Informe de ejecución
Plan de Inversiones
2023
ENