



MEMORIA ANUAL
ENEL COLOMBIA **2023**







CONTENIDO



1.

LA COMPAÑÍA, SU CONTEXTO Y PRINCIPALES RESULTADOS 7

ESTRUCTURA DE PROPIEDAD	8
COMPOSICIÓN ACCIONARIA	9
OBJETO SOCIAL	10
GOBIERNO CORPORATIVO	11
CARTA A LOS ACCIONISTAS	19
INFORME DE CÓDIGO DE COMERCIO	22



2.

NUESTRA CADENA DE VALOR 31

GENERACIÓN DE ENERGÍA – ENEL GREEN POWER AND THERMAL GENERATION	32
COMERCIALIZACIÓN Y GESTIÓN DE ACTIVOS – ENERGY & COMMODITY MANAGEMENT	39
GESTIÓN ENEL X – MARKET	56
GESTIÓN DE REDES – ENEL GRIDS	91
GESTIÓN DE COMPRAS Y APROVISIONAMIENTOS	113



3.

ASÍ NOS PROYECTAMOS AL ENTORNO 119

GESTIÓN AMBIENTAL	119
GESTIÓN DE SOSTENIBILIDAD	128
GESTIÓN DE COMUNICACIONES	158



4.

UNA GESTIÓN INTERNA QUE APALANCA RESULTADOS 169

GESTIÓN DEL PERSONAL	169
INNOVACIÓN Y TRANSFORMACIÓN DIGITAL	187
SST, SEGURIDAD Y SERVICIOS ADMINISTRATIVOS	203
GESTIÓN DE AUDITORÍA INTERNA	217
GESTIÓN JURÍDICA	220
GESTIÓN REGULATORIA	228





5.

GESTIÓN FINANCIERA 239

ESTADOS FINANCIEROS SEPARADOS	247
-------------------------------	-----

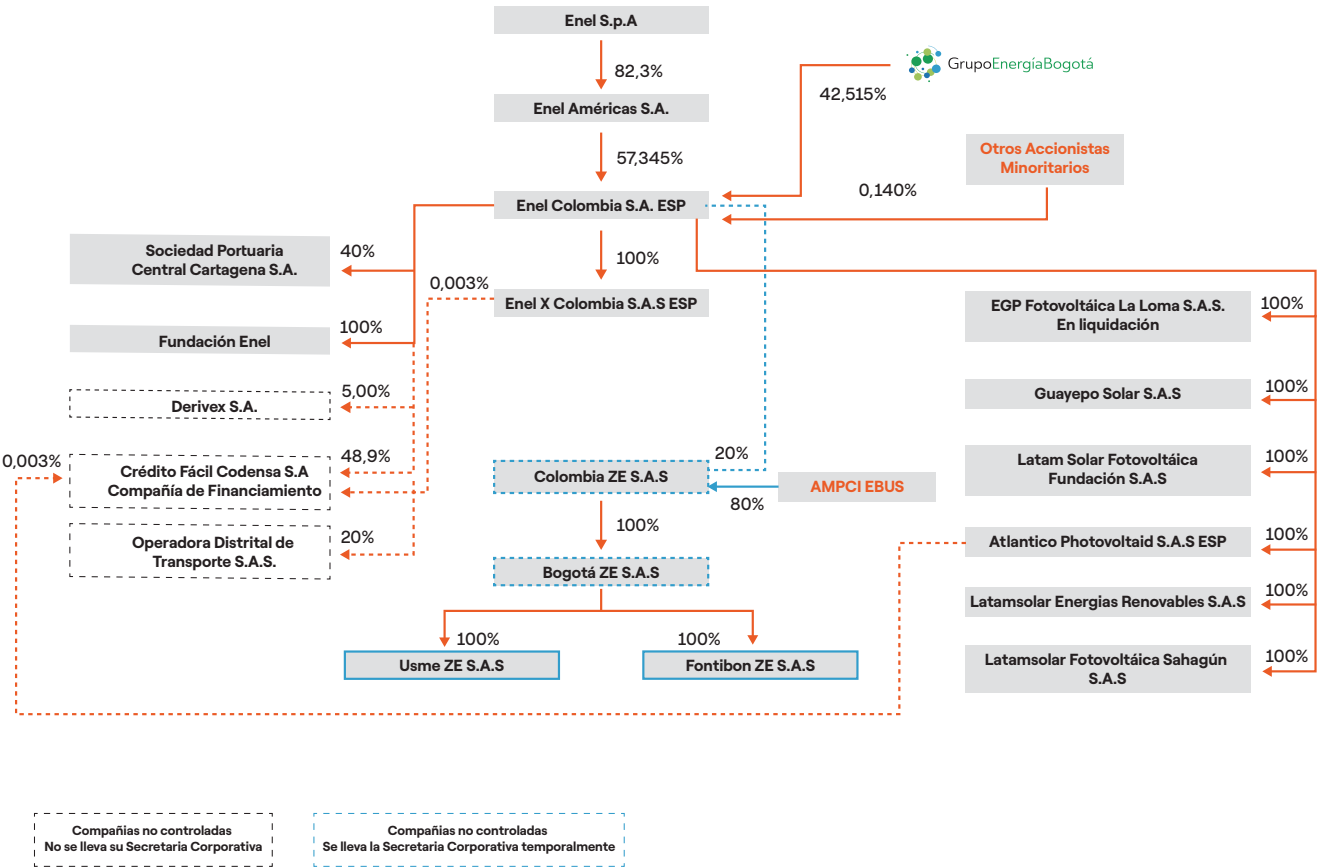




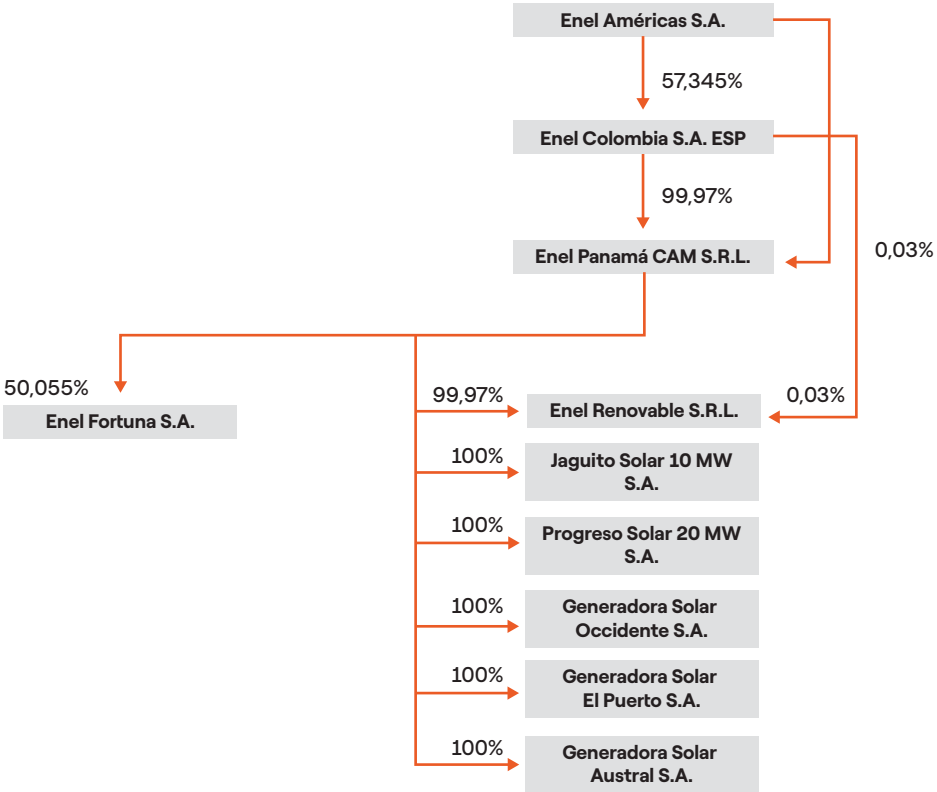
1. LA COMPAÑÍA, SU CONTEXTO Y PRINCIPALES RESULTADOS

ESTRUCTURA DE PROPIEDAD

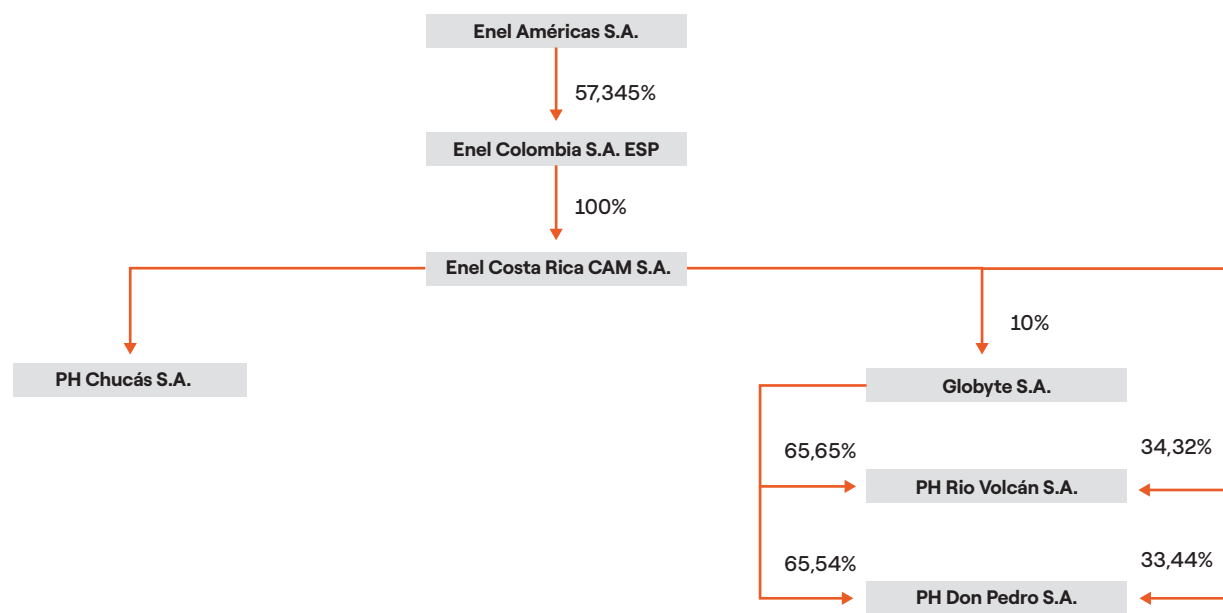
Colombia:



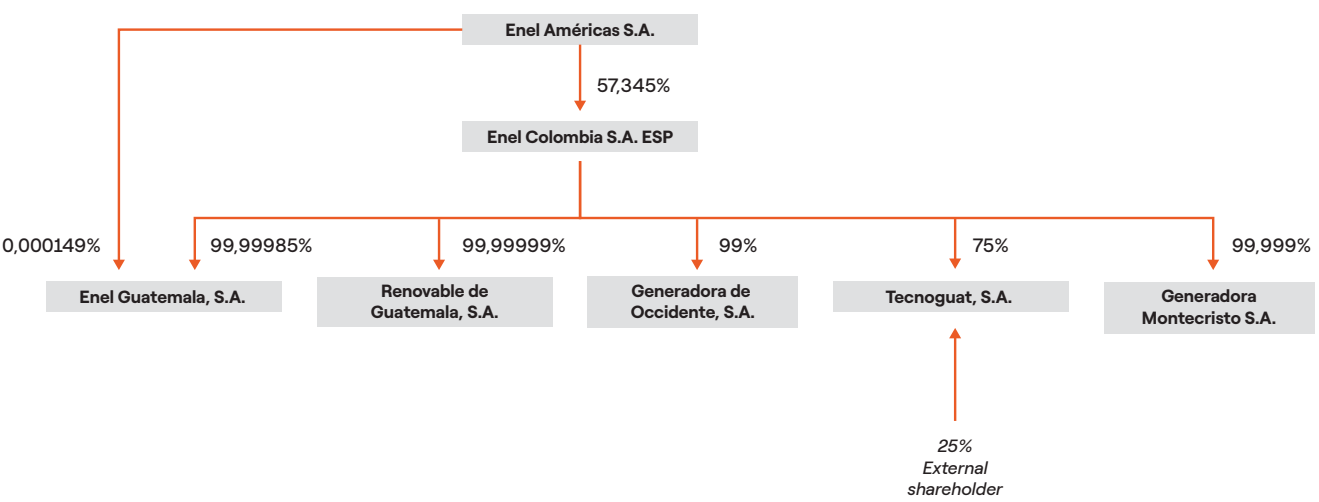
Panamá:



Costa Rica:



Guatemala:



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

Accionistas	Acciones Ordinarias con Derecho a Voto		Composición Accionaria	
	(%) 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. Adicionalmente la Sociedad como parte de su objeto social podrá:

- 1) 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.
- 2) Realizar obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica.
- 3) Ejecutar todas las actividades relacionadas con la exploración, desarrollo, investigación, explotación, comercialización, almacenamiento, mercadeo, transporte y distribución de minerales y material pétreo, así como el manejo administrativo, operacional y técnico relacionado con la producción de minerales y la exploración y explotación de yacimientos en la República de Colombia, incluyendo la compra, venta, alquiler, distribución, importación y exportación de materias primas, elementos, maquinaria y equipos para el sector minero; la importación de combustibles líquidos derivados del petróleo para la generación de energía, así como la importación de gas natural para la generación de energía y/o su comercialización.
- 4) 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.
- 5) Vender o prestar bienes y/o servicios a otros agentes económicos dentro o fuera del país, relacionados con los servicios públicos.
- 6) Participar en cualquier forma consorcial y/o de colaboración empresarial con personas naturales y jurídicas, nacionales o extranjeras, para adelantar actividades relacionadas, conexas o completarias con su objeto social.
- 7) Promover y fundar establecimientos de comercio o agencias en Colombia y en el exterior.
- 8) Adquirir a cualquier título toda clase de bienes muebles o inmuebles, arrendarlos, enajenarlos, gravarlos y darlos en garantía.
- 9) Explotar marcas, nombres comerciales, patentes, invenciones o cualquier otro bien incorporeal.
- 10) Participar en licitaciones públicas y privadas.
- 11) 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.
- 12) Participar en mercados de derivados financieros de commodities energéticos.
- 13) 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.
- 14) 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.
- 15) Participar con entidades financieras como corresponsal bancario y de seguros.
- 16) 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.
- 17) 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.
- 18) 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 Sociedad: (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.

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

Durante el año 2023 fueron aprobados por los órganos sociales de Enel Colombia los siguientes cambios a la normativa interna:

- Mediante Acta No. 520 de sesión ordinaria no presencial de la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P. celebrada el 25 de enero de 2023, se aprobó la actualización al Código Ético.
- Mediante Acta No. 76 de sesión ordinaria no presencial del Comité de Auditoría de Enel Colombia S.A. E.S.P. celebrada el 21 de febrero de 2023, se aprobó la actualización de la Política Gestión Antisoborno.
- Mediante Acta No. 108 de sesión ordinaria de la Asamblea General de Accionistas de Enel Colombia S.A. E.S.P. celebrada el día 28 de marzo de 2023, se aprobó la modificación del artículo 55 de los Estatutos Sociales.
- Mediante Acta No. 532 de sesión ordinaria no presencial de la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P. celebrada el 25 de octubre de 2023, se aprobó el tratamiento de las Operaciones con Partes Vinculadas de las filiales de Enel Colombia.
- Mediante Acta No. 80 de sesión extraordinaria no presencial del Comité de Auditoría de Enel Colombia S.A. E.S.P. celebrada el 19 de diciembre de 2023, se aprobó la actualización de la Política de Control y Gestión de Riesgos de Enel Colombia.

Gobierno Corporativo

Las sesiones de los diferentes órganos durante el año 2023 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

- **Presidente Junta Directiva:** José Antonio Vargas Lleras
- **Gerente General:** Luciano Tommasi
- **Primer Suplente del Gerente General:** Eugenio Calderon López.
- **Segundo Suplente del Gerente General:** Fernando Javier Gutiérrez Medina
- **Tercer Suplente del Gerente General:** Francesco Bertoli
- **Cuarto Suplente del Gerente General:** Carlos Mario Restrepo Molina
- **Quinto Suplente del Gerente General:** Maurizio Rastelli



La Compañía tiene 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. 109 de la Asamblea General de Accionistas llevada a cabo el día 12 de julio de 2023, se aprobó la elección de los siguientes miembros de Junta Directiva:

REGLÓN	PRINCIPAL	SUPLENTE
PRIMERO	LUCIANO TOMMASI	FRANCESCO BERTOLI
SEGUNDO	JOSÉ ANTONIO VARGAS LLERAS	MAURIZIO RASTELLI
TERCERO	ANDRÉS CALDAS RICO	DIANA MARCELA JIMÉNEZ RODRÍGUEZ
CUARTO (Independiente)	CAROLINA SOTO LOSADA	VACANTE
QUINTO	JUAN RICARDO ORTEGA LÓPEZ	ANDRÉS BARACALDO SARMIENTO
SEXTO	JORGE ANDRÉS TABARES ÁNGEL	NÉSTOR FAGUA GUAUQUE
SÉPTIMO (Independiente)	ASTRID MARTÍNEZ ORTIZ	MARIO TRUJILLO HERNÁNDEZ

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

La Junta Directiva de la Sociedad durante el año 2023 sesionó en dieciséis (16) oportunidades, de las cuales doce (12) sesiones fueron ordinarias, una (1) fue sesión extraordinaria universal y tres (3) fueron decisiones extraordinarias mediante el mecanismo de voto escrito.

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

REGLÓN	No. sesiones asistidas miembro principal	No. sesiones asistidas miembro suplente*
PRIMERO	13	0
SEGUNDO	13	0
TERCERO	8	5
CUARTO (Independiente)	11	2
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

Según 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. 528 del 18 de julio de 2023 aprobó la composición del Comité de Auditoría, el cual quedó conformado de la siguiente manera:

PRINCIPAL	SUPLENTE
LUCIANO TOMMASI	FRANCESCO BERTOLI
JUAN RICARDO ORTEGA LÓPEZ	ANDRÉS BARACALDO SARMIENTO
CAROLINA SOTO LOSADA	VACANTE
ASTRID MARTÍNEZ ORTIZ	MARIO TRUJILLO HERNÁNDEZ

El Comité de Auditoría se describe en el artículo 62 de los Estatutos Sociales, destacando las siguientes funciones: (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 evaluar e informar a la Junta Directiva de cualquier situación que pueda 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 Auditoría 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 en el cual 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 cinco (5) oportunidades, de las cuales cuatro (4) sesiones fueron ordinarias y una (1) fue sesión extraordinaria.

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

REGLÓN	No sesiones asistidas miembro principal	No sesiones asistidas miembro suplente*
PRIMERO	5	0
SEGUNDO	5	0
TERCERO	5	0
CUARTO	5	0

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

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 2023, 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 2023
- Aprobación de la actualización de la Política de Control y Gestión de Riesgos de Enel Colombia
- Monitoreo del *Compliance Road Map*
- Aprobación del Informe Anual del Comité de Auditoría de 2022
- Análisis de estados financieros separados y consolidados con corte a 31 diciembre de 2022 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 2022.
- 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 Centroamérica, 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

Según 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 independientes 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. 528 del 18 de julio de 2023, aprobó la composición del Comité de Buen Gobierno, el cual quedó conformado de la siguiente manera:

PRINCIPAL	SUPLENTE
LUCIANO TOMMASI	FRANCESCO BERTOLI
JOSÉ ANTONIO VARGAS LLERAS	MAURIZIO RASTELI
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 en el artículo 64 de los Estatutos Sociales, donde 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:

REGLÓN	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, ya que no hubo faltas absolutas o temporales.

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 2022
- 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:

• **Miembros Principales de la Junta Directiva:**

1. **Luciano Tommasi**

- Fundación Enel Colombia
- Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.

2. **José Antonio Vargas Lleras**

- Enel Américas S.A. E.S.P.
- Vargas Sandoval S.A.S.
- Kaenú S.A.S.
- Fundación Enel Colombia

3. **Andrés Caldas Rico**

- Casiri Inmobiliaria S.A.S.
- Fundación Enel Colombia

4. **Carolina Soto Losada**

- Grupo Bolívar
- Cementos Argos
- Universidad EAN
- Home Capital

5. **Juan Ricardo Ortega López**

- Empresa de Renovación y Desarrollo Urbano de Bogotá
- Transportadora de Gas Internacional -TGI-
- Grupo Energía de Bogotá en el exterior

6. **Jorge Andrés Tabares Ángel**

- HL Ingenieros S.A. (Colombia)
- Óptima S.A.

7. **Astrid Martínez Ortiz**

- Actualmente no hace parte de ninguna otra Junta Directiva.

• **Miembros Suplentes de la Junta Directiva:**

1. **Francesco Bertoli**

- Fundación Enel Colombia

2. **Maurizio Rastelli**

- Crédito Fácil Codensa S.A.

3. **Diana Marcela Jiménez Rodríguez**

- EPR
- REDCA
- Andesco
- Asocodis
- Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica
- Fundación Enel Colombia

4. **Vacante**

5. **Andrés Baracaldo Sarmiento**

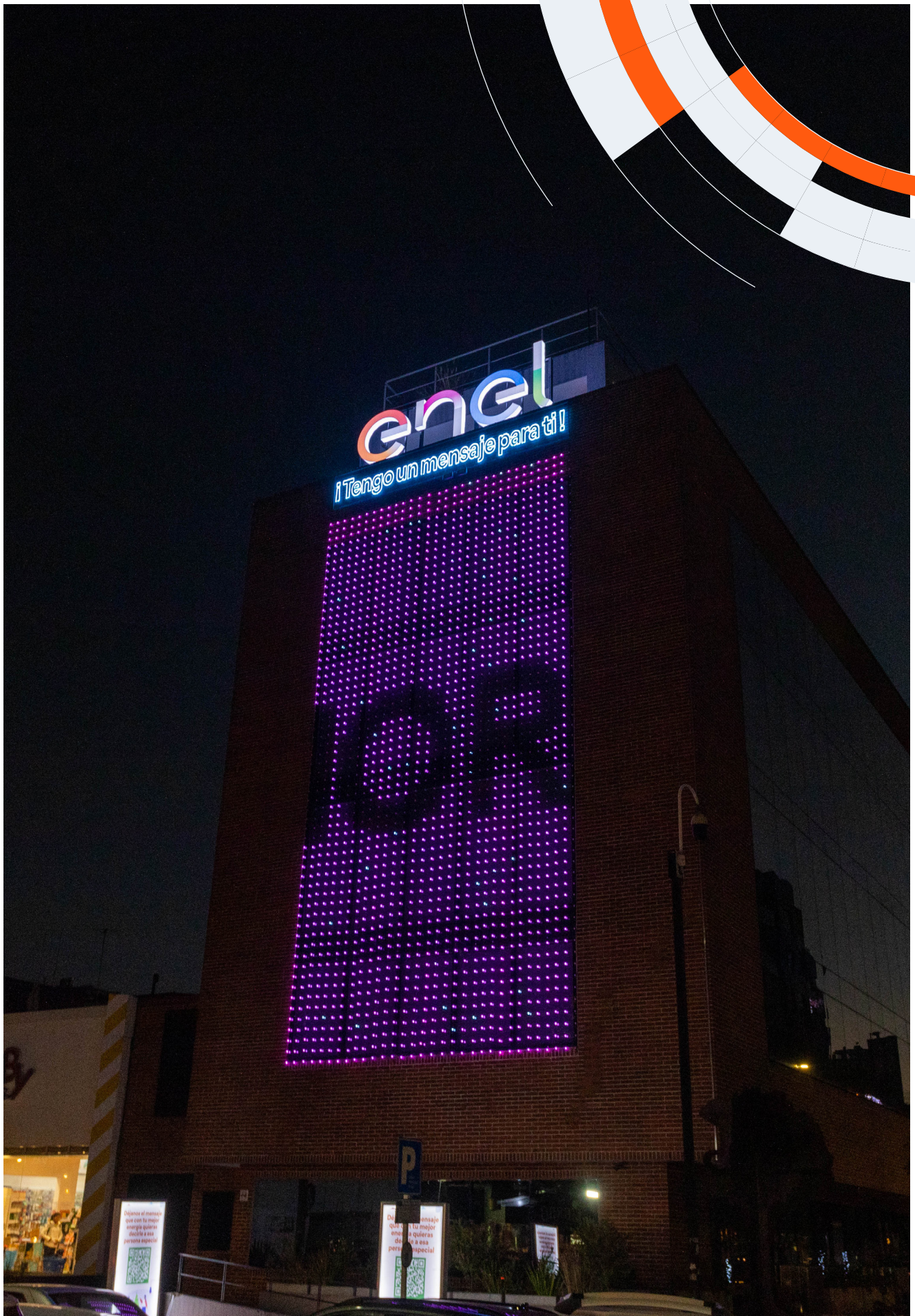
- REP-CTM (Perú)
- Calidda (Perú)
- Contugas (Perú)
- Argo Energia (Brasil)
- Gebbras (Brasil)
- Electrodunas (Perú)

6. **Néstor Fagua Guauque**

- Contugas (Perú)

7. **Mario Trujillo Hernández**

- Actualmente no hace parte de ninguna otra Junta Directiva.





José Antonio Vargas Lleras

Presidente de la Junta Directiva



Luciano Tomassi

Gerente General

ESTIMADOS ACCIONISTAS:

Nos complace compartir los resultados obtenidos por Enel Colombia para el año 2023, el cual estuvo marcado por un contexto global y local complejo en medio de una recuperación económica mundial lenta que enfrenta los efectos de los conflictos geopolíticos en Europa y Oriente Medio. Lo anterior se suma a las condiciones climáticas adversas derivadas del Fenómeno de El Niño, que trajeron consigo grandes desafíos para toda la región.

En el escenario mundial, se observó un comercio de bienes y servicios estable, con un crecimiento del 0,2%⁽¹⁾ para el 2023. Esta expansión, bastante moderada, refleja la contracción en las economías avanzadas clave y la desaceleración en los mercados emergentes, llevando a un crecimiento de la economía global del 2,6%⁽²⁾, el menor valor de los últimos tres años. Ahora bien, aunque la inflación global de precios al consumidor disminuyó de forma sustancial, se mantuvo por encima de los objetivos en las economías avanzadas y en la mitad de los países en desarrollo, obligando a los bancos centrales a mantener las políticas monetarias restrictivas más de lo esperado.

(1) Global Economics Prospect – January 2024. World Bank
(2) Global Economics Prospect – January 2024. World Bank

Por su parte América Latina y el Caribe experimentó un crecimiento moderado, con un aumento gradual de la actividad del sector privado y una confianza del consumidor fluctuante⁽³⁾. El desempeño de la economía regional registró un incremento anual del 2,2%⁽⁴⁾, inferior al resultado del 2022, marcado por las medidas restrictivas fiscales y monetarias que han adoptado los países de la región. Por su parte, Costa Rica, Guatemala y Panamá, mostraron crecimientos del 5,2%, 3,4%, y 4,9%⁽⁵⁾ respectivamente.

Respecto a Colombia, el 2023 fue testigo de significativos cambios y reformas en el país, caracterizados por intensas discusiones políticas que han influido en el rumbo económico interno. La dinámica económica ha sido desafiante, con un crecimiento del 0,6%⁽⁶⁾, y un descenso en la inflación más lento de lo pronosticado, alcanzando un 9,28%⁽⁷⁾ al cierre del año.

(3) Balance Preliminar de las Economías de América Latina y el Caribe 2023. CEPAL
(4) Global Economics Prospect – January 2024. World Bank
(5) Global Economics Prospect – January 2024. World Bank
(6) Boletín técnico. Producto Interno Bruto (PIB). DANE. 15 de febrero de 2024.
(7) Inflación Anual Total. Banco de la República.



Ante este panorama y los múltiples desafíos del país y la región, Enel Colombia logró importantes resultados que la consolidan como una compañía líder en el sector energético, ratificando su compromiso con la descarbonización y la electrificación de la economía y promoviendo el bienestar, la seguridad y las oportunidades para contribuir a la construcción de un futuro sostenible para todos.

Las condiciones del mercado, el fenómeno de El Niño, la estrategia comercial y el incremento del consumo en los sectores industrial y comercial, impactaron directamente en la demanda de energía eléctrica en Colombia, que alcanzó 79,5 TWh en el 2023. Para el caso de Panamá, Guatemala y Costa Rica, la demanda fue de 12,0 TWh, 12,3 TWh y 12,1 TWh respectivamente, incrementando 7%, 4% y 5% en comparación con el 2022.

Durante el 2023, los aportes hidrológicos en todo el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en Colombia con respecto a la media histórica fueron variados, debido principalmente a condiciones y fenómenos climáticos. Lo anterior permitió que nuestra compañía generara 15,9 TWh en Colombia, posicionándose como el segundo generador del país con el 20% de la energía generada total. Para el caso de Centro América la generación fue de 2,2 TWh total año.

Asimismo, la Compañía se posicionó como el segundo generador en capacidad instalada en Colombia, con una capacidad efectiva neta de aproximadamente 3,4 GW, es decir el 17% de la capacidad instalada del país.

En 2023, Enel Colombia continuó su camino hacia la transición energética, minimizando las emisiones de gases efecto invernadero y generando electricidad a partir de fuentes renovables no convencionales a través de un portafolio diversificado en las regiones con mayor potencial energético, impulsando la electrificación, la descarbonización y la sostenibilidad del sector.

Actualmente contamos con cuatro proyectos solares en etapa de pruebas en Colombia: El Paso Extensión, La Loma, Fundación y Guayepo I & II, este último se destaca como

el parque solar más grande del país. En Centroamérica, se encuentran en etapa de pruebas dos parques solares: Madre Vieja y Baco, ubicados en Panamá. Los proyectos antes mencionados iniciaron el periodo de pruebas al inyectar el primer kilovatio-hora al sistema y entrarán en operación comercial en 2024 aportando más de 800 MWdc y una producción superior a 5 TWh en los próximos tres años.

Adicionalmente, como parte de su estrategia de descarbonización, Enel Colombia completó la venta de la Central Térmica Cartagena y del 100% de su participación en la Sociedad Portuaria Central Cartagena S. A. a SMN Termocartagena S.A.S, enfocando sus esfuerzos en el desarrollo de proyectos de energía renovable no convencional.

En el 2023 la Junta Directiva de Enel Colombia aprobó la suspensión indefinida de la construcción del parque Eólico Windpeshi, ubicado en el departamento de La Guajira en el norte de Colombia, ante la imposibilidad de garantizar los ritmos constructivos del proyecto debido a las dificultades que se presentaron en términos de vías de hecho y seguridad, y que llevaron a la detención de las obras durante cerca del 50% de las jornadas laborales desde el 2021, determinación que también tuvo un impacto significativo en los resultados financieros de la Compañía. Fue una decisión muy difícil como Compañía que apuesta con mucha ilusión y responsabilidad a la transición energética, sin embargo, entendemos que el éxito de los proyectos depende del trabajo conjunto entre las empresas, instituciones y comunidades y apropiamos este valioso aprendizaje que sabremos capitalizar en nuestros proyectos para seguir aportando a una matriz energética cada vez más limpia.

Con respecto al negocio de distribución, nos complace comunicar que las inversiones ejecutadas por la Compañía durante el 2023 se encuentran enmarcadas dentro de las disposiciones de la regulación vigente, garantizando 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 Re-

gión. Además, habilitan la integración de fuentes de generación renovable y la masificación de la movilidad eléctrica en el marco de la transición energética.

Asimismo, en el año 2023, se llevó a cabo la expansión de la capacidad de los activos de media tensión. Además, 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.

En cuanto a los indicadores de calidad de servicio, el SAIDI (Índice de Duración Promedio de Interrupciones del Sistema) se ubicó en 514 minutos y el SAIFI (Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones del Sistema) en 9.19 veces, superando las metas regulatorias establecidas por la CREG en 21% y 4% respectivamente, considerando en su cálculo el anuncio de la CREG de julio de 2022 respecto a la no exclusión de eventos por causas de catástrofes naturales, informados por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y taxativos según la resolución CREG 015 de 2018.

Destacamos también, que durante el año 2023 Enel Colombia logró mantener las pérdidas de energía en su sistema de distribución en 7.51% mediante un plan integral de recuperación de energía.

Por otra parte, durante el 2023 la estrategia de la línea de negocio Enel X, se centró en asegurar la prestación del servicio a nuestros clientes agregando valor a través de soluciones innovadoras y eficientes.

En esta línea, se actualizó la plataforma tecnológica que soporta la gestión comercial de los procesos de facturación, recaudo y cobranza, con el fin de optimizar las actividades y brindar un mejor servicio a los usuarios. Durante el proceso de transición a este nuevo sistema, algunas de las transacciones presentaron limitaciones en su funcionamiento, no obstante, se implementaron las medidas necesarias para mitigar el impacto en la operación de los negocios y evitar afectaciones a nuestros clientes, alcanzando su estabilización en el último trimestre del 2023.

Enel X también desempeñó un papel clave en el diseño, construcción y montaje de Ikotia, el primer parque solar de Frontera Energy que comenzó a operar en 2023. Este parque, con más de 16.800 paneles solares, tiene una capacidad instalada de 7,85 MWp y puede generar energía para beneficiar a más de 56.000 hogares. Con estas acciones, Enel Colombia se posiciona como un aliado estratégico que impulsa la transición hacia fuentes no convencionales de generación de energía.

Adicionalmente, nos es grato destacar que durante el 2023 no se presentaron accidentes graves ni fatales en la operación de la Compañía, continuando con la senda de

reducción de accidentes de los últimos años, y ratificando nuestro compromiso con la salud y seguridad de todos nuestros colaboradores.

La Sostenibilidad continúa siendo uno de nuestros principales pilares estratégicos, y tenemos el firme compromiso de aportar a la agenda 2030 de las Naciones Unidas y al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, específicamente con 4 objetivos: ODS 7 – Energía asequible y limpia, ODS 9 – Industria, innovación e infraestructura, ODS 11 – Ciudades y comunidades sostenibles, y ODS 13 – Acción climática.

Contribuimos a estos objetivos a través de nuestros negocios, avanzando en la descarbonización, con la prioridad de alcanzar un valor de cero emisiones a 2040; esta última se encuentra en el corazón de la estrategia que Enel ha estado implementando, contribuyendo a una transición justa mediante la adopción de acciones concretas que aborden los impactos sociales de las medidas de mitigación y adaptación al cambio climático, junto con los empleados, proveedores, comunidades y clientes.

En 2023, con 120 proyectos impulsados con 70 alianzas, y más de 200 mil beneficiarios en Colombia, Guatemala, Panamá y Costa Rica, aportamos de manera significativa al desarrollo y crecimiento social y económico de los territorios.

De igual manera, para Enel, la diversidad es un driver estratégico que contribuye al desarrollo del potencial de las personas y los equipos y dinamiza un entorno de trabajo inclusivo y de respeto para todos y todas, en donde cada uno puede brillar por su talento. La cultura de la diversidad para el Grupo Enel se ha convertido en un rasgo diferencial por lo cual durante el año 2023 se logró la segunda recertificación Equipares Sello de Oro, certificación que reconoce la implementación de acciones efectivas para el cierre de brechas de género, convirtiéndonos en la primera empresa del sector minero-energético en Colombia en recibir este reconocimiento. Igualmente, se iniciaron los autodiagnósticos INDIC@IGUALDAD⁽⁸⁾ para la medición de los indicadores relacionados con temas de género para los países de Centroamérica.

Adicional a lo anterior se puso en marcha el proyecto MacroWork, que busca generar redes de apoyo y acompañamiento para las personas con enfermedades crónicas en el entorno del trabajo, haciéndolos sentir a todos parte de una gran organización, que escucha con empatía y se preocupa por su bienestar.

(8) Sistema de indicadores de igualdad de género para empresas privadas que buscan caracterizar, cuantificar y proveer evidencia respecto al grado de igualdad y las brechas de género que existen en el lugar de trabajo

Resultados financieros

Para Enel Colombia es muy satisfactorio compartir los resultados económicos logrados durante el 2023, que reflejan una excelente gestión en términos financieros y operacionales en Colombia, Costa Rica, Guatemala y Panamá.

Nuestro margen de contribución alcanzó \$7,8 billones, gracias al buen desempeño de las actividades de distribución y generación, así como de la destacable gestión comercial de la Compañía durante el año ante los desafíos del entorno.

Al cierre del 2023 el EBITDA alcanzó un valor de \$6,6 billones y la utilidad neta ascendió a \$2,0 billones. Así mismo destacamos el nivel de inversión ejecutado durante el año que superó los 2.8 billones de pesos, como prueba de nuestro firme compromiso con la transición energética y la ambición de lograr cero emisiones en todos los ámbitos para el 2040.

Finalmente resaltamos el pago de dividendos a nuestros accionistas por 2.7 billones de pesos con cargo a la utilidad del 2022.

Por otro lado, nos complace informar que, en el 2023, Enel Colombia materializó con éxito una operación de crédito por \$1,2 billones de pesos con International Finance Corporation (IFC), multilateral miembro del Banco Mundial. El financiamiento se destinará a la construcción de nueva infraestructura, reforzamiento de redes, digitalización, apoyo al desarrollo de sistemas de transporte masivo eléctrico en Bogotá y Cundinamarca, y la expansión de la red a nuevos clientes.

Es importante resaltar que la transparencia y la integridad son pilares esenciales en las relaciones de confianza con los grupos de interés de la Compañía. Es por esto que hemos desarrollado un robusto sistema de cumplimiento integrado por múltiples políticas y procedimientos que promueven y robustecen los mejores estándares éticos y profesionales en el desarrollo de nuestras actividades y operaciones. El modelo de cumplimiento de Enel Colombia está integrado, entre otros, por el *Enel Global Compliance Program*, el Modelo de Prevención de Riesgos Penales, el Código Ético y el Plan Tolerancia Cero contra la Corrupción. Nuestro modelo de cumplimiento nos ha permitido obtener, además, la certificación del Sistema de Gestión Antisoborno (SGAS) correspondiente a la ISO 37001.

A efectos de dar cumplimiento al artículo 47 de la Ley 222 de 1995, con relación a las operaciones realizadas con los accionistas y administradores, se informa que las mismas se ajustaron a las disposiciones legales aplicables y están debidamente reflejadas en los estados financieros.

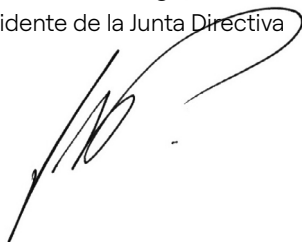
De igual manera, reiteramos que Enel Colombia cumple con las normas sobre propiedad intelectual y derechos de autor y declaramos que todo *software* disponible para su gestión cuenta con las licencias correspondientes y responde por tanto a las normas sobre propiedad intelectual y derechos de autor vigentes en Colombia.

Dando cumplimiento también a lo establecido en el artículo 87 de Ley 1676 de 2013, se informa que la Compañía asegura la libre circulación de las facturas emitidas por los vendedores o proveedores. Así mismo, de conformidad con lo previsto en la Ley 142 y 143 de 1994, la Sociedad cuenta con un Sistema de Control Interno y con un auditor externo de gestión y resultados; al igual que, durante el periodo objeto del informe, la Compañía en su calidad de emisor de valores, ha controlado y revelado la información financiera de conformidad con la regulación aplicable.

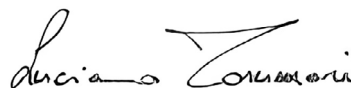
Finalmente, expresamos nuestro agradecimiento a nuestros accionistas por el voto de confianza que nos otorgan al mantener su inversión en la Compañía, lo cual nos motiva cada día para generar valor y buenos resultados y así mismo, aportar al desarrollo sostenible del país.

Atentamente

José Antonio Vargas Lleras
Presidente de la Junta Directiva



Luciano Tomassi
Gerente General



Bogotá D.C., febrero de 2024

Señores

Accionistas

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

Ciudad

Ref: Información Código de Comercio 2023

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 2023
Caldas Rico Andrés	\$ 76.292
Jiménez Rodríguez Diana	49.891
Martínez Ortiz Astrid	126.182
Ortega López Juan Ricardo	126.182
Pachon Castro Felipe	18.247
Rubio Díaz Lucio	71.137
Soto Losada Carolina	107.935
Tabares Angel Jorge Andrés	126.182
Tommasi Luciano	64.269
Vargas Lleras José Antonio	116.958
Total	\$ 883.275

Honorarios Comité de Auditoría:

Tercero	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023
Martínez Ortiz Astrid	\$ 29.949
Ortega López Juan Ricardo	29.949
Rubio Díaz Lucio	16.080
Soto Losada Carolina	29.949
Tommasi Luciano	13.885
Total	\$ 119.812

Honorarios Comité de Buen Gobierno y Evaluación:

Tercero	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023
Ortega López Juan Ricardo	\$ 15.352
Rubio Díaz Lucio	8.435
Tabares Angel Jorge Andrés	15.352
Tommasi Luciano	6.917
Vargas Lleras José Antonio	15.352
Total	\$ 61.408

- 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 2023
Álvarez Bernal Juliana Andrea	\$ 60.904
Álvarez Liévano Laserna S.A.S.	237.834
Amezquita Huertas William Fernando	58.673
Antonio Fernández Andrea Natalia	79.749
Atuesta Ortiz Andrea	135.143
Baker & Mckenzie S.A.S.	4.166
Campiño Palacios Daira Alejandra	31.310
Carrasco Moreno Angela Rocío	31.724
Castro Ruiz Marcela	64.908
CC3 Consultores y Asesores Empresariales S.A.S.	164.491
Cediel de Peña Martha Clemencia	64.908
Cuervo León Gilberto	48.000
DLA Piper Martínez Beltran Abogados S.A.S.	232.966
Estudio Legal Hernández S.A.S.	82.486
Exponent, Inc.	39.731
Falla Johan Sebastián	37.626
Fundación para la Educación Superior y el Desarrollo - Fedesarrollo	62.102
Gama Gestión Legal S.A.S.	354.010
Garrigues Colombia S.A.S.	477.104
Giraldo Fernandez Manuela	100.285
Girón Medina Servicios Legales y Tributarios S.A.S.	94.240
Gomez Pinzón Abogados S.A.S.	75.583
Gomez Pinzón Propiedad Intelectual S.A.S.	37.711
Gomez Pinzón Zuleta Propiedad Intelectual S.A.S.	6.919
Hernández García Consultoría Legal S.A.S.	197.259
Intertek Industry Services Colombia Limited	4.624
JFRG S.A.S.	270.286
José Lloreda Camacho & Co S.A.S.	186.909
Larm Colombia S.A.S.	53.971
Litigar Punto Com S.A.S.	91.908
Lloreda & Cía. S.A.S	18.922
Loboguerrero Gutierrez Ltda.	43.701

Tercero	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023
López & Asociados S.A.S.	28.465
Mayorca Carlos Humberto	32.454
Merizalde Morales Javier Alexander	105.105
Morales Maria Cristina	9.754
Morales Silvia Elena	50.428
Moreno Bermudez Isabella	43.143
Moreno Maria Alejandra	52.615
Murillo Gutierrez Carlos Andrés	32.551
Ncd Estudio Legal S.A.S.	116.802
Osorio Garcia Santiago José	37.300
Pardo Uribe Miguel Eduardo	35.721
Pascuas Alvaro David	37.331
Quintero Maria Camila	55.838
Quiñones Cruz Abogados S.A.S.	35.700
Ramírez Perdomo Carlos Alberto	81.958
Ricardo Restrepo Estudio Legal S.A.S.	4.760
Rivera Arias Laura Paola	46.200
Rubio Pulido Karen Andrea	53.268
Solarte Rodríguez Oscar Arturo	135.252
Tamayo Jaramillo y Asociados S.A.S.	646.531
Vizcaino Cristancho Sergio Alejandro	32.158
Yazo Herrera Erik Johani	2.372
Total	\$ 5.125.859

Honorarios de asesores:

Tercero	Concepto	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023
Accenture Ltda.	Honorarios por asesoría	\$ 6.389.982
Ambieniq Ingenieros S.A.S.	Honorarios estudios ambientales	218.344
AON México Business Support S.A. de C.V.	Honorarios cálculo actuarial	562.865
Baker y Tax S.A.S.	Honorarios por asesoría	75.955
Bis Consulting Group S.A.S.	Honorarios por asesoría	30.910
Borealis S.A.S.	Honorarios por asesoría	80.980
Cadena S.A.	Honorarios por asesoría	95.289
Colectivo Aquí y Ahora	Honorarios por asesoría	17.479
Creo Consultores S.A.S.	Honorarios por asesoría	59.500
Cuatrecasas Goncalves Pereira S.A.S.	Honorarios por asesoría	22.249
Cushman y Wakefield Colombia S.A.S.	Honorarios por asesoría	12.852
Deloitte Asesores y Consultores Ltda.	Honorarios por asesoría	771.908
Dreamgis S.A.S	Honorarios por asesoría	59.357
Editorial Catarsis S.A.S.	Honorarios por traducción	125.326
Enciso Rincón Javier Mauricio	Honorarios por asesoría NIIF	23.205
Ernst & Young Audit S.A.S.	Honorarios otros trabajos de auditoría	59.714
Ernst & Young S.A.S.	Honorarios otros trabajos de auditoría	662.419
Experiencias Ayaka S.A.S.	Honorarios por asesoría	14.408
Fundación Humedales	Honorarios educación ambiental	1.904.964
Fundación Socya	Honorarios educación ambiental	2.131.955
Gers S.A.S.	Honorarios por asesoría	37.985

Tercero	Concepto	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023
Go Drone S.A.S.	Honorarios por asesoría	9.282
Hay Group Ltda.	Honorarios por asesoría	95.342
Ibang S.A.S.	Honorarios por asesoría	4.695
Inerco Consultoría Colombia Ltda.	Honorarios estudios ambientales	19.992
International Testing	Honorarios otros trabajos de auditoría	7.038
Itasol Chile	Honorarios por asesoría	202.070
K2 Ingeniería S.A.S.	Honorarios estudios ambientales	1.680.633
Kpmg Advisory Tax & Legal S.A.S.	Honorarios por asesoría	75.025
Kpmg S.A.S.	Honorarios revisoría fiscal	2.010.572
Lee Infante S.A.S.	Honorarios otros trabajos de auditoría	17.255
López & Asociados S.A.S.	Honorarios por asesoría	135.755
Potencia y Tecnologías Incorporadas S.A.	Honorarios por asesoría	38.649
Power&energy S.A.S.	Honorarios por asesoría	82.731
Pricewaterhousecoopers Asesores Gerenciales S.A.S.	Honorarios por asesoría	118.813
Quantil S.A.S.	Honorarios por asesoría	49.980
Rebus Innovation Tech S.A.S.	Honorarios por asesoría	411.077
Reputation Institute Inc.	Honorarios por asesoría	255.663
Righside S.A.S.	Honorarios por asesoría	180.880
Rina Iberia S.L.	Honorarios otros trabajos de auditoría	76.045
T Consultores S.A.S.	Honorarios por asesoría	17.850
Total Security Sevic Cosrecersrcs	Honorarios por asesoría	10.541
Union Temporal Plare	Honorarios por asesoría	48.733
Wsp Ingeniería Colombia S.A.S.	Honorarios estudios ambientales	1.159.101
Total		\$ 20.065.068

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 2023
Ad Orange S.A.S.	Servicios de publicidad	\$ 1.354.563
Americas Business Process Services S.A.	Servicios de publicidad	12.814.670
Atenea Orfebrería S.A.S.	Material publicitario	2.900
BCW Burson Cohn & Wolfe Colombia S.A.	Servicios de publicidad	404.994
Bloom Motion S.A.S.	Servicios de publicidad	283.002
Cámara de Comerciantes LGBT de Colombia	Renovación suscripciones	1.549
Carvajal Soluciones de Comunicación S.A.S.	Material publicitario	594.323
Casa Editorial El Tiempo S.A.	Renovación suscripciones	1.174
Correcaminos de Colombia	Servicios de publicidad	183.401
Delcop Colombia S.A.S.	Material publicitario	155.285
Eventos Efectivos y Producciones S.A.S.	Servicios de publicidad	28.011
Éxito Publicitario S.A.S.	Material publicitario	307.648
Flea Market S.A.S.	Material publicitario	357.731
Fit Comunicaciones S.A.S.	Servicios de publicidad	113.121
FocusEconomics SL	Renovación suscripciones	6.689
Informa Colombia	Renovación suscripciones	21.527
Integra Producción y logística S.A.S.	Servicios de publicidad	78.280
K Mel Ltda.	Material publicitario	2.846

Tercero	Concepto	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023
Millenium BPO S.A.	Servicios de publicidad	795.108
Mms Comunicaciones Colombia S.A.S.	Servicios de publicidad	2.461.727
Mueller Lowe Ssp3 S.A.S.	Servicios de publicidad	2.695.528
Nuevos Medios Producciones S.A.S.	Servicios de publicidad	117.171
OOH Redes Digitales Ltda.	Material publicitario	79.620
OOKRE Impresores Ltda.	Material publicitario	327.478
Profitline S.A.S.	Servicios de publicidad	37.222
Punto Cardinal Comunicaciones S.A.S.	Servicios de publicidad	447.403
Rojas Tovar Lizardo	Servicios de publicidad	41.565
S.W.I.F.T. SCRL	Renovación suscripciones	23.143
Sion Trade S.A.S.	Material publicitario	58.003
Starter Company S.A.	Servicios de publicidad	29.750
Target Insights S.A.S.	Servicios de publicidad	265.918
The Click S.A.S.	Servicios de publicidad	69.786
Yanhaas S.A.	Servicios de publicidad	58.449
Total		\$ 24.219.585

Participación en eventos y congresos y patrocinios:

Tercero	Concepto	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023
Alianza Fiduciaria S.A.	Participación en eventos y congresos	\$ 142.785
Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica - Asocodis	Participación en eventos y congresos	769.852
Asociación Colombiana de Gas Natural - Naturgas	Patrocinio	64.260
Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica - Acolgen	Patrocinio	1.355.269
Asociación Comité Colombiano de Grandes Presas	Participación en eventos y congresos	21.073
Asociación Comité Colombiano de Túneles y Obras Subterráneas	Participación en eventos y congresos	11.138
Asociación de Centros Comerciales de Colombia	Participación en eventos y congresos	1.071
Asociación de Empresarios de Sibate Soacha y Sur de Bogotá - Asomuña	Participación en eventos y congresos	18.657
Asociación de Energías Renovables Colombia	Participación en eventos y congresos	24.000
Asociación de Gestión Humana	Participación en eventos y congresos	2.525
Asociación de Industriales del Muña	Participación en eventos y congresos	4.146
Asociación Nacional de Empresarios de Colombia- Andi	Participación en eventos y congresos	390.432
Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones - Andesco	Participación en eventos y congresos	495.469
Asociación Para El Progreso De La Dirección	Participación en eventos y congresos	4.522
Cámara de Comercio Italiana para Colombia	Participación en eventos y congresos	5.180
Cámara Oficial De Comercio De España En Colombia	Participación en eventos y congresos	7.758
Cámara Regional de la Construcción de Bogotá D.C. y Cundinamarca	Participación en eventos y congresos	8.925
Comité Colombiano de la Cier - Cocier	Participación en eventos y congresos	107.826
Corporación Centro de Innovación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico - Cidet	Participación en eventos y congresos	390.958
Corporación de Ferias y Exposiciones S.A.	Patrocinio	71.594
Corporación Red Local del Pacto Global en Colombia	Participación en eventos y congresos	16.240
El Pilón S.A.	Patrocinio	7.000
Federación Colombiana de Golf	Patrocinio	53.550

Tercero	Concepto	Por el periodo de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023
Federación Colombiana de Municipios	Participación en eventos y congresos	47.600
Federación Nacional de Comerciantes Empresarios - Fenalco	Patrocinio	14.280
Fiduciaria Davivienda SA	Participación en eventos y congresos	52.282
Fundación Caminata de la Solidaridad por Colombia	Patrocinio	41.650
Fundación para el Progreso de la Región Bogotá	Participación en eventos y congresos	282.000
Gremio Colombiano de la Experiencia	Participación en eventos y congresos	20.230
Instituto Colombiano de Derecho Tributario	Participación en eventos y congresos	35.043
Instituto Colombiano de Normas Técnicas - Icontec	Participación en eventos y congresos	1.467
Instituto de Auditores Internos de Colombia	Participación en eventos y congresos	8.122
Solugistik S.A.S.	Patrocinio	22.372
Total		\$ 4.499.276

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 2023
Fundación Enel Colombia	Aporte	\$ 7.521.001
Total		\$ 7.521.001

e. Al 31 de diciembre de 2023 los dineros u otros bienes que la Sociedad posea en el exterior y las obligaciones en moneda extranjera son:

	Al 31 de diciembre de 2023		
	(en EUR)	(en US Dólares)	(en miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo	-	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)



f. Al 31 de diciembre de 2023 los dineros u otros bienes que la Sociedad posea en el exterior y las obligaciones en moneda extranjera son:

Títulos Participativos en Acciones	Actividad Económica	Relación	Acciones Ordinarias	% Participación	Al 31 de diciembre de 2023
Renovables de Guatemala S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	19.244.655	99,9999%	1.364.429.147
Enel Panamá CAM S.R.L.	Servicios Públicos	Subsidiaria	3.000	99,9667%	1.184.933.111
Enel Green Power Costa Rica S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	27.500.000	100,0000%	223.824.533
Generadora de Occidente Ltda.	Servicios Públicos	Subsidiaria	16.099.080	99,0000%	156.857.240
Generadora Montecristo S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	381.995	99,9987%	99.788.852
Tecnoguat S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	23.211	75,0000%	55.751.304
Colombia ZE S.A.S.	Servicios	Asociada	5.186.737	20,0000%	35.991.820
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Inversion	Subsidiaria	6.500	100,0000%	11.253.701
Crédito Fácil Codensa S.A.	Inversion	Asociada	15.678	48,9938%	10.054.168
Enel Renovable S.R.L.	Servicios Públicos	Subsidiaria	1	0,9901%	8.003.917
Enel Guatemala S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	672.079	99,9900%	7.700.777
Enel X Way Colombia S.A.S.	Servicios	Asociada	6.014	40,0000%	5.514.141
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	Inversion	Asociada	12.500	20,0000%	3.180.589
Generadora Eólica Alto Pacora S.R.L	Servicios Públicos	Subsidiaria	1	0,9901%	690.073
Enel Renovable S.R.L	Servicios Públicos	Subsidiaria	-	0,0000%	-
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A	Servicios Portuarios	Subsidiaria	851.757	99,9900%	-
Transmisora de Energía Renovable S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	2.335.568	99,9979%	-
P.H. Chucas S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	24.690	37,7947%	-

Deterioro de Inversiones

Enel Green Power Costa Rica S.A.	(132.637.177)
	3.035.336.196

Inversiones financieras en sociedades no cotizadas:

Títulos participativos en acciones	Actividad económica	Acciones ordinarias	% Participación	Al 31 de diciembre de 2023
Derivex S.A.	Comercial	51.348	5%	\$ 192.338
Acciones de cuantía menor en otras compañías	Energía			8.831
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


Luciano Tomassi
 Gerente General







2. NUESTRA CADENA DE VALOR

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

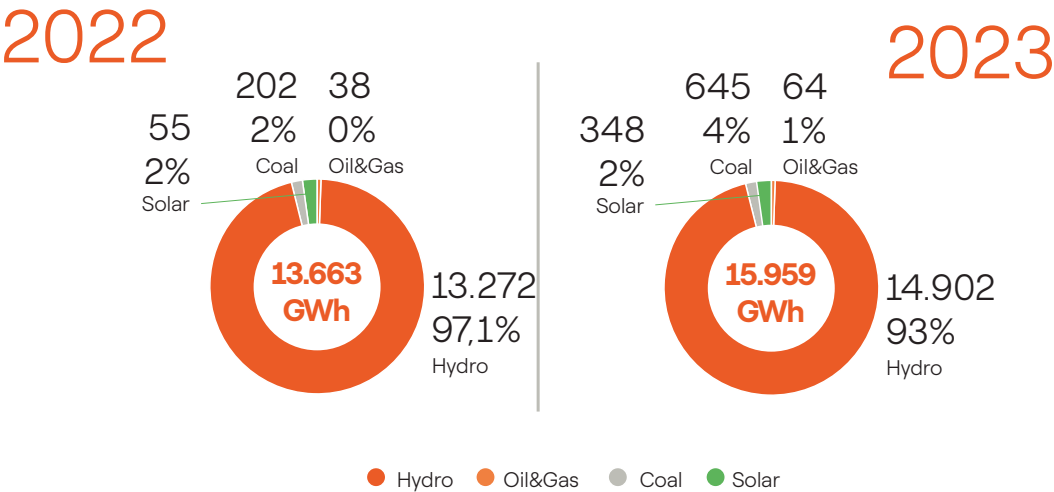
Para Enel en su cadena de valor, la generación de energía eléctrica es la base de su visión orientada a posibilitar el progreso con energía sostenible en términos medioambientales, sociales y financieros. Así, la Compañía se enfoca en mejorar sus procesos y adoptar las mejores prácticas, siendo un referente en la región en la generación con fuentes principalmente renovables. Durante el año 2023, esto condujo a un desarrollo óptimo de los proyectos y a resultados operativos y financieros sobresalientes. Es así como se logró asegurar la disponibilidad de las plantas generadoras para cumplir con los requerimientos del Sistema Interconectado Nacional, garantizando así la operación confiable de los activos, y configurándose como un actor clave en la transición energética del país.

DESEMPEÑO DE LA OPERACIÓN COLOMBIA

Para iniciar, se presentan los principales indicadores del 2023, en el que la generación neta de energía de Enel en Colombia registró un total de 15.959 GWh, experimentando un incremento del 17% en comparación con el año 2022. Se observó un aumento en la producción de cada una de las tecnologías empleadas en toda la flota de generación. Se destaca el notable aumento en la generación proveniente de las centrales hidráulicas y térmicas, lo cual está alineado con la estrategia comercial para optimizar los ingresos de la Compañía. Además, la tecnología solar va incrementado su aporte al sistema por medio de la puesta en operación y las pruebas realizadas en los parques solares La Loma, Fundación y Guayepo I&II; con estos resultados Enel en Colombia se posicionó como el segundo generador del país con el 20% de la energía total generada.

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

GENERACIÓN NETA POR TECNOLOGÍA

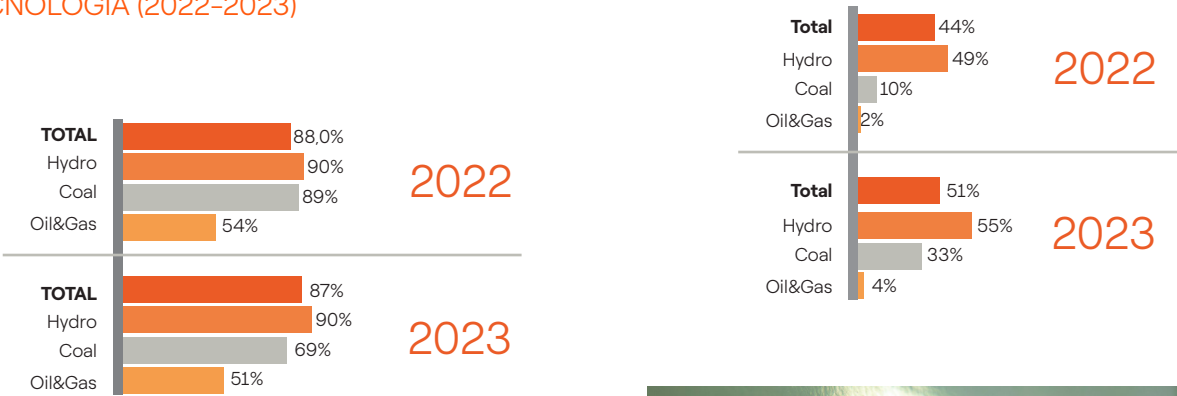


La disponibilidad del parque generador de Enel en Colombia en el 2023 fue del 87%, disminuyendo tan solo 1% con respecto al 2022 por actividades de mantenimiento en las turbinas de las centrales térmicas. Además, hay que destacar los mantenimientos en las centrales hidráulicas del río Bogotá y el proyecto de automatización y telecontrol en las centrales Guavio, Betania y El Quimbo, con el propósito de asegurar la confiabilidad del parque generador en años futuros.

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

GRÁFICO N°3 – FACTOR DE UTILIZACIÓN POR TECNOLOGÍA (2022-2023)

GRÁFICO N°2 – DISPONIBILIDAD POR TECNOLOGÍA (2022-2023)



En total se registraron 188.764 horas de servicio de las unidades de generación durante el 2023, comparado con el año 2022 fueron 5.322 horas adicionales, en consecuencia, con la mayor generación.

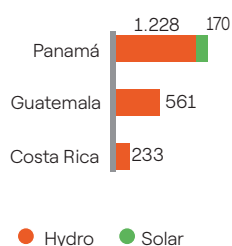
El factor de utilización finalizó en 51% comparado con el 44% del 2022, cumpliendo con las exigencias del Sistema Interconectado Nacional. En la siguiente gráfica se presenta el detalle por tecnología de esta variable, la cual evidencia mayor utilización en las centrales hidráulicas por la mayor hidrología durante el primer semestre y en las centrales térmicas debido al inicio del fenómeno de El Niño en el segundo semestre.



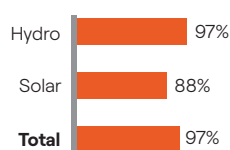


DESEMPEÑO DE LA OPERACIÓN CENTROAMÉRICA

La generación de energía neta de las centrales en Centroamérica alcanzó 2.192 GWh en 2023. De los cuales, corresponden a Panamá 1.398 GWh, para la tecnología hidráulica 1.228 GWh y en la tecnología solar 170 GWh. Desde las centrales hidroeléctricas de Guatemala y Costa Rica se aportaron 561 GWh y 233 GWh respectivamente.



La disponibilidad del parque generador de Centroamérica en el 2023 fue del 97%, teniendo en cuenta la energía equivalente disponible, como se muestra en la siguiente gráfica con el detalle de tecnología:



Tecnología hidráulica

En el 2023, la gestión en las centrales de generación hidráulica se enfocó en garantizar el suministro de energía, cumpliendo los más altos estándares de calidad y priorizando la seguridad de las personas y el cuidado del medio ambiente; así como apoyados en herramientas tecnológicas e informáticas, para mejorar la confiabilidad de los equipos y satisfacer los requerimientos del operador de red y necesidades del Sistema Interconectado Nacional. A continuación, se resume la gestión de los activos hidráulicos, discriminando en las diferentes unidades de negocio los principales proyectos.

Central Hidroeléctrica Guavio

Se continuó con la modernización de las protecciones en las unidades mayores 1 y 2, las dos unidades menores, al igual que las protecciones del diferencial de barras de la S/E Gis de la Central. Se ejecutaron los trabajos de montaje, pruebas SAT y marcha blanca, relacionados con el Telecontrol Fase II, en las unidades 4 y 5. También se avanzó en el proyecto de *Repowering* para las cinco unidades de la Central, con la firma de contratos para la fabricación de los rodets y demás componentes de la turbina, con una vigencia hasta el año 2026.

Se destaca el inicio de los trabajos del desgravador y la conclusión de las obras relacionadas con el retiro de roca en la margen derecha río Batatas, la recuperación de la solera en el túnel de excesos y la puesta en servicio de la compuerta en el túnel Batatas.

Centrales río Magdalena

Según el plan de confiabilidad de la Central Betania, se concluyeron los trabajos de recuperación de los servicios auxiliares de 480V AC y se firmó el contrato con la empresa CHINT para el suministro de un transformador de potencia monofásico de 70,3 MVA. Continuando con el proyecto de telecontrol de las unidades de generación, se realizaron los trabajos en la unidad 2 de Betania y en las dos unidades de la Central El Quimbo.

Dentro de los planes de manejo ambiental de El Quimbo, se inició la licitación para la construcción de la plata de oxigenación, para garantizar las condiciones de oxígeno disuelto en el río Magdalena, aguas abajo de la presa.

El 4 de octubre, se llevó a cabo el simulacro por rotura de presa en la central El Quimbo. Se reunieron más de 250 personas y la Central fue la primera en realizar este tipo de simulacro, el cual se unió al simulacro nacional convocado por la Unidad Nacional de Gestión de Riesgo de Desastres -UNGRD-.

Centrales río Bogotá

En el marco de los planes de manejo ambiental y asociado a la confiabilidad operativa, se continuó con la optimización del sistema de control de olores de la Central Paraíso. Se resaltan la estabilización del biofiltro y la puesta en servicio del ecofiltro, con una eficiencia esperada del 90%, una vez se supere la etapa de estabilización en el 2024; con lo que se mejorarán las condiciones de bienestar en las comunidades aledañas y el cumplimiento regulatorio de la autoridad ambiental.

Se adelantaron acciones estratégicas para garantizar la disponibilidad de las centrales, como la firma del contrato de modernización de la S/E GIS en la Central Paraíso, trabajos que se realizarían en conjunto con el Grupo de Energía de Bogotá -GEB-; iniciativa que se complementa con el contrato con la empresa TBEA para el suministro de dos transformadores de potencia trifásicos de 70 MVA para las centrales Paraíso y Guaca.

Dando continuidad al proyecto de automatización y telecontrol de las unidades de la Cadena del río Bogotá, se avanzó en la supervisión y control remoto desde la Disaster Recovery (DR) ubicada en la Central Guaca y desde la *Control Room* (CR) ubicada en Bogotá, alcanzando el 100% de la automatización y un 95% de la integración de las centrales en la *Control Room*; en resumen, se cuenta con 11 unidades generadoras automatizadas (676,2 MW integrados al CR/DR) y 4 unidades de bombeo automatizada (60,5 m³/s).

Para Centroamérica las acciones se orientaron tanto a mejorar el desempeño, como aumentar la energía entregada al sistema eléctrico.

Centrales en Panamá

Por medio del *overhaul* a la unidad 1 de la Central Hidroeléctrica Fortuna, se lograron recuperar las condiciones técnicas del conjunto rotor/generador y del transformador 13.8/230kV. La modernización del regulador de velocidad y el reacondicionamiento de los sistemas de protecciones y turbina de la unidad.





Centrales en Guatemala

Se adelantaron obras civiles encaminadas a la estabilización de taludes con la construcción de gaviones y movimiento de tierras, así como el dragado de las bocatomas. En general se recuperaron estructuras civiles afectadas por la tormenta Julia, garantizando su preservación.

De igual forma, se llevó a cabo el *overhaul* de la unidad 1 de San Isidro, el mantenimiento mayor de las unidades de Palo viejo y trabajos de modernización de equipos, con el fin de aumentar la confiabilidad de la operación para garantizar el proceso de generación.

Centrales en Costa Rica

El 15 de abril se pusieron en servicio y operación comercial, las unidades de Don Pedro y Río Volcán. Se firmó contrato con el ICE (Instituto Costarricense de Electricidad) por 5 años y prolongable a 10 años, proyectando energía en firme comprometida por un año de 44 GWh en Don Pedro y 46 GWh en Río Volcán. Previamente se adelantaron trabajos de reacondicionamiento en los sistemas principales y equipos auxiliares, lo que permitió aumentar la vida útil de los equipos de las dos centrales e incrementar el margen de la Compañía.

Todo lo anterior se complementa con los proyectos transversales de Colombia y Centroamérica, como el estudio de la integridad en los sistemas de conducción de agua para el proceso de generación de las unidades de cada central, avanzando en la recolección de información, inspecciones visuales, modelamientos y definición de rutinas de inspección.

Tecnología térmica

En el 2023, la gestión de las centrales térmicas buscó aportar a la descarbonización por medio de mejora de los procesos mejorando la eficiencia y haciendo un uso más efectivo de las materias primas, en particular las acciones adelantadas fueron:

Central Termozipa

Se ejecutó el mantenimiento programado de la unidad 4, durante esta intervención se realizó el mantenimiento mayor del precipitador electrostático de la caldera. Para garantizar la disponibilidad y confiabilidad de la unidad, se adelantaron acciones correctivas en las unidades 3 y 5 a nivel del turbogenerador, haciendo uso del stock de repuestos críticos y gracias al eficiente análisis de falla fue posible restablecer la operación en corto tiempo, lo que minimizó impactos en la disponibilidad de las unidades. Se completó el esquema de mantenimiento de las unidades en la unidad 2, durante esta intervención se realizó el estudio de integridad de la caldera.

Central Cartagena

Dentro de los trabajos realizados se destaca la modernización del sistema de control de las unidades 1 y 2, el alcance incluyó el cambio de los servidores, la actualización de los programas de control y la modernización del sistema de control de las válvulas de turbina, lo cual permitió mejorar la sintonización y respuesta del sistema del control de la turbina. Durante octubre y noviembre se realizó el cambio total del aceite de lubricación de los turbogeneradores, lo que mejoró el comportamiento dinámico del equipo.

Cabe destacar que Enel Colombia y SMN Termocartagena firmaron el acuerdo de compraventa de la Central Térmica Cartagena y del 100% de la participación de la Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., concesionaria de los Permisos Portuarios necesarios para la operación de la Central. Este acuerdo empezó a regir a partir del 1 de diciembre de 2023, fecha en la cual el grupo SMN asumió la administración y operación de la Central.

La venta de la Central Térmica Cartagena responde a la estrategia de Enel Colombia de enfocar sus esfuerzos en el desarrollo de proyectos renovables no convencionales, en especial en la región Caribe, territorio con gran potencial; para contribuir a la diversificación de la matriz energética colombiana.

Tecnología solar

La transición energética se consolida por medio de las fuentes renovables no convencionales y es así como durante el año 2023 en la tecnología solar la gestión de los activos estuvo enfocada en mejorar la confiabilidad de los parques solares de Colombia y Panamá, soportada en acciones como la gestión de componentes críticos, stock de repuestos y de contratos de operación y mantenimiento que garantizan la estabilización y continuidad de plantas. Se adelantaron sinergias con los equipos de los proyectos en construcción para la inclusión de las lecciones aprendidas y oportunidades de mejora, para operar eficaz y oportunamente mediante la estructura organizacional solar en la región, orientada a operar los proyectos actuales y a recibir nuevos; así mismo, se logró llegar al rendimiento deseado de las plantas en términos de producción y excelencia operacional.

Parque Solar El Paso - Colombia

Se intervinieron equipos en componentes principales, como el sistema de *trackers* en los cuales se realizó la instalación de *pony* paneles para tener un cargue de baterías autosuficiente. También se realizaron acciones técnicas sobre el sistema de inversores, entre las cuales estuvo su sincronización en AC, reduciendo la tasa de falla de sus equipos. A nivel civil se intervino el sistema de manejo de aguas lluvia, mediante el mantenimiento a los drenajes existentes internos y externos, junto con la construcción de los jarillones para impedir el ingreso de aguas de los afluentes exteriores.

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 críticos en la operación, lo que favoreció mejores tiempos de respuesta e incrementó la disponibilidad.



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 que genere 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 materializado los programas de Economía circular y Plantas sustentables.

Así mismo, en el marco de fomento a la innovación permanente, se ha seguido impulsando la aplicación de nuevas tecnológicas al negocio. A través 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 óptima de las plantas.

Se han adelantado las siguientes iniciativas para estandarizar los procesos para la operación y el mantenimiento, asegurar la confiabilidad y mejora en las centrales de generación, implementar prácticas de sostenibilidad y fortalecer la innovación en los procesos internos de la generación de energía:

- Desarrollo de la plataforma Parámetros inteligentes, que facilita y centraliza la gestión de parámetros técnicos y energéticos con compromisos regulatorios, asegurando el gobierno de estos dentro del marco regulatorio colombiano.
- Participación en el programa Planta sostenible, que promueve la mejora continua en las centrales. Durante 2023 se implementaron 277 iniciativas entre todas las centrales de Colombia & Centroamérica, que permitieron hacer un uso racional de recursos como agua e insumos, desarrollar iniciativas de economía circular y proyectos de valor compartido en las comunidades de la zona de influencia.
- Promoción y participación en el programa de Enel RoBoost, el cual busca, a través del uso de robots, mejorar la eficiencia de las actividades de operación y mantenimiento. Este año se lograron ejecutar 299 actividades con el uso de drones y *smartglasses*, como inspecciones remotas, visitas virtuales, entre otras, en todas las tecnologías hidro, térmica y solar.
- Registro de 1.025 iniciativas al programa *PowerG*, enfocado en reconocer ideas innovadoras y buenas prácticas, de las cuales 537 se integraron al banco de ideas del programa ¡Innovación al 100! Este año, se implementaron con éxito 81 proyectos en las sedes de Colombia y Centroamérica, destacando el compromiso continuo con la innovación y la excelencia operativa.
- Primer lugar en COCIER y el tercer lugar en CECACIER en la categoría de descarbonización en Colombia y Guatemala, respectivamente, además del primer lugar en la fase Latinoamérica de los premios CIER con una iniciativa implementada en Colombia.
- Declaración del Centro de Control de Generación ante XM como único canal de coordinación para todas las plantas ante el Centro Nacional de Despacho (operador del sistema).
- Integración a la estrategia de telecontrol de los procesos del Centro de Control de Generación las plantas hidráulicas del río Bogotá y las centrales solares El Paso, La Loma, Fundación y Guayepo, contribuyendo a la operación segura, confiable y eficiente de esta tecnología.



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.

Actualmente se cuenta con cuatro proyectos solares en construcción en Colombia, incluyendo el parque solar más grande de este país y dos en Panamá, que entraran en operación comercial en 2024, aportando un total 800 MWdc y una producción de más 5 TWh.

Algunos datos relevantes de los proyectos:

Colombia

- La Loma (Cesar): 187 MW generados por medio de 400.000 paneles solares, distribuidos en un área de 437 hectáreas
- Fundación (Atlántico): 132 MW generados por medio de 244.800 paneles solares, distribuidos en un área de 237 hectáreas
- Guayepo I y II (Cesar): 487 MW generados por medio de 820.600 paneles en 1.110 hectáreas (ha)

Panamá

- Madre Vieja (Chiriquí): 31 MW generados por medio de 68.220 paneles solares, distribuidos en un área de 33 hectáreas
- Baco (Chiriquí): 30 MW generados por medio de 68.220 paneles solares, distribuidos en un área de 33 hectáreas.

Enel trabaja en el desarrollo y operación de plantas de energías renovables: fotovoltaica, hidroeléctrica, y lo hace invirtiendo también en la hibridación de diferentes tecnologías y fuentes en una misma planta, en la integración con otros sectores y en la búsqueda de soluciones innovadoras desde una perspectiva de economía circular, para dar una segunda vida a los componentes desgastados.



COMERCIALIZACIÓN Y GESTIÓN DE ACTIVOS

- Energy & Commodity Management

Energy and Commodity Management Col & CAM gestiona la comercialización de energía eléctrica y gas de Colombia y Centroamérica 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.

Durante el 2023, Enel Colombia continuó relacionándose con sus clientes a través de esquemas de atención híbridos: presencial y virtual, mediante asesoría en la negociación de la energía y gas, y de soluciones energéticas orientadas a la eficiencia y sostenibilidad. Es así como logró vender en el Mercado No regulado de energía para Colombia 4.623 GWh, un 0,39 % más comparado con 2022. Para el caso de Centroamérica, en Panamá y Guatemala se vendieron en este mercado 988 GWh durante todo el 2023.

Así mismo, la Compañía le apuesta al consumo de fuentes no convencionales de energía, es por ello que ofrece a sus clientes los certificados de energía renovable I-REC's. En 2023 se evidenció el interés de los clientes por este producto de vanguardia, representando en Colombia un consumo de 1.165 GWh en certificados emitidos y en Centroamérica (Panamá y Guatemala) 217GWh.

Enel Colombia gestiona mejoras continuas en los canales de experiencia y comunicación, para lograr fidelización entre el creciente portafolio de clientes, así mismo, ha realizado eventos y capacitaciones de temas de interés e impacto para los diferentes sectores e industrias.

Adicional, Enel en Colombia participa en el mercado de derivados energéticos como parte de su estrategia para mitigar el riesgo asociado a la volatilidad de precios de energía en el mercado *spot*. En 2023, la Compañía realizó 18,5% de las transacciones de futuros de energía que se liquidaron en este mercado.

En 2023 se llevaron a cabo diferentes programas de gestión preventiva de cobranza y se aplicaron estrategias enfocadas a mejorar la gestión de recaudo de los clientes, logrando así obtener en Colombia un índice de cobrabilidad de 99%, y en Centroamérica de 97%.

Enel continuó la consolidación del mercado de comercialización de gas natural en Colombia, con la atención de 11 clientes en el Mercado No Regulado y la renovación de 2 contratos para venta de suministro de gas.

Aportes hidrológicos Colombia y Centroamérica

Para el Sistema Interconectado Nacional -SIN- en Colombia, el 2023, fue un año con aportes hidrológicos variables: el primer semestre inició con una alta hidrología alcanzando valores mensuales de hasta 173% con relación a sus medias históricas multianuales (M.H.), y el segundo semestre finalizó con una baja hidrología con valores mensuales de hasta 56% M.H. El promedio de aportes acumulados a cierre de 2023 resultó en aportes deficitarios con relación a sus medias históricas multianuales (88 % M.H.). La región con mayor déficit con aportes promedio acumulados fue Antioquia, con 84%, mientras que las demás regiones presentaron valores cercanos a la media histórica (Centro: 95% y Oriente: 94%).

En el 2023 se presentaron también, meses y trimestres con registros históricos. El SIN registró el tercer enero más húmedo y el tercer octubre más seco de todo su periodo de datos desde 1982. Y para Enel Colombia, el trimestre septiembre-noviembre de 2023 se posicionó como el trimestre más seco en aportes promedio en los últimos 60 años, para la Central Betania, y los segundos más bajos para las centrales de El Quimbo y Guavio.

Para Panamá, en el caso de Fortuna, el 2023 fue en promedio un año con aportes ligeramente deficitarios con relación a su M.H. de 87%. El mes con menores aportes hidrológicos fue enero (71% M.H), mientras que el trimestre febrero-abril fue el periodo con mayores aportes hidrológicos (91%).

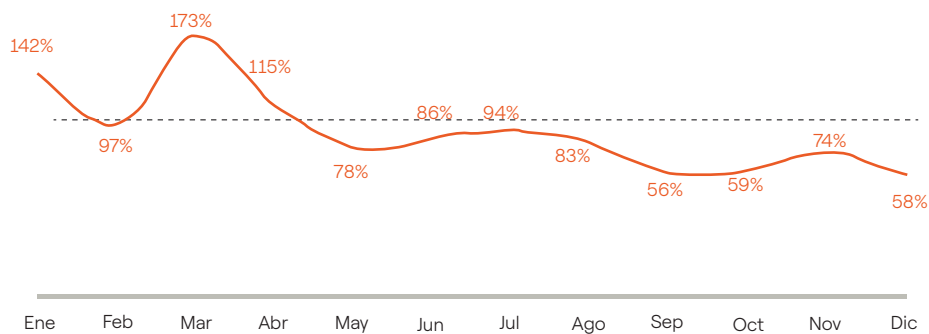
Estos aportes fueron el resultado de la conjugación de los diferentes fenómenos climáticos que impactaron los países, en múltiples escalas de tiempo y espacio, entre estos las condiciones ENSO (Oscilación del Sur El Niño, por sus siglas en inglés), en sus dos fases (El Niño y La Niña). El trimestre enero-marzo de 2023 marcó la finalización de La Niña de intensidad moderada, según lo esperado por las agencias meteorológicas internacionales. Sin embargo, unos meses después (trimestre abril-junio de 2023) se registraron temperaturas por encima de la normalidad en el océano Pacífico Central y condiciones atmosféricas propias de una fase de El Niño, marcando el inicio de la fase calienta del ENSO. Estas dos fases, generaron un aumento en la precipitación en Colombia durante La Niña, y una disminución durante El Niño. En Centroamérica, en general, las fases ENSO no tuvieron mayor incidencia.

El Niño, que inició en el trimestre abril-junio de 2023, se fortaleció rápidamente y alcanzó la intensidad de fuerte desde el trimestre agosto-octubre de 2023; se tiene la expectativa de que finalice en el trimestre marzo-mayo 2024.

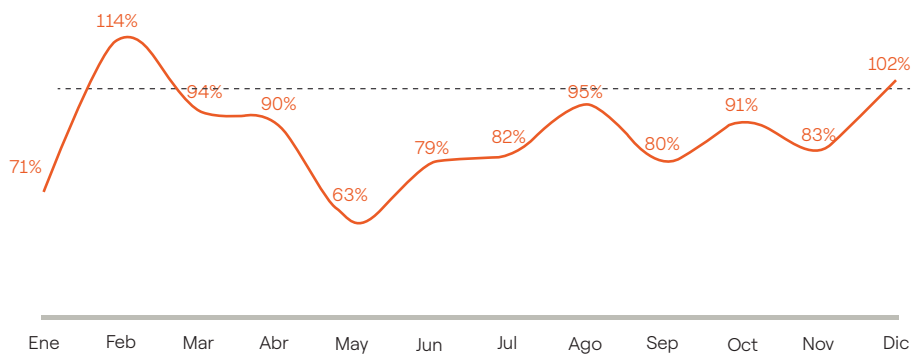
A pesar de la alta actividad ciclónica de la temporada de huracanes del Atlántico (la más activa registrada durante un evento de El Niño), ésta no tuvo impacto significativo en el aumento de humedad en Colombia y Centroamérica, ya que la mayor actividad ciclónica se desarrolló en el Atlántico norte, lejos del caribe, reduciéndose así el tránsito de ondas tropicales y sistemas ciclónicos cerca de las zonas de interés.

Sumado a lo anterior y según los análisis realizados por la NASA, el 2023 fue catalogado como el año más caluroso jamás registrado, 1,2 grados Celsius por encima de la media histórica de referencia de la NASA (1951- 1980), indicando un incremento en el calentamiento global e influyendo en las condiciones y fenómenos oceánicos atmosféricos en todo el planeta.

APORTES HIDROLÓGICOS MENSUALES AL SIN (COLOMBIA) DURANTE EL 2023 COMO % M.H.

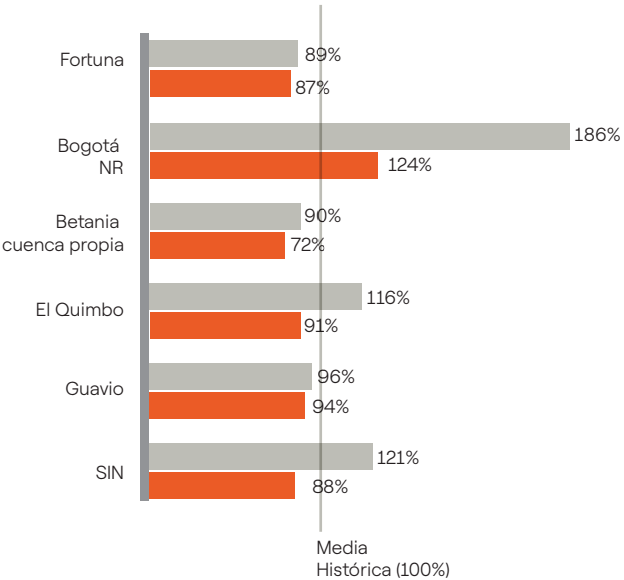


APORTES HIDROLÓGICOS MENSUALES DE FORTUNA (PANAMÁ) DURANTE EL 2023 COMO % M.H.

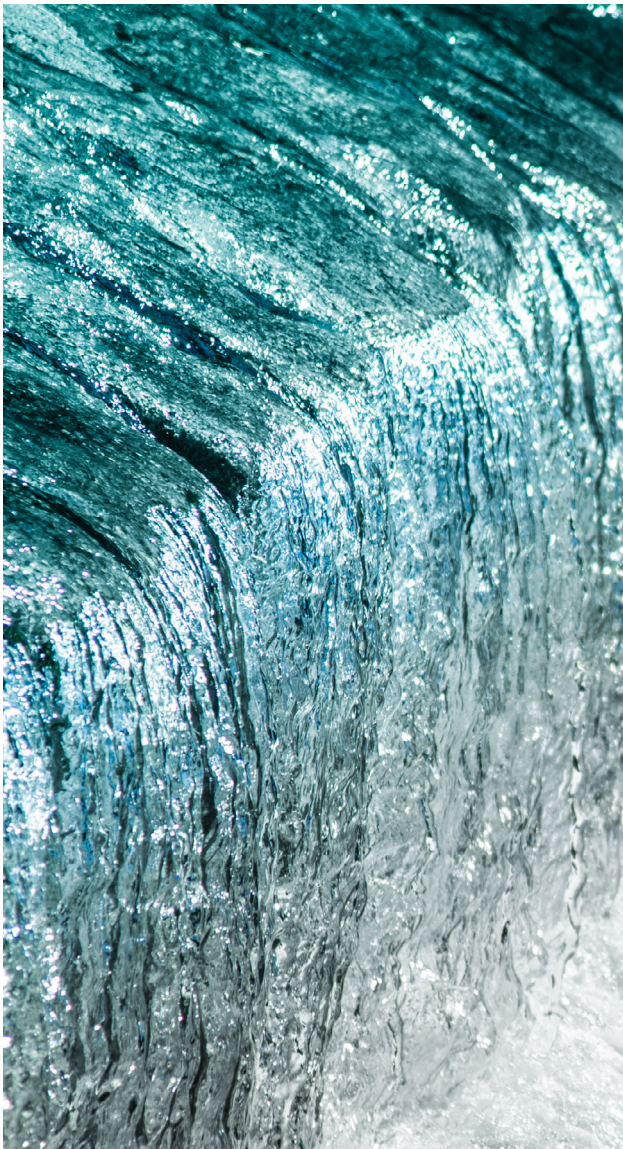


Con relación al 2022, los aportes hidrológicos del 2023 del SIN (Colombia) junto con las cuencas de Enel en Colombia y Panamá en general, fueron más bajos. Sin embargo, la cuenca de Bogotá N.R (región Centro) fue la única que presentó aportes superavitarios (124% M.H.).

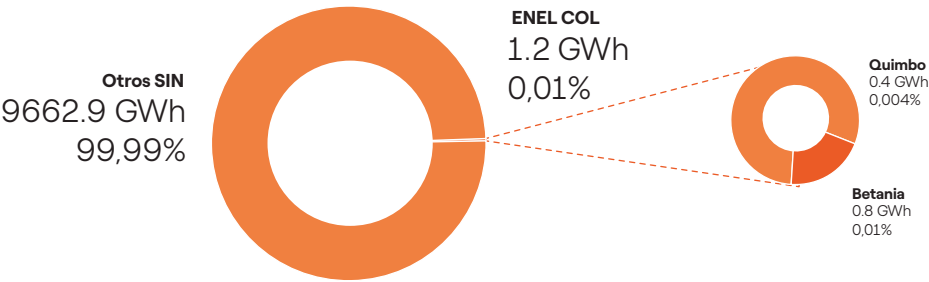
PROMEDIO ACUMULADO ANUAL DE LOS APORTES HIDROLÓGICOS



Durante el 2023 el SIN tuvo vertimientos totales de 9,6 TWh (0,4 TWh más que 2022). De estos, la participación de Enel fue de 1,2 GWh, equivalentes al 0,01%, registrados en los embalses de Betania (0,8 GWh) y El Quimbo (0,4 GWh).

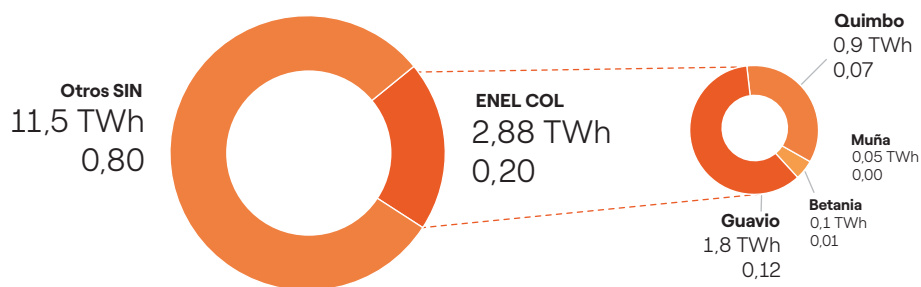


VERTIMIENTOS TOTALES ANUALES DEL SIN (COLOMBIA)

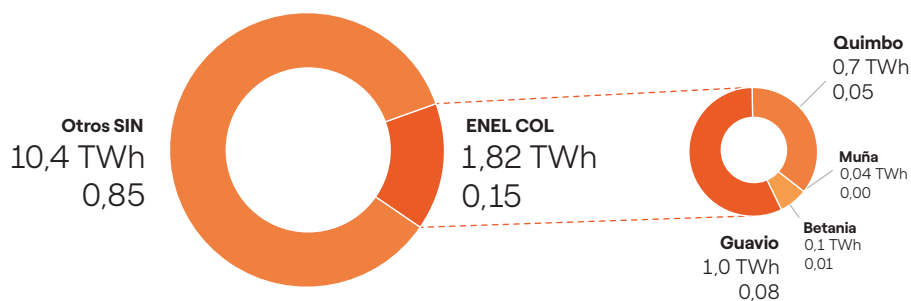


Bajo este panorama de condiciones meteorológicas, aportes y vertimientos, las reservas del SIN (Colombia), que iniciaron el año con 14,38 TWh, disminuyeron a 12,18 TWh para el final del año; la participación de Enel Colombia en disminuyó un 37%, ya que pasaron de 2,88 TWh en enero a 1,82 TWh en diciembre.

RESERVAS SIN Y ENEL (COLOMBIA) A INICIOS DE 2023



RESERVAS SIN Y ENEL (COLOMBIA) A FINALES DE 2023



Las reservas en Fortuna (Panamá) iniciaron el año en 0,12 TWh y cerraron en diciembre en 0,28 TWh.

En general en Panamá la precipitación acumulada estuvo por debajo de la media histórica durante el 2023. Hacia mediados de diciembre se presentó un aumento de precipitaciones relacionadas con el ingreso de dos frentes fríos en Centroamérica que generaron lluvias significativas sobre la región central occidental del Caribe. Los altos aportes a final del año en Fortuna contribuyeron al aumento de nivel del embalse y al vertimiento a finales de diciembre.

En Costa Rica se presentó variabilidad en la precipitación a largo del año. Fenómenos como la Oscilación del Atlántico Norte (NAO por sus siglas en inglés) disminuyeron los frentes fríos al inicio del año, disminuyendo las precipitaciones en el país. Para el mes de marzo se observaron anomalías de más del 400 % en varias regiones, incluida la Región Pacífico Norte, donde se ubica la planta de Chucás, propiedad de Enel; sin embargo, para los siguientes meses, se dio un déficit por efecto de la fase cálida El Niño y finalizando el 2023 hubo un aumento de lluvias nuevamente por el ingreso de frentes fríos.

En Guatemala, sobre la región del Altiplano Central se ubican las plantas El Canadá y Montecristo, así como el embalse más grande del país Pueblo Viejo - Chixoy. Las plantas Matanzas, San Isidro y Palo Viejo se ubican en la

región de Bocacosta y Franja transversal del norte, respectivamente. Las ubicaciones de las plantas permiten entender el registro y déficit de lluvias registrado de hasta el 70% ocasionado por El Niño en meses de altas precipitaciones (junio y septiembre). Sin embargo, para finales de 2023, las lluvias se incrementaron por ingreso de frentes fríos vistos también en Panamá y Costa Rica. Guatemala registró una hidrología algo superior al promedio, lo cual se vio reflejado en las reservas a finales de 2023.



Mercado spot Colombia y Centroamérica

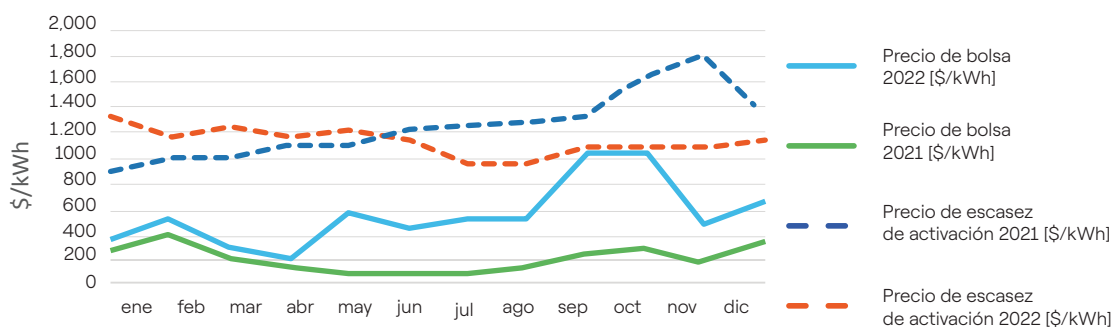
Gestión corto plazo Colombia

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, como representantes de la demanda, no están 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, de los caudales de los principales ríos del país, de los cuales depende principalmente la producción hidroeléctrica, cuya participación es altamente importante en un país como Colombia. Para el año 2023, 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 2023 VS 2022



El precio promedio de Bolsa del año fue de 557 \$/kWh, aumentando un 157% con respecto a 2022 debido a las condiciones anteriormente mencionadas.

Comparativo Precio Bolsa Colombia

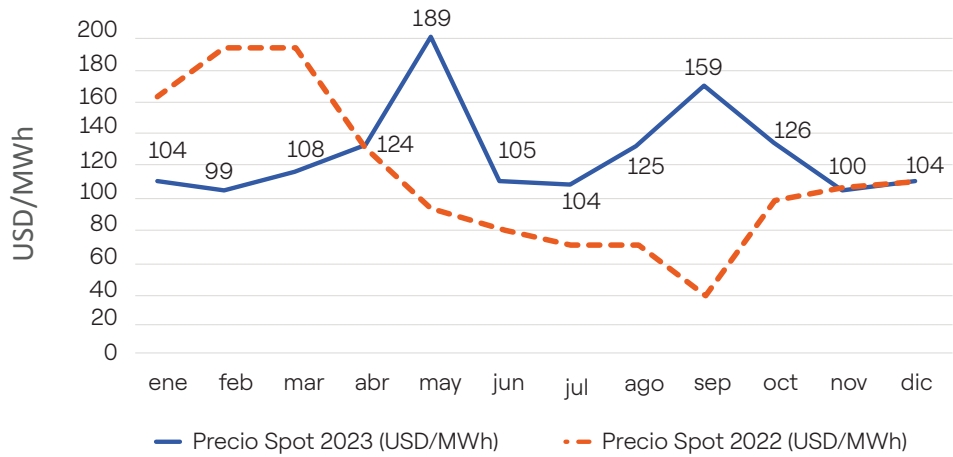
	2023	2022	Dif	
	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	%
Precio de Bolsa	557	217	340	157%
Precio de escasez de activación	1.126	1.244	- 118	- 9%

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. Así, se consideran 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.

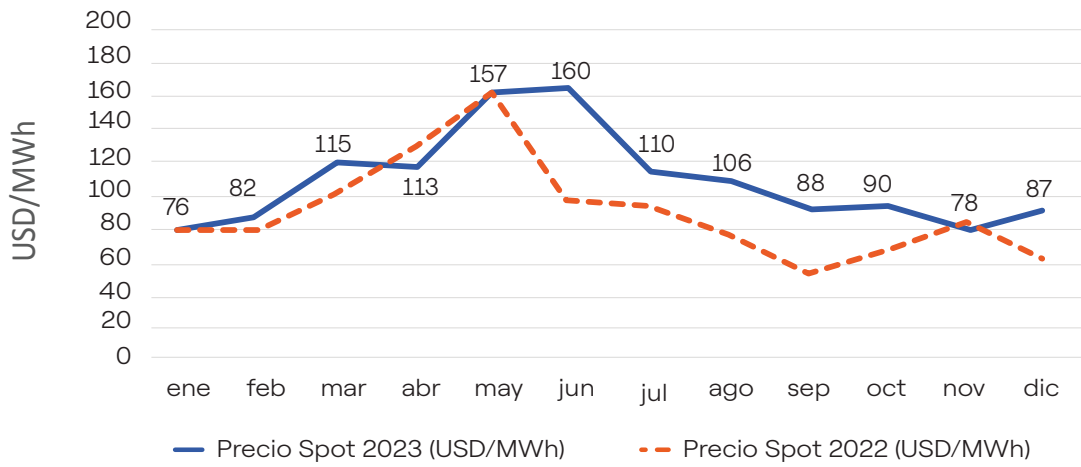
El precio *spot* promedio 2023 para Panamá fue de 125 USD/MWh, aumentó 18% con respecto a 2022, esto se debió principalmente a los bajos aportes hídricos (por la entrada del fenómeno de El Niño) en las centrales hidráulicas, aumento de la demanda, y combustibles por la coyuntura internacional.

PRECIOS MERCADO SPOT PANAMÁ



En Guatemala, el precio *spot* promedio 2023 fue de 106 USD/MWh, y tuvo un incremento del 26% con respecto al 2022, debido principalmente al aumento de la demanda y de los commodities.

PRECIOS MERCADO SPOT GUATEMALA



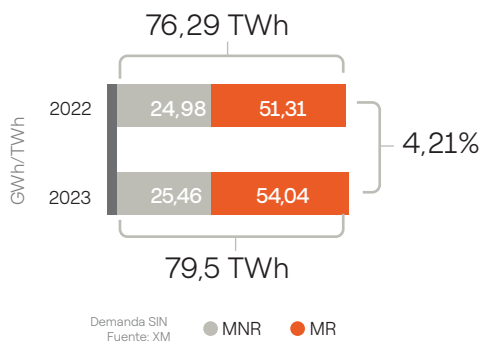
Comparativo precio spot Centroamérica

	2023	2022	Dif	
	USD/MWh	USD/MWh	USD/MWh	%
Precio spot Panamá	125	106	19	18%
Precio spot Guatemala	106	84	22	26%

Demanda Colombia y Centroamérica

La demanda nacional de energía eléctrica colombiana durante 2023 fue de 79,5 TWh, presentando un aumento del 4,2 respecto al año anterior. La demanda del Mercado No Regulado correspondió al 32% del total de la demanda de energía eléctrica, es decir, 25,46 TWh. Por otro lado, la demanda del Mercado Regulado correspondió al 68%, 54,04 TWh.

DEMANDA SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL COLOMBIA



Fuente: XM

Para el caso de Panamá, Guatemala y Costa Rica, hubo un crecimiento de 7%, 4% y 5% respectivamente respecto al 2022.

Comparativo demanda 2022 vs 2021 Centroamérica

	Panamá	Guatemala	Costa Rica
Demanda 2022 (TWh)	11,2	11,8	11,6
Demanda 2023 (TWh)	12,0	12,3	12,1
% Diferencia	7%	4%	5%

Gestión del Cargo por Confiabilidad y Mercado Secundario Colombia

Para el año 2023 Enel Colombia S.A. E.S.P adquirió un compromiso de Obligaciones de Energía en Firme (OEF) por 14.645 GWh/año, de los cuales obtuvo un ingreso total de Cargo por Confiabilidad de 13.314 GWh/año, correspondientes a \$1.017.269 millones. Además, por la gestión de los anillos de seguridad, tanto de mercado secundario como de DDV, se retuvieron \$45.489 millones y se realizaron ventas por \$709 millones.

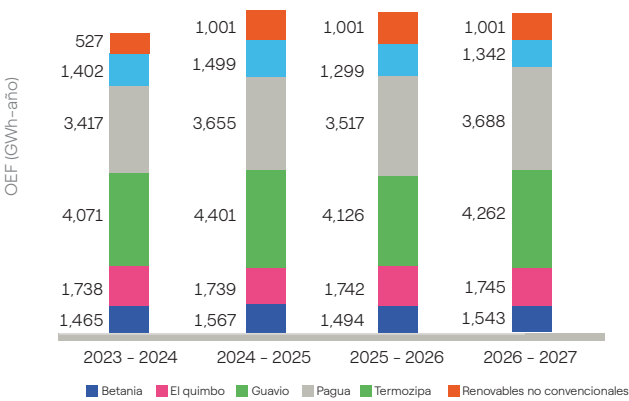
Gestión del Cargo por Confiabilidad COL

	TOTAL (GWh)
OEF Asignada	14.188
OEF Ejecutada	13.314*

*Corresponde a las OEF del año 2023

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



- Asignación administrada:** en diciembre de 2023, a través del mecanismo de asignación administrada, XM publicó las OEF asignadas a cada agente para los períodos cargo 2025-2026 y 2026-2027. En la ilustración anterior se observan las OEF que corresponden a Enel Colombia.
- Subasta 2027-2028:** en el marco de la asignación de OEF mediante subasta para el período cargo 2027-2028, Enel Colombia declaró el interés de participar con su portafolio existente y nuevos proyectos, también se declararon los parámetros técnicos en las fechas establecidas en el cronograma de este proceso. Se espera que la subasta se realice el 15 de febrero de 2024.

GESTIÓN DE ENERGÍA EN CIFRAS COL Y CAM

El margen variable de Enel en Colombia para 2023 fue de \$3.727 miles de millones, en Centroamérica fue \$664 miles de millones, para un total de \$4.391 miles de millones.

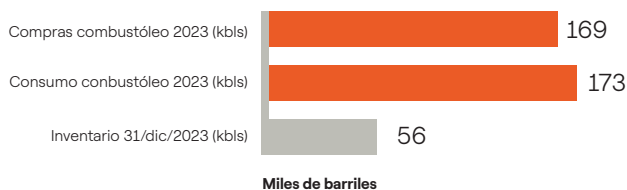
GESTIÓN DE COMBUSTIBLES COLOMBIA

Combustibles Líquidos- Central Cartagena

En 2023 el consumo de combustóleo (173 kbls) en la Central Cartagena fue superior al de 2022 (89,4 kbls), presentando un incremento del 93%. Lo anterior debido principalmente a las generaciones de seguridad que se realizaron en el segundo semestre del año, dadas las condiciones operativas del SIN asociadas a la realización de pruebas de centrales termoeléctricas y el incremento de la demanda de energía por altas temperaturas en la zona Caribe. Adicionalmente, la presencia del fenómeno de El Niño ocasionó exportaciones a Ecuador atendidas a partir de octubre únicamente con generación térmica con combustibles líquidos (resolución Miniminas No. 40919 de 2023). En concordancia con lo anterior, durante 2023 se realizaron compras por 169 kbls (82.740 millones), registrando un incremento del 94% con respecto a 2022 (86,9 kbls, 46.559 millones). Por la venta de la Central Cartagena, la operación de la planta representada por Enel Colombia finalizó el 30 de noviembre de 2023, por lo tanto, las cifras presentadas de combustóleo corresponden al período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de noviembre de 2023.

La Central Cartagena participó con un 25% del consumo de los combustibles líquidos (diésel, combustóleo y queroseno) utilizados para generación térmica de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional -SIN-, exportaciones a Ecuador y la realización pruebas. También se registró un consumo de gas natural, comprado en el mercado spot, equivalente a 1,2 kbls de combustóleo.

GESTIÓN COMBUSTÓLEO 2023



Carbón-Central Termozipa

En 2023, las compras de carbón de la Central Termozipa registraron un aumento significativo del 110% con respecto a 2022 (347 kton por \$136.605 millones frente a 165 ktons por \$79.543 millones). Este incremento se presentó en cumplimiento de la política de inventario en preparación para el fenómeno de El Niño declarado por el IDEAM en noviembre de 2023. El volumen consumido en la Central en 2023 (342 kton) presentó un aumento del 225% frente al consumo de 2022 (105 kton) y correspondió a generaciones por seguridad del sistema y al aumento de despacho por mérito de precio, principalmente en el segundo semestre del año.

Los cambios en el mercado interno y externo (exportación), generaron menor presión a la oferta-demanda, ocasionando una reducción del 34% del precio de la tonelada de carbón en 2023 en comparación con el de 2022.

Respecto al nivel de inventario de carbón, se presentó un aumento del 2% al cierre de 2023 respecto al registrado en 2022.

GESTIÓN CARBÓN 2023



En el primer semestre de 2023 se realizó la ampliación de la vigencia de los contratos de suministro de carbón por dos años adicionales, hasta el 30 de noviembre de 2025. El 3 de noviembre de 2023 la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG– emitió certificación indicando que, conforme a la auditoría realizada, las unidades de la Central Termozipa cuentan con las cantidades suficientes (con amplio margen de seguridad en lo que al volumen contratado se refiere) para cubrir las Obligaciones de Energía Firme para el período del 1 de diciembre de 2023 al 30 de noviembre de 2025.

En temas de sostenibilidad, se reconoció a 17 empresas por la implementación del Plan de Sostenibilidad 2020 – 2023, enfocado en el respeto por los derechos humanos y el aporte a los Objetivos de Desarrollo Sostenible en la industria de la minería de carbón térmico del interior del país.

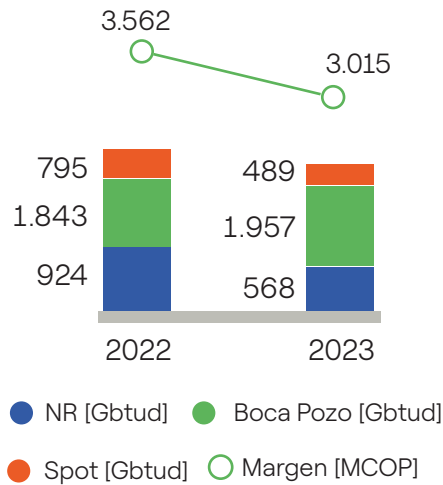
En noviembre de 2023 se realizó el IX Encuentro Anual de Proveedores de Carbón, el cual contó con la participación de la Vicepresidencia de Seguimiento y Control de la Agencia Nacional de Minería –ANM–, el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Transporte, y Pacto Global – Red Colombia, entidades con las que se desarrolló una agenda que incluyó temas relacionados con legalidad minera, producción dentro del marco de la fiscalización minera, regalías, Rucom, y derechos humanos.

COMERCIALIZACIÓN DE GAS COLOMBIA

El margen variable del negocio durante el 2023 fue de -5.423 millones. Esta cifra representa una disminución del 204% respecto al margen alcanzado en 2022, debido a mayores excedentes de corto plazo de gas en el mercado. Los volúmenes de gas vendido durante el 2023 (3.015 Gbtu) representaron una disminución del 15 % con respecto al año 2022.

En total, Enel Colombia atendió 8 clientes industriales (No Regulados) en Bogotá, Manizales, Santa Marta y Medellín y 3 clientes en boca de pozo (Mercado Secundario), igualmente se gestionaron nuevos tipos de contratos interrumpibles dirigidos a la atención del sector térmico. Para el 2024 se renovaron 2 contratos de venta de suministro de gas con clientes industriales de la ciudad de Bogotá, ambos con una duración de 2 y 3 años. Del mismo modo, se realizaron 4 nuevas contrataciones con agentes del mercado secundario para venta de suministro y transporte.

VENTAS GAS 2023



MERCADO MAYORISTA ENERGÍA COLOMBIA Y CENTROAMÉRICA

En el Mercado Mayorista se realizan operaciones de compra y venta de energía en grandes bloques entre generadores y comercializadores para ejecutar contratos a largo plazo sujetos a precios y cantidades definidas. Durante el año 2023, Enel Colombia vendió energía en el Mercado Mayorista a través de contratos, como resultado de convocatorias públicas o invitaciones privadas. El detalle se evidencia en la siguiente tabla:

Ventas energía mercado mayorista Colombia

Cifras en GWh	2022	2023	Variación	
Mercado Mayorista	11.242	12.865	1.623	14,4%

La Compañía participó en el 13,8% de los procesos licitatorios públicos del mercado colombiano, así como en otros procesos de venta para atender Mercado Regulado y/o respaldar contratos de otros generadores, alcanzando ventas para el año 2023 por 12,9TWh y efectuando ventas en el transcurso de este año por 8,4 TWh, distribuidos entre los años 2023 y 2038.

En Centroamérica se vendió energía en el Mercado Mayorista, como resultado de convocatorias públicas, además transacciones de exportación e importación dentro del Mercado Eléctrico Regional –MER– e importación desde México, de acuerdo con el siguiente detalle:

Ventas energía mercado mayorista Centroamérica

Cifras en GWh	Tipo	Panamá	Guatemala	Costa Rica
Mercado Mayorista	Venta a distribuidoras	1.447	131	233
	Transacciones en Mercado Eléctrico Regional (MER)		135*	

*Transacciones centralizadas por la gestión de la comercializadora en Guatemala, gestiona importación y exportación de energía dentro del MER y con México (dada su posición estratégica) dando como margen 1.7 MMUSD durante el 2023.

En Guatemala se licitó PEG-04 (Plan de Expansión de Generación), luego de 9 años de la última licitación pública de largo plazo de contratos con las empresas distribuidoras, siendo Enel el único generador renovable que existe adjudicado, por 258 GWh, de energía, que será suplida durante 2026 a 2028.

Compras de energía

Para respaldar las ventas de energía en contratos, adicional a la producción de sus activos de generación propios, Enel Colombia también compra energía por medio de contratos a otros agentes del Mercado Mayorista. En la siguiente gráfica se muestra el nivel de compras de energía a cierre de 2023:

Tabla 6. Compras de energía Colombia – Cierre 2023

Cifras en GWh	2022	2023	Variación
Compras de energía	1.072	2.162	1.090 102%

En Centroamérica, con el propósito de cumplir con los requerimientos y compromisos de venta de energía adquiridos, Enel compró energía en el mercado de oportunidad a otros agentes del Mercado Mayorista. La siguiente tabla muestra el detalle de compras:

Tabla 7. Compras de energía Centroamérica

Cifras en GWh	Panamá	Guatemala	Costa Rica
Mercado Mayorista	847	81	0

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 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.

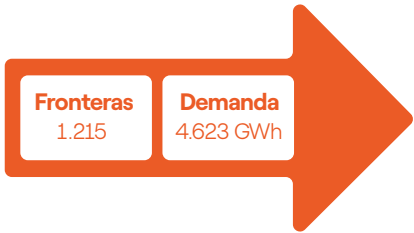
La demanda comercial del Mercado No Regulado atendida por Enel en 2023 fue de 4,6 TWh, equivalente a 18,07% de la demanda total nacional de este mercado, conservando la señal de demanda respecto al año anterior, posicionando a la Compañía como el primer comercializador de energía del Mercado No Regulado en el país, desde el mes de junio de 2022 hasta la fecha.

Durante el 2023 se atendieron 1.215 fronteras (puntos de consumo) correspondientes a 461 clientes.

Tabla 8. Demanda Mercado No Regulado Colombia

Cifras en GWh	2022	2023	Variación
Mercado No Regulado	4.605	4.623	18 +0,39%

RESUMEN CLIENTES MERCADO NO REGULADO COLOMBIA



La demanda del Mercado No regulado de Enel Colombia está distribuida en Caribe 21%, Centro 61% y Sur-Occidente 18%.

Para el caso de Centroamérica, 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, para lo cual dispone de medios de atención especializados para asesorar en la negociación de la energía.

Durante este año se atendieron 243 puntos de consumo correspondientes a 99 clientes (82 clientes en Panamá y 17 clientes en Guatemala).

Demanda Mercado No Regulado Enel CAM

Cifras en GWh	Panamá	Guatemala
Mercado No Regulado	620	376

PLAN RELACIONAMIENTO Y ATENCIÓN AL CLIENTE COLOMBIA

Relación con Clientes

En el 2023 la atención hacia los clientes del Mercado No Regulado se basó en un esquema mixto de reuniones presenciales y virtuales, con los equipos de venta y postventa, que recorren los diferentes temas técnicos, regulatorios, de interés para mantener al cliente informado integralmente y que pueda tomar decisiones al interior de su empresa.

También como parte del plan de relacionamiento se realizaron capacitaciones en Bogotá, Cali, Barranquilla, Bucaramanga, Cartagena, y Medellín, en las que trataron temas como actualización del mercado energético, hidrología, eficiencia energética, actualidad del sector de gas y canales de atención; con una asistencia representativa en cada convocatoria.

Se siguieron fortaleciendo los diferentes canales de experiencia para los clientes, tales como: sitio web, call center, WhatsApp corporativo, redes sociales y apoyo de los coordinadores comerciales. En estos canales los clientes

lograron conocer información relevante que les permiten tomar decisiones al interior de su Empresa, como datos del mercado, verificar el desempeño del contrato, validar datos de facturación, realizar pagos, conocer el histórico de consumos, consultar matrices, hacer requerimientos, solicitar apoyo técnico, entre otros.

PLAN DE RELACIONAMIENTO CON EL CLIENTE



Call Center

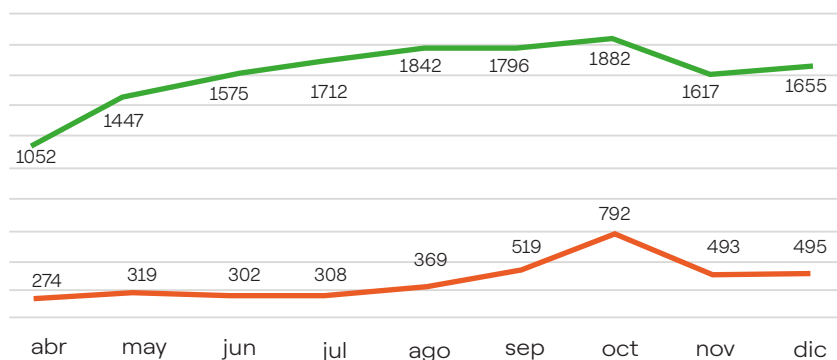
Los clientes de Enel Colombia tienen a disposición líneas de atención exclusivas del Mercado No Regulado, con cobertura a nivel nacional, 24 horas del día, para reportar eventos de calidad de energía, resolver dudas de cualquier tipo y solicitar información de nuevos productos y servicios.

Se manejan dos canales para la interacción: Canal Telefónico y Canal WhatsApp, este último fue el canal de preferencia y de mayor crecimiento:

Promedio Canal Telefónico: 430
llamadas/mes

Promedio canal WhatsApp: 1.620
interacciones/mes

CANALES DE ATENCIÓN CLIENTE



— Canal de Llamada — Canal WhatsApp

Sitio Web

En el sitio web <https://clientes-mnr.enel.com.co/excellencecol/#/login>, los clientes de Enel Colombia MNR pueden acceder a contenidos personalizados.

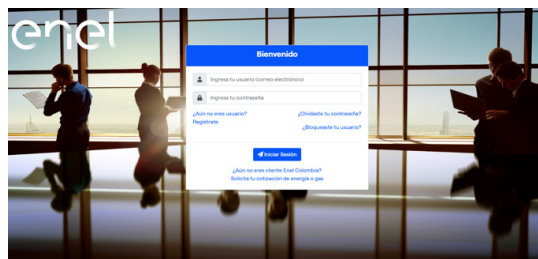
Eventos y capacitaciones

Con el propósito de compartir con los clientes información relevante del negocio de comercialización de energía y gas, la Compañía ha desarrollado un plan de capacitación relacionado con:

Mercado y actualidad energética/gas del país

- Regulación y normas vigentes
- Uso eficiente de energía
- Perspectivas económicas
- Otros temas de actualidad

A cierre de 2023, más de 1.000 asistentes participaron en los eventos virtuales y presenciales que hacen parte del plan de relacionamiento a nivel nacional.



Satisfacción de clientes

La encuesta de satisfacción de clientes del Mercado No Regulado se diseñó para medir la percepción de la experiencia frente a la atención recibida, con el fin de proporcionar información que permita focalizar esfuerzos y recursos para la mejora continua del servicio de atención integral y de la experiencia del cliente, basada en sus necesidades.

El Índice de Satisfacción de Calidad (ISCAL) para el año 2023 fue de 84,7%, el más alto en los últimos 4 años, durante los cuales se ha mantenido en niveles de excelencia. El modelo de satisfacción de clientes evalúa aspectos de la relación comercial como atención por parte de coordinadores comerciales, medios de comunicación, facturación, satisfacción con los servicios técnicos prestados, imagen y call center, entre otros.

PLAN RELACIONAMIENTO Y ATENCIÓN AL CLIENTE CENTROAMÉRICA

Relación con clientes

En 2023, la Compañía se esforzó por innovar y ofrecer el máximo nivel de servicio. En Panamá hizo lanzamiento del portal dedicado a los clientes. Para Guatemala, la plataforma *Metric*, herramienta de las empresas distribuidoras, permitió a los clientes tener acceso a su medición en tiempo real. Además, se puso en marcha una estrategia para crear relaciones personalizadas con los clientes mediante reuniones directas y reuniones trimestrales de seguimiento.

En ambos países, la atención a los Grandes Clientes es personalizada y proactiva, mediante un área que además supervisa las incidencias de los puntos de medición, y las soluciona en conjunto con el cliente y proveedor técnico.

Además, se mantiene una gestión de cartera proactiva. A su vez, se continua con el monitoreo de las incidencias en los puntos de medición y se realizan reuniones de seguimiento para generar negocios adicionales, adiciones de puntos de medición, proyectos de eficiencia energética o de energía solar.

Plataforma *Metric* – Guatemala

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

Lanzamiento *Excellence 2.0* – Panamá

Para mejorar su experiencia, se desarrolló el portal <https://clientespanama.enel.com/excellencepa/#/login>, dedicado a clientes, el cual ofrece acceso a:

- Generalidades de contrato
- Mediciones
- Informes de ahorro dinámico
- Gestión de solicitudes



Eventos y capacitaciones

En 2023 se realizaron el segundo y tercer Taller de Economía Circular, en los cuales se siguió a los proyectos de sostenibilidad y economía circular de los clientes, reforzando así las sinergias producidas durante el primer taller.

Entre ambos talleres se logró una participación del portafolio de clientes de aproximadamente 54 participantes, entre Panamá y Guatemala.

También se realizaron otros eventos como taller de Creando Sinergias, taller de Bonos de Carbono, Soluciones de Enel X, Entrega de IREC's a clientes de Guatemala, entre otros, con el fin de mantener el relacionamiento con nuestros actuales clientes y prospectos.

Satisfacción de clientes

En el 2023 se inició el contrato de medición de ISCAL y NPS a través de la empresa Kantar Mercaplan para ambos países, además de medir el nivel de satisfacción luego de prestado servicio técnico por empresas contratistas.

El TRI*M es un KPI que mide la fidelidad y nivel de satisfacción del cliente. El índice para Panamá está en 94, lo que representa que los clientes están más satisfechos que el promedio en la industria energética en Centroamérica.

La calificación del equipo en Guatemala en atención al cliente es sobresaliente, con un 55 en el indicador de NPS de fidelización. La cartera de clientes considera que la Compañía cumplió con sus expectativas, trabajó a favor de sus intereses y contribuyó positivamente a su negocio.

ESTRUCTURACIÓN NUEVOS PRODUCTOS COLOMBIA Y CENTROAMERICA

Certificados bonos de Carbono Colombia

Enel Colombia, siempre en búsqueda de la innovación y la diversificación de su oferta de servicios asociados a la energía eléctrica y gas, y en pro de la satisfacción integral de clientes cada vez más exigentes, incursionó en Colombia desde el año 2020 en el mercado de bonos de carbono, logrando la certificación de las centrales El Quimbo, Darío Valencia Samper, El Salto II, Tequendama y Guavio Menor.

Los certificados asociados a estas centrales son utilizados por los clientes interesados en el mercado voluntario de carbono, para la mitigación de Gases Efecto Invernadero -GEI-, o para la no causación del impuesto al carbono en Colombia.

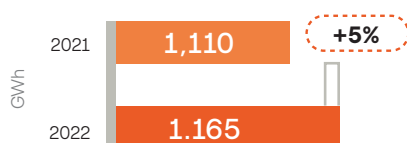
Durante el año 2023, la Compañía logró la emisión de 1.133.764 bonos de carbono asociados a proyectos renovables del periodo 2021-2022 y 297.565 asociados al proyecto El Paso, correspondiente al periodo 2018-2022.

Certificación Energía Renovable Colombia y Centroamérica

Un producto de vanguardia que ofrece Enel Colombia a sus clientes son los certificados IREC's emitidos por *The International REC Standard*, a través de los cuales se garantiza que la energía consumida durante un periodo determinado fue generada a partir de fuentes no convencionales de energía renovable, agregando así un elemento de valor preponderante y diferenciador a las cualidades intrínsecas de sus productos.

Durante 2023, Enel Colombia emitió certificados IREC's a 138 clientes, los cuales representaron un consumo de ~1.165 GWh.

ILUSTRACIÓN 21. CERTIFICADOS IREC'S EMITIDOS COLOMBIA



Fuente: Enel Colombia

En Centroamérica durante el 2023 se logró emitir un total de 217.906 certificados IREC's distribuidos entre Panamá y Guatemala.

Número de certificados IREC's emitidos CentroAmérica

Panamá	94.073
Guatemala	123.833

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 precios de energía en el mercado *spot*.

En 2023, en la plataforma Derivex se liquidaron transacciones por 257,04 GWh de futuros de energía, de las cuales el 18,49% fueron realizadas por Enel Colombia, con un total de energía transada de 47,52 GWh/año.



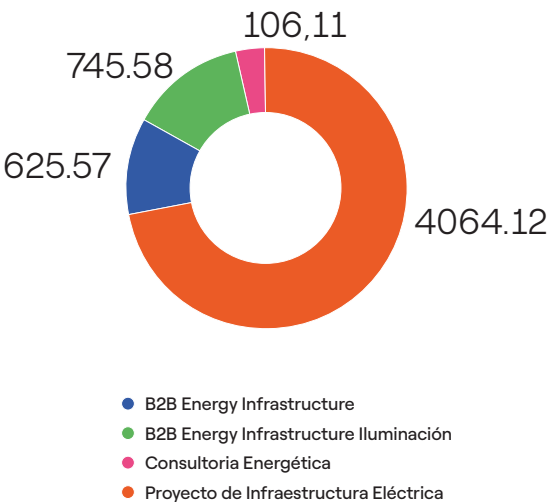
ACUERDO MARCO CON ENEL X – E&CM

Para el 2023 Enel Colombia siguió potenciando la Oferta Comercial Integrada con Enel X –E&CM, llegando a un número mayor de clientes que conocieran los servicios y capacidades, y así afianzarse como su socio estratégico.

EL objetivo planteado para el 2023 era 545 *LEADS* (clientes potenciales) y se logró gracias al contacto que se tuvo con cada cliente y al acompañamiento en sus necesidades, lo que llevó a tener un total de 637 *LEADS* generados con un crecimiento del 117%.

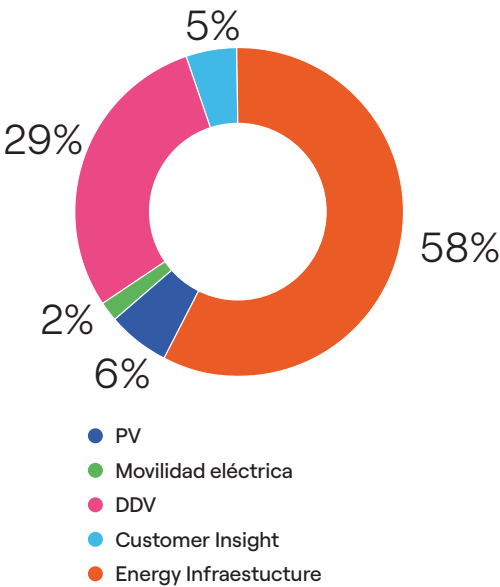
Para el 2023 se realizaron ventas por un valor de \$5.541 millones, enfocadas la mayoría en proyectos de infraestructura eléctrica y consultoría energética.

VENTAS POR SUBCATEGORÍA



Para el 2022 se realizaron ventas por un valor de \$48.232 millones, enfocadas en los siguientes productos: 58% infraestructura, 29% DDV (Demanda Desconectable Voluntaria), 6% fotovoltaico, 5% *Customer insight* y 2% movilidad eléctrica.

VENTAS DDV



Uno de los productos líder en el mercado es Demanda Desconectable Voluntaria, para el cual se crearon 71 oportunidades en el 2023 en un total de 49 clientes, lo que representó en cierres acumulados de negocios:

Cientes cerrados	36
Valor acumulado estimado	61.4 MW
Valor acumulado activo	58.5 MW



CARTERA COLOMBIA Y CENTROAMÉRICA

En Colombia para 2023 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 99% sobre la cartera gestionable a corte de 31 de diciembre de 2023.

En cuanto al índice de cartera vencida consolidada del año, este alcanzó un 22,18% (incluyendo cartera no gestionable, Ley de insolvencia e intervención), presentando una disminución del 6,46% frente al año 2022. Este índice de cartera consolidada está representado principalmente por la cartera del agente Electricaribe S.A. ESP en liquidación, la cual asciende a \$98.990 millones y se encuentra congelada por la toma de posesión de la Superintendencia de Servicios Públicos a esta Compañía a partir del 14 de noviembre de 2016.

En Centroamérica para el 2023, 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 97% sobre la cartera gestionable a corte de 31 de diciembre de 2023.

En cuanto al índice de cartera vencida (atrasos de más de 30 días) al cierre de 2023 ascendía a 2,78%, presentando un aumento del 0,48% frente al año 2022 (2,30%).

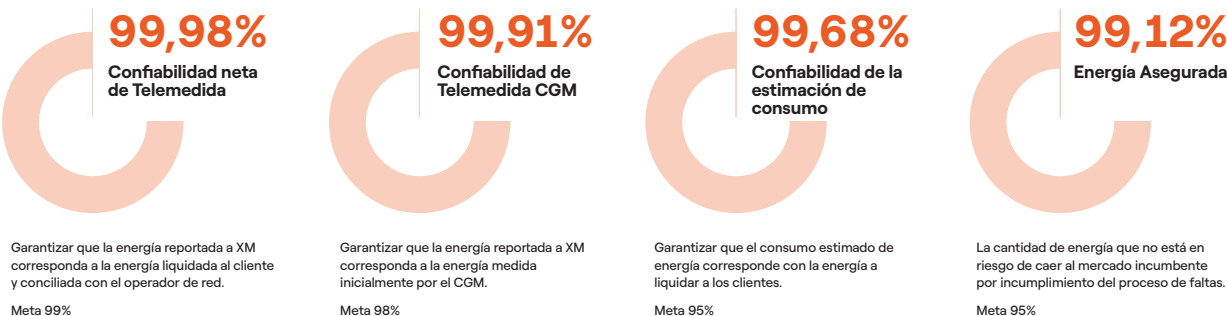
La cartera vencida corresponde 99% a Panamá y 1% a Guatemala; en Costa Rica el índice de recaudo se mantiene en 100% y no ha presentado cartera vencida.

MEDIDA COLOMBIA Y CENTROAMÉRICA

Medida Colombia

En el 2023, con el objetivo de realizar la lectura remota, validación y reporte de las fronteras de generación, Mercado No Regulado de energía y clientes de gas, el Centro de Gestión de Medida de Enel Colombia –CGM– gestionó un total de 1.675 medidores, con resultados exitosos, asegurando la calidad, oportunidad y confiabilidad de la información y agregando valor a los clientes internos y externos. De esta manera, la Compañía continúa garantizando que las mediciones empleadas son exactas y confiables, además de que se desarrollan de acuerdo con las capacidades tecnológicas actuales en cumplimiento de la regulación vigente y la promesa de valor del proceso.

INDICADORES DE CALIDAD



Para mantener la operación, Enel Colombia estableció un plan de trabajo con las empresas colaboradoras destinado a atender las normalizaciones técnicas en los sistemas de medición, orientando los esfuerzos al cumplimiento integral del código de medida en cuanto a selección de equipos, registro, lectura y reporte de consumos, seguridad de la información y mantenimiento periódico de los sistemas de medición.

Adicionalmente, se implementaron nuevas herramientas para la automatización de procesos y analítica de datos, con el fin de transformar los datos de demanda e instrumentación de los equipos de medida para la toma de decisiones estratégicas y operativas del cliente y de la Compañía, realizando lecturas interdiarias para aumentar la frecuencia de publicación de consumos a los clientes, optimizando tiempos de operación de los procesos y agregando valor a través de informes dinámicos, generando oportunidades de mejora en el control de la demanda y los sistemas de medición en los clientes.

Medición Centroamérica

En Panamá se miden 231 puntos de medición, de los cuales Enel es responsable de su restablecimiento una vez el CND notifica falla de comunicación con un porcentaje de eficiencia de resolución del 85,95%.

En Guatemala hay un contrato con la empresa SEI, la cual se encarga de responder ante cualquier incidencia eléctrica de los clientes para asegurar el acompañamiento durante la respuesta de las empresas distribuidoras, bien sea la ausencia de servicio o fallas en infraestructura. El comportamiento de las incidencias para el 2023 se desarrolló de esta manera:

- 240 emergencias (falta de suministro)
- 43 servicios técnicos (visita y asistencia técnica SEI)
- 57 eventos programados - (desconexión, verificaciones AMM- Distribuidor, mantenimientos, transportista)





GESTIÓN ENEL X – MARKET

En el 2023 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, de una manera sostenible que minimice el riesgo y mejore el endeudamiento.
3. Promover el incremento del consumo en clientes de energía eléctrica descarbonizada en Colombia y Centroamérica, apalancado en la oferta de productos de Enel X.
4. Enfocar los procesos en brindar una experiencia positiva al cliente, priorizando sus necesidades, construyendo relaciones a largo plazo y apoyados en plataformas tecnológicas.
5. Fortalecer el cuidado de las personas, el compromiso por la vida y el medioambiente.

En el segmento residencial (B2C) se destacan el fortalecimiento del portafolio actual de productos y servicios, la consolidación de nuevos modelos de negocio, la implementación de programas de conocimiento y lealtad de cliente, el despliegue estratégico para la reducción de reclamación, así como 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) se enfocó en desarrollar una estrategia relacional con clientes para apalancar el posicionamiento de proyectos eléctricos, fotovoltaicos y respuesta a la demanda a nivel nacional, así como la venta de megaproyectos. De igual forma, desarrolló acciones para apalancar la satisfacción los clientes por medio de las atenciones en diferentes canales digitales y la implementación de un modelo de lenguaje simple que mejoró el entendimiento y la claridad de las comunicaciones para los clientes.

Desde el segmento Gobierno (B2G) los principales ejes de acción fueron la expansión y modernización del Alumbrado Público en Bogotá y municipios, la iluminación navideña y la labor de relacionamiento comercial en busca de la expansión de la movilidad eléctrica en el sector público tanto a nivel nacional.

Para finalizar, se continuó 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* clave, mejorando la posición de la Compañía como protagonista en el escenario de la movilidad sostenible en el país.

CLIENTES COMERCIALES Y RESIDENCIALES (B2C)

Business to Consumer (Segmento masivo de clientes)

En 2023, 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, así como 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 enmarcados en un programa de *Digital Customer Experience* para mejorar la experiencia de los clientes y transformar la energía en nuevas oportunidades de crecimiento y progreso.



CADENA DE VALOR CLIENTES B2C



La Compañía 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 año 2023, Enel Colombia y Scotiabank Colpatría firmaron el nuevo acuerdo de colaboración empresarial Open Book, con el objeto de continuar ofreciendo productos y servicios financieros a través del producto Crédito Fácil Codensa, el cual ha permitido que los usuarios del servicio de energía del segmento B2C accedan al mercado financiero a través del otorgamiento de tarjetas de crédito y créditos personales.

Esta nueva alianza permitirá desarrollar el modelo de negocio en los próximos años, para mejorar la experiencia de los clientes, abrir nuevos segmentos, incrementar los acuerdos comerciales y aumentar la oferta de productos y servicios a los usuarios de Enel, de acuerdo con las necesidades del mercado.

Al finalizar el año, se cerró con cerca de 900 mil productos financieros que han beneficiado a los clientes que hacen parte de Crédito Fácil Codensa a través de la bancarización, mejorando su calidad de vida, con una cartera total de \$1,6 billones.

Servicios para el hogar (E-Home)

Microseguros

Se continuó con la administración de los micro seguros como una alternativa para los clientes y usuarios de energía, permitiéndoles acceder a un producto con respaldo económico ante accidentes, enfermedades, muertes familiares y desastres naturales, por un pago mensual mediante 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.

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

Asistencias

Durante el 2023 se continuó con la consolidación del nuevo 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 más de 548.000 clientes activos. Así, se lanzaron productos como la asistencia odontológica, que al cierre del año cuenta con 7.150 usuarios activos.

El prestador del servicio de asistencias Enel X es AXA Assistance Colombia.

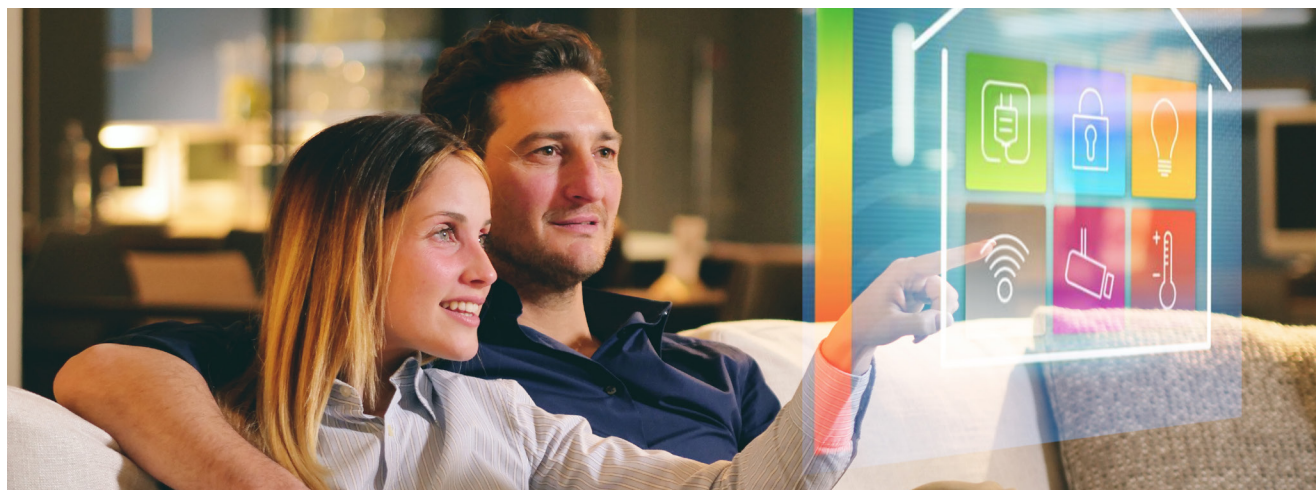
Obras eléctricas

El portafolio 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 estabilización 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 suscripciones y asistencias de los productos emblemáticos, así como el desarrollo de categorías alineadas con el negocio de energía eléctrica, a través de estrategias digitales, de conocimiento del cliente y de experiencia de usuario, para ser competitivos y relevantes. En 2023 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 la conversión a canales digitales.
- En la tienda Enel X Store se contabilizaron 277.121 visitas y más de 6.929 *leads*, logrando una penetración en ventas de más de 1.170 unidades.

Facturación a terceras partes

Aseo

Durante el 2023 se dio continuidad a la facturación conjunta del servicio público de aseo con 19 operadores activos. Se incorporaron 7 operadores nuevos de los municipios de: Guasca (Ecosiecha), Albán, Choachí (Emserchoachí), El Colegio (Empucol), Villeta, Sopó (Emersopó) y Espinal (La Calera), lo que equivale a un total de 1.800.659 clientes, con un crecimiento de 2,2% respecto al año anterior.

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 2023 fueron: Casa Editorial El Tiempo, Digiway, IPS Todos, Engygas y Unicef. Para encargos de cobranza se tuvo una base de clientes activos de 75.694.

Otro servicio anexo a los encargos de cobranza son los insertos publicitarios (cuponera) a través de volantes que van dentro del bolsillo de la factura. Para el 2023 se colocaron en el mercado más de 20.000.000 de insertos, logrando llegar a más hogares con información comercial importante de productos y aliados.

Durante el año 2023 se promovieron campañas en Enel X Store en las redes sociales de Enel X para impulsar el reconocimiento del producto y aumentar las ventas, logrando ser un canal directo con el cliente para facturar sin intermediación de agencias de publicidad.

CLIENTES SEGMENTO EMPRESARIAL BUSINESS-TO-BUSINESS (B2B)

Marketing

Segmentación del mercado:

En 2023, la gestión de *marketing* partió de la identificación de los clientes a los cuales la Empresa puede ofrecer un mayor valor. En este sentido, se implementó un modelo matemático de segmentación de mercado dinámico y orientado al cliente que incorpora 12 variables económicas y demográficas. Se identificaron 4.372 empresas para las que la propuesta de valor es relevante, las cuales son el público objetivo de las estrategias, de cara a establecer relaciones más sólidas y duraderas que contribuyan a un crecimiento sostenible a nivel comercial.

Relacionamiento

Los eventos de 2023 se enfocaron en una estrategia relacional con el objetivo de acercarse a los clientes y la fuerza de ventas para ampliar la presencia comercial y fortalecer la imagen de la marca, logrando así mayor posicionamiento en el público objetivo y por consiguiente mayores oportunidades de negocio.

Se llevaron a cabo más de siete eventos presenciales para clientes y actividades digitales y/o virtuales, como *webinars*, *email marketing* y acciones programáticas. El propósito de estas actividades fue fortalecer el posicionamiento en este segmento e identificar oportunidades de negocio.



Marketing y comunicación digital

En cuanto a campañas digitales, a lo largo del año se publicaron más de 150 piezas publicitarias en las diferentes redes sociales como LinkedIn, Instagram y Facebook, lo cual llevó a un incremento de más del 200% de tráfico en el sitio web con respecto a los resultados obtenidos en 2022.

Leads generados:

A través de las diferentes estrategias de relacionamiento y *marketing* digital en 2023, se generaron 3.479 *leads*, de los cuales 610 se convirtieron en oportunidades y 186 en venta.

Ventas, ingeniería y obras en el segmento B2B

Ventas

Dentro de las ventas del año se resaltan los siguientes clientes: Marval, Total Urbe, Constructora Orquídea, logrando así llegar a un segmento tan relevante como el constructor. No menos importantes clientes como Inter-nexa, Bimbo, PVC Gerfor, entre otros. Así mismo, clientes en la zona norte del País, como Granos y Alimentos de Colombia y SAS (Desarrollo de proyectos inmobiliarios).

Ingeniería y obras

Infraestructura eléctrica

Se finalizaron 437 proyectos de los cuales 133 son obras eléctricas y al cierre de diciembre se contaba con 141 proyectos de obras eléctricas activos, 82 asociados a clientes del segmento empresarial y 59 del segmento oficial. Entre los principales clientes están: Granos y Alimentos de Colombia (zona norte), Marval La Salle, urbanismo; y Construcciones e Inversiones El Imperio S.A.S. (zona norte).

Infraestructura fotovoltaica

Los principales proyectos fotovoltaicos en ejecución a lo largo del año corresponden a:

Proyecto Cosenit: construcción y puesta en marcha de 13 sistemas fotovoltaicos de autogeneración para 8 importantes empresas colombianas, con una potencia total de 37,4 MWp y con una producción de energía estimada en 48.942 MWh año, energía suficiente para abastecer 27.931 hogares que consuman 100 kWh/mes. En el 2023 entraron en operación las plantas fotovoltaicas para los clientes Club Los Lagartos (0,1 MWp) y Eternit (0,9 MWp)

y se tuvo un avance de más de 90% en la construcción de la planta fotovoltaica para el cliente Central Cervecera (3,5 MWp).

Proyecto Frontera Energy – Parque Ikotia: construcción de una planta solar fotovoltaica de 7.85 MWp y suministro de un sistema de almacenamiento de energía (BESS) de 1 MW. En el 2023 se declaró la disponibilidad del 100% de la potencia del parque.

Plantas fotovoltaicas: 4 plantas fotovoltaicas en operación: Auto Germana (20 kWp; COD 01-12-2015), Gimnasio Vermont (10 kWp; COD 01-08-2015), Coordinadora Mercantil (351 kWp; COD 29-06-2022) y Club Los Lagartos (90 kWp; COD 01-05-23).

En el programa de **Demanda Desconectable en Colombia -DDV-**, durante el 2023 se dio respaldo a 5 generadores durante 259 días en el año.

Los principales KPI correspondieron 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 relación con el KPI de MW Sold se observaron resultados mixtos: la renovación de contratos fue el resultado de la gestión comercial y de que algunos clientes incorporaron nuevas fronteras; con respecto a la agregación de nuevos clientes, se enfrentaron desafíos importantes derivados de la declaración del Fenómeno de El Niño en 2023.



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 CO₂, así como a la modernización del alumbrado público en Bogotá, Cundinamarca y a nivel nacional.

Buses eléctricos

Durante el 2023 se ejecutaron dos pilotos de buses eléctricos en el sistema colectivo, uno en la ciudad de Medellín y otro en Montería, siendo estos los primeros pilotos de su tipo desarrollados en las mencionadas ciudades. Para estos proyectos Enel Colombia participó con la provisión de un sistema de recarga móvil compuesto por una sub-estación eléctrica y un cargador de 150 kW.

Por otra parte, con La Rolita, operador distrital del sistema de transporte público creado por la Alcaldía Mayor de Bogotá, se firmó un contrato de suministro de energía para el Patio Perdomo – 40.000 MWH *Full Life*; y un contrato para el suministro de energía por 5 años para el cable de Ciudad Bolívar. Con esta entidad se firmó un acuerdo para desarrollar la red de recarga pública en Bogotá, por el que en el 2023 se operó la primera electrolinera de dicha red, con tres cargadores rápidos. En 2023 se adelantó una importante labor de relacionamiento comercial en diferentes regiones del país, tanto con las administraciones locales como con los operadores de transporte público, en ciudades como Cali, Montería, Barranquilla, Medellín, Bucaramanga, Sincelejo y Manizales. Además, a nivel internacional se adelantaron mesas de trabajo y reuniones con entidades de transporte, administración y operadores de países como Costa Rica, Guatemala, Panamá y República Dominicana. Todo ello para expandir movilidad eléctrica a nivel nacional e internacional.

Además, en el 2023 continuó el proyecto de huertas comunitarias en la electroterminal Las Mercedes en Usme, mediante el cual se produjeron más de 3 cosechas de vegetales y hortalizas para la comunidad, además de capacitar y hacer partícipes del proyecto de sostenibilidad a los habitantes de las zonas de influencia del mismo.

Gestión Alumbrado Público (AP) Bogotá y Cundinamarca

Distrito Bogotá

Para el 2023 se continuó con el relacionamiento con la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos -UAESP-, y gracias al trabajo conjunto de diferentes áreas de la Empresa, se logró la firma del otrosí, extendiendo el Convenio de Alumbrado Público en Bogotá por tres años más, hasta noviembre del 2026. Este otrosí permitió dar continuidad al convenio, y a la prestación del servicio de alumbrado público a la ciudad de Bogotá; así mismo, se modificó la cláusula de suministro de energía.

Por otra parte, se firmó el Acuerdo No. 3 del Convenio 766 del 1997, que incluye la iluminación funcional de la Plaza de Bolívar y otros bienes y monumentos de interés distrital, la implementación y masificación de tecnología de Telegestión y mejora en los canales de atención, entre otros.

Municipios

- Se renovaron 21 contratos que presentaban vencimiento en el 2023, para el arrendamiento de infraestructura de alumbrado público con los municipios.
- Se firmó contrato con Electro Ingeniería S.A.S. para el arrendamiento de infraestructura de alumbrado público del Municipio de Guatavita.
- Se logró ejecutar y entregar la modernización del parque principal del Municipio de Soacha; el cual contemplaba cinco tipos de productos que articulaban la modernización y el espacio público para una ciudad inteligente, amigable y turísticamente atractiva, que permitirá activar el comercio y generar nuevos ingresos para el municipio, como un proyecto sostenible.





Modernización alumbrado público Bogotá y 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 Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos -UAESP-, durante 2023 se continuó y finalizó la **instalación de más de 22.000 luminarias en diferentes vías principales de la ciudad de Bogotá**; gracias a ello las localidades y avenidas 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 el acuerdo de ampliación de los contratos de alumbrado público con los municipios de Tausa, Cucunubá y Gachancipá, lo cual viabilizó y permitió modernizar a tecnología LED más de 2.200 luminarias en estos tres municipios. Estos proyectos reflejan el compromiso de la Compañía 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 de alumbrado público Bogotá y Cundinamarca

Durante el año se realizaron cerca de 2.500 expansiones en las 20 localidades de Bogotá. De igual manera, se intervinieron cerca de 5 municipios de Cundinamarca, con la instalación de más de 180 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

Con un total de 156 proyectos de infraestructura eléctrica, se atendieron las necesidades de clientes como Secretaría de Educación, Secretaría de Integración Social, IDRD, IDU, IDARTES, y algunos municipios de Cundinamarca.

Illuminación arquitectónica

Ruta de la Navidad 2023 – “Bogotá 10 millones de estrellas”

Un equipo de cerca de 400 trabajadores de Enel X realizó desde los diseños hasta el montaje y la ejecución de todo el alumbrado navideño, que incluyó más de 2.500 elementos decorativos de 2 y 3 dimensiones, distribuidos por la ciudad. A estos se sumaron más de 11 km de manguera LED y aproximadamente 80 km de extensiones de miniled, los cuales son 100% energéticamente eficientes, consumen menos energía y tienen mayor luminosidad.

La Ruta de la Navidad se realiza desde el 2006, y este año logró iluminar 35 sectores distribuidos por toda Bogotá, con la participación de la Alcaldía Mayor de Bogotá, cinco empresas públicas y el apoyo de 16 fondos de desarrollo de las alcaldías locales.

En el marco de la Ruta de la Navidad también se contó con el apoyo de la Secretaría de Cultura, mediante espacios para los emprendedores que estuvieron presentes en la gran feria navideña de la Plaza de la Santamaria y la realización del show de talla internacional Constelaciones – 10 millones de estrellas en la Plaza de Bolívar.

A la experiencia del alumbrado en Bogotá, por tercer año consecutivo, se sumó el Jardín Botánico con la exhibición de luces MajestuOsos, donde se presentaron los ecosistemas más altos Colombia: el Bosque Alto Andino, el Páramo y los Nevados, mostrando la belleza de la flora y fauna que viste estos espacios.

Otros proyectos de iluminación navideña

Se realizó el diseño y la ejecución de iluminación navideña para Presidencia de la República y para los clientes Cafam y Compensar.

CLIENTES MOVILIDAD ELÉCTRICA

El 2023 fue un año importante para el negocio de movilidad eléctrica, para el que se generaron importantes hitos en los diferentes segmentos de clientes de interés.

Se participó en espacios relevantes para el negocio tales como Latam Mobility, el Salón del Automóvil, CENCO y la Ruta Andina, en donde además de generar posicionamiento de marca, también se lograron importantes ventas y acuerdos con las principales marcas importadoras de vehículos eléctricos.



Piloto de taxis eléctricos en Bogotá

Finalizó el primer piloto de taxis eléctricos, que duró 10 años, con una participación de 42 taxis y 21 millones de kilómetros recorridos aproximadamente.

Suministro e instalación equipos de recarga

Durante 2023 se realizaron ventas de 1.016 equipos de recarga y 392 instalaciones de cargadores de 7,2 Kw en hogares y empresas a nivel nacional. De igual forma, se firmaron 7 acuerdos con los distribuidores locales de marcas como Mercedes, General Motors, Auteco Mobility, Volvo, BMW para el suministro e instalación de equipos de recarga.

Charging as a Service

Se realizaron ventas de *Charging as a Service* por más de 1.384.966 URV (unidades de recarga vehicular), cargando más de 300 vehículos eléctricos en Bogotá. En 2023 se ofrecieron estos servicios a compañías como VEMO, AS Transportes, Banco Agrario, Coltabaco, Ingetrans, Pasar Express, Setcoltur, Transporte Multimodal, entre otras.

Infraestructura pública

Se hicieron instalaciones de recarga pública en Club El Nogal y Movistar Arena, en asocio con importantes marcas como GM, BMW Autogermana, con el fin de aumentar los puntos de recarga en la ciudad de Bogotá.

Se instalaron tres puntos de recarga pública en el barrio La Alhambra con La Rolita (Operador Distrital de Transporte creado por la Alcaldía Mayor de Bogotá, para cumplir con la operación del sistema de transporte público en la ciudad).





INNOVACIÓN ENEL X Y MARKET

Proyecto piloto: Implementación de drones para inspecciones HSEQ en alturas

La realización de inspecciones HSEQ en alturas y estructuras elevadas conllevaba desafíos en seguridad, eficiencia y costos operativos. Los métodos tradicionales presentaban limitaciones en la calidad de datos, riesgos laborales y tiempos prolongados. Para superar estas problemáticas, se lanzó el proyecto piloto de drones en inspecciones HSEQ durante el 2023, del cual se resaltan las siguientes acciones y resultados:

- Eficiencia: los drones redujeron significativamente el tiempo de inspección y mejoraron la calidad de datos en comparación con métodos convencionales.

- Seguridad: disminuyeron riesgos laborales, creando un entorno más seguro para el personal en actividades de altura.
- Optimización de costos: las inspecciones con drones resultaron más rentables, reduciendo considerablemente los costos operativos debido a su eficiencia.

Este proyecto marcó un hito en la mejora de las prácticas de inspección y seguridad, mostrando nuestro compromiso con la excelencia operativa y la adopción de tecnologías innovadoras.

Proyecto Cálculo del componente G

Para caracterizar el margen evidenciado en el componente de generación (G) de la estructura tarifaria e identificar oportunidades de mejora en este margen, se realizó el proyecto Cálculo del componente G. Este proyecto logró identificar mejoras en el proceso operativo de facturación y lectura.

Proyecto Piloto: Electrolinera Móvil Circular en Medellín y Montería.

Para atender la demanda de recarga ágil de flotas de vehículos eléctricos B2B y B2G en todo el país, se creó la Subestación Móvil Circular. Esta alternativa ofrece operaciones en un máximo de 15 días, a diferencia de los 3 meses de una estación eléctrica convencional. Se revitalizó una subestación en desuso, aplicando la circularidad en su desarrollo, ahorrando \$215 millones en comparación con una electrolinera nueva.

En el 2023, la subestación energizó dos proyectos piloto de movilidad eléctrica en Medellín y Montería. En Medellín, junto a la Secretaría de Medellín, C40 y operadores locales, se probó su eficiencia en recorridos interbarrales de vehículos eléctricos. En Montería, en colaboración con la Alcaldía y Montería Amable, se inició el primer piloto costero.

Este proyecto fusiona innovación y sostenibilidad para resolver desafíos de la movilidad eléctrica, promoviendo un futuro más limpio.

Proyecto Ventas de asistencias por Whatsapp

Se estructuró el proyecto de ventas de asistencias por WhatsApp, el cual mostró resultados muy positivos, pues la adopción de un canal digital permitió que el cliente tuviera más información y de una forma más ágil, así como llegar a un público más amplio, superando las barreras geográficas y ampliando las oportunidades de venta. Actualmente se encuentra en implementación y se busca su ampliación para la venta de otros productos.

Enel X Tank 2023

El evento Enel X Tank, realizado entre noviembre y diciembre, fue un foro esencial para impulsar la innovación y descubrir soluciones disruptivas generadas por los colaboradores. Su enfoque principal fue reconocer y premiar las iniciativas innovadoras ejecutadas o planificadas por los equipos de Enel X y Market, alineadas con la estrategia empresarial y contribuyendo al desarrollo sostenible. Las iniciativas podían desarrollarse en colaboración con terceros o internamente, enfatizando su impacto económico y su viabilidad técnica. Participaron 17 equipos representantes de las diferentes líneas de negocio.

COMUNICACIONES COMERCIALES ENELX Y MARKET

Durante el 2023, a través de la concepción de estrategias de comunicación 360°, se tuvo como objetivo principal el posicionamiento de la marca y su portafolio de productos y servicios, enfatizando en la afinidad y cercanía y promoviendo la creación de relaciones comerciales más simples con clientes residenciales, empresariales y gubernamentales, incluyendo la oferta de movilidad eléctrica. Paralelamente, se trabajó en fortalecer la relación cliente-energía, a través del desarrollo de acciones comunicacionales con enfoque pedagógico y lenguaje simple, que buscaban aportar a los usuarios conocimiento relacionado con la operación comercial y su interacción con el servicio de energía.

Pedagogía permanente

Se trabajó en acciones comerciales que fortalecieran el conocimiento de los clientes sobre su servicio de energía, su factura y su consumo. En línea con esta necesidad, se informó permanente a través de los diferentes canales sobre dos iniciativas principales: Plan Tarifas y Plan Cambio de Sistema Comercial.

El Plan Tarifas explicaba cómo se determina cada uno de los costos de la factura de energía, mediante un plan pedagógico que buscaba llegar a los más de 3 millones de clientes residenciales, con un lenguaje claro y que se asocie a su realidad. Se divulgaron a través de redes sociales, ediciones impresas y digitales, los conceptos de cobro en factura, cómo se determina el consumo y tipos de uso eficiente de energía. Cabe destacar las publicaciones en Instagram de videos pedagógicos y un LIVE con ejecutivos; acciones que lograron 2.272.938 impactos y un alcance de 634.739. Esto, reforzado con un plan orgánico de contenidos digitales, que incluyó un *landing* pedagógico para clientes residenciales (80.811 visitas) y uno para cliente empresariales (1.446 visitas), con contenidos en redes sociales de Enel Colombia, con más de 16 publicaciones para cada uno de los segmentos.

El Plan Cambio de Sistema Comercial se enfocó en generar una comunicación integral y permanente para las distintas etapas proyectadas en la transición del sistema comercial de Enel, que soporta las operaciones de facturación, recaudo y cobranza del servicio de energía. Se alcanzaron importantes resultados desde todos los frentes de comunicación: 6 comunicados de prensa, 183 publicaciones y un alcance a 400 medios de comunicación en Bogotá y Cundinamarca; más de 3,8 millones de comunicaciones a través de la factura de energía; 1.603 menciones radiales; más de 20.000 volantes para Centros de Servicio; envío de más de 800.000 mil SMS; 9 videos para comunicación en pantallas; más de 500.000 impresiones y más de 680.000 usuarios alcanzados en redes sociales; más de 250.000 visitas al *landing* dedicado a la transición; y más de 32 notas, 6 videos y 1 webinar para el público interno de la Compañía.





Publicidad y contenidos pagos

Entre las campañas publicitarias realizadas, se destacaron las de promoción de los canales digitales de atención al cliente, tanto para cliente residencial como para cliente empresarial, y los canales de pago autorizados. Para Enel X, se destacaron las estrategias de promoción del portafolio comercial y posicionamiento de marca, las cuales incluyeron diversos contenidos pagos en los principales medios de comunicación del país. Además, se realizaron 6 *webinars* con foco a negocios en alianza con un medio de comunicación especializado en público empresarial.

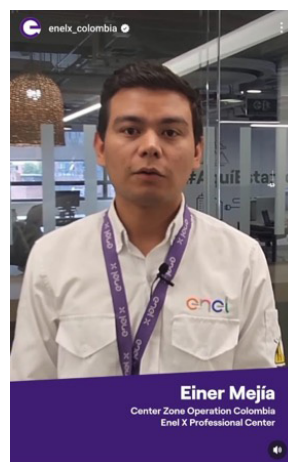
Se destaca la realización de la segunda campaña con el concepto “La vida está llena de energía”, para promover el portafolio comercial de Enel X y posicionar a la línea de negocio como líder en soluciones energéticas sostenibles. El plan de medios incluyó TV nacional y regional, radio, prensa, revistas, publicidad exterior y canales digitales. Durante su ejecución, la campaña alcanzó un 98% en *viewability*, haciendo referencia a su visualización en internet, manteniendo un 97% en *brand safety*. La campaña también tuvo una versión orgánica a través de los canales digitales de Enel X con 35 piezas, un alcance de 13.713, 440 *likes*, 3.880 vistas, 38 *shares* y 485 interacciones.





Comunicación digital

La comunicación a través de canales digitales tuvo gran relevancia gracias a su inmediatez y alcance, lo que permitió asegurar una mejor experiencia y cercanía, con foco humano y real para los clientes. Durante el 2023 se trabajó en el desarrollo y ejecución de una estrategia de humanización, con la cual se dio más importancia a las personas como actores clave de la marca y el portafolio comercial. Esta permitió a los usuarios de las redes sociales de Enel X y Enel Colombia una conexión más relacional con los contenidos. Desde su inicio se realizaron 30 piezas, con un alcance orgánico de 21.025 y 16.679 vistas.





Paralelamente, las redes sociales tuvieron un incremento en la mayoría de sus métricas, siendo Facebook el canal que obtuvo un crecimiento más relevante. El aumento en las cifras se logró gracias a la estrategia de humanización implementada, la modificación de los formatos gráficos, la identificación de roles por plataforma y la amplificación de contenidos. Por su parte, la página web de Enel X en Colombia (www.enelx.com/co/es) se fortaleció con 42 nuevos artículos con enfoques de tendencia e interés para el público de la marca.

Cabe destacar el desarrollo del concepto y el sitio web de la Ruta de la Navidad, esta última con más de 36.300 usuarios y más de 552.000 personas alcanzadas, lo que se logró gracias a la difusión de un millón de insertos en la factura de energía.

Gestión de marca, eventos, patrocinios y comunicación interna

Desde la gestión de eventos se destaca la realización de 30 eventos para clientes actuales y potenciales con temáticas de interés como la estrategia de la organización, análisis socio político y económico del país, entre otros; por primera vez se realizaron este tipo de encuentros de relacionamiento de Enel X en Panamá y Guatemala. Adicionalmente, se tuvieron 14 encuentros con aliados estratégicos, entre ellos el lanzamiento de la primera red de carga eléctrica pública para Bogotá junto a La Rolita, el

proyecto de buses eléctricos en Valle de Cauca, el piloto de movilidad en Montería, y el inicio de la Ruta Eléctrica Andina.

En cuanto a participación en escenarios externos, se tuvo presencia en 18 actos públicos en Colombia y Centroamérica, promovidos por instituciones privadas y gremios del sector, en los cuales se abordaron temáticas relacionadas con: movilidad eléctrica, recarga de vehículos y buses, entre otros. Por parte de la gestión de patrocinios, se hizo presencia en 14 espacios en Colombia y Centroamérica, en eventos como el Congreso de la Experiencia, ANDES-CO, Salón del Automóvil y Caminata de la Solidaridad, entre otros. Entre los patrocinios a destacar, se encuentra la tercera edición de la Enel X Night Race 10K, la única carrera nocturna que se desarrolla en la ciudad de Bogotá, en la cual, en el 2023, 6.000 atletas corrieron y disfrutaron de una jornada deportiva y de su ciudad, gracias al alumbrado público a cargo de Enel X.

Desde gestión de marca cabe destacar la estrategia creada junto con Frontera Energy para la creación y ejecución del Plan de Divulgación para promover el Parque Solar Ikotia, propiedad de la petrolera y construido por Enel X durante el 2023 en Puerto Gaitán, Meta. Para esto se estableció una estructura desde todos los frentes de comunicación para cada una de las etapas de construcción del parque, y las acciones sociales y medioambientales involucradas en éstas. Estas acciones lograron más de 20 publicaciones en medios nacionales, regionales y locales, y alrededor de 30 piezas en redes con un alcance de 30.937 y 1.166 likes.

A nivel interno, se fortaleció el proceso de divulgación para todos los trabajadores de Enel Colombia, buscando un mayor posicionamiento de lo que hace la línea de negocio, los hitos más importantes y la promoción de actividades destacadas. En total, se lograron 271 publicaciones en canales internos, entre ellas formatos virtuales, pantallas y comunicaciones globales para Enel X.

NEGOCIO DE COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA

Compras de energía

En el 2023 se compraron 10.755 GWh por un monto superior a los \$3,9 billones:

Concepto	GWh	Mill COP\$
MERCADO REGULADO	10.597,04	\$ 3.824.832
Contratos - Convocatorias	6.279,33	\$ 1.783.369
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	2.461,76	\$ 701.004
GECELCA S.A. E.S.P.	131,41	\$ 37.779
ISAGEN S.A. E.S.P.	808,68	\$ 220.112
TERMOYOPAL S.A. E.S.P.	370,63	\$ 109.079
ENEL S.A. E.S.P. (Generación)	2.354,34	\$ 670.949
ESPACIO PRODUCTIVO S.A.S. E.S.P.	152,50	\$ 44.446
Contratos - Subasta de Largo Plazo	1.200	\$ 295.465
EOLOS ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	195,31	\$ 43.763
VIENTOS DEL NORTE S.A.S. E.S.P.	151,61	\$ 32.765
AES COLOMBIA & CÍA. S.C.A. E.S.P.	254,18	\$ 59.065
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	229,66	\$ 57.804
ENEL S.A. E.S.P. (Generación)	40,90	\$13.241
TRINA SOLAR S.A.S.	57,25	\$ 13.747
SUBA SOLAR S.A.S E.S.P.	45,90	\$ 11.276
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	69,98	\$ 19.043
URRÁ S.A. E.S.P.	7,29	\$ 2.249
SOL DE LAS CIÉNAGAS S.A.S. E.S.P.	28,29	\$7.425
SPK LA UNIÓN S.A.S. E.S.P.	31,43	\$ 9.611
SPK LA MATA S.A.S. E.S.P.	39,30	\$ 12.359
FOTOVOLTAICOS ARRAYANES S.A.S.	38,13	\$ 10.003
GENERSOL S.A.S.	10,77	\$ 3.112
Contratos - AGPE	4,17	\$ 2.983
VANTI S.A. E.S.P.	4,17	2.983
Mecanismo Complementario	1,44	515
DERIVEX	1,44	\$ 515
Compras en bolsa	3.112,72	\$ 1.742.501
Ventas en bolsa	-	-
MERCADO ALUMBRADO PÚBLICO	157,31	\$ 82.979
Compra Contratos	157,31	\$ 82.979
ENEL S.A. E.S.P. (Generación)	157,31	82.979
Compras en bolsa	-	-
Ventas en bolsa	-	-
Total ventas de energía	-	-
Total compras de energía	10.754,96	\$ 3.907.812
Neto	10.754,96	\$ 3.907.812

En el 2023, el Mercado Regulado en contratos se ubicó en el 70,6%, de los cuales el 8,4% 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. La cobertura del mercado de alumbrado público fue atendida con contratos de respaldo del Grupo Enel.

El precio medio de compra en contratos PC (Precio de compra contratos Enel) para el mercado regulado en el 2023 fue de 284 \$/kWh, inferior al MC (Precio compra contratos Mercado) que tuvo un promedio de 294.50 \$/KWh. En cuanto al precio promedio de compras en bolsa fue de 559,8 \$/kWh.

Gestión de la contratación – Compras de energía

En la búsqueda de cobertura de energía para reducir la volatilidad en precios y trasladar esta mayor estabilidad al cliente final, durante el año 2023 se cerraron tres procesos licitatorios de compra de energía para el Mercado Regulado con los siguientes resultados:

- Primer proceso: se declaró desierto al no recibir ofertas para ningún producto de esta convocatoria.
- Segundo proceso: se cerraron cuatro contratos a largo plazo con tres agentes del mercado:
 - » 2 contratos por total de 60 GWh/año para el 2024 y 43 GWh/año para el 2025
 - » 1 contrato Largo plazo producto 2 por un total de 1.431 GWh para el periodo comprendido entre 2024 y 2037
 - » 1 contrato Largo plazo producto 3 por un total de 394 GWh para el periodo comprendido del 2024 al 2037
- Tercer proceso: Se cerraron 15 contratos a largo plazo con seis agentes del mercado, con la siguiente adjudicación:
 - » Para el producto 1, un total de 2.117 GWh para el periodo comprendido entre 2024 y 2029
 - » Para el producto 2, un total de 3.099 GWh para el periodo comprendido entre 2024 y 2038
 - » Para el producto 3, un total de 5.616 GWh para el periodo comprendido entre 2024 y 2038

De acuerdo con la Resolución CREG 101 020 de 2022, por la cual se definieron las condiciones para el traslado de precios al mercado regulado de los valores de los contratos resultantes del mecanismo Derivex, Enel Colombia participó durante el 2023 en las subastas semanales

organizadas por el promotor del mecanismo, buscando contratar energía con destino al Mercado Regulado y bajo la estrategia de cobertura, cerró 4 contratos de 360.000 kWh-mes, cada uno en la sesión electrónica (pantallas) correspondientes a los meses de mayo a agosto de 2023, por un precio de 342 \$/KWh.

Evolución de la demanda

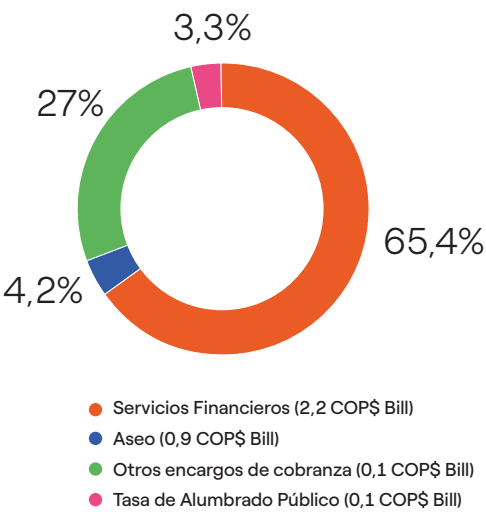
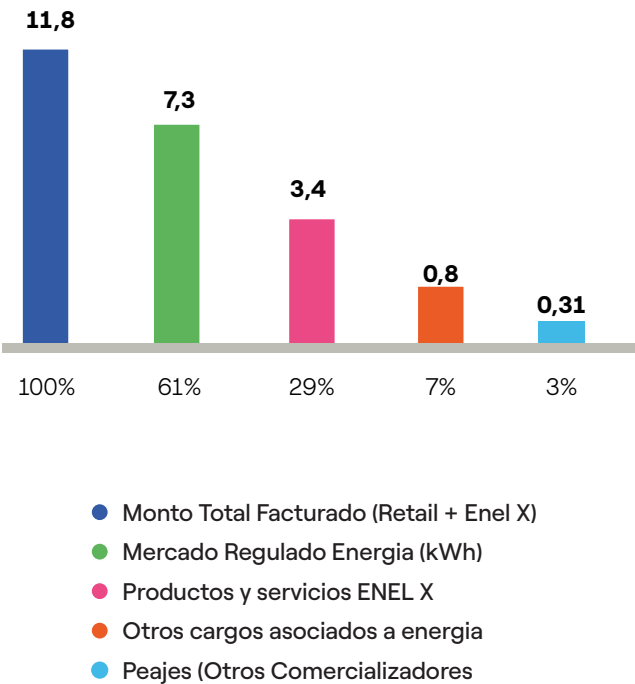
En 2023, la demanda Operador de Red de Enel Colombia alcanzó los 15,978 GWh-año (81 GWh-año más que el 2022), registrando un crecimiento real del 0,5%, ligado a las condiciones macroeconómicas nacionales, donde se consolidó una moderación de la demanda interna por la desaceleración de la actividad industrial y las altas tasas de inflación. A pesar de lo anterior, el panorama a nivel nacional fue muy distinto. La demanda del Sistema Interconectado Nacional alcanzó los 79,973 GWh-año en el 2023, registrando un crecimiento real del 4,3% frente a la demanda del 2022, principalmente por el inicio del Fenómeno del Niño, cuyos efectos se hicieron más notorios en las zonas de operación distintas a las de Enel Colombia, caracterizadas por corresponder a climas más cálidos y secos.

Facturación

Durante el 2023 dentro del proceso de facturación se aseguraron ingresos para la Compañía, por parte de los distintos negocios, generando documentos factura que contienen un ingreso anual (antes de ajustes) de \$11,8 billones, a través de un promedio mensual de 3,76 millones de cuentas facturadas. Así mismo la facturación de energía, incluyendo peajes y alumbrado público, fue de \$7,6 billones, otros servicios complementarios de energía \$0,8 billones, y otros negocios no energía y facturación para terceros \$3,4 billones.



En 2023 se facturaron **3.791.226** cuentas en Bogotá, sabana y Cundinamarca.



Implementación SAP (Proyecto Faro)

En 2023 se implementó el proyecto FARO, el cual corresponde a la adopción de la plataforma SAP para la gestión de los procesos de facturación, recaudo y cobranza para los mercados de energía masivo y peajes. El proyecto permitió realizar los ajustes a las necesidades locales, la migración de la información histórica, y la generación de las integraciones con los otros sistemas de la Compañía.

El desarrollo del proyecto FARO se dio en el marco de una importante etapa de transformación tecnológica en el grupo Enel y coincidió en el tiempo con otros proyectos de adopción tecnológica impulsados por las líneas de Enel Grids (Eco, Beats, Smile) y Enel X (XCustomer y Liquidador

SSFF), que tienen fuertes interdependencias funcionales y técnicas, lo que generó una importante complejidad que motivó a poner en marcha un frente de trabajo común entre diferentes áreas de la Compañía para optimizar el uso de los recursos, mitigar los riesgos de la convergencia, minimizar el impacto en la operación de los negocios y evitar afectaciones a los clientes.

Los procesos se normalizaron dentro del primer mes de operación, obteniendo un desempeño de facturación del 99,99%.

Facturación conjunta energía – aseo

Durante el 2023 se dio continuidad a la Facturación conjunta del servicio público de aseo con 19 operadores activos. El 79,32% de clientes facturados por este negocio corresponden a clientes de Bogotá y el restante 20,68% están en otros municipios; de los 130 en donde se presta el servicio de energía, 16 facturan aseo, que representan el 12,31% de los municipios y el 32,62% de clientes.

En el 2023 se firmaron los convenios para la facturación conjunta de aseo con los Municipios de Aguas del Tequendama, Tena, Anapoima, Sibaté, Emserfusa, Aguas de Chingota, Cota y San Francisco, representando 38.100 clientes adicionales.

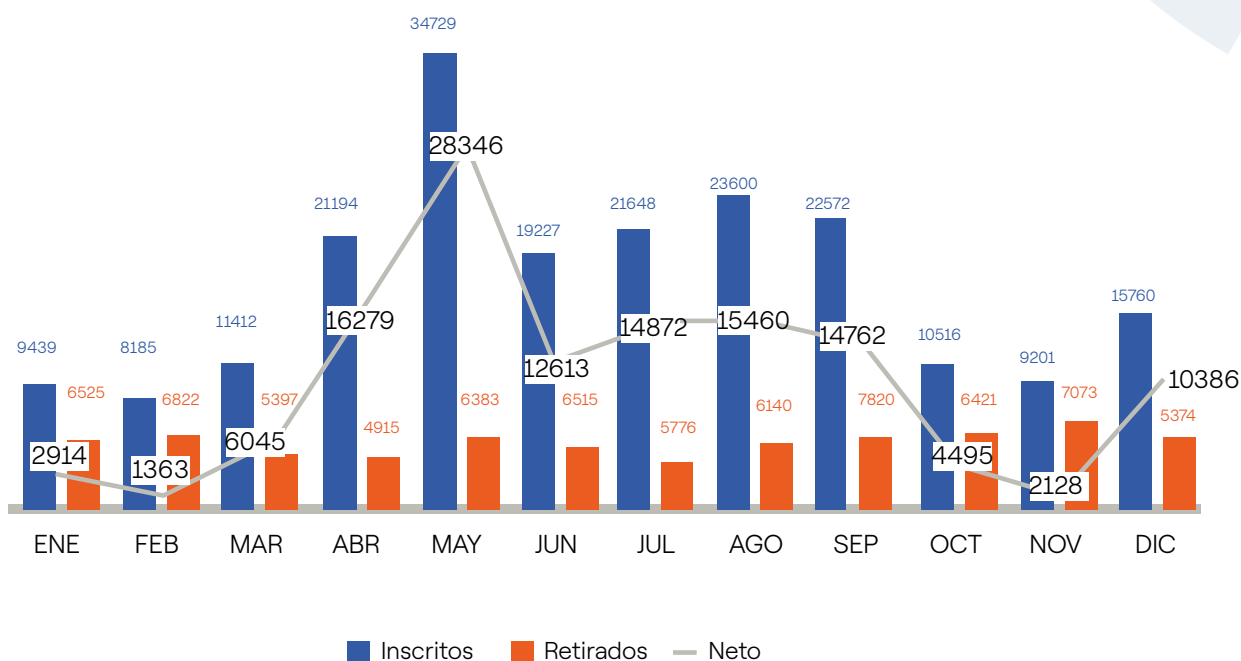
Factura virtual

Factura Virtual cerró el 2023 con 926,4 mil clientes registrados, un incremento del 16,3% respecto del cierre del 2022 (796,8 mil) con 129,6 mil clientes nuevos, y que representó aproximadamente el 24% de la base total de clientes inscritos al servicio.

Este crecimiento permitió alcanzar que el 18,4% de las facturas emitidas en el año fueran enviadas por medio digital, superando así la meta establecida del 18%.



COMPORTAMIENTO 2023



La estrategia de conversión del 2023 se basó en el ofrecimiento del servicio desde canales de atención (presencial, no presencial y digitales). Por otra parte, se implementaron mejoras en el servicio para garantizar la sincronización de la entrega de la factura virtual en el correo electrónico, con la notificación SMS del teléfono móvil, la inclusión de un *shortlink* de pago personalizado en el cuerpo del correo de factura virtual hacia el Botón PSE para facilitar el pago digital de la Factura y nuevas funcionalidades de autogestión (actualización de datos y baja del servicio) en la zona privada Mi Enel.

Impresión

Desde la arista contractual, se mantuvo el servicio de impresión con el proveedor Carvajal mediante un nuevo contrato. Se implementó el tamaño de factura único para el segmento residencial junto con la salida en producción de SAP, desarrollado para reducir el material empleado y optimizar tiempos en la producción al simplificar la operación de diseño, producción y operación.

Actualización cédula catastral y estratificación

En atención a la resolución 20192200020155 del 25 de junio de 2019 y a la resolución 20192000034975 del 10 de septiembre de 2019 de la Superintendencia de Servicios

Públicos, se realizó el cargue en el sistema de la cédula catastral que se mantuvo al 93% de clientes (3.574.895 clientes con NPN de 3.861.208), código DANE y ubicación al 100% de clientes, para cumplir reportes al sistema único de información SUL.

Según las leyes 142 de 1994, 505 de 1999, 682 del 2001 y 732 del 2002, se asistió y participó activamente en 168 sesiones de Comités Permanentes de Estratificación (CPE) en 37 municipios con este ente consultor y veedor constituido. De igual manera y según lo dispuesto en el decreto 007 del 2010, se pagó el concurso económico por \$526.043.549 a 14 municipios del área de influencia de la compañía que cumplieron con los requisitos exigidos por la ley para tramitar el pago.

Como parte del proceso de estratificación, se actualizaron 10.874 cuentas en municipios como Arbeláez, Bogotá, Cabuyaro, Chía, Fusagasugá, Madrid, Mosquera, Tabio y Tocancipá.

Herramienta de localización e información en terreno

Se desarrolló un *bot* de WhatsApp, el cual al consultar el número de cuenta entrega información del suministro como dirección, medidor, ruta, ubicación (coordenadas), si tiene reparto especial y si está inscrita en factura virtual. La ubicación se entrega mediante un enlace de GoogleMaps,

el cual accede directamente a esta página y muestra la ubicación, permitiendo así tener referencia en el mapa y/o por indicaciones que entrega este servicio.

El manejo de esta herramienta ha permitido eliminar un volumen importante de impresión de hojas en la operación de reparto de los listados de cuentas no impresas que se entregaban a los repartidores, que listaban las cuentas virtuales, para el caso de alguna consulta.

Reparto

Se gestionó la licitación para las 4 zonas de lectura y reparto, dando como resultado la adjudicación a los proveedores DOMINION para las (2) zonas del norte y al proveedor LECTA para las (2) zonas del sur.

También se implementó el reparto de comunicaciones informativas de predios con proximidad a la red y se mantuvo la operativa de comunicación junto con factura para la entrada de los operadores de aseo en Cundinamarca.

Cambio de operador de facturación electrónica

Se dio inicio a la inclusión de las operaciones de facturación de productos de Enel X con el nuevo operador tecnológico de facturación electrónica Cadena, con el que se realizaron las respectivas pruebas y capacitaciones en el uso de la herramienta y su alcance operacional.

Se destaca una mejora a nivel de reportes y oportunidad en la operación, disminuyendo los tiempos del retorno de la respuesta con la validación de los documentos por parte de la DIAN.

Facturación Xcustomer - Zuora

Mediante el proyecto FARO se realizaron con éxito las pruebas correspondientes a la información de facturación generada desde el sistema Zuora hacia el nuevo sistema SAP, lo que permitió una puesta en marcha de la asociación de los productos de Zuora en la factura de energía sin mayores contratiempos.

Dados los cambios del proyecto FARO, se implementaron nuevos controles en Zuora y SAP que permiten llevar la trazabilidad de la facturación de acuerdo con el calendario del sistema comercial; adicionalmente, con la consecución de los indicadores de facturación de Xcustomer, se ha podido identificar el comportamiento de manera mensual contribuyendo al análisis de la operación.

Facturación servicios financieros Crédito Fácil Codensa - Sistema Liquidador

Durante el 2023 se consolidó y aseguró la implementación del aplicativo denominado Liquidador, sistema independiente que se encarga de administrar y valorizar todos los servicios financieros correspondientes a la facturación conjunta de los servicios financieros del portafolio de Crédito Fácil Codensa.

Una vez implementado y agregado como complemento en la línea base de facturación con el nuevo sistema facturador principal SAP, el liquidador gestiona y valoriza cerca de 540 mil clientes al mes, asegurando la correcta facturación de cerca de \$211.730 millones/mes.



Facturación tasa alumbrado público

Durante el 2023 se realizaron 15 actualizaciones de precio de acuerdo con la solicitud de los municipios de Tibiritá, Villeta, La Mesa, Fusagasugá, Caparrapí, Chipaque, San Juanito, La Peña, Medina, Chocontá, Zipaquirá, El Peñon, Cucunuba, Girardot y Guaduas.

Con el proyecto FARO se realizaron con éxito las pruebas correspondientes al cargue y la facturación de los cargos asociados al cobro de la tasa de alumbrado público, de igual manera durante la etapa de estabilización se han implementado nuevos procesos y controles que permiten asegurar la calidad de la facturación del alumbrado público.

Para inicios del 2023 se tenían 63 municipios a los cuales se les efectuaba el cobro de tasa de alumbrado público y se finalizó el año con dos municipios más, Guasca y Guatavita. Además, se pasó de tener 12 municipios asociados a la metodología de cobros manuales de alumbrado público a 19 al cierre del año, lo que conllevó a crear nuevos procedimientos, la implementación de un maestro para alumbrado público y a la creación de nuevos controles para asegurar este proceso.

Finalmente, para el cierre de 2023 se facturó un total de 838.029 clientes.

Facturación Sistema Distribución Local (SDL) Peajes

En 2023 se participó activamente en el desarrollo y puesta en producción del proyecto FARO, con foco específico en la liquidación de las fronteras de peajes y la facturación a los comercializadores que operan en la red de Enel. Se llevaron a cabo múltiples actividades y mesas de trabajo para garantizar el correcto funcionamiento de las integraciones entre los sistemas que hacen parte de la cadena. Se resalta el resultado obtenido en la migración de datos, con un indicador del 99,99% gracias a la gestión realizada para actualizar y homologar la información de los sistemas Genesis y Épica, asegurando la integridad de la data y logrando generar la primera facturación de peajes con el nuevo sistema SAP de manera oportuna.

Al cierre de 2023 había 31 comercializadores, con 5.328 fronteras activas, que registraron un total de 265.372.540 GWh.

Opción tarifaria

Durante el 2023 se aseguró el cumplimiento del marco normativo y regulatorio vigente a través de las diferentes actividades de control. Dentro de las normas a resaltar está la aplicación de la Opción Tarifaria (resolución 012 de 2020), mecanismo mediante el cual se estuvo controlando

a través de un aumento gradual, el crecimiento presentado en las tarifas de energía desde la época de la pandemia por el covid-19 y evitar aumentos súbitos para los clientes.

Esta opción finalizó en diciembre 2023 debido a la generación de la resolución CREG 101 028 y se inició el proceso de actualización e implementación en el proceso de facturación.

Aporte a la Guajira

Se dio cumplimiento al Decreto 1085 del 2023, que establecía el estado de emergencia económica, social y ecológica en el Departamento de la Guajira y del Decreto 1276 del 31 de julio de 2023, que establecía el recaudo de montos obligatorios de \$1.000 por factura para todos los clientes del segmento residencial de estratos 4, 5 y 6, y de \$5.000 para clientes de segmentos comerciales e industriales. Así mismo, se inició la gestión para que a partir de los ciclos de facturación de enero de 2024 se realice la devolución de la totalidad de los aportes, en razón a la decisión de la Corte Constitucional que declaró inexecutable dichos decretos.

Resolución Documento Equivalente Electrónico

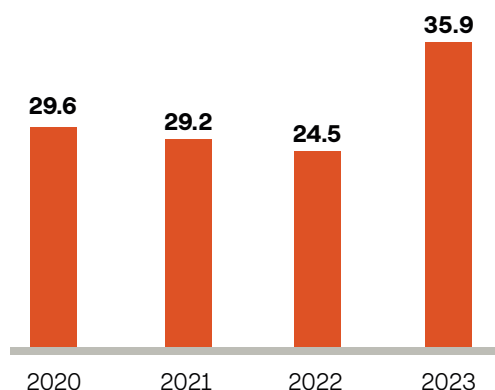
Se publicó por parte de la DIAN la resolución 00165, en la cual se expide el anexo técnico 1.0 del documento equivalente electrónico y oficializa el calendario de implementación para Servicios Públicos Domiciliarios, fijando como fecha máxima de implementación el 1 de mayo de 2024. Se realizaron los análisis respectivos, se escalaron las dudas sobre temas técnicos y alcance de la norma y se iniciaron las mesas de trabajo con el operador tecnológico definido para el mercado masivo, la empresa Carvajal Soluciones de Comunicación SAS, para establecer los cambios requeridos y el alistamiento interno para dar cumplimiento a la resolución.

Gestión de la cartera

El plan estratégico de contención y recuperación de deuda en el 2023 se enfocó en dos frentes. El primero se orientó en mitigar posibles deterioros en la cultura de pago por aumento de la tarifa, el segundo en garantizar la continuidad del proceso durante la estabilización del sistema comercial.

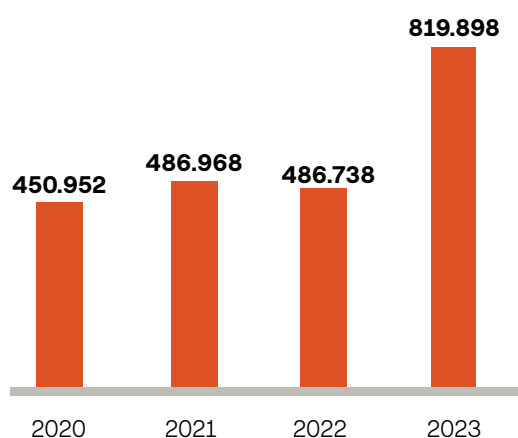
A continuación, se relacionan los principales indicadores y resultados del cierre de año:

DÍAS DE DEUDA TOTAL



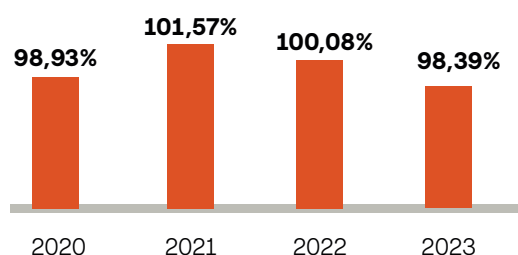
Días de deuda: $(\text{Deuda total} / \text{Facturación TAM n-1}) \times 360$. El aumento registrado en el año 2023 se motivó principalmente en el aumento tarifario.

DEUDA TOTAL (MILLONES DE PESOS COLOMBIANOS)



Deuda total = Valores impagos corrientes y vencidos del negocio eléctricos y Productos y Servicios de Valor Agregado – PSVAS-. El aumento registrado en el año 2023 se motivó principalmente en el aumento tarifario.

ÍNDICE DE COBRABILIDAD



El indicador de cobrabilidad TAM n-1 (\$Recaudo acumulado/ \$Facturación acumulada n-1) fue afectado por la falta de dos pagos sobre el alumbrado público del Distrito Capital; para este cliente se emitieron 12 facturas en el año.

Portafolio Enel X

En 2023, el portafolio de Enel X obtuvo una facturación total de \$826.591 millones. Respecto al año anterior se presentó un incremento de \$88.157 millones que corresponde a un 11,94%. La cartera en mora cierra en \$60.036 millones, que corresponden al 10,67 % frente al valor facturado.

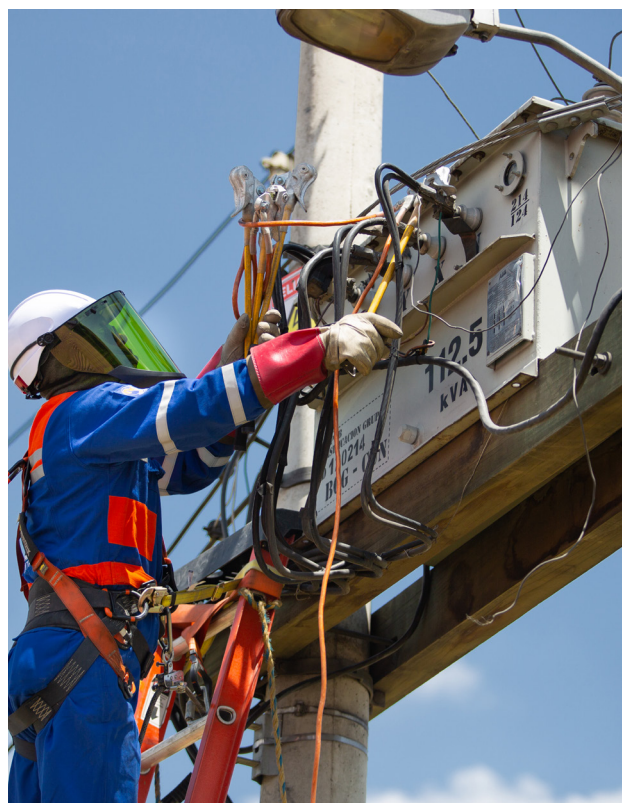
Cartera aseo

En la administración de la facturación conjunta de aseo se logró un índice de recaudo superior al 99%.

La facturación para este portafolio presentó un incremento del 17%, alcanzando la cifra de \$661.906 millones, originado por la incorporación de siete nuevos socios al esquema operativo, llegando a 19 operadores, esto, sin afectación al negocio de energía.

Cartera Impuesto Alumbrado Público –IAP–

Durante el 2023, se consolidó el esquema de facturación del Impuesto Alumbrado Público –IAP-. Dicho esquema detalla los parámetros, tasas, operaciones y condiciones que la Compañía ofrece para llevar a cabo un ciclo de cobro completo en la gestión y administración de las carteras.



Gestión del recaudo

Al cierre de 2023 se logró la integración del 98,6% para el recaudo en línea de los canales transaccionales de la Compañía que permiten el pago de sus productos y servicios a los clientes. Con esta actualización tecnológica se favorece la información en tiempo real, se mejora la satisfacción del cliente en el ciclo comercial evitando suspensiones del servicio por pagos sobre o después de su fecha de vencimiento, además de contribuir al monitoreo y la corrección oportuna de errores. Reduce además la manualidad en el proceso con la implementación e integración del recaudo en línea para los canales de recaudo de la Compañía. El porcentaje restante se asegura a través del manejo de bases de datos (proceso *batch*) que, necesariamente, son requeridos para los procesos de recaudo de la banca electrónica.

Con el objetivo de garantizar el fortalecimiento del ecosistema de pagos de la Compañía y asegurar que se mantenga y mejore su calidad operativa y eficiencia, se formalizó el convenio de recaudo con Efecty Ltda, integrándose también en línea.

Se continuó el diseño y desarrollo de campañas que permiten la sostenibilidad e incremento de los indicadores de recaudo digital. En el año se lanzaron varias iniciativas dentro de las cuales se destaca el Desafío de Pagos Digitales, en la cual los clientes, personas naturales, ganaban y acumulaban puntos, al realizar sus pagos a través de medios electrónicos con un eslogan único "... y aprovecha el tiempo que te ahorrarás acercándote a los que más quieres"; con la oportunidad también de obtener beneficios adicionales cuando recurrentemente realizaban sus pagos en canales digitales durante todo el año. El indicador de pagos realizados a través de los canales digitales cerró en el 48,66%.

Experiencia del Cliente y Transformación Digital

Segmento *Business to Customer* B2C

Alineados con el principio *Customer Centricity* de Enel, la estrategia 2023 se enfocó en el desarrollo de actividades para clientes internos y externos; con el propósito de mejorar la experiencia y la forma en que el cliente percibe su interacción con la Empresa a través de cualquier canal, lo cual incrementa la satisfacción y contribuye a la percepción general de la calidad de los productos y servicios.

Para lograrlo, se desarrolló un plan de comunicación continua y directa para emitir directrices claras desde el frente de formación a los canales, reforzando aspectos

como el lenguaje simple y la personalización en el proceso de atención, cruciales para cultivar un relacionamiento más cercano y positivo con los usuarios. En paralelo, se establecieron controles centralizados de calidad, y herramientas de apoyo a través de la analítica de datos para orientar adecuadamente los planes de acción y/o emitir alertas tempranas.

Gestión experiencia del cliente

En el 2023 se trabajó en el desarrollo de iniciativas para mejorar la experiencia de los clientes en los diferentes canales de atención del segmento B2C, lo cual permitió recuperar la experiencia, a través de un modelo de resarcimiento consolidado, y mejorar el indicador NPS relacional.

Close the Loop – cierre del ciclo uno a uno

Durante el 2023 se diseñó y ejecuto la campaña de recuperación de experiencia (gestión de detractores) para el canal telefónico por medio de un equipo especializado. La contactabilidad de esta campaña estuvo en el 60% y la efectividad en el 89%.

Una de las conclusiones más importantes de esta campaña fue que la efectividad y el impacto aumentan en la medida en que se logra un mayor grado de personalización de acuerdo con la historia del cliente y sus principales inquietudes.

Resarcimientos

El Programa de Resarcimiento de Enel tiene como objetivo retribuir de forma simbólica a los clientes que han sido afectados por incumplimiento en la promesa de valor y que se contactan a través de cualquiera de los canales de atención; lo cual permite afianzar el vínculo entre el cliente y la Compañía. Algunos de los hitos más relevantes durante el 2023 fueron:

1. Se diseñó la matriz de resarcimiento enfocada a clientes reclamantes no reiterativos con la definición de criterios de segmentación, tipos y reglas de resarcimiento.
2. Se realizó resarcimiento escrito a 4.986 clientes a través de una comunicación personalizada la cual fue enviada a su correo electrónico y 1.274 clientes fueron resarcidos con abonos de energía y/o obsequios de libre selección en la *landing page*.
3. Se resarció a los 2.566 clientes del segmento B2C que tuvieron las mayores afectaciones por el cambio del sistema comercial, por medio de la entrega de abonos de energía que fueron aplicados directamente a la factura.

Mejora NPS relacional B2C

Durante el 2023 se trabajó de manera intensiva en la formulación de acciones para mejorar los indicadores de satisfacción (NPS – *Net Promoter Score*) de los clientes residenciales. El resultado del NPS relacional de B2C para el 2023 fue de 4,7.

Algunos de los logros más destacados del 2023 son:

1. Desarrollo de una **visión más integral** de experiencia en el marco de los diferentes proyectos **centrados en el cliente**, tales como:

- » Lenguaje simple
- » Proyecto Plan Cundinamarca
- » Proyecto Reclamos

2. Entendimiento más detallado del NPS gracias a la categorización de los *verbatim*s de los clientes, por medio de los cuales se identifican los principales motivos de detracción como precio, calidad del servicio, factura y servicio al cliente.
3. Ampliación de los procesos analíticos para **identificar con mayor certeza los dolores de los clientes**.

» **Análisis cualitativo:** se realizó el piloto de Close the Loop para el NPS relacional y sus resultados fueron los siguientes:

- Contactabilidad: 63%
- Efectividad de la gestión: 91%
- Resultados de la encuesta de satisfacción sobre esta gestión: 4,0/5,0

Gracias a este piloto se evidenció que los clientes presentan apertura durante la llamada y quedan satisfechos con la gestión realizada. También se identificó que no todos los motivos de detracción se deben recuperar a través de una llamada. Por ejemplo, la recuperación de la experiencia la calidad del servicio debe ser diferencial y debe asegurar la normalización de la red con el fin de proveer una solución final al dolor del cliente.

» **Análisis cuantitativo:** se identificaron segmentos de clientes que permiten direccionar las acciones de mejora del NPS, por ejemplo, **de los clientes que contestan la encuesta, el 61%** no ha tenido un contacto con la Compañía en los últimos 6 meses y su calificación promedio es de **7**, mientras que el **39%** restante sí ha tenido contacto y su calificación promedio es de **-1**.

Datos de clientes

Las principales actividades que se ejecutaron para mejorar la calidad de los datos de contacto y las autorizaciones de tratamiento de datos personales en el dominio clientes, se enfocaron en:

- Resolver los problemas de sincronización de datos entre sistemas. Esto permitió una mejora en el indicador de clientes con datos de contacto válido, cuyo resultado en el 2023 fue de 82,37%, incrementando 1,59% respecto al año anterior.



- Implementar la funcionalidad para capturar la autorización de tratamiento de datos en los pagos por PSE en la web antes de que el cliente ingrese a la zona del banco. Esto permitió obtener 101.886 autorizaciones, contribuyendo en gran medida con la mejora en el indicador de clientes con autorización de tratamiento de datos personales en “SI”; el cual cerró en 2023 con 58,72%, un incremento de 5,12% respecto al año anterior.

Con la implementación del nuevo sistema comercial de la Compañía, como beneficio en la calidad de datos del dominio, se obtuvo a cierre de año un 98,53% de clientes nuevos creados con datos válidos. Antes de esta implementación era de 79,38%.

Proyectos y programas

Calidad

Con el objetivo de garantizar la homogeneidad y calidad de las interacciones del cliente, se estableció un frente dentro del equipo de experiencia que centraliza el control al proceso de calidad en los canales bajo el modelo y políticas globales para el monitoreo, evaluación y mejora continua de los procesos. Durante el 2023 se realizaron las siguientes actividades:

- Participación en la homologación de la política Global
- Recopilación documental y diagnóstico contractual en los contratistas de los canales de atención para el frente de calidad
- Unificación de criterios, estandarización y ajuste de las matrices, tutores y herramientas de cada canal para la implementación de la política Global
- Formación y acompañamiento lado a lado durante la implementación exitosa de la política Global en los canales fonoservicio, digital y presencial
- Consolidación y centralización de reportería e informes
- Análisis de resultados, propuestas y seguimiento detallado por canal y BPO
- Sinergias entre los equipos de formación, analítica, conocimiento, lealtad y otros, para definir los planes de acción y estrategias en conjunto, de cara al mejoramiento de procesos y experiencia de cliente.

Programa EBS: *Energy Business Support*

Durante el 2023, la plataforma EBS se consolidó como un programa de transferencia de conocimiento con alta relevancia y como herramienta clave para garantizar la formación inicial y continuada. Para responder adecuadamente a las necesidades del proyecto de implementación del nuevo sistema comercial de la Compañía, se trabajó en la estandarización y optimización de los tiempos de las rutas para la capacitación de grupos nuevos, y la gestión oportuna del gran volumen de actualizaciones de procedimientos y/o directrices.

Como hitos relevantes se destaca:

- Participación directa y activa en la planeación, construcción y despliegue de contenidos especiales para la contingencia de dicho proyecto (pre y post *go live*)
- Depuración de contenidos por actualización de sistemas y procedimientos, pasando de 236 a 168 materias
- Renovación de contenido en el 35% de las materias (59 de 168) alineados con las modificaciones a causa del proyecto
- Generación de 959 novedades, que corresponden a material didáctico y especial con periodicidad semanal, orientado a refuerzo y recordación de procesos relevantes
- Desarrollo de 53 cursos para nuevos grupos para 1.281 alumnos
- Implementación de un banner de anuncios en el manual de canales para despliegues inmediatos de información crítica y/o con necesidad de despliegue inmediato (127 publicaciones en el segundo semestre)
- Aplicación de nuevas metodologías para la transferencia de conocimiento a través de herramientas audiovisuales
- Plan de comunicación interna para recopilar las necesidades de formación y refuerzo a través de la misma herramienta, registrando la trazabilidad y acciones adelantadas (ANS de respuesta 3 días con cumplimiento del 95%)

Analitics

En 2023 este proceso se mantuvo como un aliado fundamental para los canales de atención y otros negocios, estableciendo a través del análisis de datos, patrones, tendencias y áreas de oportunidad en la interacción con los clientes, contribuyendo a la toma de decisiones y anticipándose a sus expectativas y necesidades, a través de los proyectos relacionados a continuación (entre otros gestionados durante el periodo):

- **Modelo de churn de canales digitales:** se desarrolló en 3 etapas, estableciendo inicialmente el control de inventarios, en segunda instancia la probabilidad de churn (promedio 0,31%), curva de permanencia (94%), nuevos ingresos (6,21%), además de las tendencias y usabilidad de canales digitales de los clientes activos (31%). Gracias a estos resultados se amplió el alcance a una fase final estableciendo los canales y transacciones que usan los clientes digitales intermitentes (que representan un 27%) para orientar los planes de acción.
- **Fortalecimiento de los modelos de segmentación de clientes para campañas comerciales y de registro digital:** con enfoque en los objetivos de proceso y actualización a los requerimientos de la Ley 2300 de 2023, se entregaron en promedio mes 1,4 millones de registros con validaciones adicionales de calidad para asegurar la experiencia del cliente, inclusión de datos de negocio y nuevas variables.
- **Desarrollo, despliegue y consolidación del Tablero Cundinamarca:** esta herramienta interactiva busca desde un enfoque geográfico (a nivel de territorios y municipios), consolidar los principales indicadores técnicos y comerciales, y con una orientación cliente para así identificar los dolores y necesidades de éste, dando lugar a sinergias y planes conjuntos.

Programa de fidelización Conecta

El programa Conecta busca conocer a los clientes, fortalecer el relacionamiento con los mismos, rentabilizarlos, fidelizarlos y aumentar su satisfacción con los diferentes productos y servicios de la marca. En 2023 se destaca:

- Incremento de clientes registrados al programa en un 85%, pasando de 208.792 a 387.124. Esto se logró haciendo más eficiente el proceso de inscripción y comunicando a Conecta como un beneficio para todos los clientes que se inscriben a los canales digitales y compran algún producto del portafolio Enel X.



- Incremento en un 60% de la cantidad de puntos redimidos vs 2022. Cerca de 2.300 clientes nuevos disfrutaron de la acumulación de puntos Conecta y se beneficiaron de la redención de premios en el catálogo.
- Incorporación de nuevos elementos complementarios al servicio de la energía en el catálogo de premios, tales como protectores de voltaje, multi-tomas, linternas, etc. Con esto se incentivó el cuidado proactivo de los electrodomésticos más valiosos en el hogar, evitando incidentes relacionados con las variaciones de voltaje.
- Incentivo a actividades complementarias de práctica del deporte, cuidado de la salud tanto física como mental y el apoyo a momentos de vida importantes como el regreso a clases de los más pequeños de la familia. Lo anterior, patrocinando cerca de 200 clientes en la Media Maratón de Bogotá 2023, Enel X *Night Race*, campañas de regreso a clases calendario A y B y *webinars* sobre salud mental.
- Continuación de la oferta de descuentos con marcas aliadas, con las que cerca de 1.800 clientes disfrutaron los cupones ofrecidos comprando en los establecimientos que tienen convenio, de estos los más apetecidos están relacionados con panadería, helados o experiencias para disfrutar en familia.

Manejo de reclamos

El Grupo Enel determinó para 2023 un objetivo ambicioso de reducción de reclamos. Para Colombia se fijó en no superar 90,7 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 21%, cerrando el año en un total de **72 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 *Grids*, *Enel X* y *Market*.

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 mayor cobertura de clientes, una solución en primer contacto más robusta, una atención ágil y oportuna a la comunidad, así como la disponibilidad de nuevas alternativas de contacto; actualmente 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

La estrategia de los canales digitales estuvo enmarcada en mejorar la experiencia de los clientes, mediante la implementación de evolutivos claves que tuvieron como objetivo hacer más fácil los procesos transaccionales para los clientes (procesos más intuitivos y sencillos).

Al finalizar el 2023 Enel Colombia contaba con más de 859.000 clientes registrados en el canal de web y app, lo que corresponde a un 22% sobre la base total de suministros activos.

En cuanto al uso de canales, la web y la *app* siguen siendo los de mayor participación, actualmente los clientes realizan un total de 1.416.983 transacciones promedio al mes a través de web y 1.057.252 a través de la *app*. Se destaca el crecimiento en el número de transacciones realizadas a través de *Elena Bot* (disponible en chat web, WhatsApp y chat Facebook) logrando realizar 83.033 transacciones promedio mes (crecimiento del 73% respecto a lo realizado el año 2022).

Bajo la metodología agile room, se lograron materializar cerca de 84 evolutivos (historias de usuario), con el propósito mejorar la experiencia de los clientes en los canales digitales. Entre los evolutivos más relevantes se destacan:

- **Implementación registro rápido a la zona privada:** modificación que se realizó al proceso de registro, evolutivo que le permite al cliente realizar el proceso de registro de forma fácil y rápida, eliminando pasos respecto al proceso anterior. Esta mejora permitió incrementar el número de clientes registrados, logrando capitalizar un crecimiento del 87% respecto el año 2022.
- **Rediseño Home Zona Privada Web:** este desarrollo homologó la experiencia de la zona privada de la web, de tal manera que el cliente tenga la misma experiencia que tiene en la *app*, con un módulo inicial que le permite al cliente tener una información consolidada de sus cuentas.
- **Implementación icono de visualización de contraseña:** permite al cliente en los diferentes formularios de ingreso, dar clic en el icono con forma de "ojo" para mostrar automáticamente la contraseña digitada.
- **Separación de módulo de Creación Casos y Seguimiento Solicitudes:** en la zona privada de la web se concretó la separación de estas dos opciones, con el fin de que el cliente pueda llevar de una manera más clara el seguimiento de sus solicitudes.

En relación con los canales digitales asistidos (correo electrónico, formularios web/*app*, y paso asesor en el chat web, WhatsApp y redes sociales), en el año 2023 se lograron consolidar como una opción destacada respecto a los canales de atención tradicionales, logrando realizar aproximadamente 151 mil transacciones por mes, equivalente al 34% de las transacciones que realizan las Oficinas y el *Call Center*. Dentro de los hitos logrados en los canales digitales asistido en el 2023 se destacan:

- **Potencializar la oferta de transacciones de valor al cliente:** aportando aproximadamente el 4,1% de nuevos registros en la zona privada (Web y *app*), además de aportar el 3,2% de nuevas inscripciones en factura virtual.
- **Estrategia de adopción de canales digitales asistidos:** con el propósito de impulsar su uso, se desarrollaron campañas de comunicación a través de estrategias de *inbound marketing*, medios masivos digitales y radio.
- **Optimización del proceso de identificación del cliente (primer contacto):** Se implementó en los *bots* de WhatsApp, Chat Web y Chat Facebook la creación automática del contacto en nuestro sistema comercial cuando el cliente solicita paso a asesor, optimizando tiempos y ofreciendo una atención más personalizada.

Adicionalmente, se fortalecieron los equipos de trabajo y los programas de formación a asesores, con el propósito de mitigar el aumento en la contactabilidad evidenciado en el último cuatrimestre de 2023.

Por último, se realizaron acciones enfocadas en fortalecer la seguridad y salud laboral del personal colaborador, destacando las capacitaciones de seguridad y salud en el trabajo, charlas de bioseguridad, refuerzos al personal de comportamientos seguros ante una situación de emergencia, ejecución de inspecciones para el control y seguimiento al personal en teletrabajo, charlas diarias enviadas a los ejecutivos por medio de correo electrónico para su lectura e interiorización de los temas enfocados en el autocuidado y creación de espacios para la realización de pausas activas.

Canales análogos

Atención presencial: el Canal presencial tiene como misión brindar una atención de alta calidad que garantice la gestión de las necesidades y requerimientos de los clientes que contactan los canales físicos, mediante el fortalecimiento en los procesos de servicio y la solución primer contacto.

Para ello, durante el 2023 se contó con atención en **22 puntos presenciales** en toda la operación (11 en Bogotá y 11 en Cundinamarca); con un promedio de 105.000 atenciones al mes; así como más de 1.400 jornadas de



Atención Integral Móvil (AIM) durante todo el año; y teniendo presencia en al menos 70 oficinas virtuales con más de 11.500 atenciones año. Adicionalmente se realizaron ferias de alcaldías, municipios y módulos itinerantes en predios públicos, buscando un acercamiento presencial con las personas y asegurando la cobertura y presencia de Enel Colombia en Bogotá y Cundinamarca.

En el transcurso del año 2023, se llevaron a cabo diversas estrategias con el propósito de impulsar la cultura digital y la autogestión por parte de los clientes. En este contexto, se reforzó la oferta de la factura virtual y las suscripciones a la zona privada de la página web. Además, se implementó con éxito en el 100% de los puntos el modelo de atención denominado *Fast Corner*.

Este innovador enfoque implica que, desde el momento en que el cliente ingresa a las instalaciones, se fomenta el uso de diferentes canales digitales, ofreciendo atención con o sin agendamiento de citas. Durante los primeros ocho meses del año, se mantuvo un modelo de atención mixto que garantizó los beneficios del agendamiento de citas, al mismo tiempo que brindaba atención a aquellos clientes que se presentaban sin cita previa en todos los puntos de servicio. Estas iniciativas se alinean con la visión de proporcionar experiencias eficientes y adaptadas a las preferencias individuales de cada cliente.

Adicionalmente, se han implementado desarrollos tecnológicos significativos en el canal de Autoconsultas, ampliando la gama de trámites que los clientes pueden realizar para abordar sus necesidades principales. Entre las nuevas funcionalidades, se destaca la capacidad de generar comprobantes de pago, llevar a cabo anulaciones temporales de suspensiones y establecer convenios de pago. Estas innovaciones buscan mejorar la experiencia del cliente al brindarle opciones adicionales y herramientas que faciliten la resolución autónoma de sus necesidades.

A partir de septiembre, ante el incremento en las solicitudes de los clientes debido al cambio en el sistema comercial, se implementaron medidas necesarias para mitigar cualquier impacto negativo y garantizar la continuidad sin contratiempos en el proceso de atención. Estas acciones fueron adoptadas con el objetivo de asegurar una transición fluida durante el cambio del sistema, brindando la tranquilidad y la confianza en la calidad del servicio.

En el último trimestre, el canal presencial implementó un plan de trabajo destinado a modificar el diseño de varios puntos de atención presencial, ajustándolos al modelo de servicio actual y con una nueva infraestructura alineada a las necesidades y expectativas cambiantes de los clientes. De los 14 centros de servicio al cliente, se intervinieron 9 puntos (64%): Santa Librada, Soacha, Av Suba (piso 1), Chía, Villeta, Facatativá, Mesitas, Girardot, Venecia (piso 1) y Ubaté.

Por otra parte, el Canal presencial realizó en conjunto con Servicio al Cliente Crédito Fácil Codensa (CFC) varias mesas de trabajo para diseñar y coordinar estrategias de alto impacto, con el fin de atender las solicitudes y requerimientos de los clientes de este negocio en los diferentes canales de atención, fortaleciendo la multicanalidad y buscando ofrecer una solución definitiva en primer contacto. En este sentido, se trabajó en equipo para:

- Ampliar la red de asesores remotos CFC en los Puntos de Atención Presencial de Enel, pasando de 3 (CSC Venecia, CSC Soacha y CEX Santa Librada) a 11 asesores remotos, los cuales están ubicados en el CSC Venecia (3), CSC Soacha (3), CSC Av Suba (2), CEX Santa Librada (2) y CSC Chía (1).
- Establecer un modelo mixto de atención presencial de asesores de CFC en centros de servicio con mayor impacto en tráfico de clientes: CSC Venecia, CSC Av Suba, CSC Soacha y CEX Santa Librada. Para esto, Enel dispuso puestos de trabajo que son usados por personal de Scotiabank, con el fin de poder atender el 100% de solicitudes de los clientes que acuden a los puntos Enel.

Se implementó el servicio de interpretación de lengua de señas en los puntos de atención presencial. Esta iniciativa tiene como objetivo principal garantizar la igualdad de oportunidades y la accesibilidad para todos los clientes, en particular aquellos con discapacidad auditiva.

En el 2023 se programaron y ejecutaron con éxito 14 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 contribuido significativamente a fortalecer la preparación del personal para responder de



manera rápida y efectiva ante diversas amenazas, tales como inundaciones, sismos, situaciones de orden público, hurto, fallas estructurales y explosiones.

Call Center

Durante el año 2023 el *Phone Channel* inició su proceso de estabilización del modelo *Cloud Contact Center* que implicó la contratación de tres BPO proveedores, uno encargado de atender solicitudes de naturaleza compleja y dos que están encargados de las transacciones de naturaleza simple. En este nuevo modelo se recibieron 278.726 llamadas en promedio al mes, el 67% corresponden a temas relacionados con factura (Ciclo comercial) y un 21% corresponden a temas de emergencias (fallas de suministro) y Enel X.

La herramienta IVR ha estado en permanente proceso de adopción de transacciones de auto-gestión, entre las que se destaca la funcionalidad de reporte y consultas de fallas de suministro, que en promedio gestionó 31 mil transacciones por mes, y sobre el tercer trimestre del año se sumaron transacciones de alto valor como estado de cuenta, fechas y valores a pagar y duplicado de facturas, las cuales en promedio mes han significado 44 mil autoatenciones. Se ha seguido trabajando para mejorar la experiencia de autoatención al cliente y se han elevado solicitudes de automatización para autolecturas, información de reconexión, suscripción de convenios de pago, Service to Sales, entre otras automatizaciones en proceso de pruebas.

Desde el canal se ha impulsado de forma decidida la adopción de la factura virtual para el cliente, y se ha aprovechado el momento de contacto con el cliente para motivar la inscripción a este servicio, que ha representado el 30% de participación en posicionamiento con cerca de 6,2 mil clientes inscritos promedio al mes.

Gestión escrita y refacturación

El 98% del personal del canal de atención escrita continuó bajo la modalidad de trabajo en casa, con un continuo proceso de monitoreo de calidad, formación, incorporación de nuevo personal y conectividad.

A nivel de gestión de comunicaciones, durante 2023 se recibieron 127.149 solicitudes de PQRs, lo que equivale a un incremento del 4.4% respecto al 2022.

Para el caso de refacturaciones se gestionaron 97.510 ajustes a la factura, lo que equivale a un incremento del 19,4% frente al 2022.

De otro lado, se inició el proceso de transición a SAP de cuatro RPA (*Robot Process Automation*) existentes para

las peticiones del cliente relacionadas con exceso de consumo, cobro de reconexión, cobro de inspección y reliquidación de consumos.

Módulo de ajustes en SAP

Durante el 2023 se implementó el módulo de refacturación de la plataforma SAP. Inicialmente se trabajó en una operación presencial con el fin de acompañar el proceso de capacitación y curva de aprendizaje del equipo de ajustes.

Al cierre de 2023 se ejecutaron desde el nuevo sistema 23.247 operaciones de ajuste.

Segmento *Business to Business* – B2B

Gestión de canales digitales

A lo largo del 2023, el enfoque de trabajo estuvo en lograr que al menos el 88% del total de los contactos de los clientes se hiciera por medio de canales digitales asistidos y no asistidos. Para esto, los frentes de trabajo fueron:

- **Comunicación:** se crearon campañas vía correo electrónico y mensaje de texto promocionando particularmente aquellos canales y transacciones no asistidas con las que el cliente puede autogestionarse. Estas campañas han permitido que, a la fecha, el **92,4% (959.556)** de las transacciones de los clientes del segmento hayan sido por canales digitales, de las cuales el 90,28% han sido transacciones de autogestión. Estos esfuerzos han permitido que haya un aumento del 23% en las transacciones digitales con respecto al mismo periodo del 2022 y del 21% en las transacciones no asistidas.
- Conocimiento del cliente:
 - » Se desarrolló un tablero para determinar la contactabilidad de los clientes (inbound) y entender por qué canales se contactan y por qué motivos.
 - » Se adelantaron acciones para completar la hoja de vida del cliente, con el objetivo de lograr su identificación plena y una mejor eficiencia en las campañas, de manera que se optimice el esfuerzo al entregar la información a la persona correcta.

Canal telefónico

Para el caso del Canal Telefónico se logró una reducción del 33% en llamadas, como consecuencia de la implementación de modelos proactivos de atención, la reducción de llamadas de clientes residenciales, la formación constante del equipo para la solución de nuevos motivos en primer contacto y estrategias digitales.

Los principales focos de trabajo en el año fueron:

- **Clientes de nuevas conexiones:** se implementó el modelo proactivo de atención a clientes de nuevas conexiones, haciendo énfasis en la atención del Top 30 de clientes reiterativos.
- **Desarrollo del modelo de lenguaje simple:** este proyecto tuvo como objetivo mejorar el entendimiento y la claridad de las comunicaciones para los clientes del segmento B2B, usando un lenguaje simple en los canales de servicio. Durante el desarrollo del proyecto se incluyeron los procesos de factura, nuevas conexiones y emergencias y se creó un diccionario y protocolos de atención para cada proceso.
- **Formación para la solución de primer contacto:** se hizo la formación necesaria para que los contactos asociados a motivos de facturación, no se escalaran al canal escrito y se pudieran atender en la misma llamada. De esta forma se mejoró el indicador de recomendación (NPS transaccional) del canal fonoservicio, que acumulado cerró en 59%.
- **Mantenimientos programados:** se implementaron nuevas herramientas de contacto (Blaster, SMS, Amiling) para mejorar la entrega de la información a los clientes sobre mantenimientos programados, logrando una contactabilidad acumulada del 95% en tiempos (72 horas).
- **Recuperación de experiencia:** los esfuerzos realizados permitieron recuperar el 80% de clientes detractores, algunas de las acciones fueron:
 - » Escalamiento de clientes reiterativos
 - » 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

Canal escrito

- Manejo de clientes reiterativos: uno de los propósitos para el año 2023, era tener concentrada la atención de aquellas peticiones de mayor complejidad y análisis en un grupo de expertos. A la fecha se atienden cerca de mil peticiones asociadas a 5 motivos bajo este modelo de atención.
- Fidelización: modelo que apalanca la experiencia del cliente logrando contactar alrededor de 110 clientes mensuales con una tasa de clientes satisfechos del 65%.

Canal de atención especializado

Durante el 2023 algunos de los logros más representativos desde la arista de calidad del servicio son:

- **Clientes telemáticos:** se hizo un estudio para la caracterización de las cuentas de clientes telemáticos. Con este estudio se identificó la concentración geográfica de los suministros, los patrones de contactabilidad por motivos asociados a la calidad del suministro y los canales por los que reportan los casos de emergencias.
- **Top 100 de clientes:** se establecieron los criterios para identificar al Top 100 de clientes críticos, con el objetivo de entregar información proactiva sobre trabajos realizados y trabajos futuros, así como soluciones alternativas.
 - » En el 2023 se crearon 10 grupos de interés con parques industriales y clientes corporativos.
 - » Se identificaron 15 circuitos críticos en temas de mantenimientos.
- **Atención de casos:**
 - » Se han atendido 9.902 casos por emergencias, concentrados en 3.193 clientes.
 - » Se han notificado más de 1.000 trabajos programados con afectación en el servicio.
 - » Se han notificado más de 1.700 trabajos programados por suplencias.
 - » Se han gestionado más de 600 respuesta de casos para insumos de PQRs.

Fidelización

Desde el frente de fidelización se implementaron las siguientes iniciativas:

- **Asesor de primer contacto:** para la recuperación de clientes de otros comercializadores, teniendo la tarifa como principal diferenciador y la retención de clientes propensos a cambiar de comercializador.
- **Modelo de atención para clientes corporativos:** se diseñó un modelo de atención ampliado para clientes corporativos, con el objetivo de atender las necesidades especiales de estos clientes, mejorar su experiencia y fidelizarlos.

Para esto, se desarrolló un proyecto de actualización de segmentos con el objetivo de identificar plenamente a todos los clientes e implementar iniciativas segmentadas. De igual forma se dispuso la videollamada como canal de atención exclusivo para clientes corporativos y se desarrollaron campañas de actualización de datos a través del Asesor de Fidelización, además se creó un cronograma de reuniones con clientes clave para atender necesidades puntuales.

Modelo de experiencia al cliente

En el 2023 se gestionó el Modelo de Recuperación de Experiencia para un total de 1.036 clientes del segmento B2B, específicamente cliente empresarial y pymes, para el cual el 75% corresponden al canal telefónico y el 25% al canal escrito. Esta recuperación de experiencia permite acercarse a los clientes para dar una solución definitiva, entender cómo es la experiencia de los clientes e identificar oportunidades de mejora al interior de los procesos y los canales.

Relacionamiento con clientes B2B

Para este año, el programa Conecta Empresas se enfocó en lograr el relacionamiento con los clientes por medio de eventos virtuales y presenciales y las comunicaciones proactivas.

- **Webinars:** a lo largo del año se hicieron 7 eventos entre virtuales y presenciales con el objetivo de dar respuesta a las necesidades de los clientes.
- **Asesor de Fidelización:** se hizo uso del recurso para dar a conocer el programa dentro de los clientes del segmento, inscripción al programa de Conecta y capacitación en herramientas de autogestión.
- **Campañas de comunicación:** durante el año se lanzaron alrededor de 10 campañas en el marco de Conecta Empresas, entregando información proactiva a los clientes en diversos temas, incluyendo algunos que impactan negativamente el NPS.

- **Iniciativas proactivas (estrategias express):** se estructuró el modelo de clientes reiterativos en el canal telefónico, identificando el Top 30 de clientes y asignándoles un asesor especializado para la atención de sus requerimientos.

Segmento Business To Government – B2G

Call Center

Durante el 2023 B2G logró mejorar los procesos de reportes de mantenimientos de alumbrado público que realiza la ciudadanía, apoyados en los sistemas comerciales de la Compañía, para incrementar de esta forma la eficiencia en la generación, seguimiento y atención de los reportes de fallas.

Gestión escrita

En el 2023, el canal de servicio al cliente que tramita los casos relacionados con consultas y requerimientos de entes gubernamentales y entes oficiales, así como temas de alumbrado público en Bogotá y Cundinamarca, se enfocó en fortalecer sus 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.

Durante el 2023 ingresaron 10.577 radicados, los cuales fueron atendidos dentro de los términos de ley otorgados.

Proyectos especiales B2G

En el año 2023 se dio continuidad a dos proyectos especiales orientados a la mejora de la satisfacción del cliente de Gobierno, articulando varios procesos de la Compañía y gestionando diferentes perspectivas:

1. **Modelos de experiencia de cliente para mantenimientos programados y atención de emergencias de clientes oficiales y alumbrado público:** se continuó el desarrollo de este proyecto para consolidar el modelo de experiencia de cliente para el segmento B2G.

Esto se logró a través de acciones puntuales como la articulación entre proyectos involucrados en *Customer Experience* de todos los segmentos de la Compañía, la generación de inventario de iniciativas, gestión en capacitaciones sobre la temática *Customer Experience* en coordinación con los segmentos de clientes de Enel, así como la generación de KPI's para las iniciativas, y la documentación del proyecto.

Es importante destacar que durante 2023 se realizó la primera formación sobre lenguaje aimplé, con el apoyo de la universidad Sergio Arboleda, enfocada a facilitar los procesos de comunicación con los clientes del segmento.

2. **Modelo de atención de clientes estratégicos:** se dio continuidad a este proyecto, se destaca la participación y liderazgo desde Enel en el Comité de Proyectos Estratégicos de la Alcaldía y en el comité operativo de obras de infraestructura del distrito. De igual forma se destaca el relacionamiento permanente con la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá y entidades nacionales como el Ministerio de Hacienda y la Fiscalía General de la Nación.



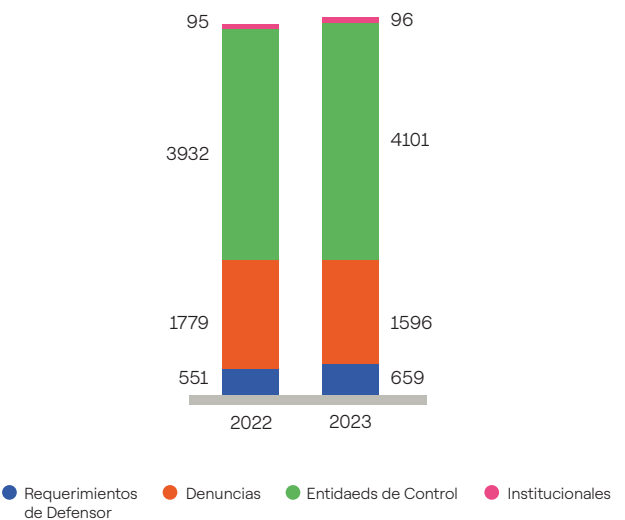
A través de este canal de atención especial del segmento Gobierno, de manera permanente también se atienden y coordinan reuniones relacionadas con la gestión de requerimientos del comité de Infraestructura de Servicios Públicos del Distrito Capital, y se generan espacios de identificación temprana de necesidades de otros entes distritales que tienen impacto para el desarrollo social, económico y de infraestructura de la ciudad y solicitudes del distrito.

Defensor del Cliente e interacción con autoridades

En 2023 se consolidó el objetivo *Customer Centricity*, mediante la implementación efectiva de estrategias de multicanalidad. La diversificación de los canales de comunicación tuvo un impacto significativo en la accesibilidad para los clientes y el enfoque al cierre efectivo de los casos permitió una resolución rápida y oportuna a las inquietudes.

Asimismo, el relacionamiento estratégico se ha fortalecido mediante la atención de las reuniones con las autoridades, clientes y *stakeholders*, fomentando una comunicación abierta y decisiones informadas; el apoyo a las operaciones se ha demostrado con la gestión efectiva de las denuncias, casos, requerimientos de las autoridades y apoyo en la actualización del Contrato de Condiciones Uniformes.

TRANSACCIONES



En 2023, se registraron 659 requerimientos reflejando la atención y gestión específica de las solicitudes y preocupaciones de los usuarios. Este enfoque directo hacia las necesidades del cliente evidencia el compromiso con la resolución efectiva de casos y la mejora continua de la experiencia. Además, se recibieron 1.596 denuncias, lo que destaca la importancia de un canal efectivo para que los usuarios expresen inquietudes y reporten 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. En paralelo, se gestionaron 4.101 requerimientos de entidades de control, aspecto que resalta la proactividad de Enel para mantenerse alineada con los estándares regulatorios y fortalecer la relación con las autoridades distritales y municipales.

Durante 2023 se llevaron a cabo un total de 15 mesas de trabajo con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en los municipios de cobertura de Cundinamarca. Estas mesas de trabajo se destacaron por incluir la participación de la comunidad local, fomentando el diálogo abierto entre los usuarios, la Empresa y las autoridades de control, iniciativa que no solo fortaleció la transparencia y la comunicación, sino que también permitió abordar las preocupaciones locales y brindar soluciones específicas a sus necesidades.

Algunos de los logros alcanzados durante 2023 son:

- Atención presencial itinerante en la red de oficinas de Enel:** se implementó una estrategia de atención presencial itinerante en la red de oficinas, lo que permitió acercar los servicios de atención directamente a los clientes brindando asistencia personalizada, fortaleciendo la relación con la comunidad y mejorando la accesibilidad a los servicios.
- Atención digital, Centro de Servicio Virtual, video-llamada, zona privada web y correo electrónico:** se ampliaron y optimizaron los canales de atención digital, incorporándose al Centro de Servicio Virtual de Enel Colombia, la opción de videollamada y una comunicación efectiva a través del correo electrónico. Estas mejoras proporcionaron a los clientes opciones más flexibles y convenientes mejorando la eficiencia operativa.
- Modelo de atención para clientes del segmento B2B:** se implementó un modelo de atención especializado adaptándose a las necesidades y complejidades específicas de los clientes del segmento B2B, fortaleciendo las relaciones comerciales y reforzando el compromiso de Enel con sus clientes.

- **Socialización de conceptos emitidos por la Oficina Jurídica de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios:** se llevó a cabo la socialización efectiva de algunos conceptos emitidos que tienen impacto en la operación, garantizando de esta manera una clara comprensión de los aspectos legales y regulatorios, facilitando la adaptación proactiva y fortaleciendo el cumplimiento normativo.
- **Apoyo a los canales de atención al cliente en época de alto tráfico:** se implementaron protocolos de gestión de picos de demanda, asegurando atención personalizada y eficaz para los clientes. Además, se potenciaron los recursos humanos y tecnológicos, permitiendo la atención simultánea de un mayor número de consultas, garantizando una experiencia continua y satisfactoria para los clientes, incluso en momentos de mayor requerimiento.

Gestión de impactos y riesgos sociales

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

Garantizar la efectividad de las decisiones y actuaciones empresariales se considera como el pilar de la sostenibilidad del negocio; dicho pilar se fundamenta en principios participativos y democráticos que previenen acciones reactivas, costosas e ineficientes para las partes.

Fortalecer la confianza mutua, el respeto a las comunidades, el afecto a la Compañía, parte de actividades como informar de forma transparente, oportuna, pertinente, las decisiones y actuaciones de la Compañía, lo cual incrementa el patrimonio social.

El plan de gestión y corresponsabilidad social se planteó como estrategia fundamental para el logro de los objetivos empresariales, dentro del cual se definen tres propósitos fundamentales:

- Generar entornos sociales favorables para el desarrollo de las operaciones de la Compañía
- Construir experiencias positivas y generar vínculos de confianza y cercanía con los grupos de interés; **incrementar el patrimonio social**
- Promover en los clientes una cultura de uso inteligente y productivo de los productos y servicios

LÍNEAS ESTRATÉGICAS

BENEFICIOS DEL NEGOCIO



Relacionamiento estratégico

Buscó construir, mantener y mejorar relaciones de confianza y afecto, sostenibles en el tiempo, promoviendo y garantizando escenarios de diálogo y debate con las partes interesadas, en temas de interés común.



En 2023 se desarrollaron 4.859 contactos con los diferentes grupos de interés, de los cuales 626 pertenecieron a Bogotá y 4.233 a municipios de Cundinamarca; de estos 4.010 pertenecen a relaciones estratégicas, 23 a cultura de cliente y 826 a viabilidad social.

Estrategia de relacionamiento con grupos de interés



Viabilidad social

Mediante acciones de relacionamiento, comunicación e información, se buscó construir ambientes sociales, legítimos, confiables y productivos, en torno al desarrollo de los proyectos y operaciones de la Compañía que garanticen desarrollo social.

Algunos de los proyectos viabilizados:

BOGOTA REGIÓN 2030

- Subestación Norte
- Subestación Terminal
- Subestación La Ceiba
- Subestación Gachancipa
- Subestación Barzalosa
- Línea At Techo Vergüas
- S/E Indexzona
- Proyecto S/E Guaymaral Y Líneas De Transmisión Asociadas A 115 Kv
- Subestación Bochica
- Subestación Carbone - Cucunubá
- Subestación Intexzona
- Subestación Madrid

REFURBISHMENT

- Modernización de línea de transmisión Zipaquirá-Ubaté
- Modernización de línea de transmisión Muña-Sauces
- Aumento capacidad líneas norte 115 Kv - Tenjo
- Proyecto Mambita - Medina
- Centro Salitre

MEDIA TENSIÓN

- Construcción Circuito Eléctrico La Ruidosa
- Circuito Amarelo Suesca
- Ampliación Circuito La Diana - Parque Industrial Gran Sabana

- Construcción Circuito MT Av. Los Industriales
- Construcción Suplencia Circuitos Frailejónal - Mundo Nuevo
- Proyecto Circuito Calahorra Centro Satélite Hacienda Fontanar
- Proyecto Subestación Cota Circuitos MT
- Proyecto Tabaca MT

PROYECTOS ESPECIALES

- Regiotram de Occidente-Subestación Montevideo
- Metro Bogotá - Traslado Anticipado de Redes Cruce #4
- Regiotram de Occidente-Subestación Tren de Occidente - Líneas de Transmisión Asociadas

MANTENIMIENTOS

- Mantenimiento Subestación Ubaté
- Mantenimiento Subestación Nemocón
- Mantenimiento Programados
- Intervención para Mejoramiento Circuito Minero con Apoyo de Minimer
- Mantenimiento Redes eléctricas Gachalá
- Mantenimiento Subestación Usaquén
- Cambio Conductores Flandes
- Canalización construcción nuevo circuito media tensión Subterráneo Av. Los Industriales Zipaquirá
- Trabajos de mantenimiento y mejoramiento subestación La Calera

OTROS

- Enel Territorio

- Plan de Inversiones y Mantenimiento de la Infraestructura Sabana Centro y Norte de Cundinamarca
- Plan Semilla: Capacitación Sena Técnico Electricista
- Proyecto FARO
- Proyecto Sogamoso 500 Geb

Cultura del Cliente

Buscó construir alianzas estratégicas con las comunidades, que favorezcan el patrimonio social, a través del fortalecimiento de habilidades y competencias ciudadanas en el conocimiento del negocio y otros temas de interés común.

Enel Territorio: estrategia que buscó fortalecer el relacionamiento con autoridades y comunidades difundiendo acciones e inversiones en sus territorios; durante el año se realizaron 15 jornadas en las que se realizaron 3.218 contactos puerta a puerta con clientes. Los municipios impactados fueron:

- | | |
|----------------|-------------|
| • Fusagasugá | • Silvania |
| • Girardot | • Madrid |
| • Chía | • Anapoima |
| • Soacha | • Madrid |
| • Guaduas | • Zipaquirá |
| • La Calera | • Pacho |
| • La Mesa | |
| • Villeta | |
| • San Bernardo | |

Se realizaron 24 charlas de eficiencia energética con la participación de 834 clientes, en las cuales se abordaron los siguientes temas:

- Uso consciente y eficiente de la energía
- Riesgo eléctrico
- Fuentes no convencionales
- Tipos de redes eléctricas

NPS Relacional

Medición de la experiencia del cliente

En 2023 Enel obtuvo un resultado acumulado de 3,8% 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 calificación positiva en la percepción del cliente. 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

	2023	2022
Energía Cundinamarca	-19,2	-13,7
Energía Bogotá	12,3	15,3
General	3,8	7,8

NPS Transaccional

Respecto a la medición de la experiencia del cliente, en 2023 los clientes contestaron alrededor de un total de 589.900 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), a partir de la experiencia del cliente en los diferentes canales de atención, como lo fueron: Whatsapp, *app*, redes sociales, página 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 la Compañía durante 2023 fue de 12%.



GESTIÓN DE REDES – ENEL GRIDS

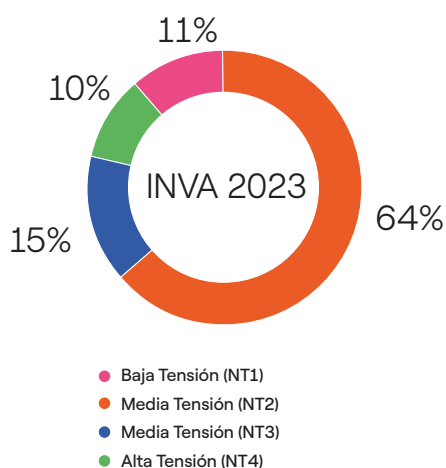
Marco de actuación

Contexto regulatorio

El 2023 correspondió al quinto 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 2023 contiene la siguiente distribución por nivel de tensión:

**INVA 2023 (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 2023 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, el 30 de agosto de 2023, la Empresa sometió a consideración de la CREG la solicitud de aprobación del Plan de Expansión de Cobertura –PECOR– en zonas interconectables para el 2024, que busca 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

El año 2023 se caracterizó por el continuo compromiso con la salud y seguridad de los trabajadores, mediante la implementación de programas preventivos y de vigilancia de la salud que fomentan estilos de vida saludables y previenen enfermedades laborales.

En relación con el clima, cabe destacar que el año pasado presentó condiciones climáticas particulares en la región de Cundinamarca y la ciudad de Bogotá. La declaración de emergencia por la ola invernal impactó a más de 116 municipios de Cundinamarca, entre ellos Tocancipá, Gachancipá, Pacho, Sasaima, La Mesa, Choachí, Útica y La Calera. Estas localidades se vieron afectadas por las lluvias, generando situaciones como inundaciones, deslizamientos o daños en las vías.

A pesar de estos desafíos climáticos, el compromiso con la seguridad, la eficiencia operativa y la capacidad de adaptación ante situaciones adversas se destacaron a lo largo del año. La gestión efectiva de los desafíos climáticos y la rápida respuesta ante emergencias demostraron la eficacia de las estrategias implementadas y la resiliencia de las operaciones.



Datos físicos del sistema

Subestaciones	69 SSEE de potencia
	120 SSEE MT/MT
	93.245 centros de distribución
Transformadores de potencia	AT: 260 unidades – 10.873 MVA
	MT: 191 unidades – 926 MVA
	BT/MT: 1 unidad - 0,045 MVA
Transformadores de distribución	93.245 unidades
Alimentadores MT	Urbanos 979 / 19.140 km
	Rurales 263 / 12.087 km
Red MT	Aérea 26.409 km
	Subterránea 4.818 km
Red BT	Aérea 40.673 km
	Subterránea 3.368 km

Postes	MT/BT: 832.803
Cámaras	373.408 unidades

EVOLUCIÓN Y EXPANSIÓN DE LA RED HACIA EL FUTURO

Plan de inversiones 2023

Para dar continuidad al desarrollo de la infraestructura, el año 2023 contempló inversiones por un total de \$1.058.860 millones, distribuidas en cuatro grandes áreas:

Calidad de servicio: enfocada en la digitalización de la red y en la implementación de medidas avanzadas.

Mantenimiento: incluyó la ejecución de actividades dirigidas a la reposición de activos que han alcanzado su vida útil, así como mejoras en los sistemas técnicos e implementación de nuevas tecnologías, entre otros aspectos.

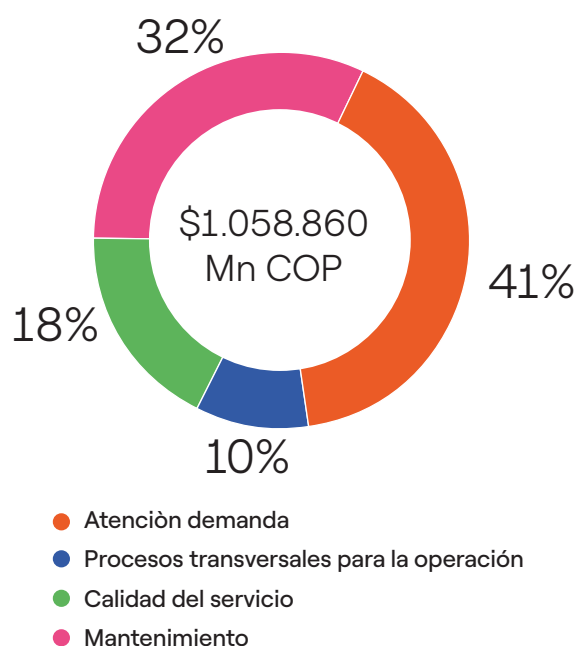
Procesos transversales para la operación: se destinaron esfuerzos hacia la arista tecnológica y la reducción de pérdidas de energía.

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 2023





Principales intervenciones y logros sobre la infraestructura

En el año 2023, 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:

Estos proyectos se centraron en la integración del sistema eléctrico de los municipios de Funza y Mosquera, con miras a la construcción de la subestación Occidente. En 2023, se llevó a cabo la instalación de 12 km de red subterránea y 10 km de red aérea, con el objetivo de proporcionar a la red una mayor flexibilidad para atender y trasladar la alimentación futura de las cargas en la zona. Se puso especial énfasis en las cargas industriales, en consonancia con el uso común del suelo en el sector. Además, se llevó a cabo la repotenciación de circuitos de alimentación urbana residencial.

• Conexión Generación Colombia UP:

De acuerdo con las necesidades de interconexión de posibles nuevos productores de energía en la subestación Barzalosa, se construyeron cuatro circuitos que conectan las subestaciones de MT/MT de la región. En 2023 se realizó la instalación de 13 km de red aérea y 1.5 km de red subterránea, para atender las cargas urbanas y rurales de los municipios de Girardot, Tocaima, Ricaurte y Agua de Dios en Cundinamarca.

• 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.

• DSO 4.0:

Para poner en funcionamiento el Centro Satélite Jordán, fue necesario realizar la construcción de 2,8 km de red de media tensión y 0,5 km de canalización, con el fin de mejorar la operatividad y confiabilidad de las redes de media tensión en la localidad de Usaquén. De manera similar, se construyeron 11 km de red de media tensión para atender las cargas de la subestación Boquerón, impactando positivamente el rendimiento de la red en los municipios de Pandi, Icononzo y Arbeláez.

• Movilidad eléctrica:

Con el objetivo de atender la creciente demanda de alimentación de cargas destinadas a la movilidad eléctrica, como buses eléctricos, trenes regionales o el Metro de Bogotá, se llevó a cabo la construcción de 17 km de redes de media tensión en las localidades de Fontibón, San Cristóbal, Candelaria y Ciudad Bolívar en Bogotá, así como en el municipio de Soacha.

• 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.

• Línea de Transmisión Nueva Esperanza-Indumil 115 kV

En el año 2023, se llevó a cabo, según lo planificado en el compromiso con la UPME, la construcción y energización de la Línea de Transmisión (L/T) Nueva Esperanza – Indumil a 115 kV. Este hito significativo en el portafolio de reposición de líneas de Alta Tensión (AT) permitió, entre otros logros, cambiar el nivel de tensión de la Subestación (S/E) Indumil de 57,5 a 115 kV, mejorando de manera importante la confiabilidad del suministro eléctrico. El proyecto también incluyó la construcción de un módulo de línea en la subestación Nueva Esperanza.

Esta línea de transmisión recorre un total de 5 km en el municipio de Soacha y consta de 17 nuevas estructuras en total (4 postes y 13 torres de doble circuito, con un primer circuito instalado en esta fase del proyecto), además de la conexión en fibra óptica OPGW.

La Subestación Nueva Esperanza AT/AT 500/115 kV se encuentra en jurisdicción de Soacha en El Charquito. El objetivo del proyecto incluyó la construcción de una bahía nueva en la subestación Nueva Esperanza, ampliando la barra y colocando estructuras y equipos nuevos, para atender la demanda de la subestación Indumil.

En Indumil, se modificó la configuración eléctrica del transformador de 57,5 kV a 115 kV, y se adecuó la subestación para este fin. La energización se llevó a cabo el 21 de diciembre de 2023.

• Digitalización Balsillas y Noroeste:

Se llevó a cabo la digitalización de las subestaciones Balsillas y Noroeste, reemplazando el control convencional por control digital. La cantidad de módulos digitalizados fue la siguiente:

- Subestación Balsillas: se digitalizaron 20 módulos de AT.
- Subestación Noroeste: se digitalizaron 15 módulos de AT.

En total se digitalizaron 35 módulos de AT, tanto en 115 kV como en 230 kV, con el reemplazo de tendido de cobre por fibra óptica, generando un ahorro de más de 150.000 metros de cable multiconductor. Esto no solo liberó espacio en la subestación, sino que también redujo los puntos de falla. Además, se modernizó la tecnología, pasando de relés electromecánicos y control por pulsadores a relés digitales.

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 señalización por el protocolo IEC 61850. Todo esto contribuye al mejoramiento de la calidad del servicio para los clientes de Enel Colombia.





• Ampliación y modernización Subestación Flandes

La Subestación Flandes AT/MT 115/34,5/13,2 kV está ubicada en la vía principal de Flandes (kilómetro 45), en las instalaciones de la Subestación de Celsia. Tiene una potencia instalada para Enel de 80 MVA con frontera comercial con Celsia en 2 bahías de transformación de 115 kV, equipadas con dos transformadores de 40 MVA, 14 celdas en 13,2 kV y 15 celdas en 34,5 kV.

El objetivo de la ampliación y modernización es independizar los módulos compartidos con Celsia, actualizando la frontera comercial con este operador de red a nivel de 115 kV. Esto busca mejorar los indicadores de calidad del servicio y la capacidad instalada para la zona de Girardot, atendiendo la creciente demanda comercial y turística de la región.

Durante el año 2023, se llevó a cabo la energización de dos transformadores 34,5/13,2 kV y el traslado de todas las cargas que se encontraban en las bahías del patio de conexiones de Celsia en esos niveles de tensión. Estos traslados se realizaron a lo largo de 2022 y 2023, finalizando en junio de 2023 con tres nuevos circuitos adicionales a los cuatro ya existentes. También se llevó a cabo la reconfiguración de las salidas de circuitos en el nivel de tensión 13,2 kV, instalando 3 nuevos circuitos y trasladando 2 existentes que se encontraban en las celdas pertenecientes a Celsia. Este proceso concluyó el 14 de noviembre de 2023.

• Reemplazo de celdas MT subestación Tunal

La subestación Tunal AT/MT 230/115/11,4 kV está ubicada sobre la Av. Boyacá con calle 53 sur y actualmente beneficia a más de 628,000 habitantes de las localidades de Ciudad Bolívar, Tunjuelito y Usme. Además de su impor-

tancia para la interconexión nacional en 230 kV y 115 kV, la subestación cuenta con dos transformadores: uno de 230/11,4 kV de 67 MVA y otro de 115/11,4 kV de 67 MVA.

El objetivo del proyecto contempló el reemplazo de los dos trenes de celdas de 11,4 kV, los cuales ya habían finalizado su vida útil. El propósito era modernizar la tecnología y garantizar la prestación del servicio a los clientes del sur de la ciudad. Para ello, se construyó una nueva casa de celdas, así como nuevas canalizaciones y ductos para la instalación de los nuevos trenes de celdas, aumentando la cantidad de celdas de salida de circuitos para mejorar la distribución de cargas.

Este proyecto implicó un trabajo coordinado de manera multidisciplinaria para culminar en el menor tiempo posible los traslados de los circuitos sin afectación a los clientes. Logrando así, el 30 de noviembre de 2023, el traslado total de las cargas a las nuevas celdas.

• Centro Satélite Jordán

El Centro Satélite Jordán se ubica en la localidad de Usaquén, en la Calle 183 N° 13-24, y forma parte de un proyecto destinado a mejorar la calidad del servicio y la atención de fallas. Esta instalación representa la cuarta de su tipo en el sistema de Enel Colombia. Consiste en la construcción de una casa de celdas y la instalación de un tren de celdas secundarias de 11,4 kV con una configuración 4L+1PF, lo que significa que cuenta con cuatro salidas de circuito y proporciona alimentación a los servicios auxiliares para el servicio interno. El objetivo de esta instalación es redistribuir las cargas del circuito SAT_JORDAN de la subestación Torca, con el fin de mejorar la maniobrabilidad de los ramales y la rápida resolución de fallas, lo que a su vez mejora considerablemente la calidad del servicio.

Este centro entró en funcionamiento el 30 de diciembre de 2023, beneficiando a los habitantes de los barrios San Antonio Norte y Verbenal de la ciudad de Bogotá.

Telecontrol

Por otro lado, en continuidad a el plan de transformación digital de la red en el 2023 se logró:

- Instalación de 204 nuevos equipos telecontrolados para llegar un total de 8.316 equipos, que contribuyen a mejorar la calidad del servicio.
- Configuración de 2 circuitos con la técnica de automatización FRG, lo que permite disminuir los tiempos de interrupción en un total de 775 circuitos automatizados al 2023.
- Instalación de 96 soluciones de terminales satelitales en los puntos de cobertura más críticos para un total de 155, lo cual mejora la efectividad de los equipos telecontrolados en la operación.
- Migración de 1.679 equipos telecontrolados y 107 subestaciones a fibra óptica, con el fin de garantizar una mejor disponibilidad del canal de telecomunicaciones.
- Instalación de 30 soluciones antihurto en los equipos telecontrolados, con el fin de reducir la cantidad de hurtos en las zonas afectadas.

Ampliación SE AT – MT Ubaté

La subestación Ubaté AT/MT 115/34,5/13,8 kV se encuentra ubicada en la vía de entrada al municipio de Ubaté y actualmente beneficia a más de 200.000 habitantes de los municipios de Ubaté, Tausa, Sutatausa, Cucunuba y Capellanía.

En 2023, se llevó a cabo una ampliación de carga de 12 MVA a 80 MVA en el nivel de tensión de 13,2 kV. Para lograr esto, se realizó la construcción y ampliación de una nueva bahía de 115 kV, la instalación de un nuevo transformador de 40 MVA y, además, se sustituyó un transformador de 12 MVA por uno de 40 MVA.

También se llevó a cabo el cambio de las celdas de MT que presentaban un nivel crítico de obsolescencia, dejando un total de 2 trenes de celdas a 13,8 kV, con la posibilidad de unión de barras (17 celdas de media tensión).

Asimismo, se puso en servicio un nuevo circuito de 13,8 kV (Paicaguita) cuyo objetivo es mejorar los índices de calidad del suministro y al mismo tiempo descargar los demás circuitos de la zona, disminuyendo la afectación en caso de alguna falla.

El proyecto de Ampliación SE AT – MT Ubaté entró en servicio en el mes de diciembre de 2023.

En el marco de los proyectos con convenios con entidades externas se realizaron las siguientes actividades durante 2023:

- Se realizó la construcción de 14,93 km de canalización, el soterramiento de 26,33 km de conductor de Media Tensión y la instalación de 28 cajas de maniobras.
- Se realizó la revisión de 126 ingenierías, de las cuales 56 se encuentran en proceso de aprobación y 54 quedaron aprobadas. Estos diseños equivalen a 30,6 km de canalización.
- Se llevó a cabo el traslado y conexión de 27 cámaras de videovigilancia priorizadas en proyectos IDU.
- Se firmó el otrosí al convenio 0849 del 2016 garantizando el relacionamiento de cooperación con el Instituto de desarrollo Urbano -IDU- hasta el año 2028, incluyendo el reconocimiento del pago de la infraestructura MT/BT que tenga que ser retirada porque se encuentra afectada por los proyectos que se encuentran ejecución con el IDU.
- Para ACCENORTE II y ALOSUR se logró el cierre de las minutas de convenio para las protecciones de infraestructura, traslados, y/o reubicaciones y obras nuevas de redes. Se espera la firma de estos convenios en 2024.

Grids Mobility:

Durante el año 2023, se continuó con los proyectos de expansión de la infraestructura para la conexión de patios eléctricos, los cuales contribuyen al crecimiento de la movilidad eléctrica en la Ciudad-Región y refuerzan el compromiso de la Compañía con la sostenibilidad ambiental y energética. En línea con lo anterior, se llevó a cabo la energización del Tren de Celdas en la Subestación Victoria (Bogotá), asociado al Transformador R1, con el propósito de suministrar energía a un patio de buses eléctricos.



Por otra parte, se desarrollan los proyectos **Subestación Tren de Occidente y Subestación Montevideo**, los cuales se describen a continuación:

• 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. Durante el año 2023 se gestionó el proceso de constitución de servidumbres para la ubicación de la subestación y sus líneas asociadas. Se espera obtener la licencia ambiental en enero de 2024, se adjudicó el contrato EPC para la construcción de la subestación, y se gestionó la adquisición de equipos y suministros para la línea de transmisión. Se adelantaron gestiones de servidumbres para el trazado de la línea de transmisión Faca-Balsillas.

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, para lo cual es necesario obtener un permiso de ocupación del separador de vía con las estructuras ante la ANI. Durante el año 2023, se avanzó en la ingeniería de detalle y en una ingeniería conceptual, como una alternativa que se presentará ante esta entidad.

• Subestación Montevideo

La Subestación Montevideo y su línea de transmisión a 115 kV están ubicadas en Bogotá, en la Localidad de Teusaquillo. Durante el año 2023, se llevó a cabo la gestión del proceso de constitución de servidumbres para la ubicación de la subestación y su línea asociada. Para 2024 se espera obtener el licenciamiento ambiental. Además, se adjudicó un contrato EPC para la construcción de la subestación, y se avanzó en el proceso de licitación para la construcción de la línea de transmisión AT. Asimismo, se gestionó la adquisición de equipos y suministros.



Avances en la expansión de subestaciones y proyectos de Alta Tensión Bogotá-Región 2030

El año 2023 registró significativos avances en la expansión de subestaciones y proyectos de alta tensión.

• Subestación Terminal

La subestación Terminal AT/MT 115/34,5/11,4 kV se encuentra ubicada en la Avenida Centenario (Calle 17) entre las Carreras 78 y 79, en Bogotá D.C. Esta cuenta con una potencia instalada inicial de 120 MVA, conformada por tres transformadores de 40 MVA, 20 celdas en 11,4 kV y 5 celdas en 34,5 kV, con la posibilidad de expansión a un cuarto transformador 115/34,5 kV. Además, la subestación cuenta con dos bahías de línea AT a 115 kV.

El propósito principal de la subestación Terminal es satisfacer la creciente demanda de energía residencial, comercial e industrial en la zona centro-occidente de Bogotá, especialmente en las localidades de Fontibón y Kennedy. Asimismo, el proyecto busca asegurar el funcionamiento de los patios de los buses eléctricos del SITP, ubicados en la localidad de Fontibón. Aunque la subestación inició operaciones comerciales en 2022, durante el año 2023 se finalizaron las obras relacionadas con la construcción del parque de proximidad, el cual será entregado a la comunidad del barrio Paraíso Bavaria de la localidad de Fontibón en Bogotá D.C.

• Subestación Barzalosa

La Subestación Barzalosa AT/MT 115/34,5 kV se encuentra ubicada en el kilómetro 6 de la vía Girardot – Tocaima, beneficiando a más de 265.000 habitantes y visitantes de los municipios de Girardot, Ricaurte, Flandes, Tocaima y Agua de Dios. Esta subestación se destaca como la primera a nivel regional con capacidad para conectar fuentes de generación de energía fotovoltaica (energía solar). En la actualidad, cuenta con una capacidad de 80 MVA, con dos transformadores de 40 MVA en una primera fase, y con posibilidad de expansión hasta 160 MVA. Además, dispone de 13 celdas en 34,5 kV y se alimenta mediante una línea de transmisión a 115 kV con una longitud de 700 m.

Aunque este proyecto inició operaciones en 2022 con la energización y declaración en explotación comercial de la subestación Barzalosa, durante el 2023 se llevó a cabo la instalación de 56 km de fibra óptica entre las subestaciones Flandes, Barzalosa y La Guaca. Para ello, fue necesario reforzar el 80% de las estructuras de las líneas Flandes a Barzalosa 115 kV y Barzalosa a La Guaca 115 kV, así como retirar el cable de guarda existente e instalar un cable de guarda OPGW. Esta fibra óptica reduce el riesgo operativo, ya que habilita los servicios de telecontrol de la nueva sub-

estación Barzalosa AT/MT y permite contar con funciones de teleprotección, garantizando así que las protecciones actúen de manera efectiva ante una falla.

• Subestación Río

La Subestación Río AT/AT 115/115 kV está ubicada en el municipio de Soacha, en la vereda El Charquito Canoas. Su objetivo principal es atender la demanda eléctrica asociada al funcionamiento de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Canoas y la Planta Elevadora de la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá -EAAB-. Este proyecto es de fundamental importancia ambiental y sanitaria para el Departamento de Cundinamarca. Beneficia a más de 144 municipios del departamento, desde Soacha hasta Girardot, incluido el Distrito Capital.

Esta subestación se alimenta a través de dos líneas de transmisión, cada una con una longitud de 1,7 km. Además, cuenta con la posibilidad de expansión para incorporar dos transformadores 115/11,4 kV, un transformador de 115/34,5 kV y una nueva línea de transmisión.

La Subestación Río fue declarada en explotación comercial en 2022, con la conexión de las subestaciones Nueva Esperanza y Techo, y la capacidad para suministrar energía a las plantas del acueducto. En 2023 se llevaron a cabo ajustes en la obra y en la operación de la subestación, logrando además la firma del contrato de conexión con el acueducto.

• Subestación Centenario

La Subestación Centenario AT/MT 115/34,5/11,4 kV, proyectada con FPO 2027 y una capacidad de 120 MVA, estará ubicada dentro del parque empresarial Zona Franca en la localidad de Fontibón. Esta subestación beneficiará a los habitantes de Fontibón y sus alrededores mediante la incorporación de 12 nuevos circuitos en 11,4 kV. Además, proporcionará una nueva alimentación al parque empresarial a través de un transformador de 115/34,5 kV. La subestación será alimentada mediante la reconfiguración de la línea de transmisión a 115 kV Balsillas – Fontibón a Balsillas – Centenario y Centenario – Fontibón.

Durante el 2023 se logró la firma de la promesa de compraventa del lote, y se gestionaron los contratos para la activación de las ingenierías de la subestación, de la línea y del Estudio de Impacto Ambiental.

• 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 es 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. Esto permitirá que el sistema pueda asegurar y viabilizar la entrada en operación de proyectos importantes para el desarrollo de la ciudad de Bogotá.

La conexión final entre las dos subestaciones (Techo – Veraguas) se realizará a través de un corredor totalmente nuevo sobre la Avenida Las Américas, entre la Carrera 69D y la Avenida Boyacá, y algunos corredores existentes con infraestructura antigua a modernizar e infraestructura existente normalizada. La conexión final tendrá una longitud de 6,2 km de línea a 115 kV, entre las subestaciones Techo y Veraguas. En los extremos, se realizarán labores de acondicionamiento e instalación de sistemas de control y protecciones para la nueva conexión.

Durante el 2023, se finalizó la ingeniería de detalle de la línea y se desarrolló y radicó el Estudio de Impacto Ambiental del tramo nuevo. También se llevaron a cabo los estudios necesarios y se radicó el Permiso de Ocupación de Cauce, un trámite necesario para desarrollar las obras sobre el tramo de la Calle 3a entre la Carrera 50 y la Avenida 68. De la misma manera, se aseguraron los materiales y contratos necesarios para el desarrollo de la construcción en el 2024.



• Nueva Esperanza T2 + Líneas

El proyecto Nueva Esperanza T2 tiene como objetivo facilitar la transferencia de energía desde el Sistema Interconectado Nacional –SIN– hacia el sistema de Enel. Esto 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.

El proyecto 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. Sin embargo, su desarrollo se ha visto afectado por la falta de definición del constructor encargado de las obras sobre el STN, cuya designación aún no ha sido realizada por parte de la UPME. La coordinación de actividades y tiempos con este constructor es esencial para garantizar la entrada en operación del proyecto.

En el transcurso del 2023 se llevaron a cabo gestiones para cambiar la fecha de puesta en operación de 2023 a 2026, adaptándose así a los tiempos de definición de la UPME. Además, se logró asignar y gestionar la garantía bancaria necesaria para el proyecto.

• Subestación Nueva Intexzona 115/34,5–11,4 KV

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 2023 se avanzó en la ingeniería básica de la subestación y en la ingeniería básica y detallada de la intersección de la línea Noroeste-Bolivia. Esta intersección facilita la conexión de la subestación con el Sistema de Transmisión Regional –STR–, reconfigurando las líneas Noroeste-Intexzona e Intexzona-Bolivia. Paralelamente, se inició el Estudio de Impacto Ambiental para la subestación y sus líneas asociadas.

• Subestación Guaymaral 115/11,4 kV

La Subestación 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 2023 se llevó a cabo y concluyó la ingeniería básica de la subestación, así como la ingeniería de detalle de la Línea de Transmisión de 115 kV y el correspondiente Estudio de Impacto Ambiental, que se presentó ante la Secretaría Distrital de Ambiente el 28 de diciembre de 2023.

• Proyecto 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 59 km, incluyendo circuitos nuevos y reconfiguraciones de circuitos actuales, como se muestra en la siguiente figura:

El proyecto forma parte de la convocatoria UPME 03 de 2010, con el adjudicatario Grupo Energía de Bogotá -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. La subestación estará compuesta por:

- Cuatro transformadores 230/115 kV de 300 MVA, dos de los cuales deberán estar en operación simultáneamente con las obras de la convocatoria pública.

- Cuatro bahías de transformación a 115 kV y diez bahías de línea a 115 kV.

Una vez que el GEB determinó la ubicación para la subestación Norte, Enel Colombia 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.

Los principales beneficios del proyecto son:

- Permitir 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.

- Aumentar 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.

- Garantizar la disponibilidad de energía para impulsar el desarrollo económico de la región Sabana Norte mediante un servicio confiable, estable y seguro.

- Contribuir a un futuro mejor para todos, facilitando el acceso al servicio de energía.

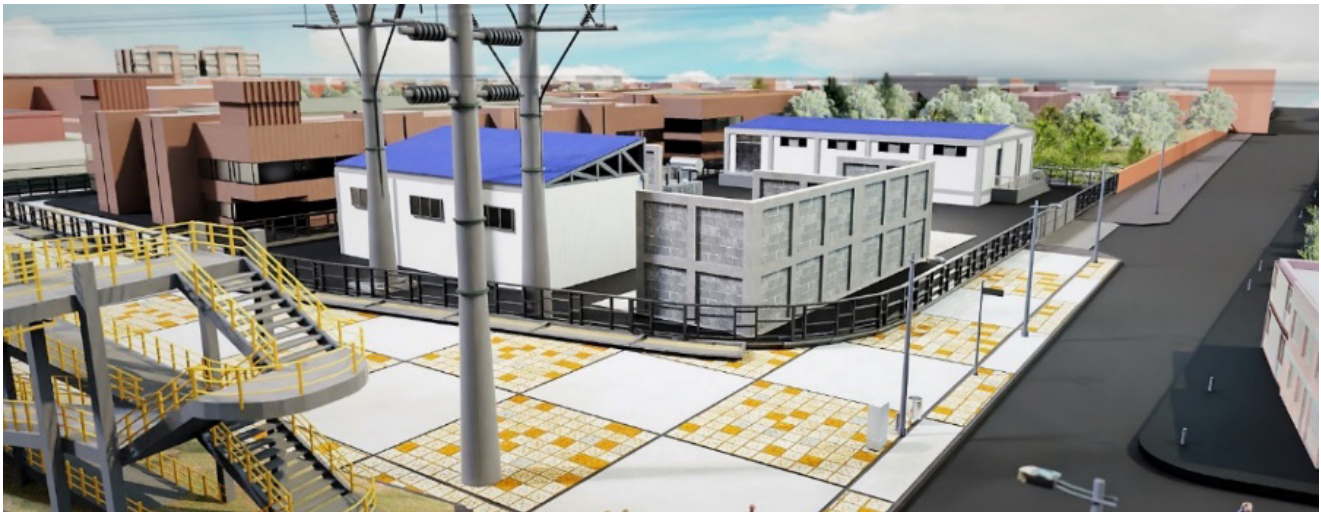
A continuación, se presenta la línea de tiempo resumida para el desarrollo del proyecto:

Línea de tiempo Subestación Norte



Durante el año 2023, se desarrollaron las siguientes actividades:

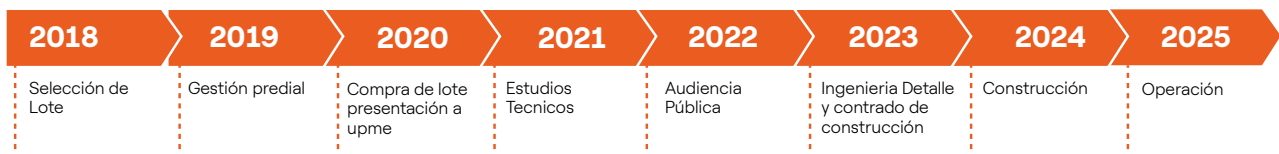
- Definición de áreas para la futura SE Norte
- Desarrollo de ingeniería básica de la SE Norte
- Desarrollo de ingeniería conceptual de líneas de transmisión para los cuatro corredores iniciales que componen el proyecto
- Desarrollo de ingeniería detallada de líneas de transmisión y Estudio de Impacto Ambiental
- Trasiego de aceite dieléctrico originalmente recibido en flexitanques a canecas metálicas de 55 galones
- Traslado de transformadores de zona franca Fontibón (Almaviva) a bodega de Enel en Tenjo, operada por Massy
- Reubicación de contenedores open top con accesorios de transformadores a nivel de piso
- Primera fase de presurización, instalación de bujes, pruebas y diagnóstico de siete autotransformadores, para que en fases posteriores se pueda asegurar su adecuada conservación hasta la puesta en servicio del proyecto



• Proyecto Subestación Occidente

La nueva Subestación Occidente, que está en proceso de construcción, estará ubicada en el municipio de Funza, y es una subestación Tipo GIS con dos transformadores 115/11,4kV de 40MVA y dos transformadores 115/34,5kV de 63MVA. Adicionalmente contará con dos trenes de celdas de 11,4kV y dos trenes de celdas de 34,5kV.

Línea de tiempo Subestación Occidente



Durante el 2023 se avanzó en las siguientes actividades:

- Se realizaron mesas de trabajo para obtener el concepto de la licencia ambiental por parte de la autoridad ambiental.
- Se avanzó en el ajuste de la ingeniería básica y la ejecución de la ingeniería de detalle de la línea de transmisión (90%).
- La adquisición de equipos para el proyecto avanza de acuerdo con lo planificado, de tal manera que ya se encuentran los transformadores de 115/11.4 KV en Colombia.
- Se adelantaron contactos con la nueva administración de la Alcaldía de Funza para mitigar los riesgos sociales en contra del proyecto. Se continúa con la gestión de interesados para monitorear si existe algún cambio en la posición respecto al proyecto.

Flexibilidad de la red

En el marco del desarrollo del proyecto Enelflex, co-financiado por la ONU, se busca poner a prueba un mecanismo de respuesta de la demanda a corto plazo en tiempo real, como servicio de flexibilidad, que brinde estabilidad al sistema de distribución en condiciones de contingencia. Durante el 2023 se destinaron recursos superiores a 1,5 millones de euros para la adquisición de *hardware* y *software* necesarios para la operación técnica del mecanismo. Además, se llevó a cabo una socialización del programa con un total de 37 clientes industriales de la Sabana Norte de Bogotá.

La etapa operativa de Enelflex se iniciará durante el 2024, periodo en el cual se pondrá a prueba el funcionamiento del mecanismo, sus beneficios para el sistema de distribución y clientes de la Sabana Norte, la experiencia del usuario participante y se propondrán ajustes regulatorios basados en los resultados obtenidos durante el piloto.

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

Se ha establecido una alianza estratégica con la Fuerza Aérea Colombiana (FAC) para implementar tecnología LiDAR (*Light Detection and Ranging*) y fotogrametría en las inspecciones aéreas de las redes eléctricas. Equipos LiDAR han sido instalados en dos helicópteros de la FAC, los cuales llevarán a cabo sobrevuelos a una altura de 120 metros, capturando imágenes 2D y 3D de las infraestructuras eléctricas. Estas imágenes serán analizadas para identificar posibles defectos, tales como cables rotos, árboles caídos o construcciones cercanas a las líneas eléctricas.

Esta colaboración representa un ejemplo sobresaliente de cooperación entre el sector público y privado, con el objetivo de mejorar la calidad de vida de los colombianos. A través de esta iniciativa con la FAC, se busca asegurar un suministro de energía más seguro y confiable para la comunidad. La colaboración entre Enel Colombia y la FAC destaca cómo las empresas privadas y el gobierno pueden trabajar conjuntamente para utilizar la tecnología y mejorar la seguridad y eficiencia de las redes eléctricas, contribuyendo así al progreso del país.

Calidad del servicio

En el 2023, Enel Colombia implementó acciones de mejora que resultaron en el cumplimiento de las exigencias regulatorias. La Empresa logró abordar los principales desafíos en el mantenimiento de redes, incluyendo el cumplimiento del plan anual establecido, la disponibilidad de equipos de telecontrol, la instalación de equipos satelitales, la ejecución del plan de coordinación de protecciones y otras acciones operativas para mejorar la prontitud en la restitución del servicio. El plan de inversión y el proyecto de instalación de componentes para la resiliencia desempeñaron un papel crucial en la consecución de los objetivos.

En cuanto a fenómenos climáticos, el primer trimestre del año experimentó mayores precipitaciones en comparación con el año 2022, y la cantidad de rayos nube-tierra en la zona de influencia aumentó en un 30% con respecto al año anterior. A pesar de estos desafíos, la Empresa continuó esforzándose para fortalecer la seguridad, la resiliencia y la confiabilidad de las redes, lo que permitió cumplir con los estándares de alta competitividad en términos de calidad de servicio.

Los indicadores de calidad, SAIDI (Índice de Duración Promedio de Interrupciones del Sistema) y SAIFI (Índice de Frecuencia Promedio de Interrupciones del Sistema), se

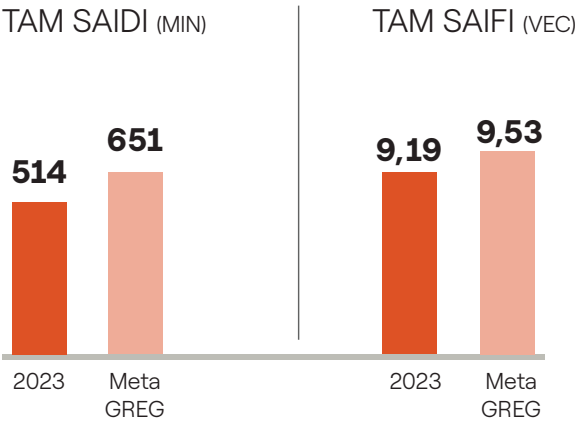


vieron afectados en comparación con el cierre del año 2022 debido al anuncio de la CREG en julio de 2022 respecto a la no exclusión de eventos por causas de catástrofes naturales, informados por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y taxativos según la CREG 015 de 2018. Sin embargo, Enel Colombia cumplió con las metas regulatorias establecidas y logró mejorar en un 21% en SAIDI y un 4% en SAIFI en 2023.

Resultados SAIDI-SAIFI 2023

Indicador Enel Colombia	Unidad	Meta CREG 122/2022	Valor alcanzado 2023	Variación con respecto meta CREG 122
TAM SAIDI	Minutos	651	514	-21%
TAM SAIFI	Veces	9,53	9,19	-4%

RESULTADOS SAIDI-SAIFI 2023 INDICADOR REGULATORIO



Adicionalmente, el indicador *Costumer Average Interruption Duration Index* (CAIDI), que mide los tiempos de restablecimiento del servicio en promedio por cliente que ha tenido un evento, alcanzó una mejora de 4% con respecto al año 2022.



Resultados CAIDI 2023

Indicador Enel Codensa	Unidad	Valor Alcanzado	Variación respecto a 2021
CAIDI 2023	Minutos	55,91	-4%

Mantenimiento de las redes para una excelencia operacional

Infraestructura de Alta Tensión

Dentro de los resultados del plan de mantenimiento, se logró abordar y solucionar 272 defectos en líneas de Alta Tensión (AT) y 877 defectos en subestaciones. Para el mantenimiento de la franja de servidumbre de las líneas de AT, se realizaron aproximadamente 385,000 m² de rocería.

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

- Continuidad en la medición del sistema de puesta a tierra en subestaciones AT y líneas de transmisión.
- Inicio de inspecciones helicoportadas con tecnología LiDAR, con interpretación de imágenes y registro de anomalías detectadas.
- Instalación de avisos en subestaciones para informar sobre la no disponibilidad de sistemas de bloqueo en seccionadores y asegurar el cumplimiento de las 5 reglas de oro para la ejecución de actividades en dichos módulos.
- Realización de un CADEI para la investigación de la causa raíz y definición de planes de acción ante la falla de la resistencia de puesta de tierra en la SE Faca.
- Instalación de torrecillas provisionales en la línea Zipaquirá - Ubaté - Peldar para facilitar el cambio de conductor en el proyecto de repotenciación de la línea.

- Implementación de un plan de mantenimiento focalizado en las líneas y módulos de conexión de la zona sabana norte, que incluye inspecciones especializadas, ciclos forestales e intervenciones adicionales para garantizar la confiabilidad de las líneas durante el desarrollo de los proyectos de inversión.
- Adecuación de la derivación de la línea de alta tensión Zipaquirá-Ubaté-Peldar hacia Peldar para mejorar la capacidad de la línea hacia el cliente y mitigar puntos calientes.
- Mantenimientos adicionales a módulos de subestaciones incluidas en el proyecto de digitalización de subestación, como Balsillas y Noroeste.
- Realización de compensaciones forestales voluntarias en diversas líneas, como Calera-Usaquén (135 árboles), Circo-Usme Circo-Victoria (200 árboles), Sesquilé - Termozipa (664 árboles), Chía-Diaco (290 árboles), El Sol - Tenjo (250 árboles) durante 2023.

Infraestructura de Media Tensión

En el segundo semestre de 2023, se experimentó un cambio en los contratos forestales en las zonas rurales, lo cual generó un fuerte impacto en los costos unitarios de las actividades. Este cambio condujo a un ajuste a la baja en las metas planteadas para este proceso.

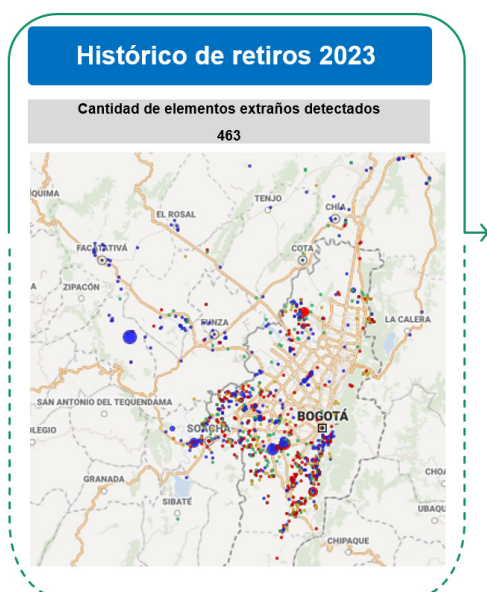
La disminución de 229 mil a 144 mil intervenciones forestales representó un impacto significativo en los indicadores de calidad para el año 2023 y los primeros meses de 2024. A pesar de esto, se logró mitigar el impacto en la ejecución para el cierre del año 2023 en un 14%, alcanzando un total de 156 mil intervenciones forestales en los 10 territorios.

Durante los meses de febrero a septiembre, se llevó a cabo el Plan de vientos y cometas 2023, compuesto por tres etapas:

- Plan preventivo
- Plan comunicacional
- Implementación, alistamiento y ejecución operativa

Gracias a la ejecución de este plan, se logró el retiro oportuno de 463 elementos extraños de la red, generando una mejora del 26% en la duración y del 22% en la frecuencia de las interrupciones del servicio causadas por vientos y cometas, en comparación con los resultados obtenidos en 2022.

- Infraestructura de Media Tensión Rural: se inspeccionaron 12.260 km aéreos y subterráneos de red, en alrededor de 188 alimentadores, lo que generó la solución de 10.002 defectos eléctricos, y 122.012 intervenciones forestales.
- Infraestructura de Media Tensión Metropolitana: se inspeccionaron 4.739 km aéreos y subterráneos de red en alrededor de 283 alimentadores, lo que permitió dar solución a 8.221 defectos eléctricos y 34.684 intervenciones forestales.



Infraestructura de Baja Tensión

En el 2023 continuó la implementación del plan de mantenimiento en redes de baja tensión:

- **Infraestructura de Baja Tensión Rural:** se inspeccionaron 348 cabinas secundarias, lo que permitió dar solución a 2.768 defectos eléctricos.
- **Infraestructura de Baja Tensión Metropolitana:** se inspeccionaron 296 cabinas secundarias, lo que permitió dar solución a 1.414 defectos eléctricos.

Adicionalmente, se implementó una metodología de mantenimiento por polígonos, mediante la cual, a través de inspecciones puntuales en veredas y/o zonas geográficas con opciones de mejora en la continuidad del servicio, se identificaron anomalías e interferencias arbóreas en redes de baja y/o media tensión para su posterior solución a través de intervenciones tipo *overhaul*.

Atención de Peticiones, Quejas y Reclamos (PQRs)

Durante el 2023 se continuó el proceso de depuración del la base de datos de Promesas con el apoyo de visitas realizadas por personal de Enel Grids. Estas visitas tenían como objetivo determinar si las solicitudes aún estaban pendientes de atención, si correspondían al alcance de mantenimiento de la Empresa y evaluar su nivel de criticidad para decidir su cierre o reprogramación.

Al finalizar el 2023, se propuso cambiar la estrategia de atención de casos para el 2024. Esta nueva estrategia consistirá en la ejecución masiva de promesas pendientes de bajo costo y bajo alcance. El objetivo es lograr el cumplimiento y cierre de un significativo número de promesas pendientes a clientes.



En cuanto a la gestión de PQRs en la zona rural, se prometió la ejecución de 2.806 solicitudes, de las cuales se llevaron a cabo labores de mantenimiento para dar solución a 670 cartas eléctricas y 165 forestales.

En la zona Metropolitana, se prometió la ejecución de 1.394 solicitudes, y se realizaron trabajos de mantenimiento para dar respuesta a 505 cartas eléctricas y 306 intervenciones forestales.

Atención Equipo telecontrolados Redes MT

Durante el 2023 se logró una eficiencia del parque de telecontrol del 91,6%, lo cual se encuentra en estándares globales de la Compañía. Este éxito se atribuye a la implementación de diversas iniciativas, entre las cuales destacan:

Economía circular: se implementó la economía circular mediante la reparación de parte de los reconectores de la marca Noja y su posterior devolución a la red de media tensión. Esta estrategia ha generado eficiencias en el costo de mantenimiento de estos equipos, alcanzando una reducción del 70%.

Medidas antihurto: se implementaron medidas antihurto para reducir uno de los problemas principales relacionados con los ingresos por equipos no disponibles. Esto incluyó soluciones antihurto, seguimientos con el centro de control en puntos críticos y la implementación de baterías de menor capacidad en equipos de seccionamiento.

Lógicas estadísticas: se implementaron lógicas estadísticas para detectar los equipos que más afectan los indicadores de calidad de la Compañía. Esta iniciativa permitió priorizar la atención de estos equipos de manera más eficiente.

Atención prioritaria de reconectores: se dio prioridad a la atención de reconectores en la red, lo que resultó en un aumento del 2% en la disponibilidad de este parque en comparación con el cierre del año 2022.

Estas acciones demuestran un enfoque proactivo y estratégico para optimizar el rendimiento del parque de telecontrol y garantizar la disponibilidad y calidad del servicio ofrecido por la Compañía.

Plan Cundinamarca 2023

Durante el año 2023 se implementó el Plan Cundinamarca en 16 municipios con el objetivo de reducir la cantidad de clientes detractores y mejorar los indicadores de calidad del servicio. Como resultado, se logró una disminución promedio del -6,2% en SAIDI y -5,5% en SAIFI propio de cada municipio en comparación con el cierre de 2022.

Las actividades clave que contribuyeron a la mejora de los indicadores de calidad incluyeron:

- Ejecución del plan de mantenimiento: se enfocó en subestaciones, líneas de alta tensión, media tensión y baja tensión, así como actividades de protecciones para garantizar la integridad de la infraestructura.
- Atención a PQRs: se llevó a cabo la ejecución de las solicitudes presentadas por los clientes, abordando eficientemente sus requerimientos y preocupaciones.
- Planes específicos para Clientes B2B: se implementaron estrategias específicas para clientes comerciales, *Business to Business* (B2B), con el objetivo de satisfacer sus necesidades y mejorar la relación comercial.
- Seguimiento en indicadores operativos: se monitorearon los indicadores operativos relacionados con el cumplimiento de la promesa de restablecimiento del servicio, así como trabajos programados y la instalación de equipos resilientes.

Además, se puso énfasis en la ejecución de proyectos de inversión, como la construcción y remodelación de circuitos, construcción de suplencias, trabajos en subestaciones e instalación de nuevos equipos de telecontrol. El trabajo colaborativo entre diversas áreas de la Compañía y el seguimiento continuo permitieron cumplir con las expectativas del Plan Cundinamarca, evidenciando un compromiso efectivo para mejorar la calidad del servicio ofrecido a los clientes.

EL CLIENTE EN EL NÚCLEO DE LAS OPERACIONES

Programa de gestión de reducción de pérdidas no técnicas

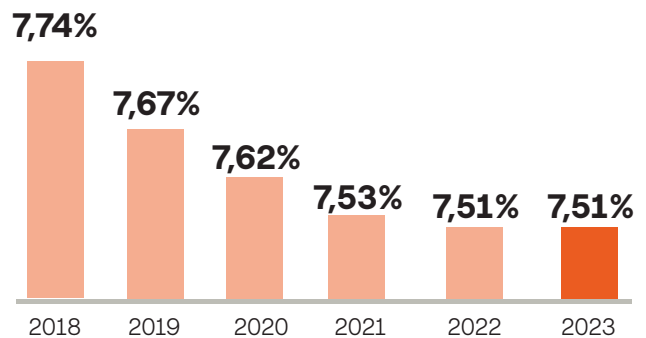
Durante el año 2023, Enel logró mantener las pérdidas de energía en su sistema de distribución mediante un plan integral de recuperación de energía. Este plan se basó en la implementación de diversas estrategias que permitieron aprovechar la infraestructura existente, incluyendo el uso de equipos de Macro medición en Media y Baja tensión (MT, BT), así como equipos de medición avanzada con telemedida. Se llevó a cabo la segmentación de clientes con consumos elevados mediante el uso de variables relacionadas con análisis fasoriales, señales eléctricas y la detección de apertura o manipulación de equipos.

Estas acciones posibilitaron realizar un análisis detallado, ejecutar planes de inversión y mantener el control operativo a través de inspecciones en terreno. Esto garantizó el correcto funcionamiento de los equipos de medida, identificando consumos no registrados debido a manipu-

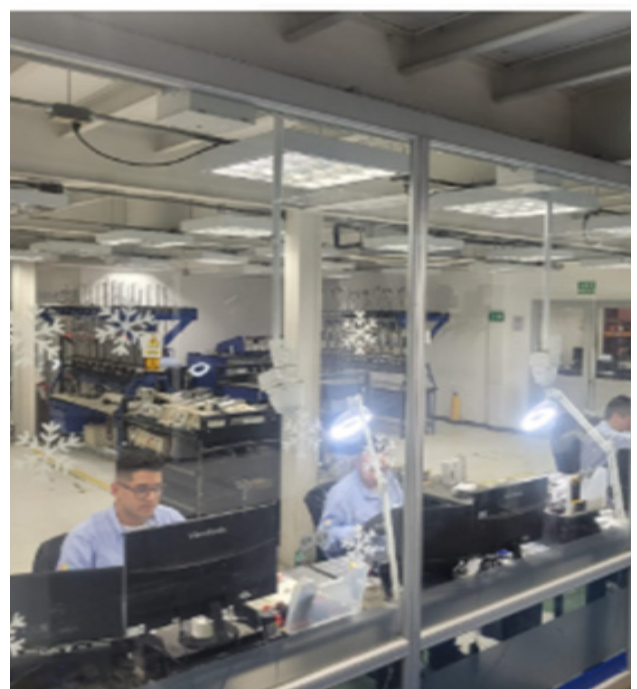
laciones de la medida, conexiones directas a la red u otras anomalías inherentes a los equipos de medición. Como resultado, se logró una recuperación de consumos no registrados equivalente a 56 GWh.

Este enfoque integral contribuyó al sostenimiento de los índices de pérdidas, como se detalla a continuación

HISTÓRICO ÍNDICE ANUAL DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA



Este resultado es el fruto de un proceso coordinado que se inicia en el área de planeación y control de pérdidas, encargada de focalizar las zonas con altas pérdidas de energía, ya sea por hurto o anomalías en la medida. El proceso continúa con la ejecución de inspecciones y el aseguramiento de las mediciones en terreno, para finalizar con un proceso de recuperación de energía y disciplina de mercado, a cargo del área de reconstrucción y análisis de recuperación.

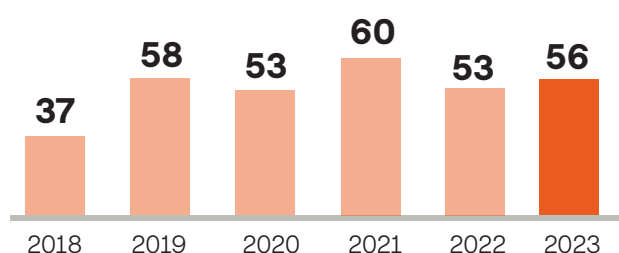


Al cierre de diciembre de 2023, las pérdidas de energía fueron de 1.239 GWh-año. De este total, 879 GWh-año (en comparación con los 872 GWh-año en 2022) están asociados a pérdidas técnicas del sistema, mientras que 360 GWh-año (frente a los 353 GWh-año en 2022) corresponden a pérdidas no técnicas.

Los incrementos mencionados encuentran justificación en el aumento de la demanda de energía, que en 2023 implicó una energía inyectada al sistema de 16.496 GWh (acumulado año), frente a los 16.300 GWh en 2022, representando un crecimiento del 1,2%. Además, se observó un aumento en la agresividad del mercado, asociado al significativo incremento de las tarifas y la inflación.

Gestión de recuperación de energía

RECUPERACIÓN DE ENERGÍA POR CONSUMOS NO REGISTRADOS EN GWH-AÑO



Por su parte, el logro en el incremento de la recuperación de consumos no registrados se fundamenta en las siguientes acciones destacadas, las cuales respaldaron un nivel de recuperación de energía superior al del año anterior, respaldadas por un total de 161.455 inspecciones en terreno:

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

Durante el 2023 se implementaron diversos programas para fortalecer el aprovechamiento de la infraestructura, recopilando información en Media Tensión, con balances a nivel de subestación y circuito, y en Baja Tensión, a nivel de transformadores de distribución MT/BT. Estos programas tienen como objetivo fortalecer los planes de barrido en diferentes focos.

En el foco de Media Tensión, basado en los balances de esta categoría, se abordaron 44 circuitos. Se identificaron zonas y clientes con variaciones entre los consumos

registrados en Media Tensión y los consumos facturados al cliente. Se realizaron 15.354 inspecciones, logrando una eficacia en la recuperación del 35,6%. Esto se tradujo en un aporte de 4,1 GWh en consumos no registrados (CNR) y una reducción de 12,2 GWh en pérdidas anuales.

En el foco de Baja Tensión, basado en los balances de esta categoría, se inspeccionaron transformadores con 26.243 operaciones, obteniendo una eficacia en la recuperación del 25%. Esto contribuyó con un aporte de 5,3 GWh en consumos no registrados (CNR).

Adicionalmente, se implementaron algoritmos de focalización en clientes de gran consumo, aprovechando datos de medidores multifuncionales. Se realizaron análisis de alarmas, conexonado (análisis fasorial), desbalance de señales, contrastes y consumos horarios. Estas acciones resultaron en 2.312 operaciones y una recuperación de 3,8 GWh.

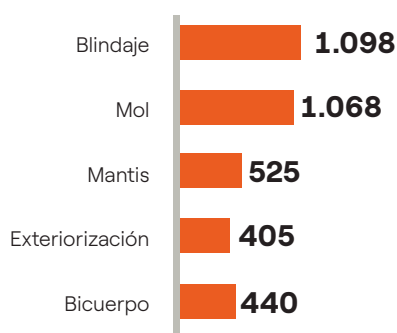
Aseguramiento de la medida

Ante la detección de anomalías o fraude en las unidades de medida o conexiones directas a la red, se implementan medidas operativas para asegurar las instalaciones de los clientes y las redes. Esto se logra mediante inspecciones técnicas y la instalación de diversos dispositivos, algunos de los cuales interactúan con el Centro de Telemedida y Monitoreo.

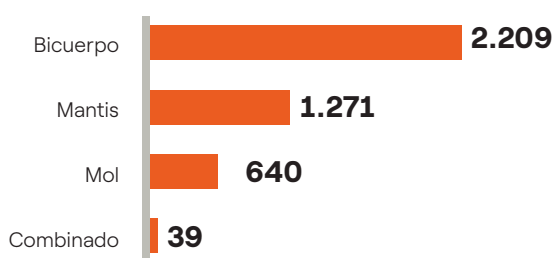
En el año 2023 se llevaron a cabo 3.536 medidas técnicas e instalación de 1.068 equipos de verificación de consumos remotos (MOL) con conexión al Centro de Telemedida y Monitoreo. Además, se repotenciaron 4.159 medidas técnicas, lo que permitió, de acuerdo con las necesidades de cada caso en particular, contribuir con una recuperación de 7,7 GWh de consumos no registrados (CNR) y 22,1 GWh de *Follow Up* (FU).



TIPOS DE INSTALACIÓN DE MEDIDAS TÉCNICAS



TIPOS DE REPOTENCIACIÓN DE MEDIDAS TÉCNICAS



Macromedición en BT – Dinamo –Macro Mol

Durante el año 2023, se llevó a cabo otra acción crucial, la macromedición en baja tensión sobre transformadores de distribución de MT/BT. Esta acción abarcó la implementación de nuevos activos, repotenciación de equipos de macromedición y operaciones en terreno, con el objetivo de detectar anomalías mediante el análisis de balances entre los equipos macromedidos y los usuarios que presentaban una alta probabilidad de pérdidas.

En este sentido, se seleccionaron 5.492 puntos para las visitas en terreno y se validaron los puntos a instalar. Se buscó validar la viabilidad de la tecnología Dinamo, correspondiente a la macromedición con equipos de medida Smart, así como con tecnología Macro Mol con conexión remota al Centro de Telemedida y Monitoreo.

Se aplicó un algoritmo de selección automatizado basado en los siguientes criterios:

- Relación de circuitos MT con mayores pérdidas de energía en comparación con las pérdidas de subestaciones eléctricas.

- Selección de transformadores MT/BT no exclusivos con más de 10 usuarios, con participación industrial y comercial de consumos superiores a 5 MWh/mes.
- Relación de pérdidas de transformadores de red versus la probabilidad de hallazgo de anomalía en la medida de los usuarios asociados, de acuerdo con el modelo multivariable.

De esta manera, durante el año 2023, se implementaron e instalaron en terreno 2.041 puntos con la tecnología Dinamo y 1.016 con tecnología Macro Mol, para un total de 3.057 equipos o transformadores de distribución macro-medidos. Esto permitió aprovechar y focalizar la detección de anomalías sobre las unidades de medida a partir de los balances asociados.

Usuarios no clientes

En relación con la normalización, gestión e identificación de usuarios no clientes, durante el año 2023 se llevaron a cabo 1.327 incorporaciones, superando la meta establecida de 1.300, con un cumplimiento del 103%. Estas incorporaciones contribuyeron a aumentos en la facturación de 1,3 GWh y a una recuperación en consumos no registrados (CNR) de 1,2 GWh.

Adicionalmente, se realizaron 13.381 suspensiones en usuarios de barrios no autorizados por las autoridades locales, aquellos que no cumplen con los requisitos técnicos o que deben llevar a cabo un proceso de factibilidad para su conexión.

Cultura de legalidad

Durante el 2023 se llevaron a cabo cuatro campañas comunicacionales para fomentar cambios de comportamiento en los usuarios del servicio de energía en las zonas más afectadas por el hurto de energía. Estas campañas tenían como propósito motivar a los clientes legales a reportar conexiones irregulares, identificar y sensibilizar a los usuarios ilegales para invalidar las justificaciones de este delito, al mismo tiempo que se evidencian los riesgos físicos y jurídicos a los que se exponen.

Las campañas lograron incentivar a 3.126 clientes que acudieron a los canales de Enel para denunciar a lo largo del año, lo que representó un incremento del 10,5% en comparación con el año anterior.

El despliegue más representativo del mensaje de legalidad se realizó mediante la campaña Uso Seguro y Legal de la Energía Eléctrica, con difusión a nivel nacional a través de TV, radio y medios digitales. Esta campaña contó con el

respaldo de la Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica –ASOCODIS–, que centralizó la unión de 21 empresas del país.

Gestión de denuncias penales

Enel Colombia tiene el compromiso firme de reducir y eliminar el hurto de energía, con el propósito de salvaguardar la seguridad de los clientes y de la infraestructura en sí. Es por eso que ha recurrido a las autoridades competentes para emprender acciones legales contra aquellos que cometen este delito. El robo de energía es una infracción que conlleva multas para los infractores, que van desde 1,33 hasta 150 salarios mínimos mensuales legales vigentes y tiene penas estipuladas entre 16 y 72 meses de prisión, según lo establecido en el artículo 256 del Código Penal Colombiano – Ley 599 de 2000.

Durante el 2023, la Empresa presentó 53 nuevas denuncias, sumando un total de 317 denuncias activas por el delito de defraudación de fluido eléctrico contra clientes que realizan hurto de energía. Además, se llevaron a cabo 31 actos urgentes en colaboración con las entidades de control, enfocados en clientes reincidentes en el hurto de energía. Este enfoque integral busca desalentar y sancionar de manera efectiva el hurto de energía, contribuyendo así a la protección de la infraestructura eléctrica y al bienestar general de la comunidad.

Operaciones comerciales

En el año 2023 se realizaron 88.140 operaciones de conexión de clientes a la red de distribución de Enel Colombia.

Resultados operaciones de conexión

Operaciones de conexión	
Conexiones especiales3	48.116
Conexiones simples	40.024

La cifra mencionada representa una variación del -14,8% en comparación con el año anterior, con una disminución notable en las cuentas de estrato 1 y 2, así como en el sector no residencial (comercial e industrial). Durante el año 2023, se experimentó una desaceleración en el sector de la construcción y se vieron afectados por efectos macroeconómicos, como una alta inflación y el crecimiento económico.

Tras analizar el comportamiento del crecimiento del mercado, se esperaba un crecimiento vegetativo del 2,45% para el 2023, y, aunque se logró un crecimiento del 2,18%,

se observó una moderación en comparación con las proyecciones. El 54,59% de las conexiones ejecutadas se llevaron a cabo mediante la cadena de conexión especial, que incluye conexiones con una carga superior a 30 kW en Bogotá y 15 kW en Cundinamarca, proyectos con más de 12 cuentas y proyectos que requieren expansión de red, principalmente impulsados por constructores, industrias y comercios.

En cuanto a los tiempos regulatorios, de acuerdo con la Resolución CREG 070 de 1998, los procesos de cadena de conexión especial en 2023 cumplieron con los plazos establecidos en la cadena de conexión especial en 2023 fueron:

Tiempo promedio por proceso

Proceso	Tiempo medio (días)	Tiempo Regulatorio (días)
Factibilidades	6,6	7
Diseños baja tensión	6,4	7
Diseños media tensión	14,2	15
Recibo de obras baja tensión	4,2	7
Recibo de obras media tensión	7,6	15

Ante el creciente aumento de la demanda de grandes cargas de energía y la aceleración de la transición energética, a través del desarrollo de Activos de Conexión, *Enelbility* ha surgido como la respuesta de la organización para generar un modelo de atención que asegure interacciones ágiles y efectivas durante el proceso de conexión a la red. De esta manera, se viabilizan las mejores alternativas y se cumplen los compromisos en las etapas precontractual, contractual y post contractual, expandiendo de manera optimizada la red de uso para habilitar activos de conexión. Durante el año 2023, se materializaron 127 nuevos contratos de conexión, de los cuales 11 corresponden a cargas y 1 a generación solar, con 108 MVA contratados y 3,9 MW de generación.

Conexión de proyectos de generación

En 2023 se llevaron a cabo la conexión de 331 proyectos de generación solar fotovoltaica, lo que representó un aumento del 52% en comparación con los 217 proyectos conectados durante el año 2022. Además, en diciembre de 2023, se incorporó el primer proyecto de generación distribuida de clase 1 con una capacidad de 9,9 MW. Este proyecto marcó un hito al ser el primero de su nivel en conectarse a la red de distribución de Enel Colombia, en cumplimiento con la resolución CREG 075 de 2021.



A cierre de 2023 se acumuló un total de 861 proyectos de autogeneración conectados, con una capacidad instalada total que supera los 42.000 KW.

Digitalización de proceso vinculación de clientes

En el mes de septiembre se inició operación con nuevos sistemas para gestionar la cadena completa del proceso de conexiones, lo cual consistió en la implementación del sistema ECO el cual contiene la trazabilidad e integración de todas las etapas del proceso y el paquete de *Beats* (*ForceBeat*, *HeartBeat*, *WorkBeat*) el cual se encarga de la gestión de operaciones en campo. Adicionalmente, esta implementación se alineó con el proyecto Faro, direccionado la creación de cuentas, los cambios de condición contractual y los cobros a los sistemas de facturación SAP IS-U y gestión de crédito SAP Fica.

Al cierre del año se gestionaron 37.339 solicitudes de conexión a través del nuevo flujo (11.081 de simples y 26.258 de complejas).

Mejoras en el proceso de conexión de clientes

Durante el año 2023 se llevaron a cabo diversas iniciativas y mejoras en los procesos, destacando:

Implementación exitosa del cambio regulatorio de la circular CREG 001 de 2023.

Evolución del proceso de conexiones:

- Introducción de nuevos contratos
- Eliminación de emisiones de papel para operaciones en campo

- Digitalización completa de la operación
- Implementación de firma digital y envío del acta por correo electrónico

Implementación de la encuesta de satisfacción de clientes:

Aplicación de la encuesta al finalizar la visita de terreno para identificar puntos de mejora en la actividad.

Incorporación de soporte telefónico posterior a la visita al cliente:

Explicación detallada del resultado de la inspección y los pasos a seguir.

Control E2E del proceso de generación distribuida: incremento en la medición de cumplimiento de tiempos de energización entre el recibo de obra y la puesta en servicio del Autogenerador a Pequeña Escala -AGPE- del 68,66% al 94,86%.

Simposio con gremios y clientes de generación distribuida: orientado a apoyar los procesos de conexión que enfrentaban dificultades normativas por parte de los clientes.

Mejora en la calidad de la primera facturación de cuentas nuevas: realización de seguimiento periódico y suministro de información en tiempo real para ubicar a los clientes nuevos y resolver datos específicos que pudieran afectar la facturación real.

Suspensión corte y reconexión

En el año se realizaron 577.971 desconexiones del servicio para clientes por falta de pago, con un aumento del 2,7% frente a las realizadas en 2022.

Indicadores suspensión corte y reconexión

Indicador	Tiempo	2020	2021	2022	2023
Tiempo desde la desconexión hasta el pago del servicio	Menos de 48 horas	173.890	369.522	394.350	398.075
	Entre 48 horas y una semana	45.068	51.228	59.780	60.317
	Entre una semana y un mes	42.277	86.316	64.432	65.886
	Entre un mes y un año	20.252	34.418	30.142	32.052
	Más de un año	0	0	14.103	21.641
	Total	281.487	541.484	562.807	577.971
Tiempo desde el pago hasta la reconexión	Menos de 24 horas	360.619	446.613	527.533	551.284
	Entre 24 horas y una semana	9.204	11.364	19.891	17.821
	Más de una semana	1.331	2.258	3.250	1.565
	Total	371.154	460.235	550.674	570.670

Para el año 2023 se gestionaron 38 clientes identificados como Top morosos, con una deuda acumulada de \$7.861 millones, de los cuales se suspendieron los servicios a 23 de ellos.

En relación con el proceso de corte y reconexión, se implementaron los sistemas Cloudera y SAP, así como las integraciones necesarias con sistemas existentes como eOrder (trabajos en campo), SMMePlus (medición inteligente) y Salesforce (solicitudes de clientes). Además, se desplegó el sistema Opera, una adaptación del sistema comercial anterior (Épica), con un enfoque específico en actividades del ámbito de las operaciones técnicas.

Algunas de las mejoras incorporadas al proceso a partir de estas implementaciones incluyeron:

- Automatización del proceso de selección de clientes a ser suspendidos (anteriormente, una actividad manual)
- Activación del proceso de reconexión a clientes con medición inteligente las 24 horas (anteriormente, reconexión a medida Inteligente hasta las 6:00 p.m.)
- Validación en línea de pagos en SAP en el momento de la creación de órdenes de suspensión
- Automatización del proceso de creación de reincorporaciones para clientes asegurados (anteriormente, una actividad manual)

Compra de activos

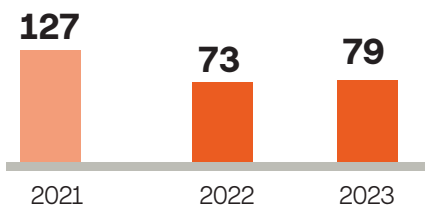
Durante el 2023 se realizó la compra de 111 proyectos de infraestructura eléctrica construida por particulares por valor de \$27.370 millones.

Se realizó el análisis del modelo de negocio, se definió el proceso asociado y se socializó a los diferentes interesados.

Reclamaciones

Durante el año 2023 se recibieron un total de 78,9 reclamaciones comerciales por cada 10.000 clientes, presentando un aumento con respecto al 2022 del 8%. A pesar de este incremento, se dio cumplimiento al objetivo Compañía, que para el año 2023 era de 80,3 reclamos por cada 10.000 clientes. Este impacto se tenía contemplado dentro de la proyección de la meta dado el ingreso de los nuevos sistemas de facturación, los cuales afectaron especialmente a las causas de errores de lectura y facturación promedio.

COMPORTAMIENTO HISTÓRICO RECLAMOS COMERCIALES



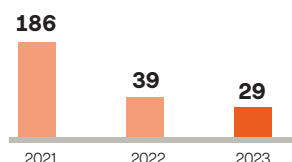
Durante el 2023 se implementaron diversas acciones para cumplir con el objetivo de informar a los clientes sobre las actualizaciones en los sistemas de la Compañía y cómo estas podrían afectar el esquema de facturación. Se estableció un esquema de comunicación proactiva que incluía

la entrega de información dentro de las facturas y la generación de cartas para clientes con facturación en el sitio. Además, se capacitó a todo el personal de operaciones en terreno para brindar soporte directo a los clientes.

En cuanto a otras causas comerciales, se trabajó en la actualización de las comunicaciones relacionadas con cobros por recuperación de energía, incorporando un lenguaje simple para garantizar la comprensión por parte de los clientes. Se mejoró el control en el proceso de suspensión, corte y reconexión para evitar suspensiones incorrectas, reducir los tiempos de reconexión y prevenir cobros duplicados. También se continuaron implementando iniciativas trabajadas desde el año anterior, con un impacto positivo en la disminución de reclamaciones, como el cambio de visores, la capacitación técnica continua del personal de operaciones y la comunicación proactiva a través del equipo de PRISMA.

En términos técnicos, se logró un buen resultado, finalizando por debajo de la meta establecida para el año en un 28% (40,5 reclamaciones por cada 10.000 clientes). Esto se atribuye principalmente a la priorización de trabajos de mantenimiento para dar respuesta a entes gubernamentales y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD-. Se llevó a cabo pedagogía hacia el cliente en el proceso de daños en electrodomésticos, aclarando en qué casos la Compañía realiza resarcimientos por los mismos. Además, se continuaron los planes implementados desde 2022, como estrategias de mantenimiento, operación y monitoreo del comportamiento de calidad del servicio para clientes industriales, priorización de inversiones y operación en zonas con altos indicadores de calidad, así como la capacitación continua a las empresas colaboradoras.

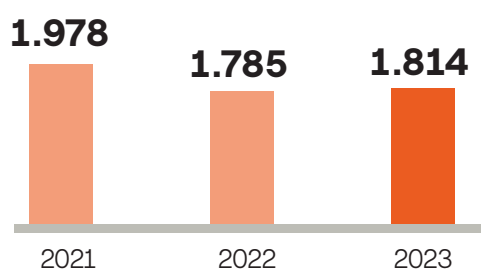
COMPORTAMIENTO HISTÓRICO RECLAMOS TÉCNICOS (SIN INCLUIR ALUMBRADO PÚBLICO)



En cuanto a los reclamos por cortes de suministro (*Outages*) durante el año 2023 se observó un comportamiento afectado en el primer trimestre debido al fenómeno de La Niña, lo que generó un aumento del 2,5% en comparación con el año anterior. Entre las iniciativas destacadas, se destaca el trabajo conjunto con el equipo de *Market* para incorporar preguntas filtro en las llamadas de los clientes, con el objetivo de prevenir la recepción de reclamaciones que no correspondan al ámbito de la Compañía.

Además, se implementó la estrategia de pedagogía hacia el cliente en temas relacionados con el alcance de las instalaciones eléctricas. Se reconoce que un porcentaje significativo de reclamos está relacionado con problemas en las instalaciones internas de los clientes, los cuales no son responsabilidad de la Compañía. La iniciativa busca educar a los clientes sobre la naturaleza de los problemas para evitar reclamaciones indebidas y mejorar la comprensión de las responsabilidades tanto de la empresa como de los usuarios.

COMPORTAMIENTO HISTÓRICO OUTAGES.



AVANCES EN LA ADOPCIÓN DEL NUEVO MODELO OPERATIVO

En 2023 continuó la implementación del nuevo modelo operativo *Grid Blue Sky*, desde los componentes procesos, organización y tecnología.

En el componente de procesos se han elaborado y emitido 34 procedimientos que cubren el 92% de los procesos, en coordinación con los dueños de proceso locales y globales, y bajo la visión integral de organización, procesos y soluciones.

En el componente organización, se desarrollaron las etapas de postulación y votación de iniciativas para reconocimiento llamada *Grid People Awards 2023*, cuyos pilares estratégicos son: *Grid Blue Sky*, *Safety*, *Customer Empathy* & *Operational Efficiency*.

Finalmente, en el componente tecnología, al cierre del 2023 han entrado en operación un total de 49 funcionalidades (MVPs – Metodología Agile), de los cuales 24 buscan maximizar el valor de los activos de red, 19 la optimización de actividades en campo y la maximización de la calidad del negocio desde la perspectiva de cliente.

Adicionalmente, se realizó la iniciativa *Grid People Awards*, dirigida a todas las personas de Enel Grids, la cual tiene como objetivo favorecer una cultura del reconocimiento.

GESTIÓN DE COMPRAS Y APROVISIONAMIENTOS

La gestión de la cadena de suministro desde la identificación de la necesidad de compra en Enel Colombia hasta la satisfacción de los clientes hace parte de la función principal de la Gerencia de Aprovechamientos Colombia y Centroamérica, realizando todo el proceso con los más altos estándares de categoría mundial para crear valor para los negocios, los proveedores y los clientes.

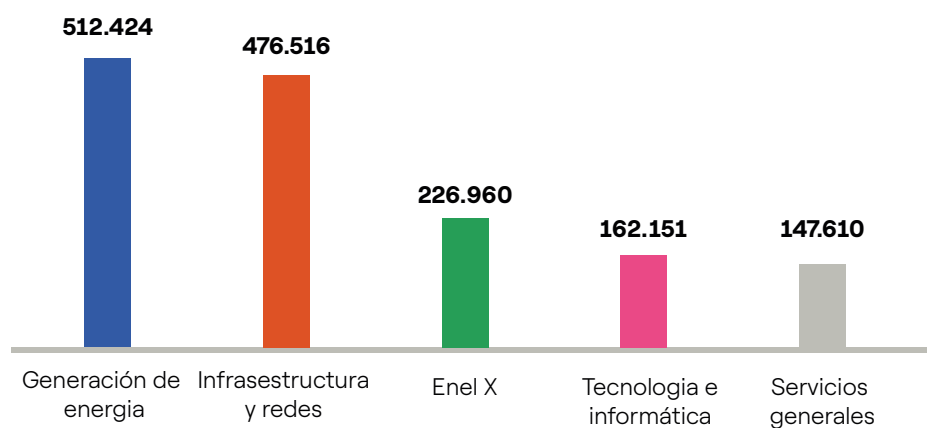
Comprende las actividades que van desde la requisición con la necesidad de un material, obra, bien y/o servicio, hasta la formalización de la relación jurídica mediante la firma de un contrato, o firma de una orden de compra con ocasión de la aceptación de una oferta mercantil.

La estrategia está fundamentada en 4 ejes principales: el relacionamiento con proveedores y contratistas, la creación de valor de mutuo beneficio para las partes, la automatización y digitalización del proceso de contratación y la sostenibilidad.

Principales indicadores

Durante el año 2023 se realizaron adjudicaciones por un valor de \$1.525.662 millones, entre infraestructura y redes, generación de energía, tecnología e informática, bienes y servicios de mercadeo y servicios generales para Colombia y Centroamérica.

VOLMEN DE ADJUDICACIÓN POR ÁREA



Con estas compras se logró un ahorro del 14%, el cual se obtuvo como resultado de la utilización de diferentes estrategias como el análisis de precios unitarios, la revisión del alcance de especificaciones técnicas y la optimización mediante el uso de herramientas tecnológicas adecuadas para la operación de la Compañía, la inclusión de soluciones técnicas innovadoras en el alcance de las compras realizadas, todas ellas realizadas con el apoyo de los proveedores para obtener precios de mercado más competitivos.

Principales logros en 2023

Digitalización

El proceso de compras continúa siendo un proceso 100% digital, al ser desarrollado desde su planificación, adjudicación y firma de contratos en plataformas digitales, principalmente *Webuy*, logrando contar con la trazabilidad, confiabilidad y transparencia de las compras. Durante el 2023 se realizaron diferentes actualizaciones de la plataforma de compras *WeBuy* enfocadas principalmente en la calidad de los datos e implementación de la herramienta *baseline*, la cual permite definir el precio base de mercado de un servicio o suministro con el fin de medir la eficiencia lograda en la gestión de compras.

Certificaciones

En línea con la digitación de los procesos y con el fin de prestar un servicio de atención más ágil y de autogestión a las empresas contratistas de Enel Colombia para la emisión y entrega de las certificaciones de prestación de servicios o suministros, se implementó en la herramienta gestor.com la posibilidad de descarga inmediata del certificado de los contratos ejecutados con Enel Colombia para acreditar la experiencia del proveedor, logrando para el año 2023 la descarga de 1.100 certificaciones.

Proyectos de relacionamiento con Proveedores

El eje principal ha sido en los últimos 3 años el fortalecimiento del relacionamiento con los proveedores y contratistas 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. En el año 2023, 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 2023 se potenció con un avance en materia de digitalización, generando un 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. Así mismo, 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
- Chatbot para atención personalizada de preguntas

Este canal ha tenido una gran acogida por sus usuarios, logrando más de 37 mil visitas en el 2023.

Proyecto redes sociales

Las redes sociales son fundamentales para el relacionamiento con los proveedores, por lo tanto, el objetivo con este medio es posicionar a Enel Colombia como una empresa que aporta valor a sus aliados estratégicos. Se generaron espacios en la red LinkedIn, con el fin de publicar pilares educativos e inspiracionales con testimonios, experiencias y casos de éxito de los proveedores y a su vez tips con información de interés como: el plan de compras, el calendario e información de facturación y divulgación de capacitaciones acerca de las plataformas de Enel, contando para el año 2023 con más de 25 publicaciones.

Proyecto Enel Pro

El proyecto Enel Pro tiene como objetivo mejorar la experiencia del proceso de calificación de proveedores a través de un juego interactivo 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.

Suppliers Day

En julio se realizó el evento anual *Supplier Day* Colombia & Centroamérica, durante el cual se comunica la línea estratégica de la Compañía a sus proveedores. Este año la temática fue Unidos cuidamos la vida y el planeta, y se contó con la participación de 109 proveedores tanto de Colombia como de Centroamérica, el evento se desarrolló con tecnología híbrida que permitió llegar a todos los interesados, logrando la participación final de 231 personas.

Innovability Week

En la semana del 23 al 27 de octubre se celebró la Innovability Week de Enel Colombia en la cual se realizó la premiación del proyecto Enel Pro, el cual fue uno de los ganadores del concurso interno global *Make It Happen* 2023. Este proyecto fue reconocido en el evento por los beneficios que brinda a los proveedores y a la Compañía, facilitando la asertividad en el proceso de calificación y permitiendo la autogestión de los proveedores en el entendimiento de la plataforma y los documentos que deben presentar.

Durante el 2023, se 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 transición energética, biodiversidad y la búsqueda de aliados estratégicos. Se destaca la participación en los siguientes eventos:

- Participación los días 24 y 25 de Mayo en la Cuarta Macrorrueda de negocios de la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones -ANDESCO-. Se atendieron 16 citas con proveedores del sector de servicios públicos y telecomunicaciones dando a conocer las próximas licitaciones y vinculándolos al nuevo CAP.

GESTIÓN DE COMPRAS

A continuación, se presentan algunos de los procesos más relevantes adjudicados durante el 2023 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 se destaca que en el 2023 se realizó la adjudicación de las siguientes dos licitaciones:

Operaciones Integradas (Operaciones técnicas y comerciales) para las zonas VIII Occidental Norte y Zona X Oriental Sur de Cundinamarca. Con la adjudicación de estas dos zonas se dio la inclusión del modelo estandarizado de operación logística para toda la zona de Influencia de Enel Colombia y su ejecución permitirá la contratación de personal desempleado o primer empleo y asegurar la equidad de género durante la vigencia 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.

- A través de estos contratos, se garantizará la continuidad en la prestación del servicio de energía alrededor de 208.738 clientes en Cundinamarca. El valor adjudicado para dos zonas fue de \$200.614 millones.

Operaciones Comerciales de facturación en sitio, lectura de medidores, reparto de facturas y otros documentos, así como las actividades de logística de captura y actualización de datos y/o recolección de información en la zona de influencia de Enel Colombia. Esta adjudicación contempla y aporta a la sostenibilidad con la contratación de personal desempleado y asegura la equidad de género en el desarrollo de las actividades. También fomenta el uso de vehículos eléctricos o híbridos en la operación durante la vigencia de los contratos.

- A través de estos contratos se garantizará la lectura del consumo de energía de alrededor 3.313.490 de clientes y el valor adjudicado para todas las cuatro zonas existentes (Bogotá Norte, Bogotá Sur, Cundinamarca Norte y Cundinamarca Sur), por un valor de \$ 170.591 millones.

Compras de materiales y equipos

El Grupo Enel realiza compras en volumen y durante 2023 se efectuaron licitaciones de materiales y equipos eléctricos consolidando las necesidades de las distribuidoras de energía eléctrica donde tiene presencia.

- En la consolidación de volumen se incluyó la contratación del suministro de celdas primarias. Con esta compra se busca contribuir con los proyectos de movilidad eléctrica, principalmente a Regiotram con la construcción de las subestaciones Montevideo 115/34,5/11,4kV y Tren de Occidente 115/34,5/11,4kV para atender la conexión 115kV de la subestación de Regiotram que alimentará el sistema de trenes eléctricos que comunicarán los municipios de Funza, Madrid, Mosquera y Facatativá donde a su vez, se suministrará energía eléctrica y se brindará confiabilidad al servicio de energía en los municipios de Facatativá y Madrid en el caso de S/E Montevideo y la confiabilidad al servicio de energía en las localidades de Teusaquillo, Fontibón y Puente Aranda en Bogotá en el caso de S/E Tren de Occidente. Así mismo para el proyecto Bogotá-Región 2030 se desarrolla la Subestación Occidente, para cubrir la atención de la creciente demanda en Funza, Mosquera y Madrid. El proyecto busca atender a más de 160.000 habitantes en la provincia Sabana Occidente, así como energizar los nuevos sistemas regionales de movilidad eléctrica como Regiotram de Occidente. El valor adjudicado para la compra de celdas primarias de estos proyectos fue de \$37.213 millones.

- A nivel Colombia se adjudicó el suministro de postes de concreto por valor de \$65.878 millones. Esta contratación se realizó en el marco del proyecto de economía circular de Enel Colombia, teniendo en cuenta la fabricación de postes con materia prima proveniente de postes reciclados de Enel y residuos de construcción y demolición contribuyendo a la disminución del CO₂.

A través de este contrato se cubrirán las necesidades de nuevas obras y/o mantenimiento de redes.

- En el mes de octubre hubo participación en el IX Congreso de la Cámara de Comercio de Energía, enfocado en Transición Energética – Perspectivas de Desarrollo. En este encuentro se lograron 29 reuniones con empresas del sector para abordar temas de suministros y servicios, donde se compartió la información de las próximas licitaciones para el periodo 2023-2024.
- Aprovechamientos Colombia y Centroamérica participó de la Rueda de Negocios FISE, evento realizado entre los días 15 y 16 de noviembre, este fue un espacio enfocado 100% en la visualización de nuevas oportunidades de digitalización con los proveedores, conocimiento de las nuevas iniciativas de empresas del sector para mejorar su cadena de abastecimiento y lograr nuevas oportunidades de negocio.

Compras Enel X

Dentro de las principales licitaciones, se gestionaron las siguientes adjudicaciones:

- \$42.006 millones para el servicio de obras eléctricas, mantenimiento y modernización de la iluminación pública interior e iluminación navideña a nivel nacional, así como el suministro del material correspondiente a las luminarias para los proyectos de expansión por un valor de \$15.959 millones. Esta contratación aportará en la contratación del 10% de mujeres para el desarrollo de las obras, formación del 50% del personal en RETILAP Y RETIE y recuperación del 70% de residuos de las sedes administrativas.
- \$11.896 millones para el servicio de impresión de facturas, facturación electrónica, envíos digitales de facturas y documentos, servicios logísticos de terminado y alistamiento de material comunicacional y suministro de papel. Con esta contratación se garantizó la continuidad de la operación bajo la implementación del Proyecto FARO que tuvo como objetivo el cambio del sistema de facturación, cobranza y recaudo hacia la plataforma SAP.

Compras de generación

Colombia

- Se llevó a cabo la contratación marco del servicio de flora y fauna para el desarrollo y construcción de proyectos de generación de Enel Colombia. Esta contratación mitiga los problemas de permisos ambientales de los proyectos de Colombia tanto en la fase de desarrollo como en la fase de ejecución. El alcance incluye estudios específicos de biodiversidad y ejecución de planes de manejo de flora y fauna. El contrato fue adjudicado por un valor de \$32.497 millones.
- La contratación del servicio de rocería, poda y tala de árboles para las centrales de generación para las tecnologías solar y eólica de Enel en Colombia. El alcance de esta contratación comprende el servicio rocería manual e industrial, poda de árbol y en línea de AT (Alta Tensión), servicio de poda área arborizada y servicio de tala. El contrato fue adjudicado por un valor total de \$20.178 millones. Esta contratación aporta en la eficiencia de generación de energía para las centrales renovables construidas en Colombia.
- Se llevó a cabo la contratación del servicio de aseguramiento del sistema de gestión integral HSEQ (Salud, Seguridad, Ambiental y Calidad). Esta contratación da soporte y acompañamiento especializado para la aplicación y desarrollo de los estándares en materia HSEQ de Enel Colombia. El alcance incluyó las labores que contemplan actividades en campo, planificación y supervisión de las paradas de planta, procesos documentales y análisis de tareas de alto riesgo. El Contrato fue adjudicado por un valor de \$16.361 millones.
- Se adjudicó el suministro y servicio para la modernización de la subestación GIS de 230 kV de la Central Paraíso por un valor de \$9.783 millones. Esta contratación contribuye con la disminución de fallas en la subestación de tecnología obsoleta, aumentando la confiabilidad y continuidad del servicio de la cadena de generación Pagua (Centrales Paraíso y Guaca) (600 MW) del Río Bogotá.

Centroamérica

- Contratación de los servicios de mantenimiento para plantas de emergencia y sistemas auxiliares por un valor de \$5.843 millones, mantenimiento preventivo y correctivo de los generadores por un valor de \$2.920 millones y pruebas eléctricas a equipos primarios y relevadores de protección y análisis de aceite dieléctrico de transformadores por un valor \$2.505 millones en Guatemala. Estas contrataciones permiten mantener la confiabilidad de los equipos auxiliares, generadores y transformadores para la generación de energía.

- Se realizó la contratación del servicio de agencia BTL para eventos corporativos y comerciales de Enel en Costa Rica, Guatemala y Panamá por un valor de \$13.075 millones. Este servicio atiende la demanda de eventos corporativos, comerciales y de relacionamiento tanto internos como externos.

Compras Servicios y Staff

Dentro de las principales licitaciones desarrolladas a nivel de servicios y *staff* en el 2023, se destacan los siguientes dos procesos:

- Contratación del servicio de seguridad de ejecutivos, instalaciones y predios, *comand center* y supervisión a procesos de seguridad, el cual atiende la necesidad de preservar la seguridad y dar protección a las personas o bienes e inmuebles en un lugar determinado donde presenta operaciones Enel Colombia. Con esta contratación también se busca incentivar la contratación de mujeres y empleo de personal local para la prestación de estos servicios. El valor adjudicado fue de \$18.669 millones.
- Contratación del servicio de agencia integral creativa y de medios Enel Colombia corporativo y comercial. Con esta contratación se busca contar con el servicio de asesoría y acompañamiento estratégico para el servicio integral de creación y desarrollo de campañas publicitarias para las líneas de negocio de Enel Colombia y el servicio de ordenación de medios (ATL, digitales y alternativos). Esto con el fin de fortalecer el posicionamiento de las marcas del Grupo Enel y el impulso de los productos y servicios derivados de la actividad de sus líneas de negocios. El valor adjudicado fue de \$9.460 millones.

Compras ICT Colombia

Dentro de las principales licitaciones gestionadas por el área de compras de ICT Aprovisionamientos Colombia, en el 2023 finalizó la adjudicación de los procesos de licitación referentes a:

Línea Telecomunicaciones

En el 2023 Enel Colombia con el fin de cumplir con el objetivo de mantener la mejora continua de la calidad en la prestación del servicio de energía, se gestionó la contratación del alquiler de espacio en torres y casetas para la instalación de equipos de telecomunicaciones. Por temas de cobertura y ubicación para asegurar la disponibilidad de las comunicaciones, se firmaron dos contratos: un contrato por un importe de \$1.606 millones, y otro por un valor de \$1.714 millones.

Enel Colombia requirió contratar el suministro de equipos y/o accesorios de la red de radio móvil digital (DMR) que

proporciona servicios de telecomunicación para la red de telecontrol de media tensión de distribución eléctrica. Para suplir esta necesidad se firmó un contrato por un importe total de \$833 millones.

Línea servicios profesionales

En el marco del proyecto de renovación de los contratos de servicios profesionales, *Software Factory*, Soporte de Operaciones, Servicios de entrega, Servicios para el usuario final, Servicios de infraestructura y Servicios de negocios, Enel Italia lideró el proyecto Admiral, el cual busca consolidar todas las necesidades de la prestación de servicios profesionales tales como telecontrol-medición, medición comercial, sistema documental, SAP ERP, CRM (*Salesforce*) y Contact Center. Este proceso de compras se desarrolló bajo 12 lotes para adjudicar a 33 países, de los cuales en Colombia se firmaron 31 contratos por un importe de \$85.227 millones.

Línea Hardware & Software & Cloud

Se gestionó la contratación del Suministro de productos de *software*, servicios *on cloud*, servicios de mantenimiento y soporte para Enel Colombia de acuerdo con la licitación global de *Software Vario*. El valor adjudicado fue de \$4.053 millones.







3. ASÍ NOS PROYECTAMOS AL ENTORNO

GESTIÓN AMBIENTAL

GENERACIÓN

Medio ambiente:

Enel Colombia está comprometida con la protección de los recursos naturales y la calidad del medio ambiente para el desarrollo de todas sus actividades. Así, trabaja en armonía con su entorno, hace uso racional de los recursos naturales e identifica y gestiona los posibles impactos en todas las actividades operativas. El objetivo es controlar, reducir y/o prevenir los aspectos e impactos ambientales negativos que se puedan generar. Así mismo, asegura el cumplimiento de todos los requisitos legales aplicables en las zonas donde desarrolla sus proyectos.

La gestión ambiental 2023 estuvo enfocada en los objetivos estratégicos de biodiversidad, innovación, recursos naturales y descarbonización y transición energética, así como en 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.

Para cada uno de estos pilares, se presentan a continuación los principales programas de 2023:

Biodiversidad:

Área protegida Guavio: se desarrolló el convenio suscrito para aunar esfuerzos con la Corporación Autónoma Regional del Guavio –Corpoguavio– en la declaratoria de 25.821 hectáreas de Distrito de Manejo Integrado –DMI– Los Farallones en los municipios de Ubalá, Gachalá y Medina.

Proyectos de biodiversidad Central Guavio: se realizó la caracterización de la fauna y flora de la Central Hidroeléctrica Guavio, con la cual se identificaron especies prioritarias de conservación, así como la percepción de dicha biodiversidad por parte de la comunidad local. Se desarrolló el piloto de implementación del *Biodiversity Book*, el cual busca ser una fuente de consulta, sobre la especialización en un Sistema de Información Geográfico.

Proyectos de biodiversidad reforestación Central Hidroeléctrica El Quimbo: en cumplimiento a diferentes obligaciones legales, se desarrollaron actividades de reforestación asociadas a siembra de árboles nativos. Se establecieron aproximadamente 85.700 árboles distribuidos en 36 especies diferentes y pertenecientes al ecosistema Bosque Seco Tropical –B-sT– en áreas ubicadas en los municipios de Agrado, Gigante y Altamira.

• Programa de restauración ecológica

- » Se han propagado 818.328 árboles de 63 especies nativas del bosque seco tropical entre 2014 y 2023.
- » Se continúa trabajando con los tres viveros locales comunitarios, los cuales están ubicados en los municipios de Agrado, Garzón y Gigante.
- » Se han plantado 605.450 árboles en las áreas en proceso de restauración ecológica.

• Programa Íctico y Pesquero del Alto Magdalena

En el marco del Programa Íctico y Pesquero del Alto Magdalena, en el año 2023 se desarrolló el repoblamiento en el embalse de El Quimbo de 1.365.000 alevinos y en Betania de 670.000 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 7.053.000 peces sembrados en la cuenca alta del río Magdalena de las especies bocachico, capaz, dorada y pataló, desde 2019, reiterando el compromiso con la conservación de la biodiversidad y de los ecosistemas del departamento del Huila y del país.

Centroamérica

Dentro de las actividades desarrolladas en el marco de la biodiversidad, se relacionan las siguientes:

• Guatemala – Monitoreos de biología acuática y biología terrestre

• Panamá – Conservación áreas protegidas

También se desarrollaron acciones con las comunidades de las áreas de influencias de los proyectos, orientadas a promover la seguridad alimentaria:

- Caracterización de calidad de la miel de abejas producida en el área de influencia de la Hidroeléctrica El Quimbo
- Huertas familiares y comunitarias en la Cadena Pagua
- Huertas “bosques comestibles” Cadena Casalaco de los municipios de San Antonio y Soacha
- Ecoproyectos en los municipios de la Central Guavio
- Acciones con las comunidades Central Hidroeléctrica Paraíso, como visitas guiadas y la feria ambiental



Reconocimientos

Colombia – Termostiza: la administración municipal de Tocancipá, Cundinamarca, llevó a cabo el festival ambiental Una Sola Tierra, liderado por la Secretaría de Ambiente. Allí, se otorgó un reconocimiento al Programa de Educación Ambiental de la Central Termoeléctrica Martín del Corral- Termostiza, por el compromiso socioambiental con las comunidades del área de influencia y demás acciones y actividades en pro del cuidado y conservación de los recursos naturales en el municipio de Tocancipá en los años 2022 y 2023.

Guatemala – Obtención del Sello Ambiental: el Sello Ambiental es un reconocimiento a nivel nacional, otorgado por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales, el cual promueve y reconoce el cumplimiento de distintos sectores y empresas en la implementación de buenas prácticas y tecnologías limpias e innovadores que minimicen los impactos negativos al ambiente. La Central El Canadá fue acreedora de este reconocimiento por el período 2022-2024.



CIERRE DE OBLIGACIONES AMBIENTALES

Centrales de generación Colombia

Se ejecutaron las actividades definidas en la licencia ambiental de la Central El Quimbo, así como los planes de manejo ambiental de las centrales Cadena Pagua, Cadena Casalaco, Cartagena, Betania y Guavio aprobados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA-, logrando el cierre de 243 obligaciones en las centrales.

- El Quimbo: 141 obligaciones
- Betania: 4 obligaciones
- Cadena Pagua, Cadena Casalaco, Cartagena: 98 obligaciones

En 2023 se gestionó el cumplimiento de 2.741 obligaciones para Colombia.

Centrales de Generación Centroamérica

Para **Costa Rica** en septiembre de 2023 fueron radicados ante las autoridades los informes de regencia ambiental de las centrales Río Volcán, y Don Pedro.

Para **Guatemala**, se ejecutaron las actividades definidas en los planes de gestión ambiental de las centrales: El Canadá, Montecristo, Palo Viejo, Matanzas y San Isidro.

Para **Panamá**, continúa el cumplimiento de las obligaciones ambientales adquiridas con el Ministerio de Ambiente, por medio del Programa de Adecuación y Manejo Ambiental -PAMA-. Durante el primer cuatrimestre se entregó el informe Anual de Cumplimiento al PAMA y se han ejecutado las actividades de monitoreos ambientales requeridas para completar el informe correspondiente al año natural 2023.

Para Centroamérica en 2023 se gestionó el cumplimiento de 168 obligaciones. Además, se prepararon documentos y se realizaron las gestiones ante las autoridades ambientales para la renovación y/o consecución de permisos que garantizarán la operación en el marco del desarrollo sostenible de los proyectos.

INICIATIVAS AMBIENTALES

Colombia

Recuperación de llantas del río Bogotá: se realizó un proceso de recuperación de 219 unidades de llantas extraídas del río Bogotá y un total de 2 toneladas de residuos del río Bogotá. Se realizó la clasificación y limpieza que permite su reutilización para la construcción de parques de instituciones educativas de los municipios de la zona de influencia de las centrales de generación.

Gestión de recurso hídrico: se ha hecho énfasis en la implementación de los planes de uso eficiente y ahorro del agua de las concesiones domésticas e industriales de la Central Guavio, Betania y Río Bogotá, los cuales han sido aprobados por la autoridad ambiental regional.

Como parte de estas acciones, se realizó la instalación de sistemas complementarios de tratamiento de aguas residuales domésticas de la Estación de Bombeo de Muña y las centrales Paraíso y Guaca.

Se implementaron sistemas avanzados e innovadores de tratamiento de aguas residuales *Membrane Biological Reactor* -MBR- (reactor biológico de membranas) que permiten un tratamiento eficiente para reusar el agua residual en los sistemas sanitarios y sistemas contraincendios, eliminando la carga orgánica y el vertimiento al río Bogotá, cumpliendo con la normatividad.

Emisiones atmosféricas: la Compañía hizo seguimiento a las emisiones de CO₂, NOx y Sox, así como de material particulado de las centrales térmicas Termozipa y Cartagena y a la calidad del aire en sus alrededores. Se garantizó el cumplimiento ambiental por medio de la implementación y operación de quemadores de bajo NOx, el control y seguimiento permanente en variables críticas de la combustión, la construcción barrera protección de vientos en patio de carbón, y el seguimiento y control a la calidad del combustible.

ENEL X

Con el fin de mitigar los impactos negativos sobre el planeta y la sociedad, además de proteger los recursos naturales, Enel Colombia realizó una evaluación constante a los riesgos que sus actividades generan en el medio ambiente, como parte del compromiso no solo con el cumplimiento mínimo legal, sino con el seguimiento y la gestión adecuada de las operaciones.

Dentro de los impactos positivos y negativos se evalúan los proyectos de movilidad eléctrica, parques solares, eficiencia energética, la disminución de papel en procesos digitales, la inclusión del componente de biodiversidad en los proyectos, la generación de residuos peligrosos, la identificación y rescate de hallazgos arqueológicos en nuevos proyectos, entre otros.



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.

Así mismo, se implementó un plan de formación enfocado en reforzar la cultura ambiental con las empresas colaboradoras y los trabajadores internos, mediante la creación de un curso virtual de sensibilización para la adecuada gestión de residuos. Apoyado con una jornada de capacitación denominada *Enel Supplier Day*, la cual se realizó en integración con todas las líneas de negocio y contó con más de 100 participantes de la línea de Enel X y Market. Esta jornada fue un espacio para compartir experiencias, buenas prácticas y difundir los procedimientos y estándares operativos para la adecuada gestión de residuos generados por el desarrollo de las actividades de la Compañía.

Gestión ambiental de proyectos

Se realizaron las 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 con 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 705 unidades vegetales de tubérculos, verduras y aromáticas a 62 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. Adicionalmente, durante su construcción y mantenimientos se logró aprovechar y recuperar 818 kg de residuos.

Alianzas estratégicas y relacionamiento institucional ambiental

Se continuó con el desarrollo de la campaña de recolección y gestión de residuos RAEES -Residuos de aparatos eléctricos y electrónicos-, los cuales fueron valorizados y aprovechados por el aliado estratégico y gestor de residuos Lito S.A. dentro del programa Puntos Verdes. Por

los residuos valorizados, Enel recibió mil árboles, los cuales fueron donados a la Secretaría Distrital de Ambiente y sembrados en el parque Entre Nubes en el marco de la sembratón nacional, aportando a la restauración del parque y a la calidad del aire de la ciudad.

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 Bifenilos Policlorados -PCBs-, 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 2023, se destacan las siguientes líneas estratégicas de actuación:

Implementación del Proyecto Total Quality Inspections: se puso en marcha el proyecto Total Quality Inspections para asegurar la calidad en las inspecciones y garantizar el cumplimiento de estándares ambientales.

Implementación de planes para la prevención de incendios forestales: se llevaron a cabo planes específicos para prevenir incendios forestales, minimizando así el impacto ambiental durante las operaciones.

Gestión de Bifenilos Policlorados -PCBs-: 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.

Fortalecimiento de la cultura ambiental: se intensificó la promoción de la cultura ambiental entre colaboradores y contratistas, asegurando un mayor compromiso con prácticas sostenibles.

Protección a la biodiversidad (No Net Loss) en el desarrollo de nuevos proyectos: en el desarrollo de nuevos proyectos se implementaron medidas para proteger la biodiversidad, asegurando un impacto mínimo o nulo neto en la misma.

Definición de metodología para el seguimiento de indicadores asociados con la gestión del cambio climático: se estableció una metodología clara para el seguimiento de indicadores relacionados con la gestión del cambio climático, permitiendo evaluar el impacto y la eficacia de las medidas implementadas.

Fortalecimiento del compromiso en la gestión de residuos (Waste Awareness) y fomento de proyectos de economía circular: se intensificó el compromiso de colaboradores internos y contratistas en la gestión de residuos, promoviendo la conciencia sobre el manejo adecuado y fomentando proyectos de economía circular para optimizar recursos y reducir residuos.



Economía circular

Proyectos e iniciativas desarrolladas en el 2023:

Iniciativas economía circular 2023

Transformación de residuos de cerámica en cemento	<p>Se trabajó en colaboración estratégica entre Enel Colombia y Molsabana, con el objetivo de gestionar de manera sostenible e innovadora los residuos de porcelana o cerámicos generados durante el mantenimiento de las partes aislantes de los equipos eléctricos.</p> <p>Luego de una investigación preliminar, se logró desarrollar un proyecto piloto para generar valor a los residuos cerámicos (porcelana) sobrantes. Así, se incorporaron 200 toneladas de residuos de porcelana en la producción de cemento de la marca Fortecem durante el año 2023.</p>
Dotaciones Sostenibles	<p>Para las dotaciones de las empresas colaboradoras se reemplazaron las materias primas de origen fósil por materias primas de origen sostenible. En colaboración con una importante textilera colombiana, se desarrolló un textil de poliéster 100% a partir de botellas PET recicladas.</p> <p>Estos textiles cuentan con la certificación GRS (<i>Global Recycled Standard</i>), la cual asegura la trazabilidad de la materia prima y su producción mediante prácticas sociales, ambientales y químicas responsables.</p> <p>El proyecto fue probado con una empresa colaboradora en terreno para asegurar la calidad de las prendas. En octubre de 2023, Enel Grids Colombia estableció que todas las chaquetas que usarán los empleados de sus empresas contratistas se fabricarán con este tipo de textil 100% sostenible. Para el año 2024, aproximadamente 6.700 operarios portarán este tipo de chaqueta, cada una fabricada con 14 botellas PET recicladas.</p>
Estudio de economía circular con la Universidad de la Salle	<p>Enel Colombia y la Universidad de la Salle llevaron a cabo una investigación destinada a explorar nuevos esquemas o modelos de economía circular que permitieran potenciar el aprovechamiento y la valorización de los componentes de los medidores y telemáticos obsoletos generados en los procesos operativos de la Compañía. A través de este estudio, se establecieron niveles máximos de rentabilidad o valorización mediante el reciclaje y la producción de materia prima de origen reciclado para la fabricación de componentes esenciales en la infraestructura eléctrica, como cajas plásticas para medidores, cajas de derivación de acometidas y cubiertas biológicas para bujes, entre otros.</p> <p>El trabajo consistió en analizar y caracterizar cada una de las piezas que conforman los medidores y telemáticos para identificar sus restricciones u oportunidades de valorización y reciclaje. Además, se determinó cuáles de estos materiales podrían incorporarse en la fabricación de nuevos elementos adquiridos por la Empresa.</p> <p>Los resultados principales obtenidos fueron los siguientes:</p> <p>Todos los elementos que componen los telemáticos son aprovechables (fuentes, accesorios, plásticos, metales, etc.).</p> <p>Según la información histórica de medidores de energía retirados entre 2020 y 2022, el 100% de este material se puede aprovechar (35% electromecánicos y 65% electrónicos), excepto aquellos que contienen retardantes de llama en concentraciones que requieren un manejo especial, correspondiente al 12,5% de los medidores.</p> <p>En el ejercicio de incorporar plásticos reciclados en la fabricación de otras piezas, se determinó que las mezclas del 80% al 90% de material virgen y entre el 10% y el 20% de material reciclado cumplen con las especificaciones y pruebas necesarias para la fabricación de nuevas cajas de derivación de acometidas.</p> <p>A través del modelo de economía circular establecido, se podrá obtener una mayor rentabilidad por la venta de residuos, ya que ahora se pueden transformar en materias primas para nuevos productos. Además, se logra un beneficio adicional en la reducción del precio de compra de algunos elementos o equipos que requiere el negocio de distribución, como las cajas para los medidores.</p>
Grid Mining	<p>El proyecto <i>Grid Mining</i> permite la selección y comercialización de materiales desmontados de la red (excedentes eléctricos valiosos) para ser transformados por los proveedores en nuevos componentes para la red. Este proceso garantiza la estabilidad de precios y el suministro de materia prima a nuestros proveedores fabricantes.</p> <p>En el año 2023, se implementó con éxito este modelo, logrando recircular 23,6 toneladas de metales y mejorando su valorización en un 42%.</p> <p>Pacto Global Colombia reconoció esta iniciativa anualmente como una buena práctica de desarrollo sostenible bajo el Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS-) número 12, y fue distinguido como la mejor práctica empresarial en el Congreso Asegurando la Sostenibilidad de Pacto Global, en la categoría de Innovación, gestión y calidad, impacto, sostenibilidad en el tiempo y pertinencia en el territorio.</p>

Cuidado de fauna y flora

Enel Biodiversa, preservando la vida silvestre: se realizaron procesos continuos de formación y sensibilización para que el personal de Enel *Grids* pueda actuar de manera efectiva ante hallazgos de fauna silvestre, garantizando la integridad de la infraestructura y protegiendo la vida.

En la búsqueda constante de mejoras, se incorporaron en los nuevos proyectos de Alta Tensión diversos mecanismos y sistemas diseñados para prevenir la electrocución o colisión de aves y otros individuos. Entre estas medidas se incluyen cubiertas biológicas, desviadores de vuelo, y otras soluciones innovadoras.

A continuación, se describen las diferentes iniciativas.

Sensibilización sobre el manejo y protección de fauna silvestre: durante el año 2023, se avanzó significativamente en la implementación del protocolo para el manejo de fauna silvestre. Este enfoque integral no solo ha permitido identificar y documentar diversas especies en nuestra área de influencia, sino que también ha establecido una sólida red de apoyo para el rescate, alejamiento o reubicación de la fauna, en colaboración con las autoridades ambientales y con el respaldo crucial de la Fundación Santacruz. A lo largo del año, se han registrado y gestionado 34 especímenes de fauna silvestre, además de documentar un total de 146 avistamientos.

Además, en colaboración con la Fundación Zoológico Santacruz, se llevaron a cabo 9 sesiones formativas desde 2022, con una asistencia de más de 200 personas, dirigidas al personal que trabaja en terreno, tanto de las empresas colaboradoras como del personal interno de la Compañía que forma parte del Sistema de Gestión Ambiental. Es importante destacar que estos espacios, enfocados en riesgos biológicos de oficios, arácnidos y abejas, se desarrollan con un enfoque del 30% teórico y un 70% lúdico, promoviendo así un aprendizaje integral y participativo.

Adicionalmente se realizó una sesión de formación de las directrices y estrategias de la Compañía frente a la Pérdida No Neta de Biodiversidad denominada Comprometidos con la conservación de la fauna silvestre, la cual contó con la participación de responsables ambientales internos y externos. Allí se dio a conocer la política de Biodiversidad del Grupo Enel y las actividades que se realizan en el marco de los proyectos de Enel Colombia, se resalta también la participación de profesionales de la Fundación Zoológico de Santacruz, quienes mostraron de forma práctica los diferentes usos para el kit de rescate, traslado y/o alejamiento de fauna que posee la compañía

Alianzas estratégicas para la protección de fauna y desarrollo sostenible en 2023: durante el año 2023, se ha reafirmado el compromiso de Enel con la protección de la fauna y el impulso del desarrollo sostenible mediante la continuación de alianzas clave y la firma de nuevos acuerdos significativos.

Convenio con el Zoológico de Santa Cruz: el convenio tiene como objetivo proteger la fauna silvestre en las provincias de Soacha y Tequendama, fortaleciendo las capacidades técnicas de la Compañía en el manejo y rescate de animales que entren en contacto con las redes de distribución eléctrica.

Sub-Acuerdo con la ANDI (Asociación Nacional de Empresarios de Colombia): Acuerdo Regional: "Biodiversidad y Desarrollo, por la Sabana de Bogotá y Áreas Conexas".

Se firmó este acuerdo que tiene como líneas de acción la mejora de habilidades y conocimientos en biodiversidad y desarrollo sostenible, el desarrollo de proyectos prácticos para la conservación y protección de la biodiversidad, la creación y aplicación de herramientas para la gestión sostenible, el establecimiento de sistemas efectivos de seguimiento y evaluación y la difusión activa de información para concientizar y movilizar a la comunidad.





Instalación de desviadores de vuelo y protectores de fauna: en el proyecto de Reposición de la Línea de Transmisión Muña-Sauces a 115kV se han instalado 122 desviadores de vuelo en dos tramos con una distancia de 15 metros entre cada desviador y se han localizado estratégicamente en el cruce de la línea con coberturas naturales, cuerpos de agua y áreas de interés ambiental (zonas de reserva hídrica).

Por otra parte, asociados al proyecto de Reposición y Modernización de la Línea de Transmisión Existente Zipaquirá Ubaté a 115 kV, se realizó la instalación de 122 desviadores de vuelo, entre los meses de agosto y septiembre de 2023.

Rescate, traslado y reubicación de epífitas: considerando la importancia y funcionalidad ecosistémica de las epífitas, en el marco del proyecto Reposición y modernización de la línea de transmisión existente Zipaquirá - Ubaté a 115 kv, en el municipio de Tausa, como parte del área total del proyecto el cual se extiende desde Ubaté hasta Zipaquirá pasando por Nemocón, fueron rescatadas veintisiete vedas vasculares de hábito epífito y terrestre, de las cuales veinte pertenecen a la familia *Orchidaceae* y siete a la familia *Bromeliaceae*. Posterior al rescate y reubicación, con el propósito de evaluar el éxito y/o adaptación, se llevará a cabo la fase de monitoreo y mantenimiento.

Enel hacia la naturaleza positiva o ganancia en biodiversidad: durante el año 2023 se realizó un estudio preliminar para establecer los aspectos ambientales y las respectivas variables que se deben monitorear para determinar la Pérdida No Neta de la biodiversidad con la empresa Terrasos, con el fin de buscar una posible Ganancia u aporte a la biodiversidad, llegando a lo que se conoce como Naturaleza Positiva.

Este trabajo permitió conocer las características ecosistémicas del territorio en donde opera la Compañía, reconocimiento sus biomas, especies de fauna flora con su respectivo nivel de amenaza declarada por la IUCN (*The International Union for Conservation of Nature*) y las actividades para establecer su relación frente a estos componentes. Se obtuvo como producto final el Programa de Monitoreo y Evaluación de la Biodiversidad, un esquema de control y monitoreo basado en métricas de impacto sobre la biodiversidad y el desarrollo de unos indicadores para determinar la pérdida o ganancia en biodiversidad.

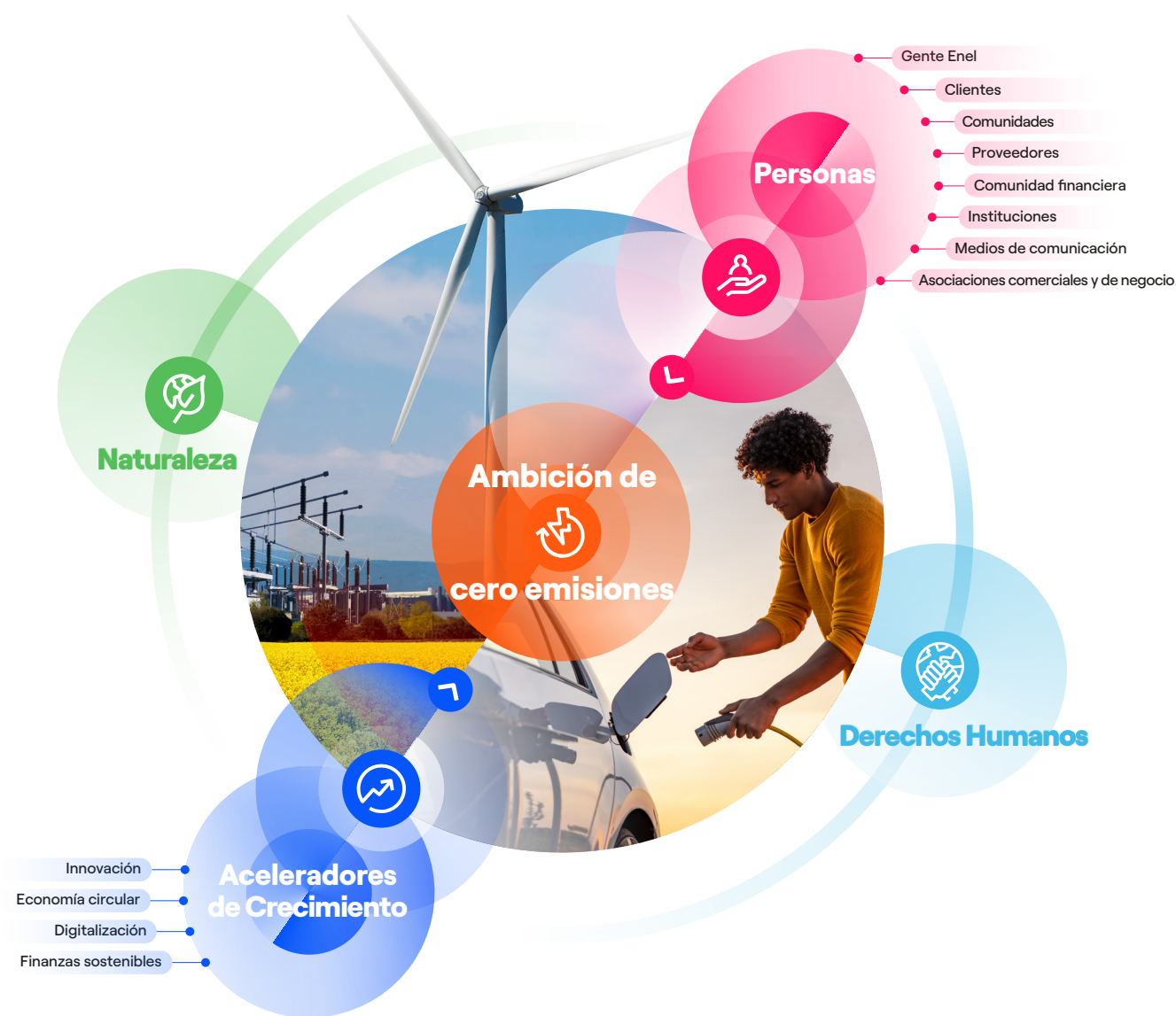
Sembrar nos une: de manera voluntaria Enel ha sembrado y preservado más de 80.000 árboles desde el 2007. Esta iniciativa no solo busca fortalecer su compromiso con la conservación, sino también preservar el hábitat vital para la fauna en sus áreas de influencia.

En el año 2023, dio un paso adicional hacia la neutralidad de carbono, incorporando mil árboles como compensación voluntaria en el Bosque Renace. Igualmente, ha sembrado otros 1.200 como compensación obligatoria por las actividades de mantenimiento y modernización de la infraestructura.

GESTIÓN DE SOSTENIBILIDAD

Impulsada por el liderazgo del Grupo Enel y por su decidido compromiso público con la agenda global de desarrollo sostenible, Enel Colombia cuenta con una estrategia sostenible y un modelo de negocio integrado que le permite contribuir a la consecución de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible de la ONU. En concreto, cuatro de los 17 objetivos guían la creación de valor: ODS-13, Acción por el clima; ODS-7, Energía asequible y no contaminante; ODS-9, Industria, innovación e infraestructura; ODS-11, Ciudades y comunidades sostenibles.

Se actualizó el Plan de Sostenibilidad 2023-2025, que tiene como eje la ambición de lograr cero emisiones para 2040, gracias a un modelo de negocio sostenible, basado en el desarrollo de la generación a partir de fuentes renovables, habilitado por la seguridad y fiabilidad de la red, y que apunta a la electrificación limpia de los usos por parte de los clientes. En todas las actividades, la Compañía tiene en cuenta las necesidades de sus *stakeholders*. En este enfoque, la innovación, la digitalización, la economía circular y las finanzas sostenibles actúan de forma transversal y aceleran el crecimiento, el cual se produce respetando la naturaleza y los derechos humanos y está basado en una gobernanza sólida.



Evolución del marco de Creación de Valor Compartido –CVC– : adaptación a las necesidades y peculiaridades de los negocios – el ecosistema del valor compartido

La política de Creación de Valor Compartido –CVC– del Grupo Enel y el manual RACI de Innovability permiten integrar 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; y al mismo tiempo ayudan a potenciar la identidad socioeconómica-ambiental de los territorios donde se opera, generando valor para la Empresa y para el país y potenciando el progreso sostenible. Las principales oportunidades que permiten estos lineamientos son:

- Facilitar el propósito de Enel a través del valor compartido, siguiendo los pilares establecidos por el plan estratégico y el plan de sostenibilidad del Grupo
- Construir un marco común, simplificado, que tome en consideración las peculiaridades de las líneas de negocio y de los países
- Responder a las nuevas necesidades del entorno externo y el problema crítico planteado por la pandemia
- Promover una transición justa, respeto por los derechos humanos y equidad en las comunidades
- Mejorar la innovación social y las soluciones comerciales inclusivas en todo el ecosistema *Open Innovability*
- Impulsar negocios inclusivos para clientes y grupos de interés vulnerables
- Encontrar un modelo de evaluación “no financiera” complementario a la evaluación de impacto económico
- Mejorar el intercambio de prácticas y ampliar las soluciones
- Aprovechar las oportunidades de digitalización para la eficiencia, la inteligencia de datos y la integración con las plataformas comerciales internas
- Fomentar una comunicación proactiva y de *storytelling*

De acuerdo con lo anterior, y en el marco de la política de CVC y como parte de la gestión del relacionamiento con los grupos de interés, a continuación se presentan las principales iniciativas y acciones de las líneas de negocio y aquellas que de manera transversal aportan al cumplimiento de los ODS y por ende al mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades.

Colombia

ODS-3: Salud y bienestar



Convenio de Rehabilitación Plan Padrino

Gracias a las alianzas entre la Fundación Enel Colombia y la Fundación Betty Palomino, se firmó un convenio de cooperación por valor de \$82.000.000 para apoyar el proceso de rehabilitación de personas de escasos recursos económicos y afectadas por quemaduras eléctricas en la zona de influencia de la Compañía.



ODS- 4: Educación de Calidad

Educando con Energía

La Fundación Enel Colombia, entre el año 2016 y el año 2023 firmó una alianza con la Organización de Estados Iberoamericanos para la Educación, la Ciencia y la Cultura –OEI– y la Secretaría de Educación de Bogotá, para la ejecución del programa Educando con Energía; una estrategia educativa que por más de diez años facilitó la toma de decisiones de los adolescentes y jóvenes de escuelas públicas de Bogotá y Cundinamarca, mediante el fortalecimiento de las habilidades socioemocionales y los procesos de orientación vocacional y profesional, permitiendo reforzar sus trayectorias de vida.

Durante este periodo se formaron agentes educativos y estudiantes, adicionalmente, los documentos y herramientas están disponibles en la página web de la OEI para consultar y aplicar en el momento que se requiera.



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 el mejoramiento general de las mismas. En 2023, con un presupuesto superior a los \$722 millones a través de la Fundación Enel Colombia, y también gracias a la inversión directa de las líneas de negocio, se realizaron intervenciones en 21 instituciones, beneficiando a 7.259 niños, niñas y jóvenes en escuelas de Bogotá, Cundinamarca, y el Huila.

Durante el 2023 se realizaron las siguientes intervenciones:

Municipio	Institución Educativa	Municipio	Institución Educativa
Arbeláez	Escuela San Roque	Pacho	IED Pío XII Sede Balconcitos
Arbeláez	Escuela El Triunfo	San Bernardo	IE Departamental Primaria de San Bernardo
Fómeque	Escuela La Moya	Caparrapí	Escuela El Oso
Medina	Rural Alto Gazaduje	El agrado	Institución Educativa El Carmen sede Pedernal
Girardot	Institución Educativa Luis Duque Peña	Yaguará	Institución Educativa Ana Elisa Cuenca Lara sede Bajo Mirador
Campoalegre	Institución Educativa FUNREE	Agrado	Institución Educativa El Pedernal
Bogotá	Liceo Antonia Santos	Facativá	Casa de Integración Juvenil, sector Cartagenita
La Calera	Institución Educativa Rural Departamental Colegio El Salitre	Facativá	Institución Educativa Municipal Técnica Empresarial Cartagena
Une	Institución Educativa Pedro Eliseo Cruz	Zipaquirá	Institución Educativa Rural La Granja sede El Tunal
Villeta	Institución Educativa Departamental Bagazal	El Colegio	Institución Educativa Departamental Pradilla
Granada	Institución Educativa Departamental Gustavo Uribe Ramírez		

Plan Semilla

Iniciativa de valor compartido 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. En 2023, Plan Semilla se amplió a otras operaciones de generación para preparar en el trabajo a hombres y mujeres que pueden encontrar oportunidades laborales en el sector eléctrico.

Este año se logró una reactivación importante con respecto a la formación de técnicos de redes de distribución de energía, ya que se abrieron nuevos grupos para jóvenes de poblaciones vulnerables en Bogotá y en municipios de Cundinamarca. Además, se abrieron cuatro grupos adicionales de formación en Bogotá y se logró consolidar el primer grupo de formación de solo mujeres, lo que representa un hito importante en equidad de género en el sector.

Adicionalmente se abrió un grupo en Medina en el mes de julio, así como uno en Chía, que inició en noviembre; también se adelantó la convocatoria y matrícula de nuevos los estudiantes de La Calera, para iniciar en enero de 2024. En noviembre terminaron la etapa productiva los estudiantes de El Colegio y San Antonio del Tequendama, de los 18 que terminaron, 12 se vincularon con contrato laboral.

En los proyectos en construcción se han adelantado formaciones a nivel local en artes y oficio ebanistería. Otras de las formaciones para el trabajo se centraron en el aprovechamiento forestal, manejo de guadaña y montaje de sistemas fotovoltaicos, las cuales se lograron en convenio con el SENA regional Atlántico. Adicionalmente, se realizó capacitación en gestión de proyectos comunitarios, a familias productoras a través del programa Campesena.

También se dio continuidad a los comités de empleo de los parques solares La Loma, Guayepo I y II y Fundación, a través de los cuales se difunden las oportunidades laborales de los proyectos en construcción.

Los comités de empleo establecieron que el proceso de contratación se realizara a través del sistema de empleo público, con cajas de compensación familiar de cada uno de los departamentos de las zonas de operación de la Compañía. Por medio de este sistema se vincularon más de 4.500 personas del área de influencia de los proyectos en construcción.

Centro de Excelencia para la Educación Rural –CEER Sibaté

Enel Colombia ha cofinanciado el proyecto de fortalecimiento de capacidades de ciencia, tecnología e innovación (CTel) para el relacionamiento escuela – contexto rural, mediante la apropiación y uso de las TIC en el municipio de Sibaté (vereda Romeral) en Cundinamarca.

El proyecto beneficia a la población educativa del municipio con la dotación, instalación, montaje y mejora de los ambientes educativos en ciencia y tecnología. Se beneficiaron 10.334 estudiantes y familias, de los cuales 330 se encuentran directamente vinculados a la formación para el trabajo, desarrollada en alianza con el SENA. Algunos de los logros son:

1. Fortalecer los mecanismos de relacionamiento de la escuela rural
2. Incrementar la apropiación de alternativas curriculares y dinamizadores de la CTel
3. Fomentar la participación de la comunidad educativa rural en escenarios de CTel
4. Fortalecer la infraestructura, recursos tecnológicos y formación de personal docente

En febrero de 2023 fue inaugurado el Centro de Excelencia para la Educación Rural, el cual se encuentra a disposición de docentes, alumnos y comunidad en general.

InnovaPlay

En 2023 se llevó a cabo la iniciativa en las Instituciones Educativas Mariano Santa María en San Antonio del Tequendama, Gustavo Uribe Ramírez en Granada, San Benito en Sibaté y Pradilla en El Colegio. Los estudiantes han adquirido conocimientos sobre economía circular y transición energética, aplicando esta información en la creación de proyectos innovadores que promueven el cuidado ambiental y social. Los proyectos fueron presentados en el mes de noviembre, y en el caso de la Institución Educativa Gustavo Uribe Ramírez, que alcanzó el primer puesto, la Fundación Enel Colombia financiará el suministro de materiales para la iluminación fotovoltaica del aula ambiental y la mejora de la infraestructura de compostaje que desarrolla la Institución.

En Guavio participaron cinco instituciones educativas: IE Promoción Social de Ubalá, IE Departamental Mambita del municipio de Ubalá, IE Kenedy de San Pedro de Jagua, IE de Murca de Gachalá y IE Martín Romero de Gama.

Semilleros de Energía

En 2023, 5 de los 11 estudiantes de los municipios de Ubalá, Gachalá, Gama, Soacha, Sibaté, San Antonio del Tequendama y El Colegio, recibieron su título profesional de la Universidad Minuto de Dios, en carreras de: Contaduría Pública, Comunicación Social, Trabajo Social, y Psicología. Se espera que los otros 6 estudiantes finalicen sus carreras en 2024.

Los jóvenes beneficiarios cuentan con el patrocinio del 70% del valor total de su carrera universitaria, además de un apoyo económico semestral y acompañamiento psicosocial en el desarrollo de sus estudios y prácticas profesionales.



Tejiendo Sueños con Energía

Este proyecto de innovación social brinda apoyo a múltiples sectores de la sociedad. Mediante el emprendimiento sostenible para generar ingresos propios, apoya a grupos de población vulnerable (víctimas del conflicto, excombatientes del conflicto armado, y madres cabeza de familia), que reprocesan los uniformes usados de trabajadores de Enel, convirtiéndolos en telas recicladas que son usadas por ellos mismos como materia prima para la elaboración de maletas escolares. Por otra parte, Fundación Enel Colombia compra estas maletas, en las cuales se incluyen kits de útiles escolares, y se donan a niños (de población migrante y población receptora) que asisten a escuelas en zonas vulnerables de diferentes regiones de Colombia (Barranquilla, Bogotá, Cali, Cartagena, Medellín y Valledupar).

En el año 2023 se logró la donación de 1.750 kits conformados por la maleta de tela recuperada y diferentes útiles escolares.

Dotación de Centros de Desarrollo Infantil -CDI-

Por primera vez en el Magdalena se realizó un proyecto bajo el mecanismo de Obras por Impuestos, que permitió la dotación de cuatro Centros de Desarrollo Infantil -CDI- del Instituto Colombiano de Bienestar Familiar -ICBF- en el municipio de Fundación. Con esto se contribuye a la educación inicial, cuidado y nutrición de 740 niños y niñas menores de 5 años que actualmente asisten a cuatro sedes del CDI, ubicado en la zona de influencia de la construcción del parque solar Fundación. Su costo fue de \$2.285 millones.

ODS- No.7: Energía Asequible y No Contaminante



Enel Colombia, como estrategia de creación de valor compartido en el corregimiento Potrerillo – Cesar, área de influencia del Parque Solar La Loma, realizó el mantenimiento de 15 postes y la instalación de 25 luminarias de alumbrado público solar de 500 W, en el parque principal del corregimiento. El proyecto contempló como valor agregado un punto de carga de dispositivos móviles.

Energía para todos

Dentro de los programas de electrificación rural de la Compañía como Cundinamarca al 100% y convenios con 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 socioeco-

nómicas y de vulnerabilidad de las familias no les permite asumir dichos costos y continúan sin servicio teniendo la infraestructura eléctrica dispuesta.

Así, en el 2023 desde la Fundación Enel se decidió apoyar a familias vulnerables identificadas con el cubrimiento de los costos de conexión como lo son medida, acometida e instalaciones internas, con el propósito de evitar desistimientos, conexiones ilegales, pérdidas de energía, así mismo, la accidentalidad y por supuesto fomentar el desarrollo económico y social. Se beneficiaron 356 personas.

Curso de energía y seguridad eléctrica

En alianza con la Universidad de Los Andes, se desarrolló el curso en energía y seguridad eléctrica dirigido a diferentes grupos de interés estratégicos para la Compañía. En este curso se certificaron a los participantes, quienes lograron mejorar su comprensión sobre el sistema eléctrico, los marcos normativos e institucionales por los que se rige la operación, las responsabilidades que comparten los diversos actores y como identificar riesgos eléctricos para minimizar la accidentalidad.

ODS-8: Trabajo Decente y Crecimiento económico



Parques biosaludables

Enel Colombia realizó la construcción de un parque biosaludable en la vereda La Estación, del municipio de El Paso, en el departamento de Cesar. El parque está conformado por 7 máquinas para la práctica de ejercicios al aire libre, un parque infantil y una zona de jardinería, adicionalmente, cuenta con iluminación para el uso del espacio en horas nocturnas. La construcción de este parque biosaludable beneficia a cerca de 250 personas.

Así mismo, en el 2023 se llevó a cabo la construcción de un parque biosaludable en la vereda Antioquia del municipio El Colegio, en Cundinamarca, el cual consta de una placa de concreto sobre la que se instalaron máquinas para hacer ejercicio físico. La inversión fue de \$ 87.335.399 y beneficia a 200 personas.

Ejecución de compensaciones a través de proyectos productivos de ganadería ovino-caprina en las comunidades indígenas wayuu del Resguardo de la Alta y Media Guajira

Se pretende resolver el bajo desempeño productivo e impacto socioeconómico de la cadena productiva ovino-caprina en la comunidad indígena wayuu, bajo formación en cuatro aspectos básicos: mejoramiento de genética, dis-



posición abundante y permanente de agua limpia y fresca, implementación de un plan sanitario, manejo adecuado en las faenas diarias de trabajo.

El presupuesto total de la ejecución, con base a los acuerdos realizados en la protocolización de la consulta previa surtida corresponde a \$ 1.051.463.047.

Construcción de estufas ecoeficientes

En 2023 se construyeron un total de 101 estufas ecoeficientes en las veredas de Paraíso, Antioquia, Marsella, Antioqueña, Helechos, San José, Francia, Trujillo y Trujillo Puerto Alegre, en el municipio de El Colegio, con una inversión de más de \$400 millones. Junto a las estufas, se proporcionaron 10 árboles e insumos como cal y abono a cada familia, con el propósito de establecer huertos leñeros, los cuales contribuyen a la producción de la leña necesaria para cocción de los alimentos de las familias.

Levantamiento de información básica en campo de actividades productivas vigentes y viviendas, y distribución y entrega de materiales a beneficiarios del programa de valor compartido

Se realizó el levantamiento de información básica en campo de actividades productivas vigentes y viviendas, predio a predio, para identificar, verificar el estado y determinar los materiales que requieren reposición y/o mejora para la continuidad de las actividades productivas en los predios ubicados en las veredas Antioquia, Antioqueña, Helechos, Paraíso, Marsella, Santa Cecilia y Trujillo, ubicadas en jurisdicción del municipio El Colegio en Cundinamarca. Se dio inicio a la distribución y entrega de materiales a beneficiarios del programa de valor compartido en el área de influencia de las centrales hidroeléctricas Guaca y Paraíso, cuyo avance al finalizar el 2023 fue del 70%.

Convenio de mejoramiento de vías suscrito entre Enel y el municipio de Garzón Huila

En 2023 Enel suscribió un convenio para el mejoramiento de la vía principal de acceso al reasentamiento colectivo Nuevo Balseadero del municipio de Garzón, el cual tiene por objeto la mejora de 2,4 km de vía, en la cual se intervinieron 12.500 m² en reconfiguración de calzada existente y 420 m³ de material rocoso para la elaboración de un pedraplén.

Ecosalon

En el corregimiento de Potrerillo, área de influencia del parque solar La Loma se construyó un ecosalon con 68 carretes de cables eléctricos, 400 octógonos recuperados a partir de 700 estibas, y 64 ruedas o flanches provenientes de la industria de guayas metálicas. Con esta construcción se evita la disposición inadecuada de 67,7 m³ de madera equivalente a 285 árboles de pino 18 años de crecimiento y 12.641 puntillas metálicas de 3 pulgadas de longitud.

Con el ecosalón, se beneficiará más de 2.500 habitantes con el fin de promover espacios de formación y recuperación de la memoria histórica y cultural de la comunidad. Adicionalmente, 12 toneladas de CO₂ fueron fijadas en la madera de paredes y pisos dentro de la construcción, evitando su liberación en proceso de combustión o descomposición biológica.

Acceso al agua potable en el departamento de La Guajira:

En línea con los esfuerzos del Gobierno de llevar agua a zonas rurales dispersas de La Guajira, bajo el mecanismo de obras por impuestos, en el 2023 se suscribió con el Ministerio de Vivienda, Ciudad y Territorio y la Alcaldía de Maicao el acta de inicio del Convenio para la ejecución del proyecto de inversión Módulo de Pilas Públicas Jaipachon – Urraichipa, que beneficiará a comunidades wayuu del municipio de Maicao en La Guajira.

Construcción Ikotia

En 2023 se implementaron acciones de formación y oportunidades laborales, mediante la vinculación de mano de obra calificada y no calificada en proyectos como la construcción de Ikotia: Primer parque solar de Frontera Energy, en Puerto Gaitán, donde se logró que, del total de la contratación, el 60% fuera mano de obra femenina; de igual manera obtuvo el 85% de contratación de bienes y servicios locales. Así mismo, se implementaron capacitaciones en mantenimiento preventivo y buenas prácticas de uso en eficiencia energética de sistemas solares fotovoltaicos *Off Grid*, que beneficiaron a 22 personas de la comunidad de área de influencia, entregando kits de herramientas a las Juntas de Acción comunal de la zona para poner en práctica los conocimientos adquiridos. Esta acción se ve replicada en el Parque Solar La Loma (en construcción), donde se vincularon 1.717 personas de las cuales el 70% corresponde a mano de obra local.

Convenio marco Corporación Universitaria Minuto de Dios

En el 2023 se ejecutó el convenio entre Enel Colombia y la Corporación Universitaria Minuto de Dios, para la identificación, acompañamiento y fortalecimiento de emprendimientos en el área de influencia de los proyectos de Enel *Grids*, en los municipios de Girardot y Funza.

En el marco del convenio se desarrolló el diplomado Modelos de negocio sostenible para emprendedores, el cual cursaron y completaron 37 emprendedores del municipio de Funza y 46 emprendedores del municipio de Girardot, y cerca del 80% fueron emprendimientos liderados por mujeres.

Además, se llevaron a cabo 3 jornadas de la feria Emprende con Enel, alianzas para crear en lo nuestro, en las que participaron 35 emprendimientos del municipio de Girardot y 31 del municipio de Funza, quienes completaron con éxito el diplomado desarrollado en alianza con el Parque Científico de Innovación Social de la Universidad Minuto de Dios. Estos espacios permitieron realizar ventas aproximadas de \$20 millones, así como dar visibilidad a las marcas en el territorio.

Fase II – Sistemas de producción sostenibles

El convenio el 2023 permitió llegar a 52 familias de los municipios de Ubalá y Gama donde fueron beneficiados con alguna de las cuatro iniciativas que contempla este proyecto como lo son los biodigestores, huertas caseras, composteras y cosechas de agua, generando los siguientes beneficios por proyecto:

1. **Biodigestor:** permite contar con productos 100% orgánicos y beneficia 76 personas de 19 familias.
2. **Huertas caseras:** el proyecto vinculó 80 personas de las 20 familias beneficiarias.
3. **Composteras:** permite construir una infraestructura para 24 personas de las 6 familias beneficiarias, para que tengan ingresos sostenibles.
4. **Cosechas de agua:** contribuye a las labores del hogar y al cuidado de los animales de las 28 personas beneficiadas de 7 familias.



Fase III – Sistemas de producción sostenibles

Se espera beneficiar a 60 familias con estas iniciativas (biodigestor, huertas caseras, cosechas de agua y composteras). Para esta tercera fase el proyecto amplió su cobertura a Ubalá A, Ubalá B, Gachalá y Gama. En el 2023 se logró avanzar con la gira de campo, en la que más de 50 personas conocieron el funcionamiento de los proyectos.

Se logró terminar y entregar 8 huertas caseras, 3 composteras y 2 cosechas de agua de Gama Cundinamarca, beneficiando a 52 personas y el avance de 2 composteras y cosechas de agua en el municipio de Ubalá.

Placa huella vereda la Floresta – Mámbita

Se construyeron construir 97 metros placa huella mediante convenio con la Junta de Acción Comunal -JAC- La Floresta por un valor de \$55 millones. La JAC aportó 50 jornales de trabajo para materialización de la placa huella, por un valor de \$5 millones.

Placas huellas veredas San pedro Bajo y San pedro Alto Ubalá

Mediante convenio con la JAC San Pedro Bajo por un valor de \$66 millones, la comunidad aportó mano de obra no calificada para materialización de la placa huella, que tuvo un valor de \$6 millones. Se construyeron 86 m de placa huella, permitiendo mejores vías terciarias para las comunidades vecinas de la operación de la central Guavio y motivando a las JAC a trabajar de la mano en pro del beneficio de todos.

Mediante convenio con la JAC San Pedro Alto por un valor de \$68,5 millones, la JAC aportó mano de obra no calificada para materialización de la placa huella, que tuvo un valor de \$8,5 millones. Se construyeron 84 m lineales.

Mejoramiento caseta comunitaria Mámbita centro

El proyecto se realizó con convenio entre la Fundación Enel y la JAC Mámbita para aportar a la construcción de un nuevo espacio comunitario en el parque principal. El aporte de \$30 millones de la Fundación al proyecto cofinanció la construcción de estructura y tuberías hidrosanitarias, la JAC gestionó recursos adicionales para finalizar los acabados de la caseta comunitaria y batería de baños.

Mejoramiento salón comunal Pauso

El proyecto se realizó con convenio entre la Fundación Enel Colombia y la JAC de la vereda Pauso de Gama. Se realizó un aporte de \$25 millones para el mejoramiento del salón comunitario.

Mejoramiento salón comunal Santa Teresa

Este proyecto se realizó con convenio entre la Fundación Enel Colombia y la JAC de la vereda SantaTeresa de Gama, mediante un aporte de \$24 millones para el mejoramiento del salón comunal. El mejoramiento contempló la construcción y adecuación de un espacio para bodega y de la sala de lectura y esparcimiento en el segundo piso, complementando con ventanería y cubierta de este espacio.



Mejoramiento enramada comunitaria de Murca

El proyecto cofinanciado junto con Alcaldía de Gachalá buscó el mejoramiento de la enramada comunitaria de Murca con ampliación de su infraestructura para a futuro obtener la certificación INVIMA para los productos de caña de azúcar. El proyecto permitirá a las asociaciones locales ampliar la comercialización de panela y otros derivados de la caña de azúcar para una dinamización económica de la región y generar empleo y desarrollo.

Mejoramiento puente peatonal Santa Lucía – Mámbita

Se llevó a cabo el mejoramiento de uno de los dos puentes peatonales que permiten el ingreso a la vereda Santa Lucía de Mámbita. La JAC de esta vereda se articuló para que Enel contribuyera con toda la madera requerida para el mantenimiento general del puente y la comunidad aportó la mano de obra.

Mejoramiento vías Ubalá

En 2023 se materializaron más de 80 apoyos voluntarios con maquinaria de la Compañía para mejoramiento vial en la zona B del municipio de Ubalá. La Empresa suministra equipos, transporte, combustible y operadores para dichas labores. Adicionalmente, se sostuvo un compromiso con la comunidad e instituciones públicas bajo modalidad de convenio con el ICCU, para los estudios y diseños de la vía y 12 meses adicionales de apoyo exclusivo con los equipos de maquinaria propios sobre el corredor departamental de Mámbita a San Pedro de Jagua, lo anterior con una inversión de cerca de los \$4 mil millones.

El Efecto Cacao

En el marco del proyecto el Efecto Cacao, en 2023 fue realizado el evento de cierre del proyecto liderado por Luker Chocolate y Fundación Luker, el cual contó con la participación de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional -USAID-, Fundación Luker, Luker Chocolate, Fundación Saldarriaga Concha y Universidad Eafit. Para el departamento del Huila el proyecto cierra con las siguientes cifras:

- Capacitación de 377 socios productores del departamento del Huila, llegando al 100%
- Aplicación de encuestas ambientales del 100%
- Ejecución de más de 10,179 especies reinjertadas en los municipios de El Agrado, Pital, Gigante, Garzón y Campoalegre



- Entrega de 4.440 árboles de cacao injertado en los municipios de El Agrado, Pital y Garzón
- Entrega de 21.000 árboles de cacao injertados en los municipios de El Hobo y Algeciras, así como más 70.500 plántulas
- Establecimiento de proceso de monitoreo de plagas y enfermedades semanalmente en más de 20 fincas en el departamento, con mejoras en la sanidad de las mazorcas del 15% al 88%

Adicional a los 377 socios productores vinculados en el departamento del Huila, el proyecto benefició a más de 744 cacaocultores ubicados en zonas como: Tumaco, Urabá, y Bajo Cauca, logrando mejorar los indicadores de producción de más de 1.761 ha, las cuales fueron sembradas y rehabilitadas reportando ventas asociadas al cacao por más de \$8.671.075.896; junto con la capacitación de 695 personas en emprendimiento y la formación en competencias académicas socioemocionales de 78 docentes rurales, permitiendo así el acompañamiento y fortalecimiento de 21 asociaciones comerciales.

En búsqueda de continuar con el proyecto y extenderlo en el territorio finalizando el 2023, Enel Colombia suscribió un convenio con la Fundación Luker, para ampliar la cobertura de atención a 30 productores de cacao en los municipios de Campoalegre, El Hobo y Gigante.

Siembra de 100 hectáreas de Café-Garzón

En el año 2023 se desarrolló el convenio denominado Siembra y sostenimiento de 100 ha de café, asociado con plátano, suscrito con la Alcaldía de Garzón, cuya finalidad es establecer variedades de café resistentes a la roya y mayores rendimientos en las unidades productivas de los beneficiarios. Este proyecto benefició 100 caficultores, mediante la entrega de plántulas de café, colinos de plátano, fertilizantes y equipos agrícolas, permitiendo aumentar la productividad de sus fincas y mejorar las condiciones socio económicas de las familias.

El valor total ejecutado fue \$1.326.830.000, de los cuales la Compañía aportó \$509.530.000 y el Municipio \$817.300.000.

Adecuación de instalaciones eléctricas módulo de cárnicos plaza de mercado

Durante el 2023 inició la ejecución del convenio que tiene como objeto el mejoramiento y adecuación de las instalaciones eléctricas del módulo de cárnicos de la plaza de mercado del municipio de Garzón, el cual permitió aportar a la optimización de la infraestructura local de los establecimientos destinados a la comercialización de productos cárnicos en la región.

El proyecto benefició a más de 73 comerciantes y renovó la adecuación de una serie de redes eléctricas construidas hace más de 20 años. El valor total de las obras es de \$564.411.585, de los cuales Enel aportó \$439.961.942, equivalentes al 78% del valor convenido.

Apoyo a la sostenibilidad y mejoramiento genético de la actividad ganadera del municipio de Altamira

En el año 2023 se implementó el convenio de mejoramiento genético bovino, que permitió el desarrollo del sector ganadero del municipio de Altamira. Con esta iniciativa se beneficiaron 22 familias, con la entrega de bovinos, insumos y maquinaria agrícola. Asimismo, participaron en actividades de socialización y sensibilización, contaron con acompañamiento técnico mediante visitas, transferencia de tecnología y apropiación de conocimiento.

El valor total del convenio fue de \$553.040.002, de los cuales la Compañía aportó \$399.040.000 y el Municipio \$154.000.002.

Fortalecimiento de las condiciones socio económicas de los microempresarios del municipio de Altamira

Con el fin de fortalecer las condiciones socio económicas de setenta microempresarios en Altamira, en 2023 se desarrolló el convenio de fortalecimiento microempresarial, para beneficiar a pequeños y medianos microempresarios de la región, mediante la dotación de equipos e insumos, destinados a la actividad agropecuaria y agroindustrial de productores transformadores y comercializadores de productos derivados del sector agropecuario.

El valor total del convenio fue de \$591.375.149, de los cuales la Compañía aportó \$416.375.149 y el Municipio \$175.000.000.





Mejoramiento y adecuación de polideportivo en el barrio Los Andes, municipio de Altamira

Enel Colombia y la Alcaldía de Altamira, en el año 2023 suscribieron un convenio para mejorar la infraestructura deportiva del Barrio Los Andes, que beneficiará a 1.231 habitantes del municipio, con el propósito de fortalecer este escenario y aumentar los niveles de prácticas deportivas por parte de la comunidad.

El valor total del convenio es de \$412.552.452, de los cuales la Compañía aportará \$184.584.851 y el Municipio \$227.967.601.

Fortalecimiento de las capacidades empresariales de 55 pequeñas y medianas unidades productivas agrícolas mediante la siembra de 27,5 hectáreas de frutales asociadas con plátano

En el 2023, Enel suscribió un convenio con el objetivo de fortalecer la producción frutícola en el Municipio del Agrado, mediante el establecimiento de 27 ha de cítricos asociado con plátano, beneficiando a 55 productores con la entrega de plántulas de limón, fertilizantes y herramientas, para garantizar la sostenibilidad de las unidades productivas y mejorar la producción frutícola del municipio.

El valor total del convenio fue de \$385.375.075, de los cuales la Compañía aportó \$277.597.075 y el Municipio \$107.778.000.

Instalación planta procesadora de mieles de caña

Inició el proyecto de adecuación, equipamiento e instalación de planta procesadora de mieles de caña, con ampliación de 15 hectáreas en caña panelera para 24 familias de la Asociación de Paneleros de Tesalia –ASOPATE–, del centro poblado de Pacarni, en Tesalia, Huila. La iniciativa beneficia pequeños y medianos cañicultores, con la construcción de una planta procesadora de mieles de caña y siembra de 15 hectáreas de caña nueva, que busca aumentar la fabricación de panela y mejorar las condiciones de vida de las familias.

La inversión para el proyecto es de \$321.808.580, de los cuales la Alcaldía de Tesalia y ASOPATE contribuirán con el 16%, y Enel Colombia aportará \$271.808.580 (84% restante).

Mejoramiento Infraestructura ganadera

Con el fin de fortalecer el sector ganadero de Tesalia, se desarrolló el proyecto para el mejoramiento de la infraestructura productiva y suministro de suplemento alimenticio para 32 unidades ganaderas, beneficiando a productores de las asociaciones ASOGATE, ASOGAPAC Y FOGAGRO.

Con una inversión total de \$444.910.885, Enel aportará \$372.475.242, y la Alcaldía de Tesalia, ASOGATE, ASOGAPAC, FOGAGRO, la suma de \$72.435.643.

Fortalecimiento del sistema productivo de familias cacaoteras

Con una inversión de \$406.279.592, en 2023 finalizó el convenio para el fortalecimiento del sistema productivo, organizacional y comercial de 59 familias de la asociación de cacaoteros del municipio de Tesalia, mediante la entrega de maquinaria y fertilizantes especializados para cultivos, para aumentar en un 75% la producción de cacao en sus unidades productivas, mejorando las condiciones socioeconómicas y calidad de vida de los beneficiarios.

Enel aportó al proyecto \$326.279.592, correspondiente al 80% del valor total, y la Alcaldía de Tesalia y ASOCATE contribuirán con \$80.000.000.

Mejoramiento genético bovino

Durante el año 2023, se avanzó en la ejecución del convenio “Mejoramiento genético bovino, a través de embriones F1 con semen sexado, bajo técnica de fertilización in vitro en el municipio de Paicol, departamento del Huila”, beneficiando a 94 ganaderos con la entrega de vacas receptoras confirmadas con tres meses de gestación por embrión sexado de razas especializadas en producción de leche, lo cual les ha permitido renovar su hato ganadero, aportando



a mejorar la calidad de vida de los productores. También se ha realizado acompañamiento técnico y transferencia de tecnología con personal capacitado.

El valor total del convenio es de \$699.648.501, de los cuales la Compañía aporta \$200.000.000, y el Municipio de Paicol \$499.648.501.

Protección y conservación de la microcuenca asociada al río Magdalena y la generación de ingresos de apoyo a los pescadores artesanales del municipio de Yaguará – Huila

El objetivo fundamental del convenio fue fortalecer a los pescadores artesanales independientes y a las asociaciones de pescadores artesanales en el municipio de Yaguará, generando empleo para mano de obra no calificada en respuesta a la situación económica en la región. Las labores desarrolladas por los pescadores artesanales comprendieron actividades como reforestación, limpieza en zonas cercanas a las fuentes hídricas, mantenimiento de cerramientos y limpieza de áreas verdes mediante la rocería.

Este proyecto tuvo un impacto directo en la generación de empleo para 30 pescadores artesanales independientes y de las asociaciones de pescadores artesanales del municipio de Yaguará, representando una inversión total de \$160 millones. Los aportes provinieron de la Fundación Enel Colombia, con \$15 millones, Enel con \$45 millones, y el Municipio, que destinó \$100 millones.

Rehabilitación, mantenimiento, conservación y protección de áreas verdes y cuencas hídricas del municipio de El Hobo, a través de la generación de empleo de mano de obra no calificada con las asociaciones de pescadores artesanales

El convenio tuvo como propósito contribuir a la solicitud de la población pescadora artesanal, enfocándose en la generación de empleo para obtener ingresos adicionales a su actividad productiva. El objetivo se materializó mediante la contratación de mano de obra no calificada a través de las Empresas Públicas del municipio EMUSER.

El proyecto tuvo un impacto directo en la generación de empleo para 50 pescadores de las asociaciones de pescadores artesanales del municipio de El Hobo, representando una inversión total de \$80 millones. Los aportes provinieron de la Fundación Enel Colombia con \$20 millones, Enel con \$45 millones, y el municipio, que destinó \$15 millones.

Reasentamientos – El Quimbo

En 2023 se implementaron 89 Planes de Producción Agropecuarios Sostenibles –PPA–, de los cuales se hizo cierre de la medida de compensación con 50 familias.

Con las 39 familias restantes, se cumplió el periodo de dos años de seguimiento al manejo de los proyectos productivos, y se adelanta el informe de cumplimiento de la medida de compensación.

En el reasentamiento de Llanos de la Virgen – Altamira las familias se vincularon en el ejercicio participativo estrategia de reactivación socioeconómica, mediante el cual se trabajó en la motivación para apropiación de los espacios familiares y comunitarios, el trabajo en equipo, la identificación de líderes que asumen roles significativos dentro de la comunidad y se fortaleció la disposición para asumir proyectos productivos concertados según elección de cada grupo familiar, además de la realización de un diagnóstico social de medidas de compensación que han tenido cambios que pueden afectar el éxito en etapa de producción.

Se brindó acompañamiento a las asociaciones de usuarios de los distritos de riego AsosanJose y Asonueveracruz, de los municipios de El Agrado y Gigante, respectivamente, en las gestiones para oficializar la entrega de los distritos de riego por parte de la Compañía. De otro lado, se dio cumplimiento a compromisos adquiridos con Asofundadores para la operatividad del sistema de bombeo La Virginia, y se desarrollaron acciones para finalizar la construcción del distrito de adecuación de tierras de pequeña escala de Llanos de la Virgen.

Reasentamiento Nueva Escalereta (Altamira)

La estrategia de reactivación socioeconómica continúa empoderando a las familias como protagonistas del desarrollo socioeconómico, 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 y la salud, apropiación territorial, rescate de tradiciones culturales y desarrollo económico; así como promoviendo espacios de esparcimiento, cultura y deporte.

El distrito de adecuación de tierras de pequeña escala de Llanos de La Virgen en construcción para las familias reasentadas cuenta con un avance significativo frente a los acuerdos firmados el 15 de septiembre de 2021 con la comunidad receptora del sector Rancho Espinal.

Como parte del proceso que permitió el avance de las obras, estuvo relacionado el pago realizado a los propietarios de la línea de conducción por la ampliación de 5 a 8 metros de ancho de servidumbre, lo cual ha permitido un avance significativo en las obras de construcción, interviniendo la línea de conducción y cambio de tubería GPR por PEAD, adicionalmente la unión de la línea de conducción hasta el viaducto 120 sobre el río Suaza; así las cosas, a 2023 la obra registró un adelanto del 70%,

Reasentamiento Nuevo Balseadero (Garzón)

El acompañamiento a la Asociación de Usuarios del Distrito de Adecuación de Tierras de Pequeña Escala Santiago y Palacio "Asosantiagopalacio", finalizó en el año 2021. Sin embargo, está pendiente realizar el traspaso mediante escrituración de la línea de conducción del distrito de riego. Esta comunidad, a través de su asociación, administra y opera eficientemente el distrito de riego.

Reasentamiento Nuevo Veracruz (Gigante)

En 2023, Enel realizó reforzamiento a un tramo de la tubería PEAD, localizada sobre la quebrada Rioloro.

Con respecto a la entrega de la infraestructura Comunitaria, mediante un contrato de transacción, se llevó a cabo la entrega formal de la Capilla (incluida la tienda comunitaria) y el centro de acopio, construidos en el reasentamiento por parte de Enel Colombia, en reposición de las infraestructuras que tenían en la antigua vereda Veracruz. Adicionalmente, con el comité pro junta se acordó la reconstrucción de la gruta, Enel dentro de las políticas de valor compartido, aportó los materiales de construcción y los honorarios del oficial de construcción, mientras la comunidad se vinculó con los auxiliares.

Reasentamiento San José de Belén (El Agrado)

En cumplimiento a los compromisos establecidos en el contrato de transacción firmado el 24 de octubre de 2022 con la Asociación de usuarios AsosanJose, Enel Colombia realizó en el 2023 las obras que permitieron el encauzamiento de la quebrada la Yaguilga hacia la bocatoma, con el fin de normalizar el flujo de agua en el distrito de adecuación de tierras a pequeña escala de los predios Galda y Yaguilga.

En las intervenciones de reforzamiento estructural a las viviendas del reasentamiento de San José de Belén del municipio de El Agrado, Enel dispuso de acompañamiento social.

Además, se finalizaron las obras de reforzamiento estructural en 13 de las 14 viviendas objeto de intervención, siendo estas entregadas a satisfacción a sus propietarios y/o representantes.

ODS-11 Comunidades y Ciudades Sostenibles



VITAL: Vida, Innovación, Tecnología y Agua Limpia:

En el marco de la alianza con la Fundación Siemens Colombia, y con el apoyo de Empresas Públicas de Cundinamarca, durante el año 2023 se continuó con la instalación de filtros y estaciones de agua que permiten el acceso a agua segura, gracias a la tecnología que en ellos se implementa y que elimina el 99,9% de virus y bacterias.

En 2023 se benefició al municipio de Ubaté, Cundinamarca, con la entrega inicial de las soluciones para el acceso de agua segura en la Institución Educativa Departamental El Volcán-Sede SOAGA para la red del acueducto veredal Chircales, así como la capacitación en el programa Gestores del agua para los estudiantes y miembros del acueducto veredal. Con estas instalaciones se beneficiaron 72 estudiantes y 160 personas de la comunidad.

Adicionalmente, en La Mesa, Cundinamarca, se realizó la entrega de las soluciones para el acceso de agua segura en la Institución Educativa Aparicio Jaramillo, en las sedes Capatá, El Espino y Doima, con las que se beneficiaron más de 460 estudiantes y personas de la comunidad educativa.

Cosechando Energía



Electroterminal Prado Usme

Este proyecto agroecológico urbano, busca contribuir con la seguridad alimentaria y ambiental de la comunidad de 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, éste 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. Durante el 2023 se logró la entrega de un total de 705 unidades de vegetales a 62 familias del área de influencia, los jardines verticales y el huerto tienen la capacidad de capturar 72 kg de CO₂/año, registrando 50 polinizadoras por mes.

Proyecto agroecológico urbano – Huerta Comunitaria del barrio Marsella

Es un espacio de 625 m², destinado a la educación ambiental de niños, jóvenes y adultos de la localidad de Kennedy. Este lugar de encuentro y participación comunitaria 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.

En este sentido, y con la finalidad de reforzar la seguridad, se realizaron los arreglos de la malla eslabonada del cerramiento, se instaló una concertina en todo el perímetro del espacio y se instalaron cuatro luminarias alimentadas por paneles solares. Adicionalmente, se reforzó el sistema de recolección de agua lluvia que alimenta el sistema de riego de la huerta y se construyó e instaló una caseta pequeña para la motobomba. Finalmente, con el fin de robustecer el proceso de elaboración de abonos a partir de materia orgánica, se construyó e instaló una compostera de barril.

ODS-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.

Durante el año 2023, el programa se implementó en las áreas de influencia de los proyectos de las subestaciones eléctricas: Calle Primera y Barzalosa; donde se logró transformar más de 9 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. Así, se adecuaron dos espacios de estimulación a la primera infancia denominados “Ludus” en dos hogares infantiles comunitarios del ICBF en el barrio Eduardo Santos de Bogotá; se adecuó la capilla de la vereda Barzalosa a partir del uso de materiales recuperados; se consruyó el parque STEM en la Institución Educativa Luis Duque Peña sede Barzalosa del municipio de Girardot, beneficiando a las niñas y niños que hacen parte de la institución educativa; se construyó un gimnasio sensorial en la Fundación CERES del municipio de Girardot para fomentar espacios de habilitación y rehabilitación motora y cognitiva de las personas en condición de discapacidad; entre otros. Adicionalmente, se recuperaron residuos de madera en la elaboración de lámparas de mesa, las cuales fueron entregadas a manera de kits armables, en áreas de influencia de los proyectos SE Montevideo y SE Guaymaral.



ODS- 15 Vida de ecosistemas terrestres



Labranza comunitaria

El proyecto se desarrolló en alianza con la Corporación SIE, con el objetivo de fortalecer la labranza y elevar las capacidades organizativas en la asociación de cultivadores ubicados alrededor de la *minigríd* en la vereda Buenavista Altoredondo, del municipio de Paratebueno Cundinamarca.

Este convenio benefició a las familias del sector por medio de formaciones, acompañamientos y *coaching*. Además de mejorar sus habilidades blandas, aprendieron a construir huertas y sistemas de riego usando material a su alcance, como la guadua y las botellas de plástico.

Bosque Renace

El bosque nació como una iniciativa de sostenibilidad para la conservación y protección de 690 hectáreas de bosque alto andino. Está ubicado en Soacha, y contribuye con la recuperación y conectividad de los ecosistemas en las cuencas media y baja del río Bogotá.

Durante el 2023 se realizaron actividades de protección, conservación y restauración del ecosistema de bosque alto andino, con foco en vegetación nativa, propia de este ecosistema. Adicionalmente, la reserva mantuvo sus puertas abiertas al público en general, para promover el cuidado del medio ambiente y hacer homenaje a los entornos naturales. El programa de visitas al bosque logró contar con 338 visitantes en el año.

Por otro lado, se realizaron gestiones para que el Bosque Renace alcance el estatus de Reserva Natural de la

Sociedad Civil, que otorga Parques Naturales Nacionales, categoría de conservación del Sistema Nacional de Áreas Protegidas -SINAP-, para el sector privado.

Fortalecimiento de la actividad apícola en el municipio de Garzón, Departamento del Huila

Se renovó el comodato de 170 ha de terrenos circundantes al embalse de El Quimbo, en virtud del convenio con la asociación de apicultores ASOAPIS del municipio de Garzón (Huila). Asimismo, se concedieron en comodato 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, mediante la cual 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. También se impartieron capacitaciones a personas de la zona de influencia de la Hidroeléctrica Betania interesadas en aprender sobre apicultura.

Durante el año se logró una producción de 7.916 kilos, generando ingresos por un total de \$226.430.000 para el grupo asociativo. Además, se recibieron capacitaciones por parte del SENA, y se estableció una colaboración con la Universidad Surcolombiana y el Programa de Educación Ambiental de Enel Colombia para desarrollar un estudio destinado a la publicación de información sobre ecosistemas y biodiversidad relacionados con el territorio.

Plan Padrino del Humedal Gualí

En el marco de este programa, liderado por la Corporación Autónoma Regional –CAR–, Enel Colombia se comprometió a desarrollar un plan de trabajo con diferentes acciones tendientes al cuidado y conservación del ecosistema ubicado en jurisdicción de los municipios de Funza y Mosquera. De esta manera y, con la participación de la comunidad y líderes ambientales, en el 2023 se desarrollaron dos talleres enfocados a la transformación de residuos sólidos aportando a la conservación de estos ecosistemas. Participaron más de 52 personas del municipio de Funza y se hizo entrega de seis módulos de camas germinadoras, composteras tipo barril y una carretilla.

Conservación del Humedal El Charquito

En el marco de la Política de Creación de Valor Compartido y la Estrategia Enel Biodiversa se estableció un Convenio entre Enel y la JAC El Charquito, con el propósito de promover la restauración de este ecosistema. Dentro de las acciones ejecutadas se encuentran: jornada de retiro de retamo, jornada de siembra de 100 individuos de especies nativas, adecuaciones de aula ambiental y cerramiento del humedal El Charquito. Se beneficiaron cerca de 80 personas que hacen parte de la comunidad.

Apoyo emergencia invernall en Quetame y Guayabetal

El 17 y 18 de julio de 2023, en la vereda Naranjal del municipio de Quetame, se presentó una avenida torrencial que dejó incomunicados a los habitantes de las zonas rurales de este municipio, y de Guayabetal. El incidente impactó la continuidad de los procesos académicos de un gran número de estudiantes, además de causar otras afectaciones a nivel social, económico y ambiental.

Por solicitud del Ministerio de Educación, la Fundación Enel Colombia apoyó a la Secretaría de Educación de Cundinamarca con la impresión de 70.000 guías de estudio para 370 estudiantes, quienes no podían retornar a sus centros de estudio por riesgo de repetición de avalancha o porque los profesores no lograban ingresar al sector debido a las afectaciones en la infraestructura vial. Así, se pudo continuar la labor educativa desde sus lugares de resguardo, mientras se daba una solución definitiva a su situación por los entes territoriales y nacionales.

ODS-17, Alianzas para lograr los objetivos

Convenio Marco Cruz Roja y Fundación Enel Colombia

La Fundación Enel Colombia y la Cruz Roja Internacional firmaron un Convenio Marco en 2023 destinado a contribuir al desarrollo social y humanitario, desde un enfoque de inclusión y atención para los grupos más vulnerables, en las zonas de operación e influencia de Enel Colombia. Esto con el fin de aportar en el proceso a la construcción de paz, la protección integral de las comunidades y la reducción del riesgo de desastres frente a emergencias, crisis y efectos del cambio climático que presenta al país.

Programa de Desarrollo para La Paz del Magdalena Centro

El Programa de Desarrollo y Paz del Magdalena Centro –PDPMC– es una iniciativa de la sociedad civil que basa su esfuerzo de construcción de paz en la promoción de un desarrollo sostenible. El enfoque integral del PDPMC contempla áreas temáticas relacionadas con la gober-



nanza, participación, inclusión, protección del medio ambiente, oportunidades económicas para comunidades marginadas, cambios culturales centrados en la tolerancia, transformación de conflictos y la paz. Como miembros fundadores, la Compañía aporta en la construcción de desarrollo y paz de las comunidades de la región.

En 2023 se suscribió un nuevo convenio para apalancar el plan institucional, el cual abarca acciones enfocadas en el empoderamiento y el desarrollo de las capacidades de los pobladores, con el fin de brindarles conocimientos, así como fortalecer sus aptitudes y habilidades para la incidencia en los espacios de planeación y toma de decisiones en el nivel territorial para la garantía de los derechos humanos.

Convenio Casa Museo Salto del Tequendama

Se suscribió un convenio con la Fundación Granja Ecológica El Porvenir para fomentar la conservación del patrimonio cultural y fortalecer la participación de las comunidades en la protección, preservación y apropiación de la Casa Museo Tequendama, mediante actividades culturales y de sensibilización ambiental, y la restauración y limpieza de la fachada y la cubierta del lugar. Este convenio se realizó en los 100 años de construcción de la Casa Museo del Salto del Tequendama.

Convenio Presencia Colombo Suiza

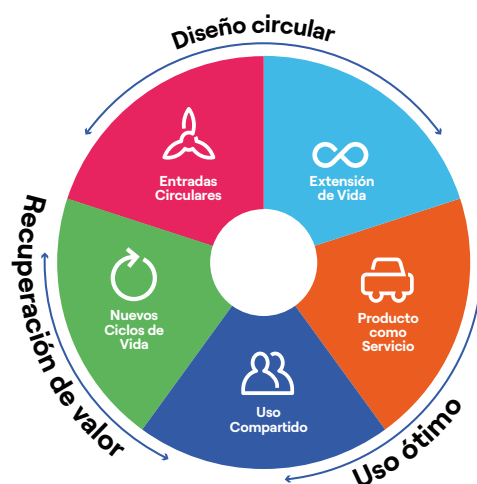
En el 2023 se suscribió un convenio con Presencia Colombo Suiza por un valor total de \$423.400.000 (Enel \$306.400.000 y Presencia \$117.000.000), para generar condiciones de autogestión, gestión y diálogo, en el funcionamiento del sistema de abastecimiento de agua potable de la comunidad Media Luna Jawou, que se encontraba fuera de funcionamiento y fue rehabilitado y puesto en marcha por Enel en 2022.

El fin principal es acompañar la operación y mantenimiento del sistema durante 12 meses y permitir a las autoridades ancestrales y/o líderes de la comunidad, ser potenciadores del desarrollo humano y socioeconómico como fuente de identidad, creatividad, innovación y así asegurar la sostenibilidad del proyecto mediano y largo plazo.

Otros proyectos de Sostenibilidad

Economía circular

Desde la visión del Grupo Enel, la economía circular puede promover la conservación del valor y la reducción de los impactos ambientales, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero –GEI– y transformando la forma en que se fabrican y usan los productos, creando así nuevas oportunidades económicas. De acuerdo con esto, la visión de la economía circular de Enel se basa en los siguientes pilares, que definen las áreas y métodos de aplicación:



1. Entradas circulares: modelos de producción y uso basados en insumos renovables o insumos de ciclos de vida anteriores (reutilización y reciclaje)
2. Extensión de vida del producto: enfoque del diseño y la gestión de un activo o producto destinado a extender su vida útil, por ejemplo, mediante el diseño modular, la facilidad de reparación y el mantenimiento predictivo
3. Uso compartido: también conocido como plataformas compartidas, facilita el uso compartido entre múltiples usuarios de productos y bienes
4. Producto como servicio: modelo de negocio en el que el cliente compra un servicio por un tiempo limitado mientras la empresa mantiene la propiedad del producto, maximizando así el factor de uso y la vida útil
5. Nuevos ciclos de vida: cualquier solución destinada a preservar el valor de un activo, producto o material al final de su ciclo de vida, mediante la reutilización, la regeneración, el *upcycling* o el reciclaje, y en sinergia con los demás pilares

Algunos de los proyectos de economía circular:

Segunda Vida a tu Dotación

Para el proceso 2023 logró la fabricación de 1.750 morrales a partir de la transformación de la ropa de dotación de los colaboradores de la Compañía. El proyecto cuenta con el apoyo de la Fundación Enel Colombia, la Agencia para la Reincorporación y la Normalización, la Fuerza Aérea de Colombia y la Corporación Mundial para la Mujer Colombia.

Grid Mining

Programa que pretende cambiar el modelo lineal de suministro y disposición final de los materiales y componentes de la infraestructura eléctrica, mediante un modelo de economía circular. La Compañía se incorpora en la cadena de suministro de los proveedores con la selección, separación, aprovechamiento y venta de los materiales excedentes de la operación diaria, para que sean utilizados como materia prima por los proveedores fabricantes, asegurando la circularidad de los materiales utilizados en la operación para garantizar 3 principios fundamentales:

1. Valorizar los excedentes eléctricos, mediante un mejor precio de venta
2. Obtener un mejor precio de compra de los materiales transformados
3. Reducir la huella de carbono por la reducción de la actividad minero extractivista

Así, se valorizan los excedentes eléctricos como cables, herrajes, celdas y equipos, los cuales tienen alto contenido de materias primas valiosas. En 2023 se procesaron mensualmente alrededor de 5 toneladas de material valioso y 2 toneladas de material polimérico, promoviendo la sostenibilidad en el ecosistema de abastecimiento de materiales para el sector eléctrico y sus procesos, con énfasis en la reducción de su impacto ambiental y huella de carbono, mediante productos con los excedentes eléctricos.

En 2023 este proyecto fue reconocido como mejor práctica empresarial en el Congreso "Asegurando la Sostenibilidad" de Pacto Global.

Reparación de transformadores de distribución y de potencia

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 2023, se han reparado un total de 726 equipos con ahorros promedio de 44,6% conforme al costo de un equipo nuevo.



Reparación de TR	Cantidad	Ahorro con reparación
2021	214	38%
2022	286	33%
2023	226	63%

Por otra parte, se validó la posibilidad de reparar equipos en aceite vegetal, realizando algunas pruebas sobre equipos en los que se migra de aceite mineral a vegetal en la reparación, dando pruebas a satisfacción. En diciembre fueron incluidas las referencias de aceite vegetal para lograr realizar dichas reparaciones de equipos de aceite mineral en aceite vegetal, cumpliendo especificaciones requeridas de los equipos requeridas y de esta manera transformando activos con componentes medioambientalmente amigables.

Figuras infantiles IE Cusbio

Durante el 2023 realizamos la entrega de siete figuras infantiles a la Institución Educativa Cusbio, ubicada en el municipio de San Antonio del Tequendama, departamento de Cundinamarca. Estas figuras se elaboraron con llantas extraídas del río Bogotá, dándoles una segunda vida y aportando a la economía circular.

Descontaminación de Transformadores con PCB:

Se ha logrado realizar la descontaminación de transformadores con bifenilos policlorados (PCB) mediante la técnica de lavado por ultrasonido realizado en el país, con lo cual se reduce la cantidad de materiales exportados para tratamiento en el exterior, adicionalmente los mate-



riales descontaminados son reutilizados en otras cadenas productivas; durante 2023 se realizó el tratamiento de 51,2 toneladas entre fracción metálica y aceite, logrando un ahorro del 57% del costo versus si se exportaran los residuos para su tratamiento en el exterior.

Value for Disability

El compromiso del Enel es desarrollar acciones de inclusión y abrir nuevas oportunidades en términos de innovación social y desarrollo de los llamados negocios inclusivos, en los que las personas en situación de vulnerabilidad se convierten en parte activa de la cadena del valor. Para promover este modelo, es importante crear una visión y un enfoque compartido sobre las necesidades y oportunidades de los clientes, en términos de inclusión y accesibilidad, en nuestros programas, productos y servicios.

Dentro de las acciones desarrolladas durante el 2023 se realizó la capacitación de más de 800 asesores de los canales de atención presencial y digital, atención no presencial, y presencial. Además, se desarrollaron los diagnósticos experienciales en dos de nuestros productos Crédito Fácil Codensa y buses eléctricos.

Apoyo a la gestión institucional de los municipios de Uribia y Maicao – Parque Eólico Windpeshi

Con el fin de Contribuir al fortalecimiento de la función pública, Enel dictó una capacitación sobre mecanismos de participación (consulta previa) a los funcionarios de la administración municipal de Uribia y Maicao.

Durante la jornada se logró capacitar 18 funcionarios de la administración municipal de Uribia y Maicao de distintas dependencias.

Además, en este mismo espacio, se socializó la suspensión indefinida de la construcción del proyecto Parque Eólico Windpeshi, lo cual significa en detener las labores constructivas y mantener únicamente las que son estrictamente necesarias de cara al cumplimiento de los compromisos sociales y ambientales.

Durante el tiempo que esté suspendido el proyecto, Enel evaluará las opciones de venta. Así las cosas, desde la puesta en marcha la construcción del proyecto año 2022 hasta mayo de 2023, se logró un avance en la etapa constructiva del 22,7% y, para la Línea de Transmisión, el avance alcanzado durante la etapa constructiva fue del 2,7%.



Plan de sostenibilidad Bogotá-Región 2030

Durante el año 2023 se trabajó en la implementación de los planes de sostenibilidad, de acuerdo con la Política de Creación de Valor Compartido de la Compañía para los proyectos Subestación Eléctrica Occidente, Subestación Eléctrica Barzalosa, Subestación Eléctrica Tren de Occidente, Subestación Eléctrica Río, Subestación Eléctrica Calle Primera, Subestación Eléctrica Terminal y, Línea de Transmisión Techo – Veraguas. Para lograrlo, se llevó a cabo un relacionamiento con cada una de las partes interesadas en el proyecto, identificando sus necesidades e intereses.

Adicionalmente, durante el año 2023 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 Subestación Eléctrica Montevideo, Subestación Eléctrica Bochica, Subestación Eléctrica Norte, Subestación Eléctrica Guaymaral y Línea de Transmisión La Guaca – Colegio. Para el caso de la Subestación Eléctrica Montevideo, se realizaron 4 jornadas con la participación de las comunidades del área de influencia, para la identificación de iniciativas de valor compartido.

Entrega de los primeros 100 apartamentos de vivienda de interés social construidos por parte del municipio de El Colegio en el predio Brasília, donado por Enel Colombia

El Municipio de El Colegio, Cundinamarca, continuó la construcción del proyecto de vivienda de interés social -VIS- Mi Casa Ya. Este proyecto se ejecuta en el predio Brasília en la vereda Francia, donado por Enel Colombia al

Municipio, y cuenta con un área de 63.351 m² y constará de 46 torres de cinco pisos y cuatro apartamentos por piso

En junio del año 2023 se llevó a cabo la entrega de los 100 primeros apartamentos a las primeras familias beneficiarias.

Derechos humanos

Se inició el ciclo de debida diligencia 2023-2025 en Colombia, Panamá, Costa Rica y Guatemala, en el cual se consultó a los grupos de interés sobre diferentes temas de derechos humanos relacionados con: medioambiente, trabajo forzoso, salud y seguridad, privacidad, respeto a las comunidades, trabajo infantil, entre otros. De igual manera, se consultó a los gerentes y los puntos focales de la Compañía sobre los diferentes procedimientos, políticas y acciones que se llevan a cabo desde Enel para respetar los derechos humanos en toda la cadena de valor.

LaCompañía participó del Acelerador en Derechos Humanos liderado por Pacto Global, el 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.

De la misma manera, hizo parte del grupo empresarial en el Proyecto de Cooperación Triangular Colombia, México y Alemania sobre derechos humanos en las cadenas de suministro, el cual es implementado por la Sociedad Alemana de Cooperación Internacional -GIZ- a través de *Alliance for Integrity*, y las entidades socias de este proyecto: Cámara de Industria y Comercio Colombo-Alemana y la Cámara de Mexicano-Alemana de Industria y Comercio, con el apoyo de la Agencia Presidencial de Cooperación Internacional de Colombia y la Agencia Mexicana de Cooperación Internacional para el Desarrollo .

Gestión de Requerimientos

En el 2023 se atendieron requerimientos relacionados con los derechos humanos en La Guajira – Windpeshi, en Huila – El Quimbo, El Colegio y San Antonio del Tequendama – Cundinamarca, por lo cual se realizaron las acciones pertinentes para dar respuesta a las solicitudes y poner en conocimiento ya sea la posición de la Compañía y/o las diferentes acciones que se han realizado para respetar y garantizar los derechos humanos en las zonas donde se opera.

- Respecto al proyecto Windpeshi, en el Centro de Información Sobre Empresas y Derechos Humanos se publicó el libro Por el mar y la tierra guajiros, vuela el viento wayuu, en el cual uno de sus apartados aduce que Enel ha violado los derechos humanos en esta zona. Para esto, y con la finalidad de dar las claridades correspondientes, dicho centro invitó a la Compañía a dar respuesta frente a las acusaciones, por lo cual se elaboró un documento (en español e inglés) que da cuenta de la normativa que se acoge en términos de derechos humanos y el compromiso para respetarlos y cumplir a cabalidad con lo que exige la ley local⁽¹⁾.

- PIMCO, una firma líder mundial en renta fija activa, con amplia experiencia en los mercados públicos y privados, ha solicitado a Enel aclaraciones sobre la gestión de derechos humanos y su implementación en Windpeshi. Esta solicitud surge a raíz de casos reportados por comunidades locales que han expresado inquietudes con respecto a los procesos de participación y los acuerdos establecidos con ellas. En respuesta a esta solicitud y con el objetivo de transparentar las acciones realizadas para garantizar el respeto a los derechos humanos de las comunidades, Enel ha compartido información relacionada con la estrategia social implementada en el proyecto Windpeshi. Asimismo, se proporcionó el acta de la reunión de consulta previa durante la etapa de análisis e identificación de impactos, formulación de medidas de manejo, formulación de acuerdos y protocolización, en el marco del proyecto Línea de Conexión del Parque Eólico Windpeshi Alternativa 1 (Modificada1).

De igual manera, PIMCO requirió información asociada al proyecto El Quimbo respecto a las compensaciones y los posibles incumplimientos con los compromisos sobre este asunto, a lo cual como Compañía se manifestó que no se trata de un incumplimiento de Enel frente a las obligaciones de la Licencia Ambiental. La obligación de la compra y adecuación de riego por gravedad de 2700 ha es un compromiso compartido entre el Gobierno Nacional, el Gobierno Departamental (Departamento del Huila) y Enel Colombia. Sobre este, la Compañía tiene el compromiso de la adecuación de riego por gravedad, una vez la gobernación del Huila le haya remitido al Gobierno Nacional (Ministerio de Agricultura) la lista de predios para su compra. A la fecha no hay evidencia que la Gobernación haya identificado los predios a adquirir.

En este sentido, se ha atendido la solicitud de los beneficiarios (427 personas) en el sentido de presentar una propuesta alternativa para la obligación de Enel de adecuación de riego por gravedad, ya que la compra de

las 2700 ha sigue como responsabilidad del Ministerio de Agricultura. Ahora bien, en caso de no aceptarse la propuesta, es importante que la Gobernación del Huila cumpla con su compromiso requerido que corresponde a la identificación de los predios, el Ministerio de Agricultura los compra y Enel realizará la adecuación.

- Con relación a la Central Hidroeléctrica El Quimbo, el ISS ESG, agencia de calificación líder en el mundo en el ámbito de la inversión sostenible y responsable que analiza el desempeño ambiental y social de más de 8.000 empresas, solicitó una actualización sobre el estado y la propuesta alternativa presentada por Enel Colombia para la compensación de las comunidades afectadas en El Quimbo y sobre los procedimientos legales relacionados con este proyecto.
- Asimismo, respecto a la Hidroeléctrica El Quimbo, se recibió un requerimiento por parte de la Oficina del Alto Comisionado de las Naciones Unidas para los Derechos Humanos, debido a que una persona que hace parte de Asoquimbo sufrió un atentado y las posibles afectaciones al entorno debido al proyecto de El Quimbo. Teniendo en cuenta esto, las respuestas de la Compañía se centraron en:

- » El rechazo contundente de toda forma de violencia contra las personas y las comunidades.
- » La implementación de un sistema de gestión de la conducta empresarial, acorde con el marco normativo local, nacional y en consonancia con los estándares internacionales de referencia en materia de derechos humanos.
- » En cumplimiento a lo previsto a la Política de Derechos Humanos, Enel Colombia desarrolla sus operaciones, y en específico, las relacionadas con la construcción y operación de la hoy Central Hidroeléctrica El Quimbo, integrando estos principios en el marco de cumplimiento de la normatividad aplicable y las obligaciones contenidas en la licencia ambiental otorgada.

(1) <https://www.business-humanrights.org/es/%C3%BAltimas-noticias/respuesta-de-enel-a-libro-sobre-energ%C3%ADa-e%C3%B3lica-en-la-guajira-colombia/>

- Se recibió una acción popular a través del Tribunal Administrativo de Cundinamarca Sección Primera Subsección C, en la cual se aducen impactos negativos a los municipios de El Colegio y San Antonio del Tequendama, producto de la operación de la Compañía. Frente a esto, Enel presentó un recurso de reposición mediante el cual se realizaron algunas precisiones sobre información errónea consignada en la acción popular, y posteriormente un detalle de todas las acciones que realiza en términos ambientales, sociales y planes de inversión que contempla: mantenimiento, calidad del servicio y fortalecimiento de redes, lo cual se encuentra en consonancia con el compromiso en cuanto al desarrollo y bienestar de las comunidades así como el cumplimiento y respeto por los derechos humanos.

Gestión de crisis con comunidades

Bloqueo por parte FEDEACUA, gremio de los productores piscícolas de la represa de Betania y sus alrededores

En octubre de 2023 se registró un bloqueo de seis horas para el acceso y salida de la Central Hidroeléctrica de Betania. Este hecho se originó debido al malestar expresado por los productores piscícolas de la represa de Betania y sus alrededores, quienes protestaban por los bajos niveles del embalse. La medida de bloqueo fue levantada por los líderes de FEDEACUA, gracias a la intervención del Gobierno Departamental y Nacional.

Ante la conflictividad surgida por la disminución de los niveles de agua en el embalse de Betania, la Compañía participó en reuniones interinstitucionales los días 13 y 14 de octubre de 2023. En estos encuentros estuvieron presentes el Ministerio de Minas y Energía, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, la Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca, el Ministerio de Agricultura, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, los líderes de la Federación Colombiana de Acuicultores (FEDEACUA) y la Secretaría de la cadena piscícola. Durante estas reuniones se analizó la problemática en el embalse de Betania.

Como resultado de dicho análisis y con el objetivo de mitigar posibles efectos negativos en el ambiente natural y el entorno social del proyecto, el Ministerio de Minas y Energía emitió la Resolución No. 40619 del 14 de octubre de 2023. En esta resolución, se estableció que las exportaciones de energía eléctrica se realizarían utilizando únicamente generación de plantas térmicas que operaran con combustibles líquidos no necesarios en

el despacho económico para cubrir la demanda total doméstica o nacional. En resumen, los líderes de FEDEACUA y demás participantes comprendieron que Enel no tiene la potestad de operar el embalse para la generación de energía. Como parte de un sector regulado, Enel recibe instrucciones del operador de red (XM), quien, al conocer la resolución mencionada, dio instrucciones a Enel para reducir la generación de la Central Betania.

Seguimiento a los acuerdos a las mesas de trabajo establecidas en el municipio de El Colegio

Dando continuidad al acta de acuerdo del 16 de septiembre de 2021, en el 2023 se avanzó con el cumplimiento de lo pactado, por lo cual se construyó un parque biosaludable en la vereda Antioquia, se realizaron aportes para obras de mitigación sobre la vía en la vereda Trujillo y mejora de vías en la vereda la Junca, se finalizó la construcción de 151 estufas ecoeficientes adicionales y se realizó el levantamiento de información básica de actividades productivas vigentes y viviendas, y distribución y entrega de materiales.

De los 28 compromisos adquiridos, se han ejecutado 15, correspondientes al 54%; se encuentran en desarrollo permanente 6, correspondientes al 21%; se encuentran en ejecución 5, correspondiente al 18%; y por iniciar 2, correspondientes al 7%.

La Compañía continúa generando de manera proactiva un diálogo con las comunidades, con la garantía de la Defensoría del pueblo, por lo cual se han realizado tres reuniones de seguimiento con delegados de la comunidad, Alcaldía y miembros de Enel.



CENTROAMÉRICA

A continuación, se esbozan las diferentes iniciativas realizadas durante el 2023 en materia de sostenibilidad, desarrolladas en Guatemala, Costa Rica y Panamá; las cuales están alineadas con la Política de CVC y responden a la estrategia de sostenibilidad.

GUATEMALA

Inversión social

En 2023 la Compañía realizó una inversión social por \$1.692.882.000 (35%) y los socios en el desarrollo \$3.104.039.599 (65%) para un total de \$4.796.921.599 (100%).

ODS- 4, Educación de calidad



Las Compañías Enel en Guatemala continuaron con su compromiso de mejorar la educación de las comunidades locales, por medio de procesos de formación que fortalecen las habilidades en las diferentes etapas de aprendizaje, y que mejoran la calidad educativa, además de ofrecer mayores capacidades para emprendimientos y gestión de proyectos.

ODS- 7, Energía asequible y no contaminante



InnovaPlay

Programa educativo que ha promovido los conocimientos de los estudiantes de las instituciones educativas de las 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.

El programa también aporta al ODS-4, Educación de Calidad, ya que 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. Para este año se amplió la alianza que se tiene con el Ministerio de Educación con otros dos nuevos aliados Fundación Profuturo y Fundación DECA, entidades con las que se impulsó el programa *InnovaPlay*, beneficiando a 6.396 personas.

ODS-8, Trabajo decente y crecimiento económico



En 2023 se implementaron programas que responden a las características de las comunidades, orientados a cuidar y mantener el tejido y la cohesión social, promoción del crecimiento local, manteniendo la vocación económica de los territorios.

Huertos familiares: consta de 70 huertas caseras, que aportan a la seguridad alimentaria de las familias minimizando el gasto monetario. Se realizaron 12 ciclos de cultivos, y los excedentes fueron vendidos generando una economía de escala y participación en mercados campesinos.

Centros de Desarrollo Empresarial -CEDE- Calahuaché: se construyó un espacio para la implementación de un centro de desarrollo empresarial. Este centro genera oportunidades de formación técnica para aumentar las alternativas de empleo y promover el rediseño y remanufactura de productos, así como proyectos productivos, fortalecimiento de habilidades y capacidades ocupacionales para el trabajo de inclusión y/o promoción de microempresas.

Así, se logró la consolidación de la alianza con FUNDAP, comunidad de Calahuaché y municipalidad de El Palmar, con el fin de preparar a 60 jóvenes de la aldea para la inserción laboral o emprender un negocio, un centro de formación establecido en el municipio de Zunil. El mantenimiento del CEDE estará a cargo de la alcaldía auxiliar de Cahahuaché.

Dale una segunda oportunidad a tu dotación

La dotación recolectada se entrega a dos grupos de mujeres emprendedoras de las zonas de influencia de la Plantas Hidroeléctricas El Canadá y Montecristo en Zunil (Matanzas y San Isidro en San Jerónimo), para su transformación en morrales. Estos productos son adquiridos por la Compañía para formar parte de los kits escolares que se entregaran a niños de diferentes fundaciones que atienden población vulnerable. Para el 2023 se logró la fabricación de los prototipos y la confección de 100 morrales. Además, gracias a una campaña interna, se reunieron más de 100 prendas, las cuales se entregaron a 15 mujeres emprendedoras para realizar el proceso de producción.



ODS- 13: Acción por el clima

- **Ecorremanufactura:** se beneficiaron 25 personas de manera directa y 500 indirectamente. El proyecto que consistió en la extracción de 9.000 libras de desechos sólidos clasificados y transformados en 100 planchas de plástico duro que fueron utilizados para la construcción del aula de creatividad en la Escuela Primaria Urbana -EPU- de Santa María (Zunil) y el mantenimiento de 50 escritorios (50 mesas y 50 sillas) EPU de San Jerónimo (San Jerónimo).
- **Escuela de Campo Agroforestal:** en alianza con otras instituciones, se produjeron 65.000 plantas agroforestales (forestales y frutales) en vivero y 240.000 pilones de hortalizas como apoyo a programas de Seguridad Alimentaria y Restauración de Zonas de Recarga Hídrica en el Municipio de San Jerónimo.
- **Control de Erosión:** se estabilizaron los taludes en áreas priorizadas mediante la instalación de una plantación de Yucca elephantipes (alternativa verde), izote, como se le conoce en el área. Mediante contratación de mano de obra local (70 jornales) se plantaron 2,5 ha en las áreas identificadas de la Central Palo Viejo.



Plan Estratégico Ambiental de Zunil -PEAZ-

En 2023 se focalizó el esfuerzo en la gestión de los desechos y residuos sólidos, por lo cual se estableció un espacio físico para la transformación de residuos sólidos orgánicos por medio de la acción combinada de lombrices y microorganismos, como proyecto piloto.

Convenio de Cooperación Enel-Cotzal

En 2023 se ejecutaron 4 proyectos, beneficiando a toda la población del municipio, más de 24 mil personas, el monto total de la inversión fue de \$1.687.269.702 de los cuales el Gobierno Municipal aportó el 38%.

COSTA RICA



ODS-3 Salud y Bienestar

Soporte a la Cruz Roja Costarricense

La Planta Hidroeléctrica Don Pedro ha realizado un aporte anual 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. Gracias a este aporte se benefició a 6 comunidades, con una cantidad aproximada de 3.200 habitantes.



ODS- 4 Educación de calidad

InnovaPlay

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 125 estudiantes de primaria de 6 comunidades aledañas a los proyectos de generación en Costa Rica, quienes aprendieron sobre las temáticas del programa

en la Feria *InnovaPlay*, la cual incluyó la participación de empresas expertas en temas como economía circular, emprendimiento, cuidado del medio ambiente y energía.

Adicionalmente, se logró promover el acercamiento a la robótica y la tecnología, así como a la innovación al utilizar la metodología de Design Thinking para el desarrollo de los proyectos escolares.

Seis proyectos llegaron a la etapa final, y los tres ganadores destacaron por buscar soluciones innovadoras y que integran la economía circular para solucionar problemáticas relacionadas con la seguridad y el acceso al agua.

Programa de Fortalecimiento Educativo

En 2023, en su totalidad, se involucró a 6 comunidades de las áreas de influencia, logrando beneficiar a más de 200 personas estudiantes de escuelas y colegios públicos locales.

En las comunidades de Chucaz de Mora y Balsa de Atenas, se identificó la alimentación como uno de los puntos más importantes para apoyar el desarrollo educativo de los estudiantes, ya que para muchos la alimentación que reciben en el centro educativo es la principal fuente durante el día, por ello se mantuvo el aporte económico para que niños y niñas consuman frutas y vegetales en su alimentación diaria.

En las comunidades aledañas a las centrales Don Pedro y Río Volcán, se apoyó 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

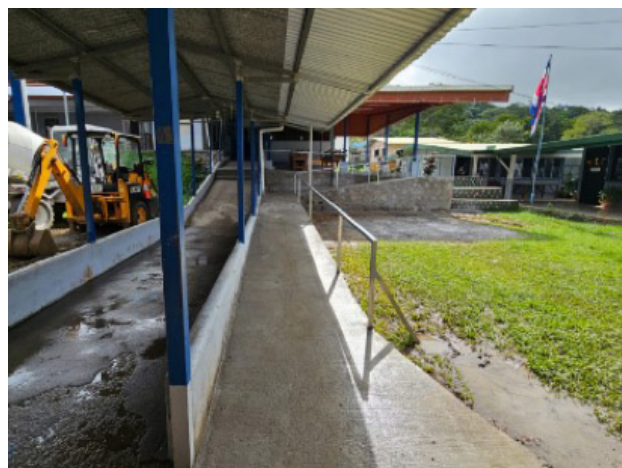
Durante 2023, la Central Chucás recibió visitas de estudiantes universitarios, entre ellos un grupo de Sapienza Università di Roma, quienes interactuaron con el personal de operación y mantenimiento para comprender el funcionamiento de la planta hidroeléctrica y el manejo hídrico que se realiza del embalse. Además, se realizaron charlas virtuales a estudiantes de universidades locales para comprender cómo se integra la sostenibilidad en los procesos operativos de la Compañía.

Adicionalmente, el personal de ingeniería participó en una campaña nacional para impulsar el estudio de carreras STEAM.

Buena energía para tu escuela

En la Escuela Luis Demetrio Tinoco, ubicada en San Miguel de Sarapiquí, se logró mejorar las condiciones del comedor estudiantil, incluyendo la colocación de un nuevo equipo en el área de cocina para facilitar la conservación y entrega de alimentos a los estudiantes.

Adicionalmente, se logró garantizar el acceso para todas las personas al área de comedor, gracias a la construcción de una rampa de acceso, beneficiando a 190 estudiantes.



ODS- 8 Trabajo decente y crecimiento económico



A través del programa Mujeres Emprendiendo Sueños, se capacitaron a emprendedoras de comunidades cercanas a las plantas de la Compañía, con el fin de promover el desarrollo y fortalecimiento de sus negocios actuales o futuros.

El programa estuvo dirigido a mujeres de todas las edades, vecinas de Atenas, el cantón de Mora y San Miguel de Sarapiquí, quienes contarán con un emprendimiento o tuvieron una idea de negocio para desarrollar. Las participantes sumaron más de 600 horas de capacitación en conjunto y aprendieron a diseñar, planificar, promocionar y administrar su emprendimiento. Además, contaron con charlas de expertos en mentalidad emprendedora, certificación PYME, uso de redes sociales y Elevator Pitch. Además, tuvieron sesiones híbridas de capacitación y cerraron con su participación en una feria de emprendimientos, donde presentaron el caso de negocio que construyeron.

Para Enel la importancia de este tipo de proyectos radica en la oportunidad de conocer potenciales proveedores. De las mujeres participantes, 4 han brindado servicios a las plantas de generación posterior a su participación en el programa.



ODS- 13 Acción por el clima



Programas de reforestación

Esta iniciativa se ejecuta anualmente en la Central Chucás, y consiste en el cumplimiento del compromiso de reforestación de la planta, el cual es parte del PPA de la central. Para 2023 se realizó una actividad de voluntariado interno en la que se sembraron 400 árboles nativos de la zona en terrenos aledaños al embalse.

PANAMÁ

ODS- 3: Salud y Bienestar



Esta iniciativa tiene como objetivo tomar diversas muestras del estado nutricional de las escuelas a las que se tiene influencia en Gualaca, Barú y San Juan, con el fin de establecer las necesidades y desarrollar huertos sostenibles que atiendan los requerimientos. Para el 2023 fueron más de 350 niños a los cuales se les realizó la evaluación de peso y talla.

ODS- 4: Educación de Calidad



Innova Play:

Programa de formación para docentes y alumnos de primaria con el fin de que aprendan a conformar proyectos desde una perspectiva innovadora y sencilla en temáticas como energías sostenibles, herramientas tecnológicas, emprendimiento, economía circular, liderazgo y acción climática, guiándolos para que planteen soluciones a las problemáticas comunitarias de manera sostenible. Se beneficiaron 2.000 personas.

Buena energía para tu escuela

Se instaló el tanque de reserva de agua y se aportaron computadoras a la Escuela de Progreso, se equipó además la cocina de la Escuela de Chiriquicito, todas ellas ganadoras del proyecto Innova play. Se alcanzaron más de 900 beneficiarios.



Plan Semilla – Semillas de Conocimiento

Tiene como propósito crear o reforzar las habilidades tanto de colaboradores como miembros de nuestras comunidades en temas como: instalación de paneles solares, guías comunitarios, Reserva Forestal Fortuna, servicio al cliente, lombricomposta, economía circular. Este año se lograron impartir más de 125 horas de formación a las comunidades y más de 40 horas a los colaboradores de Enel. En total se han beneficiado 1.200 personas

ODS- No.7, Energía Asequible y No Contaminante



Cerca de 2.000 personas de las comunidades de Cieneguita hasta Alto Potrero en Chiriquí y Loma Grande hasta Pozo Azul en Coclé fueron beneficiadas con la culminación de dos proyectos, que incluyeron la instalación de líneas de distribución de energía en zonas en las que antes no existían, lo que permitirá una mejor calidad de vida y desarrollo para estas comunidades con energía limpia y sustentable. Los nuevos 14,40 km de red se lograron con una inversión aproximada de USD\$1.600.000, financiada por Enel Fortuna.

El proyecto en la provincia de Chiriquí, en San Juan, se extiende desde la comunidad de Cieneguita hasta la de Alto Potrero, a través de la construcción de una línea de



ODS-.13 Acción por el Clima

distribución principal de aproximadamente 11 km, que llevará electricidad a cerca de 324 viviendas, beneficiando a más de 1.600 personas.

En tanto en la provincia de Coclé, en Clúster Sol Real, se instalaron alrededor de 3,40 km de línea de distribución principal. Con ella, cerca de 78 viviendas y más de 380 habitantes de las comunidades, desde Loma Grande hasta Pozo Azul, tendrán acceso al servicio de energía.

ODS- No.8: Trabajo decente y crecimiento económico



Economía Circular: Tejiendo sueños con energía

El proyecto brinda la oportunidad personas de la comunidad de iniciar su emprendimiento que consiste en la transformación de uniformes en kits escolares (mochilas, cartucheras y cobertores de botellas). Para tal fin se brindó a los involucrados un taller donde se enseñan técnicas de costura, calidad y acabado de cada una de las piezas, también se dotó de máquinas de coser *heavy duty* como aporte a su emprendimiento. El grupo de emprendedores ya está legalmente conformados y constituidos como OBC (organización de base comunitaria) permitiéndoles brindar este servicio como proveedores formales.

Para este proyecto se unieron 4 clientes Tigo, Smart Fit, Auto Star y Cable Wirless.

Enelgiza tu comunidad:

Es un programa que desarrolla múltiples actividades en conjunto con la comunidad y autoridades para lograr acceso al agua, vías públicas adecuadas, manejo de desechos apropiados, parques y demás.

Para el 2023 se realizaron las mejoras de las vías que llevan a la Central Fortuna desde Caldera hasta Chiriquicito, con el aporte de los representantes quienes consiguen el material asfáltico, mano de obra y Enel aporta el camión para la carga del mismo.

También se hace poda de algunas ramas de árboles propensos a caerse para facilitar el desplazamiento del transporte. Además, se realizó el mantenimiento de puente con el cambio de madera para la prevención de accidentes. Estas acciones benefician aproximadamente a 1.500 personas.

Vivarium Lab – Reforestación

Cada año se realiza la siembra de árboles frutales y maderables nativos, Guayacán, roble, guaba cansa boca, guaba machete entre otros con el objetivo de contribuir a la reducción del cambio climático. Este año se plantaron un promedio de 1.000 árboles en una finca privada, con el apoyo de estudiantes de la Universidad Unachi, Cedesam, Fundación Ciudad del saber, Imaginari, y colaboradores de Enel. Participaron más de 70 personas.



Otras actividades de sostenibilidad

Participación de paneles Educativos: hubo participación en múltiples paneles y talleres educativos en Panamá con socios aliados, Ciudad del Saber, Esri Panamá, Amcham, entre otros.

Actividades recreativas navideñas: se llevaron a cabo 3 actividades recreativas y cine navideño en las veredas de Paraíso, Antioquia y Antioqueña, pertenecientes al área de influencia de la Cadena Pagua, Centrales Río Bogotá. En las actividades se desarrollaron funciones tales como títeres, concursos, malabares, presentación con instrumentos musicales, cine navideño y variadas actividades lúdicas, llevando alegría a más de 120 niños y adultos.



ACCIONES TRANSVERSALES DE SOSTENIBILIDAD

Voluntariado corporativo

El voluntariado corporativo busca fomentar y promover la participación activa de los empleados en acciones solidarias que generen un impacto positivo en las comunidades locales y contribuyan al desarrollo sostenible del país. Bajo las líneas de trabajo de Mi Tiempo, Mi Conocimiento, Mis Manos y Mis Aportes.

En 2023, de manera articulada en Colombia, Costa Rica Guatemala y Panamá se constituyó la comunidad del Voluntariado Juntos Somos +, por medio de talleres de co-creación colectiva en los que participaron 99 empleados de los 4 países, quienes definieron como objetivo el movilizar y empoderar a los empleados para que contribuyan de manera efectiva a la construcción de un mundo mejor y más equitativo.

Durante el año, se llevaron a cabo 29 actividades con la participación de cerca de 200 voluntarios que beneficiaron a más de 8.800 personas, entre niños, población con discapacidad, mujeres emprendedoras, madres cabeza de familia y adultos mayores.

Sostenibilidad en la cadena de suministro

Con el fin de promover en la cadena de suministro la sostenibilidad, la economía circular y la creación de valor compartido, en 2023 continuó la estrategia de inclusión del Factor K Sostenibilidad en las licitaciones de compra de productos y servicios de la Empresa, tanto en Colombia como en Centroamérica.

El K Sostenibilidad es un requisito adicional integrado en los criterios de adjudicación de las licitaciones y éste se conforma por 4 pilares: 1) certificaciones; 2) ambiente 3) desarrollo e inclusión social y 4) economía circular.

En 2023 se fortaleció la aplicación del K Sostenibilidad en procesos licitatorios, logrando generar propuestas para promover la economía circular, la vinculación de mano de obra local, la contratación de mujeres, acciones ambientales relacionadas con el cambio climático, entre otras, las cuales están asociadas a la sostenibilidad, en los proveedores.

Esto se ve reflejado en los 182 contratos en los que fueron incluidos criterios de sostenibilidad para la selección de los oferentes. de los cuales 168 de estos fueron en procesos licitatorios en Colombia y los 14 restantes en Costa Rica (6), Guatemala (5) y Panamá (3).

Informe de Sostenibilidad 2022

Se publicó el Informe de sostenibilidad número 19 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.

Red Pacto Global Colombia

En el IX Encuentro Anual Proveedores de Carbón organizado por Enel, y gracias a la articulación con Pacto Global, se realizó la presentación La relación de los derechos humanos con las empresas, para contextualizar a los proveedores en esta materia y resaltar la importancia y responsabilidad de las empresas respecto a los derechos humanos en su cadena de valor. En el evento participaron 20 empresas y se reconoció a 17 de ellas por implementar el plan de sostenibilidad 2020-2023.



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, que se cimienta sobre cuatro ejes estratégicos: conservación, restauración y protección; CVC; comunicación y visibilización; y gestión del conocimiento.

Se han desarrollado más de 100 iniciativas y proyectos que responden a los ejes estratégicos del programa. Así mismo, se ha trabajado de la mano con más de 30 aliados estratégicos.

En 2023, El grupo Enel estableció metas para el periodo 2023-2025 con relación a temas ambientales, las cuales se encuentran alineadas al programa Enel Biodiversa:

- Análisis de riesgos/oportunidades relacionadas con la naturaleza
- Huella de la naturaleza – métricas de evaluación y plan de restauración
- Conciencia del valor de la biodiversidad y nuevas asociaciones

Además, se estableció la consolidación de los indicadores del Grupo y del proceso de seguimiento del desempeño en biodiversidad.

En términos de gobernanza, se realizó el comité del programa de Enel Biodiversa.

Enel Colombia ha sembrado más de 600.000 árboles tras 11 años de estar realizando esta labor en las zonas de influencia en Colombia, Costa Rica, Panamá y Guatemala.

Además, la Compañía ha realizado más de 31.192 registros de flora y fauna de más de 500 especies en el Sistema de Información sobre Biodiversidad –SIB-⁽²⁾ del Instituto Humboldt. Asimismo, ha cargado en la plataforma del SIB 4 listas de chequeo⁽³⁾ de especies correspondientes a 1.080 taxones.

Adicionalmente, en 2023 en el Sistema Global de Información sobre Biodiversidad–GBIF– se realizaron 39 registros de flora y fauna que corresponden a la Caracterización de Flora y Fauna en el área del proyecto Baco Solar en Chiriquí, Panamá⁽⁴⁾.

A 2023, de los 31.192 registros en el SIB, 390 especies se encuentran en alguna categoría de amenaza de la Unión Internacional de la Conservación de la Naturaleza –IUCN– y 9 en alguna de las categorías establecidas por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

En 2023, se firmó un Subacuerdo con la Asociación Nacional de Industriales –ANDI– que tiene como finalidad

(2) <https://biodiversidad.co/data/?publishingOrg=f442f96e-2017-4cf5-b19f-1f3320ae7577&view=DATASETS>

(3) <https://biodiversidad.co/dataset/search?publishingOrg=f442f96e-2017-4cf5-b19f-1f3320ae7577&type=CHECKLIST>

(4) <https://www.gbif.org/es/dataset/d489aa81-dc97-410b-b0ff-2a6956051089>

acompañar y fortalecer la implementación del Acuerdo Regional Biodiversidad y Desarrollo, por la Sabana de Bogotá y Áreas Conexas, esto se materializa a través de 5 líneas de acción: 1. Fortalecimiento de capacidades, 2. acciones en territorio, 3. Implementación y desarrollo de instrumentos, 4. Gestión del conocimiento, estrategias de seguimiento y 5. Monitoreo y comunicación.

Gracias a la articulación y participación en el Centro Nacional del agua y la Biodiversidad liderado por la ANDI, la Compañía hace parte de la iniciativa Biodiversidad y Desarrollo, en la cual se desarrolló un visor⁽⁵⁾, el cual se construyó a partir de la información que comparten las distintas empresas, entre ellas Enel Colombia, relacionada con compensaciones voluntarias, obligatorias y activos.

En 2023, se construyó el sitio web del programa Enel Biodiversa⁽⁶⁾, en el cual se encuentra información relevante de los proyectos, cifras y políticas.

Enel Colombia firmó el código de conducta en el marco del Programa: *Business Action and Advocacy for the Planet*, que es financiado por *Business For Nature*. Esto permite a la Compañía ser parte del grupo empresarial de consulta para impulsar una acción empresarial creíble y la ambición política para lograr una economía positiva

(5) <https://experience.arcgis.com/experience/a327ca6a912a4d9fab56101903c-54f3a/>
(6) <https://www.enel.com.co/es/medio-ambiente-desarrollo-sostenible/enel-biodiversa.html>

para la naturaleza al 2030, así como orientar e informar al gobierno en la implementación de los objetivos del *Global Biodiversity Framework* post 2020 que se relacionan con el sector empresarial.

Plan de Gestión Integral de Cambio climático

En el marco del plan estratégico del Grupo Enel en materia de descarbonización, y con el fin de medir y documentar en el tiempo el desempeño, evaluar el cumplimiento de metas propias (globales y locales) y responder cualitativa y cuantitativamente a nuestros grupos de interés, Enel Colombia cuenta con el Plan de Gestión Integral de Cambio Climático -PIGCC-, cuyo objetivo principal es el de identificar, evaluar, priorizar, definir y actualizar metas, medidas y acciones de adaptación y de mitigación que mediante su implementación permitan reducir de la vulnerabilidad ante el cambio climático y la promoción de un desarrollo bajo en carbono en las Empresas del grupo Enel en Colombia.

Dicho plan se creó en conjunto con la gerencia de regulación y cuenta con 4 ejes estratégicos: mitigación, adaptación, alianzas por el clima, gobernanza.

En relación con PIGCC, y en el marco del proceso de materialidad, se identificaron tres oportunidades y un riesgo asociado al cambio climático.

Riesgos/Oportunidad	Pos/Neg	Tipología	Asunto
Respuesta eficaz a los fenómenos meteorológicos y climáticos mediante la previsión meteorológica oportuna en tiempo real y el seguimiento a largo plazo de los escenarios climáticos, con el objetivo de identificar cualquier cambio crónico en la disponibilidad de fuentes de energía renovables.	Positivo	Oportunidad	Cambio climático
Promoción de la definición y aplicación oportuna de planes de adaptación para mejorar la resistencia de las instalaciones a las catástrofes naturales y responder oportunamente a los cambios normativos, contribuyendo a reducir los costes y las posibles pérdidas por daños y/o fallos operativos.	Positivo	Oportunidad	Cambio climático
Reducción de la exposición a la volatilidad de los precios de mercado de las tecnologías renovables mediante el desarrollo del mercado de PPA/contratos a largo plazo.	Positivo	Oportunidad	Cambio climático
Aumento de los fenómenos meteorológicos extremos (ciclones, sequías, inundaciones, tormentas, olas de calor e incendios) debido al cambio climático, que provocan daños o reducen la eficiencia de las instalaciones de generación y distribución de energía y de las infraestructuras de apoyo, haciendo que su capacidad se reduzca, se interrumpa temporalmente o se cierre por completo.	Negativo	Riesgo	Cambio climático

GESTIÓN DE COMUNICACIONES

Gestión de marca, publicidad y estrategia de contenido

Enel Colombia utiliza la publicidad y otros 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 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 dirige el mensaje.

La Empresa define su participación en medios de comunicación y eventos de manera consciente y responsable. El contenido se presenta para que se reconozca como un anuncio publicitario, un contenido comercial o un contenido editorial, en cada caso, estableciendo claramente la identidad de la marca o empresa anunciante.

Por otra parte, el plan de comunicación de Enel Colombia responde a la estrategia corporativa y se alinea a una estrategia de reputación que busca la construcción de percepciones positivas sostenibles en el tiempo para que la Compañía sea respetada, admirada y genere confianza en sus diferentes grupos de interés. En el 2023, el indicador de reputación de Enel Colombia fue de 67,3 puntos (RepTrak® PULSE), subiendo 1 punto porcentual con respecto al año anterior, y 0,9 puntos con respecto al 2021, lo cual indica una mejora sostenida tanto individualmente como en su posición competitiva frente al sector de energía (66,7 puntos media sector energía y utilities). El RepTrak® PULSE es un indicador para la medición de la reputación

corporativa en las empresas que permite obtener una valoración de 0 a 100 para ser comparada con cualquier otra compañía en el resto del mundo.

Cabe destacar, que a pesar de que se esperaba una caída generalizada en la reputación debido al incremento en las tarifas de energía por varios factores, entre ellos la recuperación de la opción tarifaria que se utilizó como mecanismo de apoyo económico a los clientes por la coyuntura de la pandemia, así como algunos indicadores macroeconómicos desfavorables del país, Enel Colombia evidenció un crecimiento de entre 0,9 y 1,7 puntos porcentuales para cada una de las dimensiones que componen el PULSE: desempeño, liderazgo, oferta, ciudadanía, innovación, integridad y trabajo.

Este resultado se debe a la definición de una estrategia de comunicación que demostró un propósito claro y que priorizó la divulgación de proyectos encaminados a: 1) desarrollar energía 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) viabilizar y desarrollar proyectos de movilidad eléctrica masiva e individual.

De igual forma, la reiterada apuesta de Enel Colombia para apalancar la transición energética acorde con la realidad del mercado actual y con las tendencias del sector, las inversiones verdes, las nuevas tecnologías y su aprovechamiento y desarrollo de oportunidades de crecimiento con una visión conjunta entre los accionistas, influyó positivamente en el resultado del RepTrak® PULSE. Este resultado se complementa con 16 reconocimientos obtenidos durante el año y que aportan a la consolidación de varias de las dimensiones de reputación, algunos de los cuales se detallan a continuación.

En temas de innovación, en el concurso anual de CIER, Enel Colombia ganó el primer lugar en la fase nacional e internacional para la categoría de descarbonización con el proyecto Bolsas de Geotextil Gigantes para la estabilización de taludes, que se destacó por su gran aporte al pensamiento circular e importantes eficiencias materiales y económicas en pro del medio ambiente. Por su parte, en la fase regional CECACIER, la Compañía ocupó el tercer

lugar en la categoría descarbonización con el proyecto Ecoremanufactura desarrollado en Guatemala. Este proyecto convirtió desechos plásticos que se obtuvieron del río Samalá en mobiliario para una escuela ubicada en la zona de influencia de una de las generadoras de energía de la Compañía. Según la Asociación Nacional de Industriales -ANDI-, Enel Colombia se posicionó como la sexta compañía más innovadora del país, entre más de 350 empresas participantes; fue la segunda en Bogotá y Cundinamarca y lideró la posición número uno del sector eléctrico.

En materia de diversidad, inclusión y equidad de género, la Compañía recibió el reconocimiento del Banco Interamericano de Desarrollo -BID- denominado Innovación en Género y Energía 2023, ocupando el segundo lugar entre los países participantes de América Latina y el Caribe, por su estrategia de diversidad, equidad e inclusión Una apuesta por el talento que brilla. La misma está enfocada en el fomento y el desarrollo de carreras técnicas y el liderazgo femenino, aumentando la presencia de mujeres en puestos de mando y cerrando la brecha salarial. Su estrategia transversal se apoya en una política de no discriminación, igualdad de oportunidades y de dignidad de todas las formas de diversidad, inclusión y equilibrio entre la vida personal y profesional.

Enel Colombia se recertificó con el Sello de Oro Equipares, un reconocimiento de equidad laboral que surge de una alianza estratégica entre el Ministerio del Trabajo y el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, para reconocer a las empresas que cuentan con un plan de acción organizado y sistemático, que contribuye de manera significativa al cierre de brechas de género. La recertificación se dio en el nivel oro, con lo cual Enel Colombia se constituye como la única empresa del sector en recertificarse por segunda vez con este sello.

Un estudio impulsado por la Universidad Javeriana, el que participaron 120.000 personas en América Latina, entre ellos más de 5.000 jóvenes universitarios y recién graduados de Colombia, reconoció a Enel Colombia en el sexto lugar en la lista de las mejores empresas para trabajar. A esto se suma el puesto número 14 otorgado por #We-Trade, la feria de negocios latinoamericana de diversidad e inclusión que dedica un espacio para reconocer a las empresas más incluyentes de América Latina 2023; y la mención especial de Equipo de Trabajo de clase mundial, realizada por la consultora de RRHH Human Capital Tour que busca reconocer a aquellas empresas que sobresalen en su trabajo de gerencia de talentos.

En el ámbito de medio ambiente, Pacto Global y la Cámara de Comercio de Bogotá le otorgaron a Enel Colombia el reconocimiento anual a las buenas prácticas de desarrollo sostenible por el ODS-12, Consumo responsable y producción, gracias a la iniciativa Modelo de economía circular basado en *Grid Mining*, entre 181 prácticas evaluadas. Con este proyecto Enel Colombia creó un modelo económico sostenible con el cual logró transformar los excedentes eléctricos de su operación, antes considerados como desechos, en materiales requeridos por sus proveedores fabricantes, reduciendo la emisión de 31 toneladas de gases de efecto invernadero, y asegurando su operación.

Enel Colombia obtuvo el único lugar en la categoría de entorno social del Premio Andesco a la Sostenibilidad, por la construcción del acueducto Media Luna para beneficiar con acceso a agua potable a más de 2.300 integrantes de 13 comunidades wayuu en la Guajira. Esta iniciativa se sumó a la construcción de otras dos pilas públicas, Wim-peshi y Amalipa, así como 20 reservorios para captar de agua de lluvia, que benefician a 5.000 y 2.000 personas, respectivamente, y que se materializaron en los dos años anteriores.



La Compañía también participó en el Índice de Inversión Social Privada, organizado por Jaime Arteaga y Asociados, que tiene por objeto medir el esfuerzo que viene implementando el sector privado en mejorar las condiciones de vida de comunidades y/o grupos de población a partir de su decisión voluntaria de invertir en proyectos sociales y medioambientales. Enel Colombia ocupó el puesto número 13 entre más de 150 empresas participantes.

Por otra parte, con el propósito de acercar la Compañía a la ciudadanía y construir capital reputacional, al cierre de año se implementó una iniciativa de posicionamiento de marca orientada a resaltar el rol y aporte de Enel como un habilitador de la electrificación, generando conocimiento y conexión con la energía desde un punto de vista pedagógico, bajo el concepto de Soy la energía y tengo mucho que contarte. Para ello, se tomó la fachada del edificio principal de la Compañía en Bogotá en la Cra.13 # 93-66, desde donde se proyectaron mensajes sobre el impacto positivo que tiene la electricidad en la vida de las personas y su contribución al desarrollo del país. También, mensajes educativos acerca del uso racional y eficiente de la energía, del 4 al 31 de diciembre, y la oportunidad para quienes pasaran el día de la celebración de velitas de dejar mensajes en la pantalla a sus seres queridos.

Para la misma temporada, el 8, 9 y 10 de diciembre, la marca erigió una llamativa estructura de 2 m de altura en la Zona T, dotada con pantallas para transmitir los mensajes de la energía, y una actividad lúdica para grandes y pequeños que retaba a personas por parejas a participar en un juego de destreza, con el objetivo de desbloquear todo lo que la energía tenía por contar.

Con la iniciativa Soy la energía y tengo mucho que contarte, Enel impactó a 7.300 personas, y les recordó cómo junto a ellas, puede impulsar el progreso de los territorios y el país, mediante la generación y uso de energías renovables, la entrega de un servicio de electricidad que recorre cientos de kilómetros para iluminar ciudades y comunidades en zonas rurales, un transporte libre de emisiones y la creación de oportunidades que mejoran su calidad de vida y les permite vivir momentos inolvidables.

Estos mismos mensajes fueron divulgados por toda la ciudad a través de 7 carros-valla que durante cinco días recorrieron norte, sur, oriente y occidente, desde las 2 p.m. hasta las 9 p.m., para poder llevar a muchas más personas lo que la energía tenía por contar, en una época de tanta relevancia como la Navidad y ante un panorama de ahorro energético por la llegada del fenómeno de El Niño.

Por primera vez, se implementó una estrategia con influenciadores para una iniciativa corporativa. Bajo el mismo concepto de Soy la energía y tengo mucho que contarte, se creó el *hashtag* #ElLenguajeDeLaEnergía. El contenido generado alrededor de este buscó evidenciar la importancia que tiene la energía dentro de la vida de las personas y cómo aporta al progreso de sociedad, así como divulgar consejos prácticos para su uso racional y eficiente. Cuatro influenciadores fueron clave para divulgar el mensaje de manera novedosa, diferente y atractiva para los usuarios, y permitieron alcanzar a más de 50.000 personas en redes sociales, generando más de 1.000 interacciones.



En cuanto a la estrategia que se implementó con los colaboradores, se buscó involucrarlos desde el primer momento con la iniciativa en una fase de expectativa que duró del 28 de noviembre al 4 de diciembre. Durante la misma, se realizaron 4 comunicaciones a través de los canales internos que buscaron la participación de las personas para develar los mensajes que la energía tenía para contar. Mediante comunicados y videos se utilizaron los canales de correo corporativo tipo *mailing*, el boletín de noticias Entérate, la Intranet y WhatsApp, logrando un alcance de 2.580 personas, con una apertura de más de 1.800 correos que representó el 70%, una lectura de más del 50% y una interacción / participación de casi 6% que representó 141 personas.

Eventos, patrocinios y actos públicos

Enel Colombia 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, descarbonización, innovación, equidad de género, economía circular, protección al medio ambiente y sostenibilidad.

En el 2023, la Compañía participó en 28 patrocinios en Colombia, 1 en Costa Rica, 9 en Panamá y 4 en Guatemala, impactando a más de 154.000 personas. Así mismo, voceros de la Empresa participaron en 61 actos públicos en Colombia y 16 en Centroamérica, para un total de 77 escenarios. Esta participación contribuyó al posicionamiento de Enel como una compañía comprometida con el desarrollo sostenible a través de la electrificación y la generación de valor compartido con las comunidades y todos sus públicos de interés.

Participó además como patrocinador de importantes escenarios del sector como: el congreso Andesco, Acolgen, Natargas, Colombia Genera, 6to Encuentro y Feria Renovables LATAM, organizado por SER, WEC y FISE; en eventos de interés y relevancia transversal como el *Innovation Land Summit*, el Foro de Ética, la Cumbre Internacional de Sostenibilidad e Innovación Ambiental -CAR-, Filbo 2023, que congrega a todos los amantes de la lectura, entre otros, demostrando el compromiso con las energías renovables, la sostenibilidad, el medio ambiente, la innovación y las personas.

Además de estas iniciativas, se realizaron 46 eventos externos e internos, 43 en Colombia y 3 en Centroamérica, con el propósito de fortalecer las necesidades de divulga-

ción de temas relevantes y procurando el relacionamiento con sus diferentes públicos de interés. Con estos eventos se impactaron cerca de 19.000 personas.

Dentro de los eventos que más se destacaron durante el año se encuentran los seminarios de la línea de negocio *Energy & Commodity Management*, que se desarrollaron en Colombia y que son parte del ciclo de formación a sus clientes. Estos seminarios contribuyeron a habilitar conversaciones con diferentes actores de interés, plantear escenarios y proponer hojas de ruta en los distintos países para la transición energética. En noviembre se realizaron eventos comerciales con clientes de energía y gas de la misma línea de negocios, para fortalecer los lazos y relaciones que permitirán articular estrategias integrales de la venta de energía durante el 2024.

Respecto a la línea de negocios de infraestructura y redes, Enel *Grids*, se destacan eventos generados alrededor de las alianzas establecidas durante 2023. Se llevó a cabo una rueda de prensa de apertura de la subestación eléctrica Calle Primera en Bogotá, crucial para el desarrollo del metro de la ciudad. Los trabajadores de esta línea de negocio se reunieron con el CIDET, las Secretarías de Salud y Educación y el Hospital Simón Bolívar en el marco de la iniciativa accidentes a terceros -campana para concienciar a las personas de los riesgos eléctricos- y también con la Fuerza Aeroespacial Colombiana para hacer oficial su convenio de implementación de la tecnología LiDAR, que permite inspeccionar la infraestructura eléctrica desde helicópteros.



En el marco de iluminación navideña de Bogotá en el Jardín Botánico, Enel llegó a jóvenes entre los 14 y 25 años para que por medio de actividades lúdicas aprendieran sobre descarbonización como parte del programa Play Energy, una iniciativa del Grupo Enel que promueve información y comportamientos virtuosos para alcanzar el objetivo de cero emisiones.

Campañas publicitarias y contenido editorial pago

En 2023 se realizaron cuatro campañas publicitarias: una orientada a la comercialización de energía y centrada en medios digitales, y tres para infraestructura y redes, con una mezcla de medios entre ATL, BTL y digital.

La primera buscó posicionar a Enel como el mejor aliado de las empresas y la generación de contactos de clientes potenciales para la compra de energía o gas en el Mercado No Regulado -MNR-.

Respecto a infraestructura, se trabajó en la iniciativa accidentes a terceros, campaña orientada a promover comportamientos seguros frente a las redes eléctricas, y especialmente en épocas como las fiestas patrias y la temporada de cometas. La campaña busca contribuir a la construcción de hábitos responsables frente a la infraestructura eléctrica para prevenir accidentes que pueden resultar en incapacidades vitalicias o incluso la muerte. Para ésta se abordó un concepto basado en el cuidado personal y el llamado a la conciencia colectiva, fomentando la actitud de una comunidad que se mantiene a salvo.

A mediados de julio y agosto, se celebran las fiestas patrias y la conmemoración de la fundación de Bogotá, cuando se erigen banderas que muchas veces no respetan las distancias de seguridad recomendadas de cables y postes. Por otra parte, a principios de agosto y mediados de septiembre ocurre la temporada de vientos, por lo que se hace necesario prevenir posibles accidentes eléctricos causados por el uso inadecuado de las cometas al ignorar las distancias de seguridad con la infraestructura, activando la campaña Días de vuelo.

Para divulgar los mensajes asociados a accidentes a terceros, se realizó un plan de pauta en radio y en medios digitales como Google y Meta. De igual forma, se utilizaron pantallas en las tiendas de las localidades más afectadas por esta problemática para hacer llegar a las comunidades consejos de prevención y actuación en caso de emergencia.

Se desarrolló la campaña cultura de legalidad, muy enfocada al cliente para ayudar a prevenir el hurto de energía e incentivar el reporte de este delito; y en el último trimestre del año se implementó la campaña Navidad segura, que salió al aire finalizando noviembre para reforzar los mensa-

jes acerca del hurto de energía, hecho que incrementa en la época decembrina por los alumbrados. Estas campañas publicitarias tuvieron un despliegue en diferentes medios masivos y digitales, y contribuyeron a la generación de 3.276 denuncias/reportes de hurto de energía, lo que le permitió a la Compañía actuar frente a los casos. Esta iniciativa también tuvo un despliegue en diferentes medios de comunicación masivos y digitales, radio y en las pantallas del sistema de transporte público de Bogotá.

En el frente BTL, que fue transversal para accidentes a terceros, cultura de legalidad y Navidad segura, se introdujo al personaje Doña Luz como protagonista. La activación en calle se basaba en llevar a una actriz a los lugares más impactados por los desafíos de las campañas para comentar información personalizada mientras entregaba volantes, y compartía con las personas café, paletas o natilla.

La divulgación de los trabajos programados de modernización, mantenimiento, cambio y ampliación de la infraestructura eléctrica en Bogotá y Soacha se hizo a través de [Publimetro.co](https://publimetro.co), mientras los de Cundinamarca se comunicaron a través de perifoneo y cuñas en emisoras locales. En total, se invirtieron más de \$1.278.900.000 en esta labor. Esta información permite a los usuarios reducir el impacto de las suspensiones para brindar un servicio más confiable, estable y seguro.

Otra iniciativa para resaltar son los programas de radio Enel Corazón de Cundinamarca y Territorio de Luz. Del primero se emitieron 9 capítulos en la emisora Cristalina, cubriendo temas como el proceso de facturación de Enel, el propósito de las podas preventivas, por qué se va la luz, riesgos eléctricos, identificación de los tipos de redes y lectura de medidores, para tener a los públicos informados de los principales temas 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 las áreas de influencia de El Quimbo, Guavio y Río Bogotá, y Territorio de Luz para proyectos en construcción de los parques solares Guayepo y Fundación. Durante el 2023, se emitieron en total 29 programas con información de interés relacionada con proyectos de valor compartido desarrollados con y para la comunidad, temas ambientales, y con el avance en la construcción de los parques solares. Algunas de estas historias las contaron sus mismos protagonistas.

En cuanto al contenido editorial pago, en 2023 se contó con un total de 18 publirreportajes: 14 en Colombia, 2 en Guatemala y 2 en Panamá. Estos se enfocaron en los principales medios de comunicación del país para poder alcanzar a la mayor cantidad de personas. Las temáticas se enfocaron en la transición energética, especialmente en lo que tiene que ver con electrificación y descarbonización para alcanzar una meta cero emisiones, la prevención

de accidentes por comportamientos inadecuados frente a las redes eléctricas, la movilidad eléctrica y el aporte de la empresa a las comunidades a través de sus proyectos de generación.

La inversión para Colombia fue de \$85.811.188 y de USD\$ 7.786 para los países de Centroamérica.

Medios propios y estrategia digital

La estrategia en los canales digitales propios estuvo enfocada en proyectar a Enel Colombia como una compañía sólida y presente en 4 países, luego de la fusión en 2022, a través de la divulgación estratégica de contenido por cada una de sus redes sociales y en aumentar el posicionamiento del sitio web en el ecosistema digital orgánico.

Así mismo, la estrategia de contenidos tuvo como foco la generación de nuevos y diferentes formatos (videos, entrevistas, *photo dump*, historias destacadas, entre otros) los cuales buscaron generar un *engagement* y una interacción más relevante en comparación a los resultados del año anterior.

ENGAGEMENT	2022	2023	Variación
FACEBOOK	13.453	3.670.704	27185%
INSTAGRAM	24.580	581.917	2267%
LINKEDIN	24.882	387.811	1459%
TWITTER	3.968	22.176	459%
YOUTUBE	4.550	16.312	259%

Las temáticas que se divulgaron durante todo el año estuvieron principalmente orientadas en los proyectos de expansión en términos de generación y distribución de energía, esta última con un papel muy relevante en el despliegue de contenido pedagógico frente a las acciones preventivas y de inversión que la Compañía está realizando para robustecer la infraestructura eléctrica, mejorar la calidad de servicio y prepararse ante la creciente demanda de energía de Bogotá y Cundinamarca.

El lanzamiento de la serie web Colombia, región mágica: el poder de las energías renovables, fue un hito importante en la gestión de comunicaciones, ya que el recurso permitió mostrar de manera pedagógica el camino de la transición energética y el poder transformador de la generación de energías renovables que apuestan por un futuro sostenible. En esta serie se registraron 758.369 visualizaciones en seis episodios.

Los contenidos publicados en redes sociales para apoyar la divulgación de las campañas de accidentes a terceros alcanzaron 2.611 usuarios en Facebook, 2.388 en Insta-

gram, 3.634 en X y 6.280 en LinkedIn. Además, se registraron interacciones generales en Facebook: 3.670.704, en X: 22.176, en LinkedIn: 387.811 y 581.917 en Instagram.

Por otra parte, se obtuvieron 24.537.335 vistas a la página web, que representó un aumento en 69% en comparación con el año anterior. Las páginas más visitadas fueron la de Botón de pago (PSE), pagos digitales, factura exprés, personas, pago medios electrónicos, y la página principal (Home). Es importante resaltar que se aumentaron las visitas al sitio web un 108% más respecto al año anterior y en visitantes únicos 67% versus 2022. El tiempo promedio de cada visita al sitio web fue de 2:10 min, un indicador importante teniendo en cuenta que la mayoría de las visitas tienen fines transaccionales e informativos. Y finalmente, el porcentaje de visitas por medio de dispositivos móviles aumentó en un 69%.

Por último, cabe mencionar algunas cifras que se obtuvieron en los canales de las redes sociales de Centroamérica, donde se generaron 225 publicaciones en Facebook y 257 en LinkedIn, obteniendo un alcance promedio de 343 en Facebook y 5.630 en LinkedIn.



Gestión mediática

El 2023 estuvo marcado por las iniciativas que impulsaron las líneas de negocio, apostándole a la transición energética, la electrificación y descarbonización en Colombia. Entre ellos destacaron anuncios, hitos y noticias que tuvieron importante cubrimiento mediático en regiones de las zonas de influencia y a nivel nacional.

Se generaron un total de 140 comunicados de prensa que alcanzaron 1.132 publicaciones orgánicas. Adicionalmente, se emplearon nuevas estrategias para el relacionamiento y posicionamiento de información con periodistas y medios de comunicación, quienes constantemente acuden a la Compañía como fuente de información sobre coyunturas del sector y como soporte ante casos y reportes.

A nivel corporativo, se buscó dar continuidad y sostenimiento a la estrategia de la compañía bajo en nuevo liderazgo de Luciano Tommasi como director general de Enel Colombia y Centroamérica, hito que se tradujo en 18 publicaciones en medios. También se destacaron los avances en la estrategia de sostenibilidad, relacionados con la protección de la biodiversidad y los recursos naturales, las alianzas estratégicas, los proyectos de valor compartido en diferentes zonas de influencia, así como las iniciativas de educación que se apalancaron durante el año.

Para el caso de la línea de negocio de generación, Enel Green Power, se logró un total de 598 publicaciones en medios de comunicación, lo que se traduce en \$1.049.047.895 millones en free press (publicidad no paga). Los contenidos sobre los progresos constructivos de los proyectos solares en Colombia, como Fundación en Magdalena (132,2 MWdc), La Loma (187 MWdc) en el Cesar, Guayepo en Atlántico (486,7 MWdc) y la ampliación de la planta El Paso (que entrega energía al sistema desde 2018) fueron los de mayor acogida mediática.



Sobre el negocio de distribución, Enel Grids, se enviaron 52 comunicados de prensa que generaron 118 publicaciones en medios de comunicación y que representan \$559.917.145 millones de pesos en free press. Temáticas como la prevención del hurto de energía y de accidentes eléctricos con la red tuvieron gran acogida a lo largo del año.

Para la línea de comercialización a clientes residenciales, Market, el segundo semestre de 2023 estuvo marcado por el Proyecto Convergencia, el cual actualizó la plataforma comercial que gestiona a los procesos de facturación, recaudo y cobranza. Este generó inconsistencias para algunos de los clientes quienes en su mayoría vieron demoras en la entrega de sus facturas, pagos que no fueron aplicados, errores en cobros de otros productos y servicios, y cobros erróneos por corte y reconexión. La coyuntura tuvo diferentes momentos de comunicación que atendieron a las inquietudes y solicitudes de los clientes del servicio de energía en Bogotá y Cundinamarca. Para este particular se generaron 183 publicaciones en medios, tanto regionales como de alcance nacional.

Por su parte, los comunicados más relevantes de la línea de negocio de productos y servicios, Enel X Global Retail, giraron en torno a iniciativas de movilidad sostenible y sistemas fotovoltaicos para empresas. Este año se consolidó el primer proyecto de movilidad eléctrica con La Rolita, el cual habilitó la primera red pública de cargadores rápidos para vehículos eléctricos, que generó 21 publicaciones. Asimismo, se destacó la construcción de Ikotia, el primer parque solar de Frontera Energy a cargo de Enel X, que tuvo 20 publicaciones. En paralelo, también tuvieron relevancia contenidos como la alianza para instalación de cargadores con Mercedes y su línea de vehículos eléctricos – EQ, la carrera atlética Enel X Night Race 10k, la prolongación de la alianza con Scotiabank Colpatría para el producto Crédito Fácil Codensa, y la iluminación navideña bajo el concepto de Ruta de la Navidad, entre otros. En total, esta línea de negocio tuvo 149 publicaciones en medios de comunicación que representan \$446.291.238 millones en free press.

También se apalancaron iniciativas propias en producción de contenido como fue el *podcast* Energía para la vida, que tuvo al aire 9 episodios sobre temas que acercan a los usuarios con la energía y también respondieron a preguntas frecuentes. Entre las temáticas abordadas destacaron: la construcción de ciudades inteligentes, los riesgos eléctricos, consejos sobre consumo eficiente de la energía, la transición energética, las apuestas por equidad de género, la tarifa y factura, entre otras.

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 dirección 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 2023 se desarrolló el plan de comunicación para el simulacro de evacuación por rotura de presa para la Central El Quimbo, que incluyó acciones internas y externas. Externamente se manejó una campaña preventiva sobre el simulacro de evacuación que permitió dar pautas a los habitantes de la zona de influencia acerca de qué hacer en caso de presentarse el evento. La misma se realizó a través del programa de radio Enel Corazón de Cundinamarca y de actividades de perifoneo en la zona.

Adicionalmente, 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 El Quimbo, Cadena Río Bogotá, y la suspensión del proyecto eólico Windpeshi en la Guajira. La gestión incluyó identificar el escenario crítico, el accionamiento de los comités de crisis, la administración de la información a los medios de comunicación (pronunciamientos, comunicados de prensa y entrevistas), el apoyo en el manejo de comunidades y el monitoreo constante de las necesidades e inquietudes de los diferentes actores de interés frente a los eventos en cuestión.

En el caso de la suspensión del proyecto eólico Windpeshi, se llevó a cabo una coordinación y comunicación proactiva con diferentes públicos de interés, entre ellos las comunidades del área de influencia, a quienes de manera permanente se les informó por medio de 13 carteleras, y de manera mensual, los avances y decisiones de la Compañía. Así mismo, se informó a medios de comunicación, con un total de 796 publicaciones sobre el proyecto, de las cuales 171 se generaron por información propia relacionada con los bloqueos que afectaron al proyecto, los riesgos y desafíos que esto conllevaba y finalmente la suspensión de este. Más del 80% de las publicaciones tuvieron un tono neutro hacia Enel Colombia.



Comunicación interna

La comunicación interna se centró en apoyar a la Compañía en la alineación de los empleados con los objetivos estratégicos del Grupo, en fortalecer la integración cultural de los cuatro países de la región Colombia y Centroamérica, y en acompañar los distintos cambios de organizacionales.

El año comenzó con la implementación local del Enel Day, evento en el que cada año el Grupo solicita aterrizar y dar a conocer las prioridades estratégicas de los países en cumplimiento del plan industrial. En un formato de *Talk Show* se realizó para el Enel Day un evento híbrido que reunió a 179 personas de manera presencial y a 1522 en la virtualidad.

El área lideró el desarrollo del documental *Energía para la Vida*, producto que resultó ser el ganador de un concurso planteado por el Grupo como parte del evento global del Enel Day. El reconocimiento se dio por narrar de manera única y creativa los esfuerzos de los países del perímetro en el avance hacia la electrificación.

El área acompañó el cambio de la Dirección General de Enel Colombia & Centroamérica. Gracias al diseño y ejecución de distintas acciones de comunicación interna, cercanas y humanas, la Compañía rindió un sentido homenaje de despedida al director saliente luego de más de 20 años a cargo, y dio la bienvenida al nuevo director.

La comunicación interna estuvo presente en el acompañamiento a los negocios y a las áreas *staff* en sus necesidades de información y alineación de los trabajadores con sus planes estratégicos. Como resultado, se implementaron 3 estrategias, 25 campañas y 58 planes de divulgación en los distintos canales de comunicación interna corporativa y activaciones.

En el marco de esta gestión, se destacan iniciativas como la puesta en marcha de la estrategia de Marca Empleadora *#TalentosQueBrillan*, la cual tiene como finalidad elevar el sentido de orgullo y pertenencia de las personas con la marca Enel, gracias a la narración de historias y contenidos que resaltan la gestión de compañía en materia de calidad de vida, innovación y sostenibilidad.

Otra iniciativa que vale la pena mencionar dentro de la gestión del año fue la “Semana de Liderazgo Gentil”, evento híbrido en el que se dio a conocer los principios de liderazgo que promueve el Grupo. Como parte de este esfuerzo se realizó una plataforma virtual y 5 eventos híbridos con expertos invitados, en los que participaron más de 1.500 trabajadores.

Otras iniciativas de gran impacto fueron la Semana Ética, para reforzar la cultura de transparencia y anti-corrupción que impactó de manera directa a 500 personas; la *Innovability Week*, evento interno de innovación en el que se desarrollaron charlas, paneles, actividades y un showroom de los proyectos innovadores en el que participaron más de 1.200 personas; y Soy Enel, que tuvo como objetivo promover a los trabajadores como los principales embajadores de la marca Enel en redes sociales. Esta última iniciativa logró que más de 150 trabajadores se vincularan de manera activa.

En materia de canales de comunicación interna, se implementaron mejoras en la herramienta de envío y medición de impacto de los correos electrónicos corporativos que salen de la cuenta de Comunicaciones Internas Colombia & Centroamérica. La Intranet y el boletín *Entérate* de noticias se mantuvieron como los canales más leídos y preferidos.

Sin duda, uno de los logros más significativos de la gestión de comunicación interna fue elevar el indicador de reputación interna corporativa. En 2023, Colombia & Centroamérica se ubicaron como el país número uno dentro del Grupo Enel con el mejor indicador de percepción positiva de la reputación en su personal, alcanzando un puntaje de 97,3% en el índice de favorabilidad.



Gestión del Desempeño de Comunicaciones

Se estabilizó el modelo de gestión de presupuesto para los gastos de comunicaciones generados por cada línea de negocio, acorde con los cambios de estructura presupuestal definidos desde casa matriz, lo cual permitió obtener un mejor control y seguimiento a los gastos generados por cada línea de negocio, así como la identificación oportuna de desviaciones y el cumplimiento de metas presupuestales definidas para 2023.

Con respecto a la gestión de proveedores, se implementaron los procedimientos de plan de calidad, seguimiento al K de sostenibilidad y materialización de contratos bajo un análisis previo en conjunto con las áreas dueñas de los procesos que permitió la simplificación de los requisitos y mayor claridad del contenido a ser entregado por parte de los proveedores para el cumplimiento de los requisitos solicitados en cada procedimiento.

Se realizó un análisis al 100% de los contratos que se encontraban próximos a ser licitados en el último trimestre del 2023 y primer semestre del 2024, así como a los contratos que fueron adjudicados bajo un esquema de activación anual con el fin de buscar sinergias entre el alcance de los diferentes servicios y control de gastos.

Para la línea de negocio de generación de energía, se estabilizó el modelo de gestión de presupuesto en los tres países de Centroamérica acorde con los cambios de estructura presupuestal definidos desde casa matriz lo cual permitió obtener un mejor control y seguimiento a los gastos de comunicaciones generados en cada país.





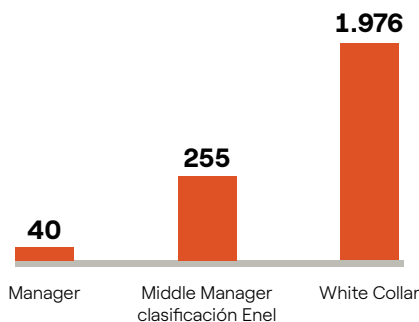


4. UNA GESTIÓN INTERNA QUE APALANCA RESULTADOS

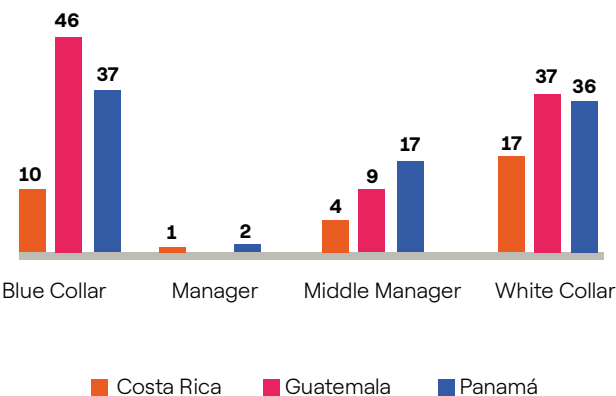
GESTIÓN DEL PERSONAL

Al cierre del 2023 Colombia cerró con una plantilla de personal de 2.271 trabajadores, con una disminución en un 1,42% con respecto al cierre del año inmediatamente anterior, esta reducción es debido principalmente a la venta de Central Térmica Cartagena. Centroamérica cerró para el 2023 con una plantilla de personal de 216 trabajadores, inferior en un -3,14% con respecto al cierre del año inmediatamente anterior, debido principalmente 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 31.12.2023



POR CATEGORÍA DE CARGO



Adicionalmente, Enel Colombia cerró en 2023 con un total de 106 aprendices (regulado por cuota Sena) y 115 practicantes universitarios (convenios con universidades). Para Centroamérica el número de aprendices y/o practicantes no se encuentra regulado por un ente gubernamental, a cierre de 2023.

Enel Colombia y Centroamérica implementan prácticas para promover la inclusión y equidad de género entre sus colaboradores, y acorde con esta estrategia, el total de mujeres vinculadas al cierre de año para Enel en Colombia fue de 798 trabajadoras, superior en un 1,14 % con respecto al cierre del año anterior. El número de mujeres vinculadas en Centroamérica fue de 58 Trabajadoras, manteniéndose estable con respecto al 2022

Rotación

En el 2023 el índice de rotación laboral⁽⁷⁾ para Enel en Colombia fue del 8,76%, esto debido principalmente a la venta de la Central Térmica Cartagena

Para Costa Rica el índice se ubicó en un 12,50%, Guatemala por su parte obtuvo un índice de 6,52%, Finalmente, Panamá tuvo un índice de rotación de personal de 6,52%, lo anterior se presentó por incremento en la finalización de contrato de personal por mutuo acuerdo para los tres países principalmente en la línea de negocio Enel Green Power.

País	Rotación 2023
Colombia	8,76%
Costa Rica	12,50%
Guatemala	6,52%
Panamá	6,52%

Índice de renuncias voluntarias

El índice de renuncias voluntarias⁽⁸⁾ en el 2023 para Enel Colombia fue de 4,1%, representando un decrecimiento respecto del año pasado; Costa Rica obtuvo un índice de 6,3%, el cual es superior al de 2022 producto de una menor plantilla final en el año 2023 Guatemala obtuvo 2,2% como índice, superior al año anterior. Finalmente, Panamá tuvo un índice de 1,1%, menor frente al año 2022.

(7) Número de retiros voluntarios / 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.

(8) Renuncias voluntarias / Plantilla final de la Organización

Colombia



Costa Rica



Guatemala



Panamá



Movilidad interna

El indicador de movilidad interna⁽⁹⁾ hace referencia a los cambios de rol que un trabajador puede realizar o elegir dentro de cada una de las Compañías, especialmente al pasar de un área organizacional a otra diferente, o a los cambios de nivel de cargo que requieran de la ejecución de distintas actividades.

PAÍS	TIPO	DEFINICIÓN	FEMENINO	MASCULINO
Colombia	Promociones	Selección directa + Concursos internos + Recategorizaciones	66	110
	Traslados	Selección directa + Concursos internos + Traslados	59	104
	Total movimientos internos		125	214

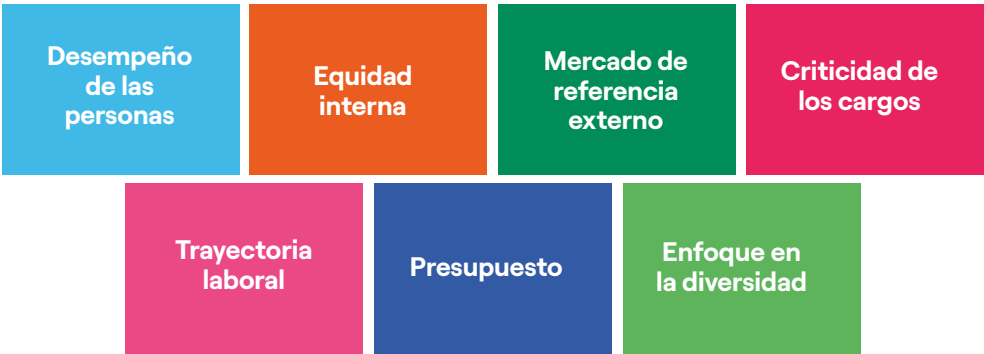
Ósmosis

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 2023, 34 personas tuvieron una rotación cruzada "ósmosis".

(9) Movimientos Internos / Plantilla media acumulada de la Organización

Compensación

La compensación salarial de los colaboradores es transparente y objetiva con la intención de impactar directamente la gestión de la organización, el talento y liderazgo, y la diversidad y el cuidado de las personas. Tiene en cuenta los siguientes factores:



Durante el año se ejecutaron las siguientes acciones de alineación al modelo:

- Dentro de la estrategia de **monetary rewarding**, para Enel en Colombia se realizaron 54 nivelaciones salariales durante el año.
- Se entregaron 37 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⁽¹⁰⁾

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.

Para Colombia en la categoría de Managers la brecha se encuentra a favor de los hombres en un 7,5%, esto sin tener en cuenta el dato de Top 200⁽¹¹⁾. Para el caso de *Middle Managers* la brecha se encuentra a favor de los hombres en un 3,9%, por otra parte, para el caso de *White Collar* la brecha se mantuvo a favor de las mujeres en un 3,2%.

En el caso de Centroamérica la brecha salarial se mantiene a favor de las mujeres en 109%. A nivel de Managers los 3

ocupantes de estas posiciones son hombres. A nivel *Middle manager* la brecha disminuyó de 108% a 105% pero se mantiene a favor de las mujeres. En el nivel *White Collar* la brecha salarial mejoró en 5 puntos porcentuales vs 2022, pasando de 81% a 86% reduciendo la Brecha Salarial a -14 puntos porcentuales.

Tipo de cargo	Manager	Middle Manager	White Collar	Total
Colombia	92,5%	96,1%	103,2%	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.



(10) 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.
(11) Top 200: Hace referencia a las 200 personas con mayor ingreso

Talento sin etiquetas: Diversidad e inclusión

La cultura de la diversidad para las empresas del Grupo Enel en Colombia se ha convertido en un rasgo diferencial respecto a la gestión de su talento. Durante el año 2023 se promovieron acciones para contribuir a la generación de entornos de trabajo inclusivos y diversos.

Comité Estratégico de Diversidad

Nació en 2019, con el objetivo de ser parte de la agenda estratégica periódica del Comité Directivo de la Compañía en Colombia y consolidar la cultura de diversidad e inclusión en la Organización. Está integrado por el Director País y un comité paritario de 5 líderes de diferentes áreas *staff* y negocios, que, a partir de sesiones trimestrales, da seguimiento a la estrategia de género y el avance de los indicadores.

En 2023 se hizo un seguimiento a los indicadores obtenidos y se identificaron acciones de impacto. Adicionalmente, se hizo seguimiento mensual a los indicadores y acciones desde la gerencia de Personas & Organización con el Gerente, las *Business partners* y el equipo de diversidad.



Acciones transversales alineadas a la diversidad

A lo largo del año, como parte del fortalecimiento de la estrategia de diversidad, se llevaron a cabo acciones interempresariales como campañas en fechas conmemorativas internacionales, notas y espacios de sensibilización, con el fin de que los líderes de las diferentes áreas de negocio sean también movilizados de la diversidad.

En el 2023 se realizaron 5 talleres llamados Visibilizando sesgos inconscientes, en este participaron cerca de 108 personas, de algunas de las líneas de negocio, en estos espacios, se ampliaron los conocimientos alrededor de conceptos como qué es la diversidad, la equidad, identidad, orientación sexual, en el impacto que tienen los sesgos en el tipo de relacionamiento en el ambiente laboral y en los procesos de selección.

Equidad de género

Las iniciativas para gestionar la equidad de género abordaron diferentes frentes:

Recertificación Sello de Oro Equipares

Desde 2015 Enel Colombia es una empresa Equipares, iniciativa del Ministerio de Trabajo que, 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), busca implementar un Sistema de Gestión de Igualdad de Género (SGIG-Equipares) en las empresas colombianas.

Desde 2018 ha mantenido la certificación Oro, y durante el 2023 se adelantaron los seguimientos necesarios al plan de acción, aplicación de instrumentos y herramientas para la identificación del estatus de las brechas de género, bajo la implementación de la nueva plataforma que permite tener un alcance a nivel regional, Colombia y Centroamérica. Tal como el sello lo indica, se hizo énfasis en indicadores de género; y por medio de un seguimiento trimestral a más de 15 indicadores, las Compañías identificaron oportunidades puntuales en procesos o áreas para implementar acciones concretas que contribuyan en la igualdad de género. Este trabajo permitió obtener por segunda vez la recertificación nivel oro Equipares, destacando a Enel como la única empresa del sector minero-energético en obtener este reconocimiento.

Las mujeres en la Compañía:

Colombia

- Componen el 35% de la plantilla.
- Ocupan el 34,2% de las posiciones de liderazgo.

Costa Rica

- Componen el 31,3% de la plantilla.
- Ocupan el 20% de las posiciones de liderazgo.

Guatemala

- Componen el 21,8% de la plantilla.
- Ocupan el 44,4% de las posiciones de liderazgo.

Panamá

- Componen el 30,4% de la plantilla.

Adicionalmente, durante el año 2023 se desarrollaron acciones como:

- Conmemorando el día de la mujer y bajo el foco de conocimiento, una de las líneas del voluntariado corporativo, se capacitaron a un total de 78 mujeres madres cabeza de hogar y/o cuidadoras, que por sus condiciones de vulnerabilidad hacen parte del plan padrino de la fundación Minuto de Dios. Como principal enseñanza de este espacio, se obtuvo que el conocimiento genera impacto si este es compartido, pues con él se abren oportunidades de desarrollo, y fortalecimiento de habilidades y competencias para implementar en el día a día.
- Participación en el grupo de liderazgo de la iniciativa de Paridad de género en Colombia, que reúne a las empresas con avances significativos en materia de equidad de género.
- Registro de un total de 555 candidatos en *shortlist* en 2023 de selección externa, con una participación del 50,4% de mujeres.
- En el marco del Día internacional de la mujer y la niña en la ciencia, se realizó un video visibilizando la historia de una mujer que trabaja en Enel, y se desempeña como ingeniera en una de las líneas de negocio más importantes de la Organización, quien ha podido demostrar con su trabajo, que las profesiones y los sueños no tienen género. Este tipo de iniciativas están en el marco de la estrategia de transformación de sesgos inconscientes alrededor del género.
- Dentro del proceso de sensibilización, se llevaron a cabo talleres y el webinar Conciliación y manejo del tiempo con enfoque de género, el cual estuvo enfocado en sensibilizar sobre la importancia de las labores de cuidado en los diferentes géneros, y la importancia que tiene el distribuir tareas para lograr una conciliación de tiempos y una mejor percepción de la calidad de vida. En esta iniciativa que abordó temas de economía del cuidado y tips para las personas cuidadoras o que han sido cuidadas, se tuvo la asistencia de 810 personas de Colombia, Guatemala, Panamá y Costa Rica.
- Enel participó del programa de *mentoring* de la ANDI, Impacto M, espacio en el que 5 menores y 5 mentees tuvieron la posibilidad de asistir a formaciones de habilidades en liderazgo, gestión de emociones, comunicación asertiva, etc. y enfocaron su proceso a la gestión de ideas y un liderazgo con propósito.
- En el marco del Día internacional de la no violencia contra la mujer, se realizó un video con profesionales en psicología que compartieron tips para identificar las conductas de violencia, cómo abordarlas y líneas de denuncia y atención para los 4 países.
- Enel obtuvo el segundo lugar en el Premio de Innovación de Género en el Sector Energético de América Latina y el Caribe, un reconocimiento que recibió con orgullo y ratifica su trabajo para construir espacios de equidad y de respeto a las diferencias.

Diversidad sexual

Con el fin de generar espacios libres de discriminación hacia las personas sexualmente diversas, en 2023 se continuó con el sello Friendly Biz Corporativo, en alianza con la Cámara de Comercio LGBT. En conmemoración del Día internacional contra la homofobia, bifobia y transfobia, se compartió a través de una pieza comunicacional, una nota que confirmó la posición como Empresa y el compromiso de valorar y reconocer el talento.

Para el 2023 se inició el proceso de análisis la certificación a países de Centroamérica y lograr la recertificación para Colombia.

En Costa Rica se desarrolló una Charla de diversidad e inclusión para todos los colaboradores: ¿Quiénes son las personas LGBTIQ+? con el objetivo de abordar conceptos básicos de sexualidad integral. Adicionalmente, en Enel Green Power Costa Rica se volvió a firmar la declaración de San José, instrumento que incluye principios en contra de la discriminación por orientación sexual e identidad de género y a favor de los Derechos Humanos de las personas LGBTIQ+ en espacios de trabajo. Es una iniciativa de la Alianza Empresarial para el Desarrollo -AED- que se realizó por primera vez en el 2016 a través de Pride Connection.

Así mismo, en el mes del orgullo LGBTQ+, se hizo una alianza interempresarial con empresas públicas y privadas, para la difusión de la campaña bajo las *hashtag* #Talentos-QueBrillan y #EmpresasSinSesgos, haciéndose énfasis en varios tipos de micro agresión.

Edad

Con el fin de dar apoyo en el inicio de la vida laboral de los estudiantes en práctica, se crearon diferentes rutas de desarrollo (**Iniciando mi carrera en Enel, Taller destaca tu marca personal, Futuros en potencia**). Su objetivo principal es brindar herramientas de gestión del tiempo e inteligencia emocional para el desarrollo de la vida profesional, desarrollar habilidades blandas y técnicas requeridas en su rol, así como guiar la búsqueda del trabajo en el mundo laboral actual.

Nacionalidad

Se realizó el taller Conociendo las diferencias multiculturales, para facilitar la interacción asertiva con personas de diferentes nacionalidades, culturas y costumbres, activo en la plataforma *E-ducation*. Tuvo una duración de 1 hora y un total de 31 participantes.

Discapacidad: *Value for Disability*

Se empezaron a realizar alianzas con bolsas de empleo que permitieran tener un mayor acercamiento e impacto a población diversa, incluyendo personas con discapacidad. Adicionalmente se ha estado desarrollando desde el equipo de selección, con un proyecto que permita vincular laboralmente a personas con discapacidad.

Con el objetivo de continuar sensibilizando alrededor de la discapacidad, y como esta implica un proceso de identificación de barreras para los debidos ajustes razonables,

abriendo las posibilidades a que todas las personas puedan dar a conocer sus talentos y habilidades, se llevó a cabo un taller experiencial denominado Café a ciegas, actividad en la que se logró identificar que todos tenemos puntos de encuentro desde la humanidad misma, solo basta con ser más empáticos con las vivencias diarias de cada persona, y se contó con la participación de 30 personas.

Una cultura con las personas al centro

La Compañía posiciona a las personas en el centro, contribuyendo a que el trabajo se identifique como motor de experiencias de felicidad. Con este objetivo, potencializa y desarrolla al mejor talento, entiende la digitalización como un habilitador de oportunidades y contribuye al bienestar de las personas y sus familias.

Global Wellbeing Program

El *Global Wellbeing Program*, dirigido a 67.000 personas que trabajan en Enel en todo el mundo, tiene como objetivo mantener a las personas constantemente informados, conscientes y comprometidos con su propio bienestar psicológico, físico, relacional, armonizando su vida laboral y vida privada, resaltando la importancia que tiene el cuidar del tiempo individual, y cómo cuidándolo se contribuye con el cuidado del tiempo de los otros. Este programa le ha permitido a las personas tener acceso a tests, *webinars* y herramientas de interés para su autogestión mental, emocional y bienestar general.

Durante el año 2023, como primer año de implementación, las personas de Colombia y Centroamérica tuvieron la oportunidad de alcanzar los puntos requeridos para ganar o días de bienestar o actividades de bienestar dentro de la *wellbeing route*. 13 personas fueron beneficiadas por esta iniciativa.



Beneficios a la carta

Desde el 2019 opera Beneficios a la carta, plataforma digital que permite comunicar y beneficios y redimirlos en tiempo real, de acuerdo con las necesidades, intereses o el momento de vida. Durante el 2023, el modelo de beneficios continuó buscando asegurar el equilibrio entre la vida personal, familiar y laboral, mediante opciones que contribuyan a su bienestar físico, mental y emocional; además se continuó fortaleciendo en sus cuatro categorías principales, las cuales se encuentran alineadas al modelo wellbeing.

Mi tiempo: beneficios para trabajar de forma distinta dentro de la jornada laboral, como: horario flexible, jornada comprimida los viernes, etc; así como beneficios de tiempo remunerados para una armonía entre la vida personal, familiar y laboral.

En el 2023 en Colombia se tuvieron 1.864 redenciones en beneficios de tiempo como media jornada de cumpleaños, días de balance, asistencia a familiar enfermo, día de graduación, horas de compartir, primer día de cole, etc. Para el caso de Centroamérica se presentaron más de 150 redenciones de beneficios de tiempo.

Los cinco beneficios de tiempo más redimidos fueron: tiempo de cumpleaños (430 redenciones), horas de compartir (377), día de balance enero-abril (348), día de balance septiembre-diciembre (294), día de balance mayo-agosto (245), asistencia a familiar enfermo (79).

Mis experiencias: permite a las personas redimir bonos digitales de acuerdo con sus gustos e intereses en experiencias gastronómicas, diversión, cultura, *streaming*, etc. En el 2023 hubo 6.002 redenciones y estuvo disponible sólo para Colombia. Se espera que en el 2024 se puedan hacer las alianzas con proveedores en Centroamérica.

Mi Cuidado: comunica las actividades recreativas, culturales, deportivas y corporativas que promueven la salud física y mental de las personas que trabajan en Enel. En 2023 se continuó promoviendo el cuidado desde una visión holística e integradora, desde el plano físico, mental y emocional.

En estas subcategorías se realizaron actividades como Comunidad *mindfulness*, apoyo psicológico, exploraciones culinarias, club de *running*, clases de gym virtual, patrocinio a la Media Maratón de Bogotá, vacaciones recreativas, Yoga de la risa. Se contó con más de 900 inscripciones entre personas de Colombia y Centroamérica.

Por otro lado, se realizaron dos conferencias para promover el reconocimiento y gestión de situaciones desafiantes con impacto en la salud mental y emocional de las personas, abordando temas como: la importancia del cuidado de salud mental, rutas y reducción del estigma, e involu-

cramiento parental y comunicación con los hijos durante la adolescencia. Se tuvo un registro de 127 asistencias a las conferencias con impacto en Colombia y Centroamérica.

En la carrera de la Media Maratón E, participaron 86 personas que hacen parte del club de *running* y que se prepararon para tener un excelente desempeño.

164 personas entre trabajadores y miembros de su núcleo familiar básico accedieron al beneficio de apoyo psicológico, que para el 2023 se asoció a la categoría de Mi cuidado emocional. 95% fueron de Colombia y 5% de Centroamérica.

De las 164 personas que usaron este beneficio, el 62% fueron mujeres y el 38% hombres.

Las experiencias de Mi Cuidado más redimidas durante el año 2023 fueron el apoyo emocional profesional, exploración culinaria, club de *running* y caminata ecológica.

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.



Cifras significativas en la utilización de beneficios en el 2023

En el 2023 el 89% de las personas de Enel Colombia utilizaron por lo menos un beneficio ofertado dentro de la plataforma de Beneficios a la carta, y para el caso de Centroamérica se tuvo un porcentaje de redenciones del 34%.



Encuesta de Clima y Seguridad

Para el 2023 no se aplicó encuesta para medir el clima laboral, esta encuesta se denomina *Open listening*, la cual, con solo 4 preguntas permite identificar el estado de ánimo, la motivación, el compromiso y las áreas de mejora de cada uno de los países.

School Academy

Rutas de desarrollo

Durante el 2023 se dio continuidad a las rutas de desarrollo, programa que busca la retención y 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 líderes, 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:

- Líderes en crecimiento:** dirigido a trabajadores que han sido nombrados recientemente como líderes de equipos durante el año 2023, con la implementación de un *mentoring* particular que brinda herramientas de liderazgo y gestión de equipos, aplicando los atributos del liderazgo gentil, en total participaron 47 líderes nuevos.
- Nuevos talentos Enel:** para trabajadores que ingresaron nuevos a la Organización, quienes recibieron el proceso completo de inducción corporativa. Total de participantes: 158.
- Promotores en crecimiento:** durante el año 2023 se realizaron 45 procesos de selección directa y 19 procesos de recategorización que aportaron al desarrollo profesional, retención y bienestar de los trabajadores que fueron promovidos.
- Sucesores pipeline:** dirigido a trabajadores que fueron seleccionados en el plan de sucesión de managers como sucesores *pipeline*. Se definieron 110 planes de acción contemplando diferentes actividades de formación y acompañamiento. Las acciones por desarrollar dentro de los planes de acción son: *coaching*: 12, *mentoring*: 17, *job shadowing*: 18, *training*: 54, experiencia externa: 5, otros 4.
- Ruta de mujeres:** como parte del proceso de transformación y mejoramiento que se quiere implementar con el programa de mujeres en áreas core, se realizaron 3 grupos focales en el que participaron 30 mujeres, lográndose identificar mejores prácticas, con el fin de promover su movilidad. Cabe resaltar, que este programa ha tenido dos versiones, y que facilita la formación personal y profesional, y una bolsa de talento de mujeres que permita a los negocios acercarse cada vez más al cierre de brechas de género.
- Estudiantes en progreso:** se realizan según las inscripciones realizadas por los mismos estudiantes, acorde

a los temas y formaciones en las que deseen participar voluntariamente. Se ofrecen formaciones asociadas a: gestión de proyectos ágiles, gestión del tiempo y productividad, emprendimiento y pitch de negocios, inteligencia emocional y preparación para la vida laboral. Para este año participaron 52 estudiantes. Se realizó el taller destaca tu marca personal, con temas como: prepara tu hoja de vida, perfil en LinkedIn y prepararse para el mundo laboral. En este último participaron 78 estudiantes en una sesión de dos horas, para un total de 156 horas.

7. **Futuros en potencia:** la ruta de desarrollo para cada uno de los jóvenes talento se construye de acuerdo con los resultados de la prueba CRM, en la que se definen diferentes acciones de habilidades blandas y técnicas que requieren dentro de su nuevo rol como profesionales. Para el año 2023 se contó con 20 jóvenes, en formaciones de 18 horas, para un total de 360 horas de formación.

Programa de préstamos y patrocinios

Este programa busca contribuir a la formación, desarrollo y crecimiento personal y profesional de los colaboradores. En el 2023, 44 trabajadores recibieron apoyo para realizar estudios de postgrado, con aprobaciones de patrocinio que oscilaban entre el 10% y el 60% y 21 trabajadores con préstamo 100% del total de la matrícula; 6 de ellos en universidades fuera de Colombia.

En Centroamérica se cuenta con un programa de becas y préstamos para trabajadores que tiene como objetivo contribuir al mejoramiento académico y profesional de los trabajadores permanentes de la Empresa. El programa tiene en cuenta el ámbito técnico y universitario, acorde con la estructura, necesidades, desarrollo técnico y la modernización de la Empresa.

Plan de formación 2023

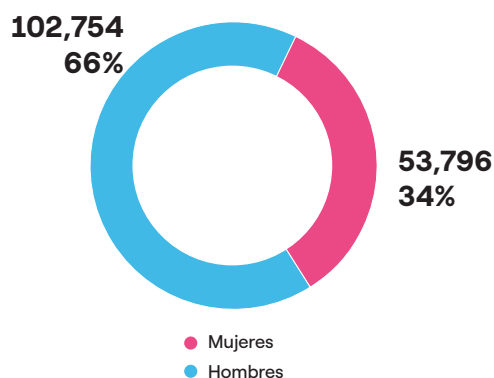
En 2023 se construyó un plan de formación con énfasis en diferentes cursos formativos en temáticas como habilidades blandas, formaciones digitales, formaciones para líderes, y formaciones técnicas, aportando a la estrategia y necesidades de las diferentes líneas de negocio.

Formaciones por categoría

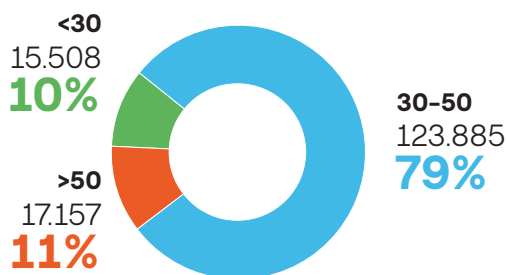
En total se ejecutaron 156.550 horas de formación para Colombia y Centroamérica correspondientes a formaciones en diferentes tipos incluyendo dentro de estas categorías: transversal, competencias blandas, digital y HSEQ.

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 Y EDAD



HORAS DE FORMACIÓN POR GÉNERO



Modelo Open Feedback Evaluation

En el año 2023 se realizó la evaluación de los trabajadores a través del modelo de *Open Feedback Evaluation*, con dos cortes de periodo de evaluación. El primero fue del 14 de enero al 18 de julio del 2023 y el segundo del 19 de julio de 2023 al 31 de enero de 2024. Se mantiene la evaluación teniendo como foco los valores corporativos: confianza, responsabilidad, innovación y proactividad. Se fomenta un *feedback* participativo y multidimensional de 360 grados que contribuye al desarrollo particular y colectivo durante todo el año con énfasis en las competencias y en el entorno cambiante.

Este modelo lidera tres dimensiones: competencias personales a través de la dimensión de talento, metas profesionales en la dimensión de acción, y la capacidad de interactuar con la red por medio del *feedback* en la dimensión de generosidad.

- **Talento:** los trabajadores pueden elegir 3 de las 15 competencias de Enel con las que se sientan más identificados.

- **Generosidad:** las personas pueden interactuar con su red solicitando y enviando *Feedback* acerca de las competencias con las que consideren que cuentan sus colegas. Se registró un total de 85.072 feedbacks enviados y recibidos en la plataforma.
- **Acción:** el jefe directo de cada empleado define, o el trabajador propone y evalúa el cumplimiento de entre una y tres tareas relacionadas con las funciones desempeñadas por el trabajador cada seis meses. La participación fue del 99,54% por parte de los jefes, con actividades para 2.586 trabajadores de Colombia y Centroamérica.



About people

Para el año 2023 se consolidó la metodología orientada a potencializar el desarrollo, reconocimiento y fidelización de los talentos, integrando diferentes experiencias, para lograr una mayor coherencia hacia las personas y el proceso. Se realizaron más de 80 encuentros con los líderes, gerentes, subgerentes y *Business Partners*, en los que se identificaron las fortalezas, aspectos a desarrollar y reto profesional por cada trabajador.

Se seleccionaron además los trabajadores que recibirían reconocimientos por total rewarding, mediante acciones monetarias, metodologías de desarrollo, formación o paid leave (días de vacaciones adicionales), 862 trabajadores reconocidos que corresponden a un 34% de la plantilla.

Se identificaron 136 trabajadores en roles críticos, analizando 4 variables como riesgo de retiro, conocimiento específico, disponibilidad del perfil en el mercado, desempeño y valores Open Power.

Se evaluó al 100% de los trabajadores de la compañía.

Succession plan

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 188 sucesores ready y *pipeline* distribuidos así por género y nivel de cargo:

País	No. de trabajadores
Colombia	182
Mujeres	95
Hombres	87
Costa Rica	3
Mujeres	2
Hombres	1
Guatemala	1
Mujeres	1
Panamá	1
Hombres	1
Perú	1
Mujeres	1
Total general	188

País	No. de trabajadores
Colombia	182
Manager	24
Middle Manager	110
Top 200	3
White Collar	45
Costa Rica	3
Manager	1
Middle Manager	1
White Collar	1
Guatemala	1
White Collar	1
Panamá	1
Manager	1
Perú	1
White Collar	1
Total general	188



Así mismo, estas son las acciones definidas dentro de los planes para los sucesores *pipeline* y que se empezaron a desarrollar en el año 2023:

Acción	Descripción	# de Sucesores
Taller liderando en entornos complejos	Busca reconocer atributos del liderazgo gentil en entornos complejos y nuevas formas de trabajo, que permitan empoderarse y gestionar equipos ante los diferentes desafíos, con el fin de lograr resultados extraordinarios.	54
Mentoring	Permite compartir experiencias entre un compañero experto en determinados sectores o competencias (el mentor) y un compañero menos experto (el mentee), facilitando una relación circular que es una oportunidad de intercambio mutuo.	17
Coaching	Proceso de empoderamiento basado en la toma de consciencia de sí mismo y de sus propios recursos. Es un aprendizaje creativo basado en la relación de confianza. El coach acompaña al coachee, le ayuda a ver lo que puede ser, y le ayuda a poner en marcha acciones para alcanzar sus objetivos. ⁽¹²⁾	12
Job shadowing	Es un período de acompañamiento y puesta en común entre dos compañeros: un host, la persona que acoge y un guest, la persona que es acogida. Juntos construyen actividades, objetivos y metas del proceso. El host implica al guest en sus propias actividades laborales, compartiendo contenidos y poniendo de relieve competencias transversales y técnicas del rol.	18
Experiencia externa	Experiencia con líderes de otros países con el fin de desarrollar habilidades de liderazgo.	5
Otras iniciativas	Otras formaciones, participación en proyectos, estudios de posgrado, expatriaciones o exposición externa, entre otros	4

(12) El significado de las metodologías de Desarrollo se encuentran en el apartado "New Leadership -Metodologías de Desarrollo"

LIDERAZGO GENTIL

En el año 2023 y teniendo en cuenta el resultado de los grupos focales realizados a líderes en noviembre de 2022, se diseñó el Programa de Liderazgo Gentil en las dimensiones cultural y de aprendizaje, bajo el modelo del Triángulo del Liderazgo Gentil (bienestar, motivación y resultados).

En la dimensión cultural se diseñaron tres actividades para líderes y todos los trabajadores:

Semana del Liderazgo Gentil (29 de agosto al 1 de septiembre): en cada uno de estos días hubo conferencias de diferentes expositores quienes reforzaron los pilares del liderazgo gentil. De forma presencial participaron 436 trabajadores y en el metaverso se conectaron 1.570 personas para asistir a las transmisiones en vivo y en directo. Adicionalmente, podían visitar stands con información más profunda del liderazgo gentil y divertirse con la sala lounge encontrando el tesoro perdido y trivias.

Experiencias de Liderazgo Gentil: esta iniciativa enseña a los líderes de manera práctica, creativa y en entornos diferentes los 10 atributos del Liderazgo Gentil y herramientas que les permitan ponerlos en práctica con sus equipos en el día a día laboral. Las experiencias fueron: Música y Liderazgo “El poder de dar poder” (40 líderes), Historia y cocina con Mamá Luz, (29 líderes), El brindis del líder gentil (30 líderes), La magia de ser líder.

Mentoring: desarrollo y acompañamiento de los trabajadores que han sido nombrados en cargo de liderazgo durante el año 2023, con la implementación de un *mentoring* particular que brinda herramientas de liderazgo y gestión de equipos, en total participaron 47 líderes nuevos.

En la dimension de aprendizaje se realizó un análisis de las tendencias de entrenamiento para líderes y se diseñaron los contenidos, así:

Bienestar:

- Taller Liderazgo excepcional me cuido para cuidar (24 asistentes).
- Neuroliderazgo (139 líderes)
- Liderazgo de equipos híbridos (54 asistentes)

Motivación:

- Formación para los managers de Latam en sofleadership
- Taller Cultura de *feedback* y reconocimiento (44 asistentes)
- Formación el liderazgo multicultural, contemplada dentro del plan de integración con Centroamérica (58 asistentes)

Resultados

- Formación de efectividad de líderes *Do it*, sobre empoderamiento, gestión de tiempo y priorización en pro de la productividad personal, dentro del proyecto de simplificación de la Compañía. (220 personas entre líderes y trabajadores)
- Liderazgo transformacional (30 asistentes).

Metodologías de desarrollo

En 2023 se consolidaron las metodologías de desarrollo como una herramienta reconocida por los trabajadores para su desarrollo personal y profesional, las cuales 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 102 coachees preparados para enfrentarse a sí mismos y realizar ejercicios de introspección en compañía de sus coach, 180 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 144 mentees que inician proceso con los mentores para fortalecer competencias blandas, de liderazgo y técnicas.

Adicionalmente, se realizaron *webinars* 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

En el 2022 se mantuvieron los planes de salud corporativo pensados en las necesidades de los colaboradores y sus familias. En cuanto a planes de salud, la Compañía cubre desde el 50% hasta el 100% del costo. En el 2022 se contó con 1.810 usuarios de medicina prepagada y 801 usuarios de plan complementario.

De igual manera, se cuenta con seguro de vida, beneficio que cubierto en un el 100%, y que en 2022 incluyó una actualización masiva de beneficiarios por parte de las personas.

El mejor talento para afrontar grandes desafíos

Enmarcados en los principios de atracción y fidelización de talento, Enel Colombia desarrolla un proceso de selección en el cual la diversidad y la inclusión permiten abrir puertas a las oportunidades y a la vinculación del mejor talento humano.

En el 2023, se flexibilizó el proceso para seguir promoviendo las oportunidades para los trabajadores, prevaleciendo los concursos internos.

Cobertura de vacantes

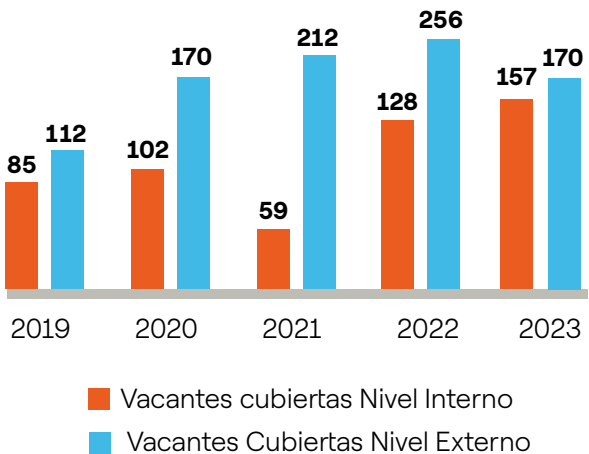
Se cubrieron para Colombia y Centroamérica 731 vacantes que corresponden a:

	Tipo de contratación		
	Plantilla Directa	Estudiantes/Aprendices	Temporal
Colombia	161	335	218
Centroamérica	9	0	8
TOTAL	170	335	226

Concursos internos

Se cubrieron 157 vacantes solicitadas por medio de la participación de empleados en los concursos internos. Lo anterior gracias a las diferentes estrategias realizadas para flexibilizar el proceso y dar mayores oportunidades a todos los trabajadores, así como potencializar el uso del *Me-profile* y las actualizaciones semanales enviadas a través del boletín interno de la Compañía.

HISTÓRICO DE COBERTURA DE VACANTES DE PERSONAL DIRECTIVO



Employer Branding

Durante el 2023 se continuó con la gestión de la estrategia de Marca Empleadora y se materializó el concepto Talentos que brillan, en línea con concepto de Enel *Open Power for a Brighter Future*. Esta estrategia implica un constante posicionamiento de Enel Colombia como una empresa atractiva para trabajar, bajo los valores de personas en el centro, innovación, sostenibilidad y cuidado, además de un plan de trabajo que incluyó algunas acciones de atracción de talento como:

- **Fortalecimiento del relacionamiento entre Gobierno, sector educativo y empresa:** se continuó con la apertura de nuevos escenarios de posicionamiento con universidades y entidades gubernamentales frente a temas relacionados con el empoderamiento de personas. Por un lado, con el público institucional se establecieron encuentros con: Secretaría de Desarrollo Económico, Secretaría de la Mujer de Bogotá, la ANDI y la Secretaría de Integración Social. Adicionalmente, se desarrolló un portafolio con los servicios de relacionamiento de marca empleadora con enfoque en instituciones, el cual se hizo llegar a más de 50 contactos de 14 diferentes instituciones a través del área de relacionamiento institucional.
- Por otro lado, con el objetivo de fortalecer la marca Enel frente a los jóvenes, se realizaron charlas, activaciones y se entregó material comunicacional sobre la marca empleadora en 21 universidades, con asistencia a 10 ferias empresariales, 10 charlas virtuales realizadas y 7 charlas presenciales.
- **Campaña de atracción para practicantes:** para 2023 se renovó la campaña de atracción de estudiantes universitarios, con un nuevo concepto: Un paso para crecer. Su divulgación fue a través de las redes sociales de Enel Colombia, con un alcance a más de 9.000 personas, obteniendo una inscripción de 1.977 estudiantes al proceso de selección.

Programa Upskilling / Reskilling / External skilling

Programa Reskilling:

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 un plan de formación en *Upskilling* (actualización de habilidades) y/o *Reskilling* (aprender nuevas habilidades).

Dentro de la ejecución del año 2023, se finalizó con el plan de ingenieros para la línea de negocio de generación, y se finalizó la ejecución del plan de *Reskilling* para el personal de la Central Cartagena, donde se ejecutaron 10 formaciones técnicas, incluyendo un diplomado en energía solar, y 2 talleres en gestión del cambio y habilidades blandas, buscando brindar conocimientos técnicos requeridos para posibles cambios de tecnología, movimientos de personal, y así desempeñar nuevos roles de trabajo.

Adicionalmente, se realizaron formaciones que les permitieran a las personas gestionar de mejor manera los cambios laborales y tener así un mayor empoderamiento, dentro de estos planes participaron 206 personas, y se contó con el apoyo de 5 formadores internos.

Enmarcado en la línea de *Upskilling* se llevó cabo la escuela de ventas para Enel X y Market 2023, en la que participaron las personas que hacen parte de los 3 segmentos de los equipos de ventas (B2C, B2B, y B2G), contando con una participación de 30 personas y una intensidad horaria de 70 horas por persona, con contenidos formativos enfocados en liderazgo comercial, negociación, social selling, planeación estratégica de la fuerza de ventas, entre otros, con el propósito de seguir fortaleciendo las habilidades comerciales de los equipos.



En el año 2023 finalizaron las sesiones correspondientes a los talleres en empoderamiento personal y gestión del cambio, dirigidos a 10 personas que hacían parte del plan de transición justa de la Central Cartagena; culminaron las formaciones internas técnicas que hacían parte del plan de *Reskilling* con el fin de compartir y promover la adquisición de nuevos conocimientos asociados a la tecnología hidráulica en generación; se realizó un diplomado sobre energía solar, en modalidad presencial en las instalaciones de la Central con docentes especializados, para impulsar el buen desempeño en concursos internos y acceder a mejores oportunidades de movilidad interna.

Con el equipo de operación de Wind and Solar se realizó el programa de Supervisores W&S, incluyendo diferentes formaciones técnicas asociadas a las nuevas tecnologías en los parques y proyectos de la organización en energías renovables no convencionales, con este programa fueron impactadas 10 personas.

En cuanto a **External Skilling**, se estructuró el programa de Cátedra Enel, para dictar una electiva del plan de estudios de la maestría de una reconocida universidad en Colombia, por parte de expertos de Enel. Esta iniciativa está enfocada en atraer al mejor talento de las universidades, formándolos en los contenidos clave en el marco de la transición energética, además permite 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: se diseñó un plan de formación en temas como IOT (internet de las cosas), redes y fibra óptica, redes inteligentes, big data, analítica de datos, gestión y contexto de la introducción de datos, data science, Juega y Aprende con el mindset digital y algunas formaciones en herramientas como SAP, Power BI, R, Knime, y Qlik sense.

Programa Propulsor: en alianza con la caja de compensación Compensar, se realizaron dos formaciones en Power BI (49 personas) y herramientas ofimáticas (86 personas), en modalidad virtual y presencial.

Oficinas de gobierno de la información: se realizaron reuniones con los integrantes de las oficinas de gobierno de las líneas de negocio, con el fin de identificar las necesidades de formación en temas digitales. Se identificaron 481 personas que fueron invitadas a formaciones digitales conforme a su necesidad (109 – Propulsor, 22 – R, y 17 – Knime).

Transformación, cultura y cambio

Programa de Convergencias – Proyecto FARO

Se apoyó el Proyecto Faro, con el fin de facilitar la implementación de una nueva solución tecnológica para el proceso comercial, por medio de estrategias que minimicen los impactos y permitan la adaptación ágil de las personas impactadas con el cambio tecnológico.

Cambios en la organización

En 2023 se alcanzaron hitos significativos en la evolución de la Organización, a través de un modelo adaptativo y flexible que busca el intercambio de habilidades y conocimiento, promover la autonomía y responsabilidad individual, y la simplicidad.

Atendiendo a las necesidades y retos internos y a la evolución del mercado para alcanzar mejores resultados, se actualizaron las estructuras organizativas: **Enel Green Power & Thermal Generation**, para dar continuidad a la integración entre Colombia y Centroamérica, responder a la venta de la Central Cartagena y responder mejor a las exigencias ambientales; Energy & Commodity Management, para fortalecer la integración y la estrategia regional de mercado; Enel X – Market, para lograr eficiencias en la oferta de valor y atención al cliente en diferentes segmentos; Staff & Services, para optimizar el control de la información no financiera de sostenibilidad, el control de riesgos a nivel local, la estandarización, integración y homogenización de los servicios de administración, los procesos de compra de Enel Grids, y los procesos de seguridad de las personas a nivel local, también se eliminó el rol de country manager de Costa Rica, Guatemala y Panamá.

Gestión documental

Durante el 2023 se trabajó de manera conjunta en dos hitos importantes para la gestión documental: planificación de documentos y plan de transformación de instructivos operativos.

Planificación documental

La planificación documental se realizó con una mirada diferente, priorizando el uso de documentos para aquellos procesos que lo requieran por temas legales, regulatorios, conocimiento de las actividades, cambios organizativos, auditoría o sistemas de gestión. Para los demás procesos, se impulsó el uso de herramientas alternativas (sistemas, flujogramas, capacitaciones, comunicaciones internas, etc) que apoyen los objetivos de simplificación, digitalización y optimización.

Plan de transformación de instructivos operativos

El plan buscó derogar y/o transformar estos documentos en pro de un sistema de gestión documental más ágil y simple. En todo el año se logró reducir el cuerpo documental en aproximadamente 300 documentos organizativos.

Digitalización

Se desarrolló un sistema local para la digitalización, centralización, construcción, gestión y consulta de documentos para toda la región.

Simplificación de procesos

Con el objetivo de promover el bienestar de las personas y cumplir oportunamente con los retos, se adoptó la simplificación de procesos como un pilar fundamental en la estrategia y la cultura organizacional. Esta iniciativa ha permitido reducir la burocracia, eliminar actividades innecesarias, empoderar a las personas en la toma de decisiones y eliminar documentos obsoletos. Se promovió el intercambio de ideas y puntos de vista, involucrando a los actores clave y abordando oportunidades de mejora de manera oportuna.

Se llevaron a cabo una serie de actividades a lo largo del año, como la sesión de formación interactiva con las áreas de calidad, el posicionamiento de la simplificación como una herramienta fundamental para el trabajador Enel durante la semana del liderazgo gentil, y el establecimiento de KPIs clave para cuantificar y medir el progreso. A nivel Compañía, se analizaron más de 50 procesos bajo el foco de simplificación y dentro de P&O, se desarrolló un desafío para presentar ideas de simplificación, acompañado de sesiones de innovación. Finalmente, se realizó una actividad de cierre para reconocer el esfuerzo y el trabajo de quienes participaron en estas sesiones.

People Administration

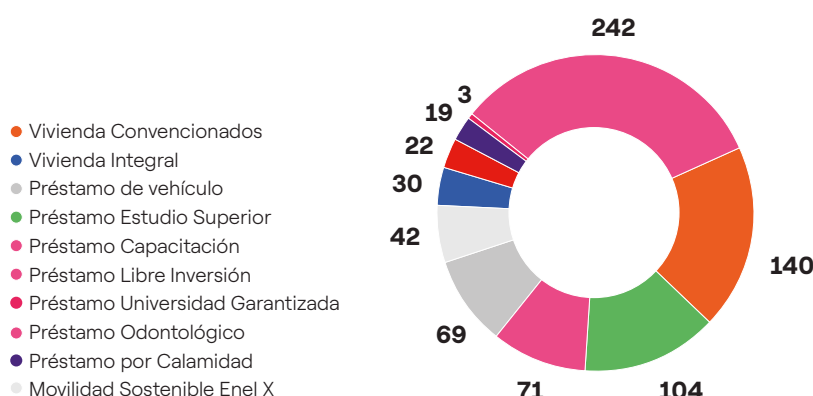
Durante la vigencia 2023 se garantizó el desarrollo y resultado de los procesos de liquidación de la nómina, seguridad social, prestaciones sociales y beneficios de acuerdo con las normas legales, la convención colectiva de trabajo y las políticas establecidas por la Organización.

Préstamos a empleados

La Compañía durante el año 2023 aportó recursos económicos para préstamos por un monto total de \$32.836.855.144, los cuales fueron otorgados a 742 trabajadores de Enel Colombia en las siguientes líneas crediticias.



Denominación	Cantidad Préstamos	Valor Girado	Variación Porcentual
Vivienda convencionados	140	17.783.150.121	54,16%
Vivienda Integral	30	6.694.752.105	20,39%
Préstamo de vehículo	69	4.146.311.424	12,63%
Préstamo estudio superior	104	1.329.105.691	4,05%
Préstamo capacitación	71	753.504.782	2,29%
Préstamo libre inversión	242	1.424.343.751	4,34%
Préstamo universidad garantizada	3	90.000.000	0,27%
Préstamo odontológico	22	120.294.920	0,37%
Préstamo por calamidad	19	162.282.000	0,49%
Movilidad sostenible Enel X	42	333.110.350	1,01%
Total	742	32.836.855.144	100%
Saldo de la cartera 2023		94.776.722.871	



Las líneas de préstamo más solicitadas fueron: vivienda, libre inversión y universidad garantizada.

Relaciones laborales y diálogo social

Diálogo social y paz laboral

En los meses de mayo y junio de 2023, se llevaron a cabo 19 sesiones de formación para los miembros directivos de la Organización Sindical, así como a los representantes de la Empresa, con el fin de favorecer un diálogo frecuente, permanente, sistemático y formalizado entre estos dos actores.

El principal objetivo fue formar interlocutores con altos niveles de conocimiento frente al negocio, las estructuras organizacionales y la cultura empresarial, logrando un nuevo estándar de relacionamiento y niveles estratégicos de discusión. Así mismo se buscó promover la prevención y resolución de conflictos a través de la escucha activa, así como habilidades de negociación, con el fin de lograr un diálogo respetuoso y consiente con estrategias innovadoras y disruptivas.

Acoso laboral y/o sexual

En el 2023 se continuó con la aplicación de la política de prevención del acoso laboral y sexual. Así mismo, con el fin de fortalecer la prevención del acoso laboral y sexual se dio continuidad a la campaña Sin Excusas.

Por otro lado, se inició con la nueva vigencia del Comité de Convivencia Laboral 2023 – 2024, después de realizadas las elecciones y los nombramientos correspondientes. Este Comité incentivó la apertura al diálogo, por lo que de forma conjunta se adelantaron espacios con los Business Partner y la Organización Sindical, con el propósito de dar información clave para el correcto direccionamiento y atención en caso de que se reciban quejas de este tipo.

Por otro lado, se generaron alrededor de 12 acercamientos didácticos con los trabajadores de forma presencial y virtual con el fin de formarlos en la importancia de la prevención del acoso laboral y sexual.

Finalmente, se reforzó a través del Entérate la invitación a realizar el curso obligatorio de acoso laboral lanzado en

la vigencia del 2022, el cual incluye la información más relevante a tener en cuenta frente a estas conductas y cómo prevenirlas.

Conflicto de interés

Durante el año 2023 se ajustó la política de conflicto de interés PL – 53, incluyendo dentro de su texto la debida diligencia, que se garantiza realizando el reporte anual por parte de los cargos críticos de Enel Colombia. En este sentido y dando aplicación a la misma, se hizo la primera solicitud a los cargos críticos para que incluyeran su reporte en RHO en línea.

También se generaron alrededor de 12 formaciones con los trabajadores de forma presencial y virtual acerca de la importancia de generar los reportes de conflicto de interés a través de la plataforma correspondiente, clarificando la definición y causales incluidas en la PL – 53.

Finalmente, se actualizó el curso de conflicto de interés disponible en Me – Education que es de carácter obligatorio para los trabajadores de Colombia y Centroamérica, esto con el fin de que en la herramienta queden claros los conceptos asociados al conflicto de interés, como lo son su definición, las causales, los grados de parentesco y la forma de hacer el reporte.

Debida diligencia

La División de Relaciones Laborales, junto con las Divisiones de Administración de Personas, Desarrollo y Formación, Organización y Procesos y Selección, realizaron cuatro mesas de trabajo con el fin de identificar las acciones que forman parte de la debida diligencia de los procesos de la gerencia, las cuales son de vital importancia para asegurar el éxito en las diferentes auditorías. Como resultado de estos encuentros, se crearon los textos a incluir en las políticas asociadas a la debida diligencia, se definieron los cargos críticos y los mecanismos especiales que les aplican y se estableció el plan de acción para el 2024.

Regularización auxilio de alimentación trabajadores nuevos proyectos

Partiendo de que la Compañía en el marco de la transición energética ha iniciado nuevos proyectos para la implementación de energías renovables; y teniendo en cuenta que el personal que hace parte de estos proyectos no se encontraba mapeado para la entrega de beneficios, la División de Relaciones Laborales con el apoyo de las áreas de Calidad de Vida y Administración de Personas, consolidó los beneficios convencionales, unilaterales y legales a entregar al personal, clasificándolos según el tipo de contrato (trabajadores directos, trabajadores en misión, practicantes y aprendices), el país en el que se encuentran

(Colombia, Guatemala, Costa Rica y Panamá) y según el perfil del trabajador directo vinculado con Enel Colombia (Administrativo, Centrales, Subestaciones y Proyectos).

Adicionalmente, se parametrizó con los actores involucrados el proceso para que los traslados y nuevos ingresos cuenten con estos beneficios de manera garantizada desde el inicio de sus labores en el proyecto.

Materialización Transición Justa Termo Cartagena – Pasacaballos: aseguramiento legal

En el marco de la transición justa generada por la venta de la Central Cartagena, se hizo un acompañamiento integral para garantizar que, desde la dignidad de las personas y la normatividad legal vigente, se diera el trato adecuado a las personas, siempre teniendo en cuentas los factores relevantes como lo son la antigüedad y habilidades de las personas.

Simplificación de procesos

Se ajustaron los siguientes procesos con el fin de automatizarlos: unificación plantillas para análisis del área, búsqueda antecedentes disciplinarios, envío de cupones de pago para recobro de doble mesada a pensionados, correos de Assets para trabajadores en misión, correo de ingreso CASA para trabajadores en misión.

INNOVACIÓN

Impulsada por el liderazgo del Grupo Enel y por su decidido compromiso público con la agenda global 2030, contamos con una estrategia y un modelo de negocio integrado que permite a la Compañía contribuir a la consecución de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible. En concreto, cuatro de los 17 objetivos guían la creación de valor: ODS--13, Acción por el clima; ODS--7, Energía asequible y no contaminante; ODS--9, Industria, innovación e infraestructura; y ODS--11, Ciudades y comunidades sostenibles.

El cumplimiento la estrategia de innovación se basa en la cultura de experimentación de innovación tecnológica, social y sostenible, así como el trabajo desarrollado en conjunto con actores externos que permite fortalecer y acelerar soluciones a retos de la Compañía en Colombia y Centroamérica, definidos en el modelo open Innovations.

La propuesta de Enel es realizar proyectos que aporten a la sociedad de distintas formas, mediante la integralidad que permite dar solución a los desafíos propuestos.

El 2023 la cultura de innovación de Colombia y Centroamérica (Guatemala, Panamá y Costa Rica), afianzó a Enel Colombia como empresa innovadora a nivel internacional, logrando fortalecer sus distintos ejes y construir valor para los clientes y comunidades:

Retorno Financiero

- Beneficios tributarios
- Regalías
- Eficiencias por sesiones de cursos internos
- Patentes

Premios y Reconocimientos

- Empresa Altamente Innovadora
- Ranking Innovación empresarial – ANDI
- CIER Latino América
- Open Innovations 100Startup

Programas Cultura Interna

- Innovación Agile Academy
- Sesión ideación
- Eventos
- Make It Happen
- PowerG
- Embajadores innovación

Proyectos Innovación

- Proyectos innovación Latino América
- Convenios con universidades

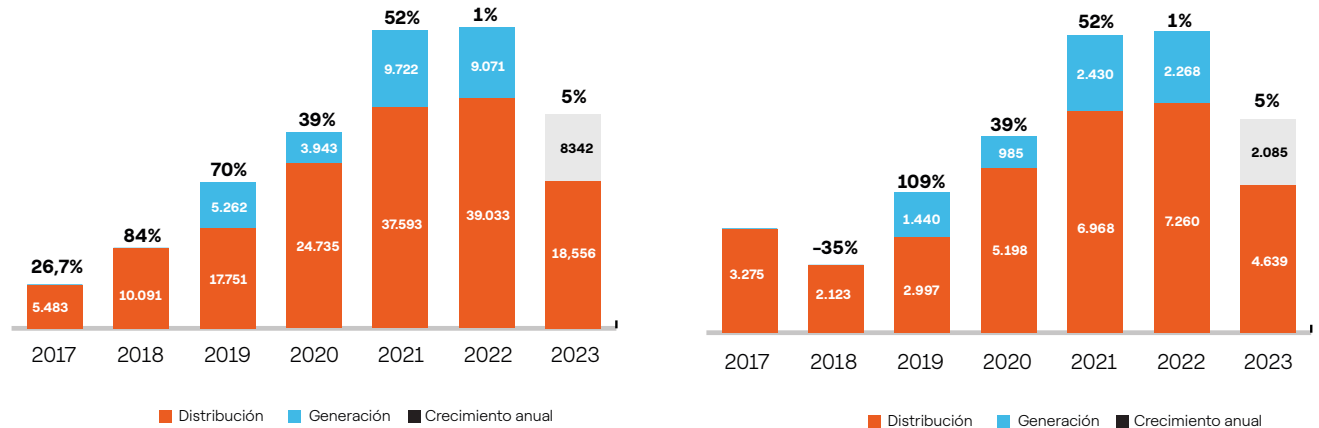
Innovación Social/ Open Innovations

- Emprende con Enel
- Demo day
- Participación con gremios ANDI y Connect
- Proyectos en desarrollo

Retorno financiero

Beneficios tributarios

En el 2023 el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación (MinCiencias) aprobó 10 oficios de cumplimiento para proyectos que se completaron en el 2022. Estos consisten en 8 proyectos de distribución y 2 proyectos de generación. Por otro lado, 4 proyectos fueron aprobados por MinCiencias para beneficios tributarios con monto de inversión para el año 2023 por valor de \$26.898 millones y una deducción aproximada de \$6.724 millones en el impuesto de renta de la vigencia 2023, superando así en 5% los beneficios obtenidos en el periodo 2022. Estos proyectos no solo aportan a la Compañía, sino también al cliente interno y externo gracias a los distintos desarrollos que generan eficiencias.



Los proyectos fueron investigados y ejecutados con el acompañamiento de distintas universidades como la Nacional, EAFIT, los Andes, Escuela de Ingenieros Julio Garavito, entre otras.

Eficiencias por sesiones y cursos internos

Gracias a la capacitación y habilidades del equipo de Embajadores de innovación en las distintas metodologías creativas, quienes desarrollan su rol del programa *Train The Trainer*, se facilitaron internamente 90 sesiones de clarificación e ideación que suman un total de 285 horas de co-creación, con un costo de \$395 millones. Igualmente, se dictaron 33 cursos de la

InnovAgile Academy, con ayuda de la red de Embajadores de innovación para un total de 120 horas en cursos de *Design thinking*, CPS, *Storytelling*, *Future thinking* entre otras metodologías, que representan un ahorro en formación de \$166 millones.

En conclusión, gracias a la colaboración con la comunidad de innovación (embajadores/Idea Hub), se logró un ahorro de \$562 millones en comparación con la contratación de un proveedor externo para la formación y facilitación.

Patentes

Al cierre del 2023 Enel Colombia contaba con 15 patentes vigentes, 12 de invención y 3 de utilidad. 12 corresponden a Colombia, las otras 3 corresponden al Tratado de Cooperación en materia de Patentes (PCT), es decir, has sido otorgadas en otros países. Adicionalmente, se encuentran en trámite 4 patentes más.

Listado de patentes actuales

Estado	Patentes
Vigentes	Conexión de devanados para suministrar potencia trifásica
	Dispositivo adaptador para una herramienta extintora de arco
	Dispositivo luminoso para la detección visual de apertura en seccionadores monopoles
	Hércules (poste de reemplazo temporal de fácil manipulación y transporte)
	Cable ecológico (cable de media tensión para instalaciones eléctricas aéreas y subterráneas)
	Sistema de seguridad que indica y/o previene aperturas no autorizadas
	Sistema de seguridad que indica y/o previene apertura no autorizadas
	Sistema de microinyección y dosificación de oxígeno para aguas de descarga
	Aparato para la mitigación de campos eléctricos (GymNoto)
	Alumbrado Cartagena
	Sycrophasorial – Sistema para medición, procesamiento y comunicación de tensiones, frecuencia y secuencias de fase aguas
Radicadas	Dispositivo para recubrir partes energizadas
	BeeCare - Dispositivo electromecánico para la captura de insectos vivos
	RHIINO: dispositivo robótico móvil para el monitoreo de espacios confinados
	PowerBox: Tablero de distribución compacto de baja tensión

Premios y reconocimientos

Empresa Altamente Innovadora

En agosto de 2023 MinCiencias realizó visita de seguimiento de buenas prácticas por el reconocimiento como Empresa Altamente Innovadora, entidad que validó el compromiso y buen trabajo desarrollado. Lo anterior, posiciona a Enel como una compañía innovadora y referente en el sector de servicios de energía.

Ranking Innovación empresarial 2023 – ANDI y Revista Dinero

Gracias a la estrategia *Open innovability* que integra la innovación y la sostenibilidad, Enel Colombia se posicionó como la décima compañía más innovadora en el país, y la primera más innovadora en el sector energético, obteniendo una calificación total de 70 puntos sobre una máxima de 100 puntos, y en la Región de Cundinamarca se posicionó como la segunda empresa más innovadora.



En esta séptima edición del ranking, con la participación de 250 empresas, Enel Colombia demostró ser una compañía sólida en términos de innovación al mantenerse en el TOP 30 por más de 5 años, gestión que impulsa el crecimiento económico del país, resolución de problemas y satisfacción de clientes.

Premio CIER Latinoamérica 2023

Enel Colombia recibió dos de los premios de innovación CIER 2023. Enel *Green Power* Colombia recibió el primer lugar a nivel de Latinoamérica en la categoría de descarbonización con el proyecto Bolsa gigante geotextil para estabilización de taludes, con la autoría de Julio Santafé y Gonzalo Saavedra.

Además, el proyecto ganó un premio internacional a la excelencia ambiental entregado en el congreso internacional organizado por *The International Erosion Control Association -IECA-* e *Industrial Fabrics Association International -IFAI-* en la ciudad de Kansas en febrero de 2023. Este reconocimiento se otorgó por la búsqueda, desarrollo y ejecución de nuevas tecnologías ambientalmente amigables.

Julio Santafé, uno de los autores, representó a la Compañía en la 58° Reunión de Altos ejecutivos de La Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), cuya premiación se realizó en Brasil.

De igual manera, el proyecto *Eco-Remanufactura* de Enel *Green Power* Guatemala obtuvo el tercer puesto en el Comité Regional de la Comisión de Integración Energética Regional -CIER- para Centroamérica y el Caribe -CECA-CIER- en la categoría de descarbonización. Los autores de este proyecto son: Estuardo Díaz, José Sánchez, Francisco Ajiataz y Henry López

Open Innovations 100Startup

En noviembre se celebró el evento anual de 100 *Open Startups* en colaboración con *Connect Bogotá* Región, junto con el respaldo de El Tiempo y la revista Portafolio. El objetivo principal fue otorgar visibilidad y reconocimiento tanto a las *startups* como a las empresas que las respaldan y apoyan en sus operaciones.

Además, se dieron a conocer las corporaciones que más contratan *startups* y las *startups* que más innovan con corporaciones. Enel Colombia marcó su participación en este encuentro obteniendo el puesto 11 en el top 50 *Open Corps* 2023.



Premios AMBAR- ASOCODIS

En noviembre, Enel Colombia recibió el reconocimiento en los premios Asocodis-Ambar como la empresa con el mayor número de proyectos de innovación tecnológica. Se presentaron 11 proyectos y se clasificaron 9 de ellos, así:

BL	Nombre proyecto	Categoría
EGP	Oxigenación del río Magdalena	Innovación y Desarrollo
GRIDS	Grid Mining-Transformación de materia primas desmostadas de la infraestructura eléctrica	Innovación y Desarrollo
GRIDS	Implementación de concretos de baja huella de carbono en infraestructura eléctrica	Innovación y Desarrollo
GRIDS	Caja prefabricada subterránea LECOBX	Innovación y Desarrollo
GRIDS	PowerBOx	Innovación y Desarrollo
GRIDS	Grid Sentinel-Sistema de detección temprana de fallas en redes MT/BT	Innovación y Desarrollo
GRIDS	Innovación en comunicaciones desde la asimilación y evaluación de tecnología LiFi para ambientes hostiles	Investigación
GRIDS	Acelerando la asimilación de subestaciones digitales desde la optimización de recursos	Investigación
GRIDS	Ataque de dos a protocolos de redundancia en equipos de comunicación de subestaciones eléctricas	Investigación

Los autores de los anteriores proyectos presentaron ponencia ante el jurado de AMBAR y otras empresas que clasificaron.

Cultura interna de innovación

En ENEL Colombia, se promueve el desarrollo de las capacidades para innovar a través de los programas de formación, eventos, células ágiles, resolución de retos del negocio, la experimentación con ideas innovadoras, la gestión de proyectos, y desarrollo de la comunidad de embajadores y focal point, entre otros.

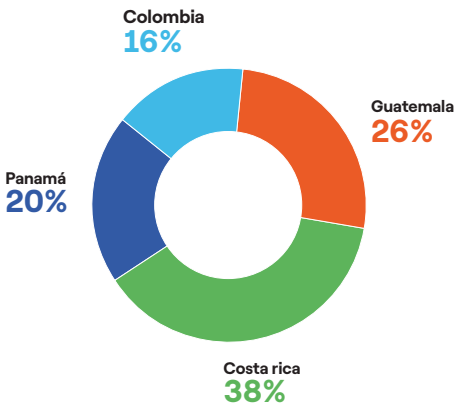
En el año 2023, a través de la implementación de este plan, se logró la participación de 4.096 personas, tanto internas como externas. Las actividades culturales que tuvieron mayor asistencia incluyeron eventos, cursos de formación en la InnovAgile Academy y sesiones de ideación o resolución de problemas utilizando el proceso creativo.

Participantes por actividad

Sesión de ideación	756
Sesión de Clarificación	330
Cursos de Innovagile Academy	1.289
Sesión de Mentoría	166
Eventos/ Actividades de cultura	1.356
Trabajo de preparación	104
Proyecto	95
Total general	4.096

Nota: Las cifras corresponden al total de personas que participan, puede que estas asistan a más de una actividad.

PERSONAS IMPACTAS SOBRE LA PLANTILLA POR PAÍS



Se destaca el impacto que ha tenido la innovación en los colaboradores respecto a las personas que integran cada país. Como se evidencia en el gráfico el país con mayor participación en el 2023 fue Costa Rica. Como resultado del total general de la plantilla de Enel Colombia, se logró impactar al 43% de los colaboradores.

InnovAgile Academy

La academia de innovación se centra en capacitar a los trabajadores en las metodologías creativas necesarias para potencializar el valor de la innovación, teniendo como referencia la propuesta definida por la firma Gartner y el Foro Económico Mundial, fortaleciendo así la definición de innovación para el grupo: Innovación = Creatividad x Ejecución x Atracción = Valor.

De esta manera, a lo largo de 2023 se realizaron 39 cursos de formación con una participación de 1.323 personas. 19 de estos cursos fueron enfocados en herramientas como CPS, *Design Thinking* *storytelling* y *future thinking*.

De los 39 cursos de la InnovAgile Academy, 17 fueron facilitados por la comunidad de embajadores de innovación y el equipo de IdeaHub, logrando 120 horas de formación impartidas a los colaboradores.

Sesiones de ideación

A través de las sesiones de co-creación se buscó que las gerencias y unidades de negocio de Enel Colombia, por medio del uso de metodologías de innovación, pudieran solucionar retos y desafíos de manera creativa. A lo largo del 2023, se realizaron 101 sesiones (entre definición del problema y la generación de ideas) para resolver 77 retos de la Compañía.

Las sesiones fueron realizadas por medio del equipo de embajadores de innovación, los contratos con proveedores o por el equipo de IdeaHub Colombia.

En 2023 se realizaron 77 sesiones de ideación con una participación de 786 asistentes, quienes contribuyeron con sus ideas en la solución de retos.

Como resultado de las sesiones realizadas, se generaron 988 ideas priorizadas potencialmente viables de implementar.

Celebración del día mundial de la innovación y la creatividad

En conmemoración del Día Mundial de la Innovación y la Creatividad, el 21 de abril, Enel Colombia, junto a otros países, llevó a cabo diversos talleres y actividades de formación a nivel mundial durante la semana.

Embajadores de innovación

Es la red de trabajadores voluntarios de la Comunidad InnovAgile, quienes se formaron en las técnicas de innovación para diseminar y promover la cultura de innovación al interior de la Compañía. En 2023 el equipo de embajadores estaba conformado por 39 personas: 27 de Colombia, 3 de Costa Rica, 6 de Guatemala y 3 de Panamá.

En su papel de embajadores llevaron a cabo diversas actividades, tales como facilitación, formación de formadores, mentoría en proyectos y promoción de eventos culturales. Estas actividades son evaluadas anualmente por la unidad para reconocer su gestión y resultados. Los logros obtenidos en el 2023 son los siguientes:



ACTIVIDADES REALIZADAS POR LOS EMBAJADORES DE INNOVACIÓN

68 Sesiones de ideación facilitadas con 786 participantes	17 Cursos de InnovAgile facilitados con 1.323 participantes	22 Eventos y actividades de cultura apoyados
---	---	--

La comunidad de embajadores de innovación logró un promedio de 407 puntos por su activación y participación en temas de innovación, superando el mínimo requerido de 250 puntos.



Make It Happen

Es el programa de Intraemprendimiento Corporativo Global, que ofrece la oportunidad de proponer e presentar ideas innovadoras, las cuales pueden recibir financiamiento de hasta 30 mil euros para iniciar su ejecución. En este programa, se compite por cupos con todos los países donde Enel tiene presencia. Durante el 2023, se obtuvieron los siguientes resultados:

- Ideas registradas: 18
 - En diseño: 8
 - Prepitch: 4
 - Aprobada: 1
- Implementadas: 3
 - En desarrollo: 1
 - Rechazadas: 6

PowerG

Es el programa de intraemprendimiento organizado por Enel Green Power, edición 2023. En este programa, los participantes de la línea de negocio de generación tienen la oportunidad de postular ideas innovadoras y mejores prácticas de Colombia y Centroamérica. A continuación, se presentan los resultados obtenidos:



EVENTOS

A lo largo del año, se llevaron a cabo 38 eventos y actividades culturales adicionales al plan de la academia, tales como *webinars*, charlas y talleres. Estos tuvieron como objetivo difundir la innovación y las tendencias creativas a todos los interesados, tanto internos como externos, contando con la participación de 1,366 asistentes, que incluyen personal de misión, trabajadores de Enel de otros países, clientes y proveedores.

Entre los eventos con más impacto en el año se resalta la *Innovability week*. Esta semana se caracterizó por una agenda llena de actividades, incluyendo conferencias, talleres, paneles, hackatones y otras. Hubo participación de invitados externos, así como público de Centroamérica y Colombia.



Durante esta semana se lanzaron 6 retos para que los trabajadores, organizados en grupos, propusieran soluciones con ideas innovadoras. Participaron un total de 33 grupos, de los cuales 8 llegaron a la final. Con la colaboración de un jurado interno y externo, se seleccionaron los 3 ganadores del programa, cuyas ideas serán implementadas en el 2024.

Proyectos de innovación

Proyectos innovadores

Enel Colombia cuenta con un Focal Point en cada línea de negocio, quien busca incentivar las buenas prácticas en el desarrollo y ejecución de los proyectos.

Proyectos de innovación vigentes

En el año 2023, se trabajó en un total de 145 proyectos, de los cuales 107 corresponden a Colombia y 38 a Centroamérica, experimentando un incremento del 59% en comparación con el número de proyectos del año anterior.

N° Proyectos	Colombia	Centroamérica
82 Finalizados	66	16
43 Ejecución	32	11
20 Por iniciar	9	11

Tecnología usada en proyectos de innovación

55%	25%	12%	4%	4%
Eficiencia operativa	Plataforma digital	Economía circular	Asistencia virtual	Apps Móviles

A continuación, se describen algunos de los proyectos de innovación desarrollados por Enel Colombia.

EMI (Energy Market Insight)

Incorporación de nuevos análisis de estrategia automatizados para soporte de operación ante situaciones críticas (Fenómeno de El Niño). Reducción en tiempos de *reporting* entre un 20% y 25%. Incremento en productividad y optimización de procesos de alrededor de un 80%.

Proyecto cámara de cielo central fotovoltaica El Paso

Busca obtener un pronóstico de irradiación/generación en la planta solar El Paso, con mejor desempeño del que se obtiene de las fuentes tradicionales de pronóstico en Enel, que considere las características meteorológicas particulares de Colombia para poder disminuir el costo del operador de mercado con el que se castiga desviaciones de los pronósticos de generación.

SIPROTAP

Proyecto realizado por el equipo de HSEQ de Enel X que permite identificar de manera rápida las fallas en circuitos de alumbrado público. De esta forma, se logra implementar un sistema de protecciones eléctricas con monitoreo de forma que se aíslen las fallas y se reporten inmediatamente para la atención oportuna.

Drones de inspección de alturas

El equipo de pilotos de HSEQ Enel X, se comprometió seriamente a aprender a operar drones de manera segura y efectiva, para asegurar todos los riesgos relacionados a este tipo de equipo dentro de la compañía, permitiendo obtener una póliza de seguro que cubre daños a terceros y pérdida de equipo costoso

2PowrBox

Este innovador dispositivo combina un tablero de distribución, salidas para usuarios finales y un armario para equipos de medición eléctrica en un diseño compacto y transportable. Su beneficio principal es proporcionar acceso confiable a la red eléctrica en lugares remotos, mejorando la calidad de vida de las comunidades rurales y fomentando desarrollo regional.

Concreto reforzado geoceldas

Esta innovación se refiere al uso de geoceldas en la reparación del túnel Chivor, un proceso que actualmente se está replicando en todo el país debido a los beneficios que ofrece en la gestión de recursos. Este es un material mundialmente reconocido como sostenible y eficiente.



Bolsa geotextil gigante

La innovación consistió en cambiar el sistema tradicional de estabilización de un talud de un muro de contención en concreto reforzado con pilotes, y utilizar bolsas de geotextil gigantes que aprovechan el material pétreo de la zona, evitando el uso de concreto y del acero de refuerzo, reduciendo considerablemente la emisión de gases de efecto invernadero.

Reacondicionamiento de transformador para uso en Central Paraíso

Debido a una falla en uno de los transformadores de la central hidroeléctrica Paraíso, la Central Cartagena recuperó un transformador en desuso de su inventario. Simultáneamente, el transformador que estaba en operación en la Central Cartagena fue compartido con la Central Paraíso para asegurar su funcionamiento. Esta acción evitó que Paraíso quedara fuera de servicio, previniendo pérdidas de energía. El fundamento del proyecto radica en brindar un nuevo ciclo de vida a un equipo, resultando en un ahorro de 1,54 millones de euros.

Identificación de fallas en paneles solares mediante drones Madre vieja Solar

Gracias al uso de la tecnología de los drones, se pudo reducir el tiempo de supervisión y safety y, así mismo, el recorrido a pie. El ahorro por la detección de daños o activos defectuosos hasta el momento es de aproximadamente \$USD 60.000.

Red inteligente control instrumentos planta

Se prolongó la vida útil de la planta mediante la implementación de traductores inteligentes, generando un ahorro anual de aproximadamente \$USD 10.000, en caso de fallos en algún instrumento. Esta tecnología evita disparos de unidades de generación, anticipándose a inconvenientes y reduciéndolos, lo que ha elevado la disponibilidad de la planta del 89% al 99%. Este incremento se traduce en un ahorro mensual de \$USD 20.000 por paradas no planificadas. Además, la eficiencia en las calibraciones de las plantas ha mejorado gracias al monitoreo de los sensores, que proporcionan señales oportunas sobre su estado ambiental, reduciendo así la contaminación causada por desechos electrónicos generados por instrumentos inservibles en la planta.

Eco-Remanufactura

El proyecto tiene como finalidad la recuperación, restauración y mantenimiento de los pupitres, mesas y sillas de escuelas en Guatemala aledañas a la planta, extendiendo la vida útil a través de la restauración con piezas elaboradas, de los residuos plásticos extraídos del Río Samalá.

El proyecto se enfocó en:

- *Reutilizar 4.082 kilos de residuos plásticos
- *Elaborar 150 piezas de mobiliario escolar
- *Restaurar y recuperar 50 mesas y 50 sillas escolares



Open Innovation

La cultura de innovación no solo se ha desarrollado a nivel interno, sino que además la Compañía trabaja en la generación de soluciones innovadoras con los actores externos como proveedores, clientes, *startups*, universidades y comunidades de las áreas de influencia, que han contribuido en la cocreación de soluciones para grandes retos.

Convenios con universidades

Para el 2023 se contaba con 17 convenios con universidades en Colombia tanto públicas como privadas en distintas regiones del país. Este año se firmaron 3 convenios nuevos.

Es de resaltar que las universidades han apoyado en proyectos de investigación e innovación tecnológica en las distintas líneas de negocio, lo cual resulta en beneficios tributarios.

Para el caso de Centroamérica hay un convenio vigente con la universidad de Galileo, que ha venido apoyando el proyecto PinInspector en los últimos 2 años.

Este año, Enel realizó visitas a laboratorios en universidades como La Sabana y Javeriana, donde pudo evidenciar la capacidad del equipo y la infraestructura para el desarrollo de innovaciones tecnológicas que aporten a la Compañía.

Convenios con organizaciones

Adicionalmente, existen convenios con organizaciones para promover, conocer y posicionar la Empresa en innovación y tener distintas iniciativas de mejora, entre ellas están:

Connect Bogotá

Gremio que apoyó la Compañía para movilizar la innovación, el posicionamiento y el acercamiento a nuevas *startups* que fortalecen el ecosistema y desafíos en el país.

Econova

Permite compartir y dar soluciones a nuevos retos del país en temas de transición energética, actuando de la mano con otras compañías del sector energético y otros sectores industriales y de servicios.

Grupo de Energía de Bogotá –GEB–

Se trabajó en conjunto para el desarrollo del Premio Fabio Chaparro, cuya finalidad es facilitar el desarrollo de actividades de investigación concerniente a la transformación energética.

Startups

Más de 30 *startups* presentaron sus propuestas y soluciones, y la Compañía tuvo interés en conocer cinco de ellas, las cuales participaron en el comité mensual de innovación con los focal point y economía circular para identificar sinergias con las diferentes líneas de negocio. Algunas de las *startups* que participaron fueron: *Deepsea Development*, *CRIBE*, *Blaster Desing*, *Experience UX*, entre otros.

Co-creación con Clientes – Célula Agile

Con el fin de realizar mejoras al journey map del cliente constructor, se creó un equipo interdisciplinario entre Enel y el cliente constructor, para identificar y dar solución a los dolores más críticos del proceso. Esta célula duró 3 meses, incorporando mejoras sencillas al proceso. Se trabaja en el desarrollo de ideas más robustas que exigen mayor esfuerzo y dedicación para crear una mejor experiencia al cliente.

Innovación Social

Durante el 2023, el equipo de IdeaHub contribuyó en la entrega de valor compartido, brindado conocimiento y herramientas de innovación a las comunidades con las que se trabajan proyectos sostenibles, así:

Mujeres emprendiendo sueños Costa Rica

Capacitación a mujeres emprendedoras en técnicas de *storytelling* para vender sus productos y conquistar al cliente y su mercado objetivo.



Enamorando a los niños con el mundo de la energía en Caparrapí

Taller creativo de LEGO para niños del Colegio El Oso en el municipio de Caparrapí, a través de las diferentes actividades, dinámicas, y manualidades y para que aprendieran y vivieran el mundo de la Energía, cómo funciona y riesgos en casa.

Programa de Desarrollo para la Paz del Magdalena Centro

Como parte de la alianza entre Enel y la organización con la que se desarrollan proyectos sostenibles en la zona, se impartió un curso teórico/práctico de Design Thinking, con el fin de adquirir y desarrollar habilidades para empatizar y encontrar soluciones centradas en las comunidades.

Transformación digital

La transformación digital permite que las organizaciones compitan mejor en un entorno económico que cambia constantemente a medida que la tecnología evoluciona. Es por esto que el Grupo Enel ha adoptado herramientas digitales con el fin de agilizar los procesos comerciales, optimizar las operaciones y mejorar la experiencia con los clientes. La sostenibilidad de esta transición hacia la digitalización es un factor de éxito si coincide con un servicio de calidad a las personas. Por esta razón, se actualizó la plataforma comercial, permitiendo el acceso a consultas personalizadas adaptadas a las diferentes necesidades. El fortalecimiento de la red de distribución es un permanente compromiso para entregar un mejor servicio a los clientes.

La mejor parte es que la Compañía está en constante evolución para brindar una mejor calidad de vida a los clientes y las personas, de la mano con una sostenibilidad integral.

Se presentan a continuación, las principales iniciativas desarrolladas durante este año:

PERSPECTIVA ACTIVOS

La transición energética es un proceso irreversible en el que se ha venido trabajando, impulsado por políticas públicas que incluyen cambio climático, calidad del aire, seguridad energética, economía circular y el crecimiento sostenible. Es por esto que durante el año 2023 los ejes principales han sido la digitalización de los activos, innovación y automatización como motores transformadores de los procesos de producción, distribución y consumo de energía. En ese ámbito se desarrollaron los siguientes proyectos:

Distribución

SMILE

A través de este sistema se realiza la crítica de lectura y cálculo de consumos a facturar de clientes regulados, así como matriciales (peajes y autogeneradores). Igualmente efectúa la reliquidación de consumos no registrados para el proceso de recuperación de energía, permitiendo al negocio una operación fluida e integrada con el facturador (SAP ISU.)

ERIS

El objetivo principal de esta solución, implementada en 2023, es centralizar el proceso país e integral para la gestión de todos los reportes e informes asociados al activo-eléctrico de cara al ente-regulador y otras unidades de control (Ref. en unidades regulatorias).

Generación

Ciberseguridad en plantas de Generación

La protección cibernética de los activos críticos para la operación de las plantas de energía es fundamental, por ello continuó la implementación de herramientas que permiten controlar el acceso y monitoreo de las redes de datos a las plantas. Adicional, en cumplimiento a la normativa local (acuerdo CNO1502), se realizó la segunda auditoría de infraestructuras críticas, logrando resultados satisfactorios.

En Centroamérica se realizó la adquisición de la infraestructura que permitirá desarrollar más y mayores controles cibernéticos que se implementarán en los siguientes años.



Redes inalámbricas

En el año 2023 la Compañía apostó por mejorar la eficiencia operativa en las centrales de energía. Con el proyecto de redes inalámbricas se busca mejorar la cobertura de la señal de red Wifi principalmente en las casas de máquinas o áreas de operación, en donde la disponibilidad de conectividad era nula.

Aportando a la estrategia de digitalización, se implementó conectividad inalámbrica en todas las plantas de Centroamérica y para Colombia se inició con las plantas La Guaca y Guavio, adicional, se adoptó una solución de conectividad extendida para los parques solares La Loma, El Paso, Fundación y Guayepo, con un carro de arrastre que conecta a la red de la central y extiende la conexión en el parque.

Con ambas estrategias, se contribuye a la digitalización y optimización de procesos permitiendo acciones de soporte, adquisición de datos y procesos sin intervención humana.

Innovación

Dando continuidad al proyecto de innovación premiado en 2022, en el mes de agosto se llevó a cabo el piloto de la tecnología LiFi (conectividad inalámbrica a través de haces de luz) en la Central Paraíso. El informe de dicho piloto arrojó que la tecnología es viable para áreas confinadas como casa de máquinas y subniveles. Sin embargo, se requiere que los equipos tecnológicos que se usen adopten esta nueva tecnología, de momento se puede acceder a la conexión por puertos USB, tipo C y RJ45.

En Panamá, se implementó la plataforma IoT, con la que es posible gestionar, visualizar y almacenar las actividades particulares de los equipos de IoT (sensores del área de la presa y casa de máquinas) desde una sola plataforma común.

Control Room y automatización de plantas

En 2023 Enel Green Power en Colombia, puso en marcha los proyectos solares Fundación, El Paso Extension y Guayepo 1-2. Estos proyectos hacen parte de la estrategia de operación centralizada de la Compañía, por lo que se implementó la infraestructura de comunicaciones necesaria para que su operación sea controlada desde el Control Room de generación.

En este escenario de operación remota, es clave incrementar la confiabilidad y disponibilidad de la red, por ello:

- En Colombia se construyeron 14 kms en red de fibra óptica y se instaló un segundo enlace de comunicaciones en las plantas hidráulicas redundando la comunicación entre las centrales de generación y el Control Room.

- En Costa Rica, se renovó la red cableada de control para las plantas de Don Pedro y Río Volcán y adicionalmente se implementó un enlace exclusivo para la operación remota de Chucás desde Sarapiquí.

Telecomunicaciones

Mejora Disponibilidad Conectividad Principal Guavio

Durante el primer semestre de 2023 se logró implementar una solución de telecomunicaciones con un enlace redundante en fibra óptica que mejoró considerablemente la conectividad para servicios de monitoreo, reporte de variables, gestión de la medida y red corporativa de la Central Guavio.

Conectividad principal y de contingencia para parques solares

Durante 2023 se implementaron oportunamente los enlaces de comunicaciones principal y respaldo en cada uno de los Parques Solares Fundación y Guayepo para satisfacer los requisitos de conectividad y disponibilidad de los servicios de monitorización, reporte de variables y gestión de la medida, requeridos para cumplir con el hito de la Primera Sincronización (First Synchro) de cada parque solar.

Conectividad WIFI extendida en Parque Solar Fundación

Para extender la conectividad del área construida de la Planta Solar Fundación, en 2023 se desplegó una solución móvil mejorada mediante la cual se da acceso a internet y a las aplicaciones corporativas vía Wifi al personal de operación y mantenimiento de la central.

Modernización infraestructura de telecomunicaciones

Durante el año 2023 se adquirieron equipos de última generación para disminuir la brecha de obsolescencia tecnológica de la red principal de datos que transporta los servicios de misión crítica de subestaciones de Alta Tensión de distribución y centrales de generación, así como también para la red de datos que brinda la conectividad corporativa en edificio técnico, sedes operativas de distribución, oficinas de atención a clientes y en centrales de generación.



PERSPECTIVA CLIENTES

La aceleración de tendencias como la digitalización y electrificación son elementos clave, y más considerando que las ciudades y los clientes serán los principales responsables del consumo de energético mundial. Bajo esta premisa y dando al cliente el rol más protagónico en este proceso de transición, durante el año 2023 se llevaron a cabo los siguientes proyectos:

Clientes No Regulados

Trading Tool

Con la implementación del proyecto *Trading Tool* se logró optimizar el proceso de ofertas de energía basadas en proyecciones confiables de precios, ofertas de competidores y cargos, teniendo en cuenta todos los parámetros definidos en los países de la región centroamericana, donde el Grupo Enel tiene presencia (México, Guatemala y El Salvador). A inicio de 2023 se inició la incorporación de la información de Panamá para ampliar el modelo de monitoreo del mercado.

Gestión del Margen de Contribución -GMC- Colombia

En Colombia se implementó la aplicación GMC que permite automatizar el cálculo del margen variable con el fin de proporcionar cifras confiables y trazables en el cierre contable y disponer de una herramienta flexible que posibilita una parametrización dinámica para una fácil adecuación de los reportes según las necesidades.

Clientes Regulados

Proyecto FARO – Nueva plataforma facturación

El 5 de septiembre del 2023 inició la operación de la nueva plataforma tecnológica que soporta los procesos de facturación, recaudo y cartera para el mercado regulado y peajes. Además de la adopción de la nueva plataforma, el proyecto abarcó la integración y desarrollos de nuevas funcionalidades en los sistemas existentes de servicio al cliente, pagos, análisis de datos, servicios financieros y *Grids*.

Este cambio tecnológico permite a Enel Colombia operar su negocio con una herramienta tecnológica de clase mundial y apalanca las iniciativas globales de transformación digital y mitigación de la obsolescencia tecnológica.

Gestión de clientes

Con el objetivo de seguir mejorando la experiencia de los clientes, en 2023 se implementaron diferentes funcionalidades en las plataformas de atención:

- Mejoras en la información y funcionalidades disponibles para los asesores de servicio presencial y telefónico
- Automatización en el envío y análisis de resultados de encuestas de satisfacción a clientes
- Mejoras en funcionalidades y calidad en la respuesta de los ChatBots
- Optimización del proceso de nuevas conexiones integrado con las nuevas plataformas *Grids*, generando mayor velocidad y trazabilidad del proceso de cara al cliente

Canales Digitales

Durante el 2023, se realizaron adecuaciones en varios de los canales digitales de atención:

Página web y app móvil

Agile Room (Web/APP):

- Desarrollos puestos en producción de 43 historias de usuario en la página web (Onehub) y 18 historias de usuario en la app
- Aplicaciones que mejoraron la experiencia del cliente en los canales digitales

Transacciones rápidas en autoconsultas:

- Se habilitó una zona pública en las Autoconsultas como transacciones rápidas que conto con las siguientes funcionalidades:
 - » Convenios
 - » Comprobantes de pago
 - » Generación de ATS

- Estas funcionalidades optimizaron los tiempos de autoatención de los clientes que se acercan a las oficinas.

Proyecto Upgrade Adobe 6.5

- Proyecto con alcance LATAM con el cual se logró la actualización a la última versión de la plataforma ADOBE en toda la región.
- Con esta actualización se lograron mejoras en los procesos de actualización de páginas web, así como mejoras en el *performance* de la misma.

Nuevos componentes en el AEM:

- Implementación de nuevos componentes asociados a la mejora de la experiencia de los clientes mejorando los diseños y presentaciones en el portal web OneHub.

AMI (Medición Inteligente) en canales digitales:

- Se habilitó en la web y *app* funcionalidades para consultar información de los medidores inteligentes implementados por la Empresa.
 - » Consumo diario, semanal y mensual
 - » Histórico de consumo y comparativos de consumos
- Con esto se logra entregar más y mejor información a los clientes y se evitan las consultas funcionales de los mismos.

Cloud Contact Center:

Autoatención clientes con deuda:

- Proceso diseñado para que el IVR entregue la información de deuda a los clientes y acelere el proceso de pago. Incluye la siguiente información:
 - » Informe de fechas de vencimiento y valores a pagar
 - » Entrega de valores y fechas de pago y de facturación
 - » Entrega del duplicado de factura
- Se lograron autoatender en promedio de 40.535 llamadas de clientes.

Autolecturas:

- Ingreso de las lecturas del medidor usando el IVR
- Se esperan recibir alrededor de 148 llamadas al mes de lecturas de clientes mejorando el proceso de lectura.

Golden List:

- Segmentación de clientes para atención de llamadas del tipo preferencial

- Esto le permite al IVR tomar la decisión de enrutar según las preferencias del cliente a un skill especializado, evitando llamadas mal atendidas y tiempos altos de atención.

Speech Analytics:

- Activación herramienta de *Speech Analytics*
- Permite analizar la voz de las llamadas para mejorar refuerzos de formación en atención y además análisis de sentimientos de los clientes, optimizando el proceso de atención a clientes.

Liquidador Crédito Fácil Codensa

Como parte de la nueva alianza entre Enel Colombia y Scotiabank Colpatria, Enel Colombia ha adquirido el compromiso continuar ofreciendo los servicios de liquidación, facturación y recaudo bajo una tecnología más actualizada, atendiendo las recomendaciones recibidas en términos de seguridad e independencia que exige la superintendencia financiera de Colombia. Por requerimientos de la Superfinanciera es necesario que el producto gobierne (centralice, proteja y administre), la información de sus clientes (transacciones y comportamientos). Esto implica que la información detallada de las compras y el manejo integral de la deuda sea gestionada de manera independiente a los demás negocios de Enel Colombia. Para cumplir este principio de independencia, fue necesario que Enel Colombia desarrollara un nuevo sistema liquidador de servicios financieros, exclusivo para el producto Crédito Fácil Codensa y sobre el cual se base la prestación del servicio de cobro y recaudo. Este nuevo sistema se encuentra integrado con el facturador de energía de Enel Colombia y los sistemas que gestionan los clientes y productos del producto, como lo es el CRM de Care de Enel Colombia.



Nuevo proveedor tecnológico para facturación electrónica

Durante el año se contrató un nuevo proveedor tecnológico para el tema regulatorio del envío de la facturación electrónica, proyecto que cubrió la integración de E-Factura (nueva solución) con los diferentes facturadores de Enel Colombia, en donde en el caso de la línea de negocio de Enel X, se ejecutó un proyecto que consistió en integrar Zuora con E-Factura, de tal forma se logren enviar en forma electrónica documentos como facturas, notas crédito y notas débito.

Migración Obras eléctricas desde Épica a Zuora

Dada la entrada del Proyecto FARO, las líneas de negocio de Enel X del B2C Y B2B solicitaron la migración de la facturación en curso para el producto de servicios financieros Obras eléctricas. Dicha migración permitiría converger la facturación completa sobre el facturador Zuora de la línea de negocio de Enel X.

Migración/Conversión de productos terceros Zurich a productos propios Enel

Como parte de la estrategia de Negocio B2C, se realizó la conversión de productos de terceros a productos propios, impactando en favor de los ingresos directos a la Compañía. Dicha migración tuvo en cuenta un total de 165 mil suscripciones.

PERSONAS

Dando continuidad al proceso de automatización y digitalización de procesos internos, las personas son el factor diferenciador. Para ello se promueven ambientes de trabajo diversos e inclusivos, donde la motivación y compromiso son elementos distintivos para avanzar en el propósito de la Compañía.

Automatización robótica de procesos (RPA) Servicios Generales

A través de este proyecto se automatiza la generación de pedidos y conformidades de facturas de servicios públicos de las diferentes sedes de Enel en Colombia. El proyecto disminuye la carga operativa del personal de Servicios Generales encargado del pago de servicios públicos, elimina errores que se presentan en el proceso y garantiza el pago oportuno de facturas, evitando sin tiempos muertos, cancelaciones y suspensiones de servicios, lo cual trae costos adicionales para la operación.

Implementación 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 los clientes y no clientes de la Compañía. En 2023, se finalizó la implementación de esta solución, que permite mejorar y optimizar de forma integral el proceso de recepción y respuesta a comunicaciones escritas de los *stakeholders*.

Reingeniería de Sumate

Nueva versión del aplicativo Sumate. Este aplicativo es la mejora y actualización de fondo al *software* que permite la gestión transversal para el registro de información asociada a las operaciones en terreno, el ciclo de atención de consultas, la gestión de reportes y reacción a incidentes de delitos a la ciudadanía. Con la nueva versión se podrán consultar todas las actividades que ejecuten las empresas proveedoras de ENEL o terceros (telemáticos) que tengan contacto directo con clientes, comunidades o activos eléctricos de Enel; las cuales son de suma importancia para las áreas internas como gerentes In, gestores, coordinadores de contratos, trabajadores y para brindar información a personas externas a la Compañía como clientes, contratistas y policía.

PAGO NOP

Se realizó la implementación de la nueva Reforma Tributaria 2023 en la nómina de Colombia. Se implementó la Convención Colectiva de Trabajadores para beneficio de energía, auxilio de transporte y alimentación.

Gestor.COM

Se hicieron nuevos desarrollos como: implementación de módulo vehículos, permie realizar la gestión, control y cumplimiento de requisitos de HSEQ; implementación de antecedentes de contratista, para llevar control del comportamiento de los trabajadores de las empresas contratistas; implementación de gestión contratos para Centroamérica, se realiza la carga de información de Centroamérica con el objetivo de realizar el control jurídico laboral de los contratistas de Enel en esta región; mejora en el Módulo de registro de horas trabajadas de los trabajadores de las empresas contratistas; y certificaciones para proveedores, se habilita la opción para que las empresas contratistas puedan generar desde el sistema las certificaciones que Enel expide.

Implementación RPA de auditoría para donaciones

El proceso de robotización consistió en el reconocimiento de la existencia de los documentos, la verificación por OCR (Reconocimiento óptico de caracteres) de campos y de firmas presentes en los documentos y su recopilación en unas fuentes de datos para luego ser mostrados en un tablero de Power BI con las correspondientes alertas. Como fase 2 se implementó el reconocimiento de campos por medio de la herramienta document understanding en documentos de baja resolución o desorganizados, por medio de machine learning para la obtención de información.

Implementación RPA para pedidos y conformidades de pago de administraciones y arrendamientos

Se diseñó un robot para extraer datos de navegación web de la plataforma ARGIS con datos de bienes que se encuentran a cargo de Enel y utilizarlos para realizar los pagos de administraciones y arrendamientos, generando los pedidos y conformidades en el Sistema SAP; lo cual mejora la precisión y eficiencia, reduce los tiempos muertos y evita procesos contractuales por demoras en los pagos. Otro beneficio del robot es que retira la carga de procesos repetitivos y permite al analista concentrarse en analizar datos y gestionar estratégicamente los bienes que administra.

Implementación RPA para pedidos y conformidades de Pago por Bienes y Servicios

Se diseñó un robot que realiza la lectura de un archivo de contratos y entrega de bienes y servicios, la validación y la creación de pedidos y conformidades, de acuerdo a parámetros preestablecidos en el Sistema SAP; mejorando así la eficiencia y reduciendo tiempos en procesos repetitivos.

Proyectos con alcances regulatorios

Proyecto Medios Magnéticos Fusionados

Para dar cumplimiento a los requerimientos regulatorios y normativos respecto a la generación de los 22 formatos de medios magnéticos de todas las operaciones que realiza la Compañía y que anualmente deben ser presentados ante la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales -DIAN-, se realizó la implementación de una solución en los sistemas financieros que permite a Enel Colombia entregar esta información de forma veraz, oportuna y ágil de forma unificada, uniendo la información de las líneas de negocio de Distribución, Generación y Renovables. Así mismo, para satisfacer las necesidades locales del área de impuestos, fueron incluidos 23 nuevos desarrollos a la medida en SAP.



Proyecto Radian

Por requerimiento de la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (DIAN- 8 de abril de 2022), se emitió la Resolución 0085 de 2022 (R85), mediante la cual se reglamentan los requisitos para el registro y la circulación de las facturas electrónicas como títulos valores, y la obligatoriedad de informar a los terceros. En cumplimiento de la normativa, se integraron en el sistema DRAPE los requerimientos RA-DIAN para la gestión de eventos (xml) de facturas recibidas y el estado de estas, directamente en el portal DRAPE, así como reportes de control de cumplimientos fiscal, generados desde esta herramienta.

Proyectos con alcance financiero

Proyecto balance por segmentos

Para asegurar el cumplimiento de la entrega de reporte de estados financieros segmentados a Superfinanciera bajo las normas internacionales, se implementaron en Enel Colombia soluciones automáticas de validación y contabilización que garanticen la correcta segmentación de forma ágil y veraz provenientes de los distintos sistemas operativos que se integran para la generación de los estados financieros.

Proyecto implementación SAP CLM

Sistema que permite la gestión y administración de contratos de arrendamiento financieros de Enel Colombia, cumpliendo con los procedimientos administrativos a nivel Global, así como los normativos locales. Se integra de manera directa con funcionalidades estándar de SAP adaptándose flexiblemente a los esquemas contables garantizando el cálculo eficiente y veraz de los leasing financieros de forma automática y en línea.

Proyecto Catalyst Colombia y Centroamérica - Enel X y S&S:

Elaboración y automatización en Power BI del *reporting* realizado por las áreas de P&C para las líneas de Enel X y S&S, garantizando que la información provenga directamente de los sistemas centrales, así como la correcta adopción de los modelos de control de Enel. Como beneficios del proyecto se encuentran la simplificación del proceso de elaboración manual de los informes, así como la gestión de reportes estándar, personalizables, y de óptima calidad acuerdo a las necesidades locales y globales de *reporting* del Grupo Enel.

Proyecto implementación E4E Comercializadora Digital

Para el proyecto de adecuación de la sociedad Comercializadora Digital en el pilar SAP de *Market & Service*, se establecieron las reglas y parametrizaciones necesarias para llevar a cabo la contabilización de las diferentes operacio-

nes financieras y contables de esta sociedad, incluyendo la interfaz con sistemas como DRAPE para la recepción de facturas electrónicas y MYTHRA para la contabilización de las transacciones comerciales y de recaudo.

Proyecto Implementación E4E Enel X Way

Se realizó la implementación de una nueva sociedad en el pilar S4P denominada Enel X Way, logrando la parametrización de los principales módulos para la gestión financiera y logística, así como los aplicativos satélites DRAPE para la gestión de facturas electrónicas.

Proyectos con alcance Compras

Baseline

Nuevo KPI de eficiencia *Cost Impact*: mide la diferencia porcentual entre el valor adjudicado y el valor del antiguo contrato. Un nuevo modelo dedicado a las licitaciones para Servicios Profesionales se ha añadido a la familia de Modelos Estándar Baseline recientemente desarrollados. Para las licitaciones en ámbito Baseline se ha creado una nueva funcionalidad que realiza el cálculo automático de los pesos porcentuales y de la Eficiencia del Área de Compras para artículos recurrentes y no recurrentes. Además, se ha actualizado el informe de eficiencia a nivel de proyecto (PRJ).

Licitaciones

Adjudicación por ítem: permite adjudicar a varios proveedores materiales/servicios en una misma licitación, según la mejor oferta de cada material/servicio.

CIBERSEGURIDAD

Durante 2023 se desarrollaron las siguientes actividades asociadas a la gestión de ciberseguridad:

Campañas simuladas de phishing: durante el 2023 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*. El objetivo es convertir a los empleados en la primera línea de defensa.

Cyber exercise: se realizó el primer simulacro de ciberseguridad para la línea de generación en Colombia, y a su vez se realizó también el de *Grids* como en años anteriores. 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 se apoya en un sistema integrado, 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 2023 culminó con más de 11,3 millones de horas hombre trabajadas, alcanzando así un índice de frecuencia de 0,09, resultado que se construye por medio de la implementación de iniciativas locales y de *holding*, 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.

Intrinsic Safety: en el 2023, se logró el cierre de 3.845 hallazgos restantes, consiguiendo ejecutar el 100% de cierre de los 13.985 hallazgos totales del proyecto de seguridad intrínseca, mediante el cual se mejoraron las condiciones de seguridad de las máquinas, equipos e instalaciones de las centrales de generación, para que sean intrínsecamente seguras; con una inversión cercana a 1,3 millones de euros.

Este proceso tuvo alcance a sistemas con el riesgo eléctrico, sistemas contra incendios, partes móviles, izaje de cargas, talleres, zonas ATEX y caminos y carreteras.

Gestión del riesgo eléctrico: el programa se enfocó en crear las directrices para garantizar que todos los trabajos se realicen bajo el método sin tensión, cumpliendo de manera estricta las cinco reglas de oro. Mediante el proyecto global *Reinforcement Plan* se formaron 179 trabajadores propios y 150 contratistas, adicional a las formaciones presenciales que se realizaron en terreno con apoyo de profesionales expertos en riesgo eléctrico.

Gestión del riesgo mecánico: se realizó énfasis en acciones de formación, sensibilización, inspección e intervención, garantizando mejora de las competencias técnicas y comportamentales de los trabajadores, y se logró la reducción significativa de eventos. El avance de plan de trabajo para la gestión de riesgo mecánico se cumplió en el 100%. Dentro de los programas de inspección de elementos críticos se certificaron más de 7.000 equipos. Con el programa *Reinforcement Plan* se alcanzó la participación de 912 personas asociadas a 4 riesgos de origen mecánico.

Espacios confinados y atmósferas explosivas 'ATEX': en cuanto a formación para trabajo en espacios confinados, se obtuvieron los siguientes resultados:

Trabajador entrante:

45 personas formadas = 720 HHT

Vigía: 33 personas = 264 HHT

Supervisor: 26 personas = 520 HHT

Para el programa de atmósferas explosivas ATEX, se realizaron los estudios de explosividad y clasificación de áreas en todas las centrales hydro y solar de Colombia, logrando evaluar más de 100 áreas. Acorde a estos estudios, se identificaron y clasificaron las zonas ATEX, según las normas NFPA e IEC. De igual manera, se definieron los planos indicando las respectivas distancias de seguridad.

Partnership with contractors/subcontractors: durante el año continuó la ejecución del programa HSEQ Contratistas, con la participación de empresas de Colombia y Centroamérica. Este programa pretende 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 33 empresas, evaluando 51 ítems con un 99% de cumplimiento por parte de las empresas contratistas.

Igualmente, se desarrollaron 6 reuniones con los gerentes de las empresas contratistas más relevantes con el fin de revisar el avance de indicadores de seguridad, *Contractor Safety Index*, *Consequence Management*, compartir buenas prácticas y construir en conjunto planes de acción para evitar la recurrencia de eventos de seguridad.

Formación y competencias para trabajos seguros y saludables: para Colombia y Centroamérica se ejecutaron 14.009 horas de formación, logrando un promedio por trabajador de 24,53 horas. En cuanto al *Reinforcement Plan* se ejecutaron 1.234 evaluaciones de personal propio y 852 evaluaciones de personal contratista, logrando una ejecución de 125% de evaluaciones sobre las evaluaciones planeadas.

Gestión de la salud: en el 2023 se ejecutaron actividades para Colombia y Centroamérica en diferentes ámbitos:

Ejecución de exámenes médicos ocupacionales: cobertura en Colombia del 100%, Panamá 95%, Guatemala 97% y Costa Rica 100%.

Riesgo biomecánico: se realizaron inspecciones de puesto de trabajo al 88% de la población (administrativos y operativos) en Colombia, con su respectivo análisis y plan de acción al igual que el análisis de las condiciones de salud como resultado de los exámenes médicos ocupacionales con el consecuente seguimiento médico.

Riesgo cardiovascular: se hizo identificación y clasificación de casos, con acompañamiento y seguimiento por parte de profesionales de la salud. Se realizaron los exámenes médicos periódicos en los 3 países, que incluyen exámenes de laboratorio de riesgo cardiovascular. Se realizó la estratificación del riesgo cardiovascular al 92% de la población de Enel *Green Power* en Colombia. En Centroamérica, 95% de toma de exámenes de laboratorio que evalúan el riesgo cardiovascular. Adicionalmente, Panamá, valoraciones nutricionales y encuestas de estilos de vida saludables al 90% de las personas.

Riesgo Psicosocial: Se realizaron valoraciones psicológicas individuales según resultados de la batería de riesgo psicosocial. Se hace seguimiento con Psicología Ocupacional al 100% de los casos de salud detectados por auto reporte, ausentismo y diagnósticos de patología mental. Para Centroamérica, se aplicó la encuesta de riesgo psicosocial (cobertura: 97% en Panamá, Guatemala 96% y Costa Rica 100%).

Mediciones higiénicas: se realizaron mediciones higiénicas en todas las centrales de generación de energía en Colombia (ruido, iluminación, material particulado, vapores orgánicos). En Guatemala se ejecutaron mediciones ambientales de ruido, material particulado e iluminación en centrales y oficinas administrativas.

Inspecciones y caminatas de seguridad: se ejecutaron 12.721 inspecciones en Colombia y Centroamérica, además se realizaron 485 caminatas de seguridad para el perímetro Colombia, Panamá, Costa Rica y Guatemala.



GESTIÓN HSQ COLOMBIA Y CENTROAMÉRICA – *Energy & Commodity Management*

Durante el año 2023, *Energy and Commodity Management* (E&CM) tuvo el reto de iniciar el proceso de normalización en la gestión de seguridad y salud en el trabajo, medio ambiente y calidad (HSEQ por sus siglas en inglés) en la región de Centroamérica, específicamente en Panamá y Guatemala, países en donde también tiene operaciones de comercialización de energía, gestión operativa de medida, soporte a clientes, entre otros, lo que requirió documentar los procesos en su sistema de gestión integrado de la Gerencia a través de caracterizaciones, procedimientos, indicadores, y adaptándose y enfocándose en la creación de cultura HSEQ, preservación integral de la seguridad y salud de las personas, control operacional con empresas colaboradoras en terreno, análisis de riesgos, planes de emergencia, e innovación en operaciones y maniobras.

En Colombia se continuó con el fortalecimiento y mejora de su sistema de gestión integrado, pues a través de la realización de la iniciativa HSEQ DAY E&CM se contribuyó con la creación de cultura HSEQ, desarrollando talleres sobre la prevención de riesgos, autocuidado, reinducciones al sistema documental, antisoborno, entre otros. Al igual que en la región de Centroamérica, se cumplió con la meta local de seguridad y salud de cero accidentes de trabajo

Se participó en una iniciativa a nivel país para desarrollar auditorías internas cruzadas entre líneas de negocio, lo que permitió compartir buenas prácticas e identificar acciones de mejora para todos los procesos.

Durante el año se mantuvo el cumplimiento de la política cero accidentes y eventos de seguridad en todos los colaboradores de la línea en toda la región, en los tres países, lo que incluye empresas colaboradoras y proveedores. Esto se reflejó en el cumplimiento de la meta local del Índice de Frecuencia (IF), Índice de Severidad (IS) y Accidentes de Trabajo (AT), los cuales se mantuvieron en cero durante todo el año.

SISTEMA DE GESTIÓN HSEQ – ENEL X & Market

Durante el 2023 se mantuvo la certificación del Sistema Integrado de Gestión HSEQ bajo los estándares de las normas técnicas ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018 y adicionalmente la norma técnica Antisoborno ISO 37001:2016. La auditoría de seguimiento de la certificación del sistema integrado de gestión la realizó ITICCOL.

El Sistema Integrado de Gestión SIG cerró al 96% de cumplimiento con referencia a las acciones correctivas, preventivas y de mejora establecidas.

Innovación HSEQ

Uno de los pilares más importantes desarrollado en 2023 tiene que ver con los programas de innovación y desarrollo con enfoque en la promoción de la cultura HSEQ, dentro de los más significativos están los siguientes:

- **Proyector de advertencia láser de apoyo a señalización de trabajos en carretera:** se implementó el proyector de advertencia con luz láser, mejorando la visualización de la presencia de los trabajadores en carretera.
- **Dron para inspección en alturas:** se implementó esta tecnología para realizar inspecciones de trabajo en alturas como proyectos de instalación de paneles fotovoltaicos, instalación de alumbrado navideño, obras civiles, entre otros. Se realizaron 9 misiones: 5 proyectos COSENIT (B2B), 3 acompañamientos a alumbrado público (B2G), 1 inspección a operador logístico (HSEQ).
- **X-Be mejora continua:** se continuó con el modelo de mejora X-BE al interior de las líneas de negocio a través de la gestión del conocimiento y aplicación de metodologías existentes y formadas, que facilitan la optimización, evolución y estandarización de los procesos.
- **Montacargas inclinado para el transporte de elementos altamente sensibles:** se implementó de forma rápida y segura el montacargas para el transporte de módulos solares a cubierta, manteniendo la carga segura en su lugar y presentando reducción en costos comparado con el procedimiento habitual realizado con grúa.

Cultura HSEQ

Durante 2023 se fortaleció el programa de cultura de seguridad denominado “En Enel X nos une la vida”. Las actividades más significativas fueron:

- Afianzamiento de las 10 prácticas de valor por la vida
- Campaña de comunicación La seguridad se construye entre todos
- Sensibilización de los riesgos genéricos en el trabajo, Cross Risk Prevention Training
- Revisiones trimestrales de desempeño HSEQ, alineado con resultados de las evaluaciones a los contratos de alto riesgo y aplicación de la política Global Lineamiento de Calidad para los contratistas
- Realización de comités HSEQ mensuales

- Despliegue de Política de Gestión de proyectos, la cual define los lineamientos para el desarrollo de los proyectos de alto impacto del negocio
- Briefing 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 Walk y observaciones de seguridad
- Liderazgo resiliente en HSEQ con las diferentes áreas de Enel X y Market
- Plan Navidad y año nuevo 2023-2024, desarrollado con las empresas contratistas
- Participación en el diseño del plan de formación HSEQ, denominado Total Quality Training

Indicadores de Accidentalidad

El Índice de Frecuencia (IF) cerró el 2023 en cero, lo cual quiere decir que no se presentaron accidentes en personal propio.

Para los incidentes que provocaron atención de primeros auxilios, Near Miss de alto potencial, se realizó la investigación, generación de medidas correctivas y preventivas y seguimiento de cumplimiento a las mismas a fin de evitar su recurrencia.

SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO – Enel Grids

La seguridad es responsabilidad compartida, y las personas son el pilar fundamental en el desarrollo de las operaciones de la línea de distribución. Se mantiene el compromiso constante con la integridad y el bienestar de los colaboradores. Por ello, durante el 2023, se continuó fortaleciendo la estrategia de seguridad y salud en el trabajo, centrada en siete áreas de enfoque que se describen a continuación:

LÍNEAS ESTRATÉGICAS SST – ENEL GRIDS 2023

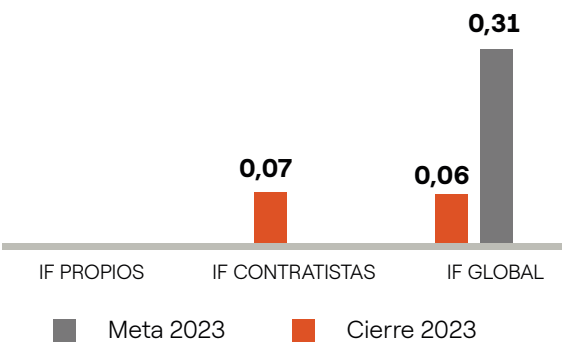


La implementación de las actividades planificadas en cada una de las líneas estratégicas ha resultado en excelentes logros en cuanto a la reducción de la accidentalidad. Por ejemplo, durante el 2023, se observó una disminución del 49% en los accidentes laborales relacionados con riesgo eléctrico y un 60% en los accidentes por riesgo mecánico en comparación con el año anterior.

Índice de Frecuencia (IF)

La salud y la seguridad en el trabajo en la línea de negocio de distribución Enel *Grids* abarcan tanto a trabajadores propios como a contratistas, con el objetivo de fomentar la prevención de accidentes y enfermedades laborales durante el desarrollo de diversas actividades. En este sentido, el índice de frecuencia alcanzado en 2022 y 2023 fue de 0,06 accidentes por cada millón de horas trabajadas, representando la mejor marca en comparación con los años anteriores.

ÍNDICE DE FRECUENCIA



Nota: En donde el IF discriminado por género es: IF Hom- bres: 0,06 IF Mujeres: 0,00

Comité de seguridad y salud laboral

Enel Colombia presenta el resumen de gestión del Comité Paritario de Seguridad y Salud en el Trabajo (COPASST) para el período comprendido entre el 1 de enero de 2023 y el 31 de diciembre de 2024.

Elecciones y participación

Del 22 al 24 de noviembre de 2022 se llevaron a cabo las elecciones para designar a los representantes del CO- PASST, 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 1075 trabajadores de la Compañía.

Funciones y actividades del COPASST

A lo largo del 2023, el COPASST, con representación total de los trabajadores, desempeñó un papel crucial. Se lle- varon a cabo 12 reuniones ordinarias y 2 extraordinarias en diversas sedes de la Compañía. Durante estas sesiones, se evaluó el progreso de los programas de seguridad y salud laboral, las condiciones de trabajo, la gestión de solicitudes de trabajadores, mejoras locativas en sedes y la participación en la investigación de accidentes, entre otras responsabilidades.

Formación y Desarrollo del COPASST

En consonancia con el compromiso por alcanzar la exce- lencia 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 resaltar que todos los miembros del CO- PASST han avanzado significativamente en su formación, logrando un progreso del 80% en un curso de 50 horas. El 100% de los miembros está inscrito y actualmente en proceso de finalizar satisfactoriamente su formación.



Empresa saludable

En el 2023, 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:

- 819 exámenes médicos ocupacionales con clasificación de riesgo cardiovascular, logrando una cobertura del 100%
- 66 chequeos ejecutivos, con una cobertura del 99%
- 418 inspecciones de puestos de trabajo
- Entrega de 365 elementos ergonómicos
- Aplicación de 349 dosis de vacunación contra la influenza
- 345 tratamientos de desparasitación
- Ninguna enfermedad laboral reportada o en proceso de calificación durante el 2023
- 76 sesiones virtuales con 1.156 participantes y 176 sesiones presenciales con 4.333 participantes en sesiones de pausas activas
- Revisión de hábitos de actividad física durante los exámenes médicos
- Seguimiento de 6 casos de ausentismo por diagnóstico osteomuscular
- Realización de talleres enfocados en promover la cultura del movimiento y la prevención de patologías osteomusculares, con un total de 672 participantes
- Capacitaciones sobre estrategias de afrontamiento del estrés para el personal del centro de control
- Capacitaciones que promueven el pensamiento positivo para el personal en general
- Aplicación del Cuestionario de Oviedo sobre la calidad del sueño en los operadores de centro de control
- Creación de una infografía sobre el cuidado de la salud mental
- Mesas de trabajo en colaboración con *People & Organization* relacionadas con la implementación de herramientas de desconexión laboral

Seguridad intrínseca

Se implementaron dos proyectos asociados a seguridad intrínseca, con una inversión ejecutada de más de \$14.000 millones. Estos proyectos incluyeron subestaciones de frente vivo, la reposición de celdas en la subestación La Isla, e interruptores con carencia de sistemas de bloqueo. Además, se cumplió con el plan de contingencia previsto en cuanto a la instalación de 90 avisos de prevención, que sirven como guía para operadores en prevención del riesgo, en subestaciones con interruptores que no contaban con sistema de bloqueo, alcanzando el 100% de las subestaciones planeadas.

El proyecto con mayor impacto en seguridad intrínseca fue el de normalización de subestaciones de frente vivo, el cual logró intervenir alrededor de (21) subestaciones hasta noviembre, con una inversión de aproximadamente \$6.914 millones. En la reposición de celdas de la subestación La Isla se logró una ejecución que superó los \$7.000 millones, cubriendo lo planeado.

Por otra parte, se continuó con el proceso formativo en seguridad intrínseca, mediante el cual se llevaron a cabo jornadas de sensibilización y capacitación en conceptos básicos de seguridad intrínseca. El equipo de IDEA HUB Colombia estuvo presente para proporcionar aclaraciones y transmitir el mensaje al equipo de innovación sobre la importancia de desarrollar proyectos innovadores con la aplicación de esta filosofía.



Formación y centro de entrenamiento Bosanova

Formación presencial en el Centro de Entrenamiento Bosanova – CEB–:

Se brindaron 66.310 horas de formación presencial en el CEB, con la realización de 423 actividades en colaboración con aliados como empresas colaboradoras, universidades, SENA, ARL Sura, y visitantes que utilizaron el CEB para diversas capacitaciones, muestras empresariales, reuniones, eventos y entrenamientos.

Relación de sinergias con Conte – ISA Intercolombia:

Se recibieron visitas en el CEB del Conte por parte de ISA Intercolombia, con el objetivo de establecer sinergias y relaciones con ENEL Grids Colombia en temas de formación e integración en torno al desarrollo del sector energético en el país.

Formaciones virtuales en plataforma ARL Sura:

Se llevaron a cabo formaciones virtuales en la plataforma de la ARL Sura para el personal de Enel Grids y empresas colaboradoras, abordando temas como personal advertido, elementos de protección personal y colegio sectorial eléctrico. Estas formaciones alcanzaron a más de 2.100 trabajadores con 1.580 horas de formación.

Formaciones presenciales en Seguridad y Salud en el Trabajo:

Se realizaron formaciones presenciales al personal de seguridad en el trabajo de las empresas colaboradoras y Enel Grids, reforzando las competencias técnicas y de seguridad en 4 temas. Estas formaciones llegaron a más de 2.500 trabajadores con 4.006 horas de formación, con el respaldo de la ARL Sura.

Formaciones en Seguridad y Salud Ambiental para el Proyecto TQI:

Se llevaron a cabo 13 formaciones en seguridad y salud en el trabajo y 11 en temas ambientales para el proyecto TQI. Al cierre del año, los indicadores fueron: *Trainers* 96%, *Inspectores* 58%, *Evolving Grid* 95%, *Inspectores externos* 90%.

Cultura de seguridad

En el marco de sus pilares de gestión, el programa de cultura abarcó la realización del diplomado de liderazgo en safety para 27 gerentes de empresas contratistas y líderes de Enel en colaboración con la Universidad de Cataluña. Además, se consolidó la iniciativa de cuidado mutuo Buddy Partner, que bajo la premisa "yo te cuido, tú me cuidas" generó 22.323 observaciones en terreno a trabajadores contratistas. También se llevaron a cabo 31 jornadas de unificación de criterios y metodologías en 20 empresas contratistas de Enel Grids, con 420 trabajadores formados en la misma.

Por otra parte, el plan de comunicaciones, bajo el lema "la seguridad es cosa de todos", se destacó por: la realización de 3 videos 3D de divulgación de lecciones aprendidas de accidentes en los procesos de mantenimiento eléctrico, el diseño y socialización de 10 piezas de información técnica de control de riesgos prioritarios, y tres *webinars* gerenciales enfocados en safety, con cobertura a más de 4.500 trabajadores directos y de empresas contratistas.

También se llevó a cabo por primera vez el *Electrical Safety Summit* en colaboración con la ARL SURA, con la participación de 270 personas de empresas contratistas y del sector. El evento incluyó la presencia de expertos conferencistas en temas relevantes para la gestión de seguridad y salud laboral. Además, se realizó un espacio showroom con 8 proveedores elite relacionados con elementos de protección personal, proyectos de mejora en safety, formaciones con realidad virtual y desarrollos de innovación con universidades.

Para el proyecto Copilotos, se instaló un total de 742 cámaras de tecnología online y offline en empresas colaboradoras de Enel Grids. Copilotos desempeñó un papel clave en la seguridad virtual y en tiempo real en 24 contratos de 18 empresas. Se realizó un workshop para reconocer a los mejores revisores de las empresas colaboradoras y generar ideas para mejorar el desempeño de la grabación de operaciones y retroalimentación de las cuadrillas frente a los hallazgos encontrados. Además, se llevaron a cabo visitas a los centros de monitoreo de las empresas colaboradoras para fortalecer la estrategia de monitoreo y prevención en tiempo real.



Gestión para la prevención de accidentes de terceros

Durante el año 2023, se implementaron diversas iniciativas que respaldaron el proyecto, logrando reducir la tasa de accidentalidad y la afectación de terceros (heridos y fatales) en un 24% en comparación con el año 2022. Sin embargo, la tasa de fatalidad se mantuvo constante en los mismos niveles que en 2022, con 17 casos fatales.

Las iniciativas más impactantes se enfocaron en generar mayor sensibilidad y conocimiento entre terceros, haciendo hincapié en la pedagogía sobre el riesgo eléctrico, control de peligros, formación en la normativa RETIE, distancias de seguridad, aplicación de la Resolución 5018, competencias, normativas de trabajo en alturas, entre otros aspectos.

En términos de formación y pedagogía, se impactó a más de 3.500 trabajadores en el sector de la construcción, incluyendo agremiados de la Construcción-ACOL, agremiados al Círculo de Constructores-Home Center, trabajadores de concesiones, empresa Metro, empresas de telemáticos, equipos de emergencia, bomberos-IDIGER, trabajadores adscritos a SURA y trabajadores propios.

A través de la Universidad de los Andes se logró llegar a 184 líderes, incluyendo presidentes de junta, bomberos, etc., mejorando su conocimiento y comprensión sobre el sistema eléctrico y el cuidado de las redes para contribuir a la reducción de accidentes de terceros. Además, se logró que la empresa CLARO incluyera dentro de su plan de formación el curso virtual Enel Mil Maneras de Prevenir, sobre prevención de riesgo eléctrico, con 157 trabajadores certificados de 957 trabajadores programados (17%).

Otra iniciativa de alto impacto fue la intervención técnica, remodelando y reconfigurando más de 21 km de red en áreas como Usme, Bosa, Ciudad Bolívar, etc. Se intervinieron siete puntos con mantas para blindar la red y evitar accidentes causados por errores humanos de terceros que violan normativas. Además, se gestionó la notificación de comunicaciones con clientes por acercamiento a fachadas, beneficiando a más de mil clientes.

Se establecieron convenios con el Hospital Simón Bolívar y el CIDET. Con el Hospital Simón Bolívar, se reforzó de manera pedagógica el control al riesgo eléctrico y sus impactos en la salud a través de entrevistas con expertos médicos en tratamiento de quemaduras por descargas eléctricas, impactando a más de 509 mil personas mediante diversos medios de comunicación, incluyendo televisión.

Se llevaron a cabo diferentes campañas en colaboración con el equipo de comunicaciones, utilizando medios como redes sociales, televisión y cápsulas de radio. Estas campañas llegaron a más de trescientos mil oyentes y abarcaron 100 municipios.

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 2023 se inició a la integración del Sistema de Gestión entre los países de Colombia y Centroamérica, asegurando el intercambio de las mejores prácticas de gestión.

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

En el foco del programa *Quality 4 All*, se desarrolló un esquema de acompañamiento e incremento de la cultura de calidad en todas las centrales de generación de Colombia y Centroamérica; lo anterior, con apoyo de videos, talleres cortos, innovadores y prácticos que tuvieron una cobertura de 250 trabajadores y 1.192 HHT de formación.

Alineado con la estrategia global, se diseñó e implementó un programa para la simplificación y mejora de los procesos que, mediante la aplicación de una metodología de análisis de procesos estructurada, identificó beneficios a través de la eliminación de actividades que no agregan valor. Se realizó la identificación de 44 procesos con potencial de simplificación, identificando beneficios a la fecha que representan una disminución de 802,93 horas hombre al mes.



Enel Grids

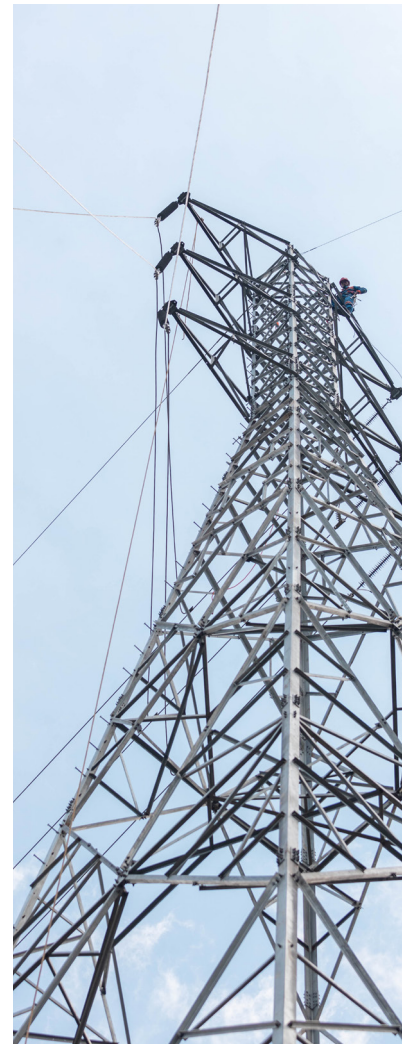
En el año 2023 se desarrollaron varias iniciativas de mejora derivadas de proyectos globales y locales, destinadas a fortalecer la coordinación entre las diferentes unidades organizativas, reducir los reprocesos y mejorar la oportunidad y calidad de respuesta a los clientes:

- **Total Quality:** revisión del modelo de inspecciones integrales HSEQ.
- **Process Challenge:** revisión del cumplimiento en la aplicación de estándares globales en gestión de auditorías y seguridad en trabajos en alturas
- **TOP:** revisión de la coherencia entre la documentación del proceso y su aplicación para el proceso de gestión de defectos de materiales
- **SELFIE:** autoevaluación (segunda medición) en la gestión de temas transversales en la Compañía como estrategia, contexto, infraestructura y mejora, entre otros

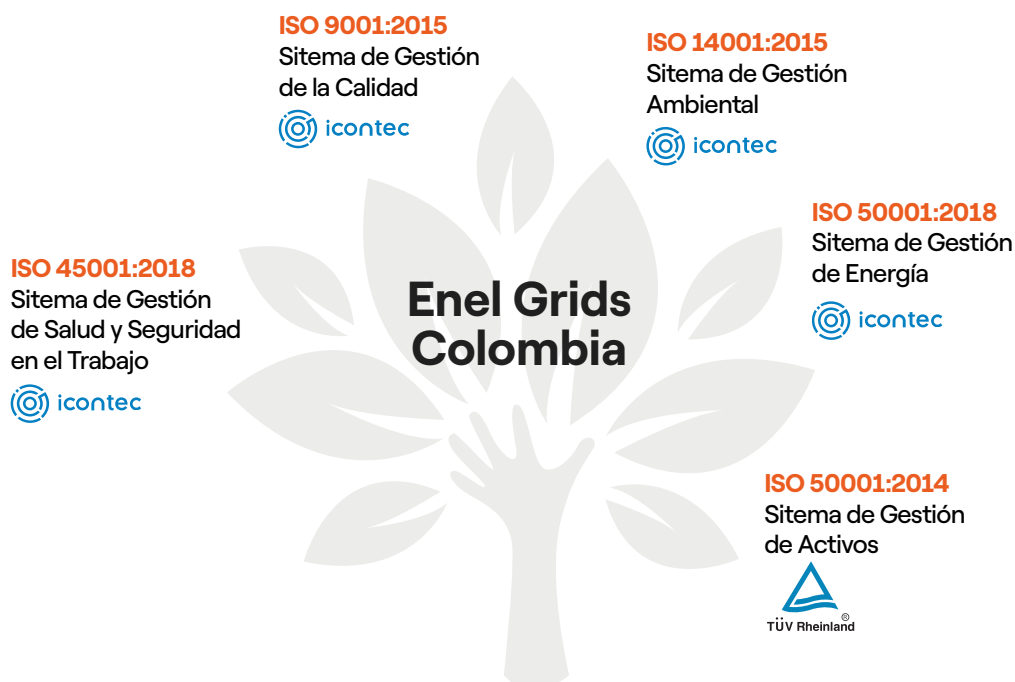
Con el fin de garantizar el mantenimiento y sostenibilidad del Sistema de Gestión Integrado – SGI-, con apoyo del ICONTEC y TÜV Rheinland se llevó a cabo la auditoría de seguimiento en los componentes de:

- Salud y Seguridad en el Trabajo (ISO 45001:2018)
- Medio Ambiente (ISO 14001:2015)
- Calidad (ISO 9001:2015)
- Energía (ISO 50001:2018)
- Activos (ISO 55001:2014)

Como resultado de esta verificación, se tiene un concepto favorable en el cumplimiento de los requisitos de las anteriores normas y se destacó la madurez y mejora del Sistema de Gestión Integrado.



SISTEMA DE GESTIÓN INTEGRADO ENEL GRIDS



Enel X

En el marco de la mejora continua y estandarización de los procesos, se desarrolló el proyecto de simplificación documental, el cual permitió realizar la alineación documental de las actividades de cada una de las áreas, con los objetivos del Sistema Integrado de Gestión, la política y las estrategias de la Compañía.

Adicionalmente, se dio la Implementación de la herramienta SHE START, la cual permite realizar monitoreo de acciones y gestión de auditorías.

SERVICIOS ADMINISTRATIVOS

Servicio al cliente interno

Durante el 2023 se atendieron 43.005 solicitudes de servicios a través del Canal de Atención de Servicios Administrativos -CASA-, con un nivel de oportunidad de atención del 96,32%, calidad percibida por los clientes en el proceso de atención telefónica del 94,63% e índice de satisfacción de clientes en cuanto la prestación del servicio del 99,31%.

Mapa tecnológico

Se implementaron las siguientes soluciones previstas en el mapa tecnológico para el 2023, que permiten avanzar en la transformación digital para la atención de requerimientos de los empleados de la Compañía:

- **Gestor.com:** se implementaron nuevas funcionalidades en automatización de procesos y analítica de datos en varios de los módulos.
- **SUMATE 2.0:** se implementó una nueva versión del aplicativo que da cobertura al ciclo completo de verificación de identidad y autenticidad de las actividades efectuadas en terreno por los distintos contratistas, cuyas mejoras representan:
 - » Disminución del 50% en los tiempos de la línea de atención 5115115
 - » Incremento del 58% en la cobertura de las actividades operativas que diariamente se realizan en Bogotá y Cundinamarca por 5.081 trabajadores contratistas

» Implementación de un módulo para el reporte en línea de denuncias por delitos como fraude, corrupción, suplantación, hurto y manipulación de infraestructura eléctrica, entre otros.

- **ME-Travel:** se realizaron adaptaciones al sistema para dar cumplimiento a la nueva política de viajes de Enel.
- **Business Intelligence:** se hizo gestión, análisis de información y apoyo en la toma de decisiones con la implementación de los tableros de control para los procesos de gestión económica integrando a Centroamérica.
- **Sistema de Radicación y Correspondencia -SRC-:** se implementó la nueva versión del SRC según los requerimientos de la Compañía en cuanto a la actualización de las plataformas y nuevas funcionalidades que permiten hacer óptimo el proceso.



- **Robot Process Automatization -RPA-**: se optimizó el control, pago y radicación de las facturas de todos los servicios públicos de las sedes comerciales, administrativas, operativas y centrales de la Compañía, esto representa una optimización del 90% del tiempo del gestor del contrato en esta actividad. Se evita suspensión y costos de reconexión. Se optimizó además el control, pago y radicación de los arrendamientos y administraciones de las distintas sedes de la compañía, así como el control y pago de todos los bienes y servicios contratados permitiendo disminuir cargas de gestión operativa en los empleados.

Gestión Inmobiliaria

Proyectos de obra civil:

- Se logró la terminación del Proyecto Edificio Corporativo etapa 2, con una inversión total de \$6.330 millones y 6 meses de ejecución, esta edificación iniciará el proceso de certificación WELL.
- Se logró la certificación WELL en categoría Platino del edificio Calle 93.
- Se construyó la sede operativa La Palma con una inversión total de \$ 2.200 millones y 8 meses de ejecución, con criterios de construcción sostenible.
- Se hizo apertura de la sede operativa Medina, con una inversión de \$272 millones y 3 meses de ejecución, con criterios de construcción siguiendo lineamientos LEED y WELL.
- Se construyó el Salón comunal Soacha por un valor de \$1.689 millones y ejecución en 6 meses, esta edificación es una compensación a la comunidad en el marco del proyecto Nueva Esperanza.
- En la Bodega de materiales para Enel Grids y Enel X, se realizaron obras para mejorar la seguridad de la instalación, mejorar tiempos de operación y la protección del medio ambiente circundante; estas adecuaciones tuvieron una inversión de \$820 millones y un tiempo de ejecución de 7 meses.

Ingresos y eficiencias:

- Se cerraron transacciones inmobiliarias de venta de inmuebles y servidumbres por valor de \$20.442, en las que se resaltan:

- » Renta de pisos 2 y 3 de Q 93 \$7.800 millones
- » Venta lote Muña \$8.444 millones
- » Servidumbre Muña \$2.810 millones
- » Negocios cerrados en otros 5 predios \$1.388 millones
- Se obtuvieron ahorros por beneficios tributarios (en Renta) en el proyecto Edificios corporativos por \$720 millones.
- A través de actuaciones administrativas, se logró una eficiencia en el impuesto de compensación predial del municipio de Soacha por valor de \$192 millones.

Transacciones inmobiliarias para proyectos Enel Grids / Enel X:

- Para el proyecto Bogotá – Región 2030, se adelantó la compra de inmuebles para los proyectos CS Jordán (\$655 millones), SE Centenario (\$4.900 millones), SE Odata Navarra (\$2.150 millones) Lote compensación Guadero – Dorada (\$162 millones).
- Para los proyectos de movilidad eléctrica: se avanzó junto con el INVIAS en las promesas de servidumbre para los proyectos: Regiotram – Tren de Occidente (\$2.971 millones) y Montevideo (\$12.600 millones), así como también con la Empresa Metro Bogotá para el proyecto Metro – SE Porvenir (\$2.444 millones).
- Se formaliza la compra de la Bodega Tenjo, escriturando el último 25% del predio donde se ubica el depósito aduanero, con un monto de compra de \$6.018 millones.

Transacciones inmobiliarias para proyectos de energías renovables:

- Se realizó la compra de dos predios para el proyecto Windpeshi por valor de \$900 millones por el radio de giro de ingreso al proyecto.
- Como compensaciones ambientales para El Quimbo, se logró la adquisición de dos inmuebles por valor de \$925 millones (Del 1%); y por sustracción de reserva forestal del vaso del embalse, se logró la adquisición de un predio por valor de \$580 millones.
- En cumplimiento de las obligaciones de licencia ambiental de El Quimbo, se escrituraron siete predios por reasentamiento colectivo, y se culminó la escrituración de las zonas comunes a favor de los municipios para los reasentamientos colectivos La Galda, Llanos de la Virgen y Montea.
- Para los proyectos solares y eólicos se formalizaron 3 servidumbres para el proyecto Fundación por un valor de \$120 millones y 3 servidumbres del proyecto Guayepo con un valor de \$187 millones.

- Se formalizó la cesión de las 11 servidumbres del proyecto Atlántico a favor de Enel Colombia.
- Compensaciones ambientales Proyectos Eólicos y Solares: se firmaron 2 acuerdos de conservación para el proyecto La Loma.
- Se realizó la firma de la escritura de donación del predio Centro de salud, ubicado en el municipio de Ubalá a favor del Hospital San Francisco de Gachetá, siguiendo los lineamientos de sostenibilidad de Enel y su compromiso con las áreas e influencia.
- En Guatemala se realizó la compra del inmueble Tecno-guat con valor de \$USD 24,997.85, con un área total de 5,275.63 m², ubicado en Santa Cruz del municipio de San Jerónimo, departamento de Baja Verapaz.

Servicios generales y gestión de instalaciones

Obras

- Se realizaron las adecuaciones en el edificio técnico del piso 2 y piso 3 al igual que una actualización en toda su fachada con sistema Corev. Lo anterior con lineamientos LEED y WELL con una inversión total \$5.109 millones.
- Como parte del proyecto SANEC de cerramientos en subestaciones, y con el fin de mejorar la seguridad en las mismas, se ejecutaron actividades de cerramientos en mampostería y muros prefabricados en nueve subestaciones, y cerramiento metálico en una subestación con una inversión de \$2.455 millones.

- Como parte del proyecto de eficiencia energética, se implementaron mejoras en la iluminación en nueve 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 \$1.015 millones.
- Se cambiaron las cubiertas en asbesto de casas de control de dos subestaciones eléctricas SE Castellana y SE Muña Fase 1, con una inversión total de \$263 millones.

Gestión de espacios

Gestión de activos (inventario e improductivos): se llevó a cabo un proceso de depuración de activos improductivos, liberando espacios subutilizados y generando ingresos para la Compañía por \$78,6 millones. Esta iniciativa permitió optimizar recursos físicos y financieros.

Servicio de restaurantes en Centrales de Generación – Casinos

Se continuó con el impulso de iniciativas de valor compartido y economía circular, cuyo principal objetivo es apoyar y fortalecer a la población local. Con cierre a diciembre el 57% del personal que labora para el proveedor Duflo ha sido contratado en las zonas de influencia de las centrales de generación

Sistemas críticos y gestión de energía

Continuando con el proyecto de eficiencia energética, se instalaron 28 paneles solares en la sede Puerto Salgar con certificación RETIE, los cuales se encuentran generando energía limpia y generando ahorros gracias al autocon-



sumo. También siguieron las auditorías energéticas en las sedes Av. Suba y Puerto Salgar, obteniendo un plan de mejoras de las auditorías realizadas hasta este año.

Transporte- Movilidad

Torre de Control – Servicio de transporte de personas en Centrales de Generación: se inició la fase 2, la cual consiste en la implementación de controles operativos que aseguran un correcto control del kilometraje, buscando así obtener eficiencias en la facturación, se integró la *app* móvil con STP para seguimiento de rutas y llegadas a los paraderos en beneficio de los usuarios y su seguridad física.

Eficiencia energética: la Compañía contribuyó a la conservación del medio ambiente al garantizar una operación óptima:

- **Transporte operativo distribución:** se causaron 5.922.966 km año, con un consumo de 138.106 galones de combustible, obteniendo así una eficiencia energética de 42.89 km por galón, frente a la meta (39 km por galón).

- **Transporte personas distribución:** se causaron 87.862 km año, con un consumo de 2.239 galones de combustible, obteniendo así una eficiencia energética de 39.24 km por galón, frente a la meta (33 km por Galón).
- **Transporte personas generación:** se causaron 1.139.348 km año, con un consumo de 34.550 galones de combustible, obteniendo así una eficiencia energética de 33 km por galón, quedando en línea frente a la meta (33 km por galón).

Certificación Well oficinas corporativas Costa Rica

Se concluyó la revisión WELL para las oficinas en Costa Rica, el proyecto alcanzó un puntaje de 98 Well Oro.

Security Colombia

Seguridad de las personas, las infraestructuras y la información de la Empresa

Gestión de riesgos security de contratistas

En 2023 se acompañó la materialización de Condiciones Security en 131 de los contratos y convenios suscritos con empresas proveedoras de servicios de los procesos



core de la Empresa, logrando así la aplicación estandarizada de lineamientos para la gestión de los procesos de atención de delitos, fraudes y corrupción, relaciones con contrapartes, seguridad de las personas, seguridad de la información y seguridad física de la infraestructura y las instalaciones.

Gestión de los riesgos de contrapartes

Se observó un incremento del 11% en el total los análisis realizados para la detección y el tratamiento oportuno de los riesgos de tipo reputacional 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 2023 alcanzaron los 2.742 análisis, en referencia a los 2.476 análisis realizados en 2022.

Gestión y prevención de delitos

A través de los diferentes canales de atención interna y a clientes, se escalaron 471 denuncias correspondientes a las tipologías incluidas en la Matriz de Riesgos Penales de Enel (corrupción, maltrato animal y delitos contra el medio ambiente), cuya gestión permitió la implementación de 230 acciones correctivas, la recuperación de perjuicios por \$325 millones y la radicación de 37 denuncias ante la Fiscalía General de la Nación, por valor de \$1.350 millones aproximadamente.

Seguridad de la infraestructura y operación local

Se adelantaron inversiones por valor aproximado de \$7682 millones para la implementación de tecnologías que contribuyen al aseguramiento y protección de las infraestructuras y los activos eléctricos dedicados a la generación y distribución de energía, garantizando con ello:

- La protección de activos críticos y estratégicos de la Nación
- La continuidad y calidad del servicio
- La mitigación de riesgos de seguridad frente a eventos como vandalismo, hurto e intrusión, mediante el control de riesgos con terceros y de entorno

Seguridad de la información y Cibersecurity

Durante el 2023 se fortaleció el proceso de protección de la información y ciberseguridad, apalancado en la implementación de una estrategia que integró 5 ejes: el diagnóstico del proceso en las diferentes líneas de negocio, la atención de incidentes de ciberseguridad, el cumplimiento de las regulaciones de ciberseguridad, la implementación de un Comité Local de Ciberseguridad y la extensión de las medidas de ciberseguridad a los terceros, aliados y proveedores de Enel.

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 fortalecer las relaciones con las empresas contratistas, se desarrollaron las siguientes acciones:

- Se realizaron 351 auditorías laborales a los principales contratos para validar el cumplimiento de los aspectos jurídico laborales, presentando un incremento del 131%, con respecto a las 268 auditorías laborales realizadas en el año 2022. Esto se debe a la extensión de este mecanismo de control en los contratos de los proyectos de energías renovables Guayepo, La Loma y Fundación y Windpeshi, y cubrimiento del 25% de los contratos de servicios, durante la ejecución de las auditorías se identificaron 539 hallazgos, para los cuales los contratistas adoptaron acciones correctivas y a cierre de 2023 el 83% de las mismas se encontraban implementadas.
- Durante el año 2023, se llevó cabo por primera vez en Centroamérica el proceso de auditorías laborales a empresas contratistas, con un total de 64 auditorías laborales y 310 hallazgos. Hubo un cubrimiento del 23% 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 237 materializaciones de contratos, con un nivel de oportunidad de atención del 99%.
- Se atendieron 61 liquidaciones finales de contratos para validar el cumplimiento de las obligaciones jurídico laborales, con un nivel de oportunidad de atención del 98%.
- Se atendieron 84 solicitudes de concepto de autorización subcontratación en aspectos laborales, con un nivel de oportunidad de atención del 100%.

Durante 2023 Enel Colombia contrató de manera indirecta un promedio de 16.300 personas, (no incluye datos proyectos renovables EGP&TGx) a través de la celebración de 702 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
- Vigilancia

GESTIÓN DE AUDITORÍA INTERNA

En el 2023, la gestión de auditoría interna y cumplimiento se centró en reforzar y monitorear la operatividad del sistema de control interno y del programa de cumplimiento, 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 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 ágil y el refuerzo en la aplicación de las herramientas de *data analytics*.

Se finalizó de manera satisfactoria el plan anual de auditoría que contempló 14 trabajos en Colombia y Centroamérica y en los que se revisaron los siguientes procesos: Gestión del riesgo commodity y cobertura en el portafolio integrado, modelo de gestión y control del riesgo H&S para las centrales en operación, gestión de riesgos ambientales en centrales en producción, reconocimiento de las inversiones en la tarifa, gestión de proyectos de inversión en calidad y resiliencia de la red, proyecto *Grid Blue Sky*, análisis del proceso de gestión del crédito, gestión de canales de contacto digital, *Procurement Enel X Retail* y *Customer Operations*, *Planning* y *procurement* en inversiones de renovables, *cibersecurity* de la infraestructura industrial en generación, seguridad lógica de sistemas con datos sensibles – Enel *Grids*, gestión del riesgo H&S en las actividades no industriales y revisión convenio proyectos sostenibilidad San Juan de Cotzal.

También, se realizaron ocho 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.

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.

Asimismo, se monitoreó el avance y cumplimiento de los planes de acción producto de auditorías anteriores, con el objetivo de solucionar debilidades y mejorar los procesos internos. Al 31 de diciembre de 2023 se obtuvo una tasa de cumplimiento del 97% en el cierre de los planes de acción, confirmando la tendencia positiva de los últimos monitoreos. También no se presentan 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. Asimismo, se ha desarrollado un piloto de implementación de herramientas de *Robotic Process Automation* – RPA para la revisión automatizada de auditorías continuas, con el fin de mejorar la eficiencia y el alcance del proceso.

Canal de denuncias

Enel Colombia y Centroamérica 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 bajo todos los protocolos de confidencialidad, cualquier conducta irregular que se produzca en el desarrollo de las actividades propias del relacionamiento entre las diferentes partes.

En 2023 fue actualizada la Política No.18 *Whistleblowing* en la que se describe el proceso de recepción, análisis e investigación de las denuncias, dentro de la cual se contemplan las medidas disciplinarias frente a cualquier tipo de represalia que algún funcionario tome en contra de los denunciantes, así como contra aquellos que comuniquen hechos con conocimiento de su falsedad. Los cambios principales de la actualización estuvieron enfocados a la definición de tiempos de repuesta la denunciante, medidas disciplinarias frente a represalias, mayor protección al denunciante y definición de requisitos de los contenidos mínimos de una denuncia.

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 2023, se presentaron 39 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.

Medición de la cultura ética:

Durante el primer semestre del 2023, se implementó con el apoyo de la Fundación Generación Empresarial –FGE– la segunda versión de la encuesta (Barómetro) de medición de percepción de la cultura ética y su cumplimiento en la Organización, logrando una participación equivalente al 51% de los colaboradores de Enel en Colombia y Centroamérica, mejorando el nivel de participación de los empleados (44% en 2021) y manteniendo unos resultados alineados respecto a la versión del 2021.

Se obtuvo una puntuación general del 89% frente a la percepción de la implementación de prácticas éticas, lo que posiciona a la Compañía entre las primeras 23 empresas con mejores resultados en la medición de prácticas de ética e integridad por FGE.

El barómetro permitió identificar los elementos de la cultura corporativa que hacen parte del comportamiento ético de la Organización, se destaca de los resultados un buen nivel de conciencia de los colaboradores de las herramientas utilizadas para promover la conducta ética y los valores corporativos, la participación en espacios de formación relacionados a conductas éticas e integridad, así como la identificación del comportamiento de los directivos en línea con los valores corporativos. Finalmente, los resultados reconocen a Enel como una organización en la que se combate activamente la corrupción.

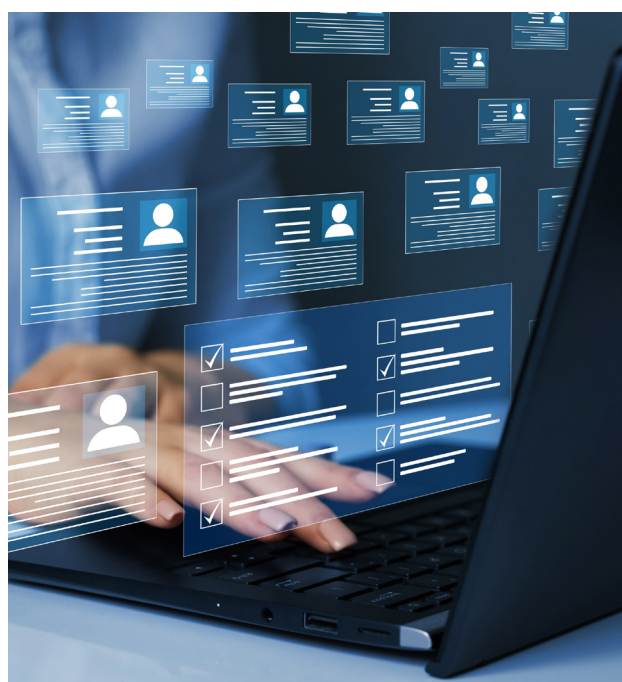
Los resultados impulsan a seguir en la mejora continua de las estrategias de comunicación y formación, a reforzar los programas de ética empresarial y *compliance* en todos los niveles organizacionales y grupos de interés, con el fin de afianzar aún más la cultura de la ética en la Compañía. Por otro lado, teniendo en cuenta los resultados de la

encuesta, la Compañía participó en el Reconocimiento al Compromiso con la Integridad del año 2023 por la Fundación Generación Empresarial, con el fin de valorar a las organizaciones que se esfuerzan para elevar sus propios estándares éticos, que inspiran a sus colaboradores a actuar con sentido de misión y consciencia del impacto de sus decisiones en la sociedad.

Programa de cumplimiento

Enel Colombia y Centroamérica cuentan 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 Oficial de Cumplimiento, se aprueban e implementan los programas que hacen parte del sistema de cumplimiento. Periódicamente este comité aprueba y 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 2023, se continuó con la actualización de las matrices de riesgos y *testing* a controles definidos para mitigar los delitos en los procesos. De otra parte, se finalizó la migración de las matrices de riesgos y controles a la herramienta *Team Mate Plus* con el propósito de digitalizar y garantizar 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, realizando formaciones a trabajadores, Top Management y miembros de la Junta Directiva, en diferentes temas asociados a las políticas y protocolos del Programa de Cumplimiento, cursos virtuales del Código Ético, del Modelo de Prevención de Riesgos Penales y de conflictos de interés, reforzando los valores que hacen parte del perfil corporativo de la Compañía. Se formaron a 1.195 trabajadores de Colombia y Centroamérica (el 44% de trabajadores) en asuntos de integridad empresarial y *compliance*.

De igual manera, se realizaron 2 formaciones de cultura de integridad y ciberseguridad al 86% de los miembros de Junta Directiva de Enel Colombia. De otra parte, fueron formados 33 proveedores de Enel Colombia en herramientas de transparencia e integridad a través del programa DEPE (De Empresas Para Empresas).

Respecto al plan de comunicación en temas de *compliance*, fueron puestas en marcha un total de 16 campañas (sumando 50 piezas de comunicación) a través de medios internos y en las redes sociales. En octubre de 2023 se celebró la Semana de la Ética, combinando los formatos presencial y digital, logrando un modelo de comunicación más 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.

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.

Durante el 2023 se consolidó la Función de Conformidad del SGAS en Colombia y Centroamérica, y a través de la cual se garantiza el sostenimiento del Sistema de Gestión Antisoborno por parte de las unidades Legal y Asuntos Corporativos, HSEQ y Auditoría Interna.

De otra parte, frente a las formaciones y comunicaciones en antisoborno, se capacitaron 350 empleados en Colombia y Centroamérica, y se desarrollaron 10 piezas de comunicación divulgadas por medios internos y externos.

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 que aportan a políticas públicas relacionadas con sus campos de acción:

- **Acción Colectiva para la Ética y Transparencia del Sector Eléctrico:** continuó 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-:** hubo participación en este espacio brindando por la Oficina de las Naciones Unidas contra la Droga y el delito, en el cual se abordan temas como: Ley 2195 de 2022, Perspectivas y retos para luchar contra el LA/FT, Anticorrupción y Derechos Humanos.
- **Reconocimiento al Compromiso con la Integridad del año 2023:** hubo participación en la medición en conjunto con 165 empresas, mediante el cual la Compañía compartió sus buenas prácticas en ética y cumplimiento.
- **Undécimo Foro de Ética del Sector Eléctrico de la Acción Colectiva de Ética y Transparencia:** la Compañía reafirmó su interés en la colaboración para fortalecer el liderazgo ético, compartiendo los compromisos para prevenir los riesgos de corrupción y de prácticas empresariales indebidas o no competitivas.





GESTIÓN JURÍDICA

La gestión de Asuntos Legales y Corporativos busca apalancar la obtención de los resultados, a través del acompañamiento a las líneas de negocio y las áreas *staff* en el desarrollo de todos los proyectos, emprendimientos y objetivos de la Compañía; lo anterior mediante 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 2023:

Asuntos corporativos y financieros:

Desde la perspectiva corporativa se destaca el soporte legal y preparación de las reuniones de los órganos de gobierno de la Sociedad, y comités de apoyo o soporte de estos, como son los Comités de Auditoría y de Buen Gobierno y Evaluación.

Igualmente, se ha brindado soporte en diversas áreas del derecho tales como derecho a la competencia, derecho de insolvencia, derecho de protección al consumidor, derecho de la propiedad intelectual, derecho financiero, derecho portuario, todas estas necesarias para la implementación y ejecución de los más diversos proyectos de parte de Enel Colombia.

Se destacan los siguientes proyectos especiales en materia corporativa financiera, protección de datos personales, cartera y Enel Grids.

Actualización PO208 Sistema de poderes delegados y gestión de los poderes:

Durante el año 2023 se encomendó la revisión y actualización del Procedimiento Organizativo 208 Sistema de poderes delegados y gestión de los poderes, tanto para Colombia como para Centroamérica.

En virtud de ello, se realizó un trabajo de modificación y simplificación del mencionado procedimiento, orientado hacia una mayor eficacia y alineación con las dinámicas regionales.

Una vez aprobado la actualización del procedimiento por parte de la *holding*, se procedió en el mes de diciembre con su implementación oficial, publicación y difusión

Modificación del procedimiento de publicación de información relevante:

De conformidad con el Decreto 2555 del 2010, las modificaciones introducidas por el Decreto 151 de 2020 al régimen de revelación de información por parte de los emisores de valores y la Circular Externa No. 12 del 27 de mayo de 2022, expedida por la Superintendencia Financiera de Colombia, se efectuaron las actividades necesarias para la implementación de las modificaciones incluidas por el Decreto 151 de 2021, entre las cuales se destaca el ajuste y/o actualización al Procedimiento Organizacional no. 1832 Identificación, elaboración y publicación de información relevante, publicado en el sistema normativo local.

Constitución de la sociedad Enel X Way Colombia S.A.S.

Por documento privado del 28 de marzo de 2023 de Asamblea de Accionistas, inscrito en la Cámara de Comercio de Bogotá el 10 de abril de 2023, se constituyó la sociedad de naturaleza comercial denominada ENEL X WAY COLOMBIA S.A.S. con una participación de Enel Colombia del 40% de un capital suscrito de \$15.036.000.000.

El objeto social principal de la Sociedad es la realización de cualquier acto relacionado con la compra, venta, adquisición a cualquier título, importación y exportación, el desarrollo, explotación, gestión, administración y comercialización de la infraestructura de recarga.

Venta del 80% de las acciones de Colombia ZE S.A.S.

En el primer semestre del 2023 se llevó a cabo la suscripción del *Share Purchase Agreement* entre Enel Colombia S.A. ESP y AMPCI EBUS COLOMBIA HOLDINGS S.A.S. ("AMPCI EBUS") en virtud del cual Enel Colombia le vendió a AMPCI EBUS el 80% de las acciones que ostentaba en la sociedad Colombia ZE S.A.S. Producto de esta transferencia, AMPCI EBUS adquirió el control de Colombia ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S., Fontibón ZE S.A.S. y Usme ZE S.A.S.

Financiaciones internacionales y procesos de M&A

En el 2023 se inició la negociación con bancos comerciales de diferentes jurisdicciones, con el propósito de encontrar precios y tasas competitivas para la financiación requerida en este año. En consecuencia, se realizaron procesos de financiación con banca comercial y multilateral en el exterior para obtener financiación de sus proyectos por valor aproximado de USD\$ 600 millones antes del cierre de 2023.

Durante este periodo se cerraron las siguientes financiaciones:

- **IFC - (international Finance Corporation):** se cierra financiación por valor de USD\$ 300 millones, con plazo de amortización a 10 años y se logró el desembolso de los recursos en noviembre de 2023.
- **MUFG Bank (Bank of Tokyo):** se cerraron dos financiaciones (i) financiación por valor de USD\$ 150 millones, con plazo de amortización a 10 años y se logró el desembolso de los recursos en marzo de 2023. (ii) financiación por valor de USD\$ 70 millones, con plazo de amortización a un año y se logró el desembolso de los recursos en septiembre de 2023.

- **Credit Agricole:** se cerró a financiación para la aprobación de líneas de crédito para la expedición de *Standby Letter of Credit -SBLC-* requeridas para la operación y los proyectos de la Compañía en 2023, la financiación comprende una línea de crédito por valor aproximado de USD \$50 millones.
- **Natixis, Bank of Nova Scotia, BBVA NY, Santander:** se iniciaron negociaciones para la obtención de financiación con la banca comercial con destino a capital de trabajo y línea de crédito para expedición de *Standby Letter of Credit -SBLC-*.

Adicionalmente, como parte de su política de descarbonización, la Compañía ha implementado un proceso para la venta de sus centrales térmicas, las cuales funcionan con combustible, gas y/o carbón, por lo cual se acompañó la negociación y ejecución de los contratos de M&A requeridos para la venta de estos activos.

Entre los procesos más destacados está la firma del contrato de M&A para la venta de la Central Cartagena y el 100% de la participación de la Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. titular de los derechos de concesión del puerto con el que se carga el combustible, cuyo cierre fue ejecutado satisfactoriamente en diciembre.

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 de datos personales.

Para gestionar y mitigar estos riesgos, la Compañía ha adoptado un modelo para la gobernanza de los datos: el Modelo de Gobierno de la Protección de Datos Personales, el cual prevé, entre otras, la implementación de políticas de protección de datos. Dentro de los asuntos más relevantes se destacan:

- **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 Assessment*).

- **Implementación Ley 2300 de 2023 o comúnmente conocida como la ley “Dejen de Fregar”:** con esta ley se establecieron medidas que protegen el derecho a la intimidad de los consumidores. Se realizaron mesas de trabajo para dar a conocer esta novedad legislativa, buscando adecuar su aplicación la gestión de las líneas de negocio de la Compañía.

Propiedad industrial:

Dentro del marco de las actuaciones resultantes de la fusión de las compañías y del cambio de razón social a Enel Colombia, se solicitó ante la Superintendencia de Industria y Comercio el signo distintivo denominado Crédito Fácil Enel, en las clases 9, 36 y 42. Esta solicitud superó la etapa de oposiciones sin que se presentara alguna y se espera que sea concedida en el primer semestre del 2024.

Proyecto Primera Línea Metro de Bogotá:

Proyecto Traslado Anticipado de Redes (TAR) con Empresa Metro de Bogotá:

Durante el 2023, se asesoró y se brindó acompañamiento legal para el cumplimiento del Acuerdo Marco 018 de 2017 y sus Acuerdos Específicos, mediante el cual Enel y la Empresa Metro de Bogotá acordaron la reubicación de infraestructura eléctrica que genera interferencia con el trazado de la primera línea del metro de Bogotá. En esta vigencia se liquidó el acuerdo específico 2 y se adelantaron los trámites jurídicos y administrativos para liquidar los acuerdos específicos 5 y 6.

Traslado de Redes Secundarias con Metro Línea 1 S.A.S.

En la vigencia del 2023 se asesoró y se brindó acompañamiento legal para el desarrollo y ejecución del acuerdo suscrito entre Enel y Metro Línea 1. En virtud de ello, se adelantaron mesas de negociación para el reconocimiento de los conceptos asociados a la Resolución CREG 015 del 2018, específicamente frente al pago de la Base Regulatoria de Activos Fuera de Operación (“BRAFO”) y nuevas obras.

Proyecto Regiotram:

A diciembre de 2023, Enel Colombia suscribió con el Concesionario Férreo Regional los siguientes acuerdos que se encuentran en ejecución:

1. Convenio de Cooperación para el traslado de las redes de BT, MT y AT
2. Contrato de conexión para la conexión del proyecto Corzo a la Subestación Montevideo de Enel Colombia
3. Contrato de conexión para la conexión del proyecto el Corzo a la Subestación Tren de Occidente de Enel Colombia

Adicional a ello, se adelantaron gestiones para la construcción de las subestaciones Montevideo y Tren de Occidente, para lo cual:

- Se firmaron contratos EPC para la construcción de las subestaciones.
- Se iniciaron los procesos de obtención de las licencias ambientales por parte de las autoridades.
- Se inició la gestión de las servidumbres requeridas para las subestaciones y sus líneas.



Proyecto AT 2030:

La Gerencia de Asuntos Legales brinda el soporte en las etapas de planeación, adquisición de suelos para Subestaciones y sus Redes en AT y MT, licenciamiento urbanístico 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. Actualmente se encuentran en operación las Subestaciones Portugal, Compartir, Modernización San José, Barzalosa (pendiente accesos), Río, Terminal (construido el Parque de Bolsillo) y Calle Primera.

Modernización:

- **Centros satélite:** se brindó asesoría en todas las etapas para la construcción de los Centros Satélite Jordán, Carrulla y Magdalena, desde la adquisición de suelos hasta su construcción.
- **Proyecto de normalización y nuevas líneas:** para la implantación de redes, durante el 2023 se prestó asesoría y acompañamiento en la revisión de la totalidad de acuerdos de daños, ocupaciones temporales y procesos de imposición de servidumbres voluntarias y judiciales, en los proyectos: Ampliación Zipaquirá Ubaté, normalización Nueva Esperanza e Indumiil y modernización SE, normalización y protección Noreste – Balsillas, aumento de Capacidad Líneas Norte, Proyecto Guaca Colegio y Normalización SE Mámbita.

Convenios infraestructura vial:

- **Convenio Instituto de Desarrollo Urbano:** en el 2023 se suscribió el otrosí No. 3 al Convenio IDU-ENEL 849-2016 suscrito por IDU y ENEL Colombia el día 27 de abril de 2023, mediante el cual se modificó la metodología para el pago del retiro a la BRAFO y el ajuste de los procedimientos de traslado, protección y reubicación de infraestructura existente como la ejecución de obras de modernización (ampliación y expansión) de infraestructura eléctrica en la ciudad de Bogotá.
- **Convenio Accenorte 2 y Alo Sur:** desde el 2023 se ha trabajado en la elaboración de Convenios en el marco de la Ley de infraestructura, en los corredores viales de la autopista Norte y la Aló Sur. Los documentos contractuales se elaboraron y discutieron por las partes para proceder con la suscripción en el año 2024.

- **Ruta 40:** se suscribió el Otrosí No. 1 el cual prórroga el Convenio de traslado protección y reubicación suscrito. Adicionalmente, se iniciaron mesas de trabajo para actualizar a metodología BRAFO o en su defecto buscar la suscripción de un nuevo convenio.

Guavio:

En el marco de la construcción de la central del Guavio en el año 1992, las empresas Codensa, Emgesa (hoy Enel Colombia) y la Empresa de Energía de Bogotá (hoy Grupo de Energía de Bogotá) suscribieron un acuerdo en 1998, mediante el cual se pactó que cada una de las compañías asumiría el valor de la energía consumida por los habitantes de la zona en partes iguales.

Durante el año 2023 se llevaron a cabo varias mesas de trabajo entre el equipo de Enel y el Grupo de Energía de Bogotá que dieron como resultado: i) el pago del valor total adeudado al mes de abril 2023 por parte del Grupo de Energía de Bogotá, ii) la suscripción del nuevo convenio, y iii) la suscripción del acta de terminación y cierre del acuerdo de 1998.

Contrato de conexión estación elevadora de aguas residuales canoas

Después de dos años de negociación, el contrato de conexión de la Estación Elevadora de Aguas Residuales Canoas, proyecto propiedad de la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá -EAAB-ESP- fue suscrito por las partes el 21 de diciembre de 2023, dejando formalizadas las relaciones técnicas, jurídicas, económicas, administrativas y comerciales entre Enel Colombia y la EAAB-ESP, derivadas de la conexión del proyecto Subestación Río 115kV.

Cartera:

Durante el año 2023 se brindó acompañamiento jurídico en la gestión de cobranza para lograr el pago efectivo o cancelación de deudas. Se resalta como el proceso más sobresaliente el de la sociedad Mercadería Justo y Bueno, en el cual se reconoció a Enel Colombia como acreedora de la Sociedad MERCADERIA S.A.S., en liquidación, teniéndose su crédito reconocido en quinta clase como acreedor quirografario.

Asuntos legales de Energy and Commodity Management Colombia.

Durante el año 2023 se asesoró a la línea de negocio en el cierre de PPAs (*Power Purchase Agreement*) y contratos de compra y venta de energía tanto en el mercado de energía mayorista como con clientes del mercado no regulado, así como en la contratación de coberturas asociadas a obligaciones de energía en firme, principalmente, a través de la cesión de estas obligaciones y contratos de demanda desconectable voluntaria (DDV). De la misma forma se asesoró el negocio de comercialización de gas en los contratos con proveedores y clientes del mercado no regulado.

Asimismo, se participó activamente en el análisis de iniciativas normativas de impacto para las líneas de negocio, así como el seguimiento de litigios relevantes para el sector. Por otra parte, se participó activamente en los comités legales de los gremios.

Se continuó con el acompañamiento permanente a las líneas de negocio para el análisis e implementación de nueva normatividad sectorial en materia de calidad del servicio y el proceso de conexión.

También 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 tres procesos administrativos sancionatorios, de los cuales uno se encuentra en curso y está relacionado con los precios de bolsa en octubre de 2022, y los otros dos ya terminados se refieren a sanciones en la modalidad de multa, el primero de \$237.422.834 por temas de medición de clientes finales regulados durante el confinamiento por covid 19 y otro de \$700.000.000 por acumulación de fallas en el sistema de medida de un usuario no regulado. Las dos sanciones se demandaron ante la jurisdicción contenciosa administrativa en enero de 2024.

Finalmente vale la pena mencionar, que se participó en las actualizaciones al contrato de condiciones uniformes y sus anexos de autogeneración.

Ave Fénix:

El 06 de octubre de 2023, entre Scotiabank Colpatria S.A. y Enel Colombia S.A. E.S.P. se suscribió el Contrato de Colaboración Empresarial Open Book, consolidando de esta manera la alianza comercial para implementar el modelo de negocio Crédito Fácil Codensa. El contrato permitió continuar exitosamente, con foco en el crecimiento, mejora de la experiencia y beneficios para los

clientes y atención de nuevas necesidades en un mercado cambiante, competitivo, e innovando con mayor fuerza en los canales digitales.

Como consecuencia de lo anterior y conforme a lo acordado entre las partes el día 22 de diciembre de 2023, la Asamblea General de Accionistas de Crédito Fácil Codensa, compañía de financiamiento comercial S.A., según consta en el acta No. 6 de dicho órgano, aprobó la disolución y liquidación de la Sociedad, decisión que fue debidamente inscrita en la Cámara de Comercio de Bogotá el 29 de diciembre de 2023, con el fin de afianzar su alianza a través del contrato Open Book.

Movilidad eléctrica (Enel X B2G):

Con la finalidad de desarrollar proyectos de movilidad eléctrica en Colombia y Centroamérica, durante el 2023 la Gerencia Legal y de Asuntos Corporativos realizó el acompañamiento legal-contratual a la línea de negocio en el relacionamiento comercial con diferentes operadores de transporte público del país, concretamente en las ciudades de Cali, Manizales y Montería.

En esta vigencia se realizó el acompañamiento legal y contractual al primer proyecto adelantado en conjunto con nuestro socio, la Operadora Distrital de Transporte – La Rolita para desarrollar la infraestructura de estaciones de recarga de vehículos eléctricos en el Distrito.

Alumbrado Público de Bogotá y municipios de Cundinamarca:

Durante el año 2023 la Gerencia Legal y de Asuntos Corporativos participó en la discusión, elaboración y firma del Otrosí No.4 al Convenio de alumbrado público No.766 de 1997 suscrito con la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos -UAESP-.

Así mismo, participó activamente en la estructuración y revisión de prórrogas a los contratos de arrendamiento de infraestructura de alumbrado público de la Compañía con los municipios de Cundinamarca. De igual forma, efectuó la revisión legal de procesos de selección públicos adelantados por entes territoriales en el territorio nacional.

Alumbrado navideño:

Durante la vigencia 2023, la Gerencia Legal y de Asuntos Corporativos realizó el acompañamiento legal-contratual para la ejecución del proyecto Majestuosos 2023 o “Ruta de la Navidad 2023”, lo cual generó la suscripción de

contratos de patrocinio entre Enel Colombia S.A ESP y el Distrito Capital, el Grupo de Energía de Bogotá, ETB, Canal Capital, TGI, EAAB y el Jardín Botánico.

Comercializadora Digital:

Durante el año 2023, la Gerencia Legal y de Asuntos Corporativos participó en la asesoría de la actividad contractual de Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. o la Comercializadora Digital, la cual cerró con 14,2 GWh-m vendidos en 475 fronteras comerciales y 152 clientes, creciendo en demanda 3,1 veces respecto al año anterior, con un *pipeline* ofertado de 35,8 GWh-m obteniendo así un winrate de ventas del 39%.

Proyectos B2B:

Durante el año 2023, la Gerencia Legal y de Asuntos Corporativos participó activamente en la asesoría de los proyectos Cosenit y Frontera, proyectos de gran relevancia para el segmento B2B y para Enel Colombia.

Global Digital Solutions –GDS–

La Gerencia Legal y de Asuntos Corporativos participó en el proceso de negociación y firma de varios contratos muy relevantes para la Compañía, de los cuales, algunos de ellos surgen por diferentes licitaciones globales y locales, tales como: Global Tender Admiral, Global Tender MSM y Contrato Automazione Industriale.

Servicios y seguridad:

A lo largo del 2023, la Gerencia Legal y de Asuntos Corporativos realizó el acompañamiento legal-contractual que generó la suscripción del contrato con la empresa Seguritas Colombia, respecto de los Servicios de Vigilancia y Seguridad Privada con un plazo de ejecución de tres años.

Igualmente se realizó el acompañamiento legal-contractual frente al incumplimiento presentado por la empresa HSP Construcciones, logrando recuperar un valor de \$183,455.06 con ocasión a los gastos incurridos por Enel Colombia en los reprocesos de las obras del casino de la Central El Muña.

Litigios:

En cuanto a la gestión de litigios, la Gerencia de Asuntos Legales y Corporativos alcanzó un 84,31% de exoneración

de condena en las sentencias definitivas que se proferieron durante al año 2023 dentro de los diferentes procesos que se adelantaron contra Enel Colombia.

Respecto a la atención de acciones de tutela por temas de infraestructura, suministros, derechos de petición, entre otros; se atendieron 1.228 tutelas con un porcentaje de fallos favorables del 80,05% resaltando que la Compañía no incurre en violación a los derechos fundamentales de los usuarios del servicio.

En materia de defraudación de fluidos, en articulación con autoridades judiciales y de policía, se lograron 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.

En lo que respecta a la cartera por el consumo de alumbrado público que viene presentándose en algunos municipios de Cundinamarca, se buscaron acuerdos con los alcaldes municipales ante la Procuraduría General de la Nación, que disminuyeron de manera importante lo adeudado por este concepto. Sin embargo, en algunos casos fue necesario instaurar acciones judiciales a fin de exigir el pago por el uso indebido de la infraestructura eléctrica de alumbrado público que están realizando algunos municipios, debido a la posición asumida de no reconocer la propiedad de la infraestructura en cabeza de la Compañía.

Asuntos legales O&M Enel Green Power and Thermal Generation Colombia.

Durante el año 2023, brindamos asesoría legal ambiental en los diferentes proyectos de distribución y generación de energía eléctrica y asesoría legal contractual para las centrales de generación en operación, indispensables para garantizar la prestación de estos servicios públicos. Respecto a los proyectos de distribución de energía, gracias al acompañamiento legal ambiental se logró:

- Presentar las solicitudes de licencia ambiental para las Subestaciones y sus líneas de conexión: Techo-Veraaguas, Guaca-Colegio, Montevideo, Guaymaral y Bochica, ante la Secretaría Distrital de Ambiente y la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca.
- Apoyar la elaboración de los estudios de impacto ambiental para los proyectos Subestaciones: Norte, Intexzona, La Ceiba y Regiotram.
- Exonerar a la Compañía de responsabilidad ambiental en tres procesos sancionatorios, los cuales fueron archivados.

En lo referente a las centrales de generación, destacamos las principales gestiones legales:

- Cierre exitoso de la cesión del permiso de concesión de aguas al nuevo propietario de la Pequeña Central Hidroeléctrica Río Negro, mediante la Resolución CAR No. 50237001315 del 10 de julio de 2023
- Modificación a la Licencia Ambiental de la Central El Quimbo mediante la Resolución 2495 de 2023 expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA-, para la adecuación de la vía perimetral que conectará el municipio de El Agrado y el municipio de Paicol, lo que permitirá viabilizar la ejecución de esta obra
- Due diligence legal ambiental para la venta de la Central Térmica de Cartagena y apoyo en el trámite de cesión de los permisos y medidas de manejo ambiental ante las respectivas autoridades ambientales
- Acompañamiento legal contractual en la liquidación de los contratos de operación de la Central Cartagena y Sociedad Portuaria Central Cartagena
- Modificación del permiso de ocupación de cauce para el desgravador del río Batatas, que permitirá adelantar parte de las actividades del proyecto de extensión de vida útil del embalse del Guavio
- Participación en la mejora del marco jurídico de obligaciones referidas a los planes de compensación del medio biótico y la inversión del 1%, con el fin de superar brechas normativas que dificultan su declaración de cumplimiento

Para los proyectos de energía Fuentes No Convencionales de Energía Renovable -FNCER-:

1. Modificación de la licencia ambiental (mediante la Resolución 0879-4 de 2023), pronunciamientos y cambios menores para el desarrollo de actividades del Proyecto Parque Solar Fotovoltaico Guayepo (400 MW), ubicado en Sabanalarga y Ponedera en el departamento de Atlántico
2. Expedición del auto de inicio del trámite de licencia ambiental para el proyecto Parque Fotovoltaico Córdoba 1 (Chinú 350 MW), ubicado en los municipios de Chinú en el departamento de Córdoba y Sampués en el departamento de Sucre

Asuntos legales Development Enel Green Power and Thermal Generation Colombia.

Proyectos Relevantes en Desarrollo (BD):

Proyecto Sahagún:

Se asesoró y estructuró jurídicamente la adquisición de la totalidad de las acciones de la sociedad LATAMSOLAR FOTOVOLTAICA SAHAGUN S.A.S., para el desarrollo del Proyecto PV Sahagún 400 MW. La transacción, cuyo contrato de compraventa de acciones (SPA) se firmó el 16 de marzo de 2023, tuvo un valor de USD\$ 3,2 millones.



Proyecto Atlántico y Proyecto Guayepo III:

Desde el área legal de EGP LAD, se ha contribuido en la asesoría legal transversal en el desarrollo de estos proyectos para lograr un estado *Ready to Build*, esto es, lo relacionado con la negociación y cierre de documentos contractuales, aseguramiento de predios a través de diferentes figuras jurídicas, y punto de conexión, obtención de permisos, gestión de la energía a ser generada y análisis de cumplimiento del acuerdo de codesarrollo a través de la debida diligencia, para el caso de Guayepo III, el cual fue recientemente aprobado por los órganos corporativos competentes para realizar la inversión requerida para su construcción.

Proyecto Floating El Quimbo – Páneles Flotantes:

Legal EGP LAD ha apoyado transversalmente este proyecto con relación al cierre de negociaciones y acuerdos contractuales, así como la identificación de riesgos que legalmente pueden ser relevantes para su desarrollo.

Proyectos Greenfield:

EGP LAD ha asistido en la etapa temprana de estructuración de desarrollo de múltiples proyectos *Greenfield* solares y eólicos. Entre las labores ejecutadas se destaca la revisión y blindaje de acuerdos para aseguramiento de predios, cumplimiento de requerimientos para obtención de puntos de conexión y obtención de permiso, de acuerdo con las necesidades y características técnicas y comerciales de cada proyecto.

Proyectos de E&C

Proyecto Windpeshi:

EGP LAD ha participado activamente en el análisis y acompañamiento legal asociados a la suspensión indefinida del proyecto adoptada por la Junta Directiva en su junta del 24 de mayo de 2024 y el respectivo proceso de venta que se encuentra en curso, mediante la identificación de riesgos y medidas de mitigación, estructuración del proceso de venta, elaboración y evaluación de documentos contractuales, debida diligencia legal, y evaluación de ofertas no vinculantes.

Proyecto Guayepo I y II:

EGP LAD Colombia ha sido el estructurador y gestor legal de la construcción del parque Guayepo I y II, el parque solar más grande de Latinoamérica, con una capacidad instalada de 486,7 MWdc, en un terreno que supera las 1.100 hectáreas. Dentro de los retos legales asumidos y gestionados con éxito, se destaca el manejo de reclamaciones contractuales por parte de contratistas o de Enel, librando a Enel Colombia de responsabilidad y riesgos jurídicos adversos.

Proyecto La Loma:

EGP LAD Colombia 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.

Proyecto Fundación:

EGP LAD Colombia 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.

Proyecto El Paso Extensión:

EGP LAD Colombia 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.





GESTIÓN REGULATORIA

En cuanto al ámbito regulatorio del sector eléctrico y de gas natural, el año 2023 se caracterizó por un entorno de retos e incertidumbres propiciadas por un marcado esfuerzo del Gobierno Nacional por introducir cambios estructurales tanto en la institucionalidad, como en el conjunto de reglas que guían al sector.

En efecto, desde que a comienzos de año, mediante el Decreto 0227 de 2023, se intentó desde la Presidencia de la República tomar un control más directo de la regulación de los servicios públicos domiciliarios, restando independencia a las comisiones reguladoras, (decreto que fue suspendido provisionalmente por el Consejo de Estado, y que continúa en revisión), el año transcurrió con una marea reformista, de las cuales las principales manifestaciones fueron, por un lado, los cambios que el nuevo Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 (Ley 2294 de 2023) introdujo en materia de transferencias que deben asumir los proyectos con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), la eliminación de la exención del impuesto sobre las ventas para paneles solares, la posibilidad de flexibilizar el plan de inversiones y la agilización de licenciamientos para proyectos de infraestructura, así como disposiciones que impulsan la movilidad eléctrica y otras que paralelamente la desincentivan. Destacada mención merece en esta ley la medida mediante la que se habilitó a la empresa encargada del servicio de interconexión nacional (transmisión) para participar en las actividades de generación, comercialización y distribución de electricidad.

Igual reto representó la expedición, por un lado, del Decreto 1085 de 2023, que declaró la emergencia social, económica y ambiental en el Departamento de la Guajira, y los siguientes decretos que lo acompañaron con medidas particulares para cada sector de la economía del departamento, en especial el Decreto 1276 de 2023, que buscaba, entre otras medidas, (i) redistribuir entre otros municipios del departamento las transferencias que aporten los proyectos FNCER a los municipios en los que se encuentran ubicados, (ii) la creación de un régimen tarifario diferencial para la Guajira, (iii) establecer una prioridad en la asignación del Cargo por Confiabilidad para proyectos FNCER de la región, (iv) permitir la participación de Ecopetrol en el desarrollo de proyectos FNCER en el departamento, y (v) para los contratos de suministro de energía a largo plazo de renovables suscritos con ocasión de las SUBASTAS CLPE 02-2019 y 03-2021, asociados a proyectos ubicados en el departamento de La Guajira, suspender temporalmente la obligación de suministro de energía hasta que entrará en operación el proyecto de generación. Mediante las sentencias C-383 y C-463 de la Corte Constitucional, estas medidas se declararon inexecutable.

Junto con estas normas de orden superior que eran expedidas bajo la política de reformas que buscaba promover el Gobierno Nacional, de manera consecuente se iban sucediendo cambios en el conjunto de reglas regulatorias del sector mediante la discusión y luego emisión en firme de nuevos decretos y resoluciones por parte del Ministerio de

Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero Energética, la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–, entre otras entidades. Mención especial también merece la interinidad que sufrió la CREG en varios momentos del año, en especial por el nombramiento de expertos, no en propiedad, sino con carácter de encargo, lo que además llevó a que entre los meses de octubre y noviembre de 2023 el órgano regulador del sector eléctrico, con el final del periodo de su único experto en propiedad, finalmente se encontrara sin un director en funciones y sin el quorum necesario para deliberar. Esta situación fue subsanada parcialmente a finales de noviembre, con el nombramiento en propiedad de Omar Fredy Prías Caicedo como Experto y nuevo director de la CREG, y el nombramiento con carácter de encargo de los señores Manuel Peña Suárez, José Medardo Prieto, y Antonio Jiménez.

En este entorno de retos institucionales y regulatorios, la gestión estuvo enfocada en analizar e identificar, de manera crítica y propositiva, los puntos del esquema normativo que realmente merecen revisión, y defender con argumentos técnicos los principios estructurales que soportan al sector, y que han asegurado en los últimos 30 años un abastecimiento seguro y confiable de energía eléctrica al país. Estas discusiones se llevaron y lideraron consecuentemente, tanto a nivel interno, como a nivel externo de manera directa con las instituciones del sector, como también a través de los principales gremios, quienes a su vez también constituyeron un baluarte en defensa del sector y sus instituciones.

A continuación, se resumen los principales hitos regulatorios abordados en cada ámbito:

Regulación Enel Grids y Market

Decretos de carácter especial para el sector energético

En febrero de 2023, la Presidencia de la República publicó el Decreto 227 de 2023, por el cual se reasumían algunas de las funciones de carácter regulatorio en materia de servicios públicos por tres meses a partir de su vigencia. No obstante, en marzo de 2023, el Consejo de Estado emitió un auto que suspendió de los efectos jurídicos de este decreto.

En agosto de 2023, el Gobierno Nacional emitió el Decreto Legislativo 1276 de 2023, en el marco de emergencia económica, social y ecológica en el departamento de La Guajira. La norma establecía que las transferencias por la generación de energía, que inicialmente estaban establecidas para los municipios y distritos de la zona de influencia de los proyectos, podrían ser destinados a otros municipios y distritos del departamento de La Guajira; establecía una destinación específica para estas

transferencias para proyectos relacionados con la transición energética; autorizaba a la CREG la creación de un régimen tarifario especial y diferencial de carácter transitorio para el Departamento de La Guajira; y establecía una contribución de \$1.000 por factura que deberían pagar todos los usuarios de los estratos 4, 5 y 6 y de \$5.000 para los usuarios industriales y comerciales.

En noviembre, la Corte Constitucional declaró la inexequibilidad del Decreto Legislativo 1276 de 2023. Derivaba de la misma declaratoria realizada sobre el Decreto que había declarado el Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica en La Guajira, y por contener medidas con alcance tributario, de ampliación de la cobertura y acceso al servicio de energía eléctrica, de sostenibilidad económica para la subsistencia de la población y rescate de la transición energética, y otras de carácter presupuestal.

Finalización del Pacto por la Justicia Tarifaria

En septiembre de 2023 finalizó la vigencia de las medidas transitorias expedidas por la CREG con el propósito de enfrentar la presión de los incrementos en los factores de indexación de las actividades de la cadena del servicio de energía eléctrica que se habían reflejado en las variaciones de la tarifa del servicio (resoluciones CREG 101 027, 101 028, 101 029 y 101 031 de 2022), mediante ajustes en algunos de los componentes de la cadena (generación, transmisión y distribución) para que los diferentes agentes del sector se acogieran de manera voluntaria.

Durante la vigencia de esta normatividad, desde Enel Colombia se adelantó de manera voluntaria la negociación con diferentes proveedores de energía logrando una disminución del precio de la energía destinada al Mercado Regulado, de alrededor de 20 contratos, para el período comprendido entre octubre de 2022 y septiembre de 2023.

Desde el punto de vista de distribución, la Compañía también de manera voluntaria se acogió a la Resolución CREG 101 031 de 2022, que permitió mitigar los efectos inflacionarios en el cargo de distribución trasladado a los usuarios, entre octubre de 2022 y septiembre de 2023. Esta medida coyuntural se adelantó sin afectar el plan de inversión en redes previsto para el período 2022 – 2024, estimado en \$3 billones.

Finalización de la opción tarifaria

Durante el año 2023 Enel Colombia continuó dando aplicación a la opción tarifaria originada en la Resolución CREG 152 de 2020, que modificó a la Resolución CREG 058 de 2020 y que ha sido aplicada desde abril de 2020,

con el propósito de suavizar incrementos abruptos en la tarifa, permitiendo la acumulación de saldos que son pagados posteriormente por el usuario.

En diciembre, la CREG publicó la Resolución CREG 101 028 de 2023 que modifica la Resolución CREG 119 de 2007, la cual establece una alternativa para la recuperación de los saldos acumulados por la aplicación de opción tarifaria. La norma incluyó una nueva variable denominada COT (costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria) en el componente C de la fórmula tarifaria para que los comercializadores que decidan de manera voluntaria acogerse a las medidas y poder recuperar los saldos de la opción tarifaria, previo aviso a la CREG y a la SSPD. El plazo máximo para la recuperación de saldos mediante la aplicación de esta variable es de ciento veinte (120) meses.

La norma aplica para los comercializadores con saldos acumulados de opción tarifaria, y los comercializadores sin opción tarifaria presentes en un mercado donde otro comercializador se haya acogido a esta resolución. También para usuarios regulados que siendo atendidos por un comercializador que se haya acogido, cambien de comercializador, nivel de tensión o cambien del mercado regulado al no regulado.

Posteriormente, la CREG publicó la Resolución CREG 101 029 de 2023 por medio de la cual modificó la Resolución CREG 012 de 2020 y definió que para el cálculo de las tarifas de los comercializadores que continúen la aplicación de opción tarifaria desde diciembre de 2023 hasta noviembre de 2024, el valor máximo de la variable PV es el 90% de la variación mensual del Índice de Precios al Consumidor, IPC, del mes anterior al del cálculo.



En este contexto, Enel Colombia se acogió a las medidas de modificación tarifaria de mutuo acuerdo incorporadas en la resolución CREG 101 028 de 2023, dando por finalizada la aplicación de la opción tarifaria en diciembre de 2023.

Políticas Públicas del Ministerio de Minas y Energía –MME–

En junio de 2023, el Ministerio de Minas y Energía publicó el Decreto 0929 del 7 de junio de 2023, por el cual modificó y adicionó el Decreto 1073 de 2015, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, y estableció políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica. En este Decreto, el Ministerio define políticas para que posteriormente tanto la CREG como el Consejo Nacional de Operación reglamenten temas relacionados con: promoción de la participación ciudadana, el Prestador de Última Instancia –PUI–, participación de la demanda en el mercado mayorista, remuneración de excedentes de energía en esquemas que utilicen las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, exoneración del cobro de energía reactiva a los auto generadores a pequeña escala con FNCER, mecanismos de compra de energía para el mercado regulado, y la valoración de recursos de generación en el corto plazo.

Por su parte, en diciembre de 2023, el MME publicó el Decreto 2236 de 2023 con el fin de reglamentar parcialmente el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 del Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026 en lo relacionado con las Comunidades Energéticas en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia. El Decreto creó la actividad de autogeneración colectiva (AGRC), autogenerador colectivo (AC). Entre los objetivos de las comunidades energéticas está el de aumentar la cobertura del servicio de energía, mejorar la eficiencia energética, descentralizar la generación, el almacenamiento y el consumo de energía, descarbonizar la economía con el uso de FNCER, desarrollar la economía local y territorial, ofrecer unas condiciones económicas asequibles al servicio de energía para las comunidades, además de generar, comercializar y usar eficientemente la energética a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable y recursos energéticos distribuidos de forma comunitaria. Establece la posibilidad de asociación de comunidades energéticas y la alianza de comunidades energéticas y asociaciones de comunidades energéticas con terceros de los sectores público, privado y/o popular.

Contratación con Fuentes Renovables No Convencionales –FNCER–

En marzo de 2023, la CREG, mediante la Resolución CREG 101 008 de 2023, permitió la realización de convocatorias públicas para compras de energía provenientes de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable –FNCER–, con el fin de dar cumplimiento a la obligación señalada en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019, que indica que los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que entre el 8 y el 10% de sus compras de energía provengan de FNCER.

Compartición de infraestructura

En abril de 2023, la Comisión de Regulación de Comunicaciones –CRC– a través de la Resolución CRC 7120 de 2023, publicó de manera definitiva la nueva reglamentación de compartición de infraestructura eléctrica y de otros sectores para ser utilizadas en la instalación y ampliación de las redes de telecomunicaciones.

Por su parte, en noviembre de 2023, dando cumplimiento al mandato establecido en la Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, se publicó la resolución CRC 7242 de 2023 por medio de la cual estableció un valor tope para el aumento anual de las tarifas que los operadores de telecomunicaciones pagan por usar la infraestructura de las empresas de energía eléctrica y de telecomunicaciones en zonas de difícil acceso y con poblaciones en situación de vulnerabilidad.

Finalmente, de acuerdo con la agenda regulatoria CRC del periodo 2024-2025 se prevé se realice en el segundo trimestre del año 2024 un estudio de tendencias para fomentar el despliegue de infraestructura móvil que identifique y analice tanto los esquemas de compartición de infraestructura activa que se utilizan actualmente, como las tendencias de regulación aplicable para este tipo de compartición de infraestructura.

Regulación Energy & Commodity Management, y Enel Green Power & Thermal Generation

CREG fija oportunidad para llevar a cabo la subasta de asignación de las OEF 27-28

Mediante la Resolución CREG 101-034/A de 2022 (publicada en febrero de 2023), se fijó la oportunidad para llevar a cabo la subasta de asignación de las obligaciones de energía firme –OEF– del cargo por confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2027 y el 30 de noviembre de 2028, y convocó a los representantes

de plantas o unidades de generación a participar en la subasta de asignación de OEF. Este proceso estaba previsto para llevarse a cabo en el mes de agosto de 2023, no obstante, tras la emisión de las Resoluciones CREG 101-014 de 2023, y 101-021 de 2023, se aplazó para febrero de 2024. A la fecha de edición de este informe, la CREG planteó un nuevo aplazamiento hasta el mes de abril de 2024.

La CREG define una nueva metodología de cálculo de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad –ENFICC–, de plantas solares fotovoltaicas y plantas eólicas

Mediante las Resoluciones 101-006/23 y 101-007/23, la CREG emitió en firme el marco normativo que tiene como objeto establecer la metodología de cálculo de la energía firme para el cargo por confiabilidad –ENFICC–, de plantas solares fotovoltaicas y plantas eólicas, así como los requisitos de reporte de información de estas plantas. Con este marco, se establecen unas reglas de juego claras para que las plantas cubiertas con esta metodología se puedan presentar al proceso de subastas mencionado anteriormente con una estimación de ENFICC más ajustada a sus realidades operativas.

La CREG definió un esquema para vigilar el ejercicio de poder de mercado en los precios de oferta que se presentan en la Bolsa de Energía

En julio del 2023, la CREG expidió la Resolución 101 018 de 2023, mediante la cual definió un esquema para vigilar el ejercicio de poder de mercado en los precios de oferta que se presentan en la bolsa de energía. Si bien esta nueva norma fija un mecanismo de control ex – post al comportamiento de los agentes generadores en la Bolsa, la misma norma abrió la posibilidad de establecer un mecanismo de control ex – ante que será abordado por la CREG posteriormente.

Ministerio de Minas y Energía establece medidas que definen la fuente de la cual provendrá la exportación de energía al Ecuador, en medio del Fenómeno de El Niño

El Ministerio de Minas y Energía, mediante las Resoluciones 40619 y 40718 de 2023, estableció medidas para que, en medio del Fenómeno de El Niño 2023-2024, las exportaciones de energía al Ecuador solo se realicen a partir de energía generada en el parque térmico del país. De acuerdo con estas medidas, esta señal estará vigente hasta el 30 de abril de 2024 y podrá ser derogada o prorrogada según la evolución del abastecimiento hidroeléctrico.

Reforma al reglamento interno de la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG–

Posterior a un periodo de consultas en agosto, la CREG, mediante la Resolución CREG 105-003 de 2023, publicó en firme el nuevo Reglamento Interno de la Comisión. De esta reforma, son importantes aspectos referentes al número de miembros del ente regulador y el quorum deliberatorio, ya que el número de miembros de la Comisión se reduce de 8 a 6 miembros, reelegibles una vez, mientras que el quorum de la Comisión se reduce de 7 a 5 miembros para sesionar (de éste, deben votar 4 expertos), y el quorum del comité expertos se reduce de 5 a 4, uno de ellos debe ser el Director Ejecutivo. Vale la pena resaltar también que, sobre las decisiones de la Comisión, El Ministro de Minas y Energía podrá hacer correcciones de forma o solicitudes de aclaración, antes de firmar las resoluciones que emita el ente regulador.

La CREG fija la oportunidad para asignar de forma administrada las Obligaciones de Energía Firme para los periodos 2025-2026 y 2026-2027

Mediante la Resolución 101-025 de 2023, la CREG estableció la oportunidad para asignar las obligaciones de energía firme del Cargo por Confiabilidad de los periodos comprendidos entre diciembre 1 de 2025 a noviembre 30 de 2026 y diciembre 1 de 2026 a noviembre 30 de 2027. Esta medida deja entonces despejado el panorama de señales regulatorias para el esquema del Cargo por Confiabilidad –CxC– hasta el periodo 2027-2028 inclusive, considerando la convocatoria a subastas de CxC en el marco de la Resolución CREG 101-034A de 2022.

La CREG realiza cambios a la forma como se ajustan anualmente las garantías otorgadas por los usuarios de los proyectos de expansión del STN

Luego de la gestión realizada por Enel directamente, como también junto con algunas empresas y gremios, la Comisión determinó publicar de manera definitiva, mediante la Resolución 101-022 de 2023, cambios a la forma como se ajustan anualmente las garantías otorgadas por los usuarios de los proyectos de expansión del STN, para los casos en los que se aplaza la fecha de puesta en operación –FPO– de los proyectos del STN ejecutados mediante convocatorias.

Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH– publicó su informe periódico de Recursos y Reservas de Petróleo y Gas

Posterior a una polémica por una primera versión publicada en diciembre de 2022 que dejó amplias dudas en el sector energético colombiano, en mayo de 2023 la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH– publicó su informe periódico de Recursos y Reservas de Petróleo y Gas. Del informe, vale la pena destacar que se anunció entonces que las reservas probadas de petróleo pasaron de 2.039 millones de barriles reportados en 2021 a 2.074 millones de barriles en 2022 (+1.71%). La relación Reservas Probadas/Producción (R/P) es de 7,5 años a 2022, en 2021 la relación era de 7,6 años. En cuanto a gas natural, al cierre de 2022 las reservas probadas se situaron en 2,82 terapés cúbicos (Tpc); en 2021 tal nivel se encontraba en 3.163 TPC, registrándose entonces una reducción de 10,87%. La producción de gas comercializado fue 0,39 terapés cúbicos, lo que significa una relación Reservas Probadas/Producción (R/P) de 7,2 años; en 2021 se registraba un R/P de 8 años.

La Unidad de Planeación Minero-Energética decidió declarar desierta la Convocatoria Pública para la construcción de una planta regasificadora de GNL en el Pacífico

En el mes de septiembre, mediante la publicación de la Resolución 588 de 2023, la UPME decidió declarar desierta la Convocatoria Pública UPME GN 001-2022, cuyo objeto era la selección de un inversionista para la prestación del servicio de almacenamiento de GNL, regasificación, transporte de gas natural y servicios asociados de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico. Esta decisión se toma luego de que, una vez revisados los documentos entregados por el único proponente, el Consorcio Buenavegas– Planta de Regasificación, la UPME encontró que no se trató de una verdadera propuesta que cumpliera con los requisitos legales de la convocatoria, y que fueran susceptibles de subsanación, y menos aún de adjudicación.

Regulación Ambiental 2023

Durante el año 2023 se participó en diferentes consultas públicas de carácter ambiental las cuales fueron publicadas por diferentes entidades ambientales del orden nacional, regional y local. Esta participación resulta clave para aportar en la construcción de una regulación equilibrada y ajustada con las dinámicas y las particularidades propias de los territorios y las características propias del sector eléctricos, de manera que permita tener una aplicación efectiva y cumpla con los fines propuestos.

En este sentido, se realizó la identificación de las diferentes iniciativas regulatorias y la remisión de comentarios y propuestas de modificación a proyectos normativos en temas de interés. Entre las propuestas normativas se destacan:

- Agendas regulatorias y plan de acción de Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y Ministerio de Minas y Energía
- Guía para la Gestión de Riesgo de Desastres del Ministerio de Minas y Energía
- Sustracción de áreas de reserva
- Manejo de recursos naturales renovables en territorios ocupados por comunidades negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras
- Fondo Distrital para la promoción de ascenso tecnológico de volquetas y del parque automotor de Bogotá
- Fondo para la vida y la biodiversidad
- Gestión de Cambio Climático y mercados de carbono, tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono. Metas de mitigación y presupuestos de carbono para que Bogotá alcance progresivamente la carbono neutralidad. Actualización del factor de emisión del sistema interconectado nacional del año 2022 para inventario de emisiones de Gases de Efecto Invernadero y proyectos de mitigación
- Reglamentación de Zonas Urbanas por un Mejor Aire –ZUMA– en Bogotá. Se establecen límites máximos permisibles de emisión en densidad de humo a los que están sujetos las fuentes móviles terrestres de carretera con motor de encendido por compresión que circulan en el perímetro urbano del Distrito Capital.
- Pagos por Servicios Ambientales para la paz
- Listado oficial de las especies silvestres amenazadas de la diversidad biológica colombiana continental y marino costera
- Compilación del el Manual de Coberturas Vegetales y Manual de Silvicultura Urbana en el Distrito Capital

Por otro lado, para garantizar el cumplimiento con lo establecido en las diferentes normas de carácter nacional,

regional y local, durante el 2023 se realizó el seguimiento constante de las diferentes fuentes de información, y se reportaron mediante novedades normativas las normas expedidas que son de interés para las diferentes líneas de negocio. Algunas novedades normativas que se reportaron por su importancia están relacionadas con Reservas Forestales, Cambio Climático, Licenciamiento Ambiental, Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes –RETC– y Silvicultura Urbana.

A nivel gremial se mantuvo una participación activa y articulada en la gestión de temas que resultan relevantes para el sector desde el punto de vista ambiental. En este sentido y teniendo en cuenta las iniciativas de modificaciones sectoriales que desde el Gobierno Nacional se vienen impulsando, se participó en los diferentes espacios y documentos generados por el Ministerio de Ambiente y la ANLA, frente a la modificación de la Ley 99 de 1993 y el Decreto 1076 de 2015. Así mismo, se trabajó en otros frentes que resultan de interés para la compañía como por ejemplo, en el manejo de equipos con PCB, silvicultura, compensaciones e inversiones de no menos del 1%, caudal ambiental, gestión de sedimentos, obligaciones en acciones de cambio climático en los proyectos.

Frente al relacionamiento con autoridades ambientales del área de influencia, se mantiene una relación cercana con entidades como la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca –CAR–, la Secretaría Distrital de Ambiente –SDA–, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales –ANLA– y el Instituto Colombiano de Antropología e Historia –ICANH–, con las cuales se ha consolidado espacios bilaterales en donde se realiza el seguimiento, acompañamiento y actualización de los trámites y procesos que se tienen con las entidades. De igual manera, con el fin de afianzar y fortalecer el relacionamiento con las autoridades ambientales, se ha venido gestionando un convenio para poder desarrollar acciones conjuntas en materia de desarrollo sostenible, en frentes que resultan ser de interés tanto para Enel como para las entidades, en este sentido se destaca el reconocimiento recibido por parte de la Secretaría Distrital de Ambiente en el marco del Plan Aire, mediante el cual se reconoce y exaltan las acciones que se han ejecutado para el mejoramiento de la calidad del aire de Bogotá.

Así mismo, durante el 2023 se dio continuidad al plan de relacionamiento con las Corporaciones localizadas en la zona en donde se desarrollan proyectos FNCER, especialmente en el caribe colombiano, entre las corporaciones con las que se mantuvo relacionamiento está la Corporación Autónoma Regional del Cesar –Corpocesar–, Corporación Autónoma Regional de los Valles del Sinú y del San Jorge –CVS–, Corporación Autónoma Regional de Sucre –Carsucre–, la Corporación Autónoma Regional del Magdalena –Corpamag–, y la Corporación Autónoma Regional de La Guajira. Así mismo, y teniendo cuenta el

nuevo rol que tiene la Unidad de Parques Nacionales Naturales -PNN- frente a las transferencias del sector eléctrico -TSE-, se mantuvo un relacionamiento cercano y continuo para poder coordinar, junto con el Instituto Geológico Agustín Codazzi, el pago de las transferencias a PNN.

Enel Colombia, en el marco del Plan estratégico del Grupo Enel en materia de descarbonización, avanzó en el desarrollo de su Plan integral de Gestión de Cambio Climático -PIGCCe-, un documento cuyo propósito es identificar, evaluar, priorizar, definir y actualizar metas, medidas y acciones de adaptación y especialmente de mitigación que permitan reducir la vulnerabilidad ante el cambio climático y la promoción de un desarrollo bajo en carbono en Enel en Colombia. Así mismo, permite medir y documentar la gestión en materia de cambio climático para responder cualitativa y cuantitativamente a las metas planteadas en esta materia. Esta iniciativa se desarrolla bajo 4 ejes estratégicos:

1. Alianzas por el clima
2. Mitigación
3. Gobernanza
4. Adaptación

Relacionamiento y Comunicación 2023

Enel Colombia proporciona un servicio público esencial, por lo cual establece relaciones continuas con diversas entidades gubernamentales, autoridades políticas, gremios y entidades de control. Es así, como continúa implementando políticas y directrices para gestionar este relacionamiento, con el propósito de construir vínculos a largo plazo basados en la confianza, la generación de valor, la transparencia y el respeto a la legalidad. A lo largo del año 2023, fortaleció la implementación de la Política de Relacionamiento con Actores Institucionales, y el Procedimiento de Gestión Gremial.

- De manera paralela, las acciones de relacionamiento institucional estuvieron orientadas hacia la gestión de los asuntos estratégicos delineados en la Agenda Institucional 2023, a través de la interacción con diversos grupos de interés institucionales de diferentes niveles, entre los cuales destacan:
- Análisis de contexto político: se llevó a cabo el seguimiento y análisis del contexto político en Colombia, Panamá, Costa Rica y Guatemala. De manera especial se produjeron documentos y escenarios de análisis de las implicaciones y retos de los resultados de las elecciones generales de Guatemala y las elecciones territoriales de Colombia.

- Monitoreo legislativo: se realizó la identificación y seguimiento de más de 160 iniciativas legislativas de Colombia y Centroamérica con el apoyo de los gremios, identificando más de 60 iniciativas de alto impacto para la Compañía. Así mismo, se llevó a cabo el seguimiento, monitoreo y análisis de Proyectos de Acuerdo y normativas relevantes del Concejo de Bogotá.
- Agenda Institucional Distrito: se desarrollaron acciones de articulación con diversas entidades del Distrito Capital para tratar temas estratégicos de la Compañía, tales como Plan de Desarrollo Distrital (2020-2024), Plan de Ordenamiento Territorial (2022-2035) y Política Pública de Servicios Públicos (2023-2035).
- Proyecto Bogotá - Región 2030: se diseñó la estrategia de gestión social integral para la viabilización de los diferentes proyectos con base en la priorización de estos. Así mismo, se adelantaron las gestiones institucionales para la implementación de iniciativas de sostenibilidad, para la participación en los procesos de socialización de los proyectos y gestiones para el proceso de audiencia pública.
- Biodiversidad, economía circular y creación de valor compartido: se desarrollaron acciones de articulación con instituciones públicas de diferentes niveles para el desarrollo de proyectos de biodiversidad, economía circular y creación de valor compartido en Colombia y Centroamérica. Se promovió la participación en escenarios académicos, técnicos y gremiales con el fin de socializar los logros y retos de estas temáticas en el accionar de la compañía en las zonas de influencia.



- Relacionamento con el Huila y compromisos El Quimbo: se ejecutó la estrategia de relacionamento con autoridades nacionales, regionales y locales. Se adelantó la gestión e incidencia en los escenarios de articulación Nación-Territorio, liderados por el Gobierno Nacional y se llevó a cabo el análisis de las relaciones políticas para el abordaje con instituciones públicas y la estrategia a seguir con las nuevas administraciones del departamento.
- Proyectos renovables de generación en Guajira, Cesar, Magdalena y Atlántico: se llevó a cabo la implementación de la estrategia de relacionamento institucional. Se consolidó el relacionamento con autoridades nacionales y regionales, de cara a la solución de problemáticas con las comunidades y situaciones coyunturales; y se brindó apoyo institucional para la suspensión del proyecto Windpeshi en la Guajira.
- Transición Energética: se trabajó en la articulación con *stakeholders* institucionales en Colombia, Costa Rica, Panamá y Guatemala para promover los resultados de la hoja de ruta de transición energética e identificar señales regulatorias de los Gobiernos, así como, oportunidades de trabajo conjunto en pro de aportar al cumplimiento de las metas de descarbonización de los países. Esto mediante espacios de reunión, la participación en eventos, foros y talleres con diferentes instituciones.
- Interconexiones internacionales y MER: se realizó monitoreo y análisis político y regulatorio para proponer escenarios de avance en la interconexión Colombia-Panamá. Asimismo, se adelantaron acciones para favorecer la dinamización del mercado eléctrico regional en Centroamérica.
- Contexto elecciones y nuevo gobierno: se gestionó el relacionamento con miembros nuevo gobierno y Congreso de la República.

Transición energética

XI Foro de Energía – APEDE: Ruta para atender las necesidades de seguridad energética de Panamá

Se divulgaron los resultados de los estudios de transición energética de para Colombia, Guatemala, Costa Rica y Panamá con los principales *stakeholders* de cada país tanto autoridades como agremiaciones y comités sectoriales; lo cual ha permitido consolidar a Enel como empresa líder en temas de transición energética. La gestión interna contempló el desarrollo de un webinar en el que se presentaron los resultados de los cuatro países de la región y un Encuentro by EnelX para Grandes Clientes en Panamá.

Para cada uno de los países de Enel Colombia y Centroamérica se realizó un modelo técnico-económico con la herramienta Times utilizando inputs económicos, sociales, ambientales, energéticos y políticos, que dio como resultado la construcción de diversos escenarios de descarbonización para cada país. En cada uno de los escenarios se modeló la oferta y la demanda final de energía en los distintos sectores (industria, transporte, edificaciones y sector no energético), así como las emisiones de gases de efecto invernadero. El objetivo del modelamiento es cumplir la senda de reducción de emisiones, cumpliendo con los compromisos de la NDC de cada país y alcanzar el cero neto de emisiones en 2050, definiendo la mezcla de tecnologías óptima que cumple dicha restricción en el horizonte de análisis.

Los principales resultados de los estudios se resumen a continuación:

Colombia					
Escenario de menor ambición climática, en el cual los objetivos de descarbonización se atrasan 20 años (2070 y no 2050)		KPI	2015	Escenario de mayor ambición climática con objetivos de emisiones claros a 2050.	
2050	2030			2023	2050'
41%	24%	Electrificación de usos finales [%]	19%	26%	61%
93%	81%	Capacidad renovable [%]	65%	82%	96%
3	1	Capacidad energía distribuida [GW]	0	1	3
35%	10%	Participación Electricidad Transporte [%]*	0.1%	12%	36%
39	33	Demanda energética [MTOE]	27	32	37
22	34	Consumo derivados petróleo [MTOE]	58	28	9,7
0,8	1,4	Emisiones per cápita [tCO ₂ eq.]	1,8	1.2	0.14
312	406	Consumo Gas Natural [MTOE]	4,6	404	391
4,5	0,02	Hidrógeno [MTOE]	0	0,02	5

*La participación de electricidad corresponde a la proporción de energía eléctrica sobre todo el consumo energético.

Costa Rica					
Escenario de menor ambición climática, en el que los objetivos de descarbonización se atrasan 20 años (2070 y no 2050)		KPI	2015	Escenario de mayor ambición climática con objetivos de emisiones claros a 2050.	
2050	2030			2023	2050
32%	24%	Electrificación de usos finales [%]	19%	30%	55%
97%	92%	Capacidad renovable [%]	85%	100%	100%
0,5	0,15	Capacidad energía distribuida [GW]	0	0,16	4,6
36%	4,9%	Participación vehículos eléctricos [%]	0.001%	34,8%	99,9%
7,5	5,16	Demanda energética [MTOE]	4,1	4,3	4,6
1,23	0,93	Intensidad energética per cápita [TEP]	0,84	0,78	0,76
3,2	2,5	Consumo derivados petróleo [MTOE]	2,3	1,7	0,6
3,98	2,65	Emisiones per cápita [tCO ₂ eq.]	2,24	1,63	0,00
0	0	Consumo Gas Natural [MTOE]	0	0	0
0.1	0	Hidrógeno [MTOE]*	0	0.03	0.5

*Consumos internos

Panamá					
Escenario de menor ambición climática, en el que los objetivos de descarbonización se atrasan 20 años (2070 y no 2050)		KPI	2015	Escenario de mayor ambición climática con objetivos de emisiones claros a 2050.	
2050	2030			2023	2050
30%	23%	Electrificación de usos finales [%]	22%	26%	45%
69%	61%	Capacidad renovable [%]	62%	83%	99%
0,15	0,05	Capacidad energía distribuida [GW]	0	0,05	0,15
71%	10%	Participación vehículos eléctricos [%]	0%	26%	89%
6,28	4,57	Demanda energética [MTOE]	3,49	4,07	4,55
8,35	7,4	Intensidad energética per cápita [TEP]	6,87	6,58	6,06
3,94	3,11	Consumo derivados petróleo [MTOE]	2,45	2,68	1,87
4,4	1,34	Emisiones per cápita [tCO ₂ eq.]	-2,86	-1,9	-7,29
1,44	0,73	Consumo Gas Natural [MTOE]	0	0,23	0
0	0	Hidrógeno [MTOE]*	0	0	0,5

*Consumos internos

Guatemala					
Escenario de menor ambición climática, en el que los objetivos de descarbonización se atrasan 20 años (2070 y no 2050)		KPI	2015	Escenario de mayor ambición climática con objetivos de emisiones claros a 2050.	
2050	2030			2023	2050
13%	8%	Electrificación de usos finales [%]	6%	12%	29%
89%	78%	Capacidad renovable [%]	68%	89%	100%
0,24	0,08	Capacidad energía distribuida [GW]	0	0,22	0,67
38%	13%	Participación vehículos eléctricos [%]	0%	29%	95%
22,55	16,65	Demanda energética [MTOE]	11,15	15,01	16,36
0,99	0,87	Intensidad energética per cápita [TEP]	0,7	0,78	0,72
11,26	8,26	Consumo derivados petróleo [MTOE]	3,9	5,9	1,55
3,5	2,77	Emisiones per cápita [tCO ₂ eq.]	1,96	1,63	0
0	0,01	Consumo Gas Natural [MTOE]	0	0,02	0
0	0	Hidrógeno [MTOE]*	0	0,03	2,0

*Consumos internos

Las principales recomendaciones de los estudios para lograr la transición energética en el 2050 son las siguientes:

- Aumentar la capacidad de producir energía de bajas emisiones
- Asegurar la disponibilidad del gas natural para la transición (consumos internos).
- Asegurar la adopción oportuna y a gran escala de tecnologías eficientes y bajas en carbono en todos los sectores, especialmente en el transporte
- Asegurar el pleno financiamiento de las nuevas inversiones de oferta y demanda
- Construir relaciones de confianza entre comunidades, Gobierno y empresas para sacar adelante los proyectos con oportunidad
- Ponerle un precio al carbono consistente con metas de mitigación y eliminar los subsidios a los fósiles
- Asegurar cobertura plena y asequible de energía, así como su uso eficiente
- Asegurar la transición productiva de los grupos vulnerables que pierden con la transición energética y la generación de nuevos empleos
- Acompasar la transición energética y la transición fiscal
- Incrementar el conocimiento, las capacidades de investigación e innovación nacionales y el contenido local de bienes y servicios

De igual manera, se participó en diferentes iniciativas gremiales y estatales de Colombia y Centroamérica para seguir impulsando temas de la transición energética, de las cuales se puede destacar la participación como expositores en: 12ª Colombia Genera 2023 – Ruta hacia la transformación y transición energética en Colombia – ANDI, Evento SER Energías Renovables, Evento de la Contraloría General de la República de Colombia, 9no Encuentro Latinoamericano de Energía; Congreso de Movilidad Eléctrica –AMEGUA– y el Foro de Cambio Climático en Guatemala; Congreso de Energía –CICR– y el Foro Ambiental y Climático –OCDE– en Costa Rica; Diálogo sobre Energías Renovables –CELAC–, Simposio de Energía y Agua –SIP–, Renpower América Central & El Caribe, XI Foro de Energía – Ruta para atender las necesidades de seguridad energética –APEDE– en Panamá; entre otros. A su vez, se presentaron los resultados del estudio para Colombia en el marco de los comités de la Alianza para un Sector Eléctrico Carbono Neutral ASECN del MME, el Comité de Descarbonización de la ANDI y Colombia Inteligente entre otras sesiones con gremios.

Como parte de la articulación externa realizada en Colombia, se tuvo participación en la Mesa Redonda *Low Carbon Transition and Gender Inclusion* de las Universidad de los Andes y la Universidad Nacional, el Observatorio de transición energética de la Universidad Externado de Colombia, el Observatorio de transición Energética de la Universidad EAN y la UPME, derivando ésta en un pedido de colaboración para aportar apuestas estratégicas en la construcción del Plan Energético Nacional 2024-2054. En el caso panameño se aportaron propuestas para la

construcción de la Hoja de Ruta para la Digitalización del Sector Eléctrico y Análisis Costo-Beneficio de Escenarios de Transición Energética para la Descarbonización de los Sectores de Energía y Transporte a 2050, así como la propuesta de actualización de NDC+2.

Se desarrolló una consultoría sobre el Estudio para el análisis y propuesta de adecuaciones regulatorias para prestación de servicios complementarios y en modo stand alone en Guatemala, de la cual, se compartieron con las autoridades los avances preliminares y al cierre de 2023 se disponía de los análisis técnicos y las propuestas regulatorias para ser presentadas a las autoridades guatemaltecas.

En cuanto a proyectos de Ley, en Panamá se participó con aportes a la construcción de la propuesta de Ley de Transición Energética impulsada por la Secretaría Nacional de Energía, en el caso de Colombia se aportó en la construcción reglamentaria de Comunidades Energéticas que derivaron en la Ley del Plan Nacional de desarrollo del actual gobierno de Colombia (Ley 2294 de 2023) y el Decreto de Comunidades Energéticas (Decreto 2236 de 2023).







5. GESTIÓN FINANCIERA

GESTIÓN FINANCIERA

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 2023. Es importante destacar que se presentan variaciones representativas en las cifras comparativas entre 2022 y 2023 por efecto de la fusión que se materializó en el mes de marzo de 2022⁽¹³⁾.

Millones COP\$	2022*	2023	Variación
Ingresos operacionales	12.223.883	16.735.543	+36,9%
Costos y gastos operacionales	4.969.696	8.944.834	+80,0%
Margen de contribución	7.254.187	7.790.709	+7,4%
Gastos de administración	926.479	1.177.104	+27,1%
EBITDA	6.327.708	6.613.605	+4,5%
Utilidad antes de impuestos	5.087.101	4.912.641	-3,4%
Provisión impuesto de renta	1.540.448	1.779.677	+15,5%
Utilidad neta	2.960.779	1.951.918	-34,1%

*2022 corresponde a los resultados de doce meses (enero-diciembre) del negocio de generación y diez meses (marzo-diciembre) del negocio de distribución (Codensa), Enel *Green Power* Colombia, y las filiales de Centroamérica.

Con corte a diciembre de 2023, Enel Colombia y sus filiales en Centroamérica alcanzaron un margen de contribución de \$7,79 billones de pesos.

La línea de negocio de distribución aportó \$3,41 billones de pesos, como resultado de:

- Mayores ingresos producto del mejor desempeño operativo en la recuperación de energía, incluyendo consumos no registrados y del avance en la ejecución de proyectos de desarrollo de activos de conexión.
- Mayores ingresos por mejora en la remuneración del cargo de distribución, debido a una dinámica positiva en la incorporación de nuevos activos eléctricos a la base regulatoria de activos (BRA).
- Indexación de los cargos de distribución y comercialización, en el marco de la regulación vigente.

Este resultado fue parcialmente compensado por:

- Menores aportes hídricos tras la materialización de los impactos del Fenómeno de El Niño, que generaron mayores costos variables en la compra de energía, explicados principalmente por el incremento en los precios de bolsa de más del 157% frente al año anterior.
- Menor margen en el negocio Crédito Fácil Codensa, resultado de mayores provisiones de cartera.

De otro lado, el negocio de generación en Colombia contribuyó al margen con \$3,73 billones de pesos, explicado principalmente por:

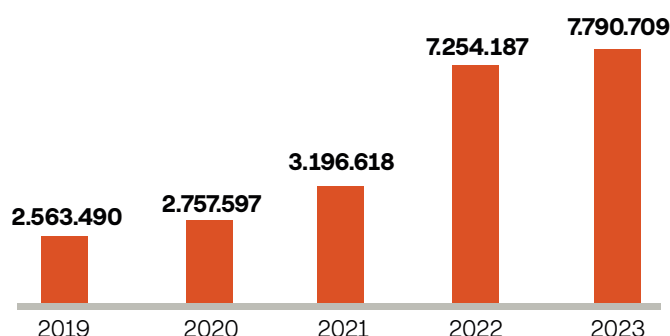
- Mayor volumen de ventas de energía a través de contratos, especialmente en el mercado mayorista y en el mercado *spot* (bolsa de energía).
- Mayor generación de energía (+17% equivalente a 2.3 TWh) en tecnología hídrica por mayor hidrología durante los primeros meses del 2023 y térmica debido al inicio del periodo seco durante el segundo semestre del año.
- Mayores ingresos por prestación de servicios auxiliares para la regulación de la frecuencia del sistema (Automatic Generation Control - AGC) por requerimientos de mercado.
- Ingreso extraordinario por \$57 mil millones de pesos por reconocimiento de seguros por daños presentados en activos en desarrollo del giro ordinario del negocio.

(13) Los resultados a septiembre de 2022 incluyen el desempeño de la antigua Emgesa, sociedad absorbente, para el período enero-septiembre de 2022 junto con el resultado de su filial directa Sociedad Portuaria Central Cartagena y a partir de marzo se integran los resultados de Distribución (antes Codensa), Enel *Green Power* (antes EGP Colombia S.A.S) y las sociedades de Costa Rica, Panamá y Guatemala. El resultado acumulado de enero y febrero/22 de Codensa, EGP Colombia y ESSA2 se registró en el patrimonio.

Estos aspectos positivos permitieron compensar parcialmente: i) mayores costos de compras de energía en el mercado *spot* (bolsa de energía) debido a las condiciones hidrológicas del país especialmente en la segunda mitad del año por efecto del Fenómeno de El Niño, ii) mayores costos de combustibles por aumento en la generación térmica, iii) el incremento del CERE (Costo Equivalente Real de Energía) por mayor generación de energía y iv) mayor depreciación del peso frente al dólar, especialmente durante el primer semestre de 2023 en comparación con el mismo periodo del 2022. Sin embargo, es importante precisar que la Compañía a efectos de mitigar el riesgo cambiario, realiza operaciones de cobertura.

Así mismo, al cierre del 2023 las filiales de Centroamérica en Guatemala, Panamá y Costa Rica aportaron al margen de contribución \$654.914 millones de pesos, resultado impactado por una menor generación en Panamá y Guatemala, debido a los bajos aportes hídricos que se presentaron durante el año y un incremento en las compras de energía para cumplir con los niveles de contratación, efecto que fue parcialmente compensado por mayor generación en Costa Rica.

MARGEN DE CONTRIBUCIÓN (MILL COP\$)



Los costos fijos ascendieron a \$1,18 billones de pesos, presentando un incremento en los gastos de personal y otros gastos de explotación, efecto del aumento en el salario mínimo y en el Índice de Precios al Consumidor, aunado a los beneficios incluidos en la firma de la Convención Colectiva de Trabajo firmada a finales de 2022. Además, el resultado se vio impactado por el registro de la multa por \$40.795 millones, debido al rechazo de la demanda relacionada con el retraso en el inicio de la operación del Proyecto Hidroeléctrico Chucás en Costa Rica.

De acuerdo con lo anterior, el EBITDA consolidado de Enel Colombia alcanzó \$6,61 billones de pesos.

El EBIT se ubicó en \$4,91 billones de pesos, evidenciando el aumento en el gasto de depreciaciones, resultado del crecimiento de la base de activos fijos producto del plan de inversiones que viene ejecutando la Compañía asociados a los negocios de distribución, generación y proyectos renovables, sumado al reconocimiento de pérdida por deterioro por valor de \$746.329 millones de pesos tras la decisión de la Compañía de suspender indefinidamente la ejecución del proyecto eólico Windpeshi, en el departamento de La Guajira, suma que se vio parcialmente compensada por la recuperación del deterioro por desmantelamiento de la central de generación térmica Cartagena por +\$138.141 millones, cuya venta tuvo lugar el 1 de diciembre de 2023, fecha desde la cual el grupo SMN Termocartagena S.A.S. asumió la administración y operación de esta planta generadora de energía.

La utilidad neta consolidada de Enel Colombia se ubicó en \$1,95⁽¹⁴⁾ billones de pesos, impactada por:

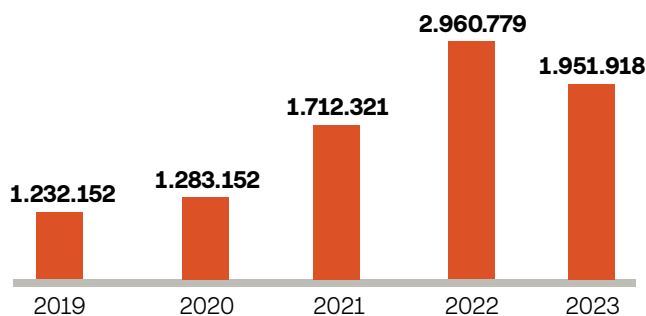
- El incremento del gasto financiero, explicado por:
 - i. Un mayor saldo promedio de la deuda en comparación con el mismo periodo de 2022 y el aumento en los indicadores IBR e IPC, a los cuales se encuentran indexados el 62% y el 20% de la deuda respectivamente.
 - ii. El aumento del gasto derivado de la eliminación de la cuenta por cobrar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por \$268.661 millones (US\$62 millones) asociado al rechazo de la demanda de revisión en relación con el reconocimiento de mayor inversión para la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Chucas en Costa Rica.

(14) 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 controladas de Enel Colombia como grupo.

- Mayores impuestos por la no deducibilidad del gasto asociado al rechazo de la demanda de revisión en Costa Rica, la suspensión del proyecto eólico Windpeshi y la venta de la Central Térmica Cartagena, descritos anteriormente, así como el reconocimiento de ganancias ocasionales producto de la venta de la participación de Enel Colombia sobre Colombia ZE S.A.S.

Por su parte, las filiales de Centroamérica registraron una utilidad neta de \$44.767 millones de pesos, resultado explicado principalmente por la baja hidrología que se evidenció en lo corrido del año, y la resolución que rechaza la demanda interpuesta por Chucas al ICE, descrito previamente.

UTILIDAD NETA (MILL COP\$)



A 31 de diciembre de 2023 los activos de la Compañía totalizaron \$29.595.884 millones de pesos, presentando una disminución de \$67.387 millones frente a lo registrado en diciembre de 2022 (-0,23%), explicada principalmente por i) un menor valor de los intangibles derivado baja del activo en concesión asociado al arbitraje que se tenía con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) en relación a la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Chucas en Costa Rica, y ii) la disminución del valor de activos mantenidos para la venta como resultado de la venta de la participación de Enel Colombia sobre Colombia ZE S.A.S en el 2023. Lo anterior se vio parcialmente compensado por un mayor nivel de caja al cierre del año y un incremento en las cuentas por cobrar, que a diciembre de 2023 totalizaron \$2.626.095 millones.

Los activos no corrientes totalizaron \$24.145.944 millones de pesos de los cuales se destaca el rubro de propiedad, planta y equipo que alcanzó \$21.758.780 millones de pesos y representó el 74% del total de activos. Por su parte, los activos corrientes sumaron \$5.449.940 millones de pesos, destacando el rubro de cuentas por cobrar que aportó \$el 9% del total y el efectivo y equivalentes al efectivo que cerró en \$1.629.477 millones de pesos, y cuya participación alcanzó el 6% de los activos totales.

Millones COP\$	2022	2023	Variación
Activo corriente	4.725.840	5.449.940	+15,32%
Activo no corriente	24.937.432	24.145.944	-3,17%
Total Activos	29.663.272	29.595.884	-0,23%

El pasivo total de Enel Colombia al cierre de 2023 alcanzó \$15.629.546 millones de pesos, mostrando un incremento del 17% frente al saldo del 2022, explicado principalmente por el aumento de la deuda neta durante el 2023 como consecuencia de las nuevas tomas destinadas a financiar el ambicioso plan de inversiones de la Compañía; y el incremento en las cuentas comerciales por pagar a corto plazo que al cierre del año alcanzaron un total de \$ 3.070.227 millones de pesos.

Millones COP\$	2022	2023	Variación
Pasivo corriente	5.430.259	6.634.037	+22,16%
Pasivo no corriente	7.919.644	8.995.509	+13,58%
Total Pasivos	13.349.903	15.629.546	+17,08%
Total Patrimonio	13.966.338	16.313.368	-14,39%
Total Pasivos y Patrimonio	29.595.884	29.663.272	-0,23%

Al 31 de diciembre de 2023, la deuda financiera neta ascendió a \$7,48 billones de pesos.

Durante el 2023 la compañía accedió a financiación por un total de \$3.269.222 millones:

- El 30 de noviembre de 2023 se desembolsó un crédito con la Corporación Financiera Internacional (IFC) por \$1.211.157 millones de pesos, destinados a apalancar el plan de inversiones del negocio de distribución de Enel Colombia, que incluye nuevos activos de distribución, desarrollo de la movilidad eléctrica, resiliencia de la red, mantenimiento de redes existentes y la expansión de la red a nuevos clientes. El crédito tiene vencimiento el 15 de octubre de 2031.

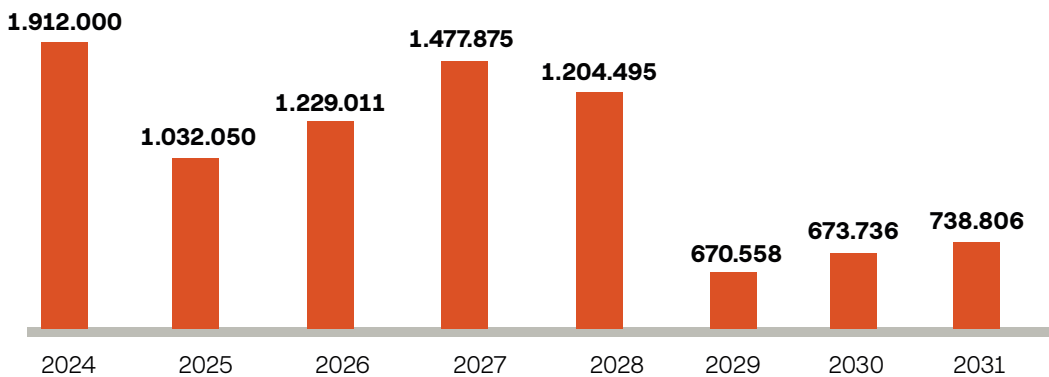
Adicionalmente, durante el 2023 Enel Colombia realizó otras tomas de crédito por \$963.065 millones de pesos con la banca internacional:

- El 12 de abril de 2023 se suscribió un contrato de crédito por \$683.625 millones con MUFG Bank Ltd. El crédito tiene vencimiento el 12 de abril de 2028.
- El 14 de septiembre de 2023 se contrató un crédito por \$279.440 millones de pesos con MUFG Bank Ltd., con vencimiento el 14 de septiembre de 2024.
- Por otro lado, las operaciones de crédito con la banca local totalizaron \$695.000 millones de pesos:
- El 13 de febrero de 2023, se desembolsó un crédito por \$400.000 millones con Banco de Bogotá, con vencimiento el 10 de febrero de 2024.
- El 1 de junio de 2023 se contrató un crédito por \$300.000 millones de pesos con Bancolombia con vencimiento el 21 de diciembre de 2027.
- El 29 de agosto de 2023 se desembolsaron créditos por un monto total de \$395.000 millones: uno suscrito con Banco de Occidente por \$320.000 millones, y otro con Bancolombia por \$75.000 millones. Ambas obligaciones tienen vencimiento el 29 de agosto de 2024.

Enel Colombia mantuvo al cierre del 2023 el 100% de su deuda en pesos, donde el 80% corresponde a deuda financiera a largo plazo (vencimiento superior a un año). La composición por tasa de interés está distribuida de la siguiente manera: el 31% está indexada al IPC, el 43% indexada al IBR, y el 26% está a tasa fija.

A continuación, se presenta el perfil de vencimientos de Enel Colombia al corte del 31 de diciembre de 2023:

PERFIL DE VENCIMIENTOS (MILLONES DE PESOS)



Por su parte, el patrimonio de la Compañía alcanzó \$13.135.687 millones de pesos al cierre del 2023, registrando una disminución del 14,4% frente al mismo periodo del 2022, como resultado de la menor utilidad obtenida frente al año anterior, cuya variación se explicó previamente.

Dividendos

A diciembre de 2023, Enel Colombia recibió dividendos de Guatemala por USD\$45,15 millones y de Panamá por USD\$21,7 millones. Asimismo, la Compañía realizó pagos por \$2,74 billones de pesos a sus accionistas con cargo a las utilidades del ejercicio 2022

Calificaciones vigentes

El 16 de marzo de 2023 Fitch Ratings Colombia afirmó en “AAA (col)” con perspectiva estable y “F1+ (col)” las calificaciones nacionales de largo y corto plazo de Enel Colombia respectivamente. Asimismo, la calificadora afirmó en “AAA (col)” y “F1+ (col)” las calificaciones de los Programas de Bonos y Papeles Comerciales.

Igualmente, afirmó la calificación internacional de crédito de Enel Colombia en BBB, con perspectiva estable.

De acuerdo con la calificadora, el perfil de negocios de Enel Colombia es más fuerte tras la materialización del acuerdo de fusión de Emgesa, Codensa y la adición de activos de generación renovables en Colombia y Centroamérica, bajo Enel Green Power. Enel Colombia se mantiene como la segunda mayor compañía de generación del país y la tercera más grande en electricidad generada, con una buena diversificación de su portafolio que le brindan una flexibilidad operacional alta, y mejora la predictibilidad de su flujo de caja operativo. A su vez, 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.

Fitch Ratings argumenta que Enel Colombia mantiene niveles de apalancamiento bajo y riesgo de tipo de cambio mitigado, así como una liquidez robusta que se fundamenta en una posición de caja saludable, un flujo de caja operativo prospectivo estable, y un perfil de vencimiento de deuda manejable.

Por otro lado, el 11 de julio de 2023 Standard & Poors afirmó la calificación internacional de Enel Colombia en “BBB-” con perspectiva estable. La calificadora resaltó la posición competitiva de la Compañía a través de su participación en los negocios de distribución y generación como parte integral de la matriz energética nacional, así como de su diversificación geográfica fuera de Colombia, en Panamá, Costa Rica y Guatemala. A su vez, destaca el mayor enfoque que ha tenido Enel Colombia en las energías renovables para abordar los desafíos de la transición energética. La calificadora agrega que Enel Colombia mantiene niveles de liquidez adecuados y un flujo de caja estable.

La calificación de Enel Colombia se mantiene un notch por encima de la calificación de la República de Colombia.

Reconocimiento Investor Relations (IR)

Por undécimo 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 tiene como requisitos que las empresas cuenten con un representante que esté disponible para atender las consultas de inversionistas en español e inglés, que revelen información adicional a la que es solicitada de forma ordinaria, a través de la página web que constantemente es actualizada, y adicionalmente que realice publicaciones periódicas de información financiera y corporativa.

Así mismo, la Bolsa de Valores de Colombia incorpora en su evaluación estándares de contenido mínimo de relevación en aspectos ESG, con el fin de incentivar a los emisores a seguir implementando las mejores prácticas a nivel global y regional.

De esta manera, recibir este mérito por el cumplimiento de todos los estándares establecidos, es el reflejo de los altos estándares y las buenas prácticas de la Compañía, y gracias a esto se ha logrado estrechar relaciones más efectivas con nuestros inversionistas, manteniendo el manejo de la información de manera responsable, ética y transparente.

GESTIÓN TRIBUTARIA

La gestión fiscal en 2023 se focalizó en una participación activa sobre las operaciones de la Compañía como se describe a continuación: (i) estudio y definición respecto de la obligatoriedad o no para Enel Colombia de liquidar la sobretarifa 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) 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; (iii) mantenimiento de los beneficios tributarios aplicables a Enel Colombia S.A. E.S.P, incluyendo aquellos otorgados al Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo y los asociados a eficiencia energética e inversión en fuentes no convencionales de Energía (Ley 1715 de 2014); (iv) atención de litigios y controversias con entidades territoriales (i.e. municipios y departamentos) y otras entidades públicas (ej. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD-); y finalmente (v) revisión de los reconocimientos del año 2023 en operaciones relevantes, el análisis de los impactos y situaciones a considerar para Enel Colombia.

Con relación a la sobretarifa del 3% se trabajó desde la estructuración fiscal para desarrollar una metodología que permitiese establecer cuál es la actividad económica principal de Enel Colombia; y desde el litigio constitucional con la participación en dos 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 parte de las pérdidas ocasionales generadas en la venta de activos poseídos por más de dos años pudiesen ser aprovechadas para compensar utilidades generadas por la venta de acciones poseídas por más de dos años. Adicionalmente, se optimizó dentro del máximo posible legal el costo fiscal de las acciones vendidas. Esta planeación permitió que la Compañía no tenga que pagar impuesto de ganancia ocasional por estas ventas.

Respecto a los beneficios tributarios aplicables a la operación de Enel Colombia, se 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. Continuó igualmente el programa de seguimiento y aprovechamiento de los beneficios tributarios por eficiencia energética ante las autoridades ambientales y minero-energéticas competentes.

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.

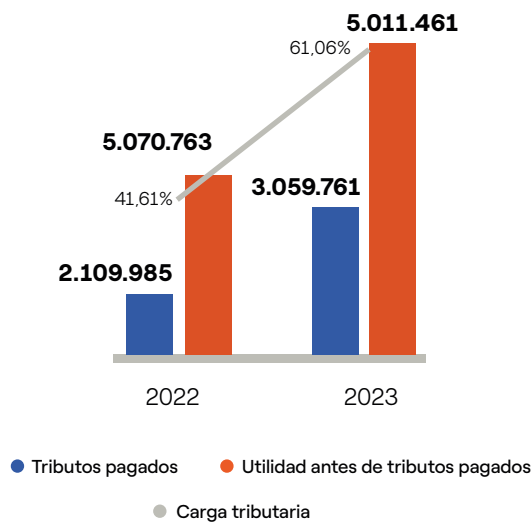
En materia de litigios tributarios se han controvertido los valores liquidados por concepto de las contribuciones (especial y adicional) a favor de la SSPD y la CREG por 2020 y 2021. Se ha insistido ante estas autoridades en la ilegalidad de las actuaciones adelantadas con base en los apartes de la Ley 1955, declarados inexequibles. En caso de ser favorables, estos litigios podrían representar un ingreso.

En relación con el proyecto Faro, la gestión fiscal se concentró en la mejora de procesos base de cálculo para impuestos y apoyo las diferentes pruebas para que la información se alinee 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, incluidos todos los tributos nacionales y locales (recaudados y soportados), de los últimos dos años es como se observa a continuación:

ENEL COLOMBIA



Los datos comprenden la comparación entre la utilidad consolidada de Colombia y Centroamérica, en comparación con los tributos pagados en el perímetro de Colombia, atendiendo a las obligaciones fiscales en el país.

CONTROL INTERNO

El sistema de control interno de Enel Colombia está fundamentado en el marco internacional de referencia COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*, por sus siglas en Inglés), que brinda aseguramiento sobre el reporte financiero en cumplimiento de las políticas de Grupo Enel y la normatividad local.

Atendiendo a la responsabilidad de monitoreo interno sobre el Modelo de Control Interno, la firma EY ejecutó este proceso sin identificar asuntos significativos, concluyendo así que el Modelo de Control Interno del Reporte Financiero opera de forma efectiva.

A su vez la firma KPMG como Revisor Fiscal y Auditor Externo auditó los procesos y controles relevantes durante el año 2023 y sus resultados fueron comunicados al Comité de Auditoría de la Compañía, sin identificar deficiencias de diseño y operatividad significativas referentes al modelo de control interno del Reporte Financiero. Para los asuntos identificados en el proceso de autoevaluación y en las auditorías, se diseñaron los planes de acción orientados a mitigar las observaciones recibidas y promover el mejoramiento continuo del modelo de control interno.

Políticas de accesos

En el año 2023 y en cumplimiento de las políticas de control interno del Grupo Enel, se realizó la certificación de accesos a los sistemas de información relevantes como actividad de monitoreo y aseguramiento sobre un adecuado y autorizado acceso a los sistemas bajo alcance.



ESTADOS FINANCIEROS SEPARADOS

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

Al y por el año terminado al 31 de diciembre de 2023.

(Con cifras comparativas al y por el año terminado al 31 de diciembre de 2022)

(Con el Informe del Revisor Fiscal)

INFORME DEL REVISOR FISCAL

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

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 2023 y los estados separados de resultados, de otro resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año que terminó en esa fecha y sus respectivas notas, que incluyen las políticas contables significativas y otra información explicativa.

En mi opinión, los estados financieros separados que se mencionan, preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros y adjuntos a este informe, presentan razonablemente, en todos los aspectos de importancia material, la situación financiera separada de la Compañía al 31 de diciembre de 2023, 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.

Asunto clave de auditoría

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

Estimación del ingreso por venta de energía entregada y no facturada
(Ver Notas 2.5 y 23 a los estados financieros separados)

Asunto clave de Auditoría	Cómo fue abordado en la auditoría
<p>La Compañía ha establecido un procedimiento para el reconocimiento de ingresos estimados al cierre de cada mes, asociados a la venta de energía entregada y no facturada en los mercados mayorista y no regulado en relación con la generación y distribución de energía al cierre de cada mes, cuya facturación es realizada en el mes siguiente. Al cierre de diciembre de 2023 los ingresos estimados no facturados reconocidos por la Compañía en relación con generación y distribución ascienden a \$448.357 millones y \$399.266 millones, respectivamente.</p> <p>Consideré la estimación del ingreso por venta de energía entregada y no facturada como un asunto clave de auditoría, debido a la significancia de las variables incorporadas en la determinación de este ingreso, especialmente con respecto a:</p> <ul style="list-style-type: none"> Generación y Renovables: a) la cantidad de energía consumida calculada con base en el histórico de los consumos promedio de los últimos meses o la curva típica de consumos, dependiendo del tipo de cliente y b) los precios pactados con los clientes, que para el mercado mayorista y para el mercado no regulado corresponden al Índice de Precios al Productor (IPP) e Índice de Precios al Consumidor (IPC). Distribución: a) la cantidad de energía estimada tomando como base la lectura de los ciclos del mes anterior, el factor estacional y los días pendientes por facturar, y b) los precios establecidos de acuerdo con el nivel de tensión y estrato socioeconómico. 	<p>Mis procedimientos de auditoría para evaluar la estimación del ingreso por venta de energía entregada y no facturada incluyeron, entre otros, los siguientes:</p> <p>Generación y Renovables:</p> <ul style="list-style-type: none"> Evaluación del diseño, implementación y efectividad operativa de ciertos controles internos establecidos por la Compañía, para la estimación del ingreso, tales como: 1) la revisión de consumos mensuales base para el cálculo de la estimación por cliente y contrato; 2) la revisión y aprobación de las variables del precio que se incorporan en los acuerdos contractuales de cada cliente (IPP e IPC); 3) la preparación, revisión y aprobación del ingreso estimado al cierre de cada mes; y 4) comparación de la estimación del ingreso con la facturación final, incluida la validación de las variables incorporadas para el proceso de estimación del ingreso de la energía entregada y no facturada. Para una selección de contratos se realizó la comparación del Índice de Precios al Productor (IPP) e Índice de Precios al Consumidor (IPC), utilizados para la estimación del ingreso al cierre del año frente al dato real del mes publicado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE, para identificar posibles desviaciones y la justificación por parte de la Compañía sobre las mismas. Comparación del consumo utilizado en la estimación versus la información reportada por el operador y administrador del mercado eléctrico colombiano (XM) y los contratos del Mercado Mayorista. Recálculo del ingreso estimado al cierre del año. Comparación de la exactitud del ingreso estimado reconocido al cierre del año versus la facturación real emitida en el mes de enero del año siguiente y seguimiento a la explicación por parte de la Compañía sobre las posibles desviaciones. Análisis de la antigüedad de la cartera originada en el reconocimiento de la energía entregada y no facturada. <p>Generación y Renovables:</p> <ul style="list-style-type: none"> Involucramiento de profesionales con experiencia y conocimiento en la evaluación de tecnología de la información, que me asistieron en la evaluación del diseño, implementación y efectividad operativa de controles internos automáticos establecidos por la Compañía para la determinación de la estimación de los ingresos no facturados al cierre del mes. Esto incluyó la evaluación de ciertos controles asociados con las cantidades históricas y los precios de la energía consumida, tales como: 1) revisión, aprobación e inclusión del calendario de facturación en el sistema comercial; 2) recálculos independientes sobre las tarifas y su inclusión en el sistema comercial, de conformidad con los precios establecidos por la CREG por niveles de tensión y estrato socioeconómico; 3) interfaces entre los sistemas que capturan las lecturas de los medidores (TPL) al sistema comercial; 4) cálculo y revisión del factor estacional; 5) preparación, revisión, registro y comparación del ingreso estimado versus el real; y 6) accesos a realizar cambios en el sistema comercial. Comparación de la exactitud del ingreso estimado reconocido al cierre del año versus la facturación real emitida en el mes de enero del año siguiente y seguimiento a la explicación por parte de la Compañía sobre las posibles desviaciones. Comparación mes a mes de las tarifas por estrato socioeconómico para determinar posibles variaciones significativas y seguimiento a la explicación por parte de la Compañía sobre las posibles desviaciones. Para una selección de facturas emitidas durante el año, realicé una verificación de los precios facturados, del consumo real y del recaudo relacionado.

Otros asuntos

Los estados financieros separados al y por el año terminado el 31 de diciembre de 2022 se presentan exclusivamente para fines de comparación, fueron auditados por otro contador público, miembro de KPMG S.A.S. quien en su informe de fecha 24 de febrero de 2023, expresó 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.

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

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

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

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

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

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

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

- Evalúo la presentación general, estructura y contenido de los estados financieros separados, incluyendo las revelaciones, y si los estados financieros separados presentan las transacciones y eventos subyacentes para lograr una presentación razonable.
- Obtengo evidencia de auditoría suficiente y apropiada respecto de la información financiera de las entidades o actividades de negocios dentro del Grupo para expresar una opinión sobre los estados financieros del Grupo. Soy responsable por la dirección, supervisión y realización de la auditoría del Grupo. Sigo siendo el único responsable por mi opinión de auditoría.

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

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

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

Informe sobre otros requerimientos legales y regulatorios

Con base en el resultado de mis pruebas, en mi concepto durante 2023:

- 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 29 de febrero de 2024.



Andrea Rodríguez Mur

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

29 de febrero de 2024

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

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

Descripción del Asunto Principal

Como parte de mis funciones como Revisor Fiscal y en cumplimiento de los artículos 1.2.1.2 y 1.2.1.5 del Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015, modificados por los artículos 4 y 5 del Decreto 2496 de 2015, respectivamente, debo reportar sobre el cumplimiento de los numerales 1º y 3º del artículo 209 del Código de Comercio, detallados como sigue, por parte de Enel Colombia S.A. E.S.P. en adelante “la Compañía” al 31 de diciembre de 2023, 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.

Responsabilidad del revisor fiscal

Mi responsabilidad consiste en examinar 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 y reportar al respecto en la forma de una conclusión de seguridad razonable independiente basado en la evidencia obtenida. Efectué mis procedimientos de acuerdo con la Norma Internacional de Trabajos para Atestiguar 3000 (Revisada) aceptada en Colombia (International

Standard on Assurance Engagements – ISAE 3000, por sus siglas en inglés, emitida por el Consejo de Normas Internacionales de Auditoría y Aseguramiento – International Auditing and Assurance Standard Board – IAASB, por sus siglas en inglés y traducida al español en 2018). Tal norma requiere que planifique y efectúe los procedimientos que considere necesarios para obtener una seguridad razonable acerca de si los actos de los administradores se ajustan a los estatutos y a las decisiones de la Asamblea de Accionistas y sobre si hay y son adecuadas las medidas de control interno, de conservación y custodia de los bienes de la 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 2023. Los procedimientos incluyen:

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

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

Limitaciones inherentes

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

Criterios

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

Conclusión

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

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


Andrea Rodríguez Mur

Revisor Fiscal de Enel Colombia S.A. E.S.P.

T.P. 145083 - T

Miembro de KPMG S.A.S.

29 de febrero de 2024

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado de Situación Financiera Separado
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2022)

(En miles de pesos colombianos)

	Nota	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
ACTIVO			
<i>Activo Corriente:</i>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	\$ 1.437.701.171	\$ 778.874.295
Otros activos financieros	5	19.420.007	167.503.746
Otros activos no financieros	6	64.879.757	41.335.368
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	2.394.965.018	1.637.471.435
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	14.054.079	622.875.651
Inventarios, neto	9	502.366.448	433.203.351
Activos mantenidos para la venta	10	424.508.688	44.579.938
Activos por impuestos de renta	11	5.842.707	5.842.707
Total activo corriente		\$ 4.863.737.875	\$ 3.731.686.491
<i>Activo No Corriente:</i>			
Otros activos financieros no corrientes	5	\$ 30.256.096	\$ 68.198.935
Otros activos no financieros no corrientes	6	215.991.146	155.160.879
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7	54.134.284	58.016.906
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	12	3.035.336.196	4.490.467.911
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	13	787.050.032	790.755.191
Propiedades, planta y equipo, neto	14	18.549.693.669	17.766.782.288
Total activo no corriente		\$ 22.672.461.423	\$ 23.329.382.110
Total Activo		\$ 27.536.199.298	\$ 27.061.068.601
Pasivo y patrimonio			
<i>Pasivo corriente:</i>			
Otros pasivos financieros corrientes	15	\$ 2.174.345.864	\$ 1.528.724.711
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	16	2.756.987.272	1.766.497.053
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	118.805.908	220.839.398
Provisiones	17	225.473.844	240.450.528
Pasivos por impuestos corrientes	18	366.180.109	757.200.199
Otros pasivos no financieros corrientes	19	340.874.621	296.820.223
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	20	129.495.572	123.678.198
Total pasivo corriente		\$ 6.112.163.190	\$ 4.934.210.310
<i>Pasivo no corriente:</i>			
Otros pasivos financieros no corrientes	15	\$ 7.210.819.788	\$ 5.868.531.265
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	16	-	23.418.755
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	8	23.696.248	18.690.829
Provisiones	17	195.611.469	296.161.344
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	20	499.773.206	367.835.139
Pasivo por impuestos diferidos	21	365.077.965	380.289.561
Total pasivo no corriente		\$ 8.294.978.676	\$ 6.954.926.893
Total pasivo		\$ 14.407.141.866	\$ 11.889.137.203

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado de Situación Financiera Separado
(Cifras comparativas al 31 de diciembre de 2022)


(En miles de pesos colombianos)


	Nota	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
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		1.851.635.302	1.882.254.998
Costos de capital		(6.508.367)	(6.508.367)
Otro resultado integral (ORI)		(155.295.479)	1.080.945.992
Utilidad del periodo		1.931.621.190	2.859.963.898
Utilidades retenidas		545.026.951	392.697.042
Pérdidas retenidas		(258.367.060)	(258.367.060)
Utilidad por efecto de conversión a NCIF		3.267.493.838	3.267.493.838
Efecto patrimonial combinación de negocios		(263.850.751)	(263.850.751)
Ganancias acumuladas		5.221.924.168	5.997.936.967
Total Patrimonio		\$ 13.129.057.432	\$ 15.171.931.398
Total pasivo y patrimonio		\$ 27.536.199.298	\$ 27.061.068.601

Las notas son parte integral de los estados 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.


Luciano Tommasi
Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 29 de febrero de 2024)

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 2022)

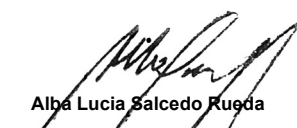
(En miles de pesos colombianos, excepto la ganancia por acción)

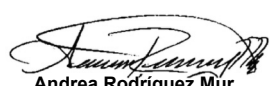
		Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
	Nota		
Ingresos de actividades ordinarias	23	\$ 15.173.011.794	\$ 10.878.131.155
Otros ingresos de operación	23	136.012.527	57.071.020
Total ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de explotación		15.309.024.321	10.935.202.175
Aprovisionamientos y servicios	24	(8.161.775.447)	(4.603.013.430)
Margen de contribución		\$ 7.147.248.874	\$ 6.332.188.745
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	14	156.629.523	115.490.616
Gastos de personal	25	(493.022.797)	(392.603.347)
Otros gastos fijos, por naturaleza	26	(636.265.261)	(492.610.321)
Resultado bruto de Operación		6.174.590.339	5.562.465.693
Depreciaciones y amortizaciones	27	(826.641.152)	(710.641.350)
Perdida por deterioro	28	(654.561.317)	(365.916.449)
Resultado de Operación		4.693.387.870	4.485.907.894
Ingresos financieros	29	266.259.974	271.998.651
Gastos financieros	29	(1.139.344.495)	(723.308.108)
Diferencia en cambio	29	20.903.659	(117.724.850)
Resultado financiero		(852.180.862)	(569.034.307)
Resultado de otras inversiones			
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación	30	(211.832.508)	337.047.738
Resultados en venta y disposición de activos	31	16.239.677	1.367.860
Resultados antes de impuestos		3.645.614.177	4.255.289.185
Gasto por impuestos a las ganancias	32	(1.713.992.987)	(1.395.325.287)
Utilidad del periodo		\$ 1.931.621.190	\$ 2.859.963.898
Ganancia por acción básica y diluida en pesos	33	12.971	19.205
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.


Luciano Tommasi
Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 29 de febrero de 2024)

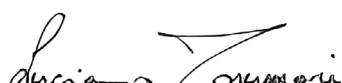
Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado del Otro Resultado Integral Separado
(Con cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2022)

(En miles de pesos colombianos)

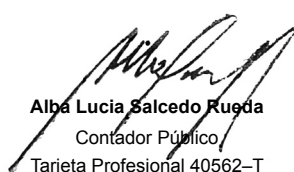
	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Resultado del Ejercicio	\$ 1.931.621.190	\$ 2.859.963.898
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
(Pérdidas) ganancias en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	(2.618.023)	241.892
Pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(120.537.047)	(40.824.175)
Conversión método de participación	(869.518.200)	801.814.678
Efecto fusión Enel Colombia - Pérdidas en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	-	(28.741)
Efecto fusión Enel Colombia - Pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-	(79.996.688)
Efecto fusión Enel Colombia - Ganancias efecto conversión moneda presentación	-	268.764.068
Otro resultado del periodo, antes de impuestos	\$ (992.673.270)	\$ 949.971.034
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
(Pérdidas) ganancias por coberturas de flujos de efectivo	(420.290.854)	232.471.931
Efecto fusión Enel Colombia - Ganancias por coberturas de flujos de efectivo	-	171.902.542
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	(420.290.854)	404.374.473
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	41.443.631	8.623.854
Efecto fusión Enel Colombia - Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-	15.281.807
Impuesto a las ganancias relativo a dividendos grabados	-	(151.255.493)
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo	41.443.631	(127.349.832)
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	135.279.022	(76.489.244)
Efecto Fusión Enel Colombia - Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	-	(51.540.745)
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo	135.279.022	(128.029.989)
Total otro resultado integral	34 (1.236.241.471)	1.098.965.686
Resultado Integral Total	\$ 695.379.719	\$ 3.958.929.584

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.



Luciano Tommasi
Representante Legal



Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T



Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 29 de febrero de 2024)

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado de Cambios en el Patrimonio Separado
(Cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2022)


(En miles de pesos colombianos)

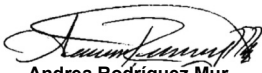
	Reservas									Otro resultado integral					
	Capital emitido	Costos de capital	Primas de emisión	Primas por fusión	Reserva legal	Reserva Estatutaria	Reserva ocasional	Otras reservas	Total reservas	Ganancias y pérdidas por nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable y cobertura 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 01-01-2022	655.222.313	-	113.255.816	-	327.611.157	178.127	215.186.398	-	542.975.682	2.417.587	(20.437.281)	-	(18.019.694)	3.808.433.206	5.101.867.323
Cambios en el patrimonio															
Resultado integral															
Utilidad del período	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.859.963.898	2.859.963.898
Incrementos (disminuciones) fusión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	120.333.056	(64.714.881)	268.764.068	324.382.243	-	324.382.243
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	156.224.580	(32.200.322)	650.559.185	774.583.443	-	774.583.443
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	276.557.636	(96.915.203)	919.323.253	1.098.965.686	2.859.963.898	3.958.929.584
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.476.239.985)	(3.476.239.985)
Incrementos (disminuciones) fusión	-	(6.508.367)	-	5.448.823.679	26.454.481	-	189.950.866	1.146.052.277	1.362.457.624	-	-	-	-	2.782.601.540	9.587.374.476
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	(23.178.308)	-	(23.178.308)	-	-	-	-	23.178.308	-
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	(6.508.367)	-	5.448.823.679	26.454.481	-	166.772.558	1.146.052.277	1.339.279.316	276.557.636	(96.915.203)	919.323.253	1.098.965.686	2.189.503.761	10.070.064.075
Patrimonio Final al 31-12-2022	655.222.313	(6.508.367)	113.255.816	5.448.823.679	354.065.638	178.127	381.958.956	1.146.052.277	1.882.254.998	278.975.223	(117.352.484)	919.323.253	1.080.945.992	\$ 5.997.936.967	15.171.931.398
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

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.


Luciano Tommasi
Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.

(Véase mi informe del 29 de febrero de 2024)

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

Estado de Flujos de Efectivo, Separado, Método Directo

(Cifras comparativas por el año terminado al 31 de diciembre de 2022)


(En miles de pesos colombianos)


	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023	Período de doce meses del 1 de enero al 31 de diciembre de 2022
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	14.298.910.138	10.416.435.489
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	190.528.399	189.449.806
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	20.229.150	-
Otros cobros por actividades de operación	2.664.774.263	2.198.967.051
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(8.521.713.316)	(4.592.171.007)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(379.125.187)	(258.832.006)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas	(53.920.196)	(48.548.477)
Otros pagos por actividades de operación	(1.964.859.191)	(1.908.332.233)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	6.254.824.060	5.996.968.623
Impuestos a las ganancias pagados	(1.869.805.008)	(1.091.508.672)
Otras salidas de efectivo	(221.458.734)	(144.916.603)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	4.163.560.318	4.760.543.348
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	184.271.801	-
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	(18.000.000)	-
Flujos de efectivo utilizados en la compra de participaciones no controladoras	-	(4.386.800)
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	(2.606.240)	-
Préstamos a entidades relacionadas	-	(500.783.648)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	24.746.589	-
Compras de propiedades, planta y equipo e intangibles	(2.701.690.794)	(2.382.616.010)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera (swaps)	(219.181.786)	(57.457.044)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	48.031.171	196.993.915
Cobros a entidades relacionadas	559.354.562	22.711.432
Dividendos recibidos	268.346.308	434.891.969
Intereses recibidos actividades inversión	113.417.938	71.568.611
Otras entradas de efectivo	-	379.726.671
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	(1.743.310.451)	(1.839.350.904)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación:		
Importes procedentes de la emisión de acciones	-	1.136.250.000
Importes procedentes de préstamos	3.569.222.000	2.171.594.344
Reembolsos de préstamos	(1.683.818.642)	(1.585.429.321)
Dividendos pagados accionistas	(2.738.268.512)	(3.476.167.213)
Intereses pagados financiación	(948.626.789)	(570.873.931)
Intereses pagados por arrendamientos (NIIF16)	(27.853.603)	(16.567.465)
Pagos de pasivos por arrendamientos (NIIF16)	(37.896.139)	(18.887.634)
Otras entradas de efectivo financiación	105.818.694	6.394.319
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	(1.761.422.991)	(2.353.686.901)
Incremento neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	658.826.876	567.505.543
Incremento neto de efectivo y equivalentes al efectivo	658.826.876	567.505.543
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	778.874.295	211.368.752
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	1.437.701.171	778.874.295

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.


Luciano Tommasi
Representante Legal


Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T


Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 29 de febrero de 2024)

CONTENIDO

1.	Información general	264
2.	Bases de presentación	283
3.	Políticas contables	288
4.	Efectivo y equivalentes al efectivo	308
5.	Otros activos financieros	309
6.	Otros activos no financieros	313
7.	Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	313
8.	Saldos y transacciones con partes relacionadas	317
9.	Inventarios, neto	324
10.	Activos mantenidos para la venta	325
11.	Activos por impuesto sobre la renta	326
12.	Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	327
13.	Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	330
14.	Propiedades, planta y equipo, neto	333
15.	Otros pasivos financieros	339
16.	Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	351
17.	Provisiones	352
18.	Pasivos por impuestos corrientes	367
19.	Otros pasivos no financieros	368
20.	Provisiones por beneficios a los empleados	369
21.	Impuestos diferidos, neto	374
22.	Patrimonio	375

23.	Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	376
24.	Aprovisionamientos y servicios.	379
25.	Gastos de personal	380
26.	Otros gastos fijos de operación.	381
27.	Gastos por depreciación y amortización	382
28.	Pérdidas por deterioro	382
29.	Resultado financiero	383
30.	Resultados de sociedades contabilizadas por el método de participación	385
31.	Resultado en venta de activos, neto	386
32.	Gasto por impuesto a las ganancias	387
33.	Utilidad por acción	388
34.	Resultado integral	388
35.	Activos y pasivos en moneda extranjera	389
36.	Sanciones	390
37.	Pólizas de seguro	392
38.	Compromisos y contingencias	392
39.	Gestión de riesgos	405
40.	Mercado de derivados energéticos	408
41.	Información sobre valores razonables.	409
42.	Categorías de activos y pasivos financieros	411
43.	Segmentos de operación	411
44.	Temas Relevantes	413
45.	Aprobación de Estados Financieros	414
46.	Eventos subsecuentes	414

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 9 de junio de 2023, inscrito el 3 agosto de 2023 bajo el No. 03003792 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., Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., EGP Fotovoltaica La Loma S.A.S. – En Liquidación, Latamsolar Energías Renovables S.A.S. y Latamsolar Fotovoltaica Sahagún S.A.S. (Subordinadas).

La situación de control y Grupo empresarial, referente a la sociedad Colombia ZE S.A.S. cambió, debido a que el día 21 de abril de 2023, Enel Colombia S.A. E.S.P. vendió el 80% de participación accionaria que tenía en esta sociedad. Por lo anterior la situación de control indirecto y grupo empresarial que ejercía Enel Colombia S.A. E.S.P. por medio de la sociedad Colombia ZE S.A.S. sobre la sociedad Bogotá ZE S.A.S. finalizó y, en consecuencia, el control indirecto que ejercía Enel Colombia S.A. E.S.P. por medio de la sociedad Bogotá ZE S.A.S. sobre las sociedades Fontibón ZE S.A.S. y Usme ZE S.A.S. finalizó.

Asimismo, el 1 de diciembre de 2023, la situación de control y grupo empresarial cambió con la venta del 100% de las acciones ordinarias y en circulación de Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. Esta actualización se encuentra en trámite de registro mercantil.

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 completarías con su objeto social; Promover

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

La Compañía cuenta con 12 centrales de generación hidráulica, 1 térmica y 1 parque solar, ubicadas en los departamentos de Cundinamarca, Huila y Cesar:

Central	Tecnología	Capacidad Declarada [MW]
Guavio	Hidráulica	1.250
Betania	Hidráulica	540
El Quimbo	Hidráulica	400
Guaca	Hidráulica	324
Paraíso	Hidráulica	276
Dario Valencia	Hidráulica	150
Tequendama	Hidráulica	57
Salto II	Hidráulica	35
Charquito	Hidráulica	19
Limonar	Hidráulica	18
Laguneta	Hidráulica	18
Menor Guavio	Hidráulica	10
Termozipa	Térmica	226
El Paso*	Solar	86

*El Paso Solar. Valor en DC. La capacidad declarada por E&CM ante XM para efectos de liquidaciones corresponde a 67 MWac. Pendiente COD (entrada en operación comercial).

Nota: Actualmente en construcción/pruebas los proyectos solares La Loma, El Paso Ext, Guayepo y Fundación, se encuentra pendiente la entrada de operación comercial.

1.2. Comercialización de Gas

Las ventas realizadas entre enero y diciembre de 2023 fueron de 74,4 Mm³, manteniendo la presencia en la atención de clientes industriales en la Costa Atlántica, Antioquia y Bogotá, aportando a la generación de energía eléctrica con gas natural.

Para el 2023 la Compañía se mantiene activa en todos los procesos de compra y venta del mercado secundario a través de negociaciones de suministro y transporte intradiarias.

1.3. Contratos de colaboración empresarial

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

El 12 de febrero de 2021 ha quedado en firme la Resolución 0054 del 26 de enero de 2021 de la Superintendencia Financiera de Colombia, mediante la cual autorizó en asocio con Scotiabank Colpatría 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 Colpatría S.A.).

Se ha firmado 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 actuales.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Scotiabank Colpatría 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.

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. Fusión Emgesa S.A. E.S.P., Codensa S.A. E.S.P, Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P y ESSA 2 S.p.A. realizada el 01 de marzo de 2022

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

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

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

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

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

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

Enel Green Power S.A.S. E.S.P. era una sociedad por acciones simplificada de carácter comercial, organizada como empresa de servicios públicos bajo las leyes colombianas. La sociedad absorbida Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. fue constituida mediante documento privado de Accionista Único del 8 de febrero de 2012, inscrito ante la Cámara de Comercio el 14 de febrero de 2012 bajo el número 01607153 del libro IX, matrícula mercantil No. 02181926 como Enel Green Power Colombia S.A.S. y mediante Acta No. 22 del 3 de octubre de 2017 de Accionista Único, inscrito en la Cámara de Comercio de Bogotá el 22 de diciembre de 2017, con el No. 02287692 del Libro IX, la Compañía cambió su denominación o razón social a Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.

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

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

Al respecto, la política de Enel manifiesta que:

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

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

Activos recibidos, pasivos asumidos y efecto en el patrimonio

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

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

	Emgesa S.A. E.S.P.	Codensa S.A. E.S.P.	Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.	ESSA 2 SpA	Reclasificaciones y/o eliminaciones	Balance de apertura
Activos						
Activos corrientes:						
Efectivo y equivalentes de efectivo, neto	392.396.667	200.391.804	179.221.651	113.216	-	772.123.338
Otros activos financieros, neto (a)	10.506.473	6.342.611	7.671.317	97.766	-	24.618.167
Otros activos no financieros, neto (b)	55.243.696	48.322.585	47.182.916	-	-	150.749.197
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto (c)	373.349.799	1.109.611.033	14.701.001	11.506	93.333	1.497.766.672
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, neto (d)	6.658.053	122.556.572	1.143.933.446	-	(25.983.818)	1.247.164.253
Inventarios, neto (e)	94.740.615	237.599.687	-	-	-	332.340.302
Activos mantenidos para la venta	-	2.117.940	-	-	-	2.117.940
Otros impuestos	-	-	19.881	-	-	19.881
Activos por impuestos de renta	3.422.371	-	6.127.624	-	-	9.549.995
Total activos corrientes	936.317.674	1.726.942.232	1.398.857.836	222.488	(25.890.485)	4.036.449.745
Activos no corrientes:						
Otros activos financieros, neto (a)	481.721	60.164.060	-	-	-	60.645.781
Otros activos no financieros, neto (b)	29.238.730	82.884.242	4.278.219	-	-	116.401.191
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto (c)	14.726.492	62.072.741	1.694.355	-	-	78.493.588
Inversiones en subsidiarias (f)	9.439.165	74.604.258	-	2.609.371.941	1.148.699.667	3.842.115.031
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto (g)	176.462.774	398.199.238	70.299.050	-	-	644.961.062
Propiedades, planta y equipo, neto (h)	8.151.688.098	6.750.569.352	1.495.490.140	-	-	16.397.747.590
Activos por impuestos diferidos	-	18.608.241	10.080.724	-	-	28.688.965
Total activos no corrientes	8.382.036.980	7.447.102.132	1.581.842.488	2.609.371.941	1.148.699.667	21.169.053.208
Total activos	9.318.354.654	9.174.044.364	2.980.700.324	2.609.594.429	1.122.809.182	25.205.502.953
Pasivos y patrimonio						
Pasivos corrientes:						
Pasivos financieros (i)	937.466.853	919.663.058	28.357.057	-	-	1.885.486.968
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar (j)	220.521.512	962.320.085	121.182.880	-	-	1.304.024.477
Cuentas por pagar a entidades relacionadas (k)	43.964.397	65.504.931	15.287.743	4.080	(25.983.819)	98.777.332
Provisiones	76.141.979	43.183.626	3.305.290	-	-	122.630.895
Impuestos por pagar	294.378.791	70.962.382	-	-	-	365.341.173
Provisiones por beneficios a los empleados (l)	39.448.983	59.898.525	2.863.730	39.149	-	102.250.387
Otros pasivos no financieros	147.872.298	84.465.271	10.612.560	1.592	-	242.951.721
Total pasivos corrientes	1.759.794.813	2.205.997.878	181.609.260	44.821	(25.983.819)	4.121.462.953
Pasivos no corrientes:						
Pasivos financieros (i)	1.513.801.672	3.261.374.623	47.723.854	-	-	4.822.900.149
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar (j)	-	-	-	-	2.647.389	2.647.389
Provisiones	249.309.459	37.506.531	15.091.091	-	-	301.907.081
Provisiones por beneficios a los empleados (l)	75.291.656	249.362.872	-	17.080	-	324.671.608
Impuestos diferidos, neto	327.645.777	-	-	-	-	327.645.777
Total pasivos no corrientes	2.166.048.564	3.548.244.026	62.814.945	17.080	2.647.389	5.779.772.004
Total pasivos	3.925.843.377	5.754.241.904	244.424.205	61.901	(23.336.430)	9.901.234.957
Patrimonio						
Capital emitido (m)	655.222.313	13.487.545	31.263.213	2.473.245.049	(2.517.995.807)	655.222.313
Costos de capital	-	-	(6.508.367)	-	-	(6.508.367)
Primas de emisión (m)	113.255.816	190.553.196	2.740.274.675	-	(2.930.827.871)	113.255.816
Prima fusión	-	-	-	-	5.448.823.679	5.448.823.679
Reservas (n)	542.975.682	216.405.346	-	-	1.146.052.278	1.905.433.306
Otro resultado integral	(20.861.790)	(29.888.677)	85.506.852	268.764.068	-	303.520.453
Utilidad del período	293.486.047	148.518.309	(25.300.314)	(85.133)	(123.132.862)	293.486.047
Utilidades retenidas	2.327.803.462	1.394.729.062	(70.537.700)	-	219.139.372	3.871.134.196
Pérdidas retenidas	-	(37.859.235)	(17.578.668)	(132.391.456)	(95.913.177)	(283.742.536)
Utilidades retenidas por efecto de transición a NCIF	1.480.629.747	1.787.707.665	(843.572)	-	-	3.267.493.840
Efecto patrimonial combinación de negocios (o)	-	(263.850.751)	-	-	-	(263.850.751)
Ganancias acumuladas	4.101.919.256	3.029.245.050	(114.260.254)	(132.476.589)	93.333	6.884.520.796
Patrimonio total	5.392.511.277	3.419.802.460	2.736.276.119	2.609.532.528	1.146.145.612	15.304.267.996
Total pasivos y patrimonio	9.318.354.654	9.174.044.364	2.980.700.324	2.609.594.429	1.122.809.182	25.205.502.953

- (a) Los otros activos financieros corresponden principalmente a: (i) Instrumentos derivados de cobertura proyecto COSENIT, fideicomisos de los proyectos FAER y ZOMAC, embargos y aporte a capital de la sociedad Crédito Fácil Codensa S.A Compañía de Financiamiento.; (ii) Instrumentos derivados de cobertura para obras en curso, certificados de depósito y garantías para contrato de arrendamiento.
- (b) Los otros activos no financieros corresponden principalmente a: (i) anticipos a XM para transacciones en bolsa y transacciones internacionales de energía, anticipos para compra de bienes y servicios de otros acreedores, gastos pagados por anticipado por concepto de contribución a la Superintendencia de Servicios Públicos, descuento tributario IVA de Activos Fijos Reales Productivos – AFRP y beneficios a empleados por préstamos; (ii) depósito en garantía a XM para respaldo de transacciones de energía y descuento tributario IVA de Activos Fijos Reales Productivos – AFRP.
- (c) Las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar corresponden principalmente a: (i) cartera de clientes del mercado regulado, cartera de alumbrado público, cartera de infraestructura, trabajos a particulares y cartera de esquemas regulatorios; (ii) cartera por venta de energía y acuerdos tripartitos por cobrar a proveedores y saldos a favor por retenciones.
- (d) Las cuentas por cobrar a entidades relacionadas corresponden principalmente a: (i) Cuenta por cobrar por el pago de proveedores de Fontibón ZE de acuerdo con el contrato de mandato suscrito entre las partes, cuenta por cobrar por contrato de construcción de las obras civiles y eléctricas requeridas para la adecuación de la Unidad Funcional de Operación – UFO 13 Usme II; (ii) Cuenta por cobrar de acciones suscritas y prima en colocación de acciones.
Incluye el ajuste por eliminación de las cuentas por cobrar y por pagar entre las entidades fusionadas.
- (e) Los inventarios corresponden a: (i) Materiales eléctricos y accesorios de energía, materiales no eléctricos y transformadores.
- (f) Las inversiones en subsidiarias corresponden principalmente a: (i) inversiones en Bogotá ZE S.A.S., Colombia ZE S.A.S. e Inversora Codensa S.A.S.; (ii) inversiones en las sociedades centro americanas (Panamá, Costa Rica y Guatemala) y el ajuste a método de participación patrimonial (ver nota 12 numerales 1, 2 y 3).
- (g) Los activos intangibles distintos de la plusvalía corresponden principalmente a: (i) derechos y servidumbres y programas informáticos; (ii) costos de desarrollo asociados a los proyectos de energías solares y eólicas.
- (h) Las propiedades, planta y equipos corresponden principalmente a: (i) subestaciones, líneas y redes de alta, media, baja tensión y transformadores de distribución y edificios, terrenos y otras instalaciones; (ii) planta solar y edificios de control.
- (i) Los pasivos financieros corresponden principalmente a: (i) colocación de bonos a corto y largo plazo, préstamos bancarios, garantías bancarias para cumplimiento de obligaciones y arrendamientos financieros; (ii) derivados con cobertura de flujos de efectivo con valoración pasiva y arrendamientos financieros bajo NIIF 16.
- (j) Las cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corresponden principalmente a: (i) cuentas por pagar a proveedores por compras de energía, cuentas por pagar por bienes y servicios, recaudo a favor de terceros y saldos a favor de clientes; (ii) cuentas por pagar por bienes y servicios relacionados con los proyectos en construcción.
- (k) Las cuentas por pagar a entidades relacionadas corresponden principalmente a: (i) cuentas por pagar por servicios informáticos; (ii) garantías bancarias, otros servicios y servicios de personal.
Incluye el ajuste por eliminación de las cuentas por cobrar y por pagar entre las entidades fusionadas.
- (l) Las provisiones por beneficios a los empleados corresponden principalmente a: (i) prestaciones sociales y aportes de ley, calculo actuarial de las pensiones y beneficios post empleo; (ii) beneficios por productividad y beneficios de empleados personal expatriado e impatriado.
- (m) En el marco de la fusión se decidió mantener el capital emitido y la prima de emisión de acciones de Emgesa S.A. E.S.P. como sociedad absorbente, en el caso de las sociedades absorbidas estos rubros se reflejan en la prima por fusión.
- (n) Las reservas de la sociedad absorbente y las sociedades absorbidas se mantienen y se adiciona el ajuste por homologación de política de valoración de inversiones al método de participación patrimonial.

(o) El efecto patrimonial por combinación de negocios es el resultado de la fusión efectuada en 2016 entre Codensa S.A. E.S.P. y la Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P.

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

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

1.5. Marco legal y regulatorio

Estrategia y Gestión Regulatoria

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

Desde la Gerencia se gestionan institucional y regulatoriamente, diferentes iniciativas que 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 (FNCR).

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 FNCR, 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 partir de noviembre de 2021 y a través de la CREG 148 de 2021, se han reglamentado la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.

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

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

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

En marzo de 2022, la CREG publicó la resolución 101 001 de 2022 de Implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada - AMI. La resolución publicada tiene carácter definitivo y mantiene la implementación de AMI bajo la responsabilidad del OR, propone de la constitución del Gestor de Datos-GIDI, indica que el OR debe presentar un plan de implementación de AMI basado en un análisis del beneficio-costeo, incorpora lineamientos generales de empoderamiento al usuario, asigna hasta el 15% del costo base de comercialización al proyecto AMI, sin incluir los medidores, y plantea las fases de desarrollo, incluyendo usuarios existentes y nuevos usuarios. Esta resolución será revisada por la CREG con el fin de incorporar la sentencia C-186/22 del 1° de junio, mediante la cual la Corte Constitucional declara inexecutable el artículo 56 de la Ley 2099 de 2021, que no permitía trasladar a los usuarios, los costos relacionados con la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes.

En marzo de 2022, el Departamento Nacional de Planeación publicó el documento CONPES 4075, “Política de Transición Energética”, cuyo objetivo general es el de plantear el diseño e implementación de estrategias intersectoriales que mejoren la confiabilidad en el abastecimiento energético y que fomenten la transición energética impulsando un crecimiento sostenible, eficiente, tecnológico, ambiental y social. A nivel local, la Alcaldía Mayor de Bogotá publicó el CONPES 30, “Política Pública de Movilidad Motorizada de Cero y Bajas Emisiones 2023-2040”, y en septiembre del mismo año el CONPES 31, “Política Pública de Acción Climática 2023-2050”, ambos con orientaciones tendientes a impulsar políticas de transición energética en la ciudad.

En abril de 2022 el Ministerio de Minas y Energía publicó y puso en marcha la hoja de ruta de Energía Eólica Costa Afuera, como producto de un trabajo entre el Ministerio y el Banco Mundial. Dentro de la hoja de ruta se indicó que el país cuenta con un potencial desarrollable de 50 GW, en 12.200 km² de áreas identificadas en costas de Atlántico, Bolívar, Magdalena y La Guajira, a partir de lo cual se plantearon como metas 1 GW instalados en 2030, 3 GW al año 2040, y de 9 GW al año 2050, con un estimado de USD 27 billones de inversiones requeridas. En agosto del 2022, el Ministerio de Minas y Energía definió un proceso competitivo para el otorgamiento del permiso de ocupación temporal sobre áreas marítimas con destino al desarrollo de proyectos de generación de energía eólica costa afuera y se convocó a la primera ronda, y en octubre del 2023 el Ministerio puso en consideración modificaciones a este proceso competitivo.

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

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

Mediante la Resolución 101-025 de 2022, la CREG modificó la Resolución 075 de 2021, estableciendo medidas que flexibilizan la modificación de la Fecha de Puesta en Operación (FPO) por causales propias de los agentes, cuando los proyectos cuentan con un considerable nivel de avance (superior al 60%). Por otro lado, la Resolución CREG 101 020 de 2023 también modificó la Resolución CREG 075 de 2021 considerando para aquellos proyectos que una vez alcanzada la FPO no han superado el 60% de avance, la posibilidad de perder la capacidad de transporte asignada previamente.

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

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

En septiembre de 2022, producto de una controversia nacional originada en las tarifas de energía que pagan los usuarios en el país, la CREG emitió las Resoluciones CREG 101-027, 101-028, 101-029 y 101-031, las cuales contienen medidas que buscan: (i) mitigar el alto impacto que tienen los indexadores inflacionarios sobre las componentes de transmisión y distribución de energía de la tarifa, (ii) optimizar los costos de arranque y parada en plantas térmicas, en aras de reducir costos de restricciones, (iii) abrir un mecanismo voluntario para que los comercializadores que atiendan usuarios finales y los generadores renegocien los precios, tiempos e indexadores de los contratos bilaterales de energía eléctrica, y (iv) establecer un mecanismo para permitir a los comercializadores diferir los pagos que deben realizar en el mercado mayorista, y a los transmisores y los operadores de red.

En octubre de 2022, el Ministerio de Minas y Energía publicó el Plan de Inversiones para Colombia bajo el Programa de Integración de Energía Renovable de los Fondos de Inversión Climática (CIF-REI), el cual tiene por objetivo apoyar la transición energética justa del país. El presupuesto CIF-REI para Colombia será de hasta US\$70 millones en cofinanciamiento, que se

espera movilice aproximadamente US\$230 millones provenientes de bancos multilaterales de desarrollo, bancos nacionales de desarrollo (Bancóldex y FDN), mercados de financiamiento de carbono y los sectores público y privado, proporcionando financiamiento en condiciones favorables y asistencia técnica no reembolsable.

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

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

En diciembre de 2022, mediante la Circular 123 de 2022, la CREG publicó la Agenda Regulatoria Indicativa para la vigencia 2023. Se destacan los siguientes temas en Energía Eléctrica: i) Revisión reglas de asignación de OEF a plantas existentes, ii) Revisión precio de bolsa, iii) Estudio: Nuevos modelos de comercialización (Comunidades energéticas, productor marginal, P2P, recursos energéticos distribuidos, responsabilidades), iv) Armonización regulatoria interconexión Colombia-Panamá, Reglamentos Decisión CAN 816. En Gas Natural: i) Límites usuarios no regulados ii) Comercialización de los servicios de regasificación; y en Transversales: i) Indexador: Continuación del trabajo que se ha venido realizando con el Banco de la República y el DANE para la definición de un indexador que refleje las especificidades de los sectores regulados por la CREG. Destacamos además la expedición definitiva de la medición inteligente AML, las bases para la metodología de la actividad de distribución y la nueva metodología de remuneración de la actividad de comercialización.

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

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

En febrero de 2023, la CREG publicó la Resolución 101 005 de 2023, por la cual amplió el período de aplicación de las medidas transitorias para diferir las obligaciones de pago de los comercializadores ante el ASIC y LAC por cuatro (4) meses y hasta un 20%, reconociendo los intereses respectivos.

En el mismo mes, mediante la Resolución 101 034A de 2022, la CREG fijó la oportunidad para llevar a cabo la subasta de asignación de las obligaciones de energía firme (OEF) del cargo por confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2027 y el 30 de noviembre de 2028, y convocó a los representantes de plantas o unidades de generación a participar en la subasta de asignación de OEF.

En marzo de 2023, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 4-0234 de 2023, por la cual delega funciones a la ANH para adelantar los procesos de investigación que contribuirán a la continuidad del diseño de la política que permita el aprovechamiento de las Fuentes No Convencionales de Energía y por tanto en el diseño de la política de transformación energética.

Igualmente, en marzo de 2023, mediante Resoluciones 101-006/23 y 101-007/23, la CREG emitió en firme el marco normativo que tiene como objeto establecer la metodología de cálculo de la energía firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC), de plantas solares fotovoltaicas y plantas eólicas, así como los requisitos de reporte de información de estas plantas.

En marzo de 2023, la CREG mediante la Resolución 101 008 de 2023 permitió la realización de convocatorias públicas con objeto exclusivo para compras de energía provenientes de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), con el fin de dar cumplimiento a la obligación de que entre el 8 y el 10% de las compras de energía de los agentes comercializadores provengan de FNCER.

En marzo de 2023, la CREG publicó el laudo 501 001 de 2023, respecto de un conflicto entre Central Hidroeléctrica de Caldas S.A ESP-CHEC- e Ingenio Risaralda sobre la manera en la que se debe interpretar el contrato de conexión a la red eléctrica, referente al cobro de transporte de energía. Al respecto, cuando el autogenerador/cogenerador cuente con un equipo o dispositivo que controle los niveles de tensión o voltaje y la empresa de energía operadora de la red eléctrica no le haya señalado cómo se debe configurar el dispositivo, se dará por entendido que hubo una coordinación entre la empresa y el usuario autogenerador y aplicará la exención de pago por energía reactiva.

En abril de 2023, la Comisión de Regulación de Comunicaciones – CRC a través de la Resolución 7120 de 2023 publicó de manera definitiva la nueva reglamentación de compartición de infraestructura eléctrica y de otros sectores para ser utilizadas en la instalación y ampliación de las redes de telecomunicaciones.

En mayo de 2023 la CREG expidió la Resolución 101 014 de 2023, a través de la cual se amplían los plazos para las actividades pendientes en el proceso de subasta de asignación de las obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2027 y el 30 de noviembre de 2028, convocada mediante Resolución CREG 101 034A de 2022. En el mes de agosto, nuevamente amplió el plazo de las actividades pendientes mediante la Resolución CREG 101 021, con el fin de realizar el proceso de asignación administrada de OEF a plantas existentes para los períodos 2025 – 2026 y 2026 – 2027 previo a la realización de la subasta.

Durante el mismo mes, la CREG publicó la resolución CREG 101 015 de 2023, para ampliar el periodo de aplicación de las medidas transitorias para diferir las obligaciones de pago de los comercializadores frente a generadores, transmisores y distribuidores. Esta resolución crea un tercer tramo, que corresponde a los meses de mayo a agosto de 2023, para que los agentes comercializadores que atiendan la demanda regulada puedan diferir por 18 meses, a partir de septiembre de 2023, el pago de sus obligaciones facturadas por el ASIC y el LAC, frente a los agentes generadores, transportadores y distribuidores. La tasa de interés aplicable será la tasa de interés preferencial de colocación de créditos comerciales. En septiembre de 2023, mediante Resolución CREG 101 023 de 2023, se extendió nuevamente el diferimiento, por los mismos cuatro (4) meses, creando el tramo 4 que comprende los meses de septiembre a diciembre de 2023.

En mayo de 2023 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó la Resolución CREG 101 016 de 2023, cuyo objetivo es adoptar medidas transitorias sobre los mecanismos de cubrimiento para las transacciones del mercado de energía mayorista (MEM).

El Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026 fue expedido el 19 de mayo de 2023 (ley 2294), con disposiciones transversales para toda la cadena del sector. En lo correspondiente a generación, se destaca la modificación a las transferencias que deben asumir los proyectos FNCER (6% para plantas nuevas y 4% para plantas en operación) y la eliminación de la exención del impuesto sobre las ventas para paneles solares. Para distribución, se resalta la posibilidad de flexibilizar el plan de inversiones y la agilización de licenciamientos para proyectos de infraestructura, disposiciones que impulsan la movilidad eléctrica y otras que paralelamente la desincentivan, remuneración por el uso de la infraestructura por parte de telemáticos, promoción de autogeneración en edificios de la administración pública y normalización de redes en asentamientos subnormales. En cuanto a asuntos ambientales, se hacen relevantes las indicaciones para los planes de ordenamiento territorial, la creación de consejos territoriales del agua y la priorización del diálogo y concertación con población campesina. Finalmente, se habilitó a la empresa encargada del servicio de interconexión nacional (transmisión) para participar en las actividades de generación, comercialización y distribución de electricidad, y se incluyeron algunos artículos para impulsar y financiar proyectos en torno a la transición energética.

En junio de 2023, el Ministerio de Minas y Energía publicó el decreto 0929, por el cual se modifica y adiciona el decreto 1073 de 2015 único reglamentario del sector administrativo de minas y energía, y se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio de energía eléctrica; en este decreto, el ministerio define políticas para que tanto la CREG como el consejo nacional de operación reglamenten temas relacionados con: promoción de la participación ciudadana, el prestador de última instancia – PUI, participación de la demanda en el mercado mayorista, remuneración de excedentes de energía en esquemas que utilicen FNCER, exoneración del cobro de energía reactiva a los autogeneradores a pequeña escala con FNCER, mecanismos de compra de energía para el mercado regulado, y la valoración de recursos de generación en el corto plazo.

Igualmente, en junio la CREG anunció la aprobación de los reglamentos operativos, comerciales y del coordinador regional que regirán el funcionamiento del nuevo Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo (MAERCP), que comprende transacciones internacionales de electricidad coordinadas entre Colombia, Ecuador y Perú. Dichas transacciones se extenderían en un futuro a Bolivia y Chile en el marco de la iniciativa del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA).

En el mismo mes, la CREG expidió la resolución 101 017 de 2023, que tiene como propósito modificar el cronograma de asignación de transporte del año 2023, con el fin de dar un plazo adicional al responsable de la asignación de capacidad de transporte para terminar las tareas en ejecución, revisar y ajustar, en caso de ser necesario, las situaciones señaladas sobre el procedimiento y preparar las actividades requeridas para el siguiente proceso de asignación de capacidad.

En julio del 2023, la CREG expidió la Resolución 101 018 de 2023, en la que define un esquema para vigilar el ejercicio de poder de mercado en los precios de oferta que se presentan en la bolsa de energía.

En agosto de 2023, el MME expidió para comentarios los documentos de la Hoja de Ruta de Transición Energética Justa (TEJ) que incluyen los resultados de diálogos nacionales realizados entre septiembre de 2022 y abril de 2023, un diagnóstico base para la TEJ, escenarios nacionales y recomendaciones para la política pública habilitante, y potencial energético subnacional y oportunidades de descarbonización en usos finales.

En agosto de 2023, el gobierno nacional emitió el Decreto 1276 de 2023, en el marco de emergencia económica, social y ecológica en el departamento de La Guajira. La norma establece que las transferencias por la generación de energía, que inicialmente estaban establecidos para los municipios y distritos de la zona de influencia de los proyectos, podrán ser destinados a otros municipios y distritos del departamento de La Guajira; establece una destinación específica para estas transferencias para proyectos relacionados con la Transición Energética; autoriza a la CREG la creación de un régimen tarifario especial y diferencial de carácter transitorio para el departamento de la Guajira; y establece una contribución de 1.000 COP por factura que deberán pagar todos los usuarios de los estratos 4, 5 y 6 y de 5.000 COP para los usuarios industriales y comerciales.

En septiembre de 2023, la CREG publicó la Resolución 101 024 de 2023, mediante la cual amplió el ámbito de aplicación y la vigencia del precio de referencia transitorio para el cálculo de garantías que cubren las transacciones del mercado de energía mayorista, establecido en la Resolución 101 016 de 2023, extendiéndolo hasta el 30 de abril de 2024.

A nivel de las reformas que el gobierno nacional ha planteado para distintos sectores, se está estructurando un proyecto de ley para reformar el sector de servicios públicos a través de cambios a las Leyes 142 y 143 de 1994. Según manifestaciones del gobierno, el propósito de la reforma es poner al usuario, en lugar de las empresas, en el centro del sistema, con foco en el servicio público de energía eléctrica y reducción de tarifas. Desde septiembre, a nivel nacional se están realizando "Audencias de usuarios de energía y servicios públicos", diseñadas para identificar falencias de las leyes 142 y 143, e idear propuestas ciudadanas para que sean incorporadas en la reforma. Se prevé que el proyecto sea radicado en el Congreso de la República durante el primer semestre del 2024.

En el marco de la revisión de constitucionalidad que se desarrolló sobre el Decreto Legislativo 1085 de 2023, que declaró el estado de emergencia económica, social y ecológica del Departamento de la Guajira, la Corte Constitucional, mediante la Sentencia C-383/23, declaró inexecutable el mencionado Decreto, concediendo solo efectos diferidos por un año a dicha decisión, respecto de la amenaza de agravamiento de la crisis humanitaria por la menor disponibilidad de agua. De la misma forma, la Corte Constitucional, mediante la Sentencia C-463/23 declaró la inexecutable por consecuencia del decreto legislativo 1276 de 2023, que preveía medidas para la transición energética en el departamento de la guajira.

Dentro del paquete de medidas que ha tomado el Gobierno Nacional para mitigar los impactos de la crisis tarifaria en los flujos de caja de las empresas comercializadoras de energía, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público emitió los Decretos 1637 y 1638 de 2023, creando dos líneas de crédito a cargo de Findeter para apoyar las necesidades de liquidez del sector eléctrico.

En octubre de 2023, el Ministerio de Minas y Energía expidió en firme la Resolución 40611 de 2023, en la que suspendió los programas de limitación de suministro a los distribuidores y comercializadores que atienden usuarios finales y tengan saldos acumulados por la aplicación de la opción tarifaria superiores al promedio mensual de pagos al ASIC y LAC de los últimos doce meses, sujeto a la radicación una solicitud de crédito ante Findeter. Las medidas estuvieron vigentes por un mes, prorrogables por un mes adicional, pero dejarán de aplicarse a los agentes cuando reciban los desembolsos o les sea negado el acceso a las líneas de crédito creadas mediante los decretos 1637 y 1638 de 2023.

En el mismo mes, el Ministerio de Minas y Energía igualmente expidió la Resolución 40619, a través de la cual definió que durante el Fenómeno El Niño únicamente se exportará energía generada por plantas térmicas que operen con combustibles líquidos, que no se requieran en el despacho para cubrir la demanda doméstica. La medida estará vigente hasta el 30 de abril de 2024 y podrán ser derogada o prorrogada según la evolución del abastecimiento hidroeléctrico. Posteriormente esta resolución fue modificada por la Resolución 40718 de 2023, permitiendo que las exportaciones se puedan hacer por parte de todas las plantas térmicas que no entren en el despacho central, sin importar el combustible que utilizan para generar.

En octubre, también la Comisión de Regulación de Energía y Gas, mediante la Resolución CREG 105-003 de 2023 publicó en firme el Reglamento Interno de la Comisión, después de discutir una propuesta de reglamento, la cual fue puesta a consideración de los agentes mediante la Resolución CREG 705-003 de 2023. Destacamos los siguientes aspectos: (i) El número de miembros de la Comisión se reduce de 8 a 6 miembros, reelegibles una vez, (ii) se aprobará un calendario anual de Sesiones CREG, (iii) El quorum de la Comisión se reduce de 7 a 5 miembros para sesionar, de este deben votar 4 expertos, (iv) el quorum del comité expertos se reduce de 5 a 4, uno de ellos debe ser el Director Ejecutivo, (v) sobre las decisiones de la Comisión, El MME podrá hacer correcciones de forma o solicitudes de aclaración, antes de firmar.

En noviembre de 2023, dando cumplimiento al mandato establecido en la Ley del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026, la Comisión de Regulación de Comunicaciones (CRC) publicó la resolución CRC 7242 de 2023 por medio de la cual estableció un valor tope para el aumento anual de las tarifas que los operadores de telecomunicaciones pagan por usar la infraestructura de las empresas de energía eléctrica y de telecomunicaciones en zonas de difícil acceso y con poblaciones en situación de vulnerabilidad.

En noviembre de 2023, a través de la Resolución CREG 105 004 de 2023 de designó al experto comisionado de la Comisión, para que ejerza las funciones de Director Ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, por el término de un año.

En el mismo mes, la CREG publicó la Resolución 101-025 de 2023, mediante la cual estableció la oportunidad para asignar las obligaciones de energía firme del Cargo por Confiabilidad de los períodos comprendidos entre diciembre 1 de 2025 a noviembre 30 de 2026 y diciembre 1 de 2026 a noviembre 30 de 2027. Esta medida deja entonces despejado el panorama de señales regulatorias para el esquema del Cargo por Confiabilidad (CxC) hasta el periodo 2027-2028 inclusive, considerando la convocatoria a subastas de CxC en el marco de la Resolución CREG 101-024/2022.

También en noviembre, la CREG publicó la Resolución 101-027 de 2023. A través de este acto administrativo, la CREG modificó el procedimiento para definir la senda de referencia del embalse, tal procedimiento fue definido como parte del "Estatuto para situaciones de Riesgo de Desabastecimiento en el Mercado Mayorista de Energía" (R-CREG 026 de 2014). La Comisión motivó esta modificación en que observó que los precios en el mercado no reaccionan ante la confirmación o expectativa real de una condición crítica para el sistema y que, como consecuencia, no se racionaliza el uso de los recursos energéticos o incluso no se pueden utilizar los esquemas de aseguramiento del Cargo por Confiabilidad, lo cual según la CREG es un indicio de una externalidad en el mercado con potenciales implicaciones para la adecuada prestación del servicio de energía eléctrica y en general para la actividad económica del país.

La CREG igualmente publicó en noviembre la Resolución No. 101-022 de 2023. Luego de la gestión realizada por Enel directamente, como también junto con algunas empresas y gremios, la Comisión determinó publicar de manera definitiva cambios a la forma como se ajustan anualmente las garantías otorgadas por los usuarios de los proyectos de expansión del STN, para los casos en los que se aplaza la fecha de puesta en operación - FPO, de los proyectos del STN ejecutados mediante convocatorias.

En diciembre de 2023 fue expedida la Ley de Presupuesto General de la Nación, la cual incluyó un monto por 5.5 billones de pesos para subsidios de energía eléctrica, y disposiciones que las empresas de comercialización y distribución puedan adquirir créditos con o sin tasa compensada con FINDETER (Financiera de Desarrollo Territorial) para efectos de mejorar el flujo de caja por efectos de los saldos acumulados por la Opción tarifaria.

En el mismo mes, en el marco de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático COP28, el Ministro de Minas y Energía anunció la publicación de los pliegos y bases de condiciones para la primera licitación eólica costa afuera. El documento fue publicado por el administrador de la Subasta que es la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

En diciembre de 2023, la CREG publicó la Resolución CREG 101 028 de 2023, por la cual se modifica la Resolución CREG 119 de 2007, la cual establece una alternativa para la recuperación de los saldos de opción tarifaria, donde se incluyó una nueva variable denominada COT (costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria del comercializador correspondiente) en el componente C de la fórmula tarifaria. La aplicación de las disposiciones es voluntaria por parte de los comercializadores que decidan acogerse a las medidas, previo aviso a la CREG y a la SSPD.

En diciembre de 2023, la CREG a través de la Resolución CREG 101 029 de 2023 estableció la tasa de interés reconocida para el cálculo del saldo acumulado de la opción tarifaria. Se define como la tasa mensual ponderada de los créditos obtenidos por el comercializador y también se define el porcentaje de variación mensual PV el cual tendrá un valor mínimo de 0,6%.

En diciembre de 2023, el director ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas puso en conocimiento de los usuarios, prestadores de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, gas combustible y los servicios públicos de combustibles líquidos, las instituciones relacionadas con estos sectores y demás interesados, la Agenda Regulatoria Indicativa 2024 donde tratará temas relacionados con la generación y mercado mayorista, la actividad de distribución y comercialización de energía, gas natural y la creación de nuevas actividades en la cadena de prestación del servicio.

En diciembre de 2023, el Ministerio de Minas y Energía publicó el Decreto 2236 de 2023 con el fin de reglamentar parcialmente el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 en lo relacionado con las Comunidades Energéticas en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia. El Decreto crea la actividad de autogeneración colectiva (AGRC), autogenerador colectivo (AC). Entre los objetivos de las comunidades energéticas está el de aumentar la cobertura del servicio de energía, mejorar la eficiencia energética, descentralizar la generación, el almacenamiento y el consumo de energía, descarbonizar la economía con el uso de FNCER, desarrollar la economía local y territorial, ofrecer unas condiciones económicas asequibles al servicio de energía para las comunidades, además de generar, comercializar y usar eficientemente la energética a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable y recursos energéticos distribuidos de forma comunitaria. Establece la posibilidad de asociación de comunidades energéticas y la alianza de comunidades energéticas y asociaciones de comunidades energéticas con terceros de los sectores público, privado y/o popular.

En diciembre de 2023, la CRC publicó la agenda regulatoria el periodo 2024-2025 para conocimiento del sector y de los interesados. Dentro de los temas interés, la CRC prevé se realice en el segundo trimestre del año 2024, con el fin de entregar los primeros resultados de estos análisis en el cuarto trimestre del mismo año, publicar un estudio de tendencias para fomentar el despliegue de infraestructura móvil que identifique y analice tanto los esquemas de compartición de infraestructura activa que se utilizan actualmente, como las tendencias de regulación aplicable para este tipo de compartición de infraestructura.

A través del Decreto 2335 de 2023, el Ministerio de Minas y Energía de Colombia (MME), con el fin de reglamentar el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 en lo relacionado con el desarrollo de proyectos de Hidrógeno Blanco en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia". Siendo el MEM la entidad que determinará los lineamientos, condiciones y requerimientos técnicos que han de cumplir los proyectos para la realización de estudios de evaluación del Hidrógeno Blanco y otros gases o sustancias asociadas y su posterior exploración y explotación. El decreto indica reglas sobre la exclusividad del desarrollador que haya obtenido la autorización del MME para efectuar estudios de evaluación del Hidrógeno Blanco, así como también establece consideraciones ambientales, de coproducción y coexistencia, en el desarrollo de proyectos de Hidrógeno Blanco.

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.

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

Con base en lo establecido en el Artículo 174 de la Ley 1955 de 2019 (Plan Nacional de Desarrollo) y el Artículo 130 del Decreto 2106 del 22 de noviembre de 2019, los interesados en acceder a los incentivos tributarios establecidos en la Ley 1715 de 2014, asociados a IVA y deducción especial de renta y complementarios, para inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energía Renovable – FNCER, y gestión eficiente de la energía – GEE; ya no requieren obtener la certificación ambiental expedida por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, debido a que solo se requiere la certificación que expide la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME para acceder a los incentivos mencionados.

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

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

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

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

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

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

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

En este sentido, el MME expidió los Decretos 1302 y 1475 de 2022, en los cuales se reglamentan las transferencias del sector eléctrico con destino a comunidades indígenas y a comunidades negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras.

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

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

Para el año 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.

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

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

Gas Natural

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1. Capacidad de transporte en el tramo Mariquita – Gualanday.
2. Bidireccionalidad Barranca – Ballena.
3. Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena.
4. Interconexión Barranquilla – Ballena con Ballena – Barrancabermeja.
5. Ampliación capacidad de transporte ramal Jamundí – Valle del Cauca.
6. Bidireccionalidad Yumbo – Mariquita.

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

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

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

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

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

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

El 29 de marzo de 2022 se publica la Resolución CREG 226 de 2021, la cual corresponde a una modificación de la resolución 186 de 2020, resolución que consolidaba el reglamento de Comercialización mayorista en suministro de gas natural, en la resolución CREG 226 de 2021 se adicionan a este reglamento de comercialización temas concernientes a la priorización del abastecimiento en torno a la atención de la demanda esencial con la fijación del mecanismo “MADE” (Mecanismo de aseguramiento demanda esencial), se modifica la asignación de la producción total disponible para la venta (PTDV) en el mercado primario, se hacen modificaciones a los contratos disponibles, se definen nuevas tareas para el Gestor del Mercado de Gas y se condiciona la comercialización de los contratos interrumpibles en el mercado primario y secundario.

El 28 de abril de 2022 la CREG publicó el proyecto de resolución 702002 de 2022: “Por la cual se definen las condiciones para la clasificación de usuarios no regulados del servicio domiciliario de gas natural por redes”, el proyecto de resolución tenía como objetivo plantear modificaciones y ampliaciones de las condiciones para la clasificación de usuarios no regulados (UNR) del servicio domiciliario de gas natural por redes. Fija nuevas obligaciones para los comercializadores que atienden a UNR. Establece las condiciones, los periodos y las razones por las cuales un usuario puede optar por esta condición o ser clasificado como tal.

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

En octubre de 2022 la CREG publica la resolución CREG 102 011 de 2022, el propósito de este proyecto es adicionar un evento eximente en las resoluciones 185 de 2020 (Mercado Mayorista de Transporte Gas) y en la 186 de 2020 (Mercado Mayorista de Suministro Gas), el cual permitiría adicionar un quinto evento eximente de responsabilidad a las razones por las cuales se puede suspender un contrato tanto de suministro, como de transporte de gas, en este caso se podría invocar un evento cruzado, en este caso en un contrato de transporte se podría invocar un evento eximente aduciendo una situación mantenimiento programado o reparación en suministro y así mismo se podría invocar un evento eximente en un contrato de suministro aduciendo un mantenimiento programado o reparación en transporte.

El 13 de Diciembre de 2022 el Ministerio de Minas y Energía presentó un informe denominado “Balance de Contratos de Hidrocarburos para la Transición Energética Justa”, en este documento el Ministerio de Minas y Energía con el apoyo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ha actualizado su proyección de producción y reservas para la próximas dos décadas, en el informe se muestran escenarios en donde el déficit de gas ya no se presenta para finales de esta década sino que se traslada para el 2040 a 2045 bajo la premisa de no incorporar nueva exploración.

La CREG publica el 19 de enero de 2023 proyecto de resolución 702-009, con este proyecto la comisión pretende modificar la Resolución CREG 175 de 2021 (Cargos de Transporte de Gas Natural) con fundamento en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994. La solicitud de modificación ha sido motivada por los planteamientos que le ha realizado uno de los dos transportadores más grandes del país. La CREG plantea en este proyecto un reconocimiento adicional en el componente de gastos de administración, Operación y mantenimiento (AOM) del cargo de transporte al incluir dos componentes nuevos: un componente de reconocimiento de coberturas financieras por un periodo de 5 años denominado: CUSD, y un componente de reconocimiento de activos que han cumplido su vida útil normativa (VUN) igualmente por un periodo de 5 años a una tasa de remuneración de 10.94%, denominado: RUVN.

En mayo de 2023 la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH publicó su informe periódico de Recursos y Reservas de Petróleo y Gas. Este informe consolida los reportes de las compañías que tienen contratos de Producción y Exploración en el País. Las reservas probadas de petróleo pasaron de 2.039 millones de barriles reportados en 2021 a 2.074 millones de barriles en 2022 (+1.71%). La relación Reservas Probadas/Producción (R/P) es de 7,5 años a 2022, en 2021 la relación era de 7,6 años. En cuanto a gas natural, al cierre de 2022 las reservas probadas se situaron en 2.82 terapiés cúbicos (Tpc); en 2021 tal nivel se encontraba en 3.163 TPC, registrándose entonces una reducción de 10.87%. La producción de gas comercializado fue 0.39 terapés cúbicos lo que significa una relación Reservas Probadas/Producción (R/P) de 7.2 años; en 2021 se registraba un R/P de 8 años.

El Ministerio de Minas y Energía, en el comunicado conjunto con la ANH que acompañó a la oficialización pública del informe, resaltó que en cuanto a recursos contingentes (aquellos que no hacen parte de las reservas), los recursos en gas pasaron de 2.6 TPC a 5.8 TPC relacionados principalmente en los campos offshore del país.

En junio de 2023, la CREG expidió la resolución 102 003 de 2023, que define una adición a los criterios de remuneración de las obras del PAGN (Plan de Abastecimiento de Gas Natural) definidas a través de las resoluciones CREG 102 008 de 2022 y CREG 102 009 DE 2022, la adición responde a resolver un vacío dentro del reconocimiento de los beneficiarios de las obras PAGN asociado a la diferenciación entre Mercados Primario y Secundario de Transporte de Gas Natural.

En septiembre, mediante la publicación de la Resolución 588 de 2023, la UPME decidió declarar desierta la Convocatoria Pública UPME GN 001-2022, cuyo objeto era la selección de un inversionista para la prestación del servicio de almacenamiento de GNL, regasificación, transporte de gas natural y servicios asociados de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico. Esta decisión se toma luego de que, una vez revisados los documentos entregados por el único proponente, el CONSORCIO BUENAVEGAS- PLANTA DE REGASIFICACIÓN, la UPME encontró que no se trató de una verdadera propuesta que cumpliera con los requisitos legales de la convocatoria, y que fueran susceptibles de subsanación, y menos aún de adjudicación.

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 2023 han sido preparados de acuerdo con las Normas de Contabilidad y de información Financiera aceptadas en Colombia para entidades de la Compañía 1 (NCIF Grupo 1), establecidas en la Ley 1314 de 2009, reglamentadas por el Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015 modificado por los Decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017, 2483 de 2018, 2270 de 2019, 1432 de 2020, 938 de 2021 y 1611 de 2022. Las NCIF- Grupo 1 se basan en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) completas, emitidas y traducidas oficialmente al español por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board – IASB, por sus siglas en inglés).

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

- **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 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 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 2023 y 2024

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

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

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

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

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

De acuerdo con los análisis realizados la Compañía no espera impactos importantes por esta modificación, en los estados financieros separados.

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

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

De acuerdo con los análisis realizados la Compañía no espera impactos importantes por esta modificación, en los estados financieros separados.

Definición de Estimaciones Contables – Modificaciones a la NIC 8

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

De acuerdo con los análisis realizados la Compañía no espera impactos importantes por esta modificación, en los estados financieros separados.

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

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

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

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

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

La NIC 12 no habría abordado previamente cómo contabilizar los efectos fiscales de los arrendamientos en el balance y transacciones similares y varios enfoques se consideraron aceptables. La Compañía ya había decidido contabilizar estas transacciones de acuerdo con los nuevos requisitos, por lo cual no espera impactos importantes por esta modificación.

Pasivo por arrendamiento en una venta y arrendamiento posterior

El IASB finalizó modificaciones de alcance limitado a los requisitos para transacciones de venta y arrendamiento posterior en la NIIF 16 de Arrendamientos que explican cómo una entidad contabiliza una venta y arrendamiento posterior después de la fecha de la transacción. Las modificaciones especifican que, al medir el pasivo por arrendamiento posterior a la venta y arrendamiento posterior, el vendedor-arrendatario determina los "pagos de arrendamiento" y los "pagos de arrendamiento revisados" de una manera que no resulte en que el vendedor-arrendatario reconozca cualquier monto de la ganancia, o pérdida que se relacione con el derecho de uso que conserva. Esto podría afectar particularmente a las transacciones de venta y arrendamiento posterior donde los pagos de arrendamiento incluyen pagos variables que no dependen de un índice o una tasa.

La Compañía no espera impactos por esta norma, teniendo en cuenta que no ha realizado contratos de ventas con arrendamiento posterior.

Acuerdos de financiación de proveedores

Modificaciones efectuadas a la NIC 7 y la NIIF 7 que establecen nuevos requisitos de divulgación sobre los acuerdos de financiación de proveedores. El objetivo de las nuevas revelaciones es proporcionar información sobre los acuerdos de financiación de proveedores que permita a los inversores evaluar los efectos sobre los pasivos, los flujos de efectivo y la exposición al riesgo de liquidez de una entidad. Las nuevas divulgaciones incluyen información sobre lo siguiente:

- Los términos y condiciones de los acuerdos.
- Los valores en libros de los pasivos financieros que forman parte de los acuerdos y las partidas en las que se presentan esos pasivos.
- El valor en libros de los pasivos financieros para los cuales los proveedores ya han recibido pago de los proveedores financieros.
- El rango de fechas de vencimiento de pago tanto para los pasivos financieros que forman parte de los acuerdos como para las cuentas por pagar comerciales comparables que no forman parte de dichos acuerdos.
- Cambios no monetarios en los valores en libros de los pasivos financieros de los acuerdos.
- Acceso a servicios financiación de proveedores y concentración del riesgo de liquidez con proveedores financieros.

El IASB ha proporcionado un alivio transitorio al no exigir información comparativa en el primer año y tampoco exigir la divulgación de saldos de apertura específicos. Además, las revelaciones requeridas solo son aplicables para períodos anuales durante el primer año de aplicación. Por lo tanto, lo más pronto que deberán proporcionarse las nuevas revelaciones es en los informes financieros anuales es a finales de diciembre de 2024, a menos que una entidad tenga un ejercicio financiero de menos de 12 meses.

La Compañía está evaluando los impactos de este nuevo requerimiento, aunque a la fecha no ha puesto en marcha ningún acuerdo de financiación de proveedores.

Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto – Modificaciones a la NIIF 10 y NIC 28

El IASB ha realizado modificaciones de alcance limitado a la NIIF 10 Estados financieros consolidados y la NIC 28 Inversiones en asociadas y negocios conjuntos.

Las modificaciones aclaran el tratamiento contable de las ventas o aportaciones de activos entre un inversor y sus asociadas o negocios conjuntos. Confirman que el tratamiento contable depende de si los activos no monetarios vendidos o aportados a una asociada o negocio conjunto constituyen un 'negocio' (como se define en la NIIF 3 Combinaciones de negocios). Cuando los activos no monetarios constituyan un negocio, el inversionista reconocerá la ganancia o pérdida total en la venta o aporte de los activos. Si los activos no cumplen con la definición de un negocio, el inversionista reconoce la ganancia o pérdida solo en la medida de los intereses del otro inversionista en la asociada o negocio conjunto. La enmienda se aplica prospectivamente.

En diciembre de 2015, el IASB decidió diferir la fecha de aplicación de esta modificación hasta que el IASB haya finalizado su proyecto de investigación sobre el método de la participación.

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.

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 fue inicialmente aplicable a periodos anuales que comenzaran a partir del 1 de enero de 2023, sin embargo, la fecha de aplicación fue extendida para periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023, mediante modificación emitida por el IASB en junio de 2023. Se permite su aplicación anticipada.

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.

2.5. Estimados y criterios contables relevantes

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros. (Ver Nota 3.1.13.).
- La vida útil de los activos intangibles y las propiedades, planta y equipo. (Ver Notas 3.1.7. y 3.1.8.).
- La pérdida crediticia esperada de las cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros. (Ver Nota 3.1.9. (b)).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros. (Ver Nota 3.1.14.).
- Los ingresos por energía entregada y no facturada derivados de la actividad de distribución que proceden de la prestación del servicio de energía, al quedar pendiente la lectura de los consumos en cada uno de los ciclos de facturación, los cuales son estimados aplicando elementos de juicio para su determinación. (Ver Nota 3.1.18.).
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico de la actividad de distribución, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de facturar en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- Los ingresos y gastos estimados derivados de la actividad de generación que proceden fundamentalmente de las ventas de energía a través de contratos bilaterales al mercado mayorista y no regulado, de la bolsa de energía, del servicio de regulación secundaria de frecuencia (AGC por sus siglas en inglés) y del cargo por confiabilidad; así como, las compras de energía necesarias para atender dichos contratos; los cuales son estimados aplicando elementos de juicio para su determinación. (Ver Nota 3.1.18.).
- Los ingresos derivados de los contratos de construcción se reconocen de acuerdo con el avance de los costos incurridos, aplicando el método de recurso.
- Las variaciones en los ingresos por cambios tarifarios, de acuerdo con las actualizaciones regulatorias.
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos inciertos o contingentes.
- Los desembolsos futuros por compromisos medioambientales surgidos de la licencia ambiental principalmente para nuevos proyectos, así como también las tasas de descuento a utilizar. (Ver Nota 3.1.8.).
- Los resultados fiscales, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros (Ver Nota 3.1.12.).
- La obligación de desmantelamiento, cuando existe el requerimiento legal de hacerlo, se 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.

(a) Activos financieros al costo amortizado

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

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

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

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

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

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

3.1.1.2.2 Instrumento de patrimonio

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

3.1.1.2.3 Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura

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

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

La compañía designa ciertos derivados como:

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

La Compañía documenta, al inicio de la cobertura, la relación entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos y estrategia de administración de riesgos que respaldan sus transacciones de cobertura. La Compañía además documenta su evaluación, tanto al comienzo de la cobertura como periódicamente, de si los derivados usados en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en los valores razonables o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

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

(a) Coberturas de valor razonable

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

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

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

(b) Coberturas de flujos de efectivo

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

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

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

(c) Coberturas de inversión neta en el exterior

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

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

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

3.1.1.3. Pasivos financieros

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

3.1.1.3.1 Deudas (Obligaciones financieras)

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

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

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

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

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

3.1.1.4. Activos Financieros y Pasivos Financieros con Partes Relacionadas

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

3.1.1.5. Cuentas por pagar comerciales

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

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

3.1.1.6. Reconocimiento y medición

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

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

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

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

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

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

3.1.1.7. Compensación de instrumentos financieros

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

3.1.1.8. Valores razonables de inversiones

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

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

3.1.2. Inventarios

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.1.4. Inversiones en Subsidiarias

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

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

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

3.1.5. Inversiones en asociadas y acuerdos conjuntos

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

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

Los acuerdos conjuntos se clasifican en:

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

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

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

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

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

3.1.6. Combinación de Negocios

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

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

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

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

Adicionalmente, la política 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-23	dic-22
Derechos (*) y servidumbres	30	33
Costos de desarrollo	6	7
Licencias	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-23	dic-22
Plantas y equipos		
Obra civil plantas y equipos	55	53
Equipos electromecánicos centrales hidroeléctricas	29	29
Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas	27	21
Torres de medición eólica	3	3
Estaciones solares	7	7
Paneles y Misceláneos	26	23
Subestaciones	25	25
Red de alta tensión	34	36
Red de baja y media tensión	31	31
Equipos de medida y telecontrol	21	18
Edificios	46	48
Instalaciones fijas, accesorios y otras	9	12
Activos por derecho de uso		
Edificios	35	33
Terrenos	27	28
Vehículos	1	2

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

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

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

- Los que se relacionen con un activo por derecho de uso, en cuyo caso se deprecia durante el plazo del arrendamiento, y.
- Los predios inundados ubicados en las centrales de generación hidráulica dado que son depreciables porque no tienen un uso específico luego de la finalización de la vida útil de la central, por lo anterior su costo se deprecia dentro de la línea de plantas, ductos y túneles a 53 años.

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

Así mismo se definió que a partir de las exigencias ambientales establecidas en el Decreto 1076 de 2015 aplicable a la Central Hidroeléctrica El Quimbo y el Parque Solar El Paso, existe una obligación de desmantelamiento, en un tiempo que la Compañía ha estimado, con base en la vida útil de la central y/o 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 Inglés PD Probability of Default) por la pérdida dado el Incumplimiento (en Inglés LGD Loss Given Default), estos porcentajes son aplicados a los saldos de la cartera comercial facturada y estimada.

Modelo simplificado individual

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

Este modelo se aplica a:

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

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

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

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

Modelo general colectivo

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

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

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

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

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

3.1.10. Arrendamientos

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

Arrendatario:

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

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

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

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

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

La norma incluye dos exenciones de reconocimiento para arrendatarios:

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

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

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

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

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

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

Arrendador:

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

Arrendamientos Financieros

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

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

Arrendamientos Operativos:

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

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

3.1.11. Provisiones, pasivos y activos contingentes

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

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

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

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

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

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

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

3.1.12. Impuestos

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

3.1.12.1. Impuesto sobre la renta y complementarios e impuesto diferido

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.1.12.2. Impuesto de Industria y Comercio

Para el año 2022, en aplicación del artículo 76 de la Ley 1943 de 2018, la Compañía reconoció como gasto del ejercicio la totalidad del impuesto de industria y comercio causado en el año, susceptible de imputarse como descuento tributario se trata como gasto no deducible en la determinación del impuesto sobre la renta en el año, el descuento tributario aplicado disminuye el valor del gasto por impuesto sobre la renta corriente del periodo. Para el 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 se reconoció 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 pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso al cual tenga acceso la entidad, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que sería recibido para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagado para transferir el pasivo.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3.1.15. Moneda funcional y de presentación

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

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

3.1.16. Conversión de moneda extranjera

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

3.1.17. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

3.1.18. Reconocimiento de Ingresos

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

Etapas 1: Identificar el contrato o contratos con clientes.

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

Etapas 3: Determinar el precio de la transacción.

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

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

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

(a) Enfoque de cartera:

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

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

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

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

(c) Satisfacción de las obligaciones de desempeño:

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

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

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

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

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

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

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

(d) Contraprestaciones variables:

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

(e) Contratos con modificaciones:

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

(f) Consideración como principal o agente:

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

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

Costos del contrato:

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

Activos y pasivos contractuales:

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

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

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

3.1.19. Ingresos y costos financieros

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

3.1.20. Reconocimiento de costos y gastos

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

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

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

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

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

3.1.21. Capital social

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

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

3.1.22. Reservas

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

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

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

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

3.1.23. Utilidad por acción

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

3.1.24. Distribución de dividendos

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

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

Al cierre de ejercicio, se determina el monto de la obligación con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro "cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar" y en el rubro "cuentas por pagar a entidades relacionadas"; según corresponda, con cargo al patrimonio total. Los dividendos provisorios y definitivos se registran como menor valor del "patrimonio total" en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en primera instancia es por la Junta Directiva de la Compañía y en segunda instancia la Asamblea General Ordinaria de Accionistas.

3.1.25. Segmentos de operación

Un segmento de operación es un componente de una entidad:

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

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 que cuenta que son involucrados en la toma de decisiones de la dirección, dentro de los segmentos mencionados, dado que tienen aspectos en común como La Compañía de clientes a quien va dirigido.

4. Efectivo y equivalentes al efectivo

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Saldos en bancos(a)	\$ 1.296.691.588	\$ 741.889.749
Otro efectivo y equivalentes al efectivo, neto (b)	141.009.583	36.983.913
Efectivo en caja	-	633
	\$ 1.437.701.171	\$ 778.874.295

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 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Pesos Colombianos	\$ 1.420.620.333	\$ 750.262.654
Dólares Americanos	17.080.838	28.611.641
	\$ 1.437.701.171	\$ 778.874.295

(*) Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de cambio al 31 de diciembre 2023 y 2022 de \$3.822,05 y \$4.810,20 por US\$1, respectivamente.

- (a) La variación corresponde principalmente el incremento en los recaudos mensuales durante el año 2023, adicionalmente, en este mismo periodo se recibió dividendos por la participación en las compañías de Centro América por \$260.688.909.
- (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 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 2023 y 2022, 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 2023 y 2022 el importe de la provisión por deterioro del efectivo y equivalentes al efectivo es de \$36.967 y \$20.583, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la Compañía ha realizado depósitos judiciales como garantía sobre procesos jurídicos emitido por los diferentes juzgados del país.

A continuación, se detalla el movimiento de los pasivos que se originan por actividades de financiación al 31 de diciembre de 2023 y 2022, 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 2023	Importes procedentes	Pago de préstamos e intereses	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	Saldo a 31 de diciembre de 2023
Bonos	\$ 3.232.918.315	\$ -	\$ (1.123.803.593)	\$ (88.159.003)	\$ 429.515.620	\$ -	\$ -	\$ 2.450.471.339
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
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	-	-	-	-	(32.250.406)	78.183.734
Total, pasivos por actividades de financiación	\$ 7.397.255.976	\$ 3.675.040.694	\$ (2.698.195.173)	\$ 325.778.653	\$ 670.045.080	\$ 47.490.828	\$ (32.250.406)	\$ 9.385.165.652

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

	Flujos de efectivo				Cambios distintos al efectivo			Saldo a 31 de diciembre de 2022
	Saldo a 1 de enero de 2022	Importes procedentes	Pagos, préstamos e intereses	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
Bonos	\$ 1.870.489.779	-	\$ (1.297.689.791)	\$ 2.230.602.707	\$ 429.515.620	-	-	\$ 3.232.918.315
Préstamos y Obligaciones Bancarias	451.452.900	2.041.331.850	(728.350.967)	1.945.103.631	222.742.952	-	-	3.932.280.366
Pasivos por arrendamientos	82.774.592	-	(35.455.099)	119.357.439	17.786.508	42.978.409	-	227.441.849
Línea de Crédito	53.452	-	-	(83.743)	30.291	-	-	-
Instrumentos derivados	41.864	6.394.319	-	(6.436.183)	-	-	4.615.446	4.615.446
Securitización	-	130.262.494	(130.262.494)	-	-	-	-	-
Total pasivos por actividades de financiación	\$ 2.404.812.587	\$ 2.177.988.663	\$ (2.191.758.351)	\$ 4.288.543.851	\$ 670.075.371	\$ 42.978.409	\$ 4.615.446	\$ 7.397.255.976

Durante el año 2023 se realizaron pagos por concepto de dividendos por valor de \$2.738.268.512 así: Enel Américas S.A., \$1.570.253.812, Grupo de Energía de Bogotá S.A.S. \$1.164.181.144, accionistas minoritarios \$3.806.204 y \$27352 saldo de años anteriores. Durante el año 2022 se realizaron pagos de dividendos por \$3.476.167.213.

5. Otros activos financieros

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Fideicomisos	\$ 7.527.351	\$ -	\$ 8.500.090	\$ -
Fideicomisos (1)	7.527.508	-	8.500.243	-
Deterioro fideicomisos*	(157)	-	(153)	-
Otros activos (2)	3.914.696	-	3.190.356	-
Embargos judiciales (3)	3.693.358	-	6.553.649	-
Embargos judiciales	3.713.944	-	6.595.007	-
Deterioro embargos judiciales*	(20.586)	-	(41.358)	-
Instrumentos derivados de cobertura (4)	2.294.698	30.057.440	148.605.744	65.204.240
Garantías mercados derivados energéticos (5)	1.989.904	-	653.907	-
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (6)	-	198.656	-	2.994.695
Total	\$ 19.420.007	\$ 30.256.096	\$ 167.503.746	\$ 68.198.935

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

(1) Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 el saldo de los fideicomisos se detalla a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Fideicomisos Embalse Tominé (a)	\$ 5.301.917	\$ 6.963.124
Fideicomisos Embalse Muña (a)	1.476.032	1.351.103
Fideicomisos Proyecto ZOMAC (b)	524.100	34.746
Fideicomisos OXI Fidupre(c)	225.459	-
Fideicomiso Proyecto FAER	-	151.270
Total	\$ 7.527.508	\$ 8.500.243

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

(a) El saldo a 31 de diciembre de 2023 corresponde a los fideicomisos con:

BBVA- Embalse de Tominé Fiduciaria Fideicomiso No.31636 por \$4.610.834 y Fideicomiso No.31555 por \$691.083, destinados para la administración, operación, mantenimiento y mejoramiento del embalse de conformidad con la resolución No 0776 de 2008. Con el Embalse de Muña Fiduciaria el Fideicomiso No.31683 por valor de \$1.476.032 destinado para el cumplimiento al fallo del Consejo de Estado dentro de la acción popular radicada con el No. 479 de 2001 y para el cumplimiento de la resolución No.1153 del 17 de junio de 2015 para la elaboración del Plan de Manejo Ambiental del Embalse del Muña. Durante el año 2023 los Fideicomisos cumpliendo con su destinación realizaron uso de sus recursos realizar el pago y administración de honorarios, servicios y gastos financieros.

(b) El Fideicomiso Corficolombiana- ZOMAC CDI Cundinamarca se constituyó a partir de la aprobación de la Agencia de Renovación del Territorio (ART) de vinculación por el pago del impuesto sobre la renta y complementarios para el período gravable 2019, mediante la ejecución de proyectos viabilizados de trascendencia social en los diferentes municipios ubicados en zonas más afectadas por el conflicto armado (ZOMAC). El 31 de diciembre de 2023 se presenta variación por la constitución del Fideicomiso ZOMAC Maicao, con el fin de realizar obras en este territorio para el pago de impuestos.

(c) Corresponde al negocio fiduciario de La Fiduprevisora. 116558- P.A. ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. OXI CONVENIO, el cual maneja el negocio de distribución, para los proyectos de obras por impuestos, creado el 7 de noviembre de 2023.

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

(3) Al 31 de diciembre del 2022 la Compañía tenía \$6.595.007 en depósitos judiciales como garantía de 33 procesos judiciales, durante el año 2023 hubo reintegro sobre 4 procesos por valor de \$5.459.373 y se pagó \$2.578.309 sobre 6 nuevos procesos lo que origina un saldo al 31 de diciembre de 2023 de \$3.713.944.

A continuación, se detalla los depósitos judiciales por entidad bancaria:

Entidad	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Banco de Occidente	\$ 2.148.283,00	\$ -
Bancolombia S. A.	1.244.038	68.300
BBVA Colombia S. A.	1.015.997	4.196.437
Banco Davivienda S. A.	795.323	1.978
Scotiabank Colpatría S. A.	592.331	530.354
Banco AV Villas S. A.	126.825	2.499
Banco Agrario de Colombia S. A.	66.547	13.884
Citibank Colombia S. A.	30.885	1.410.635
Banco Caja Social S. A.	6.905	4.336
Banco Pichincha S. A.	3.544	-
Banco Santander Colombia S. A.	2.510	3.406
Empresa de Energía de Cundinamarca	802	802
Itaú Corpbanca Colombia S.A.	(311.651)	119.322
Banco de Bogotá S. A.	(2.008.395)	243.054
Total	\$ 3.713.944	\$ 6.595.007

(4) La Compañía al 31 de diciembre de 2023 tiene constituidos tres (3) derivados de cobertura de flujo de caja y un (1) Swap de interés con valoración activa así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/01/2024	9.004.521	USD	3.954,80	987.316	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	30/04/2024	10.000.000	USD	4.030,00	1.118.558	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/01/2024	1.543.848	USD	3.967,60	188.824	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Scotiabank Colpatría S.A.	Interés	14/05/2026	400.000.000.000	COP	BR 3M + 0.75%	-	30.057.440
Total valoración								2.294.698	30.057.440

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

A 31 de diciembre de 2022 se tenían constituidos setenta y cinco (75) derivados de cobertura de flujo de caja y un (1) Swap de interés con valoración activa así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Cobertura tasa de Cambio Deuda USD	BNP Paribas	Tipo de cambio	3/03/2023	61.274.500	USD	4.014,00	51.237.028	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	JPMORGAN_GB	Tipo de cambio	5/04/2023	42.000.000	USD	3.976,50	37.590.715	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/01/2023	110.000.000	CNH	606,20	10.254.248	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/04/2023	110.000.000	CNH	655,26	6.541.098	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/03/2023	100.000.000	CNH	665,93	4.444.473	-
Forward	Inversiones/proyecto	JPMORGAN_GB	Cash Flow Hedge	30/06/2023	6.169.902	USD	4.252,50	4.239.754	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/02/2023	3.467.662	USD	3.970,36	3.001.388	-
Forward	Inversiones/proyecto	JPMORGAN_GB	Cash Flow Hedge	31/01/2023	10.000.000	USD	4.580,75	2.519.684	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/02/2023	10.625.722	USD	4.622,27	2.494.898	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/02/2023	2.750.277	USD	3.962,23	2.402.270	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	28/02/2023	110.000.000	CNH	686,96	2.008.420	-
Forward	Inversiones/proyecto	JPMORGAN_GB	Cash Flow Hedge	31/03/2023	7.292.438	USD	4.648,00	1.716.869	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Banco de Bogotá S.A.	Cash Flow Hedge	2/10/2023	1.500.000	USD	4.178,54	1.224.713	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	31/05/2023	39.633.039	CNH	698,72	938.143	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/11/2023	1.000.000	USD	4.167,98	876.316	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2023	1.000.000	USD	4.147,98	874.648	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/10/2023	1.000.000	USD	4.127,98	874.075	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	31/08/2023	1.000.000	USD	4.277,50	709.037	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	31/08/2023	1.000.000	USD	4.277,50	709.037	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	31/07/2023	1.000.000	USD	4.254,25	705.287	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	31/07/2023	1.000.000	USD	4.254,25	705.287	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	30/06/2023	1.000.000	USD	4.233,92	704.084	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	30/06/2023	1.000.000	USD	4.233,92	704.084	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	31/05/2023	1.000.000	USD	4.213,41	697.062	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	31/05/2023	1.000.000	USD	4.213,41	697.062	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	29/12/2022	1.300.000	USD	4.309,27	645.423	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/03/2023	16.642.360	USD	4.852,32	633.460	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/02/2023	2.485.633	USD	4.622,27	583.622	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/08/2023	1.000.000	USD	4.433,21	569.374	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Trading	1/02/2023	71.023.917	CNH	692,44	563.892	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2023	1.000.000	USD	4.412,21	562.841	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/08/2023	500.000	USD	4.109,98	433.398	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2023	500.000	USD	4.089,98	431.306	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/04/2023	9.997.581	USD	4.880,32	371.066	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/01/2023	500.000	USD	4.133,43	347.847	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/01/2023	500.000	USD	4.133,43	347.847	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	31/05/2023	18.706.382	CNH	706,24	309.670	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	JPMORGAN_GB	Cash Flow Hedge	30/06/2023	500.000	USD	4.390,81	280.711	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2023	500.000	USD	4.366,21	278.757	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/05/2023	500.000	USD	4.343,96	278.228	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/03/2023	500.000	USD	4.321,71	277.674	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/01/2023	500.000	USD	4.275,21	277.520	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/02/2023	500.000	USD	4.296,71	277.405	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	31/05/2023	41.105.095	CNH	717,25	252.362	-
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/06/2023	36.003.878	CNH	722,57	249.778	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	9/02/2023	6.101.349	USD	4.803,72	240.927	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	2/05/2023	300.000	USD	4.190,98	209.147	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Itaú CorpBanca Colombia SA	Cash Flow Hedge	2/05/2023	300.000	USD	4.190,98	209.147	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/01/2023	3.828.400	USD	4.793,32	159.250	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	16/03/2023	3.619.347	USD	4.837,07	141.153	-
Forward	Inversiones/proyecto	BKOFAMERICA_US	Trading	19/01/2023	3.357.640	USD	4.784,82	131.590	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Banco de Bogotá S.A.	Cash Flow Hedge	2/01/2023	1.400.000	USD	4.292,05	103.568	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	9/02/2023	2.052.434	USD	4.803,72	81.045	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/03/2023	100.000	USD	4.178,00	69.564	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/03/2023	100.000	USD	4.178,00	69.564	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/02/2023	100.000	USD	4.155,49	69.376	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/02/2023	100.000	USD	4.155,49	69.376	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/02/2023	55.325	USD	3.970,69	47.868	-
Forward	Inversiones/proyecto	BKOFAMERICA_US	Trading	19/01/2023	1.179.304	USD	4.784,82	46.218	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/05/2023	665.142	EUR	5.288,01	31.178	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	16/02/2023	608.782	USD	4.810,12	24.075	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/01/2023	450.789	USD	4.793,32	18.751	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	16/03/2023	466.627	USD	4.837,07	18.198	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/02/2023	1.012.657	USD	4.847,90	9.878	-
Forward	Frontera	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/02/2023	121.519	USD	4.819,34	4.570	-

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA España	Trading	23/02/2023	120.590	EUR	5.173,01	3.528	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/02/2023	203.931	USD	4.847,90	1.989	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	2/10/2023	700.000	USD	5.086,57	1.446	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/10/2023	700.000	USD	5.117,41	848	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/02/2023	67.977	USD	4.847,90	663	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/02/2023	54.315	USD	4.847,90	530	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/11/2023	500.000	USD	5.149,52	393	-
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/06/2023	200.000	USD	4.987,97	43	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Scotiabank Colpatría S.A.	interés	14/05/2026	400.000.000.000	COP	BR 3M + 0.75%	-	63.778.382
Forward	Cobertura FX Pago CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2024	1.000.000	USD	4.197,98	-	869.224
Forward	Cobertura FX Pago CERE	Banco de Bogotá S.A.	Cash Flow Hedge	2/01/2024	1.200.000	USD	4.650,78	-	556.634
Total valoración								148.605.744	65.204.240

(5) La variación corresponde a la liquidación de las operaciones comerciales de venta y compra financiera de energía, celebradas en el mercado Derivex a través del comisionista. Contiene principalmente el valor de la liquidación de coberturas, la valoración, las garantías y sus rendimientos.

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

Títulos participativos en acciones	Actividad económica	Acciones ordinarias	% Participación	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre 2022
Derivex S.A. (a)	Comercial	51.348	5%	\$ 192.338	\$ 488.377
Acciones de cuantía menor en otras compañías (b)	Energía			6.318	6.318
Operadora Distrital de Transporte (c)	Comercial	2.500	20%	-	2.500.000
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. (d)	Energía	109.353.394	0,22%	-	-
				\$ 198.656	\$ 2.994.695

(a) La Compañía en mayo de 2019 adquirió 35.764 acciones de Derivex S.A. por \$549.377. Es una entidad privada cuyo objeto social consiste en la administración de un sistema de negociación de operaciones sobre instrumentos financieros derivados, cuyos activos subyacentes sean energía eléctrica, gas, combustible y otros commodities energéticos y de registro de operaciones sobre dichos instrumentos. A diciembre de 2022 el valor de la inversión ascendía a \$488.377, la Compañía en diciembre de 2023 adquirió 13.086 acciones de acuerdo al reglamento de adquisición y colocación de acciones por valor de \$211.993 y registró durante el año ajustes a la valoración de la inversión por valor de (\$508.032).

(b) La Compañía por medio del voto escrito el 28 de noviembre de 2022, autorizó la capitalización en la sociedad Operadora Distrital de Transporte S.A.S., por un monto de \$2.500.000 equivalente a 2.500 acciones por una participación del 20% de su composición accionaria. Durante el primer trimestre del 2023, la inversión fue reclasificada como inversión medida bajo el método de participación.

(c) Este reconocimiento se realiza bajo la NIIF28 debido a que corresponde a inversión en compañía asociada con influencia significativa.

(d) En 2019 se reflejó una disminución originada en la inversión en Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., como resultado de la valoración calculada a valor razonable con base en la participación de la Compañía en el patrimonio de dicha sociedad, siendo este el método más adecuado para medir la inversión por las condiciones de la contraparte, esta compañía fue intervenida por el Estado Colombiano y en sus estados financieros con corte al 30 de noviembre de 2023 presenta un patrimonio negativo, por tal razón su valor razonable es \$0.

6. Otros activos no financieros

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Anticipos para adquisición de bienes (1)	\$ 61.549.438	\$ -	\$ 39.524.621	\$ 98.079
Beneficios a empleados por préstamos (2)	2.331.123	35.040.620	1.810.747	28.411.158
Gastos pagados por anticipado (3)	999.196	-	-	-
Descuento tributario IVA AFRP (4)	-	180.855.434	-	126.565.894
Otras cuentas por cobrar	-	95.092	-	85.748
	\$ 64.879.757	\$ 215.991.146	\$ 41.335.368	\$ 155.160.879

- (1) Los anticipos corresponden principalmente a recursos depositados a XM S.A. E.S.P., para las negociaciones de las operaciones de energía en bolsa con otros agentes de mercado por \$34.455.997; DIAN \$14.499.116: corresponde al pago en exceso y/o pago de lo no debido, producto de la interpretación de la administración tributaria (DIAN) con relación al IVA en el servicio de alumbrado público; saldo del anticipo entregado a Generadora y Comercializadora de Energía S.A. E.S.P. sobre compra de energía por \$1.406.829 y anticipo a otros proveedores \$11.187.496.
- (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 a las pólizas constituidas de responsabilidad civil por \$999.196.
- (4) Al 31 de diciembre del 2023, la cuenta por cobrar impuestos corresponde al descuento tributario por \$180.855.434 y (\$126.565.894 en 2022) de acuerdo con el artículo 83 de la ley 1943 de 2018 se creó la oportunidad de un descuento tributario sobre el IVA pagado en la adquisición, construcción o formación e importación de activos fijos reales productivos incluyendo los servicios asociados para ponerlos en condiciones de utilización. Para tomar este descuento en renta debe cumplir con tres requisitos: (i) Que sea un activo fijo real productivo, (ii) que el IVA sea pagado, (iii) que el activo se esté depreciando. Se clasifica como largo plazo debido a que su descuento será aplicado mediante la ejecución de proyectos de construcción de infraestructura.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales, bruto, (1)	\$ 2.549.649.180	\$ 114.555.501	\$ 1.764.256.599	\$ 117.216.616
Otras cuentas por cobrar, bruto, (2)	74.186.723	62.122.616	58.370.054	62.481.756
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	2.623.835.903	176.678.117	1.822.626.653	179.698.372
Provisión de deterioro cuentas comerciales (3)	(220.778.241)	(112.597.117)	(178.441.911)	(111.533.761)
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar (3)	(8.092.644)	(9.946.716)	(6.713.307)	(10.147.705)
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 2.394.965.018	\$ 54.134.284	\$ 1.637.471.435	\$ 58.016.906

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

	Cartera Vigente	Cartera Vencida			Total Cartera Corriente	Cartera no corriente (c)
		1-180	181-360	>360		
Cartera de energía (a)						
Cartera No Convenida (a)	\$ 1.839.790.146	\$ 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 (b)	45.303.916	--	--	--	45.303.916	10.647.964
Clientes Masivos	20.179.076	--	--	--	20.179.076	4.742.770
Grandes Clientes	11.132.423	--	--	--	11.132.423	2.616.499
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	109.690.178
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	\$ 5.824.714

Cartera de negocios Complementarios y Otros (c)	Cartera Vigente	Cartera Vencida			Total Cartera Corriente	Cartera no corriente (e)
		1-180	181-360	>360		
Cientes Masivos	128.590.094	477.862	577.254	3.306.516	132.951.726	3.506.616
Grandes Clientes	74.227.613	15.842.460	754.066	4.730.332	95.554.471	1.358.707
Cientes Institucionales	72.811.764	5.509.003	4.539.438	17.768.962	100.629.167	-
Cartera de Negocios Complementarios, Bruto	275.629.471	21.829.325	5.870.758	25.805.810	329.135.364	4.865.323
Deterioro Cartera de 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	(3.866.330)
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

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

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

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

(1) Al 31 de diciembre de 2023 la variación de las cuentas por cobrar corresponde principalmente a:

- (a) 31 de diciembre de 2023 las cuentas por cobrar corresponden principalmente a cartera de clientes del mercado regulado por \$1.320.241.337, cartera de alumbrado público por \$55.387.660, trabajos a particulares \$207.001.565, cartera de infraestructura \$7.937.552 y cartera de esquemas regulatorios \$112.694.671.

La cartera estimada al 31 de diciembre 2023 y 2022 asciende a \$472.786.103 y \$366.062.134 respectivamente se detalla así: mercado mayorista \$232.626.773 y \$168.256.519, variación generada por mayor cantidad de energía (235.9 GWh) de acuerdo con cambio de contratos y aumento de precio \$8,53 x IPP. Tarifa promedio diciembre: 295 (incluidos subasta), Cartera estimada mercado no regulado \$227.169.775 y \$191.086.107 variación generada por mayor ingreso por cambio de contratos y aumento de precio \$84.27. indexador IPC e IPP. Tarifa promedio 385.27. Cartera estimada de Gas \$6.037.048 y \$6.681.023 variación generada especialmente por la variación de TRM de \$(988,15) en dic/23 con respecto a dic/22 (\$3.822,05 vs \$4.810,20); Cartera estimada de bolsa \$6.927.350, provisión de ingreso por reliquidación de transacciones de Bolsa, cartera estimada venta de cenizas \$25.156 y \$38.485 Se vendieron 2.831 toneladas menos en diciembre 2023 con respecto a diciembre de 2022.

A partir del año 2020 se aplica el mecanismo regulatorio de opción tarifaria de acuerdo con la Resolución CREG 122 del 18 de junio de 2020, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Compañía contra la Resolución CREG 189 de 2019 donde se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización. Dado el ajuste retroactivo de la Resolución CREG036/19 y el ajuste retroactivo asociado a los incentivos de calidad del servicio, se presenta durante

los meses siguientes a la aprobación de cargos un incremento en el cargo de distribución. A partir de abril de 2022 la Compañía se encuentra aplicando el mecanismo de opción tarifaria. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$361.396.771 y 351.055.500, respectivamente.

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

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la cartera de energía residencial diferida de los estratos del 1 al 4 es de \$1.120.619 y \$5.243.048, la porción corriente corresponde a \$1.068.525 y \$5.159.501 y no corriente \$52.095 y \$83.547 respectivamente.

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

- (b) La cartera convenida corresponde a convenios entre la Compañía y los clientes, para cancelar una suma determinada de dinero con un plazo y una tasa de interés preestablecida; estos convenios aplican a los clientes que soliciten financiación por conceptos de consumos de energía en mora o en riesgo de no pago. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la cartera de corto plazo asciende a \$41.597.418 y \$32.760.725, respectivamente.
- (c) 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.

Año	Al 31 de diciembre de 2023
Entre uno y dos años	\$ 4.859.190
Entre dos y tres años	5.522
Mayor a tres años	611
Total	\$ 4.865.323

- (2) Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, corresponde principalmente a cuentas por cobrar a empleados por un valor presente de \$58.528.368 y 59.161.794, por concepto de préstamos de vivienda, educación entre otros. Los préstamos otorgados a empleados se adjudican con tasas entre el 0% y el 4,75% y cuentas por cobrar a personal retirado por un valor presente de \$10.525.662 y 6.888.717 respectivamente, 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.

Cuentas por cobrar a terceros correspondientes a trabajos a particulares e infraestructura de la línea de distribución por \$15.954.635, Cuenta por cobrar a SMN Termocartagena S.A.S., por \$24.035.369, Ministerio de Hacienda por concepto de los pagos realizados por la Compañía, producto de los fallos en contra de Betania correspondiente a los procesos vigentes en la fecha del contrato de compraventa de acciones en 1997 por \$3.316.645, cuenta por cobrar a Prodiel Colombia S.A.S. \$1.313.958, GE Energías Renováveis LTDA \$1.220.736, Jinko Solar Co., LTD. por concepto de reembolsos \$1.204.476, Enel S.p.A. \$1.053 y otros por \$10.375.390.

Dentro del saldo de otros deudores no corrientes al 31 diciembre de 2023, se encuentra principalmente la cartera de empleados por \$59.379.003 y la cuenta por cobrar al Municipio de Guachené y Sesquilé por \$2.743.613, deteriorada al 100%.

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

En la implementación se adoptaron tres modelos definidos por La Compañía:

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

La evolución del deterioro de cartera es el siguiente:

Concepto	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Provisión de deterioro cuentas comerciales		
Modelo Simplificado Colectivo (a)	185.197.268	142.993.681
Modelo Simplificado Individual (b)	148.076.275	147.111.763
Total Provisión de deterioro cuentas comerciales	333.273.543	290.105.444
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar		
Modelo General Colectivo	18.141.175	16.731.240
Total Provisión deterioro otras cuentas por cobrar	18.141.175	16.731.240
Total	351.414.718	306.836.684

Por el año 2023 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 obedece a un aumento significativo producto de mayor facturación realizada en el mes de septiembre de 2023. Por otro lado, se presentó la salida en vivo del sistema facturador SAP ISU en el marco del proyecto FARO, en donde el cálculo de las edades de la cartera se realiza por documento.

(b) Modelo simplificado individual:

La provisión de cartera de modelo individual corresponde principalmente a:

- Provisión mantenimiento e infraestructura Distrito \$581.197.
- Provisión de cartera de municipios \$14.310.043 principalmente, Ifi Concesión Salinas \$3.896.385; Municipio de Sopo \$3.582.258; Santa Ana Clay SA \$2.277.031; Municipio del Colegio \$1.480.031; Municipio de Agua de Dios \$916.368; Municipio Pto Salgar Acueducto \$770.699 y Alcandía Municipal Pto Salgar \$625.571.
- Provisión de cartera de otros negocios \$11.606.780 principalmente, Uniaguas S.A. E.S.P. \$6.352.501 y Aguas del Sinú S.A. E.S.P. \$3.596.791.
- Provisión clientes con prescripción (cartera con edad superior a 5 años que no se encuentra en pleito legal) \$13.482.901.
- Provisión cartera peajes \$952.721.
- Provisión de cartera comercial energía y gas del mercado no regulado y mayorista \$1.681.413. principalmente por incremento de cartera estimada debido a mayor consumo de energía en diciembre 2023 respecto a diciembre 2022, así cambio de PD en para clientes Gecelca a 5,673%.
- Provisión de cartera de esquema padres e hijos \$90.899, el esquema padre e hijos hace referencia a la cartera de clientes corporativos u oficiales, los cuales cuentan con varios puntos de atención, cada uno de estos puntos están asociados a servicios eléctricos diferentes, los cuales son canceladas por padre.

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 2023 no se han evidenciado efectos importantes que incidan en el cálculo del deterioro de cartera, por esta razón se han mantenido los modelos sugeridos bajo NIIF 9.

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

A continuación se detalla la dotación y el uso durante 2023:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Cartera Comercial		
Saldo inicial al 1 de enero de 2023	\$ 306.836.684	\$ 375.675.138
Dotaciones	52.223.202	64.464.905
Usos	(7.645.168)	(133.303.359)
Saldo al 31 de diciembre de 2023	\$ 351.414.718	\$ 306.836.684

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 2023 y 2022 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 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada (*)	Transporte de energía (1)	2.638.151	66.984
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada (*)	Compra de energía (1)	2.225.640	201.197
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada (*)	Otros servicios	83.533	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Expatriados (2)	1.139.051	2.783.640
Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Expatriados (2)	886.582	615.228
Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Póliza covid19	-	12.791
Endesa Energía S.A.	España	Otra (*)	Servicios off-shore	777.503	439.052
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	España	Otra (*)	Servicios off-shore (3)	774.425	1.321.459
Usme Z.E. S.A.S.	Colombia	Asociada	Suministro de Equipos (4)	518.140	-
Usme Z.E. S.A.S.	Colombia	Asociada	Servicios de Mant. (4)	169.980	-
Usme Z.E. S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA (4)	78.805	-
Usme Z.E. S.A.S.	Colombia	Asociada	Construcción patio Usme (4)	-	376.336.585
Enel Green Power Spa.	Italia	Otra (*)	Expatriados (2)	716.076	501.451
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Iluminación navideña	672.270	798.319
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros servicios	27.077	43.331
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Descuento de energía	-	46.013
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Control Tower Chile	377.089	-
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados (2)	149.532	44.266
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Expatriados (2)	514.066	183.198
Atlántico Photovoltaic S.A.S.	Colombia	Subordinada	Reembolso de gastos (5)	442.358	931.395
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Expatriados (2)	345.583	64.163
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Reembolso de gastos	299.709	299.709
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Expatriados (2)	4.087	69.314
Enel Global Trading SPA	Italia	Otra (*)	Expatriados (2)	280.146	123.910
Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Otra (*)	Control Tower Perú	245.179	-
Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Otra (*)	Expatriados (2)	-	46.711
Fontibón Z.E S.A.S.	Colombia	Asociada	Servicio de mant. (6)	134.754	-
Fontibón Z.E S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA (6)	82.097	-
Fontibón Z.E S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato de mandato (6)	-	236.671.076
E-distribucion Redes Digitales	España	Otra (*)	Expatriados (2)	137.785	-
Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Otra (*)	Expatriados (2)	108.062	108.062
Enel Generación Perú S.A.A.	Perú	Otra (*)	Prestación de servicios (2)	-	854.000
Enel Generación Perú S.A.A.	Perú	Otra (*)	Expatriados (2)	98.596	85.005
Companhia Energética Do Ceara	Brasil	Otra (*)	Expatriados (2)	62.933	62.933
Enel North América INC	Colombia	Otra (*)	Expatriados (2)	30.328	-
Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Otros servicios	11.864	-
Colombia ZE S.A.S	Colombia	Asociada	Otros servicios	11.864	-
90.	Colombia	Otra (*)	Otros servicios	10.814	-
Enel Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados (2)	-	132.752
Enel Fortuna S.A.	Panamá	Otra (*)	Expatriados (2)	-	33.107
Total				\$ 14.054.079	\$ 622.875.651

(*) 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).

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

Se presenta un deterioro de acuerdo con la NIIF 9 en las cuentas por cobrar a relacionadas por valor de \$48.656 para el año 2023, en el año 2022 se presentó un deterioro por \$17.050.

- (1) El aumento corresponde principalmente al incremento en las ventas de energía y transporte con Enel X Colombia S.A.S. E.S.P., teniendo en cuenta el crecimiento en su operación por más clientes en diciembre 2022 se prestó el servicio a 10 clientes a diciembre 2023 a 117 clientes.
- (2) La disminución corresponde a los movimientos de provisión año 2022 y recaudos realizados por los costos del personal expatriado de España, Italia, Brasil y Chile en Colombia.
- (3) Servicio de call center de acuerdo con el contrato suscrito entre las partes, la disminución corresponde principalmente a recaudos durante el 2023 por (\$1.187.636). Causación de servicios año 2023 por \$640.602.
- (4) Corresponde a la cuenta por cobrar por contrato de construcción de las obras civiles y eléctricas requeridas para la adecuación de la Unidad Funcional de Operación – UFO 13 Usme II; así como, el suministro de cargadores e-bus derivado del contrato de construcción del patio ubicado en la localidad de Usme de la ciudad de Bogotá D.C., la disminución corresponde principalmente a pagos recibidos durante el 2023 por (\$376.336.583). Los saldos a 31 de diciembre de 2023 corresponden a contratos de mantenimiento, administración y suministro de equipos suscritos entre las partes, que no finalizan con la venta de la sociedad Usme Z.E. S.A.S realizada en el mes de mayo 2023.
- (5) Durante el año 2023 se realizó cruce de cuentas entre el saldo pendiente por pagar de la sociedad y la cuentas por cobrar, disminuyendo de esta manera la cuenta por cobrar en (\$489.037).
- (6) Cuenta por cobrar correspondiente al pago de proveedores de Fontibón Z.E. S.A.S. de acuerdo con el contrato de mandato suscrito entre las partes, la disminución corresponde principalmente a pagos recibidos durante el 2023 por (\$236.671.074). Los saldos a 31 de diciembre de 2023 corresponden a contratos de mantenimiento y administración suscritos entre las partes, que no finalizan con la venta de la sociedad Fontibón Z.E. S.A.S. realizada en el mes de mayo 2023.

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	44.101.114	105.053.782
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Impatriados	1.350.130	1.930.360
Enel Global Services S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	21.889.091	38.712.981
Enel Green Power SpA Glo	Italia	Otra (*)	HH Recharge PUC (2)	8.632.566	14.099.499
Enel Green Power SpA Glo	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	7.459.269	9.859.522
Enel Green Power SpA Glo	Italia	Otra (*)	Technical fee	1.942.142	6.742.033
Enel Green Power SpA Glo	Italia	Otra (*)	Impatriados	509.151	1.006.122
Enel Green Power SpA Glo	Italia	Otra (*)	Pólizas Covid 19	2.150	2.150
Enel X S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	12.545.675	6.822.632
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Servicios informáticos (1)	6.308.331	8.044.863
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Garantías e intereses (3)	1.490.187	10.173.919
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Impatriados	1.418.610	1.149.536
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Pólizas Covid 19	401.909	124.412
Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Otra (*)	HH Recharge PUC (2)	5.774.461	8.347.242
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	1.850.950	1.866.589
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	-	164.890
Fundación Enel	Colombia	Otra (**)	Donaciones	1.180.000	-
Enel Italia S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	518.935	630.988
Enel Green Power España S.L.U.	España	Otra (*)	Impatriados	426.784	1.410.731
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	410.852	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada	Venta Sociedad Portuaria	218.480	-
Enel Generación Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Impatriados	126.965	218.852
Enel Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Impatriados	101.210	120.962
Enel Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Servicios informáticos (1)	-	658.798
Enel Fortuna S.A.	Panamá	Otra (*)	Anticipo Guarantee Fee	93.990	-
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados	17.417	134.512
E-Distribuzione S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios de ingeniería	9.994	12.152
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
Latamsolar Fotovoltaica Sahagun S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	8.000	-
Guayepo Solar S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	1.000	1.000

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

Nombre Empresa Relacionada	País de Origen	Tipo de Vinculada	Tipo de Transacción	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Otra (*)	Reembolso	306	385
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros servicios	239	261.695
Enel Green Power Romania S.R.L.	Romania	Otra (*)	Impatriados	-	1.925.349
Gridspertise S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios de Ingeniería	-	843.207
Enel Iberia S.R.L.	España	Otra (*)	Impatriados	-	441.238
Energía y Servicios South América	Chile	Otra (*)	Otros servicios	-	61.987
Generadora de Occidente, Ltda.	Guatemala	Otra (*)	Reembolso	-	385
Transmisora de Energía Renovable S.A	Guatemala	Otra (*)	Reembolso	-	385
Renovables de Guatemala, S.A.	Guatemala	Otra (*)	Reembolso	-	240
Total				\$ 118.805.908	\$ 220.839.398

(*) 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).

- La disminución corresponde al efecto neto de pago de facturas por servicios año 2022. Provisiones de los servicios informáticos de enero a diciembre de 2023 relacionados con los proyectos Digital Worker Transformation, Governance-E4E SAP Renovables, Global CKS-SAP-TAM-SYSTEM, Online Monitoring e Infraestructure, Servicios Cyber Security-Digital Enebler, Intranet Applications y Global Travel.
- Corresponde a costo de horas hombre por servicios de profesionales de ingeniería para el desarrollo de las plantas La Loma, Guayepo y Windpeshi, la disminución corresponde principalmente a los pagos realizados durante el año 2023 por servicios provisionados en el año 2022 (\$8.039.714).
- Corresponde a las comisiones por la constitución de garantías bancarias para el desarrollo de los proyectos relacionados con los parques solares El Paso, La Loma, Guayepo, Sabanalarga, Fundación y parques eólicos Chemesky, Tumawind y Windpeshi, la disminución se da principalmente por el pago de los servicios año 2022 durante el primer trimestre 2023 por (\$10.070.004).

Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes

Nombre empresa relacionada	País de origen	Tipo de vinculada	Tipo de transacción	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Usme Z.E. S.A.S.	Colombia	Asociada	Anticipo Cargadores (a)	\$ 11.475.464	\$ 10.748.199
Fontibón Z.E. S.A.S.	Colombia	Asociada	Anticipo Cargadores (a)	8.481.110	7.942.630
Enel X Way Colombia S.A.S.	Colombia	Otra (*)	Capitalización (b)	2.905.606	-
Enel Grids S.R.L.	Colombia	Otra (*)	Anticipo Proyecto (c)	834.068	-
Total				\$ 23.696.248	\$ 18.690.829

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

- 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.
- 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.
- Aportes recibidos para el proyecto Enelflex que será desarrollado con la participación de Enel Grids Srl, Gridspertise Srl, Enel Colombia S.A. y el Politécnico de Milán, cofinanciado por el Programa de Naciones Unidas, este proyecto impulsará la iniciativa “Redes de electricidad impulsadas por la demanda digital (3DEN)” de la Agencia Internacional de Energía (AIE), esta iniciativa será a 4 años.

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

Efectos en resultados con entidades relacionadas

Ingresos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Venta de energía (1)	\$ 12.019.466	\$ 201.197
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Transporte de energía (1)	7.960.347	150.667
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Intereses Crédito (2)	702.174	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Venta de Medidores (3)	568.991	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Otros Servicios	28.691	-
Usme Z.E. S.A.S.	Construcción patio Usme (4)	10.629.243	40.406.048
Usme Z.E. S.A.S.	Financieros (5)	5.767.996	9.703.711
Fontibón Z.E S.A.S	Contrato de Mandato (4)	7.248.524	1.972.757
Fontibón Z.E S.A.S	Intereses (5)	2.899.558	11.502.791
Enel Grids S.R.L.	Diferencia en cambio	4.249.166	825.592
Enel Grids S.R.L.	Expatriados	441.397	1.418.354
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	3.112.817	-
Enel Green Power SpA Glo	Technical Fee	1.377.349	-
Enel Green Power SpA Glo	Diferencia en Cambio	1.177.852	988.370
Enel Green Power SpA Glo	Expatriados	240.495	326.958
Enel S.P.A.	Diferencia en cambio	1.144.696	704.358
Enel S.P.A.	Expatriados	528.637	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Reembolso servicios Admin	893.420	1.327.154
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Iluminación Navideña	560.034	798.319
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U	Servicios off-shore	1.081.335	1.045.700
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U	Diferencia en cambio	-	170.012
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	1.026.286	165.416
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en Cambio	936.090	-
Renovables de Guatemala, S.A.	Diferencia en cambio	879.338	899.369
Generadora de Occidente, Ltda.	Diferencia en cambio (6)	501.584	6.098.127
Enel Distribución Perú S.A.	Servicio Control Tower	419.155	-
Enel Distribución Perú S.A.	Diferencia en Cambio	4.054	-
Enel Distribución Perú S.A.	Expatriados	-	15.510
Endesa Energía S.A.	Servicios off shore	392.845	329.654
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	-	57.476
Enel Services México S.A.	Expatriados	360.700	72.923
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en Cambio	192.101	164.537
Enel Global Trading S.p.A.	Expatriados	156.235	109.298
Enel Brasil S.A.	Expatriados	306.863	39.820
Enel Distribución Chile S.A.	Servicios Control Tower	232.160	-
Enel Distribución Chile S.A.	Expatriados	38.716	44.268
Enel Distribución Chile S.A.	Diferencia en Cambio	476	17.388
Enel Green Power España S.L.U.	Expatriados	126.879	-
Enel Green Power España S.L.U.	Diferencia en cambio	82.163	-
Enel Fortuna S.A.	Garantías	168.684	33.108
Enel Fortuna S.A.	Diferencia en Cambio	34.944	-
Enel Green Power Romania S.R.L.	Diferencia en Cambio	199.266	-
Transmisora Energía Renovable S.A.	Diferencia en cambio	184.908	861.358
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	174.383	93
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Operación e intereses	145.567	140.382
Enel Generación Perú S.A.A.	Expatriados	142.586	123.339
Enel Generación Perú S.A.A.	Diferencia en Cambio	2.974	-
Edistribucion Redes Digitales, S.L.U.	Expatriados	137.783	-
Bogotá ZE S.A.S.	Contrato de Administración	119.638	-
Colombia ZE S.A.S.	Servicio de Administración	119.638	-
Enel Italia S.R.L.	Diferencia en cambio	112.052	-
Enel Chile S.A.	Diferencia en Cambio	45.122	-
Enel Chile S.A.	Servicios Informáticos	-	389.701
Enel Chile S.A.	Expatriados	-	76.788
Enel North America Inc	Expatriados	30.328	-
Tecnoguat S.A.	Diferencia en Cambio	10.856	-
Enel Iberia S.R.L.	Diferencia en cambio	9.353	-
Enel Américas S.A.	Expatriados	9.203	7.026
Generadora Montecristo S.A.	Diferencia en cambio	6.877	601.093
E-Distribuzione S.p.A.	Diferencia en Cambio	2.158	-
Codensa S.A. E.S.P.	Venta de energía (a)	-	148.989.211
Codensa S.A. E.S.P.	Otros servicios (a)	-	24.000
Codensa S.A. E.S.P.	Ingresos financieros (a)	-	123
Enel Panamá CAM S.R.L.	Diferencia en cambio	-	18.455.522
Enel Green Power Colombia S.A.S.	Venta de energía (a)	-	13.111.584
Enel Produzione S.P.A.	Expatriados	-	59.005
Enel Produzione S.P.A.	Diferencia en Cambio	-	12.822
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	80
		\$ 69.944.153	\$ 262.441.009

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

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

- (1) Ventas de energía y transporte de la Compañía a Enel X Colombia S.A.S. E.S.P teniendo en cuenta el crecimiento en clientes durante el último año, esta sociedad inició operaciones en septiembre de 2022.
- (2) Durante el año 2023 se realizaron desembolsos de créditos a la sociedad Enel X Colombia S.A. E.S.P, generando ingresos financieros. La deuda quedó saldada al cierre de diciembre 2023.
- (3) Para el desarrollo de sus operaciones se realizó la venta de 280 medidores a Enel X Colombia S.A.
- (4) El aumento corresponde principalmente al inicio del contrato de mantenimiento preventivo de los cargadores en Fontibón Z.E. S.A.S. y Usme Z.E. S.A.S. concesiones desde agosto de 2022 y marzo de 2022, respectivamente.
- (5) La disminución corresponde principalmente a la liquidación de los intereses sobre el préstamo otorgado a Fontibón Z.E. S.A.S. y Usme Z.E. S.A.S. en marzo de 2022 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 2 meses en el año 2023, teniendo en cuenta que se recibió el pago del crédito en el mes de febrero 2023.
- (6) La disminución corresponde al efecto por tasa de cambio de los dividendos recibidos en el año 2023, generaron un gasto. Durante el año 2022 las tasas de cambio tuvieron tendencia al incremento mensual, lo que fue favorable para los ingresos en moneda extranjera.

Costos y gastos/Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Enel Grids S.R. L.	Servicios informáticos (1)	\$ 22.064.013	\$ 11.556.263
Enel Grids S.R. L.	Impatriados (2)	2.286.044	1.660.926
Enel Grids S.R. L.	Diferencia en cambio	-	2.509.994
Enel Global Services S.R.L.	Servicios informáticos (1)	13.104.207	10.018.046
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	-	2.524.269
Enel SPA.	Servicios Informáticos (1)	6.748.111	5.014.420
Enel SPA.	Impatriados (2)	2.805.054	2.050.213
Enel SPA.	Garantía e intereses (3)	1.245.939	9.175.964
Enel SPA.	Diferencia en cambio	-	736.073
Enel Green Power S.p.A. Glo	Servicios informáticos	6.605.505	5.371.362
Enel Green Power S.p.A. Glo	Diferencia en cambio	1.561.337	1.096.866
Enel Green Power S.p.A. Glo	Technical fee	-	4.412.459
Enel Green Power S.p.A. Glo	Impatriados	-	288.443
Enel X S.R.L.	Servicios informáticos (1)	8.036.465	2.169.992
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	110.440	515.011
Fundación Enel Colombia.	Donaciones	7.521.001	1.156.739
Enel Panamá CAM S.R.L.	Diferencia en cambio (4)	7.112.036	-
Gridspertise S.R.L.	Servicios de ingeniería	4.036.424	2.466.445
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	86.754	54.961
Enel Global Trading S.p.A.	Servicios informáticos	2.179.610	2.294.944
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	3.545	109.856
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Dispon. infraestructura	1.637.607	1.579.277
Usme Z.E. S.A.S.	Gasto Financiero	727.265	63.939
Fontibón Z.E S.A.S	Gasto Financiero	538.480	47.340
Enel Green Power Romania Srl	Impatriados (2)	472.398	790.883
Enel Green Power Romania Srl	Diferencia en Cambio	-	156.459
Enel Brasil S.A.	Impatriados (2)	380.168	56.908
Enel Brasil S.A.	Diferencia en Cambio	56.127	-
Transmisora Energía Renovable S.A.	Diferencia en cambio	318.122	4
Enel Iberia S.R.L.	Impatriados	292.747	474.691
Enel Iberia S.R.L.	Diferencia en cambio	-	15.964
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Fibra óptica Betania	262.990	161.840
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Otros Servicios	11.444	2.032
Enel Chile S.A.	Impatriados	183.909	120.962
Enel Chile S.A.	Servicios informáticos	76.762	-
Enel Chile S.A.	Diferencia en cambio	1.280	108.308
Enel Generación Chile S.A.	Impatriados	210.934	211.795
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	5.772	50.203
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.	Diferencia en cambio	125.492	20.882
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	119.153	8.672
Renovables De Guatemala S.A.	Diferencia en cambio	33.485	2
Enel Services México S.A.	Diferencia en Cambio	29.831	-
Enel Distribución Perú S.A.	Diferencia en Cambio	26.112	-
Enel Distribución Chile S.A.	Impatriados	22.762	299.916
Enel Fortuna S.A.	Diferencia en Cambio	18.633	-
Enel Generación Perú S.A.A.	Diferencia en Cambio	2	-
Codensa S.A. E.S.P.	Transporte de energía (a)	-	32.868.945
Codensa S.A. E.S.P.	Gastos financieros (a)	-	28.021
Enel Green Power Colombia S.A.S.	Compra de energía (a)	-	7.503.795
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	530.357
Enel Italia S.R.L.	Impatriados	-	211.566
Enel Italia S.R.L.	Diferencia en cambio	-	80.035

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

Costos y gastos/Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Impatriados	-	182.647
Enel Green Power España S.L.U.	Diferencia en cambio	-	97.347
Enel Green Power España S.L.U.	Expatriados	-	86.714
Energía y Servicios South América	Otros servicios	-	11.592
Cesi S.p.A.	Diferencia en cambio	-	2.100
E-distribuzione SpA	Diferencia en cambio	-	1.755
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Transporte de energía	-	759
Generadora de Occidente Ltda	Diferencia en cambio	-	6
Generadora Montecristo S.A.	Diferencia en cambio	-	4
Enel Panamá CAM S.R.L.	Diferencia en cambio	-	1
Total		\$ 91.057.960	\$ 110.958.967

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

- (1) El aumento corresponde principalmente a que las transacciones realizadas en los meses de enero y febrero de 2022 en Codensa S.A. E.S.P. y EGP Colombia S.A.S. E.S.P, se trasladaron al patrimonio. En el año 2023 no se tiene este efecto y se muestra el resultado total del año.
- (2) El incremento corresponde principalmente al cobro por concepto de bonos de fidelización y bonos de productividad pagados a personal expatriado en el año 2023 por \$1.379.960.
- (3) Para el año 2023 las garantías de la Compañía no se toman por medio de Enel S.p.A, sino directamente con las entidades financieras, actualmente solo se registra la comisión intercompany que permanecerá hasta el vencimiento de las garantías constituidas con Enel SPA en el año 2022.
- (4) Al cierre de diciembre 2023 se recibió decreto y pago de dividendos por parte esta empresa vinculada, la tasa de cambio del día en el que se decretaron vs la tasa del día de pago fue menor, generando un gasto por tasa de cambio.

Junta Directiva y personal clave de la gerencia

Junta Directiva

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

La Junta Directiva vigente al 31 de diciembre de 2023, fue elegida por la Asamblea General de Accionistas en sesión extraordinaria llevada a cabo el 12 de julio de 2023. 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 extraordinaria del 12 de julio de 2023 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 109 celebrada el 12 de julio de 2023, se aprobó la plancha de Junta Directiva en los términos expuestos a continuación:

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

Renglón	Principal	Suplente
Primero	Luciano Tommasi	Francesco Bertoli
Segundo	José Antonio Vargas Lleras	Maurizio Rastelli
Tercero	Andrés Caldas Rico	Diana Marcela Jiménez Rodríguez
Cuarto	Carolina Soto Losada	Felipe Castro Pachón
Quinto	Juan Ricardo Ortega López	Andrés Baracaldo Sarmiento
Sexto	Jorge Andrés Tabares Ángel	Néstor Raul Fagua Guauque
Séptimo	Astrid Martínez Ortiz	Mario Trujillo Hernández

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 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Vargas Lleras José Antonio	\$ 147.894	\$ 127.949
Ortega López Juan Ricardo	116.960	127.709
Martínez Ortiz Astrid	116.960	118.777
Tabares Ángel Jorge Andrés	116.960	109.844
Soto Losada Carolina	98.713	118.777
Caldas Rico Andrés	67.069	109.844
Rubio Díaz Lucio	61.913	136.641
Tommasi Luciano	55.047	-
Jimenez Rodriguez Diana Marcela	18.957	-
Pachon Castro Felipe	18.247	-
Villasante Losada Alvaro	-	36.194
Rastelli Maurizio	-	9.040
Total general	\$ 818.720	\$ 894.775

Personal clave de la gerencia

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

Nombre	Cargo	Periodo
Lucio Rubio Díaz	Gerente	enero – mayo
Luciano Tommasi	Gerente	Junio – diciembre
Eugenio Calderón	Primer Suplente del Gerente	enero – diciembre
Fernando Gutierrez Medina	Segundo Suplente del Gerente	enero – diciembre
Francesco Bertoli	Tercer Suplente del Gerente	enero – diciembre
Carlos Mario Restrepo	Cuarto Suplente del Gerente	enero – diciembre
Maurizio Rastelli	Quinto Suplente del Gerente / Gerente Administrativo y Financiero	enero – diciembre

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Compañía del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023 ascienden a \$7.286.738. Estas remuneraciones incluyen los salarios y bonificaciones así:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Remuneraciones	\$ 6.176.847	\$ 6.955.482
Beneficios a corto plazo	535.791	1.452.147
Beneficios a largo plazo	574.100	1.433.334
\$	7.286.738	\$ 9.840.963

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 2023, la Compañía no cuenta con beneficio de pagos basados en acciones al personal clave de la gerencia, ni ha constituido garantía a favor de estos.

Al 31 de diciembre de 2023, se reconocieron bonos de retiro por valor de \$555.480.

9. Inventarios, neto

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Materiales eléctricos y accesorios de energía, neto (1)	\$ 297.948.735	\$ 254.474.855
Carbón (2)	93.094.667	86.464.724
Transformadores (3)	56.681.028	46.094.006
Bonos de carbono CO ₂ (4)	23.573.288	90.656
Inventario en tránsito (5)	19.906.311	-
Materiales no eléctricos (1)	6.049.392	10.220.806
Otros inventarios	3.137.279	3.307.773
Fuel Oil (6)	1.975.748	32.550.531
Total, inventarios	\$ 502.366.448	\$ 433.203.351

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

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Repuestos y materiales (a)	\$ 310.765.574	\$ 269.656.406
Provisión de materiales (b)	(6.767.447)	(4.960.745)
Total, otros inventarios	\$ 303.998.127	\$ 264.695.661

- (a) 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 2023.
- (b) b) Al 31 de diciembre de 2023 se realizó uso de la provisión constituida para el periodo 2023 por \$1.189.651, correspondiente a baja de material obsoleto en el segmento de distribución, así mismo se constituye provisión de obsolescencia correspondiente a materiales eléctricos y accesorios para los proyectos de redes y subestaciones por \$2.999.590 para la vigencia 2024; para el segmento de generación se realizó el uso de la provisión de central Cartagena constituida en el 2022 por \$3.237.
- (2) Carbón (Central Termozipa): Con corte al 31 de diciembre de 2023 y con respecto al corte del 31 de diciembre de 2022, el mayor valor del inventario registrado se debe al incremento de las compras del combustible para atender el alto consumo como consecuencia de la presencia del Fenómeno del Niño, especialmente en el último trimestre del año, y mantener el almacenamiento a máxima capacidad para garantizar la operación durante dicho Fenómeno y su duración esperada hasta el primer semestre de 2024.
- (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 2023.
- (4) Al 31 de diciembre de 2023, se tienen reconocidos bonos de carbono CO₂, cuyo valor razonable es de \$78.330.801 y valor en libros \$23.573.288 correspondientes a:

Reconocimiento bonos de Carbono			
Mes/Año de emisión	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
Total, bonos emitidos	6.389.654	\$	78.330.801
Total, bonos vendidos		\$	54.757.513
Total, Reconocimiento bonos de carbono		\$	23.573.288

- (5) Al 31 de diciembre de 2023 se incluye la compra del material “2001283752 – Centro de Transformación Solar” por \$19.906.311 el cual físicamente se encuentra ubicado en instalaciones del proveedor. Enel Colombia posee el control y la titularidad del inventario. Estos materiales se catalogan actualmente como inventario en tránsito.
- (6) Fuel Oil Al 31 de diciembre de 2023, con respecto al 31 de diciembre de 2022, el valor del inventario de combustóleo disminuyó debido a la venta de la Central Cartagena, la transferencia de la propiedad al nuevo dueño se realizó a partir del 1 de diciembre de 2023.

10. Activos mantenidos para la venta

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Proyecto Windpeshi (1)	\$ 424.247.550	\$ -
Propiedades, planta y equipo (2)	261.138	261.138
Acciones Colombia ZE S.A.S. (3)	-	44.318.800
	\$ 424.508.688	\$ 44.579.938

- (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, al cierre del año 2023, los activos asociados a este proyecto se reclasificaron como activos mantenidos para la venta.
- (2) Según los acuerdos de arreglo directo realizados entre la compañía y Estandarte Promotora S.A.S., se formaliza el proceso de compra de activos por parte de esta entidad con el primer pago efectuado en el mes de agosto de 2021.

Este acuerdo considera dos activos:

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

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

El 30 de junio de 2022 se cumplió el hito del segundo pago por valor de \$6.100.000 detallados así: Lote Waku-Waku \$5.412.112 y bodega Facatativá por \$687.888.

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

Al 31 de diciembre de 2022 se protocolizó la venta del Lote Waku-Waku mediante la escritura 2345-22 de la notaría 70 por el cual se realizó la transferencia de dominio, adicionalmente la venta de la bodega Facatativá se realizó parte de la protocolización de la venta a través de la escritura 2346-22, al 31 de diciembre de 2023 se encuentra en proceso de protocolización en virtud de la licencia de subdivisión del predio por valor en libros de \$261.138.

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

	Al 31 de diciembre de 2023
Propiedades, planta y equipo, neto	
Terrenos Bodega Facatativá	\$ 261.138
	\$ 261.138

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

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

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

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

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

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

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

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

El 21 de abril de 2023, se finalizó la segunda etapa con la venta del 80% de las acciones de Colombia ZE S.A.S., a la división de negocio InfraBridge (Antes AMPCI Ebus Development LLC) de la sociedad Digital Bridge Operating Company, LLC., por \$44.318.800.

11. Activos por impuesto sobre la renta

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Activos por impuestos de renta	\$ 5.842.707	\$ 5.842.707
Total activos por impuestos corrientes	\$ 5.842.707	\$ 5.842.707

El activo por impuesto corriente corresponde 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.

La discriminación del activo por impuesto de renta de cada periodo corresponde a:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Autorretenciones a favor 2020	\$ 2.420.336	\$ 2.420.336
Autorretenciones a favor 2019	1.002.035	1.002.035
Menor valor de anticipo 2020	2.420.336	2.420.336
Activo por impuestos corrientes	\$ 5.842.707	\$ 5.842.707

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 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Renovables de Guatemala S.A. (*)	Servicios Públicos	Subsidiaria	19.244.655	99,9999%	1.364.429.147	1.844.660.040
Enel Panamá CAM S.R.L. (1) (*) (**)	Servicios Públicos	Subsidiaria	3.000	99,9667%	1.184.933.111	1.535.966.264
Enel Costa Rica CAM S.A. (2)	Servicios Públicos	Subsidiaria	27.500.000	100,0000%	223.824.533	501.148.065
Generadora de Occidente Ltda. (*)	Servicios Públicos	Subsidiaria	16.099.080	99,0000%	156.857.240	226.445.298
Generadora Montecristo S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	381.995	99,9987%	99.788.852	117.182.579
Tecnoguat S.A. (*)	Servicios Públicos	Subsidiaria	23.211	75,0000%	55.751.304	69.270.712
Colombia ZE S.A.S. (3)	Servicios	Asociada	5.186.737	20,0000%	35.991.820	78.911.938
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. (4)	Inversión	Subsidiaria	50.368	100,0000%	11.253.701	4.208.563
Crédito Facil Codensa S.A. (5)	Inversión	Asociada	15.678	48,9938%	10.054.168	14.584.815
Enel Renovable S.R.L. (**)	Servicios Públicos	Subsidiaria	1	0,9901%	8.693.990	10.864.870
Enel Guatemala S.A. (6)	Servicios Públicos	Subsidiaria	672.079	99,9900%	7.700.777	4.558.559
Enel X Way Colombia S.A.S. (7)	Servicios	Asociada	6.014	40,0000%	5.514.141	-
Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (8)	Inversión	Asociada	12.500	20,0000%	3.180.589	-
Generadora Eólica Alto Pacora S.R.L. (9)	Servicios Públicos	Subsidiaria	1	0,9901%	-	477
Llano Sánchez Solar Power One S.R.L. (10)	Servicios Públicos	Subsidiaria	-	0,0000%	-	741
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (11)	Servicios Portuarios	Subsidiaria	851.757	99,9900%	-	3.721.937
Transmisora de Energía Renovable S.A. (12) (*)	Servicios Públicos	Subsidiaria	2.335.568	99,9979%	-	164.578.039
P.H. Chucas S.A. (13)	Servicios Públicos	Subsidiaria	24.690	37,7947%	-	101.514.908
Deterioro de Inversiones						
Enel Costa Rica CAM S.A. (14)					(132.637.177)	(101.108.667)
Colombia ZE S.A.S. (3)					-	(54.512.717)
P.H. Chucas S.A. (14)					-	(31.528.510)
					\$ 3.035.336.196	\$ 4.490.467.911

- (1) Enel CAM Panamá S.R.L.: La actividad principal de la Compañía consiste en operar y desarrollar plantas de generación de energía hidroeléctrica, fotovoltaica y fuentes renovables. La capacidad total instalada de la Compañía es 361.7 MW Dc más 65 MW Dc en construcción.

La Compañía está conformado por siete (7) sociedades constituidas conforme las leyes de la República de Panamá, La Compañía opera una (1) planta de generación hidroeléctrica y nueve (9) plantas de generación fotovoltaicas, una (1) de estas plantas de generación fotovoltaicas se encuentran en proceso de construcción al 31 diciembre de 2023.

A continuación, se detallan las compañías subsidiarias:

- Enel Fortuna, S.A.
- Enel Renovable S.R.L.
- Jaguito Solar 10MW, S.A.
- Progreso Solar 20MW, S.A.
- Generadora Solar Austral, S.A.
- Generadora Solar de Occidente S.A.
- Generadora Solar El Puerto, S.A.

- (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. La Compañía es de origen costarricense, tiene su domicilio y oficinas principales en San José, el plazo social de la entidad jurídica es por 99 años, iniciando el 11 de septiembre de 1991, por lo tanto, finaliza el 11 de septiembre del 2090.

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

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 Digital Bridge 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 InfraBridge 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) 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.

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

La Compañía fue constituida mediante escritura pública No. 23 autorizada el 4 de noviembre de 1999 por el Notario Ana Beatriz Ponce Rivera de 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 Ltda.
- Tecnoguat S.A.
- Generadora Montecristo S.A.
- Renovables de Guatemala S.A.

- (7) 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.

- (8) 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.

- (9) El 13 de febrero de 2023 se protocolizó convenio de Fusión por absorción suscrito entre las sociedades Generadora Solar Tolé S.R.L., Generadora Eólica Alto Pacora S.R.L. y Enel Renovable S.R.L.

- (10) En diciembre de 2023 se protocolizó convenio de Fusión por absorción suscrito entre la sociedad Llano Sánchez Power One S.R.L y Enel Renovable S.R.L.

- (11) El 01 de diciembre de 2023 se protocolizó la venta de la compañía Sociedad Portuaria Central Cartagena.
- (12) En octubre de 2023 se realizó la venta de la compañía Transmisora de Energía Renovable S.A.
- (13) En junio de 2023, se realiza transferencia de las acciones que tenía la Compañía en la sociedad PH Chucas S.A. a título gratuito, a la sociedad Enel Costa Rica CAM, por un valor de USD 64.596.747,87, que equivalen a 24.690 acciones. Esta transacción no genera movimiento de efectivo de las partes.
- (14) Corresponde al deterioro de la inversión que tenía Enel Costa Rica CAM S.A., sobre Energía Global Operaciones S.A., atendiendo las pérdidas acumuladas que venía arrastrando dicha entidad. Para Chucas S.A. se presentó un deterioro de la inversión, asociada a los indicadores de deterioro de los activos en concesión de dicha entidad. 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, se incluye en esta cesión, el deterioro que Enel Costa Rica CAM S.A. por un valor de \$31.528.510.

Dividendos Guatemala

(*) Transmisora de Energía Renovable S.A. el 20 de marzo de 2023 declaró dividendos por USD 1.700.000 correspondiente a las utilidades de 2021 y 2022, de los cuales USD1.699.963,62 corresponden a la Compañía, USD35,70 a Enel Guatemala S.A. y USD0,68 Generadora Montecristo S.A.; el pago fue realizado el 28 de marzo de 2023.

Generadora de Occidente Ltda. el 23 de junio de 2023 declaró y pagó dividendos por USD14.000.000 de los cuales USD13.860.000 corresponden a la Compañía y USD140.000 a Enel Guatemala S.A.

Tecnoguat S.A el 23 de junio de 2023 declaró y pagó dividendos por USD400.000 de los cuales USD300.000 corresponden a la Compañía y USD100.000 a Inversiones JB Limitada.

Renovables de Guatemala S.A el 23 de junio de 2023 declaro y pagó dividendos por USD24.300.000 de los cuales USD24.299.997,57 corresponden a la Compañía y USD2,43 Enel Guatemala S.A.; el 24 de diciembre esta sociedad giró dividendos a la Compañía por valor de USD5.000.000.

Dividendos Panamá

El 30 de marzo de 2023 la compañía Enel Fortuna S.A., declaró dividendos por USD52.710.079,85 correspondiente a las utilidades de 2022; USD26.384.120,08 a Enel Panamá CAM S.R.L., USD26.308.988,71 al Estado de Panamá y USD16.971,06 a terceros minoritarios.

El 24 de mayo de 2023, se declara dividendos por parte de Enel Panamá CAM S.R.L por valor de USD21.700.000, de los cuales USD21.692.769,08 corresponden a la Compañía y USD7.230,92 a Enel Américas S.A. Estos dividendos fueron pagados en el mes de junio.

(**) Para las compañías Enel Panamá CAM S.R.L. y Enel Renovable S.R.L se encuentra incluido un Good Will por \$95.412.005 y \$8.003.310, respectivamente.

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

La información financiera al 31 de diciembre de 2023 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	9.105	11.253.704	25.918.394

Estado de Resultados

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

Compañías Centroamérica:

Estado de Situación Financiera:

	Activo Corriente	Activo No Corriente	Total Activo	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Patrimonio	Total Pasivo y Patrimonio
Renovables de Guatemala, S.A.	208.845.785	1.169.908.831	1.378.754.616	14.325.469	-	1.364.429.147	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	11.682.012	158.441.646	177.658.320
Generadora Montecristo, S.A.	237.791.534	76.880.216	314.671.750	179.149.702	35.731.901	99.790.147	314.671.750
PH Chucús 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	3.727.988	-	74.335.071	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	10.811.384	7.701.077	70.495.614

Estado de Resultados

	Ingresos	Costos y Gastos	Resultado Financiero	Resultado de otras inversiones	Resultado en Venta de Activos	Impuestos sobre sociedades y diferido	Utilidad 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
Transmisora de Energía Renovable, S.A.	2.666.730	(992.752)	13.493	-	-	(189.152)	1.498.319
Generadora Montecristo, S.A.	14.825.792	(9.840.906)	3.811.654	-	-	(1.135.647)	7.660.893
PH Chucús S.A.	62.462.401	(85.459.617)	(290.216.149)	-	-	-	(313.213.365)
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
Generadora Solar Tole, S.R.L. (**)	-	(1.414)	-	-	-	-	(1.414)

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

(**) Reconocimiento en el resultado de la inversión a febrero de 2023 en Transmisora de Energía Renovable, S.A. antes de la reclasificación de mantenido para la venta y en Generadora Solar Tole, S.R.L. antes del proceso de Fusión con Enel Renovable S.R.L.

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

	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)
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	(9.247.386)
Enel X Way Colombia S.A.S.	13.833.424	48.072	13.785.352	13.833.424	26.276

13. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto

Activos Intangibles	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Derechos y servidumbres (1)	\$ 90.083.310	\$ 94.720.232
Costos de desarrollo	27.568.973	37.254.821
Licencias	2.598.794	5.961.305
Programas informáticos (2)	332.526.841	300.554.189
Otros activos intangibles identificables (3)	334.272.114	352.264.644
Construcciones y avances de obras	334.272.114	352.264.644
Activos intangibles, neto	\$ 787.050.032	\$ 790.755.191
Costo		
Derechos y Servidumbres (1)	163.303.223	163.317.110
Costos de desarrollo	62.528.219	71.652.225
Licencias	89.375.103	88.697.341

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

Activos Intangibles	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Programas Informáticos (2)	849.662.062	691.268.867
Otros Activos Intangibles Identificables (3)	338.141.528	356.134.058
<i>Construcciones y avances de obras</i>	334.272.114	352.264.644
<i>Otros recursos intangibles</i>	3.869.414	3.869.414
Activos Intangibles, Bruto	\$ 1.503.010.135	\$ 1.371.069.601
<i>Amortización</i>		
Derechos y Servidumbres (1)	(73.219.913)	(68.596.878)
Costos de desarrollo	(34.959.246)	(34.397.404)
Licencias	(86.776.309)	(82.736.036)
Programas Informáticos (2)	(517.135.221)	(390.714.678)
Otros Activos Intangibles Identificables (3)	(3.869.414)	(3.869.414)
Amortización Acumulada de Activos Intangibles	\$ (715.960.103)	\$ (580.314.410)

- (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.

Dentro de las servidumbres las más significativas están: Nueva Esperanza, Compartir, Líneas AT y MT de Nueva Esperanza a las diferentes Subestaciones y proyecto El Paso, La Loma y Fundación.

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

La amortización al 31 de diciembre de 2023 y 2022 corresponde a \$4.623.035 y \$2.893.229, respectivamente.

- (2) El incremento corresponde a adiciones por software asociados con los proyectos: Sistemas de servicio centralizado para garantizar la eficiencia y la eficacia de todas las actividades y proyectos relacionados con las plataformas y aplicativos de apoyo de GDS (CRM, IC talent, Ixal S&S) \$12.801.417, proyectos relacionados con las plataformas SAP ERP \$6.132.137; ERP Evolutivos \$4.414.172, licencias \$15.487 y otros programas \$11.107.
- (3) Los otros activos intangibles identificables están compuestos por las ejecuciones y adquisiciones de los proyectos que se relacionan a continuación:

Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2023	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2022
Obligaciones ambientales impuestas por la CAR -Cadena Río Bogotá	\$ 92.226.429	\$ 92.226.429
Bd - Chinú-Sahagun	34.032.123	16.733.236
Nuevos desarrollos Digital Hub	30.090.392	38.704.864
Bd - solar - Guayepo	20.220.111	13.924.708
Proyecto Billing Faro	19.839.064	33.420.844
Bd- solar - Atlántico PV	19.640.861	35.533.655
Smart Meter y Smart Tracking	15.148.809	21.373.259
Bd -Valledupar-Chemesky-windpeshi	13.915.312	12.178.353
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT	13.332.087	14.654.391
Proyectos market GDS	11.780.731	18.032.461
Plam Data	9.871.506	-
Foundation layer -GR&3DM	6.929.030	7.324.282
Liquidadores CFC, project y NewCo	6.530.196	7.638.497
Salesforce	5.494.897	1.800.151
Cybersecurity	5.322.080	2.298.894
Sistemas de servicio centralizado para garantizar la eficiencia y la eficacia de todas las actividades y proyectos relacionados con las plataformas ERP	4.299.032	3.512.975
Arora-Complex project advanced mon.	4.203.451	6.181.152
Resource allocation optimization	4.093.499	4.442.264
Bd- solar- El Paso Extension	4.090.591	5.638.581
Network analysis tool	3.542.093	4.447.856
Otros proyectos corporativos y comerciales - ICT y renovables	3.389.407	2.808.704
Desarrollo herramienta de captura de datos para cálculo de margen de contribución)	2.567.710	2.651.588
Global Fonto office	1.033.100	763.972
Maintenance remote control	965.473	1.103.517
Desarrollo de nuevas soluciones	934.162	469.012
Bd - wind Tumawind	483.553	2.973.429
CROSS Nuevos desarrollos de tecnologías cruzadas	166.212	511.287
BD - solar - Fundación y La Loma	130.203	916.283
Total	\$ 334.272.114	\$ 352.264.644

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

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

	Costos de Desarrollo	Derechos y Servidumbres	Licencias	Programas Informáticos	Construcciones y avances de obras	Activos Intangibles
Saldo Inicial 01 de enero de 2022	\$ 1.406.386	\$ 39.986.109	\$ 3.573.489	\$ 38.328.644	\$ 96.104.663	\$ 179.399.291
Movimientos en activos intangibles 2022						
Adiciones	-	-	-	-	250.284.346	250.284.346
Adiciones fusión	67.994.557	77.046.343	88.524.757	494.436.821	84.768.600	812.771.078
Trasposos	-	2.814.000	779.476	103.565.850	(107.159.326)	-
Amortización	(474.887)	(4.215.805)	(5.585.201)	(97.150.841)	-	(107.426.734)
Amortización Fusión	(30.061.092)	(16.615.938)	(58.609.189)	(238.986.571)	-	(344.272.790)
Otras Adiciones/Disminuciones-Reclasificaciones	(1.610.143)	(4.294.477)	(22.722.027)	360.286	28.266.361	-
Total, movimientos en activos intangibles	35.848.435	54.734.123	2.387.816	262.225.545	256.159.981	611.355.900
Saldo Final 31 de diciembre de 2022	\$ 37.254.821	\$ 94.720.232	\$ 5.961.305	\$ 300.554.189	\$ 352.264.644	\$ 790.755.191
Adiciones (*)	-	-	-	-	141.858.476	141.858.476
Trasposos	772.809	(13.887)	677.762	158.393.196	(159.829.880)	-
Amortización	(561.842)	(4.623.035)	(4.040.273)	(126.420.544)	-	(135.645.694)
Mantenido para la venta Windpeshi	(9.896.815)	-	-	-	(21.126)	(9.917.941)
Total, movimientos en activos intangibles	(9.685.848)	(4.636.922)	(3.362.511)	31.972.652	(17.992.530)	(3.705.159)
Saldo Final 31 de diciembre 2023	\$ 27.568.973	\$ 90.083.310	\$ 2.598.794	\$ 332.526.841	\$ 334.272.114	\$ 787.050.032

(*) Al 31 de diciembre de 2023 se registraron adiciones correspondientes a:

Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2023
Proyecto Billing facturación	\$ 39.436.170
Proyecto Guayepo III	12.524.029
Licencias y desarrollos Salesforce	11.276.188
Asistencias E-home	9.262.684
Proyecto Sahagun y Chinu	8.843.237
Proyectos COM Y evolutivos de negocio	7.420.758
Otros desarrollos y evolutivos menores	6.531.519
Proyecto Atlantico	6.034.863
Global Trading y global Power Generation Digital Hub	4.794.161
Poyecto Local System Colombia	4.360.278
Cybersecurity	4.172.513
data driven maintenance	3.717.612
Renovación Scada Spectrum	3.278.433
Proyectos Smart execution y Control	3.191.273
Proyecto Chemesky	3.157.346
Proyectos M&f Smile	2.785.918
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT y renovables	2.605.350
Proyecto Cybersecurity y staff service	2.153.343
AOP-MST-Material smart tracking, Control, Maintenance	1.816.052
Aplicaciones móviles de proyectos GDS	1.203.281
Local System y Hw spectrum	1.025.006
Poyecto Datalake	797.074
Liquidador project	630.912
Proyectos evolutivos de negocio GRID	308.902
Otros proyectos Renovables	283.916
Prima de estabilidad Juridica el Quimbo	124.412
Global Data plataform	96.258
Proyecto Tumawind	26.988
Total	\$ 141.858.476

(4) Trasposos por software asociados con los proyectos:

Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2023
Proyecto Billing Faro	\$ 33.122.626
Proyecto UNIQUE ID	27.312.682
Proyecto E-Home	12.754.299
Smaet tackeing	8.829.932
Cyber security	7.287.109

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

Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2023
SAP ERP	6.982.743
Tool-Asset Inventory	6.692.335
AURORA-Complex project advanced mon	6.183.121
Proyectos Liquidadores	5.342.081
Local System	5.230.433
Licencias Salesforce, E4E, Doxe QlikSense	4.831.001
CRM Architectural Convergence	4.717.042
Network Advanced Services	4.698.727
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT	3.860.691
Proyecto SAMAN	3.580.990
Virtual Visit and cust. Self	3.211.781
Enel Center Hub Operations	2.949.672
GLOBAL FRONT OFFICE Intercompany	2.507.591
Proyectos M&F Smile	2.453.057
Evolutivos técnicos y de negocio	2.128.893
Proyectos Management (ambientes de desarrollo)	1.938.325
Proyecto Datalaka	767.982
Proyecto Customer B2B/G	730.634
Roboticks y drones	196.819
Proyectos Global Data Platform	82.630
Total	\$ 158.393.196

Al 31 de diciembre de 2023 la Compañía no presenta activos intangibles cuya titularidad tenga alguna restricción ni respaldo de garantía de deudas.

Al 31 de diciembre de 2023, no se presentan compromisos de adquisición en activos intangibles mediante subvención oficial.

Al 31 de diciembre de 2023 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	2023	2022
Derechos y servidumbres	30	33
Costos de Desarrollo	6	7
Licencias	3	-
Programas informáticos	3	3

14. Propiedades, planta y equipo, neto

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Plantas y equipos	\$ 14.221.773.822	\$ 13.118.046.576
Plantas de generación hidroeléctrica	6.687.448.856	6.763.343.053
Plantas de generación termoelectrica	615.782.272	620.296.072
Renovables	744.904.032	219.404.881
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	6.173.638.662	5.515.002.570
Construcción en curso (1) (**)	2.629.913.172	3.531.082.403
Terrenos	482.222.477	424.059.853
Edificios	931.837.574	411.709.705
Instalaciones fijas y otras	60.840.961	55.632.259
Instalaciones fijas y accesorios	6.843.411	7.174.846
Otras instalaciones	53.997.550	48.457.413
Arrendamientos financieros	223.105.663	226.251.492
Activos por uso NIIF 16	223.105.663	226.251.492
Edificios	93.165.498	103.377.417
Terrenos	120.173.194	104.091.278
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	9.766.971	18.782.797
Propiedades, plantas y equipos, neto	\$ 18.549.693.669	\$ 17.766.782.288

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Costo		
Plantas y equipos	\$ 24.285.315.178	\$ 23.067.124.741
Plantas de generación hidroeléctrica	10.337.931.127	10.254.542.977
Plantas de generación termoeléctrica	1.084.790.323	1.465.214.019
Renovables	796.363.997	256.627.544
Subestaciones, instalaciones, y redes de distribución	12.066.229.731	11.090.740.201
Construcción en curso	2.629.913.172	3.531.082.403
Terrenos	482.222.477	424.059.853
Edificios	1.070.633.018	539.343.500
Instalaciones fijas accesorios y otras	272.184.439	263.134.198
Instalaciones fijas y accesorios	28.720.847	33.130.211
Otras instalaciones	243.463.592	230.003.987
Arrendamientos financieros	290.157.561	287.462.964
Instalaciones fijas y otras	839.602	839.602
Activos por uso NIIF 16	289.317.959	286.623.362
Edificios	101.582.000	113.389.598
Terrenos	139.443.530	117.823.801
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	48.292.429	55.409.963
Propiedades, plantas y equipos, bruto	\$ 29.030.425.845	\$ 28.112.207.659
Depreciación y deterioro del valor de propiedad, planta y equipo		
Plantas y equipos (*)	\$ (10.063.541.356)	\$ (9.949.078.165)
Plantas de generación hidroeléctrica	(3.650.482.271)	(3.491.199.924)
Plantas de generación termoeléctrica	(469.008.051)	(844.917.947)
Renovables	(51.459.965)	(37.222.663)
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	(5.892.591.069)	(5.575.737.631)
Edificios	(138.795.444)	(127.633.795)
Instalaciones fijas, accesorios y otras	(211.343.477)	(207.501.939)
Instalaciones fijas y accesorios	(21.877.435)	(25.955.365)
Otras instalaciones	(189.466.042)	(181.546.574)
Arrendamientos financieros	(67.051.898)	(61.211.472)
Instalaciones fijas y otras	(839.602)	(839.602)
Activos por uso NIIF 16	(66.212.296)	(60.371.870)
Edificios	(8.416.502)	(10.012.181)
Terrenos	(19.270.336)	(13.732.523)
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	(38.525.458)	(36.627.166)
Depreciación y deterioro acumulado	\$ (10.480.732.175)	\$ (10.345.425.371)

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

- (1) Corresponde a las inversiones y anticipos efectuadas por la Compañía al 31 de diciembre de 2023, en el desarrollo de proyectos energía renovable, mejoras, reposiciones y modernizaciones en las diferentes plantas y subestaciones eléctricas. A continuación, se detallan los principales proyectos:

Principales proyectos	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Solar Guayepo	\$ 1.202.273.944	\$ 434.933.150
Expansión y mantenimiento de redes en media y baja tensión, rural y urbana	746.548.892	624.803.567
Ampliación y modernización subestaciones de media y alta tensión	129.907.326	247.399.472
Normalización líneas de Alta tensión	110.409.171	86.802.235
Adecuaciones Sedes Comerciales y administrativas	51.921.164	18.828.726
Proyecto Fotovoltaico Cosenit	50.600.643	4.092.054
CH-Guavio	50.255.847	16.290.701
El paso	47.371.575	9.788.326
Compra bodega archivo central T Patio	41.561.542	23.401.779
Solar La Loma	39.559.999	455.547.298
CH-Quimbo	39.308.121	878.701
Solar Fundación	28.257.152	319.823.383
CH-Muña	23.458.455	16.581.722
Mantenimiento y ampliación de redes de Alumbrado publico	19.240.199	23.663.410
CH-Pagua (Guaca –Paraíso)	16.659.516	7.460.334
reposición de infraestructura en Redes de Media tensión Rural y Urbano	11.654.688	15.585.508
Proyecto Seguridad En Subestaciones y otras inversiones menores	9.855.926	17.181.604
CC-Termozipa	3.305.978	2.400.913

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

Principales proyectos	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Otras Inversiones de Generación y renovables	3.041.338	14.278.897
Torres de medición	1.662.497	26.039.920
CH-Centrales menores Río Bogotá	1.224.429	200.593
CH-Betania	941.170	516.129
Alumbrado público Rural	769.335	750.475
CH-Tequendama	124.265	-
Reparaciones de averías	-	55.864.645
CF-Cartagena	-	27.740.960
Enel X	-	12.949.324
Obras para Cumplimiento del Pot Distrital	-	6.900.736
Expansión AP Distrital Obras	-	5.212.074
Grandes clientes urbanos y rurales	-	4.302.189
Ampliación de red subterránea urbana	-	1.872.908
Infraestructura de telecontrol	-	537.480
Wind Windpeshi (a)	-	1.048.453.190
Total Construcciones en Curso	\$ 2.629.913.172	\$ 3.531.082.403

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

a) Durante el año 2023 se suspende indefinidamente la ejecución del proyecto eólico Windpeshi en el departamento de La Guajira y se evalúan los escenarios posibles para la venta. (Ver Nota 10).

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 31 de diciembre de 2021	\$ 121.409.999	\$ 285.511.224	\$ 51.848.693	\$ 7.592.311.889	-	\$ 13.399.049	\$ 73.363.849	\$ 8.137.844.703
Adiciones	2.115.598.780	-	-	839.923	2.419.274	-	42.978.409	2.161.836.386
Adiciones fusión	1.958.832.722	126.870.305	417.627.029	254.650.787	10.800.856.168	167.231.514	153.713.234	13.879.781.759
Trasposos	(658.771.731)	11.680.360	24.429.488	172.892.967	430.725.323	19.043.593	-	-
Retiros	-	(2.036)	(1.762)	(452.798)	(13.066.284)	(193.647)	-	(13.716.527)
Gasto por depreciación	-	-	(10.786.409)	(231.996.304)	(325.554.777)	(14.237.849)	(20.639.277)	(603.214.616)
Depreciación fusión	-	-	(71.407.334)	(28.866.903)	(5.380.377.134)	(129.906.173)	(23.164.723)	(5.633.722.267)
Deterioro de propiedad planta y equipo	-	-	-	(283.266.920)	-	-	-	(283.266.920)
Otros incrementos (decrementos)	(5.987.367)	-	-	126.931.365	-	295.772	-	121.239.770
Total movimientos	3.409.672.404	138.548.629	359.861.012	10.732.117	5.515.002.570	42.233.210	152.887.643	9.628.937.585
Saldo final 31 de diciembre de 2022	3.531.082.403	424.059.853	411.709.705	7.603.044.006	5.515.002.570	55.632.259	226.251.492	17.766.782.288
Adiciones (a)	2.610.871.822	-	-	-	687.630	-	29.947.329	2.641.506.781
Trasposos(b)	(2.376.375.631)	63.496.375	541.626.966	684.738.642	1.062.569.622	23.944.026	-	-
Retiros (c)	-	(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) (d)	16.324.710	-	-	(136.625.975)	-	563.871	-	(119.737.394)
Movimientos de activos mantenidos para la venta	(405.210.273)	-	-	-	-	-	-	(405.210.273)
Windpeshi (e)	-	(4.473.701)	(3.174.016)	(10.493.876)	-	(292.985)	-	(18.434.578)
Movimientos Central Cartagena (f)	(746.779.859)	-	-	142.365.528	-	-	-	(604.414.331)
(Deterioro) Recuperación de propiedad planta y equipo (g)	(901.169.231)	58.162.624	520.127.869	445.091.154	658.636.092	5.208.702	(3.145.829)	782.911.381
Total movimientos	\$ 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
Saldo final 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

(a) Al 31 de diciembre de 2023, 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, las más importantes del período:

Central	Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2023
Solar Guayepo	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	\$ 755.194.729
Líneas y redes	Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta, media, baja tensión y transformadores de distribución	734.252.385
Solar Fundación y la Loma	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	294.911.534
Subestaciones y centros de Transformación	Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT	368.286.410
Wind Windpeshi	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	104.044.727

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

Central	Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2023
Solar el Paso	Servicios auxiliares central; recuperación sistema de turbina	93.338.526
CH-Guavio	Sedimentación Guavio Fase I; sistema estator; recuperación rodets, ductos, transformadores y turbina de la central	72.155.613
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.	71.067.002
Sedes Administrativas y Comerciales	Obras civiles, equipos, mobiliarios, equipos de cómputo del edificio Calle 93 y sedes comerciales de Cundinamarca	37.554.307
Arrendamientos financieros	Actualización contratos renting	29.947.329
CC-Termozipa	Adquisición de equipos electromecánicos, Proyectos OCM y mejoramiento ambiental BEEP	27.077.424
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	21.054.110
CH- Guaca	Sistema de automatización y telecontrol; Recuperación transformadores y turbina	14.317.333
CH- paraíso	Automatización y telecontrol centrales; modernización cargadores de baterías central Paraíso; sistemas de turbina Guaca y Paraíso; estabilización talud Paraíso.	8.740.886
CF-Cartagena	Sistema de Chimenea U3 y recuperación calderas central unidades 2 y 3, mantenimiento turbina	5.357.934
CH-Tequendama	Recuperación turbinas y modernización sistemas auxiliares	4.078.198
Otras inversiones	Obras civiles y mobiliarios centrales Hidroeléctricas y térmicas	128.334
Total Variación		\$ 2.641.506.781

- (b) Al 31 de diciembre de 2023, los traspasos de activos de curso a explotación se efectuaron en los siguientes conceptos y corresponden a mejoras en los equipos, mantenimientos mayores, modernizaciones para mejorar el desempeño, confiabilidad y eficiencia en las plantas; así mismo, en la línea de distribución se concluyen diferentes proyectos y avances en la entrega de compras de activos de apoyo, tal como se refleja a continuación:

Proyecto	Total activación
Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta (AT), media (MT), baja tensión (BT), transformadores de distribución e iluminación pública	\$ 707.089.452
La Loma	466.485.913
Fundación	432.471.006
Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT	327.807.002
El paso	149.885.257
Inversión en activos de apoyo en curso como terrenos, construcciones y edificaciones Administrativas, maquinaria, equipo de cómputo y comunicación y vehículos.	125.495.455
CH-Guavio	39.948.499
CF-Cartagena	32.320.317
CH-Quimbo y Betania	31.688.717
CC-Termozipa	27.317.299
CH-Centrales menores (Rio Bogotá)	18.043.014
CH- Guaca y Paraíso	14.386.952
CH-Tequendama	3.006.444
Torres de medición	430.304
Total	\$ 2.376.375.631

- (c) Al 31 de diciembre de 2023 se realizan bajas por \$19.803.365 correspondientes a: transformadores, luminarias, activos de alta tensión de distribución por \$9.077.269; bajas por, inventario cíclico centrales Rio Bogotá y mantenimiento a plantas de generación hidroeléctricas \$276.367; maquinaria, equipos y mobiliarios por \$9.586.876, terrenos por \$860.050, edificios 2.803.
- (d) Al 31 de diciembre de 2023 los otros incrementos/decrementos corresponden principalmente a la actualización del VPN de desmantelamientos y provisiones ambientales por efecto de tasa, de acuerdo con la CINIIF 1 por (\$119.737.394).
- (e) Corresponde a traslado de los activos del proyecto Windpeshi a activos mantenidos para la venta por (\$ 405.210.273). (Ver Nota 10).
- (f) Al 31 de diciembre corresponde al movimiento de activos de la central Cartagena, inicialmente registrado como mantenido para la venta y que el 1 de diciembre de 2023 se transfirió a la sociedad SMN Termocartagena S.A.S., en la que ésta asumió la administración y operación de esta planta generadora de energía.
- (g) Corresponde al deterioro asociado al proyecto Windpeshi (Ver nota 28).

Al 31 de diciembre de 2023 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.

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

Al 31 de diciembre de 2023 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 2023 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, no obstante, se evaluó el importe recuperable de los activos y no se identificó indicios de deterioros distintos a los del proyecto Windpeshi y Cartagena (ver nota 28).

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

Clases de propiedad, planta y equipo	Promedio de años de vida útil de años estimada	
	2023	2022
Plantas y equipos		
Obra civil plantas y equipos	55	53
Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas	29	29
Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas	27	21
Torres de medición eólica	3	3
Estaciones solares	7	7
Páneles y Miscelaneos	26	23
Subestaciones	25	25
Redes de alta tensión	34	36
Red de baja y media tensión	31	31
Equipos de medida y telecontrol	21	18
Edificios	46	48
Instalaciones fijas, accesorios y otras	9	12
Activos para uso NIIF 16		
Edificios	35	33
Terrenos	27	28
Vehículos	1	2

Arrendamiento financiero

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

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 55,62%, Busexpres S.A. en un 18.54%, ALD Automotive S.A. con un 16,27% Compañía Naviera Guavio en un 9.39% y otros 0.18% los cuales se terminarán de amortizar en un período máximo de 41 cuotas.

El saldo de edificios en un 91.39% corresponde al contrato con Bancolombia S.A. correspondiente al Edificio Corporativo Q93; el 2.90% con Almacenadora Internacional S.A.S, Canales Andrade y CIA S.A.S. 2.30%, Aseos Colombianos Aseocolba S.A. con un 1.88% y otros con 1.53% los cuales se terminarán de amortizar en un período máximo de 99 cuotas.

Los terrenos corresponden principalmente a los proyectos que se están desarrollando en la línea de renovables y los patios de recarga de Transmilenio S.A.; C.I. Alliance S.A. con un 18.18%, Terrapuerto S.A.S. con un 9.59%, Compañía General de Actividades y Suministros S.A.S. con un 8.69%, Luz Charris y Herederos S.A.S con un 8.54%, Carlos Enrique Giovanetty Mendoza con un 8.65%, Maria Cecilia Botero con un 7.01%, Rolando Manjarres Charris con un 5.95%, FBM S.A.S. con un 5.36%, Inversiones Macondal S.A.S. con un 5.18%, Agropecuaria Frigorífico Rodeo Ltda. Con un 4.42% y otros con un 18.43%. los cuales se terminarán de amortizar en un período máximo de 357 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 2023			Al 31 de diciembre de 2022		
	Bruto	Interés	Valor presente	Bruto	Interés	Valor presente
Inferior a un año	\$ 27.469.324	\$ 5.712.745	\$ 21.756.579	\$ 33.434.912	\$ 5.567.346	\$ 27.867.566
Posterior a un año pero menor de cinco años	66.013.341	20.898.867	45.114.474	95.700.809	48.798.622	46.902.187
Posterior a cinco años menor de diez años	158.239.892	3.898.409	154.341.483	157.209.901	4.536.419	152.673.482
Total	\$ 251.722.557	\$ 30.510.021	\$ 221.212.536	\$ 286.345.622	\$ 58.902.387	\$ 227.443.235

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

	Edificios	Terrenos	Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	TOTAL
Saldo inicial a enero de 2023	\$ 103.377.417	\$ 104.091.278	\$ 18.782.797	\$ 226.251.492
Adiciones (1)	2.225.192	21.619.729	6.102.408	29.947.329
Gasto por Depreciación	(3.390.449)	(5.537.813)	(14.597.247)	(23.525.509)
Retiros	(9.046.662)	-	(520.987)	(9.567.649)
Total movimientos año 2023	(10.211.919)	16.081.916	(9.015.826)	(3.145.829)
Saldo a 31 de diciembre de 2023	\$ 93.165.498	\$ 120.173.194	\$ 9.766.971	\$ 223.105.663

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

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

Leasing

- (1) El incremento en terrenos corresponde a la ejecución de proyectos de renovables con contratos de predios con Maria Cecilia Botero Botero por \$9.141.240, Agro Inversiones Campo por \$3.808.398, Carlos Enrique Giovanetty Mendoza por \$2.978.334, Agropecuaria Doña Barbara por \$1.218.226, FBM S.A.S. por \$1.072.989, Rosa Lilian Borja Alvarado por \$750.222, Granja productora del Caribe por \$547.142, Malviris Zamora por \$450.248, Luz Charris y Herederos S.A.S por \$412.134 y renovación de otros contratos con Mercado Ines Burgos \$395.969, Ramiro Antonio Manjarrez \$233.256, Inversiones Macondal \$232.244, Ricardo Alberto Manjarrez por \$225.782 y otros por \$153.545.

El incremento en contratos de transporte corresponde a la renovación del contrato con Compañía Naviera Del Guavio Ltda. por \$4.115.866, nuevos contratos de vehículos gerenciales con ALD Automotive S.A por \$1.986.542.

El incremento en edificios corresponde principalmente al contrato con Aseos Colombianos Aseocolba S.A. por \$1.703.345 y renovaciones de contratos con Julio Flechas Vega \$106.696, Paola Londoño Muñoz por \$99.218 y Gestión inmobiliaria MIC S.A.S. por \$91.104.

Pólizas de seguro

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

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

Bien asegurado	Riesgos cubiertos	Valor asegurado (Cifras expresadas en miles)	Vencimiento	Compañía aseguradora
Patrimonio de la empresa	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD 200 millones en exceso de USD 250 millones) (*)	USD 200.000	01/11/2024	Mapfre Seguros Colombia
	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD \$250 millones en exceso de USD \$20 millones) (*)	USD 250.000	31/10/2024	Mapfre Seguros Colombia
	Responsabilidad civil extracontractual	USD 20.000	31/10/2024	Axa Colpatria
	Responsabilidad civil ambiental	\$87.454.066	01/11/2024	SBS
Obras civiles, equipos, contenidos, almacenes y lucro cesante	Todo riesgo daño material, terremoto, maremoto, HMAcc – AMIT, Lucro Cesante y rotura de maquinaria.	USD 1.057.000 (Límite Indemnización)	1/11/2024	Mapfre Seguros Colombia
Vehículos	Responsabilidad Civil Extracontractual	\$3.000.000 por vehículo	03/02/2024	Mapfre Seguros Colombia
Mercancías y bienes	Transporte de mercancías	\$5.000.000 por despacho	31/07/2024	HDI Seguros S.A.

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

(*) Cifras de la vigencia 2022 a 2023. Póliza que a 31/12/2023 está en expedición de renovación.

15. Otros pasivos financieros

	Al 31 de diciembre de 2023				Al 31 de diciembre de 2022			
	Corriente		No Corriente		Corriente		No Corriente	
	Capital	Intereses			Capital	Intereses		
Obligaciones Bancarias (1)	\$ 1.220.069.502	\$ 133.753.514	\$ 5.281.476.666	\$ 618.795.402	\$ 64.977.265	\$ 3.248.507.699		
Bonos emitidos (2)	691.910.405	29.929.579	1.728.631.355	765.130.000	47.340.264	2.420.448.051		
Instrumentos derivados (3)	76.927.698	-	1.256.036	4.615.446	-	-		
Obligaciones por leasing (4)	16.042.420	5.712.746	199.455.731	23.770.281	4.096.053	199.575.515		
Total	\$ 2.004.950.025	\$ 169.395.839	\$ 7.210.819.788	\$ 1.412.311.129	\$ 116.413.582	\$ 5.868.531.265		

(1) 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	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%	5/04/2028	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%	5/04/2026	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%	2/11/2026	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%	6/01/2024	383.336	-	383.336	-	-	-	-	-	-
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	13,01%	8/02/2024	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

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

A continuación, se presenta el detalle de los préstamos bancarios a 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

Descripción	Fecha Vto.	Tasa EA	Corriente			No Corriente					Total No corriente
			Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	
Banco de Bogotá S.A.	5/04/2026	12,65%	\$ 950.407	\$ 2.556.513	\$ 3.506.920	\$ 3.408.684	\$ 3.408.684	\$ 1.136.228	\$ -	\$ -	\$ 7.953.596
Banco BBVA Colombia S.A.	14/01/2025	10,97%	435.356	33.333.333	33.768.689	66.666.667	33.333.333	-	-	-	100.000.000
Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	28/08/2023	-	464.545	774.242	1.238.787	-	-	-	-	-	-
Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	16/10/2023	-	612.091	1.428.212	2.040.303	-	-	-	-	-	-
Financiera de Desarrollo Territorial S.A.	30/11/2023	-	270.455	721.212	991.667	-	-	-	-	-	-
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	6/01/2024	11,43%	1.177.592	3.420.818	4.598.410	380.042	-	-	-	-	380.042
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	6/01/2023	11,27%	1.150.602	-	1.150.602	-	-	-	-	-	-
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	8/02/2023	11,27%	588.483	-	588.483	-	-	-	-	-	-
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	8/02/2024	11,44%	269.560	783.272	1.052.832	174.061	-	-	-	-	174.061
Scotiabank Colpatría S.A.	14/05/2026	12,15%	5.992.822	-	5.992.822	-	-	400.000.000	-	-	400.000.000
Bancolombia	15/07/2026	10,41%	11.503.334	60.000.000	71.503.334	60.000.000	60.000.000	-	-	-	180.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	2/11/2026	5,80%	2.014.801	-	2.014.801	-	-	215.000.000	-	-	215.000.000
Bancolombia	30/11/2026	12,90%	2.891.200	-	2.891.200	-	-	260.000.000	-	-	260.000.000
Bancolombia	5/04/2028	12,84%	14.385.067	-	14.385.067	-	-	-	-	480.000.000	480.000.000
Bancolombia	28/04/2029	12,38%	5.345.799	-	5.345.799	-	50.000.000	50.000.000	50.000.000	100.000.000	250.000.000
Bancolombia	15/07/2026	12,35%	1.536.340	15.000.000	16.536.340	15.000.000	15.000.000	15.000.000	-	-	45.000.000
Bancolombia	28/07/2028	13,15%	9.307.951	-	9.307.951	-	-	-	411.000.000	-	411.000.000
Bank Of Nova Scotia	2/03/2023	0,90%	294.302.467	-	294.302.467	-	-	-	-	-	-
Banco BBVA Colombia S.A.	19/10/2027	11,92%	2.348.472	-	2.348.472	-	-	-	100.000.000	-	100.000.000
Bancolombia	30/11/2027	12,59%	1.605.333	-	1.605.333	-	-	-	150.000.000	-	150.000.000
Bancolombia	23/12/2027	13,12%	626.000	-	626.000	-	-	-	200.000.000	-	200.000.000
Bancolombia	30/11/2028	13,30%	1.003.366	-	1.003.366	-	-	-	-	89.000.000	89.000.000
Bancolombia	30/11/2029	14,82%	4.500.160	-	4.500.160	-	-	-	-	360.000.000	360.000.000
Bank Of Nova Scotia	4/04/2023	0,90%	444.462	202.028.400	202.472.862	-	-	-	-	-	-
Total Préstamos Bancarios			\$ 363.726.665	\$ 320.046.002	\$ 683.772.667	\$ 145.629.454	\$ 161.742.017	\$ 1.001.136.228	\$ 911.000.000	\$ 1.029.000.000	\$ 3.248.507.699

Durante el 2023 se suscribieron las siguientes operaciones de crédito:

Banco	Fecha de desembolso	Fecha de vencimiento	Años	Monto (Millones)	Tasa
Banco de Bogotá S.A.	10 febrero 2023	10 febrero 2024	1	\$ 400.000	IBR + 2,68% TV
Mufg Bank Tokio	12 abril 2023	12 abril 2028	5	683.625	IBR Overnight + 3.70% TV
Bancolombia S.A.	21 junio 2023	21 diciembre 2023	0.5	300.000	DTF+0,6% TV
Bancolombia S.A.	29 agosto 2023	28 agosto 2024	1	75.000	IBR + 3,14% TV
Banco de Occidente S.A.	29 agosto 2023	28 agosto 2024	1	320.000	TF 15,35% EA
Mufg Bank Tokio	14 septiembre 2023	13 septiembre 2024	1	279.440	IBR Overnight + 4,40% TV
International Finance Corporation IFC	30 noviembre 2023	15 octubre 2031	8	1.211.157	IBR Overnight + 3,10% TV
Bancolombia S.A.	21 diciembre 2023	21 diciembre 2027	4	300.000	IBR + 3,85% TV
Total				\$ 3.569.222	

Se cancelaron entre otros las siguientes obligaciones financieras:

- Bank of Nova Scotia por \$295.775.580 (USD 61.000.000) y \$193.326.000 (USD 42.000.000) el 2 marzo y 4 de abril respectivamente.
- Financiera de Desarrollo Territorial S.A. (Findeter) por \$14.818.000 durante el año 2023.
- Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A. por \$23.984.000 y \$876.714 en enero y febrero 2023.
- Bancolombia S.A por \$300.000.000 el 21 de diciembre.

(2) La variación de bonos a diciembre de 2023 corresponde a:

Generación: pago del Bono B7-16 por (\$290.130.000) e intereses por (\$12.856.475), se incluye la amortización de costos de transacción de deuda no corriente por \$93.709.

Distribución: pago del Bono E4-19 por (\$280.000.000) e intereses por (\$4.252.920) y Bono B5-18 por (\$195.000.000) e intereses por (\$28.561.950).

Generación

En deuda financiera el negocio de generación tiene vigentes cuatro (4) 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 2023:

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

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

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía había ofrecido y colocado ocho (8) emisiones de bonos (también referidas como “Tramos” de acuerdo con la terminología establecida en el prospecto del programa) con cargo al programa. Todas las emisiones de bonos realizadas bajo el Programa de la Compañía se encuentran calificadas AAA (Triple A) por Fitch Ratings Colombia S.C.V., y se encuentran desmaterializadas bajo la administración de Deceval S.A., en el 2023 no se presentó emisión de bonos.

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

Clase de Títulos	Bonos Ordinarios
Aprobación inicial Superintendencia Financiera	Resolución No. 1235 de 18 de julio de 2006
Cupo Global Inicialmente Aprobado	\$700.000.000
LA Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 0833 del 16 de junio de 2009
Primer Incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$1.200.000.000 adicionales
Primera prórroga del plazo de colocación	Hasta el 26 de junio de 2012
Aprobación prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1004 del 29 de junio de 2012
Segunda prórroga del plazo de colocación	Hasta el 18 de julio de 2015
Segundo incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$850.000.000 adicionales
Aprobación incremento del cupo de colocación:	Resolución No. 1980 del 6 de noviembre de 2014
Tercer incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$315.000.000 adicionales
Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1235 del 8 de septiembre de 2015.
Cuarto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$650.000.000 adicionales
Tercera prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 14 de septiembre de 2018
Inclusión papeles comerciales en el programa:	Resolución No. 0173 del 13 de febrero de 2018
Aprobación ampliación del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 1193 del 13 de septiembre de 2018
Quinto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$685.000.000 adicionales
Cuarta prórroga al plazo de colocación:	Hasta el 1 de octubre de 2021
Quinta prórroga al plazo de colocación:	
Sexto incremento al Cupo Global Autorizado:	Hasta el 11 de septiembre de 2026
Modificación Razón Social	En \$4.600.000.000
Inclusión nuevas especies de Bonos, nuevas series, libro de ofertas y pago en especie	Enel Colombia S.A. E.S.P.
Cupo Global Total Autorizado al 31 de dic de 2023:	Resolución No. 1481 del 21 de octubre de 2022
Monto emitido bajo el Programa al 31 de dic de 2023	\$9.000.000.000
Cupo global disponible al 31 de diciembre de 2023:	\$3.315.000.000
Administración	\$5.685.000.000
	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 2023	\$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 2023	\$55.500.000
Valor nominal por bono	\$10.000

Plazo de emisión	Sub-serie A5: 5 años Sub-serie B10: 10 años Sub-serie B15: 15 años
Fecha de emisión:	11 de febrero de 2009, para todas las sub-series
Fecha de vencimiento:	Sub-serie A5: 11 de febrero de 2014 Sub-serie B10: 11 de febrero de 2019 Sub-serie B15: 11 de febrero de 2024
Tasa Cupón	Sub-serie A5: DTF T.A. + 1.47% Sub-serie B10: IPC + 5,78% E.A. Sub-serie B15: IPC + 6,09% E.A.

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

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

Tercer Tramo:

Valor total colocado	\$400.000.000 así: Sub-serie E5: \$ 92.220.000 Sub-serie B9: \$218.200.000 Sub-serie B12: \$89.580.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	\$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.2023	\$80.127
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	\$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.2023	\$70.975
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	\$363.030.000

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

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.2023	\$107.138
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	\$348.930.000
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie B6: 6 años
	Sub-serie B10: 10 años
	Sub-serie B16: 16 años
Fecha de emisión	16 de mayo de 2014
Fecha de vencimiento	Sub-serie B6: 16 de mayo de 2020
	Sub-serie B10: 16 de mayo de 2024
	Sub-serie B16: 16 de mayo de 2030
Tasa cupón	Sub-serie B6: IPC + 3,42% E.A.
	Sub-serie B10: IPC + 3,83% E.A.
	Sub-serie B16: IPC + 4,15% E.A.

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

Séptimo Tramo:

Valor total colocado	\$525.000.000, así:
	Sub-serie B3: \$234.870.000
	Sub-serie B7: \$290.130.000
Costos de transacción al 31 de dic.2023	\$0
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	\$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 2023	\$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 se encuentra representada en cinco (5) emisiones de bonos vigentes en el mercado local, emitidos desde el 2013 y vigentes al 31 de diciembre de 2023.

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. 194 del 29 de enero de 2010
Cupo Global Inicialmente Aprobado	\$600.000.000
Aprobación primera prórroga del plazo de colocación:	Resolución 0624 del 3 de abril de 2013
Primera prórroga del plazo de colocación	Hasta el 30 de abril de 2016
Aprobación primer incremento del cupo de colocación:	Resolución No. 0407 del 13 de marzo de 2014
Primer Incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$185.000.000 adicionales
Aprobación Segundo incremento del cupo de colocación:	Resolución No. 1780 del 7 de octubre de 2014
Segundo incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$165.000.000 adicionales
Aprobación tercer incremento al Cupo y prórroga del plazo de colocación	Resolución No. 0623 del 23 de mayo de 2016.
Tercer incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$560.000.000 adicionales
Segunda prórroga del plazo de colocación	Hasta el 3 de junio de 2019
Modificación al PEC con la inclusión Papeles Comerciales y otros	Resolución No. 1893 del 3 de junio de 2019
Aprobación Cuarto incremento del cupo de colocación:	Resolución No. 0136 del 31 de enero de 2018
Cuarto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$1.295.000.000 adicionales
Aprobación Quinto incremento del cupo y prórroga del plazo de colocación:	Resolución No. 0683 del 28 de mayo de 2019
Quinto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$595.000.000 adicionales
Tercera prórroga del plazo de colocación	Hasta el 19 de junio de 2022
Aprobación Sexto incremento al Cupo Global Autorizado:	Resolución No.0146 del 22 de febrero de 2021
Sexto incremento al Cupo Global Autorizado:	En \$1.200.000.000
Monto emitido bajo el Programa al 31 de dic de 2023	\$3.040.000.000
Administración	Deceval S.A.
Aprobación inicial Superintendencia Financiera	Resolución No. 194 del 29 de enero de 2010

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., además del cambio de la denominación o razón social a Enel Colombia S.A. E.S.P. En virtud de lo anterior, no se adelantó la renovación del plazo de vigencia del Programa de Emisión y Colocación que estaba a nombre de Codensa S.A. E.S.P.

La Compañía ha emitido 10 tramos de bonos bajo el mencionado programa, así:

Primer Tramo:

Valor total colocado	\$225.000.000
	Sub-serie B3: \$80.000.000
	Sub-serie B6: \$145.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	\$0
Valor nominal por bono	\$10.000
Plazo de emisión	Sub-serie B3: 3 años
	Sub-serie B6: 6 años
Fecha de emisión:	17 de febrero de 2010
Fecha de vencimiento:	Sub-serie B3: 17 de febrero de 2013
	Sub-serie B6: 17 de febrero de 2016
	Sub-serie B3: IPC + 2,98% E.A.
Tasa Cupón	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:
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	Sub-serie B5: \$181.660.000
Valor nominal por bono	Sub-serie B12: \$193.340.000
	\$10.000
Plazos de emisión	Sub-serie B5: 5 años
Fecha de emisión	Sub-serie B12: 12 años
	15 de noviembre de 2013 para todas las series
Fecha de vencimiento	Sub-serie B5: 15 de noviembre de 2018
Administrador de la emisión	Sub-serie B12: 15 de noviembre de 2025
	Deceval S.A.
Tasa cupón:	Sub-serie B5: IPC + 3,92% E.A.
	Sub-serie B12: IPC + 4,80% E.A.
	AAA (Triple A)
Calificación	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:
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	Sub-serie B7: \$185.000.000
Valor nominal por bono	\$0
Plazos de emisión	\$10.000
Fecha de emisión	7 años
Fecha de vencimiento	25 de septiembre de 2014
Tasa cupón:	25 de septiembre de 2021
	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:
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	Sub-serie E4: \$90.000.000
Valor nominal por bono	\$0
Plazos de emisión	\$10.000
Fecha de emisión	4 años
Fecha de vencimiento	15 de septiembre de 2016
Tasa cupón:	15 de septiembre de 2020
	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:
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	Sub-serie E2: \$160.000.000
Valor nominal por bono	Sub-serie E5: \$270.000.000
	\$0
Plazos de emisión	\$10.000
Fecha de emisión	Sub-serie E2: 2 años
	Sub-serie E5: 5 años
Fecha de vencimiento	9 de marzo de 2017 para todas las series
	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:
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	Sub-serie E7: \$200.000.000
Valor nominal por bono	\$200.000.000
Plazos de emisión	\$10.000
Fecha de emisión	Sub-serie E7: 7 años
Fecha de vencimiento	8 de junio de 2017
Administrador de la emisión	Sub-serie E7: 8 de junio de 2024
Tasa cupón:	Deceval S.A.
Calificación	Sub-serie E7: 6,46% E.A.
	AAA (Triple A)
	Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.

Séptimo tramo bajo el programa

Valor total colocado	\$360.000.000, así:
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	Sub-serie E7: \$200.000.000
Valor nominal por bono	Sub-serie B12: \$160.000.000
Plazos de emisión	\$360.000.000
Fecha de emisión	\$10.000
Fecha de vencimiento	Sub-serie E7: 7 años
Administrador de la emisión	Sub-serie B12: 12 años
Tasa cupón:	Sub-serie E7: 11 de abril de 2025
Calificación	Sub-serie B12: 11 de abril de 2030
	Deceval S.A.
	Sub-serie E7: 6,74% E.A.
	Sub-serie B12: IPC+3,59% E.A.
	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:
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	Sub-serie B5: \$195.000.000
Valor nominal por bono	\$0
Plazos de emisión	\$10.000
Fecha de emisión	Sub-serie B5: 5 años
Fecha de vencimiento	23 de octubre de 2018
Administrador de la emisión	Sub-serie B5: 23 de octubre de 2023
Tasa cupón:	Deceval S.A.
Calificación	Sub-serie B5: IPC+2,82% E.A.
	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:
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	Sub-serie E4: \$280.000.000
Valor nominal por bono	Sub-serie B10: \$200.000.000
Plazos de emisión	\$200.000.000
Fecha de emisión	\$10.000
Fecha de vencimiento	Sub-serie E4: 4 años
Administrador de la emisión	Sub-serie B10: 10 años
Tasa cupón:	Sub-serie E4: 7 de marzo de 2023
Calificación	Sub-serie B10: 7 de marzo de 2029
	Deceval S.A.
	Sub-serie E4: 6,30% E.A.
	Sub-serie B10: IPC +3,56% E.A.
	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.

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

Décimo tramo bajo el programa

	\$500.000.000, así:
	Sub-serie E4: \$250.000.000
	Sub-serie B7: \$250.000.000
Valor total colocado	\$500.000.000
Saldo vigente al 31 de diciembre de 2023	\$10.000
Valor nominal por bono	Sub-serie E4: 4 años
	Sub-serie B7: 7 años
Plazos de emisión	25 de agosto de 2020
Fecha de emisión	Sub-serie E4: 25 de agosto de 2024
	Sub-serie B7: 25 de agosto de 2027
Fecha de vencimiento	Deceval S.A.
Administrador de la emisión	Sub-serie E4: 4.70% E.A.
	Sub-serie B10: IPC +2,45% E.A.
Tasa cupón:	AAA (Triple A)
Calificación	Asignada por Fitch Ratings Colombia S.A. S.C.V.

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

Serie	Tasa EA	Tipo de tasa	Corriente			1 a 2 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total 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%	Vaible	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

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

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

(3) Al 31 de diciembre de 2023, la principal variación corresponde a la constitución de 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	29/02/2024	10.000.000	USD	4.798,72	9.137.328	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	30/04/2024	10.000.000	USD	4.853,54	9.033.276	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	31/07/2024	4.500.000	USD	4.942,60	4.050.801	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/01/2024	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	28/06/2024	1.250.000	USD	5.373,50	1.659.658	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/09/2024	1.300.000	USD	5.358,60	1.596.629	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/01/2024	9.097.952	USD	4.010,27	1.496.720	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/01/2024	9.004.521	USD	4.010,27	1.481.350	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/01/2024	1.012.657	USD	5.292,20	1.437.243	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	30/09/2024	1.300.000	USD	5.202,12	1.391.226	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/01/2024	2.595.077	USD	4.325,37	1.229.268	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/09/2024	900.000	USD	5.326,54	1.102.421	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/07/2024	900.000	USD	5.290,92	1.101.617	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Banco de Bogotá S.A.	Cash Flow Hedge	2/01/2024	1.200.000	USD	4.650,78	994.476	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/07/2024	800.000	USD	5.256,63	976.870	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/07/2024	900.000	USD	5.146,75	971.936	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/09/2024	900.000	USD	5.174,88	965.369	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	15/02/2024	6.838.588	USD	3.994,19	932.236	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/07/2024	800.000	USD	5.117,35	865.941	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/10/2024	700.000	USD	5.403,50	856.095	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/05/2024	700.000	USD	5.224,55	855.247	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/05/2024	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	30/09/2024	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	2/09/2024	1.120.000	USD	4.564,72	574.167	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/09/2024	1.120.000	USD	4.564,72	574.167	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	1.070.000	USD	4.542,06	555.521	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	1.070.000	USD	4.542,06	555.521	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2024	1.040.000	USD	4.496,22	547.121	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2024	1.040.000	USD	4.496,22	547.121	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	2/01/2024	418.000	USD	5.031,70	505.634	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024	960.000	USD	4.514,50	497.429	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024	960.000	USD	4.514,50	497.429	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/01/2024	400.000	USD	5.095,00	493.003	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/04/2024	400.000	USD	5.158,00	488.642	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024	400.000	USD	5.191,00	487.735	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	575.000	USD	4.876,80	477.060	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/09/2024	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	31/01/2024	400.000	USD	4.974,90	445.567	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	1/04/2024	400.000	USD	5.028,22	438.496	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	30/04/2024	400.000	USD	5.058,46	437.016	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/04/2024	790.000	USD	4.449,22	424.560	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/04/2024	790.000	USD	4.449,22	424.560	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/02/2024	760.000	USD	4.427,72	416.207	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/02/2024	760.000	USD	4.427,72	416.207	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024	500.000	USD	4.846,80	414.632	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2024	495.000	USD	4.820,80	412.317	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/01/2024	710.000	USD	4.404,72	391.704	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/01/2024	710.000	USD	4.404,72	391.704	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	22/02/2024	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	2/01/2024	1.000.000	USD	4.197,98	375.930	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/02/2024	300.000	USD	5.125,00	368.551	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024	680.000	USD	4.473,47	362.861	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024	680.000	USD	4.473,47	362.861	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	25/01/2024	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	29/02/2024	300.000	USD	5.002,33	332.575	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/09/2024	640.000	USD	4.582,72	324.202	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/09/2024	640.000	USD	4.582,72	324.202	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/01/2024	2.296.676	USD	3.979,91	309.096	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	370.000	USD	4.984,80	302.979	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/09/2024	576.000	USD	4.557,00	294.310	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/01/2024	203.931	USD	5.292,20	289.435	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	864.000	USD	4.339,00	285.836	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	549.000	USD	4.533,00	280.415	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/01/2024	315.000	USD	4.709,20	269.258	-

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

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nacional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Frontera	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/01/2024	884.820	USD	4.150,39	267.708	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/10/2024	531.000	USD	4.578,35	258.140	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/05/2024	488.000	USD	4.481,08	251.710	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024	472.000	USD	4.513,00	243.907	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/12/2024	486.000	USD	4.591,50	231.107	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/09/2024	577.000	USD	4.442,50	231.062	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	4/09/2024	633.000	USD	4.397,33	227.180	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	550.000	USD	4.422,50	224.554	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024	250.000	USD	4.790,05	209.041	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	531.000	USD	4.476,50	205.565	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/09/2024	413.000	USD	4.562,03	204.001	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2024	487.000	USD	4.381,50	203.377	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	1/04/2024	235.000	USD	4.762,00	198.249	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024	470.000	USD	4.401,50	193.810	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	21/01/2024	347.000	USD	4.395,79	188.999	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	29/02/2024	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	4/09/2024	500.000	USD	4.397,33	179.447	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	29/02/2024	1.313.704	USD	4.004,86	178.656	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/04/2024	334.000	USD	4.438,22	176.485	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/01/2024	177.000	USD	4.813,52	175.490	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	11/01/2024	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	21/01/2024	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	30/09/2024	412.000	USD	4.457,50	161.750	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	29/02/2024	298.000	USD	4.416,80	160.665	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/04/2024	297.000	USD	4.460,46	155.761	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/01/2024	346.000	USD	4.293,45	152.939	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/08/2024	400.000	USD	4.403,33	149.175	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	820.000	USD	4.173,63	145.500	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/04/2024	334.000	USD	4.336,50	143.156	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/02/2024	298.000	USD	4.315,50	130.562	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	18/01/2024	936.117	USD	3.971,68	127.254	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024	297.000	USD	4.360,50	126.420	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/01/2024	887.757	USD	3.979,91	119.478	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	22/02/2024	873.132	USD	3.999,53	118.826	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/01/2024	67.977	USD	5.292,20	96.478	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	4/09/2024	267.000	USD	4.397,33	95.825	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2024	275.000	USD	4.293,00	91.833	-
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Trading	4/01/2024	214.935	USD	4.232,95	87.981	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/01/2024	230.000	USD	4.191,00	78.409	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/01/2024	54.315	USD	5.292,20	77.088	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/09/2024	373.000	USD	4.214,33	63.887	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024	183.000	USD	4.268,00	61.718	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024	183000	USD	4.315,00	60.642	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	1/04/2024	175000	USD	4.240,93	59.041	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	3/09/2024	150000	USD	4.362,00	48.977	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2024	274.000	USD	4.128,25	48.818	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/09/2024	150.000	USD	4.382,00	48.582	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/01/2024	232.000	USD	4.033,30	43.006	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	29/02/2024	100000	USD	4.215,85	34.144	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024	183.000	USD	4.104,95	33.203	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024	182.000	USD	4.150,93	32.354	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/04/2024	175.000	USD	4.080,25	31.719	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	3/09/2024	154000	USD	4.195,63	26.766	-
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	25/01/2024	55325	USD	4.334,60	26.706	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/02/2024	100.000	USD	4.057,25	18.589	-
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2025	520000	USD	4.636,72	-	253.584
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2025	520000	USD	4.636,72	-	253.584
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2025	490.000	USD	4.440,00	-	153.515
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/01/2025	100.000	USD	5.472,50	-	122.832
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/01/2025	100.000	USD	5.283,50	-	106.082
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2025	125.000	USD	5.025,75	-	104.061
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/01/2025	209.000	USD	4.605,47	-	97.995
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2025	213.000	USD	4.524,50	-	82.685
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2025	493.000	USD	4.273,50	-	81.698
Total valoración								76.927.698	1.256.036

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

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

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 la Compañía no posee coberturas de inversiones netas en el exterior.

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía cuenta con \$3.482.496.068 en líneas de crédito autorizadas no utilizadas, respecto de las cuales, en caso de requerirse, las entidades financieras realizarán una actualización de las condiciones para su aprobación y desembolso.

(4) A continuación, el detalle de las obligaciones por arrendamientos por NIIF 16 al 31 de diciembre de 2023 y 2022:

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Vehículos (a)	\$ 7.200.660	\$ 2.511.357	\$ 13.117.051	\$ 6.034.292
Edificios (b)	8.125.791	88.663.174	8.309.839	94.190.451
Terrenos (c)	6.428.715	107.617.916	5.629.939	99.350.772
Maquinaria y equipo	-	-	194.237	-
Redes eléctricas	-	663.284	615.268	-
Total	\$ 21.755.166	\$ 199.455.731	\$ 27.866.334	\$ 199.575.515

(a) La disminución corresponde principalmente a la amortización de capital y pago de intereses de Transportes Especiales Aliados S.A.S. por (\$8.409.276), Busexpress S.A.S. por (\$3.588.009). Compañía Naviera del Guavio Ltda. por (\$2.576.408) y ALD Automotive S.A. por valor de (\$1.925.268). Por otro lado, con un menor impacto a la renovación del contrato con Compañía Naviera Del Guavio Ltda. por \$4.115.866, nuevos contratos de vehículos gerenciales con ALD Automotive S.A por \$1.986.542.

(b) La disminución en edificios corresponde principalmente a la amortización de capital y pago de intereses del Edificio Q93 por valor de (\$6.238.264), Almacén internacional de carga Almacén S.A por (\$869.669), Canales Andrade y CIA por (\$259.426), Inversiones Macondal por (\$245.630), y nuevo contrato con Aseos Colombianos Aseocolba S.A. por \$1.703.345 y renovaciones de contratos con Julio Flechas Vega \$106.696, Paola Londoño Muñoz por \$99.218 y Gestión inmobiliaria MIC S.A.S. por \$91.104.

(c) El incremento corresponde principalmente a contratos nuevos de arrendamiento de terrenos para el desarrollo de proyectos renovables María Cecilia Botero Botero por (\$9.141.240), Agro Inversiones Campo por (\$3.808.398), Carlos Enrique Giovanetty Mendoza por (\$2.978.334), Agropecuaria Doña Barbara por (\$1.218.226), FBM S.A.S. por (\$1.072.989), Rosa Lilian Borja Alvarado por (\$750.222), Granja productora del Caribe por (\$547.142), Malviris Zamora por (\$450.248),

Luz Charris y Herederos S.A.S por (\$412.134) y renovación de otros contratos con Mercado Ines Burgos (\$395.969), Ramiro Antonio Manjarrez (\$233.256), Inversiones Macondal (\$232.244), Ricardo Alberto Manjarrez por (\$225.782) y otros por (\$153.544); amortización de capital y pago de intereses de Terrapuerto S.A.S. por \$5.592.480, C.I. ALLIANCE S.A. por \$3.544.093, Carlos Enrique Giovanetty Mendoza por \$2.420.685, Maria Cecilia Botero Botero por \$1.024.089.

16. Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Cuentas por pagar bienes y servicios (1)	\$ 1.831.697.859	\$ -	\$ 1.055.805.318	\$ -
Proveedores por compra de energía y gas (2)	671.363.941	-	519.814.756	23.418.367
Otras cuentas por pagar (3)	253.925.472	-	190.876.979	388
Total	\$ 2.756.987.272	\$ -	\$ 1.766.497.053	\$ 23.418.755

- (1) Al 31 de diciembre de 2023 el saldo corresponde principalmente a cuentas por pagar de bienes servicios mediante operaciones de recaudo Banco Colpatria S.A. \$457.752.704, confirming con Citibank Colombia S.A. por \$116.098.949, y Bancolombia S.A. por \$103.360.845.

Adicionalmente las principales cuentas por pagar a proveedores son: Soltec Trackers Colombia S.A.S. por \$77.787.313; Empresas Públicas De Medellín S.A. E.S.P. por \$58.087.606; Isagen S.A.S. E.S.P. por \$37.211.979; Sungrow Power Supply Co. por \$36.717.679; Siemens S.A.S. por \$27.139.253; Nordex Energy Colombia S.A.S. por \$23.547.213; Soltec Energías S.A.S. por \$21.241.602; Eiffage Energía Colombia S.A.S. por \$20.468.918; XM Compañía De Expertos S.A. E.S.P. por \$19.509.442; Electrónica Santerno S.p.A. por \$19.497.697; J.E. Jaimes Ingenieros S.A. por \$17.407.921; Hidroeléctrica Del Alto S.A. E.S.P. por \$15.889.380; Confipetrol S.A.S. por \$13.495.211; Termoyopal generación S.A. E.S.P. por \$12.701.676; Consultoría y Medio Ambiente S.A. por \$12.500.000; Empresa De Energía De Boyacá S.A. E.S.P. por \$11.616.769; Andritz Hydro Ltda. por \$11.322.691; Consorcio Obsd. \$10.801.426; Accenture Ltda. por \$10.083.266; incluye también estimados de bienes y servicios \$676.898.747.

- (2) Al 31 de diciembre de 2023 corresponde principalmente a cuentas por pagar por compras de energía del segmento de distribución por \$402.239.739; segmento de generación por \$188.117.360 y comercialización de gas por \$5.525.088. 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 \$30.390.203.

- (3) El detalle de otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2023 y 2022 es el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Otras cuentas por pagar (a)	\$ 179.238.496	\$ -	\$ 133.592.025	\$ 388
Saldos a favor de clientes (b)	52.469.426	-	53.724.612	-
Recaudo a favor de terceros (c)	22.217.550	-	3.560.342	-
Total	\$ 253.925.472	\$ -	\$ 190.876.979	\$ 388

- (a) Al 31 de diciembre de 2023 el pasivo a corto plazo corresponde principalmente a las adecuaciones obras eléctricas ejecutadas por socios comerciales por \$133.407.312, pasivos por concepto de áreas de distribución de energía (ADD's) por \$45.831.184. 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 a los saldos a favor de clientes generados principalmente por mayor valor pagado y por ajustes de facturación del segmento de distribución.
- (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 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Provisiones ambientales	\$ 163.079.281	\$ 160.154.727	\$ 165.338.131	\$ 128.372.377
<i>Ambiental y obras Quimbo (1)</i>	87.845.097	11.296.980	105.490.421	2.152.004
<i>Plan de Restauración Quimbo (1)</i>	35.232.194	22.995.525	28.242.097	30.116.699
<i>Plan de Compensación CAR (2)</i>	20.883.217	85.113.214	19.389.926	71.883.146
<i>Provisión Ambiental Río Bogotá (3)</i>	12.157.608	15.484.907	9.099.228	12.568.899
<i>Provisión ambiental proyectos renovables (4)</i>	6.486.717	25.187.897	2.711.479	11.651.629
<i>Otras compensaciones ambientales</i>	474.448	76.204	404.980	-
Provisión de reclamaciones legales (5)	18.397.851	18.450.530	17.053.613	8.640.394
<i>Sanciones Quimbo y Guavio</i>	16.803.667	-	-	-
<i>Civiles y otros</i>	1.594.184	11.757.656	12.907.515	6.333.309
<i>Laborales</i>	-	6.692.874	4.146.098	2.307.085
Desmantelamiento	14.218.468	12.946.708	13.301.006	146.266.798
<i>Desmantelamiento de PCBs (6)</i>	13.709.441	2.175.291	13.301.006	2.966.463
<i>Otras provisiones de desmantelamiento</i>	509.027	5.265.427	-	1.372.420
<i>Desmantelamiento Central Cartagena (7)</i>	-	-	-	138.140.857
<i>Desmantelamiento de Asbesto</i>	-	5.505.990	-	3.787.058
Otras provisiones	29.778.244	4.059.504	44.757.778	12.881.775
<i>Provisión Incertidumbre Fiscal (8)</i>	26.061.621	-	22.576.736	-
<i>Provisión Recuperación Tominé (9)</i>	3.716.623	3.366.367	9.912.481	-
<i>Provisión Fondo de Transición (10)</i>	-	-	5.952.542	8.224.823
<i>Provisión plan de retiro Central Cartagena (11)</i>	-	-	6.316.019	3.963.815
<i>Otros</i>	-	693.137	-	693.137
Total Provisiones	\$ 225.473.844	\$ 195.611.469	\$ 240.450.528	\$ 296.161.344

- (1) La provisión de la Central Ambiental Hidroeléctrica El Quimbo está constituida por: i) Ambiental y obras Quimbo, la cual corresponde principalmente a obligaciones para reposición de infraestructura, liquidación de contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de la central ejecutadas dentro del cronograma de obras propuesto por el proyecto entre el 2017 y 2026. ii) Plan de Restauración, incluye las obras necesarias para mitigar el impacto ambiental con ocasión del llenado del embalse y que involucra flujos de ejecución estimados en 30 años. Entre las actividades principales de esta obligación se encuentra la restauración de bosques, mantenimiento de la franja de protección y del embalse, desarrollo del programa íctico, pesquero y programas de monitoreo de fauna, flora, clima y paisaje.

La tasa utilizada para descontar los flujos de la provisión ambiental y obras Quimbo y del plan de restauración Quimbo a diciembre de 2023 es 16.96% y 10.17% y a diciembre de 2022 es 20.30% y 13.14% EA, respectivamente.

Reclamación Consorcio Impregilo

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Dentro del término que venció el 10 de octubre de 2022, por petición de la aseguradora llamada en garantía por la demandada Axa Colpatría, eso es; por Segurexpo el Tribunal en providencia del 11 de octubre en los términos de los artículos 275 y 276 del código general del proceso, ordenó a Ingetec y al consorcio M&M (contratista de la compañía) para que procedieran a pronunciarse sobre las solicitudes de aclaración y complementación al informe rendido.

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

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

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

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

El Tribunal el 1 de febrero de 2023, notificó el auto No. 74, en el que se resuelve reprogramar la audiencia de alegatos para el 7 de marzo de 2023.

El 6 de febrero de 2023, se notificó el auto No. 75, en el que se resuelve decretar, como prueba de oficio, un informe que habrá de rendir Ingetec sobre el valor que en el pago hecho por Emgesa a Ingetec con ocasión del reperfilado, corresponde a los trabajos relativos a la galería GD2.

El 13 de febrero de 2023, se notificó el Auto No. 76, en el que se resuelve correr traslado, por el término de 3 días, del informe rendido por Ingetec el 9 de febrero de 2023.

El 7 de marzo de 2023 se realizó la audiencia de alegatos para escuchar los argumentos de las partes.

Mediante auto No. 78 se fijó que el 16 de agosto de 2023, se llevará a cabo la audiencia en la que se proferirá el laudo.

El 16 de agosto de 2023 se profirió y notificó el laudo que dirimió las controversias entre, por un lado, Enel Colombia S.A. E.S.P., y por el otro, Impregilo Colombia S.A.S. (hoy Grupo ICT II S.A.S.), OHL Colombia S.A.S. y Axa Colpatría seguros S.A., con ocasión de la deficiente construcción del enrocado de protección del espaldón aguas abajo en el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, con los siguientes resultados:

1. Frente a la demanda principal, promovida por Enel Colombia S.A. E.S.P. (en adelante Enel):
 - 1.1. Condenaron a Impregilo Colombia S.A.S. (hoy Grupo ICT II S.A.S.) y a OHL Colombia S.A.S. a pagar a Enel la suma de \$24.244.381 por concepto de daño emergente, más \$66.898 (equivalente a \$20.456 francos suizos) por concepto de los pagos hechos a AFC Consult Switzerland, más \$7.346.098 por concepto de la actualización monetaria. Estas son las sumas que resultan después de reducir la condena en un 65%, que, consideró el Tribunal, fue la participación de la Compañía en la acusación de los daños.
 - 1.2. Las pretensiones de pago del lucro cesante y cláusula penal fueron negadas.
 - 1.3. Las pretensiones de la demanda que buscaban que Axa Colpatría seguros S.A. asumiera la condena correspondiente como aseguradora de cumplimiento, no prosperaron. Por ese motivo, Enel fue condenada a pagar a esta aseguradora la suma de COP \$875.000 por concepto de costas. 2. Frente a la demanda de reconvención, promovida por Impregilo Colombia S.A.S. (hoy Grupo ICT II S.A.S.) y OHL Colombia S.A.S., condenaron a Enel a pagar la suma de COP \$492.112 por concepto de intereses por los 23 días de mora en que incurrió respecto del pago de las sumas de dinero acordadas en el literal b) de la cláusula tercera del Addendum No. 17 del contrato, más COP \$2.173.329 por concepto de obras ejecutadas no pagadas, más COP \$655.910 por concepto de reajuste de las obras ejecutadas no pagadas, más COP \$204.282 por actualización monetaria del valor adeudado por intereses moratorios en el pago de las obligaciones derivadas del Addendum No. 17 desde febrero de 2017 hasta la fecha del laudo, más \$1.174.457 por actualización monetaria del valor adeudado por cantidades de obra ejecutadas y no pagadas incluido el reajuste, desde febrero de 2017 hasta la fecha del laudo.

Al declarar la prosperidad de las excepciones de “Compensación” propuestas por la parte convocante y por las demandantes en reconvención, la condena final a cargo de Impregilo Colombia S.A.S. (hoy Grupo ICT II S.A.S.) y OHL Colombia S.A.S., y a favor de Enel, es por la suma de COP \$26.957.284. Sobre este valor, Impregilo Colombia S.A.S. (hoy Grupo ICT II S.A.S.) y OHL Colombia S.A.S. deben pagar a la Compañía intereses comerciales moratorios a la máxima tasa legalmente permitida, los que se causarán luego de que venza el término de 5 días siguientes a la fecha de ejecutoria del laudo, y hasta cuando el pago se haga efectivo.

El pasado 11 de septiembre de 2023, fecha en la que quedó ejecutoriado el Laudo arbitral Impregilo Colombia S.A.S. (hoy Grupo ICT II S.A.S.) y OHL Colombia S.A.S., pagaron a la compañía \$26.957.284 aplicada la respectiva compensación. Este proceso queda 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.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La Compañía consideró pertinente solicitar el acogimiento al Art. 321 /Ley 1955 de 2019 y el 25 de noviembre de 2019, radicó todos los documentos solicitados en dicho artículo para la liquidación e incremento del valor de la obligación del 1%. El 8 de marzo de 2021, la ANLA mediante Resolución 0462 aprobó la solicitud de acogimiento, e informó que el valor actualizado del Plan de Inversión del 1% de la Central El Quimbo es de \$15.989.664 de este valor, la ANLA aún no ha aprobado o descontado del presupuesto total, las inversiones que están en ejecución actualmente.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1. Los costos asociados a esta actividad (identificación visual del paisaje a través de fotografías aéreas y uso de drones; así como, "actividades anexas"), los cuales no han sido solicitados por parte de esta Autoridad, no serán elegibles del monto de la inversión forzosa de no menos del 1%, al considerarse que no es necesario incurrir en ellos para identificar áreas con coberturas vegetales conservadas, destacando que los montos a invertir deben enfocarse en las acciones que propenden a la conservación y protección del recurso hídrico, el cual corresponde al objetivo de la obligación de la inversión forzosa de no menos del 1% y por tanto debe darse un uso eficiente del mismo.

- Respecto a la elaboración de conceptos técnicos por parte de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM producto de la visita en campo de los predios a adquirir, es viable descontar dicho valor del monto de la inversión forzosa de no menos del 1%; no obstante, se aclara que este valor será descontado únicamente de los predios que sean finalmente adquiridos una vez se surta todo el proceso de compra y entrega del predio cumpliendo con todos los requisitos asociados y discriminados en el numeral 2 del artículo segundo de la Resolución 2398 del 29 de diciembre de 2021.

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

“Artículo primero: aceptar como parte de la liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1%, la suma de sesenta y dos millones cuatrocientos diecinueve mil doscientos setenta y nueve pesos con siete centavos. (\$62.419.279.07), liquidado sobre la base de liquidación que corresponde a la suma de seis mil doscientos cuarenta y un millones novecientas veintisiete mil novecientos siete pesos mcte. (\$6.241.927.907), valor que corresponde al ítem de adquisición terrenos del periodo comprendido entre el 16 de octubre de 2019 y el 31 de diciembre de 2021, de conformidad con lo expuesto en la parte motiva del presente acto administrativo.”

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

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

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

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

Fuente: Resolución ANLA 02829 del 30 de noviembre de 2022.

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

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

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

Dada la falta de predios para compra desde el pasado 02 de enero de 2023 se realizó la radicación de la solicitud de apertura de la nueva línea de inversión Instrumentación y monitoreo de recurso hídrico a la ANLA. El 13 de febrero, ANLA emitió concepto de viabilidad para el uso de la línea de inversión y queda a la espera del proyecto para aprobación. Se realizó reunión de acercamiento con la CAM el pasado 27 de marzo de 2023 y está pendiente la elaboración del proyecto por parte de esta entidad para presentar a la ANLA.

Mediante resolución N° 00283 del 17 de febrero de 2023, la ANLA acepta lo siguiente:

- Como ejecutado la suma de \$460.908 por la adquisición del predio Aguas Claras.
- Como ejecutado la suma de \$698.411 del predio Lote No. 4.
- La propuesta de adquisición del predio El Desengaño ubicado en el municipio de Oporapa.
- Lo referente a la adquisición de predios donde se evidencie al menos el 70% de extensión del total con coberturas, no es un factor excluyente de la adquisición de predios.

Y requiere lo siguiente:

- a. El levantamiento topográfico para dar como ejecutado el monto del predio La Pradera.
- b. El Avalúo del predio Agua Blanca ubicado en el municipio de Paicol expedido el 17 de noviembre de 2020.
- c. El ajuste o aclarar las diferencias encontradas en la ubicación y límites entre el área registrada del predio La Pradera.
- d. La información documental y cartográfica para aprobación de los predios Quebrada Los Monos en el municipio de Isnos y Villa Nohora en el municipio de Palestina.

Enel Colombia S.A. E.S.P. dio respuesta parcial a la resolución N°00283 del 17 de febrero de 2023 mediante radicado N°2023068167-1-000 del 31 de marzo de 2023.

El 31 de marzo de 2023, mediante radicado ANLA 2023068722-1-000, Enel hizo entrega del Informe de Cumplimiento Ambiental (ICA) N° 27, en el cual se presentó todo el avance del Plan 1% correspondiente al segundo semestre del año 2022.

La ANLA, posteriormente, en comunicación recibida por Enel (Rad ANLA N° 20234700059581) el 12 de mayo de 2023, solicitó la radicación del ICA N° 27 en medio físico, el cual fue debidamente entregado por Enel el 29 de mayo de 2023 (Radicado ANLA N° 2023-620-015879-2).

El 07 de marzo de 2023, Enel Colombia radicó a la ANLA para su aprobación (Radicado N° 2023045547-1-000) un proyecto denominado “Construcción de la planta de tratamiento de aguas residuales del centro poblado San Antonio del Pescado de Garzón Huila” para cofinanciación con el presupuesto del Plan de inversión del 1%.

El 31 de mayo de 2023, la Compañía dio respuesta a la ANLA (radicado N°20236200172712), al requerimiento del artículo décimo cuarto Resolución No. 462 del 08 de marzo de 2021, relacionado con el reporte de las inversiones base de liquidación, de la inversión forzosa de no menos del 1% efectuadas en el año 2022.

La ANLA mediante resolución N°1145 del 05 de junio de 2023, aprobó la inclusión del proyecto mencionado, como parte de la línea de inversión “Interceptores y sistemas de tratamiento de aguas residuales domésticas” con cargo a la obligación de inversión forzosa de no menos del 1%.

Adicionalmente, requirió el ajuste del proyecto y la presentación de un plan de seguimiento y monitoreo del cuerpo de agua detallado, para verificar el cumplimiento de las metas y objetivos del proyecto, dentro del cual solicitó definir indicadores y actividades de socialización con las comunidades. Finalmente, solicita que los resultados de los análisis fisicoquímicos y microbiológicos sean remitidos a la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM con el fin de tomar medidas correctivas en caso de no cumplir con los rangos establecidos en la normativa.

De otra parte, la Compañía mediante radicado N°20236200197942 del 07 de junio de 2023, dio respuesta a los literales a y c del artículo quinto de la Resolución N°00283 del 17 de febrero de 2023.

El 26 de junio de 2023, el municipio de Garzón, Empresas públicas de Garzón (Empugar) y la Compañía, suscribieron un convenio tripartito para la ejecución del proyecto “Construcción del sistema de tratamiento de aguas residuales en el centro poblado San Antonio del Pescado del Municipio de Garzón”, por el valor de \$3.077.470.632 y una duración de 18 meses. El aporte de la Compañía será de \$2.103.199.390, con recursos del Plan de inversión del 1% de la Central El Quimbo. El municipio aportará la suma de \$974.271.242. Este acuerdo, incluye para cumplimiento del municipio, los requerimientos de la resolución N°1145 del 05 de junio de 2023.

El 27 de junio de 2023, el municipio de Elías (Huila) y la Compañía, suscribieron un Convenio para la adquisición del predio denominado “El Desengaño” (47,55 ha) por parte del municipio, con los recursos del Plan de inversión del 1% de la Central El Quimbo, por el valor de \$305.806.366. Lo anterior, con el fin de proteger los afluentes del río Magdalena y cuenca abastecedora del municipio de Elías, mediante la conservación y protección del predio mencionado.

El 28 de junio de 2023, el municipio de El Agrado, Empresas públicas de El Pital y El Agrado S.A. E.S.P. y la Compañía, suscribieron un convenio tripartito para la ejecución del proyecto “Optimización sistema de tratamiento de aguas residuales STAR del municipio de El Agrado, Departamento del Huila”, por el valor de \$1.243.782.162 y una duración de 06 meses. El aporte de la Compañía será de \$929.930.588, con recursos del Plan de inversión del 1% de la Central El Quimbo. El municipio aportará la suma de \$81.368.926 y Empresas públicas de El Pital y El Agrado S.A. E.S.P. aportará la suma de \$232.482.647.

Con relación a la línea de inversión “Formación de promotores ambientales de la comunidad” la Compañía radicó el 15 de mayo de 2023 a la ANLA, la propuesta realizada por el SENA para la ejecución del proceso de formación. A su vez, la Compañía consulta a la Autoridad sobre la viabilidad del pago de apoyo económico por un valor de \$400.000 pesos mensuales para cada aprendiz, de acuerdo con la propuesta del SENA.

El 21 de septiembre de 2023 se terminó la ejecución del convenio suscrito con el municipio de Elías para la adquisición del predio “El Desengaño” y se inició la liquidación del mismo.

El 27 de septiembre de 2023, el municipio de Garzón suscribió contratos de obra e interventoría para la ejecución del convenio firmado con la Compañía, para la construcción de la PTARD en el corregimiento San Antonio del Pescado.

El 29 de septiembre de 2023, la CAM informa mediante radicado 13909 2023-S que es pertinente presentar el avalúo actualizado del predio el Danubio.

Mediante Resolución N°002992 del 18 diciembre de 2023 la ANLA evalúa el programa de cumplimiento de la obligación de la inversión forzosa de no menos del 1% informa lo siguiente:

Artículo primero: Aceptar a la Compañía la ejecución del programa de “Optimización sistema de tratamiento de aguas residuales (STAR) del Municipio de El Agrado, departamento del Huila” enmarcado en la línea de inversión “Interceptores y sistemas de tratamiento de aguas residuales domésticas” para el cumplimiento de la obligación de inversión forzosa de no menos del 1% del proyecto “Hidroeléctrico El Quimbo”; de conformidad con lo señalado en la parte motiva del presente acto administrativo.

Mediante Auto N°011470 del 28 diciembre de 2023 en su Artículo primero. Reiterar a la Compañía:

Presentar el ajuste del Plan de Inversión del 1%, acorde al valor por ejecutar actualizado a 2021, acompañado de la respectiva proyección financiera. Lo anterior en cumplimiento del artículo tercero de la Resolución 1572 del 2 de julio de 2022.

Presentar el ajuste del Plan de Inversión del 1%, informando la línea y programa en los que se invertirán los recursos disponibles del Plan de Inversión del 1%, de acuerdo con los montos aprobados por esta Autoridad, presentando la respectiva proyección financiera y cronograma de actividades para la ejecución de estos. Lo anterior, en cumplimiento del artículo tercero de la Resolución 1572 del 2 de julio de 2022 y artículo sexto de la Resolución 283 del 17 de febrero de 2023.

Artículo segundo. Requerir a la Compañía, para que en el término de tres (3) meses contados a partir de la ejecutoria del presente acto administrativo dé cumplimiento y/o ejecución a las siguientes obligaciones y presente a esta Autoridad Nacional, los respectivos registros documentales:

1. Informar dentro del cuerpo de la certificación de revisor fiscal del año 2022, el valor del monto base de liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1%, del proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, en pesos, para el periodo 1° de enero de 2022 al 31 de diciembre de 2022, detallado en los ítems establecidos en el artículo 321 de la Ley 1955 de 2021.
2. Especificar y aclarar si los valores reportados en el anexo del certificado del año 2022, en la columna “Valor /Moneda Objeto”, radicado 20236200172712 del 31 de mayo de 2023, se expresan en pesos o en millones de pesos.
3. Incluir en la base de liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1%, el costo de adquisición o expropiación de los predios, legalizados en el año 2022.
4. Presentar la información técnica del predio La Victoria ubicado en el municipio de Altamira, para evaluación por parte de esta Autoridad.
5. Presentar la siguiente información para el predio El Desengaño:
 - a. Soporte financiero del tercer pago, por la suma de \$122.322.546, equivalente al 40% de su adquisición.
 - b. Avalúo comercial adquirido con recursos de la inversión forzosa de no menos del 1%; adjuntando los soportes del pago del avalúo por la suma de \$4.757.569.

- c. Presentar la caracterización biótica, física y socioeconómica
 - d. Presentar el avalúo comercial del predio La Reserva- Lote 8 ubicado en el municipio de Paicol
 - e. Presentar la información de los análisis jurídicos realizados al predio Bella María ubicado en el municipio de Saladoblanco el cual ya cuenta con aval del COLAP y concepto de la CAM.
- (2) Al 31 de diciembre de 2023, 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.
- (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 Sibate 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 10,18% E.A.
- (4) Corresponde a las provisiones ambientales para la construcción y operación de los proyectos renovables:
- Parque Solar El Paso: Ubicado en departamento del Cesar, expedida bajo la Resolución No 0136-14-03-2017 otorgada por la Corporación Autónoma Regional del Cesar - Corpocesar cobijando la etapa preoperativa, constructiva, operativa y post-operativa; las cuales comprenden las obras y actividades como Parque Solar, subestación elevadora, campamento, área administrativa, línea de conexión eléctrica, vía variante, obras hidráulicas entre otras.
- Al 31 de diciembre de 2023, 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 10,25% EA, con un plazo de ejecución estimado de 25 años, el cual corresponde a la duración de la licencia. Los conceptos incluidos son: Cumplimiento ambiental (PMA), plan de gestión del riesgo, enriquecimiento vegetal de 63 hectáreas con epífitas y seguimiento (3) años. Res. 0086 de 2018) y plan de Compensación del Parque Solar El Paso (6 años (1 implementando 5 mantenimiento)) (res. 136-2017, PMA - BC-1, BSM-4).
- La Loma: Ubicado en el departamento del Cesar, con licencia ambiental expedida bajo la resolución 2200 de 9 de noviembre de 2019 otorgada por la ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales), la licencia otorgada a la sociedad EGP Fotovoltaica La Loma S.A.S. la cual incluye las etapas preoperativa, constructiva, operativa y post operativa; las cuales comprenden las obras y actividades como Parque Solar, subestación elevadora, campamento, área administrativa, línea de conexión eléctrica, obras hidráulicas entre otras.

Al 31 de diciembre de 2023, 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 9.52% EA, con un plazo de ejecución estimado de 5 años, el cual corresponde a la obligación de la licencia. Los conceptos incluidos son: implementación y mantenimiento del plan de compensación del componente biótico.

- Fundación: Ubicado en el departamento del Magdalena, con licencia ambiental expedida bajo la resolución 0657 de 8 de marzo de 2021 otorgada por la Corporación Autónoma Regional del Magdalena (CORPAMAG), cobijando la etapa preoperativa, constructiva, operativa y post operativa; las cuales comprenden las obras y actividades como Parque Solar, subestación elevadora, campamento, área administrativa, línea de conexión eléctrica, vía variante, obras hidráulicas entre otras.

Al 31 de diciembre de 2023, 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 16.96% EA, con un plazo de ejecución estimado de 3 años, el cual corresponde a la obligación de la licencia. Los conceptos incluidos son: implementación del plan de compensación del componente biótico.

- (5) Al 31 de diciembre de 2023, el valor de las pretensiones en las reclamaciones a la Compañía por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a \$16.807.182.521 con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado \$36.848.381 (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.

El incremento corresponde a sanciones notificadas en el mes de diciembre de 2023 y estas corresponden a:

Provisión Sanciones Quimbo y Guavio	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

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 2023, el valor de las reclamaciones por litigios administrativos, civiles, laborales y contratistas se detalla así:

Procesos	Calificación	No. de Procesos	Valor de la Contingencia	Valor provisión
-Distribución – Civil	Posible	250	\$ 797.948.538	\$ -
	Probable	41	25.017.329	7.825.693
	Remota	9	12.916.939.354	-
Total distribución – Civil		300	13.739.905.221	7.825.693
-Distribución-Laboral	Posible	163	29.394.383	-
	Probable	38	11.760.651	8.070.703
Total distribución-Laboral		201	41.155.034	8.070.703
Generación-Inundaciones A97	Posible	3	169.370	-
	Probable	1	2.953.181	627.362
Total generación-Inundaciones A97		4	3.122.551	627.362
Generación-Inundaciones D97	Posible	6	5.180.408	-
	Probable	1	154.016	353.080
Total generación-Inundaciones D97		7	5.334.424	353.080
Generación-Laboral	Posible	30	6.824.164	-
	Probable	6	2.845.223	1.464.764
Total general Total Generación-Laboral		36	9.669.387	1.464.764
Generación-Otros	Posible	43	2.403.123.234	-
	Probable	6	13.320.812	208.750
	Remota	2	-	-
Total Generación-Otros		51	2.416.444.046	208.750
Quimbo	Posible	158	570.336.333	-
	Probable	1	5.377.741	1.400.000
Total Quimbo		159	575.714.074	1.400.000
Renovables	Posible	4	15.837.784	-
	Remota	1	-	-
Total Renovables – Laboral		5	15.837.784	-
Total general		763	\$ 16.807.182.521	\$ 19.950.352

Concepto	Valor de la provisión a 2023
Sanciones Quimbo y Guavio	\$ 16.803.667
Primas de éxito	4.174.701
Provisión litigios Fiscales	956.450
Sanciones	637.735
VPN	(5.674.524)
	\$ 16.898.029

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

Exportación de transformadores contaminados

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

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

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

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

Marcación y muestreo de inventarios

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2023 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 2023 es de \$15.884.732, la Compañía actualizó la provisión descontando los flujos futuros al valor presente neto a una tasa del 16,84% 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) Durante el año 2022 la Compañía adelantó un análisis sobre las opciones de recalificación en el uso de las instalaciones, implementación de nuevas tecnologías tales como el Hidrógeno verde, paneles solares flotantes, uso de biocombustibles, y otras opciones incluyendo el ámbito inmobiliario. Los resultados obtenidos no sustentan las futuras inversiones que favorezcan una recuperación, reutilización, repotenciación y/o retoma operativa para futuros periodos de la Central Cartagena. Por ello y de acuerdo con la resolución 1420 del 06 de noviembre de 2015 por la cual se ajusta vía seguimiento la resolución 1809 del 15 de octubre de 2008 en su "Artículo Noveno: Aceptar el plan de cierre y abandono como fue presentado y requerir a la Compañía para que revise y ajuste esta ficha, para la fecha en que se dé el periodo de cierre, considerando las condiciones que lleguen a presentarse para esa época".

El 12 de julio de 2023 suscribió con SMN Termocartagena S.A.S, contrato de compraventa para la enajenación de la planta, por lo cual, se revierte la constitución de la provisión de desmantelamiento sobre los activos con estado actual de obsolescencia.

El acuerdo empezó a regir a partir del 1 de diciembre de 2023, fecha desde la cual La Compañía SMN asumió la administración y operación de esta planta generadora de energía.

- (8) 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.

- (9) Corresponde a los valores comprometidos por la Compañía en el marco del Convenio de Administración, Operación y Mantenimiento del Embalse de Tominé suscrito con La Compañía de Energía de Bogotá en el 2013, con una duración de 10 años y el otro sí número cuatro firmado en diciembre de 2022, con una prórroga de 10 años adicionales.
- (10) En el año 2020 la Compañía reconoció la provisión Fondo de Transición la cual tiene como objeto la eficiencia de plantilla de personal en línea con el plan de inversión en digitalización y automatización del Grupo Enel a nivel mundial en las diferentes áreas y líneas de negocio de la Compañía. Lo anterior, supone identificar eficiencias para hacer recambio de perfiles y contar con los recursos económicos necesarios como parte de la estrategia mencionada, que apalanque el logro de los objetivos definidos por la Compañía.

Al 31 de diciembre de 2023, de acuerdo con el plan de retiro establecido para los funcionarios de la Compañía se agota el saldo de la provisión por el acogimiento total al beneficio.

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

El 12 de julio de 2023 la Compañía suscribió con SMN Termocartagena S.A.S, contrato de compraventa para la enajenación de la planta.

Al 31 de diciembre de 2023, de acuerdo con el plan de retiro establecido para los funcionarios de la Compañía se agota el saldo de la provisión por el acogimiento total al beneficio.

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

El movimiento de las provisiones entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Provisión Incertidumbre Fiscal	Provisiones Ambientales	Provisión Fondo de Transición	Provisión plan de retiro Central Cartagena	Otros	Total
Saldo Inicial a 01 de enero de 2023	\$ 25.694.007	\$ 159.567.804	\$ 22.576.736	\$ 293.710.508	\$ 14.177.365	\$ 10.279.834	\$ 10.605.618	\$ 536.611.872
Incremento (Decremento)	25.007.201	(142.776.073)	3.484.885	23.015.449	(11.353.887)	-	(2.829.491)	(105.451.916)
Provisión utilizada	(7.296.812)	(23.537.375)	-	(1.421.094)	(3.192.194)	(5.490.898)	-	(40.938.373)
Actualización efecto financiero	(3.007.324)	28.185.227	-	13.654.738	368.716	356.741	-	39.558.098
Recuperaciones	(3.548.691)	-	-	-	-	-	-	(3.548.691)
Reclasificaciones	-	5.725.593	-	(5.725.593)	-	(5.145.677)	-	(5.145.677)
Total movimientos en provisiones	11.154.374	(132.402.628)	3.484.885	29.523.500	(14.177.365)	(10.279.834)	(2.829.491)	(115.526.559)
Saldo final al 31 de diciembre de 2023	\$ 36.848.381	\$ 27.165.176	\$ 26.061.621	\$ 323.234.008	\$ -	\$ -	\$ 7.776.127	\$ 421.085.313

Del 31 de diciembre de 2022 y 2023 los procesos eventuales variaron en \$1.024.618 principalmente por:

Grupo Proceso	Tipo proceso	Valor
Distribución-Civil	Acción de Reparación Directa	\$ (360.842)
	Acciones populares	(1.000)
	Nulidad y restablecimiento del derecho en primera instancia (Ley 1437 de 2011)	(20.000)
	Proceso declarativo responsabilidad civil extracontractual	(86.399)
	Proceso ejecutivo de mayor y menor cuantía por obligación de dar sumas de dinero	(5.706)
	Proceso ejecutivo para el pago de sumas de dinero (CGP)	2.994
	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(17.878)
Total Distribución-Civil		(488.831)
Distribución-Laboral	Ejecutivo laboral	(39.544)
	Ordinario laboral de primera instancia	1.232.613
Total Distribución-Laboral		1.193.069
Generación-Otros	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	193.016
Total Generación-Otros		193.016
Generación-Laboral	Ordinario laboral de primera instancia	(53.078)
Total Generación-Laboral		(53.078)
Generación-Inundaciones A97	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(172.638)
Total Generación-Inundaciones A97		(172.638)
Generación-Inundaciones D97	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	353.080
Total Generación-Inundaciones D97		353.080
Total general		\$ 1.024.618

La Compañía cuenta con un litigio fiscal a 31 de diciembre de 2023 calificado como probable el cual se encuentran provisionado por valor de \$956.450, correspondiente a demanda tasa contributiva de estratificación.

El movimiento de la provisión de reclamaciones legales en el 2023 corresponde principalmente a:

a) Dotaciones:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto De La Demanda	Valor	Fecha
Generación-Inundaciones A97	Luz Nelly Olarte Guepando Y Otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	\$ 1.660.000	sep-23
Generación-Otros	Cass Constructores & Cia S. C. A. Csa Constructores	Proceso ejecutivo de mayor y menor cuantía por obligación de dar sumas de dinero	1.459.565	sep-23
	S.A proyectos Construcciones Y Montajes S.A.S Pcm S.A.S Solarte Nacional De Construcciones S.A.S - Sonacol S.A.S			
Distribución-Laboral	Daniel Andrés Pardo Carrillo	Ordinario laboral de primera instancia	625.000	feb-23
Distribución-Laboral	José Domingo Hernandez	Ordinario laboral de primera instancia	620.000	sep-23
Distribución-Laboral	Irma Milena Alfonso Moreno	Ordinario laboral de primera instancia	480.000	sep-23
Distribución-Laboral	Maria Ines Romero De Murillo	Ordinario laboral de primera instancia	480.000	jul-23
Generación-Otros	Luis Alfonso Marín	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	385.000	oct-23
Generación-Inundaciones D97	Heber Alberto Hurtado Pérez	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	353.080	nov-23
Distribución-Laboral	Jesus Eneris Salamandra Díaz	Ordinario laboral de primera instancia	312.000	feb-23
Distribución-Laboral	Martha Angarita Serpa Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	224.800	oct-23
Distribución-Laboral	Aldana Zenayda	Ordinario laboral de primera instancia	206.900	feb-23
Distribución-Civil	Carlos Alberto García Sánchez	Acción de Reparación Directa	125.058	nov-23
Distribución-Laboral	Jose Gustavo Veloza Zea	Ordinario laboral de primera instancia	124.000	nov-23
Distribución-Laboral	Maria Olinda	Ordinario laboral de primera instancia	80.000	jun-23
Distribución-Laboral	Rodríguez De Alonso	Ejecutivo laboral	69.878	may-23
Distribución-Laboral	Jaime Aponte Fandiño	Ordinario laboral de primera instancia	62.286	ago-23
Distribución-Civil	Maria Rutby Acosta De Silgado	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	58.500	ago-23
Distribución-Laboral	Edwin Fernando Patarroyo Baquero	Ordinario laboral de primera instancia	50.000	ago-23

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

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto De La Demanda	Valor	Fecha
Distribución-Civil	Consuelo Rodríguez Hernandez	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	41.596	jul-23
Distribución-Civil	Gabriel Rocha Sarmiento	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	40.000	ago-23
Distribución-Civil	Lorenzo Porras Martínez	Proceso ejecutivo para el pago de sumas de dinero (CGP)	33.000	oct-23
Distribución-Laboral	Mariela Mahecha De Vesga Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	29.500	oct-23
Generación-Laboral	María Inés Romero De Murillo	Ordinario laboral de primera instancia	24.000	oct-23
Distribución-Civil	Marco Tulio Murillo Vásquez	Acción de Reparación Directa	14.100	oct-23
Distribución-Laboral	Yuli Carolina Murillo Romero	Ordinario laboral de primera instancia	5.000	oct-23
Generación-Otros	Efraín Montañez y Silverio Antonio Olarte Gil	Acciones populares	1.857	jul-23

b) Pagos:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto De La Demanda	Valor	Fecha
Sanciones	Autoridad Nacional De Licencias Ambientales.	Sanción ANLA- Quimbo, Res.0381	\$ (3.056.307)	jun-23
Generación-Inundaciones A97	Luz Nelly Olarte Guependo, Y Otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(1.832.638)	dic-23
Sanciones	Corporacion Autonoma Regional	Sanción CAM Resolución 3727	(540.470)	sep-23
Distribución-Laboral	Maria Rutby Acosta De Silgado	Ordinario laboral de primera instancia	(381.026)	dic-23
Sanciones	Corporacion Autonoma Regional	Sanción CAM Resolución 3607	(363.263)	nov-23
Distribución-Laboral	Martha Angarita Serpa, María Acosta De Salgado Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	(250.736)	nov-23
Sanciones	Superintendencia De Servicios públicos Domiciliarios	Sancion Superservicios	(237.423)	ago-23
Generación-Otros	Luis Alfonso Marín	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	(191.984)	oct-23
Distribución-Laboral	Jaime Aponte Fandiño	Ejecutivo laboral	(68.857)	sep-23
Distribución-Laboral	José Domingo Hernandez	Ordinario laboral de primera instancia	(60.538)	dic-23
Distribución-Laboral	Jose Gustavo Veloza Zea	Ordinario laboral de primera instancia	(58.803)	dic-23
Distribución-Civil	Edwin Fernando Patarroyo Baquero	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(57.361)	dic-23
Distribución-Laboral	Consuelo Rodríguez Hernandez Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	(57.323)	sep-23
Generación-Laboral	Jesús Anibal Vasquez	Ordinario laboral de primera instancia	(46.078)	may-23
Distribución-Civil	Mariela Mahecha De Vesga Y Otros	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	(35.596)	may-23
Distribución-Civil	Ramiro Tovar Coronado	Proceso ejecutivo para el pago de sumas de dinero (CGP)	(30.006)	dic-23
Distribución-Laboral	Gilberto Garcia Lopez	Ordinario laboral de primera instancia	(10.000)	dic-23
Distribución-Civil	Virginia Ariza Navarro Y Otros	Proceso ordinario de mayor, menor y mínima cuantía	(9.945)	mar-23
Distribución-Laboral	Aldana Zenayda Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	(6.600)	mar-23
Generación-Otros	Efraín Montañez Silverio Antonio Olarte Gil	Acciones populares	(1.857)	jul-23

c) Recuperaciones:

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto De La Demanda	Valor	Fecha
Distribución-Civil	Cass Constructores & Cia S. C. A. Csa Constructores S.Aproyectos Construcciones Y Montajes S.A.S Pcm S.A.S Solarte Nacional De Construcciones S.A.S - Sonacol S.A.S	Proceso ejecutivo de mayor y menor cuantía por obligación de dar sumas de dinero	\$ 1.459.565	oct-23
Distribución-Civil	María Elvira Díaz Arango	Acción de Reparación Directa	500.000	abr-23
Distribución-Civil	Gilberto Garcia Lopez	Ordinario laboral de primera instancia	398.233	oct-23
Distribución-Laboral	Janeth Velasco Zamorano	Ordinario laboral de primera instancia	175.863	oct-23
Distribución-Laboral	Ana Delia Arandia Cárdenas Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	145.487	abr-23
Distribución-Laboral	Felix Antonio Cifuentes Olarte	Ordinario laboral de primera instancia	120.000	sep-23
Distribución-Laboral	Luis Antonio Velandia Muñoz	Ordinario laboral de primera instancia	100.000	dic-23
Distribución-Laboral	"Consuelo Rodríguez Hernandez Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	92.677	oct-23
Distribución-Laboral	"	Proceso declarativo responsabilidad civil extracontractual	79.399	feb-23
Distribución-Laboral	Laura Tatiana Lopez Orjuela -Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	62.000	dic-23
Distribución-Laboral	Jose Gustavo Veloza Zea	Ordinario laboral de primera instancia	60.510	oct-23
Distribución-Laboral	Julian Felipe Martinez Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	59.949	sep-23
Distribución-Laboral	Liliana Rocio Castro Ospina	Ordinario laboral de primera instancia	56.283	oct-23
Distribución-Laboral	Salvador Castañeda Millan	Ejecutivo laboral	45.418	sep-23
Distribución-Laboral	Ana Delia Arandia Cárdenas Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	40.000	oct-23
Distribución-Laboral	Jose Maria Salazar Montealegre	Ordinario laboral de primera instancia	39.655	oct-23
Distribución-Laboral	Henry Bernal Avila	Ordinario laboral de primera instancia	30.000	abr-23
Distribución-Laboral	German Claros Valenzuela	Nulidad y restablecimiento del derecho en primera instancia (Ley 1437 de 2011)	20.000	ago-23
Generación-Laboral	Olga Jeannette Montañez Cruz	Ordinario laboral de primera instancia	15.000	sep-23
Distribución-Laboral	Marlon Deniss Rodríguez Lizcano	Proceso ordinario de Mayor, menor y mínima cuantía	9.072	sep-23
Generación-Laboral	Maria Consuelo Mahecha Bustos	Proceso declarativo responsabilidad civil extracontractual	7.000	feb-23

Tipo de Proceso	Demandante	Objeto De La Demanda	Valor	Fecha
Distribución-Laboral	Gustavo Prieto Serrato Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	6.759	oct-23
Distribución-Civil	Margarita Gonzalez Rojas	Proceso verbal de mayor y menor cuantía (L. 1395 de 2010)	6.000	sep-23
Distribución-Civil	Mariela Mahecha De Vesga Y Otros	Proceso ordinario de Mayor, menor y mínima cuantía	5.037	ago-23
Distribución-Civil	Luz Nelly Olarte Guependo Y Otros	Ordinario laboral de primera instancia	4.000	sep-23
Generación-Inundaciones A97	Luis Eduardo Sarmiento	Proceso ejecutivo de mayor y menor cuantía por obligación de dar sumas de dinero	3.840	feb-23
Distribución-Laboral	Alberto Chaya Pallares Y Otros	Ejecutivo laboral	2.500	dic-23
Distribución-Civil	Leandro Antonio Herrera	Proceso ejecutivo de mayor y menor cuantía por obligación de dar sumas de dinero	1.867	abr-23
Distribución-Civil	Arturo Enrique Sanchez Delgado Y Otros	Proceso verbal de servidumbre (CGP)	1.000	feb-23
Distribución-Civil	Edificio Katherine Ph	Ordinario laboral de primera instancia	1.000	abr-23
Generación-Laboral	Dagnober Loaiza Echeverry	Ordinario laboral de primera instancia	372	sep-23
Distribución-Laboral	Efrain Pinzon Villabona	Ejecutivo laboral	146	sep-23
Generación-Otros	Jose Antonio Suarez Acevedo	Ordinario laboral de primera instancia	59	sep-23

18. Pasivos por impuestos corrientes

Impuesto sobre la renta

El impuesto a la renta por pagar se presenta a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Impuesto de renta corriente (1)	\$ 1.626.595.255	\$ 1.790.073.730
Impuesto por pagar año anterior	-	34.746
Descuentos tributarios y retención en la fuente	(82.108.072)	(192.496.450)
Autorretenciones otros conceptos	(322.583.980)	(203.927.032)
Autorretenciones de retención en la fuente	(403.011.850)	(329.100.349)
Anticipo de renta año	(452.711.244)	(302.831.588)
Saldo a favor renta EGP 2021	-	(4.552.858)
Pasivos por impuestos corrientes	\$ 366.180.109	\$ 757.200.199

El pasivo por impuesto de renta corriente por pagar está compuesto por:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del período	\$ 1.658.943.717	\$ 1.767.589.678
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	(32.348.462)	22.484.052
	\$ 1.626.595.255	\$ 1.790.073.730

A diciembre de 2023 se presenta un impuesto de renta corriente por \$1.626.595.255, el cual se tendrá en cuenta en la presentación de renta en el año 2024.

Las declaraciones de renta de los años gravables 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 se encuentran abiertas para revisión por parte de las autoridades tributarias; así como, la renta para la equidad CREE de 2016. Sin embargo, en opinión de la gerencia, en el evento en que ocurra un proceso de fiscalización, no se esperan diferencias significativas.

La provisión para impuesto sobre la renta se calcula a la tasa vigente. Para el año gravable 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 2022 se presentaron a la DIAN y fueron transmitidos en debida forma el 13 de septiembre de 2023.

Las transacciones realizadas durante el 2023 han sido validadas por los asesores tributarios y se presentarán en 2024 en la documentación comprobatoria e informativa en los términos establecidos por el Gobierno Nacional.

Contrato de estabilidad jurídica

A continuación, se describen los principales aspectos del contrato de estabilidad jurídica celebrado entre la Nación (Ministerio de Minas y Energía) y la Compañía, perfeccionada el 20 de diciembre de 2010:

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 de 2011.

Obligaciones de las Partes

a. Obligaciones de la Compañía:

- Cumplir con el monto de la inversión planeada para la construcción y puesta en marcha del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.
- Pagar la prima de 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 y diciembre de 2023 la Compañía pagó \$4.657.387, \$3.225.114, \$1.204.102, \$124.412 y \$263.634 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 2022 se radicó ante el Ministerio de Minas y Energía dentro del plazo establecido para ello, el 29 de marzo de 2023.

19. Otros pasivos no financieros

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Anticipos por venta de energía (1)	\$ 174.548.030	\$ 177.215.002
Impuestos distintos a la renta (2)	137.030.095	112.109.690
Anticipos de clientes por uso de redes	25.478.449	3.677.484
Ingresos diferidos	3.818.047	3.818.047
	\$ 340.874.621	\$ 296.820.223

- (1) La variación del período presenta una disminución en el anticipo de compras de energía por \$2.666.972, el cual se debe a principalmente a que, para el año 2022 se contaba con anticipos para la línea de distribución y generación.

Al 31 de diciembre del año 2023 se cuenta con anticipos solamente para la línea de generación; los más representativos son:

Tercero	Anticipo	Porcentaje
Caribemar 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%
Rutoque S.A. E.S.P.	10.108.052	6%

(2) Al 31 de diciembre de 2023, los impuestos distintos a la renta corresponden a:

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Provisión para pago de impuestos (a)	\$ 46.952.290	\$ 34.197.022
Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines (b)	90.077.805	77.912.668
	\$ 137.030.095	\$ 112.109.690

- a) (a) La variación del período corresponde principalmente a provisión para pago de impuestos, ésta la compone la provisión de ICA que generó un aumento de \$12.755.268.
- b) Respecto a los impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines se presenta un aumento de \$12.165.137 que lo compone las retenciones en la fuente, retención de ICA e IVA.

20. Provisiones por beneficios a los empleados

	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No corriente
Prestaciones sociales y aportes de ley (1)	\$ 90.249.166	\$ 3.246.556	\$ 85.752.551	\$ 2.520.355
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo (2)	33.442.032	496.526.650	32.440.715	365.314.784
Beneficios por planes de retiro	5.723.712	-	5.383.395	-
Otras obligaciones	80.662	-	101.537	-
	\$ 129.495.572	\$ 499.773.206	\$ 123.678.198	\$ 367.835.139

- (1) Al 31 de diciembre de 2023 corresponde principalmente a bonificaciones \$35.649.972; vacaciones y prima de vacaciones \$14.641.908; aportes de seguridad social y parafiscales por \$12.479.395; Cesantías e intereses de Cesantías por \$27.477.891; así mismo, la Compañía hace aportes periódicos de ley para cesantías y seguridad social integral: salud, riesgos profesionales y pensiones, a los respectivos fondos privados y a Colpensiones que asumen estas obligaciones en su totalidad.
- (2) La variación para los saldos corriente y no corriente corresponde al reconocimiento de la pérdida actuarial de pensiones y otros beneficios por \$121.748.411, costo financiero por \$36.185.619, contribuciones pagadas por (\$37.190.173), adquisiciones por \$10.715.470 y costo del servicio corriente \$753.856.

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 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Pensionados	1.439	1.445
Edad promedio	71	70

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 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Auxilio educativo		
Pensionados	63	89
Edad promedio (Descendientes de pensionados)	19.3	19.4
Auxilio energía		
Pensionados	1.198	1.198
Edad promedio	71	70.3
Auxilio salud		
Pensionados	794	774
Edad promedio	62.7	61.8

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 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Empleados	118	124
Edad promedio	57,5	57
Antigüedad	31,1	30,2

Beneficios de largo plazo

La Compañía reconoce a sus empleados activos, beneficios asociados a su tiempo de servicio, como son los quinquenios, el cual consiste en realizar un pago por cada 5 años de servicio ininterrumpidos a trabajadores cuya fecha de contratación fue realizada antes del 21 de septiembre de 2005 y aquellos trabajadores que se encontraban laborando en la Empresa de Energía de Cundinamarca EEC y se devenga a partir del segundo año, de acuerdo con lo definido en la convención colectiva de trabajo.

Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo, usando una metodología semejante a la que se usa para los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en el resultado del período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan por actuarios independientes calificados.

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

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

Concepto	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Empleados	184	190
Edad Promedio	53,9	54,2
Antigüedad	27	26,5

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 el cálculo actuarial de beneficios post empleo fue realizado por la firma AON Hewitt México, la cual utilizó el siguiente conjunto de hipótesis:

Hipótesis financieras:

Tipo de tasa	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Tasa de descuento	7,30%	9,51%
Tasa de incremento salarial (personal activo)	8,66%	8,49%
Tasa de incremento a las pensiones	7,58%	7,42%
Inflación estimada	7,58%	7,42%
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 2023 es el siguiente:

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total Plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	
Saldo inicial 01 de enero de 2022	\$ 60.866.104	\$ 7.922.245	\$ 5.866.432	\$ 3.861.634	\$ 1.851.024	\$ 80.367.439
Costo del servicio corriente	-	-	302.003	297.113	47.881	646.997
Costo financiero	15.333.227	3.876.127	574.380	515.572	346.528	20.645.834
Contribuciones Pagadas	(20.474.812)	(4.198.177)	(1.709.949)	(1.835.176)	(3.361.520)	(31.579.634)
Adquisiciones	-	-	-	-	12.021.250	12.021.250
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras	26.365.475	(1.005.904)	(1.660.987)	256.515	102.853	24.057.952
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones por experiencia	13.738.843	(254.835)	3.641.583	1.164.066	-	18.289.657
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo provenientes de Fusión.	201.956.444	60.136.909	3.196.908	5.112.382	2.903.361	273.306.004
Saldo final al 31 de diciembre de 2022	\$ 297.785.281	\$ 66.476.365	\$ 10.210.370	\$ 9.372.106	\$ 13.911.377	\$ 397.755.499
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 2023 y 2022 el pasivo de beneficios post-empleo por concepto de pensiones futuras de jubilación asciende a \$231.807.375 y \$224.665.427, respectivamente. La sensibilidad de las hipótesis actuariales fue realizada por la firma AON Hewitt México, utilizando las siguientes variables.

Tipo de tasa	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Tasa de descuento	13,92%	8,97%
Interés técnico	4,80%	4,80%
Inflación estimada	8,78%	3,98%

La variación principalmente corresponde a \$7.141.948 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 2023:

Cambio en tasa de descuento	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Plan de beneficios definidos
	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	
- 100 puntos básicos	465.565.925	85.569.102	15.825.980	8.268.312	-	575.229.319
+ 100 puntos básicos	362.058.446	71.433.471	14.228.356	7.777.966	-	455.498.239

Al 31 de diciembre de 2022:

Cambio en tasa de descuento	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Plan de beneficios definidos
	Pensiones	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	
- 100 puntos básicos	330.242.508	71.820.548	10.786.991	9.641.630	14.076.487	436.568.164
+ 100 puntos básicos	268.084.547	61.493.783	9.658.728	9.111.272	13.749.410	362.097.740

Convención colectiva de trabajo

Convención Colectiva – SINTRAEECOL

El 16 de diciembre de 2022, se firmó durante la etapa de arreglo directo, la nueva Convención Colectiva que regulará las relaciones laborales entre la Compañía y los trabajadores 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 cuarenta millones de pesos (\$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 2016–2019

El 1 de junio de 2016 se firmó Convención Colectiva de Trabajo con la Organización Sindical ASIEB –EMGESA. Esta Convención Colectiva aplica a todos los ingenieros trabajadores de la antigua Emgesa S.A. E.S.P. afiliados a la Asociación Sindical de Ingenieros al Servicio de las Empresas de Energía – ASIEB que no se benefician de otro convenio colectivo. La vigencia de la Convención fue establecida del 1 de junio de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2019.

Estando dentro del término legal el sindicato presentó la denuncia contra dicha Convención Colectiva y pliego de peticiones el día 30 de diciembre de 2019, razón por la cual se inició la etapa de arreglo directo el 19 de febrero de 2020.

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

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

En lo que respecta a ASIEB–CODENSA, presentado el pliego de petición por parte de ASIEB a Enel Colombia S.A. E.S.P. el día 30 de diciembre de 2019, se dio inicio conforme a los términos ley a la etapa de arreglo directo, etapa que finalizó sin acuerdo alguno entre las partes.

Teniendo en cuenta lo anterior, y considerando la imposibilidad de adelantar una huelga por ser un servicio público esencial, se procedió a solicitar la constitución del Tribunal de Arbitramento que ya emitió el correspondiente laudo arbitral. Contra el mismo tanto 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 a la fecha de ser radicado, repartido, admitido y resuelto por la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral, decisión con la cual se 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 ya profirió laudo arbitral.

Contra el mismo el sindicato interpuso recurso de anulación, el cual fue concedido por el Tribunal, remitiéndose el expediente a la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral, quien en la sentencia SL 4089 de 2022, devuelve el laudo arbitral al Tribunal de Arbitramento para que se pronuncie a lo cual el Tribunal de Arbitramento se pronuncia y sobre el cual la Organización Sindical interpone nuevamente recurso de anulación el cual sube a Corte Suprema de Justicia para ser estudiado.

Actualmente el recurso de anulación se encuentra en 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 2023:

	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 (1)	\$ 133.531.325	\$ (42.802.263)	\$ -	\$ 90.729.062
Obligaciones de aportación definida	32.641.159	6.975.972	44.694.255	84.311.386
Forward y swap	(67.334.648)	30.131.615	51.873.947	14.670.914
Impuesto diferido activo	98.837.836	(5.694.676)	96.568.202	189.711.362
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	(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 2023, el detalle del impuesto diferido activo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial al 31 de diciembre de 2022	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Saldo final al 31 de diciembre 2023
Provisiones de trabajos y servicios	\$ 44.311.984	\$ (30.981.764)	\$ 13.330.220
Provisión Obligaciones Laborales (a)	44.226.328	(24.505.218)	19.721.110
Otros	25.155.851	(17.726.994)	7.428.857
Provisión de Cuentas Incobrables(b)	15.065.675	30.082.615	45.148.290
Provisión por desmantelamiento	3.099.555	928.239	4.027.794
Provisión Compensación Calidad	1.671.932	(599.141)	1.072.791
\$	133.531.325	\$ (42.802.263)	\$ 90.729.062

(a) Este rubro corresponde principalmente a provisiones de costos de personal por reestructuración (Transition Fund), provisión expatriados y provisiones e incentivos.

(b) Corresponde al aumento, principalmente, de 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.

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

La Ley 2151 de 2021 definió que a partir del año 2023 la tarifa de renta al 35%. El impuesto diferido a 31 de diciembre de 2023 se presenta a continuación:

	2023 en adelante
	Renta
Propiedades, planta y equipo	\$ (1.186.569.699)
Provisiones y pasivos estimados	(35.136.194)
Instrumentos financieros	67.145.469
Cartera	129.688.251
Obligaciones de aportación definida	236.889.632
Otros	\$26.205.907
	(814.188.448)
Tarifa	35%
Total	(284.965.957)
Dif. Donaciones	1.180.000
Tarifa	25%
Impuesto	295.000
Ganancias ocasionales	11.181.266
Tarifa	15%
Impuesto	1.677.190
Total impuesto diferido activo	(282.993.767)
Método de Participación	380.721.950
Impuesto Diferido Pasivo	(82.084.198)
Total impuesto diferido pasivo	\$ (365.077.965)

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 2023:

	Acciones Ordinarias	
	(%)	Número de
	Participación	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 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 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 en su totalidad durante el año 2023,

Aprobados en el año 2022

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

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

Otras reservas

	Al 31 de diciembre de 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Otras Reservas (1)	\$ 1.146.052.277	\$ 1.146.052.277
Reserva Legal	354.065.638	354.065.638
Reserva para depreciación diferida (Art. 130 ET) (1)	351.339.260	381.958.956
Reserva Estatutaria	178.127	178.127
	\$ 1.851.635.302	\$ 1.882.254.998

(*) 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 28 de marzo de 2023 se ordenó liberar \$(30.619.696), de la reserva constituida.

23. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación

	Por el año terminado al 31 de diciembre 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre 2022
Venta de energía	\$ 11.261.395.544	\$ 7.747.702.201
Generación y Comercialización Energía, Clientes Mercado Mayorista, No regulado y bolsa (1)	6.621.745.530	4.607.838.031
Distribución y Comercialización Energía, Clientes Mercado Regulado (2)	4.492.126.907	2.978.617.463
Suministro servicio Alumbrado Público (3)	147.523.108	161.246.707
Transporte de Energía (4)	3.113.080.614	2.490.863.268
Servicios Empresariales y de Gobierno (5)	501.703.378	296.585.125
Arrendamientos	218.723.730	217.739.416
Venta de Gas	77.644.963	88.917.322
Ventas certificadas	434.032	36.316.875
Venta de agua desmineralizada	29.532	6.948
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 15.173.011.794	\$ 10.878.131.155
Otros Ingresos	136.012.527	57.071.020
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	\$ 15.309.024.321	\$ 10.935.202.175

(1) Al 31 de diciembre de 2023, las ventas de energía del mercado mayorista ascienden a 12.865 Gwh, mercado no regulado a 4.623 Gwh y bolsa de energía a 4.127 Gwh. Principalmente por incremento en precios de contratos y mayor IPP e IPC.

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 2023 y 2022, corresponden a \$448.357.163 y \$349.465.572, respectivamente.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de Generación y comercialización en bolsa, al 31 de diciembre de 2023 y 2022, corresponden a \$101.005.520 y \$31.499.082, respectivamente.

(2) Al 31 de diciembre de 2023, las ventas de energía en el mercado regulado ascienden a 9.170 Gwh, de las cuales corresponden a clientes residenciales 5.366 Gwh, clientes comerciales 2.447 Gwh, clientes industriales 1.055 Gwh y clientes oficiales 302 Gwh.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de Distribución y comercialización a clientes del mercado regulado al 31 de diciembre de 2023 y 2022, corresponden a \$399.266.325 y \$319.454.040, respectivamente.

A continuación, se relacionan los incrementos de la tarifa por componente percibidos durante el 2023:

	Tarifa Prom Aplicada a diciembre 2022	Tarifa Prom Aplicada a diciembre 2023	Variación
Gm	252.61	337,82	33.7%
Tm	45.93	48,90	6.4%
Pr	51.82	66,27	27.9%
D	207.34	217,82	5.1%
Rm	35.93	17,88	-50.2%
Cv	60.63	69,57	14.7%
Cu	654.26	758,26	15.90%

Costos de Transmisión: Aumento de 4,98 \$/kWh, en la componente de Transmisión (10,78%), principalmente por una disminución de 80% en el pago de compensaciones por atrasos en la entrada de proyectos, y por una disminución en la demanda nacional de 3%.

Costos de Distribución con ADD: Incremento de 22,93 \$/kWh con respecto al mes anterior, originado principalmente en la variación de las componentes de Restricciones (+15,98 \$/kWh), Transmisión (+4,98 \$/kWh) y Distribución con ADD (+4,75 \$/kWh).

Costos de Comercialización: Aumento de 1.95% en comercialización debido principalmente a la variación del IPC, aumento en los costos de garantías para cubrir el pago de los cargos por uso del STR y/o del SDL y al aumento en las demás componentes del Costo Unitario que conllevan a un aumento en el margen de comercialización.

Costos de Restricciones: Incremento de 15,98 \$/kWh, en la componente de Restricciones (635,68%), relacionado con un mayor valor en la generación fuera de mérito, como consecuencia de la disminución en el precio de bolsa.

Costos de Pérdidas: Incremento de 0.81% en pérdidas asociado al incremento de las variables de generación y transmisión.

Costos de Generación: Disminución de 4,7 \$/kWh en la componente de Generación (1,25%), debido principalmente a una disminución en el precio de bolsa de 411,17 \$/kWh (-43%), ubicándose en 535,25 \$/kWh, con una exposición a bolsa de 21,5%. La estabilidad en este componente se debe principalmente al efecto de la variable Aj, la cual tomó este mes un valor de -59,38 \$/kWh. Los saldos asociados a esta variable tomaron un valor de \$71.019.380.

Provisión opción tarifaria

- (1) Durante el 2020 la compañía optó por aplicar el mecanismo regulatorio de opción tarifaria de acuerdo con la Resolución CREG 122 del 18 de junio de 2020, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Compañía contra la resolución CREG 189 de 2019 en la cual se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización. Dado al ajuste retroactivo de la Resolución CREG036/19 y al ajuste retroactivo asociado a los incentivos de calidad del servicio, se presenta durante los meses siguientes a la aprobación de cargos un incremento en el cargo de distribución. A partir de abril de 2022 la compañía se encuentra aplicando el mecanismo de opción tarifaria. Al 31 de diciembre de 2023 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$361.396.771.
- (2) Al 31 de diciembre de 2023 se presenta provisión de los ingresos por pérdidas reconocidas, afectados por el factor de ajuste AJ, que hace parte del componente de Generación "G" de la tarifa final de venta de electricidad generando un incremento en precio de bolsa, superando máximo de referencia que dieron inicio al deber de reconocer dicha provisión en cumplimiento de la resolución CREG 119 de 2007. Al 31 de diciembre de 2023 la provisión de AJ es por \$71.019.380.
- (3) Al 31 de diciembre de 2023 los clientes de alumbrado público ascienden a 251 Gwh, principalmente por el consumo del Distrito Capital 157 Gwh y otros municipios por 94 Gwh. La disminución se presenta debido a menores venta de Gwh comparado con el año 2022, pasando de 257 Gwh a 251 Gwh.
- (4) Al 31 de diciembre de 2023 presenta incremento principalmente a facturación por el servicio de uso de infraestructura de energía eléctrica de la Compañía por otros comercializadores de energía en los sistemas de distribución local \$3.060.459.459 y sistemas de transmisión regional \$15.878.067. La variación se presenta debido a que, al 31 de marzo de 2022, estaban incluidos únicamente los ingresos del segmento de distribución desde el mes de marzo, ya que en enero y febrero de 2022 no se había llevado a cabo el proceso de fusión.
- (5) Al 31 de diciembre de 2023 se presenta incremento en los ingresos de servicios empresariales y de gobierno principalmente por otras prestaciones de servicio \$281.881.173 y Servicios de valor agregado \$219.822.205. La variación se presenta debido a que, al 31 de marzo de 2022, estaban incluidos únicamente los ingresos del segmento de distribución desde el mes de marzo, ya que en enero y febrero de 2022 no se había llevado a cabo el proceso de fusión.

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 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre 2022
Ventas de energía	A lo largo del tiempo	\$ 11.261.395.545	\$ 7.747.702.201
Transporte de energía	A lo largo del tiempo	3.113.080.614	2.490.863.268
Servicios Empresariales y de Gobierno	A lo largo del tiempo/ En un punto del tiempo	501.703.378	296.585.125
Arrendamientos	A lo largo del tiempo	218.723.730	217.739.416
Venta de Gas	A lo largo del tiempo	77.644.963	88.917.322
Venta de certificados	En un punto del tiempo	434.032	36.316.875
Venta de agua desmineralizada	En un punto del tiempo	29.532	6.948
Total ingresos de actividades ordinarias		\$ 15.173.011.794	\$ 10.878.131.155
Otros Ingresos de operación		136.012.527	57.071.020
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación		\$ 15.309.024.321	\$ 10.935.202.175

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 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Cientes Mayorista	\$ 166.638.046	\$ 127.677.165
Cientes No Regulado	15.709.564	26.659.118
Transporte de energía	13.654.638	1.643.088
\$	196.002.248	\$ 155.979.371

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 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre 2022
Compras de energía (1)	\$ 5.744.377.825	\$ 2.656.711.036
Costos de transporte de energía (2)	1.348.796.750	1.219.868.993
Otros aprovisionamientos variables y servicios (3)	414.536.192	346.330.245
Impuestos asociados al negocio	334.609.805	242.335.213
Consumo de combustible	250.419.376	73.399.491
Compra de gas	69.035.499	64.368.452
\$	8.161.775.447	\$ 4.603.013.430

(1) Al 31 de diciembre de 2023 las compras de energía ascienden a 16.241 Gwh; de las cuales corresponden a compras realizadas a través de contratos a otros generadores por 9.642 Gwh y compras en bolsa por 6.599 Gwh. Se presenta un incremento en el precio promedio en bolsa de energía que asciende a \$368,61/Kwh, tarifa promedio diciembre 2023 \$575,84 vs tarifa promedio diciembre 2022 \$207,23.

(2) Al 31 de diciembre de 2023, está compuesto principalmente por los costos de derecho de uso en los sistemas de energía de transmisión nacional \$764.768.851 y transmisión regional \$545.075.913.

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

	Por el año terminado al 31 de diciembre 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre 2022
Costos de prestación de bienes y servicios a particulares (a)	\$ 177.419.950	\$ 166.112.451
Costos Asociados a equipos de medida	77.847.753	56.597.708
Costos de corte y reconexión	51.678.394	33.400.323
Mantenimiento alumbrado público y otros	32.628.440	17.110.523
Costo CND, CRD, SIC	31.272.653	24.575.911
Mercado Secundario Cargo por Confiabilidad	20.172.258	10.491.440
Otros servicios de apoyo a la generación	18.254.205	15.275.555
Contribuciones Entes Reguladores	5.241.390	6.252.250
Certificados verdes	21.149	3.786.551
Restricciones	-	12.727.533
\$	414.536.192	\$ 346.330.245

a) Al 31 de diciembre de 2023, corresponde principalmente a costos variables de nuevas conexiones, costos asociados de negocios de servicios de valor agregado como obras eléctricas, iluminación navideña y suscripciones a revistas, seguros y otros productos.

25. Gastos de personal

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Sueldos y salarios (1)	\$ 396.614.372	\$ 310.117.879
Servicio seguridad y otras cargas sociales (2)	78.471.733	54.531.102
Otros gastos de personal (3)	17.695.495	26.522.481
Gasto por obligación por beneficios post empleo (4)	241.197	1.431.885
Total	\$ 493.022.797	\$ 392.603.347

Las variaciones corresponden principalmente a la fusión con Codensa S.A. E.S.P. efectuada en marzo 2022.

(1) Los sueldos y salarios para el 2023 y 2022 se constituyen de los siguientes conceptos:

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Salarios	\$ 301.235.452	\$ 203.402.465
Prima de Servicios	39.044.706	28.119.833
Cesantías	20.726.377	14.495.009
Vacaciones	19.278.268	13.936.468
Amortización Beneficios Empleados	11.150.487	7.666.127
Bonificaciones (*)	5.179.082	42.497.977
Total	\$ 396.614.372	\$ 310.117.879

(*) Como resultado de la aceptación del plan de retiro por parte del personal, se generan variaciones principalmente en los rubros de gasto por provisiones de retiro y gastos actuariales, los cuales son evaluados bajo los criterios del cálculo actuarial.

(2) De acuerdo con los acuerdos colectivos vigentes a partir del 1 de enero de 2023 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 de seguridad y otras cargas laborales, por lo cual se evidencia su incremento en el gasto:

- Régimen de pago convencionado: se les incrementará el salario básico mensual en un 15,12% (porcentaje equivalente al IPC del año 2022 del 13,12% más 2,0%), dando cumplimiento al Artículo 66 de la reciente Convención Colectiva de Trabajo (CCT) 2023 – 2025 suscrita recientemente entre la Compañía y Sintraeolcol.
- Régimen de pago integral que, a 31 de diciembre de 2022 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 16,00% (porcentaje correspondiente al ajuste del salario mínimo integral legal 2022, decretado por el Gobierno Nacional).
- Régimen de pago integral que, a 31 de diciembre de 2022 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 2022 y 2023.

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Otros costos de personal	\$ 14.142.172	\$ 14.807.210
Gastos médicos	462.956	4.809.516
Gasto por procesos laborales	1.977.452	4.645.342
Gastos de recreación y cultura	588.766	1.848.075
Aportes Sindicales	361.920	266.932
Beneficios actuariales	157.715	145.406
Viáticos	4.514	-
Total	\$ 17.695.495	\$ 26.522.481

(4) La variación se presenta por la actualización del cálculo actuarial, en el costo financiero de cesantías y quinquenios.

26. Otros gastos fijos de operación.

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros (1)	\$ 299.528.233	\$ 230.513.022
Reparaciones y conservación (2)	138.583.053	119.550.633
Otros suministros y servicios (3)	99.084.331	57.434.659
Primas de seguros (4)	44.501.505	40.711.630
Arrendamientos y cánones	19.314.800	12.845.187
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	16.347.060	14.887.914
Gastos de transportes y viajes	10.227.925	9.904.068
Tributos y tasas	8.678.354	6.763.208
Total	\$ 636.265.261	\$ 492.610.321

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

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Servicios de mantenimiento, desarrollo de software y aplicaciones informáticas (a)	\$ 102.644.825	\$ 75.990.338
Toma de lectura (b)	43.429.068	33.439.521
Honorarios	35.781.360	31.453.205
Gastos generales de administración (c)	28.972.616	17.873.204
Contratos recuperación de mercado (d)	27.720.701	21.883.219
Servicios de telecomunicaciones	16.223.441	10.278.997
Otros contratos de administración y operación	11.860.476	14.913.272
Contratos atención al cliente	10.393.767	7.574.573
Servicio de personal temporal	8.139.804	9.782.925
Casino y cafetería	7.441.339	6.275.191
Entrega de facturas	5.270.940	3.604.785
Contratos gestión impagos	2.133.342	1.349.466
Diagnóstico, inspección y mantenimiento de subestaciones, redes e instalaciones eléctricas (c)	142.767	1.063.380
Litigios civiles y administrativos	(626.213)	(4.969.054)
	\$ 299.528.233	\$ 230.513.022

(a) Al 31 de diciembre de 2023 corresponde principalmente a la contratación e implementación de servicios asociados con la arquitectura cloud y el mantenimiento a las aplicaciones técnicas y de operación comercial, principalmente Amazon Web Service, Synergia 4J, Génesis, SAP IS-U y las aplicaciones de los sistemas técnicos y de ciberseguridad. Con el retorno a las oficinas se incrementó los proyectos y mantenimientos de aplicaciones informáticas.

(b) A diciembre de 2023 estos costos corresponden a los servicios de toma de lectura de consumos y a la distribución de la facturación.

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

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

(2) Corresponde a costo de los contratos asociados al mantenimiento de la infraestructura de redes, líneas y cables, subestaciones de energía y plantas de generación de la Compañía y los materiales empleados en los mismos, su incremento se debe a un mayor número de incidencias.

(3) Estos costos se presentan principalmente por el registro de los servicios públicos, la ejecución de contratos de vigilancia, costos por la emisión de bonos, pago de contribuciones y suscripciones, entre otros, su incremento se da por el retorno al trabajo presencial en las sedes de la Compañía.

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

27. Gastos por depreciación y amortización

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Depreciaciones (1)	\$ 690.995.459	\$ 603.214.615
Amortizaciones	135.645.693	107.426.735
Total	\$ 826.641.152	\$ 710.641.350

- (1) Al 31 de diciembre de 2023 se presenta aumento en la depreciación con respecto al año 2022 principalmente por la entrada en operación de nuevos activos durante el año 2023 asociados a los negocios de distribución, generación y proyectos renovables.

28. Pérdidas por deterioro

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Deterioro Propiedades, Planta y Equipo (1) (*)	\$ 604.414.331	\$ 283.266.920
Deterioro Activos Financieros	49.951.812	38.801.941
Deterioro Inversiones (2)	195.174	43.847.588
Total	\$ 654.561.317	\$ 365.916.449

- (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, al cierre de diciembre de 2023, este activo se registra como activo mantenido para la venta.

Como consecuencia de lo anterior, la Compañía reconoció una pérdida por deterioro de valor por \$746.328.541 al 31 de diciembre de 2023, atendiendo a que el valor en libros de los activos asociados a este proyecto, excedían su valor recuperable.

A continuación, detalle de valor en libros vs importe recuperable:

	Valor en Libros	Valor Recuperable	Deterioro
Proyecto Windpeshi	\$ 1.170.576.091	\$ 424.247.550	\$ 746.328.541

La línea de negocio de generación constituye una sola UGE; sin embargo, dado el indicio de deterioro específico del proyecto Windpeshi se procedió con la evaluación específica para este activo.

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

- El valor neto en libros de las propiedades, planta y equipo de la planta solar Windpeshi, al cual se adicionó el valor del desmantelamiento.
- La planta tiene como principales clases de activos: Componentes y Equipos Aerogeneradores, Edificaciones e infraestructuras, transformadores y sistemas de automatización y control.
- La planta se trasladó a Activo Mantenido para la Venta (Ver nota 10) calculando el deterioro de acuerdo con el valor razonable determinado por el negocio.

- (*) Ver nota 44. Suspensión Proyecto Windpeshi.

Central Cartagena

Al 31 de diciembre de 2023, corresponde a reversión del deterioro de desmantelamiento por (\$138.140.857); y el efecto neto de las transacciones de venta de la central Cartagena por (\$4.224.671) consecuencia de la venta que comenzó a regir a partir del 1 de diciembre de 2023, fecha desde la cual La Compañía SMN asumió la administración y operación de esta planta generadora de energía.

- (2) 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.

29. Resultado financiero

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes (1)	\$ 124.451.996	\$ 76.613.583
Intereses por financiación a clientes (2)	99.128.906	55.809.289
Ingresos por valoración y liquidación de derivados (3)	20.730.685	109.105.795
Intereses de cuentas por cobrar (4)	12.409.933	8.744.374
Intereses por financiación a vinculados (5)	9.538.454	21.239.610
Otros ingresos financieros (6)	-	486.000
Ingresos financieros	266.259.974	271.998.651
Obligaciones financieras (7)	(986.890.778)	(609.001.804)
Otros costos financieros (8)	(72.947.603)	(45.542.967)
Gravamen a los movimientos financieros (9)	(55.407.734)	(39.132.932)
Obligación por beneficios post empleo (10)	(37.388.797)	(21.051.024)
Gastos por valoración y liquidación de derivados (3)	(27.859.501)	(1.409.524)
Gastos financieros leasing (11)	(27.782.138)	(16.927.871)
Intereses de mora impuestos	(3.721.946)	(3.607.444)
Deterioro de activos financieros	-	(2.990.347)
Gastos financieros	(1.211.998.497)	(739.663.913)
Gasto financiero capitalizado (12)*	72.654.002	16.355.805
Gastos financieros, netos	(1.139.344.495)	(723.308.108)
Ingreso por diferencia en cambio realizada (13)	180.603.675	98.111.180
Gasto por diferencia en cambio no realizada (13)	(159.700.016)	(215.836.030)
Diferencias de cambio, neto	20.903.659	(117.724.850)
Total resultado financiero neto	\$ (852.180.862)	\$ (569.034.307)

- (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 2022 corresponde al aumento de efectivo y equivalentes disponible junto con la mejora en la rentabilidad de los productos financieros accediendo a tasas superiores que aumentaron los rendimientos, así como el impacto generado por el incremento de las tasas de intervención de política monetaria por parte del banco de la república pasando del 12% al cierre 2022 versus 13% al 31 de diciembre 2023.
- (2) La variación corresponde a los intereses de opción tarifaria, condonación de intereses del mercado masivo, intereses generados por la cuenta custodia XM SA. E.S.P. y a descuentos realizados por proveedores como Gecelca e IvanBritopar.
- (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 la Cobertura tasa de Cambio de la deuda en USD medida a valor razonable y los intereses Swap por tasa de interés sobre la deuda. 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 2023 cerro en \$3.822.05 versus diciembre 2022 que cerro \$4.810.20.
- (4) La variación se presenta por el aumento tanto en el monto de los préstamos a empleados como en la actualización en las tasas teniendo en cuenta las condiciones actuales del mercado.
- (5) La variación corresponde principalmente a los intereses del contrato de mandato (construcción de patios) de las compañías Fontibón ZE S.A.S y Usme ZE S.A.S. por \$12.538.948 el cual finalizo en 2023, rendimientos del préstamo Intercompañía con Enel X Colombia S.A.S. por (\$677.129), amortización de la garantía de Enel fortuna por (\$135.576) e intereses de mora factura pajes por (\$25.087).
- (6) La variación se genera por la reclasificación presentada en el VPN de convenios de energía al 31 de diciembre 2023.
- (7) La variación corresponde principalmente al aumento en las obligaciones financieras contraídas con International Finance Corporation IFC, Bancolombia S.A., Mufg Bank Tokio, Banco de Bogotá S.A. y Banco de Occidente como el vencimiento de los bonos B7-16, E4-19 y B5-18 capital e intereses durante el 2023 (ver nota 15).

A continuación, se detallan los intereses por obligaciones financieras a 31 de diciembre de 2023:

Operación	2023	2022
Créditos nacionales y del exterior	\$ 645.627.869	\$ 209.011.850
Bonos emitidos	341.262.909	399.989.954
Total gasto de obligaciones financieras	\$ 986.890.778	\$ 609.001.804

(8) La variación corresponde principalmente actualización financiera de los pasivos ambientales por \$25.426.724, actualización financiera de las provisiones TF y PCB'S por \$8.676.203, comisiones por la constitución de garantías bancarias para el desarrollo de los proyectos renovables de los parques solares la Loma, Sabana Larga y Guayepo y parques eólicos Chemesky, Fundación por (\$7.930.693), financiación por compra de energía a XM de acuerdo a la resolución de la _CREG 101 029 de 2022_ SIC-STN por \$5.734.599, y provisión VPN litigios por (\$3.113.543) entre otros.

(9) La variación corresponde principalmente a la mayor ejecución de capex, pago de impuestos, Dividendos y compras de Energía.

(10) La variación corresponde principalmente al costo financiero de pensiones y cesantías por \$9.927.914 y el costo financiero de beneficios por \$2.054.412.

(11) A 31 de diciembre de 2023 la variación corresponde principalmente a los intereses del Edificio Q93 por \$13.105.572, gasto financiero de generación y renovables por \$2.011.170 y distribución por \$1.693.856.

(12) La variación del gasto financiero capitalizable en el 2023 versus 2022 corresponde principalmente a:

(13) Inicio de capitalización de deuda asociada con la inversión de los proyectos renovables que a partir del año 2023 no se encuentra cubierta por el capex recibido inicialmente, ya que fue necesario obtener financiación genérica para cubrir las necesidades de la Compañía de acuerdo con las proyecciones realizadas.

Gasto financiero de las garantías bancarias y proyectos financiados en la línea distribución.

Los intereses generados en los contratos de arrendamiento bajo el alcance de la NIIF 16 de los proyectos renovables.

La fluctuación de la tasa nominal anual para capitalización de costos por intereses del año 2023 versus 2022 es del 1,98%.

*La naturaleza de este rubro obedece a que es un menor valor del gasto, el cual se capitaliza.

— Proyectos con gasto financiero capitalizable:

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

Al 31 de diciembre de 2022:

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

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

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

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)

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

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 siguiente:

Compañías Colombia:

Efecto en resultado método participación patrimonial	Ingreso/Gasto	
	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	\$ 680.589	\$ -
Sociedad Portuaria Cartagena S.A. (*)	580.657	(5.717.229)
Enel X Way Colombia S.A.S	10.510	-
Bogotá ZE S.A.S.	-	22.384.069
Colombia ZE S.A.S.	(1.554.264)	15.814.813
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	(4.530.647)	(1.093.185)
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	(10.954.859)	(180.751)
Total	\$ (15.768.014)	\$ 31.207.717

(*) 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.

Compañías Centroamérica:

Efecto en resultado método participación patrimonial	Ingreso/Gasto	
	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Enel Panamá CAM S.R.L.	\$ 55.569.743	\$ 131.286.428
Generadora de Occidente, Ltda.	33.306.039	33.692.302
Renovables de Guatemala, S.A.	12.811.863	84.358.639
Generadora Montecristo, S.A.	7.660.793	26.908.497
Enel Guatemala S.A.	3.971.443	6.836.802
Tecnoguat, S.A.	2.088.879	5.802.616
Transmisora de Energía Renovable, S.A.	1.498.288	6.323.847
Enel Renovable S.R.L.	73.240	31.935
Llano Sanchez Power One, S.A.	18	(115)
Enel Costa Rica CAM S.A.	(308.348.075)	4.771.557
PH Chucás S.A.	(4.696.711)	5.827.732
Generadora Solar Tole, S.R.L. (**)	(14)	(219)
Total	\$ (196.064.494)	\$ 305.840.021

(**) 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 y en Generadora Solar Tole, S.R.L. antes del proceso de Fusión con Enel Renovable S.R.L.

31. Resultado en venta de activos, neto

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Resultado en Venta de Activos	\$ 16.239.677	\$ 1.367.860
	\$ 16.239.677	\$ 1.367.860

Al 31 de diciembre de 2023 la Compañía presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por \$(16.239.677), correspondientes a:

(1) Bajas con efecto en pérdida por (\$11.149.015) distribuidas así:

- Plantas de generación por (\$276.357).
- Transformadores de Distribución por (\$3.985.420).
- Sinistros de enero a diciembre (\$1.776.283).
- Contratos IFRS –generación (\$3.711).
- Mobiliario (\$12.456).
- Inventarios distribución (\$5.091.849).
- Inventarios generación (\$2.939).

(2) Bajas con efecto en utilidad por \$27.388.692 las cuales obedecen a:

- Venta Mobiliario \$298.102.
- Venta Lote el Roble –Gachancipá \$148.897.
- Venta Predio local la sabana \$276.432.
- Venta Aires Acondicionados \$6.878.
- Venta Planta Eléctrica \$19.000.
- Venta Colombia ZE \$2.428.619.
- Venta Transnova \$24.210.764.

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 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Impuesto corriente Renta	\$ 1.605.139.447	\$ 1.472.121.437
Impuesto de renta años anteriores	(20.309.046)	(15.527.010)
Movimiento impuesto diferido	111.772.419	(68.810.315)
Movimiento impuesto diferido años anteriores	17.390.167	7.541.175
\$	1.713.992.987	1.395.325.287

A continuación, se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al "resultado antes de impuestos" y el gasto registrado equivalente a una tasa efectiva sobre la utilidad a 31 de diciembre de 2023 y 2022 del 47,02% y 32,89% respectivamente.

Reconciliación tasa efectiva de impuestos	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	%	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022	%
Ganancia de Enel Colombia	\$ 1.931.621.190		\$ 2.859.963.898	
Gasto por impuesto a las ganancias de Enel Colombia	1.713.992.987		1.395.325.287	
Ganancia antes de impuesto de Enel Colombia	3.645.614.177		4.255.289.185	
Ganancia de Codensa de enero a febrero			148.518.309	
Gasto por impuesto a las ganancias de Codensa de enero a febrero			79.873.369	
Ganancia antes de impuesto de Codensa de enero a febrero			228.391.678	
Pérdida de EGP Colombia de enero a febrero			(25.300.314)	
Ingreso por impuesto a las ganancias de EGP Colombia de enero a febrero			(13.239.638)	
Pérdida antes de impuesto de EGP Colombia de enero a febrero			(38.539.952)	
Ganancia total			2.983.181.893	
Gasto por impuesto a las ganancias total			1.461.959.018	
Ganancia antes de impuesto total			4.445.140.911	
Tasa legal de impuesto vigente	35%		35%	
Impuesto según tasa legal vigente	(1.275.964.962)	-35,00%	(1.555.799.319)	-35,00%
Diferencias permanentes:				
Impuestos no deducibles (1)	(9.765.597)	-0,27%	(39.642.104)	-0,89%
Gastos sin relación de causalidad y otros no deducibles (2)	(280.739.420)	-7,70%	(18.335.863)	-0,41%
Método de participación patrimonial (3)	(123.705.403)	-3,39%	92.938.562	2,09%
Dividendos recibidos e ingresos régimen ECE	(9.597.337)	-0,26%	(110.806.904)	-2,49%
Deducción especial Ley 1715	-	0,00%	16.665.362	0,37%
Deducción activos fijos reales productivos	630.320	0,02%	442.033	0,01%
Efecto neto movimiento pasivos estimados y provisiones permanentes	3.935.906	0,11%	(1.654.243)	-0,04%
Intereses presuntos	(222.447)	-0,01%	(14.182)	0,00%
Deducción adicional discapacitados	74.845	0,00%	69.515	0,00%
Utilidad por venta de activos fijos gravados con ganancia ocasional	(14.621.207)	-0,40%	390.433	0,01%
Otras diferencias permanentes	-	0,00%	(359.949)	-0,01%
Ajuste diferencia de tasas, ajuste diferido años anteriores	207.500	0,00%	2.235.968	0,05%
Depreciación contable valor depreciación fiscal	(38.100.064)	-1,05%	(5.241.536)	-0,12%
Descuento tributario (4)	53.804.271	1,48%	164.283.520	3,70%
Diferido impuesto de industria y comercio	-	0,00%	(15.116.146)	-0,34%
Capitalización coberturas	(22.848.272)	-0,63%	-	0,00%
Ajuste renta año anterior	2.918.880	0,08%	7.985.835	0,18%
Total diferencias permanentes	(438.028.025)	-12,02%	93.840.301	2,11%
Gasto por impuesto a las ganancias	(1.713.992.987)	-47,02%	(1.461.959.018)	-32,89%

El total de gasto de 2023 por impuesto a las ganancias \$1.713.992.987 está compuesto por el impuesto calculado de la Compañía del primero de enero hasta el 31 de diciembre de 2023, y el total del gasto de 2022 está compuesto por el impuesto calculado de la Compañía del primero de enero hasta el 31 de diciembre de 2022 más el impuesto de las sociedades fusionadas del primero de enero al 28 de febrero de 2022 en virtud de que la sociedad absorbente adquiere todos los derechos y obligaciones de las sociedades fusionadas.

- Al 31 diciembre de 2023 y 2022, corresponde al gravamen a los movimientos financieros por \$9.765.597 y \$8.037.397, respectivamente y al efecto en el impuesto de renta del impuesto de industria y comercio en el año 2022 por \$31.604.707.

- La variación de 2023 y 2022, 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, impairment de Windpeshi, así como el efecto de gastos sin relación de causalidad como donaciones, intereses de mora, sanciones, entre otros.
- Al 31 de diciembre de 2023 el método de participación patrimonial comprende Centroamérica (Guatemala, Costa Rica y Panamá), Crédito Fácil Codensa, Enel X Colombia, Enel X Way Colombia, Operadora Distrital, y Colombia ZE.
- Al 31 de diciembre 2023 y 2022 corresponde al reconocimiento de los descuentos tributarios en: donaciones por \$1.585.250 y \$465.342, inversión en ciencia y tecnología por \$8.069.625 y \$9.508.092, descuentos por impuestos pagados Centroamérica por \$44.149.396 y \$91.106.329, e impuesto de industria y comercio de 2022 por \$63.203.756.

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 2023, no se tiene acciones comunes adquiridas por la Compañía.

	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
Utilidad del ejercicio atribuible a los propietarios	\$ 1.931.621.190	\$ 2.859.963.898
Promedio ponderado de las acciones en circulación	148.913.918	148.913.918
Utilidad por acción básica (*)	\$ 12.971	\$ 19.205

(*) 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 2023	Por el año terminado al 31 de diciembre de 2022
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)	(2.618.023)	241.892
Pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (2)	(120.537.047)	(40.824.175)
Conversión Método de Participación (3)	(869.518.200)	801.814.678
Efecto Fusión Enel Colombia - (Pérdidas) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI (4)	-	(28.741)
Efecto Fusión Enel Colombia - (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (4)	-	(79.996.688)
Efecto Fusión Enel Colombia - Efecto Conversión Moneda Presentación (4)	-	268.764.068
Otro resultado del periodo, antes de impuestos	\$ (992.673.270)	\$ 949.971.034
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
Pérdidas (ganancias) por coberturas de flujos de efectivo (5)	(420.290.854)	232.471.931
Efecto Fusión Enel Colombia - (ganancias) por coberturas de flujos de efectivo (4)	-	171.902.542
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos	\$ (420.290.854)	\$ 404.374.473
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)	41.443.631	8.623.854
Efecto Fusión Enel Colombia - (ganancias) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos (4)	-	15.281.807
Impuesto a las ganancias relativo a dividendos gravados (6)	-	(151.255.493)
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo	\$ 41.443.631	\$ (127.349.832)
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 (7)	135.279.022	(76.489.244)
Efecto Fusión Enel Colombia - Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo (4)	-	(51.540.745)
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo	135.279.022	(128.029.989)
Total otro resultado integral	\$ (1.236.241.471)	\$ 1.098.965.686

- (1) Al 31 de diciembre de 2023, corresponde al reconocimiento de la venta del 80% de las acciones de Colombia ZE S.A.S, 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 la firma AON Hewitt México. Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 las pérdidas actuariales con efecto en el patrimonio se presentan a continuación:

	Al 31 de diciembre de 2023			Al 31 de diciembre de 2022		
	Pensiones y Beneficios	Cesantías Retroactivas	Renta Temporal	Pensiones y Beneficios	Cesantías Retroactivas	Renta Temporal
Saldo Inicial 01 de diciembre de 2023	\$ (111.089.108)	\$ (3.517.957)	\$ (2.745.417)	\$ (19.089.179)	\$ (1.348.102)	\$ -
Pérdidas actuariales reconocidas en el proceso de fusión	-	-	-	(61.780.204)	(189.259)	(2.745.417)
Ganancia (pérdida) actuarial	(111.729.351)	(6.684.674)	(2.123.022)	(38.843.579)	(1.980.596)	-
Impuesto Corriente y Diferido	41.443.631	-	-	8.623.854	-	-
Saldo Final 31 de diciembre de 2023	\$ (181.374.828)	\$ (10.202.631)	\$ (4.868.439)	\$ (111.089.108)	\$ (3.517.957)	\$ (2.745.417)

- (3) Al 31 de diciembre de 2023 corresponde al reconocimiento de MPP de compañías centroamericanas
- (4) Corresponde a los saldos provenientes del proceso de fusión al 31 de diciembre de 2022.
- (5) Al 31 de diciembre de 2023, corresponde al Mark to Market (MTM) resultado de la valoración de los derivados de cobertura tanto para forward como swap y a la reclasificación realizada al rubro propiedad, planta y equipo por el paso a operación de los proyectos La Loma y Fundación y el reconocimiento de Windpeshi en el activo mantenido para la venta.
- (6) A partir del año 2023, no se reconoce impuesto diferido ni corriente en otro resultado integral; para el año 2022, los dividendos de fuente extranjera están sujetos al impuesto sobre la renta en Colombia sobre el cual se tiene derecho a descontar los impuestos pagados en el extranjero de acuerdo a lo señalado en artículo 254 del Estatuto Tributario, para el caso de los dividendos provenientes de Guatemala se ha calculado el impuesto diferido a 31 de diciembre de 2022 por valor de \$100.167.239 que corresponde al gasto neto en Colombia, una vez se decreten dividendos y se descuenten los impuestos indirectos y directos tributados en el país de origen.
- (7) Al 31 de diciembre de 2023, 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 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)

	Al 31 de diciembre de 2022		
	(en EUR)	(en US Dólares)	(En miles de pesos)
Efectivo y equivalente de efectivo (Nota 4)	-	5.948.119	\$ 28.611.641
Deudores	4.959.908	3.959.072	44.506.540
Cuentas por pagar	(1.899.660)	(36.040.056)	(183.112.133)
Posición pasiva, neta	3.060.248	(26.132.865)	\$ (109.993.952)

36. Sanciones

En el período comprendido entre el 1 de diciembre al 31 de diciembre de 2023 la Compañía ha sido notificada de 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 la demanda ya fue admitida.

El pasado 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, se presentó recurso contra la sentencia y actualmente se encuentra en trámite el recurso de apelación.

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como posible 49%. Se resalta que la sanción ya fue pagada.

- b. La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM) se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó a la Compañía por \$758.864, por infracción a la normatividad ambiental, ya que se realizaron actividades sin tener el permiso ambiental previo como lo establece la norma (Apertura de vía por encima de la cota 720 del PHEQ), la sanción fue disminuida a \$492.700.

Se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho (acciones judiciales), la CAM contestó la demanda. Posterior a la suspensión del proceso decretada por el Tribunal Administrativo del Huila con ocasión de las medidas de emergencia por el COVID19, en el mes de diciembre de 2020 se llevó a cabo la audiencia inicial y se practicó el testimonio técnico solicitado por Enel Colombia S.A. E.S.P.; el pasado 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 proceso se encuentra al despacho para fallo desde esta fecha.

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como posible 49%. Se resalta que la sanción será pagada en febrero 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 las 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, desde el 30 de mayo de 2019, se profirió sentencia de primera instancia el 4 de octubre de 2021 favorable a la Compañía; actualmente se encuentra en trámite el recurso de apelación presentado por la CAM.

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como posible 49%. Se resalta que la sanción no ha sido pagada porque tenemos sentencia de primera instancia favorable a la Compañía.

- 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.

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como posible 49%. La sanción no ha sido pagada.

- 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 Ruben Dario 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 impuso una multa a la empresa por valor de \$540.470.

El pasado 27 de junio, se radicó la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM, ante los Juzgados Administrativos de Neiva – Huila; 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, se presentaron alegatos de conclusión el 5 de diciembre de 2023 y actualmente el proceso se encuentra al despacho para sentencia de primera instancia en el Juzgado Tercero Administrativo de Neiva.

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.

- e. Resolución 3607 del 14 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. 1588 del 29 de junio de 2022, la Autónoma Regional del Alto Magdalena declaró responsable a la Compañía, 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 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. Actualmente se encuentra pendiente de admisión por parte del Juzgado Cuarto Administrativo de Neiva.

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como posible 49%. Se resalta que la sanción ya fue pagada.

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 COP \$700.000 por considerar que la Compañía incumplió el Código de Medida respecto del cliente GRAN TIERRA ENERGY por acumular tres fallas en el sistema de medida en un periodo de un año. Contra la sanción se interpuso el recurso de reposición ante la misma SSPD, la entidad mediante la Resolución No. SSPD 20232400403065 del 21 de julio de 2023 resolvió confirmar la sanción contra la empresa. Por considerar que la empresa no fue notificada correctamente de esta decisión 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 y el 11 de enero de 2024 se presentó demanda nulidad y restablecimiento en contra de la referida sanción.

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.

- 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 COP \$242.459, por considerar que la compañía incumplió normatividad sobre la medición del consumo durante el mes de mayo de 2020, y facturó el servicio de energía eléctrica con base en consumos estimados a 53.339 usuarios, sin haber acreditado que ello no ocurrió como consecuencia de su acción u omisión. Contra la sanción se interpuso recurso de reposición ante la misma SSPD, la entidad mediante Resolución No SSPD 20232400436065 del 3 de agosto de 2023 resolvió modificar la sanción impuesta dejando un valor a pagar de COP \$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 litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como remoto 10%. Se resalta que la sanción ya fue pagada.

37. Pólizas de seguro

Las siguientes son las pólizas de seguros de la Compañía:

Bien asegurado	Riesgos cubiertos	Valor asegurado (Cifras expresadas en miles)	Vencimiento	Compañía aseguradora
Patrimonio de la empresa	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD 200 millones en exceso de USD 250 millones) (*).	USD 200.000	01/11/2024	Mapfre Seguros Colombia
	Responsabilidad civil extracontractual (capa de USD \$250 millones en exceso de USD \$20 millones (*).	USD 250.000	01/11/2024	Mapfre Seguros Colombia
	Responsabilidad civil extracontractual.	USD 20.000	01/11/2024	Axa Colpatría
	Responsabilidad civil ambiental.	\$87.454.066	01/11/2024	SBS
Obras civiles, equipos, contenidos, almacenes y lucro cesante	Todo riesgo daño material, terremoto, maremoto, HMAACC – AMIT, Lucro Cesante y rotura de maquinaria.	USD 1.057.000 (Límite Indemnización)	1/11/2024	Mapfre Seguros Colombia
Vehículos	Responsabilidad Civil Extracontractual.	\$3.000.000 por vehículo	03/02/2024	Mapfre Seguros Colombia
Mercancías y bienes	Transporte de mercancías.	\$5.000.000 por despacho	31/07/2024	HDI Seguros S.A.

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

(*) Cifras de la vigencia 2022 a 2023. Póliza que a 31/12/2023 está en expedición de renovación.

38. Compromisos y contingencias

a. Compromisos de compra:

La Compañía al 31 de diciembre de 2023, tiene compromisos por compra de energía (pague lo contratado a precios corrientes), gas natural, fuel oil y carbón así:

Período	Energía Distribución	Energía Generación	Gas Natural	Carbón	Total
2024-2026	\$ 4.344.801.251	\$ 1.983.552.392	\$ 212.134.180	\$ 100.488.312	\$ 6.640.976.135
2027-2031	3.106.028.302	485.107.619	-	-	3.591.135.921
2032-2035	2.593.285.262	196.263.230	-	-	2.789.548.492
2036 y siguientes	265.614.128	-	-	-	265.614.128
Total	\$ 10.309.728.943	\$ 2.664.923.241	\$ 212.134.180	\$ 100.488.312	\$ 13.287.274.676

El siguiente es el resumen de los compromisos de compra de materiales y servicios:

Año	Materiales	Servicios	Total
2024	\$ 471.395.704	\$ 1.057.890.334	\$ 1.529.286.038
2025 – 2026	129.870.340	212.897.267	342.767.607
2027 – 2028	-	1.214.066	1.214.066
Total	\$ 601.266.044	\$ 1.272.001.667	\$ 1.873.267.711

b. Convenio estación elevadora Canoas

El 5 de diciembre de 2011, se firmó el convenio interinstitucional entre la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá E.S.P. (“EAAB”) y la Compañía, con el objetivo de unir esfuerzos para garantizar la construcción de la Estación Elevadora Canoas, mediante aporte económico y de operación que ofrece la Compañía. Cabe destacar la importancia que tiene para los habitantes de la cuenca del río Bogotá el citado convenio, en la medida que contribuye de manera importante en la financiación de mega obras necesarias para el saneamiento del río Bogotá y permite el aprovechamiento del recurso hídrico en el suministro de energía eléctrica garantizando la confiabilidad del sistema para la generación eléctrica; compatibilizando así, el proceso de generación de energía y la optimización de la calidad del agua.

El aporte económico de la Compañía para este convenio asciende a \$84.048.000, el valor del desembolso final será el resultado de la indexación simple de los recursos económicos del convenio y serán desembolsados una vez esté construida y en operación la estación elevadora por parte de la EAAB. Está previsto para iniciar su operación asistida en el segundo semestre de 2023.

El convenio tiene una vigencia de 27 años contados a partir de la firma del convenio y hasta que la Compañía conserve la calidad de usuario de las aguas del Río Bogotá en virtud de la concesión de aguas otorgada por la CAR. Este podrá prorrogarse por acuerdo de las partes siempre que subsistan las razones de su celebración.

En noviembre del 2018, la EAAB efectuó el proceso de adjudicación de los diseños y construcción de la estación elevadora que de acuerdo con el cronograma previsto dio inicio en marzo de 2019 con una duración de 44 meses. La Compañía participará en las mesas técnicas a partir del inicio del contrato de ingeniería de detalle y construcción. Una vez esté terminada la construcción de la estación elevadora, instalación y puesta en marcha y se efectúen las pruebas de los equipos, la Compañía recibirá la Estación Elevadora para operarla y mantenerla.

Al 31 de diciembre del 2023 se han realizado las siguientes actividades para una ejecución acumulada del contrato de apropiación de estudios, diseños y construcción y puesta en marcha de 85 % del total del contrato:

- Terminación de la ingeniería de detalle de las diferentes especialidades (geotecnia, estructural, hidráulica, eléctrica, mecánica y control) con un avance del 100%.
- Avance en ejecución de obras preliminares de 89%.
- Construcción del pozo de bombeo con avance de 100 % y suministro y montaje de equipo electromecánico 86%.
- Construcción del pozo de cribado con avance del 97 % y suministro y montaje de equipo electromecánico 62 %.
- Avance en la construcción de estructuras conexas como subestación y edificio eléctrico y de control de 84%.
- Se inicio montajes de equipos electromecánicos en el pozo de bombeo y continuo montaje de equipos en edificio de control y subestación eléctrica. Está pendiente la aprobación de cronograma modificado para terminación del contrato que incluye terminación del montaje de equipos electromecánicos, pruebas y puesta en servicio de la Estación Elevadora Canoas. Continúa la aprobación al diseño de la línea de conexión de 115 kV que energizará la Estación Elevadora de Canoas desde la Subestación Río y sigue pendiente la firma del Contrato de Conexión para iniciar las pruebas y puesta en servicio de equipos electromecánicos.

c. Litigios y Arbitraje

La Compañía enfrenta litigios catalogados como posibles, para los cuales la gerencia con el soporte de sus asesores legales externos e internos, estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para la Compañía y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa su posición financiera.

A. Litigios calificados como eventuales o posibles:

Los principales litigios que tiene la Compañía al 31 de diciembre de 2023 calificados como eventuales son:

a. Proceso Centro Médico de la Sabana PH y otros.

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$337.000.000.

Objeto del juicio: Los 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: Se llevó a cabo audiencia de conciliación la cual se declaró fracasada.

El 8 de septiembre de 2017 el despacho accedió a la solicitud de la parte demandante de incluir al grupo de demandantes iniciales a 4 representantes legales de las copropiedades (Edificio Office Class, Centro Comercial Minicentro, Edificio Santa Ana II y Edificio Beatriz), los cuales se integran al grupo no como demandantes directos, sino como grupo afectado por los hechos que constituyen la presunta vulneración, lo que los haría favorecedores de las pretensiones de la demanda, en caso tal de que la sentencia les fuera favorable.

El 2 de agosto de 2019 sale el proceso del despacho, fijando la fecha del 24 de octubre de 2019 para llevar a cabo los testimonios solicitados por las partes y practicar el dictamen pericial que fue solicitado de oficio.

El 21 de agosto de 2019, se requiere a la Compañía para que allegue otra documentación, este auto es impugnado porque se está solicitando una relación pormenorizada de los usuarios que sin ser parte de la demanda son propietarios de los activos de nivel tensión; así mismo, la compañía descurre traslado del dictamen pericial decretado de oficio por el Juzgado y allega uno nuevo, para controvertir todos los puntos que son desfavorables para la Compañía.

Al 16 de diciembre de 2021 se practicaron todas las pruebas en 3 audiencias, el apoderado de la parte demandante presentó dos recursos de apelación en contra de los 2 dictámenes de contradicción presentados por la Compañía. Se corrió traslado para alegar de conclusión por 5 días; sin embargo, el Ministerio Público a través de la Procuradora Karime Chavez Niño, solicitó la suspensión de ese término, para que se tuviera en cuenta un recurso que la parte demandante presentó de forma extemporánea, razón por la cual la Compañía presentó la respectiva oposición.

Al 28 de marzo de 2022: El Tribunal Administrativo de Cundinamarca, resolvió a favor de la Compañía las apelaciones presentadas por el apoderado de la parte accionante, en lo referente a la nulidad de los dictámenes periciales presentados por la Compañía, para controvertir los dictámenes practicados durante el proceso.

El 24 de marzo de 2022: La parte demandante y la Compañía, así como el Ministerio Público presentan alegatos de conclusión.

El 31 de mayo de 2022 el proceso entra al Despacho para sentencia de primera instancia.

Al 31 de diciembre de 2023, estamos a la espera 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: Desde febrero de 2019 se inició la logística de envío de las notificaciones a los demandados en reconvencción, los cuales son la totalidad de copropietarios de los inmuebles que conforman la copropiedad.

Los envíos se empezaron a realizar desde el viernes 29 de marzo de 2019, a través de envíos sucesivos hasta completar los casi 800 envíos que se deben realizar. No obstante, el 22 de abril de 2019 el Juez resuelve decretar el desistimiento tácito de la demanda de pertenencia (en reconvencción) que había interpuesto la Compañía. Lo anterior en la medida que no se logró cumplir con la exigencia dada por el despacho, consistente en notificar al extremo pasivo de forma íntegra dentro de los 30 días que se había otorgado para ello, de conformidad con lo previsto por el artículo 317 del CGP.

Contra esta decisión la Compañía radicó recurso de apelación que se resolvió desfavorablemente ante el Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá. El proceso continuo respecto a la demanda reivindicatoria. Se radicó acción de tutela al entenderse que esta carga procesal es imposible de cumplir y viola el derecho de defensa de la Compañía, tutela que igualmente fue desfavorable para la Compañía.

Recientemente, y ante una decisión de la Corte Suprema de Justicia, que señalaba que en los procesos donde fueran demandadas las propiedades horizontales no se requería la vinculación procesal de todos los copropietarios, la Compañía puso de presente dicha decisión al Juez 49 Civil Circuito a fin de que efectuara una declaratoria oficiosa de ilegalidad del Auto que había declarado el desistimiento de la Compañía por la no vinculación oportuna de los 1700 copropietarios del

Centro Urbano Antonio Nariño. Ante la anterior solicitud el Juez estimó que, si bien era acertado señalar cuál era el nuevo criterio adoptado por la Corte Suprema de Justicia, también era cierto que al momento en que se declaró el desistimiento tácito el criterio jurisprudencial era otro, y por tanto el Auto que declaró el desistimiento tácito no se fundaba en ilegalidad alguna. Por tanto, se denegó la solicitud de declaratoria de ilegalidad pretendida.

Al 30 de junio de 2023, el proceso continuó 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.

El 18 de julio de 2023 el Juzgado resolvió el recurso que había interpuesto el demandante, contra la decisión que había ordenado la vinculación de la totalidad de la copropiedad dentro de la litis y en dicho Auto se confirmó la decisión que previamente había sido adoptada por el despacho. Frente a lo anterior, el 25 de julio de 2023 el apoderado demandante interpuso un nuevo recurso de reposición y en subsidio queja, a fin de que el Tribunal establezca si la decisión es susceptible de apelación.

Al 31 de diciembre de 2023, el proceso continuó 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: \$113.082.000.

Objeto del juicio: Nulidad y restablecimiento del derecho contra Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (en adelante "UAESP") por la reliquidación del alumbrado público de Bogotá D.C. de los años 1998 a 2004 y su correspondiente cobro ejecutivo.

Estado actual y situación procesal: A continuación, se describen los principales hechos de este litigio y los hechos ocurridos:

El 20 de abril de 1997 se suscribió entre el Distrito y la GEB (Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.) un convenio interadministrativo que le garantiza a la ciudad el suministro de energía con destino al alumbrado público, convenio que fue cedido al Grupo el 23 de octubre de 1997; en ese mismo año la CREG a través de la Resolución No 99/97, modificó la tarifa del servicio de energía domiciliario excluyendo expresamente el alumbrado público, ante lo cual La Compañía presentó al Distrito por los años 1998 y 1999 unas facturas en donde la Empresa hacía un cálculo propio y unilateral del valor de la energía que suministraba. El Distrito discutió la tarifa de la Compañía, pero canceló lo que consideraba que era el precio justo. El 25 de enero de 2002, las partes establecieron una metodología aplicable para el futuro y determinaron elaborar un inventario georreferenciado cuyo resultado se compara con el censo existente, para que, en el evento que existieran diferencias, se reliquidarán los costos y la remuneración respecto de los períodos a que hubiere lugar. El inventario georreferenciado (elaborado entre los años 2000 y 2003) arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que la Compañía le cobró al Distrito, ante lo cual se le reclama al Grupo efectuar la reliquidación que incluya intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004.

Como consecuencia de una acción popular que curso en el Juzgado Décimo Administrativo de Bogotá, el 9 de noviembre de 2009, se dictó sentencia de primera instancia en la cual se ordenó a la UAESP y al Grupo que en plazo de dos meses desde la ejecutoria del fallo realicen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados con el DTF (Fórmula de actualización de sumas) más intereses. De no llegarse a un acuerdo, la misma UAESP deberá realizar dentro dos meses una liquidación para ponerla a consideración a la Compañía, quien puede ejercer los recursos de vía gubernativa pertinentes y en caso de no pago, proceder a ejecutar la sentencia. La sentencia de segunda instancia confirmó lo declarado y actualmente se encuentra firme, no procediendo otros recursos.

El 26 de agosto de 2014 la UAESP y la Compañía suscribieron un acuerdo en el que llegaron a una liquidación concertada en donde la Compañía asumía el 50% equivalente a \$14.432.754. Este acuerdo, además la Compañía, debía ser autorizado por el director de la UAESP y ratificado por el Juez Administrativo N°10 de Bogotá (que conoció en 1ª instancia el proceso).

El 1 de junio de 2017, el Juez 10 Administrativo del Circuito de Bogotá se negó a considerar el acuerdo mencionado teniendo en cuenta que no fue celebrado dentro de los dos meses siguientes a la ejecutoria del fallo del 29 de septiembre de 2011

que vencían el 2 de febrero de 2012; ordenando a la UAESP realizar la liquidación unilateral. Sin embargo, teniendo en cuenta que el Juez no emitió pronunciamiento de aprobación o de rechazo del acuerdo, el mismo continúa siendo oponible entre las partes.

El 31 de agosto de 2017, en cumplimiento de lo ordenado por el Juez Administrativo, la UAESP expidió la resolución 412 de 2017 mediante la cual realizó la reliquidación de la facturación por el alumbrado público objeto del proceso por un importe de \$141.016.977, como consecuencia de lo anterior la Compañía presentó recurso de reposición.

El 29 de diciembre de 2017, la Compañía fue notificado de la resolución 730 de 2017 proferida el 18 de diciembre por parte de la UAESP mediante la cual resolvió el recurso de reposición presentado por la Compañía, confirmando la decisión impugnada y reconsideró el cálculo de la reliquidación notificada en agosto tomando como base de actualización la DTF de acuerdo con lo ordenado por el Juez en la sentencia de septiembre de 2009, en ese orden la nueva pretensión de la UAESP asciende a \$113.082.893.

El 25 de enero de 2018, la UAESP requirió a la Compañía, frente a esta situación, la Compañía ofreció a la UAESP el pago del monto que considera justo de \$14.432.754 que al 28 de febrero y conforme a la actualización acordada ascendía a \$23.633.336. Suma que podría ser cruzada con tres facturas que por concepto de alumbrado público cancele la UAESP a partir de la fecha. Ante el silencio de la UAESP se radicó el 16 de marzo de 2018 una solicitud de mesa de trabajo para llegar a un acuerdo dado que la UAESP inicio cobro persuasivo. Sin embargo, el 22 de marzo de 2018 la UAESP comunicó la decisión de librar mandamiento de pago en contra de la Compañía por las sumas de dinero contenidas en la Resolución.

El 22 de marzo de 2018 la UAESP informó que se había librado mandamiento de pago contra la Compañía al haberse iniciado el cobro coactivo. Una vez contestado el cobro coactivo y resueltas en forma negativa las excepciones de la Compañía, se procedió a informar a la UAESP la admisión de la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho por parte del Tribunal Administrativo de Cundinamarca, ante lo cual la UAESP mediante auto de fecha 6 de septiembre procedió a suspender el proceso de cobro coactivo.

Ante la imposibilidad de llegar a un acuerdo con la UAESP respecto a las cuantías de los actos administrativos, Resoluciones No. 412 del 2 de agosto de 2017 y 730 del 18 de diciembre de 2017; El 25 de julio de 2018 la Compañía procedió a radicar ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Esta demanda fue admitida el 21 de agosto de 2018.

El 28 de septiembre de 2018, la Compañía pagó a la UAESP la suma de \$24.471.044, que corresponden al monto que en su oportunidad se pactó en el acuerdo suscrito por las partes en el año 2014, actualizado con una tasa igual al DTF desde la fecha en que se produjo la diferencia hasta la fecha real en que se realiza el pago. El valor restante de la reliquidación unilateral constituye el objeto de la demanda contra la UAESP.

El 21 de agosto de 2019, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca falla el proceso negando las pretensiones de la demanda, restando valor al acuerdo celebrado en el 2014 por considerarlo extemporáneo.

La Compañía presentó recurso de apelación por cuanto: i) el Tribunal desconoció que la transacción celebrada por las partes el 26 de junio de 2014 es plenamente válida y, por lo tanto, la UAESP estaba obligada a incorporarla en la liquidación parcial y unilateral del convenio interadministrativo. (Ley 80 de 1993 artículo 60). ii) El Tribunal desconoció la existencia y validez de la transacción contenida en el acuerdo de reliquidación suscrito por las partes el 26 de junio de 2014 y, por consiguiente, su efecto de cosa juzgada (art. 2483 Código Civil). iii) El Tribunal desconoció el principio de buena fe (art. 83 Constitución Política) y la prohibición de ir en contra de los actos propios (venire contra fatum proprium non valet). iv) El Tribunal desconoció que la administración no puede obtener ningún beneficio de su propio incumplimiento. La mora no es imputable a la Compañía, por cuanto la obligación de reliquidar de manera unilateral (2 meses) era solamente para la UAESP y esto ocurre pasados 24 meses por lo que el retardo es atribuible a la UAESP.

El recurso de apelación fue admitido ante el Consejo de Estado y atendiendo a la congestión que actualmente tiene la administración de justicia, la Compañía considera poder tener fallo no antes de cinco años.

Por su parte, en el marco del proceso de cobro coactivo se presentó póliza de caución en los términos del art. 837-1 del Estatuto Tributario, a efectos de impedir la materialización de órdenes de embargo en contra 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.

Al 31 de diciembre de 2023, el proceso continúa al despacho para fallo de segunda instancia.

d. Acción Popular de Comepez – Medida cautelar de suspensión de llenado de Embalse Quimbo.

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: Indeterminada.

Objeto del juicio: El día 9 de febrero de 2015 se informó a la Compañía de la medida cautelar decretada por el Tribunal Administrativo del Huila, con ocasión de la Acción Popular promovida por 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: El 13 de febrero de 2015 se notificó a la Compañía la admisión de la acción y de la medida cautelar y con fecha 18 de febrero de 2015 se radicó ante el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila, recurso de reposición y en subsidio de apelación, contra el auto que concedió la medida cautelar. Este recurso fue negado lo cual dio lugar a la presentación de una acción de tutela.

El día 8 de enero de 2016 la Compañía fue notificada del fallo de tutela proferido por el Juez Tercero Penal Circuito especializado de Neiva mediante el cual autorizó a Enel Colombia S.A. E.S.P., de manera inmediata la generación de energía como medida transitoria hasta que el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila decida de fondo sobre el levantamiento o no de la medida cautelar decretada.

Luego de surtida la fase probatoria, el 18 de diciembre de 2020 se profirió fallo desfavorable ordenando lo siguiente:

- a) Diseñar un proyecto de descontaminación que garantice que el agua del embalse no afecte el recurso hídrico ni genere efectos adversos en la fauna y en la flora subacuática.
- b) Diseñarán conjuntamente entre el Ministerio De Ambiente y Desarrollo Sostenible y la Compañía un proyecto de descontaminación y tratamiento del recurso hídrico, para atenuar y controlar el efecto adverso de los coliformes en la población ribereña, y lo articularán con los diferentes municipios localizados aguas arriba del embalse, cuyas aguas servidas se vierten directa o indirectamente al río Magdalena (San Agustín, Isnos, Pitalito, Palestina, Saladoblanco, Oporapa, La Argentina, Elias, Tarqui, Altamira, Guadalupe, Suaza, El Pital, El Agrado, Garzón, Paicol y Gigante).
- c) Exhortar a la ANLA para que corrobore si la concesionaria construyó los interceptores y sistemas de aguas residuales en los municipios del área de influencia, y de acuerdo con los resultados obtenidos, adopte las decisiones que legalmente le correspondan.
- d) Exhortar al Ministerio de Ambiente, para que diseñe, lidere y formule una política de protección y recuperación hidrosanitaria del alto, medio y bajo Magdalena.
- e) Ordenar que el sistema de oxigenación que se instaló en cumplimiento de la cautela opere de manera permanente, sujetándose a los protocolos y directrices que imparta la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. De igual manera, La Compañía continuará realizando el monitoreo de la calidad de agua (en los términos y condiciones que determine la referida autoridad ambiental); lo cual, debe llevarlo a cabo un laboratorio acreditado ante el IDEAM.

Apelado el fallo por la Compañía y otras partes del proceso, el 31 de diciembre de 2021, el Consejo de Estado admitió la apelación.

Al 31 de diciembre de 2023, la Compañía está a la espera de que se corra traslado para alegar en segunda instancia.

e. Acción de Grupo Jose Rodrigo Alvarez Alonso y otros.

Fecha de inicio: 2012.

Pretensión: \$33.000.000.

Objeto del juicio: Se ha interpuesto una Acción de Grupo por 1.140 habitantes del municipio de Garzón basados en que, como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se han visto disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. La Compañía rechaza estas pretensiones fundado en que: (1) El censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en

el mismo; (2) Los demandantes son no residentes y para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del PHEQ; (3) La compensación no debe ir más allá del “primer eslabón” de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia en fase probatoria. Los actores solicitaron un dictamen pericial para evaluar el perjuicio de cada uno de los 1.170 demandantes y las entidades públicas a quienes el Juzgado ha encargado llevar a cabo el peritazgo se han negado.

El 19 de agosto de 2019 se presentó un dictamen pericial por una asociación de profesionales, respecto del cual fue solicitada aclaración y complementación. El 6 de septiembre el Juzgado requirió a los peritos para que aclaren y complementen su trabajo.

El Juzgado mediante auto del 28 de noviembre de 2019 ordenó a los peritos complementar el dictamen dando término de veinte (20) días hábiles.

Al 31 de diciembre de 2022 con ocasión de la solicitud de la Compañía, de que se declarara desistida la prueba ante el silencio de los peritos, el Juzgado requirió a los peritos para que presentaran la complementación del dictamen decretado, en consecuencia, el pasado 19 de septiembre fue presentado el dictamen.

Los peritos aportaron la complementación del dictamen el 2 de marzo de 2023, estábamos a la espera que se corriera traslado de dicho trabajo para pronunciarnos e insistir en la objeción que ya se había presentado inicialmente.

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 2023, el proceso se encuentra al despacho pendiente de que el Juzgado ordene la aclaración antes mencionada.

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 2023, 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 2023 el litigio se encuentra pendiente de sentencia de primera instancia ante el Tribunal Administrativo del Huila, que llevó a cabo audiencia inicial el 23 de febrero de 2023 9:00 am, y se radicaron alegatos de conclusión el junio 30 de 2023.

h. Solicitud de devolución presentada por Manufacturas Eliot.

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: \$5.078.000 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: Manufacturas Eliot considera que la Compañía debe devolver contribución recaudada en las facturas de energía de 2012 a 2013. La defensa de la Compañía sostiene que (i) Manufacturas Eliot presentó solicitud de exoneración en diciembre de 2013, y que la Ley sólo le daba derecho a la exoneración desde el momento de la solicitud; y (ii) la Compañía es únicamente el agente recaudador, y si hay lugar a devolución, es el Ministerio de Minas y Energía quien debe hacerla.

Estado actual y situación procesal: En octubre de 2021 el Tribunal Administrativo de Cundinamarca expidió sentencia desfavorable, ordenando la devolución.

En mayo de 2022 el litigio llegó al Consejo de Estado para surtir la segunda instancia.

El 02 de septiembre de 2022, el proceso fue repartido al despacho del Dr. Piza para surtir la segunda instancia.

El 09 de diciembre de 2022 el Consejo de Estado profirió Auto que admite recurso de apelación. Y el 13 de diciembre de 2022 Manufacturas Eliot S.A.S presentó oposición al recurso de apelación.

El 20 de enero de 2023 el proceso ingresó al Despacho para fallo de segunda instancia.

El 02 de mayo de 2023 la Compañía fue notificada de sentencia de segunda instancia que confirmó la decisión del Tribunal de devolver a Manufacturas Eliot la contribución junto con intereses corrientes y moratorios, eliminó el reconocimiento de intereses legales y confirmó que el valor devuelto debe ser reintegrado a Enel por parte del Ministerio de Minas y Energía.

En julio de 2023 Manufacturas Eliot autorizó compensar el valor a favor de la sentencia con el consumo de energía mensual de sus fronteras del mercado no regulado, y ese valor se está compensando en el mismo monto mensual con la contribución que se gira el Ministerio.

Al 31 de diciembre de 2023 no hay movimientos adicionales.

i. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de la Tasa de Uso de Agua en 2016, 2017 y 2018.

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: \$17.022.122 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR) pretende cobrar la tasa por el uso del agua sobre la concesión total y no por el volumen efectivamente usado, en la Pequeña Central Hidroeléctrica de Rionegro en 2016, 2017 y 2018. La CAR aduce supuestas fallas en la medición del caudal. La defensa de la Compañía se basa en los argumentos que (i) la compensación correcta según la capacidad instalada eran las transferencias del sector eléctrico, el hecho generador de la tasa es el uso efectivo de agua para generación: no hubo generación continua los 365 días del año, sino únicamente en días específicos; y (iii) sí se cumplieron compromisos de medición y por lo tanto, la CAR no tenía derecho a calcular la tasa sobre la totalidad del caudal concesionado.

Estado actual y situación procesal: Los cinco litigios (dos por 2016, uno por 2017 y dos por 2018) se estiman como riesgos posibles en razón de su probabilidad de pérdida (entre 20% y 45%). Los dos procesos contra las liquidaciones de 2016 iniciaron ante la jurisdicción contenciosa administrativa en septiembre de 2019 y abril de 2021, mientras que el proceso contra la liquidación de 2017 inició en diciembre de 2020 y el de 2018 en agosto y noviembre de 2021.

Al 31 de diciembre de 2023, no hay sentencia de primera instancia en ninguno de los litigios.

j. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de IVA en el año 2016.

Fecha de inicio: 2020

Pretensión: \$4.443.573 (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 notificado 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.

Al 31 de diciembre de 2023 no hay sentencia de primera instancia en ninguno de los litigios.

k. 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. (antes Codensa) 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, Enel actuó en cumplimiento de un deber legar, 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: Este litigio está en etapa probatoria. El 21 de diciembre de 2023, Enel Colombia S.A. E.S.P. presenta 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.

l. 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: Este litigio se encuentra en fase probatoria. El 18 de enero de 2022, Se decreta el auto de pruebas, luego de la acumulación de procesos con la misma causa que ordenó el Tribunal Administrativo de Cundinamarca.

El 03 de septiembre de 2023: Se corre traslado a la parte accionante y a la Sociedad Norco, para que en 3 días aporten los cuestionarios que deben responder los peritos. Así mismo, se les indica a los peritos que deberán aportar los dictámenes periciales en un término no superior a 3 meses.

El 23 de octubre de 2023 la Compañía presentó solicitud para que fueran declarados como extemporáneos los cuestionarios presentados por la parte accionante para los peritos, pero dicha solicitud fue rechazada por el Despacho el 24 de octubre de 2023.

Al 31 de diciembre de 2023 no hay movimientos adicionales.

m. Jesús María Fernandez y Olga Patricia Perez 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 Enel, 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 2023 no hay movimientos adicionales.

n. 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 Enel 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: Se encuentra en fase inicial, una vez contestada la demanda principal y la de reconvención, posteriormente se tuvo la audiencia de fijación de honorarios de los árbitros el 18 de enero de 2024, la cual no se realizó, por cuanto Consalt ha presentado reforma a su demanda, y por ello se surtirá nuevamente traslados para que Enel pueda contestar. Con la reforma no hay cuantía del proceso.

o. Acción de reparación directa promovida por Aura Lucía 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 en 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, y atendiendo que de las pruebas decretadas no se han podido practicar en su totalidad, se suspendió la audiencia.

La continuidad prevista para la audiencia de pruebas fue dada el 17 de enero de 2024, no obstante, no se alcanzó a agotar el objeto de la audiencia, por tanto, estamos pendientes de una nueva citación para dar continuidad a esta etapa probatoria.

p. 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 en 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.

Se tiene prevista continuación de audiencia de pruebas para el 11, 12 y 13 de marzo de 2024.

q. 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 2023 no hay movimientos adicionales.

r. 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 2023 no hay movimientos adicionales.

s. 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: Fallo de primera instancia favorable para la compañía / corriendo termino para apelar por parte de los demandantes.

El 10 de julio de 2023 se presentaron alegatos finales e ingreso al despacho para fallo de primera instancia el 19 de julio de 2023.

El 2 de noviembre de 2023 se profirió fallo negando todas las pretensiones, y se notificó el fallo el 6 de diciembre de 2023.

Al 31 de diciembre de 2023 no hay movimientos adicionales.

t. 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: En Segunda instancia / al despacho para fallo de segunda instancia.

Una vez surtidas las pruebas, el 11 de noviembre de 2021 se presentaron alegatos finales e ingreso al despacho para fallo de primera instancia.

El 29 de abril de 2022 se profirió fallo negando todas las pretensiones, y se notificó el fallo el 3 de mayo de 2022.

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 2023 el proceso continúa al despacho para fallo de segunda instancia.

u. 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 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 del mismo se generó una pérdida de capacidad productiva para cada uno de ellos.

Estado actual y situación procesal: En etapa probatoria.

El 22 de agosto de 2023 se realizó audiencia de pruebas, quedando 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 y se espera que el Juez fije nuevas fechas para practicar las pruebas faltantes

v. 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 Enel 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 17.01.2020 fuimos notificados del fallo de primera instancia favorable para Enel 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 Enel S.A. E.S.P. para la construcción del proyecto.

Esta sentencia fue apelada por el demandante al 31 de diciembre de 2023 se encuentra al despacho para fallo de segunda instancia desde el 25 de enero de 2022.

w. Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho de Jesus Hernan 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: Etapa Inicial se fija fecha para audiencia inicial. El día 13 de diciembre de 2023 se fija audiencia inicial para el día 23 de mayo de 2024 a las 8 am.

x. Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho de Lorena Amaya Betancorth 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 el Quimbo.

Estado actual y situación procesal: El proceso se encuentra al despacho para sentencia de 1 Instancia desde el día 1 de enero del año 2022.

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. A 31 de diciembre de 2023 el proceso continúa en despacho.

y. Proceso declarativo de Inversiones Los Almendros Del Norte Ltda.

Fecha de inicio: 2023

Pretensión: \$30.901.000.

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 Enel 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 070/2008 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. Al 31 de diciembre se está a la espera de las audiencias iniciales.

z. Acción de Grupo José Edgar Bejarano.

Fecha de inicio: 2004

Pretensión: \$32.000.000.

Objeto del juicio: Se declara a Enel S.A. E.S.P. y AES Chivor, como responsables por los perjuicios causados a los accionantes, en razón al desbordamiento del cauce natural del río 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 4 de octubre de 2023 se profirió sentencia de primera instancia por parte del Juzgado Décimo (10) Administrativo de Bogotá favorable a 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.

El proceso se encuentra pendiente del fallo de segunda instancia desde el 18 de diciembre de 2023.

aa. Demanda de Reconvención dentro del Tribunal de Arbitramento Enel Colombia 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: Enel 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 Enel. Por su parte, Mapfre demanda en reconvención y solicita que se declare contractualmente responsable a Enel por haber terminado unilateralmente la oferta mercantil el 22 de junio de 2021, así mismo se declare el incumplimiento otras obligaciones de Enel 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.

39. Gestión de riesgos

La Compañía está expuesta a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por la Compañía en el establecimiento de su política de gestión de riesgos se destacan los siguientes:

- a. Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- b. Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo de la Compañía.
- c. Cada gerencia y área corporativa define:
 - i. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - ii. Criterios sobre contrapartes.
 - iii. Operadores autorizados.
- d. Las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- e. Todas las operaciones de las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio se realizan dentro de los límites aprobados para cada caso.
- f. Las gerencias, áreas corporativas y líneas de negocio establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de la Compañía.

Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es reducir la volatilidad del gasto financiero reflejado en el estado de resultados separado.

Dependiendo de las estimaciones de la Compañía y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

Los instrumentos que pueden ser utilizados corresponden a Swaps de tasa, que fijan desde tasa variable a fija. A cierre de diciembre de 2022 la compañía contaba con una cobertura de tasa de interés contratada desde el 14 de mayo de 2021 por 400.000 Millones de pesos, con vencimiento el 14 de mayo de 2026, fijando la tasa de un crédito que se encontraba atado a IBR 3 meses.

Tasa de Interés	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles COP	Variación (pbs)*	Sensibilidad en miles COP
IPC	+/- 6,6%	(+/-) \$ 116.872.800	+/- 6,12%	(+/-) \$ 138.062.916
IBR	+/- 7,21%	(+/-) \$ 409.089.346	+/- 7,62%	(+/-) \$ 209.746.732
LIBOR	-	-	+/- 4,08%	(+/-) \$ 17.906.210

(*) Las variaciones o movimientos de las tasas de interés se calcularon con base en su volatilidad histórica, en un periodo de tres años (2021-2023 y 2020-2022 para los cálculos de 2023 y 2022 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, euros y renminbis para la compra de activos en moneda extranjera (capex de mantenimiento y de nuevos proyectos), disminución del CERE (Costo equivalente real de energía del cargo por confiabilidad) y cubrimientos de créditos en moneda extranjera. A cierre de diciembre de 2023 la compañía tenía contratadas coberturas de tipo de cambio en USD, por \$155.062.306.

Riesgo de "commodities"

La Compañía se encuentra expuesta al riesgo de la variación del precio de "commodities" (mercado de combustibles) y del precio spot de energía (mercado colombiano de energía).

La Compañía compra combustibles para generación sin cubrimiento de riesgos por cambios en los precios. Los combustibles líquidos se compran a precios de mercado internacional. Los precios de combustibles sólidos como el carbón resultan de procesos abiertos de contratación en el mercado local no asociados directamente a los commodities internacionales; la indexación de éstos está dada por la variación del IPPC (Índice de Precios al Productor del Carbón) limitada a un máximo del +/-5% con el fin de mantener estabilidad en los valores de compras.

La Compañía realiza la mayoría de las transacciones de venta de energía mediante contratos en el mercado de energía mayorista (MEM), en el mercado no regulado (MNR) y en el mercado de derivados financieros (Derivex), en los que se ha pactado previamente un precio con indexación al IPP, mitigando de esta manera el riesgo sobre el precio spot del portafolio de generación.

Riesgo de Liquidez

La Compañía mantiene una política de liquidez consistente en la contratación de facilidades crediticias a largo plazo, caja e inversiones financieras temporales, por montos suficientes para soportar las necesidades proyectadas para un período que está en función de la situación y expectativas de los mercados de deuda y de capitales. Los recursos disponibles deben cubrir las necesidades proyectadas de servicio de la deuda financiera (capital más intereses) neta, es decir, después de derivados financieros. A continuación, se presentan los flujos de efectivo contractuales de los pasivos financieros con terceros hasta su vencimiento sin descontar:

Concepto	Corriente			No Corriente				
	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	1 a 3 años	3 a 5 años	5 a 10 años	Más de 10 años	Total No Corriente
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	\$ 2.756.987.272	\$ -	\$ 2.756.987.272	\$ 304.159	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 304.159
Préstamos Bancarios (capital + intereses)	434.951.619	785.855.184	1.220.806.803	1.505.633.364	2.232.891.356	1.544.716.490	-	5.283.241.210
Bonos Emitidos (capital + intereses)	55.566.829	636.542.413	692.109.242	756.490.555	450.019.473	522.450.790	-	1.728.960.818
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes (Capital)	29.286.024	89.519.884	118.805.908	3.739.674	-	19.956.574	-	23.696.248
Obligaciones por leasing financiero (capital + intereses)	6.751.577	15.003.588	21.755.165	52.073.306	47.004.192	72.915.216	52.260.293	224.253.007
Total	\$ 3.283.543.321	\$ 1.526.921.069	\$ 4.810.464.390	\$ 2.318.241.058	\$ 2.729.915.021	\$ 2.160.039.070	\$ 52.260.293	\$ 7.260.455.442

Riesgo de Crédito

La Compañía realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales

El riesgo de crédito en la Compañía es históricamente limitado dado el corto plazo de cobro a los clientes, lo cual permite que no acumulen individualmente montos significativos. Así mismo la regulación permite proceder con el corte del suministro de energía y en casi todos los contratos firmados con los clientes se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito mediante la evaluación de los indicadores de cartera general e individual.

Para mitigar riesgos significativos de impagos en el negocio eléctrico, desplegamos un esquema robusto de acciones preventivas de recordación de pago, el cual busca que nuestros clientes prioricen el pago evitando morosidad. Frente a falta de pago, se procede en primera instancia con acciones persuasivas como la suspensión del servicio eléctrico y la gestión temprana de cobranza sobre altas cuantías de deuda. Posteriormente, en caso de que no se perciba el pago o se logre un acuerdo, se da inicio a la gestión coercitiva de cobro, mediante la asignación de las deudas a firmas especializadas en cobranza, reduciendo así la posibilidad de altos deterioros de cartera. Se hace seguimiento periódico a la evolución de la cartera y en caso de requerirse, se definen acciones complementarias de gestión de recuperación sobre montos y situaciones que puedan representar un alto impacto de no pago para la compañía.

Para mitigar riesgos significativos de crédito e impagos en cartera comercial, se realiza un análisis crediticio de las solicitudes de financiación sobre PSVAs y se solicita la constitución de garantías en cada negocio. La compañía despliega un esquema robusto de acciones preventivas de recordación de pago, el cual busca que nuestros clientes prioricen el pago evitando morosidad. Frente a falta de pago, se procede en primera instancia con acciones persuasivas como la gestión temprana de cobranza sobre altas cuantías de deuda. Posteriormente, en caso de que no se perciba el pago o se logre un acuerdo, se da inicio a la gestión coercitiva de cobro, mediante la asignación de las deudas a firmas especializadas en cobranza, reduciendo así la posibilidad de altos deterioros de cartera. Se hace seguimiento periódico al desempeño del crédito y en caso de requerirse, se definen acciones complementarias de gestión de recuperación sobre montos y situaciones que puedan representar un alto impacto de no pago para la compañía.

Activos de carácter financiero

Las inversiones de los recursos disponibles de la Compañía (inversiones de tesorería) originadas en la operación, y en otros ingresos no operacionales y las operaciones de derivados financieros se efectuarán con entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea que cumplan con la calificación de riesgo mínima solicitada por la Compañía.

La calificación de riesgo mínima de las contrapartes financieras debe ser grado de inversión internacional de largo plazo, o su equivalente en escala local teniendo en cuenta el mínimo rating internacional de moneda extranjera de la República de Colombia. Sólo podrá invertirse en contrapartes con una calificación inferior, dentro de los límites establecidos por riesgos para contrapartes no grado de inversión, o previa aprobación por medio de un Waiver vigente otorgado por riesgos. Las calificaciones de riesgo locales deben ser emitidas por una calificador de riesgo reconocida y legalmente establecida en Colombia. Para las calificaciones de riesgo internacional serán aceptables las otorgadas por Moody's, S&P y Fitch.

Las siguientes reglas aplican para determinar la calificación otorgada a las contrapartes:

- Si la contraparte cuenta con una sola calificación se elige esta misma.
- Si la contraparte cuenta con dos calificaciones, se toma la mejor calificación de las dos disponibles.
- Si la contraparte cuenta con más de dos calificaciones, se toma la segunda mejor calificación disponible.

Las operaciones de excedentes de liquidez deben cumplir los siguientes criterios generales:

Seguridad: Con el objetivo de preservar el valor del portafolio de inversiones, los recursos disponibles a ser colocados deben cumplir con los requisitos de calificación crediticia contenida en este documento.

Liquidez: Los instrumentos que hacen parte de las inversiones deben contar con alta liquidez en el mercado.

Rentabilidad: Dentro de los límites de riesgo permitidos se debe buscar el máximo retorno posible a las inversiones.

Diversificación: Se debe evitar la concentración del riesgo en un determinado tipo de emisor o contraparte.

Transparencia: Todas las operaciones y compromisos efectuados en el manejo de los recursos disponibles deben quedar explícitamente registradas y soportadas, y regirse por las normas y procedimientos vigentes.

Medición del riesgo

La Compañía adoptó desde el 1 de enero de 2018 la NIIF 9, la cual introdujo un nuevo modelo de contabilidad de coberturas, con el objetivo de alinear la contabilidad más estrechamente con las actividades de gestión de riesgos de las compañías y establecer un enfoque más basado en principios.

Bajo el nuevo enfoque, una relación de cobertura es efectiva si y solo si cumple con los siguientes criterios:

- (a) Hay una relación económica entre la partida cubierta y el instrumento de cobertura.
- (b) El efecto del riesgo crediticio no predomina sobre los cambios de valor que proceden de esa relación económica.
- (c) La razón de cobertura, entendida como la relación entre el notional de la partida cubierta y el notional 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 2023, existen contratos de venta y compra de futuros de energía vigentes por 28,44 GWh, con finalidad diferente a la cobertura del portafolio de contratación. A su vez, al 31 de diciembre de 2023 se liquidaron 42.48 GWh, las cuales no fueron consideradas dentro de la estrategia de cobertura.

Las operaciones de futuros con Trading son respaldadas por garantías las cuales al 31 de diciembre de 2023 ascienden en efectivo a \$1.579.514 y en TES a \$1.042.761, los cuales están a disposición de Enel Colombia S.A. E.S.P., pero como parte de su operación Trading, deben ser mantenidos como montos mínimos como efectivo y equivalente al efectivo.

Distribución

De acuerdo con la Resolución CREG 101 020 de 2022 que define el traslado de los precios de contratos resultante del mecanismo propuesto por Derivex, Enel Colombia intentando mitigar el riesgo de exposición a bolsa de su mercado regulado, participó en este mecanismo de derivados energéticos desde la primera subasta organizada por el promotor el pasado 19 de octubre con destino a atender el mercado regulado. En la primera subasta del mecanismo, se calzó un precio de referencia que le permitió a Enel Colombia cerrar una operación en el mes de diciembre de 2022 de 4 contratos para el periodo comprendido entre mayo y agosto de 2023. Al 31 de diciembre 2023 no se tienen contratos vigentes bajo este mecanismo.

Al 31 de diciembre de 2023 la valoración de Trading para Enel Colombia cierra así:

	Operación	MTM	No. Operaciones
Generación	Negocio	\$ (1.468.044)	43
Total		\$ (1.468.044)	43

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 de 2023:

	Importes en libros	Valores razonables
	Al 31 de diciembre de 2023	
Activos financieros (1)		
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 2.449.099.302	\$ 2.452.256.657
Total de activos	\$ 2.449.099.302	\$ 2.452.256.657
	Al 31 de diciembre de 2023	
Pasivos financieros (2)		
Préstamos Bancarios	\$ 6.635.299.682	\$ 7.473.076.071
Bonos emitidos	2.450.471.339	2.514.682.617
Obligaciones por leasing	221.210.897	214.981.945
Total de pasivos	\$ 9.306.981.918	\$ 10.202.740.633
	Al 31 de diciembre de 2023	
Activos no financieros (3)		
Bonos de Carbono	\$ 23.573.288	\$ 78.330.801
Total de activos no financieros	\$ 23.573.288	\$ 78.330.801

A continuación, se presenta los activos y los pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable al 31 de diciembre de 2022:

	Importes en libros	Valores razonables
	Al 31 de diciembre de 2022	
Activos financieros (1)		
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 1.695.488.341	\$ 1.698.628.108
Total de activos	\$ 1.695.488.341	\$ 1.698.628.108
	Al 31 de diciembre de 2022	
Pasivos financieros (2)		
Préstamos Bancarios	\$ 3.932.280.366	\$ 3.779.145.183
Bonos emitidos	3.232.918.315	3.106.555.905
Obligaciones por leasing	227.441.849	177.798.841
Total de pasivos	\$ 7.392.640.530	\$ 7.063.499.929
	Al 31 de diciembre de 2022	
Activos no financieros (3)		
Bonos de Carbono	\$ 90.656	\$ 54.656.620
Total de activos no financieros	\$ 90.656	\$ 54.656.620

- (1) La Compañía evalúa las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar a largo plazo, clasificándolas bajo el nivel 2 de jerarquía teniendo en cuenta que son observables en mercados similares. Se emplea para esta medición base de parámetros tales como las menores tasas de interés del mercado de productos con características similares al corte de diciembre de 2023, factores de riesgo de cada país en particular, la solvencia del cliente y las características de riesgo de la cartera financiada. Sobre la base de esta evaluación, se registran provisiones para contabilizar las pérdidas esperadas sobre estas cuentas por cobrar.
- (2) Las obligaciones financieras y arrendamientos financieros se catalogan dentro del nivel 2 de jerarquía dado que se pueden llegar a negociar o tranzar en mercados activos a precios de mercado en la fecha de medición. El valor razonable se estima descontando los flujos de efectivo futuros utilizando las tasas disponibles para deudas con condiciones, riesgo de crédito y vencimientos similares. La Compañía emplea las tasas de descuento de la curva cero cupón de acuerdo con los vencimientos de cada emisión.
- (3) La medición del valor razonable para los activos y pasivos no financieros se realiza con base en la contraprestación a recibir o pagar por los bienes y/o servicios clasificados en estos rubros. En el caso de los inventarios el valor razonable corresponde al costo incurrido por la Compañía, en la adquisición de estos bienes.

Al 31 de diciembre de 2023, se tienen reconocidos bonos de carbono CO₂, cuyo valor razonable es de \$78.330.352 correspondientes a 2.691.628 certificados emitidos en noviembre de 2020 por reducción de emisiones CO₂ de los años 2015 – 2018 por \$18.755.788, 1.396.818 certificados emitidos en marzo de 2021 por reducción de emisiones CO₂ de los años 2019 y 2020 por \$19.415.770, 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 \$23.573.288 de las centrales Quimbo, Guavio Menor, Dario Valencia Samper, Salto II Tequendama; así mismo, se han realizado ventas de certificados CO₂ con impacto en el inventario por (\$54.757.514).

Los valores razonables del efectivo y equivalentes de efectivo y las cuentas por pagar comerciales, se aproximan a sus importes en libros, en gran medida, debido a los vencimientos a corto plazo de estos instrumentos.

Al 31 de diciembre, la Compañía mantiene en su estado de situación financiera separado los siguientes activos y pasivos financieros medidos por su valor razonable y clasificados por niveles.

Al 31 de diciembre de 2023

Activos Financieros	Nivel 3
Inversiones financieras - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	\$ 198.656
	Nivel 2
Instrumentos derivados (Ver Nota 5)	\$ 2.294.698
Pasivos Financieros	
Instrumentos derivados (Ver Nota 15)	\$ 76.927.698

Al 31 de diciembre de 2022

Activos Financieros	Nivel 3
Inversiones financieras - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	\$ 2.994.695
	Nivel 2
Instrumentos derivados (Ver Nota 5)	\$ 148.605.744
Pasivos Financieros	
Instrumentos derivados (Ver Nota 15)	\$ 4.615.446

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:

Activos Financieros	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo Amortizado				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	\$ 2.394.965.018	\$ 54.134.284	\$ 1.637.471.435	\$ 58.016.906
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.437.701.171	-	778.874.295	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	14.054.079	-	622.875.651	-
Otros activos financieros	13.431.972	-	12.344.353	-
Total Activos Financieros a Costo Amortizado	3.860.152.240	54.134.284	3.051.565.734	58.016.906
Valor Razonable con cambios en Resultados				
Otros activos financieros	3.693.337	198.656	6.553.649	2.994.695
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en Resultados	3.693.337	198.656	6.553.649	2.994.695
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros activos financieros	2.294.698	30.057.440	148.605.744	65.204.240
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	\$ 2.294.698	\$ 30.057.440	\$ 148.605.744	\$ 65.204.240

Pasivos Financieros	Al 31 de diciembre de 2023		Al 31 de diciembre de 2022	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo Amortizado				
Otros pasivos financieros	\$ 2.097.418.166	\$ 7.209.563.752	\$ 1.524.109.265	\$ 5.868.531.265
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	2.756.987.272	-	1.766.497.053	23.418.755
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	118.805.908	23.696.248	220.839.398	18.690.829
Total Pasivos Financieros a Costo Amortizado	\$ 4.973.211.346	\$ 7.233.260.000	\$ 3.511.445.716	\$ 5.910.640.849
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros pasivos financieros	\$ 76.927.698	\$ 1.256.036	\$ 4.615.446	\$ -
Total Pasivos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	\$ 76.927.698	\$ 1.256.036	\$ 4.615.446	\$ -

43. Segmentos de operación

La Compañía, se ha organizado internamente por segmentos operativos, que han sido definidos con base en la NIIF 8 Párrafo 9 que tiene como punto de partida, la segregación que solicitan los organismos decisorios de la compañía para revisar y evaluar la gestión de los negocios; y por otra parte, los criterios establecidos en el párrafo 12 de la NIIF 8, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen características económicas similares.

Para cada uno de los segmentos, el Gerente General, el comité de dirección y la junta directiva de la Compañía, revisan los informes internos periódicamente.

En consecuencia, la Compañía ha definido los siguientes segmentos operativos, cuyos principales productos, servicios y operaciones son como se describen a continuación:

N°	SEGMENTO	OPERACIÓN
1	Generación	<ul style="list-style-type: none"> • Generación de energía, y • Comercialización de gas • Comercialización de bonos de carbono
2	Distribución	<ul style="list-style-type: none"> • Distribución y comercialización de Energía • Servicio de alumbrado público (infraestructura) y • Otros negocios.

Adicionalmente, estos segmentos cumplen con los umbrales cuantitativos para la determinación de segmentos sobre los que se debe informar al 31 de diciembre de 2023 y 2022.

La información financiera de los segmentos se determina aplicando a cada uno de ellos las políticas generales de la compañía descritas en el capítulo correspondiente.

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

A continuación, la información financiera por segmentos 2023:

	Segmentos al 31 de diciembre 2023			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Resultados por segmentos para el periodo enero – diciembre de 2023				
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 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

A continuación, la información financiera por segmentos 2022:

	Segmentos al 31 de diciembre 2022			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Resultados por segmentos para el periodo Enero - Diciembre de 2022				
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 4.733.082.276	\$ 6.145.048.879	\$ -	\$ 10.878.131.155
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones Inter segmentos	945.720.332	195.619.141	(1.141.339.473)	-
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 5.678.802.608	\$ 6.340.668.020	\$ (1.141.339.473)	\$ 10.878.131.155
Aprovisionamientos y servicios	(2.196.452.215)	(3.547.900.687)	1.141.339.473	(4.603.013.429)
Depreciación y amortización	(271.085.142)	(439.556.208)	-	(710.641.350)
Gastos de Personal	(178.988.358)	(213.614.989)	-	(392.603.347)
Otros ingresos (costos)	(167.241.020)	(152.807.666)	-	(320.048.686)
Ingresos por intereses	94.885.615	177.113.036	-	271.998.651
Gastos por intereses	(358.069.358)	(365.238.750)	-	(723.308.108)
Diferencias en Cambio	(45.827.187)	(71.897.663)	-	(117.724.850)
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	300.122.793	36.924.945	-	337.047.738
Resultados en venta y disposición de activos	(565.406)	1.933.266	-	1.367.860
Otros rubros no monetarios:	\$ (281.258.857)	\$ (84.657.592)	\$ -	\$ (365.916.449)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(281.258.857)	(84.657.592)	-	(365.916.449)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	\$ 2.574.323.473	\$ 1.680.965.712	\$ -	\$ 4.255.289.185
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(821.877.118)	(573.448.169)	-	(1.395.325.287)
Utilidad (pérdida) neta	\$ 1.752.446.355	\$ 1.107.517.543	\$ -	\$ 2.859.963.898

Posición Financiera por segmentos al 31 de diciembre de 2022	Segmentos al 31 de diciembre 2022		
	Generación	Distribución	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 11.063.012.788	\$ 6.703.769.500	\$ 17.766.782.288
Activos intangibles	330.790.769	459.964.422	790.755.191
Cuentas por cobrar	540.504.313	1.777.859.679	2.318.363.992
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	4.447.275.313	43.192.598	4.490.467.911
Otros Activos	497.287.847	1.197.411.372	1.694.699.219
Total Activos Operativos	\$ 16.878.871.030	\$ 10.182.197.571	\$ 27.061.068.601
Otros pasivos financieros	2.552.277.850	4.844.978.126	7.397.255.976
Cuentas por pagar	734.682.165	1.294.763.870	2.029.446.035
Provisiones	481.471.251	55.140.621	536.611.872
Otros Pasivos	1.140.605.494	785.217.826	1.925.823.320
Total Pasivos Operativos	\$ 4.909.036.760	\$ 6.980.100.443	\$ 11.889.137.203

44. Temas Relevantes

Suspensión Proyecto Windpeshi

El 24 de mayo de 2023 la Junta Directiva autorizó al Gerente General para: (i) 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 y (ii) evaluar y analizar los escenarios de venta del Proyecto y/o de las turbinas y equipos adquiridos para el mismo ver nota 10.

Venta Central Cartagena y Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

El 12 de julio de 2023 suscribió con SMN Termocartagena S.A.S., el contrato de compraventa, para la enajenación de la planta de generación de energía térmica denominada central Cartagena ubicada en Mamonal, área industrial de Cartagena, Bolívar, Colombia y el 100% de la participación de Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., concesionaria de los permisos portuarios necesarios para la operación de la central. El acuerdo inicio a regir a partir del 1 de diciembre de 2023, fecha desde la cual la Compañía SMN asumió la administración y operación de esta planta generadora de energía. Al 31 de diciembre de 2023, la compañía reclasificó la inversión como un activo mantenido para la venta y reconoció el efecto por desmantelamiento que tenía reconocido la planta. (Ver nota 10).

Laudo Arbitral Quimbo

El 7 de julio de 2023, se notificó a la Compañía el laudo arbitral desfavorable dentro del trámite iniciado por el Consorcio Obras Quimbo contra la Compañía, iniciado con ocasión a la ejecución del contrato para la construcción de las vías sustitutivas del proyecto el Quimbo. Con la demanda pretendían la devolución de \$8.937.735, producto de la ejecución de la garantía bancaria de cumplimiento por parte de la Compañía.

Este Laudo será gestionado por la Compañía a través de recurso de anulación, dado que el fallo adolece de serios defectos que pueden dar lugar a su revocación.

Ante el inicio de acción ejecutiva por parte del Consorcio Obras Quimbo para el pago del Laudo y con el fin de evitar perjuicios por la práctica de embargos hacia la Compañía, se procedió a realizar el pago del importe total de la condena, incluido intereses por un valor de \$9.874.227. El pago se realizó el 13 de octubre de 2023.

El trámite de la anulación del Laudo sigue su curso normal.

Capitalización Derivex S.A.

El 27 de septiembre de 2023 Enel Colombia S.A. E.S.P., autorizó capitalizar a Derivex S.A. por el monto de doscientos doce millones de pesos (\$212.000.000) M/cte. Obteniendo, de esta manera, Enel Colombia S.A. E.S.P. una participación accionaria del cinco por ciento (5%) en la mencionada sociedad, límite regulatorio de participación de acuerdo con la Resolución CREG 114 de 2018.

Renovación contrato Crédito Fácil Codensa

El 9 de octubre de 2023 Enel Colombia S.A. E.S.P., informa que, durante los últimos catorce años, en conjunto con Scotiabank Colpatria S.A. (en adelante el "Banco"), han desarrollado una alianza comercial que ha permitido implementar exitosamente el modelo de negocio "Crédito Fácil Codensa". Esta les ha permitido a los clientes de Enel acceder al mercado financiero a través del otorgamiento de tarjetas de crédito y créditos de consumo.

En el marco de esta alianza, el Banco y Enel han renovado el acuerdo comercial de colaboración a partir de octubre de 2023 hasta noviembre de 2029, que ratifica el compromiso de las partes para continuar ofreciendo los productos mencionados y agregando valor 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.

El Banco y Enel continuarán ofreciendo los productos de tarjeta de crédito y préstamos personales a los clientes de Enel de Bogotá y Cundinamarca, generando bancarización y mejorando su calidad de vida. Igualmente, se continuará prestando el servicio con normalidad a los más de 860 mil clientes de Bogotá y Cundinamarca y los nuevos que adquieran los productos.

No se presentan cambios respecto a las responsabilidades contractuales entre las partes según se describe en la nota 1.3 Contratos de colaboración empresarial.

Venta de la sociedad Transmisora de Energía Renovables

El 19 de octubre se materializó la venta del 100% de las acciones que Enel Colombia S.A. E.S.P., tenía en la sociedad Transmisora de Energía Renovables S.A (Transnova). Estas acciones fueron adquiridas por la empresa Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A.

El precio de la transacción de venta pactado inicialmente, se materializó en US \$35.241.866 Millones generando una utilidad neta por la venta de las acciones de Transnova en US \$1.420.497 Millones. (Ver Nota 10).

45. Aprobación de Estados Financieros

Los estados financieros de propósito general de la Compañía al 31 de diciembre de 2023 fueron recomendados por el Comité de Auditoría según Acta No. 538 del 20 de febrero de 2024 y aprobados para su presentación a la Asamblea General de Accionistas por la Junta Directiva según acta No. 110 del 28 de febrero de 2024, conforme a lo dispuesto por el Código de Comercio.

46. Eventos subsecuentes

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.

Proceso de enajenación voluntaria Ruta 40

En el marco del proceso de enajenación voluntaria acordado con la ANI y el concesionario Ruta 40, en el mes de enero de 2024 se recibió el pago inicial por valor de \$7.868.073 asociado a la enajenación voluntaria de la franja de terreno propiedad de Enel ubicada de forma paralela a la vía en construcción y el otorgamiento de una servidumbre. En meses posteriores se realizará la escrituración, entrega y registro, así como el pago del valor restante.

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

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

enel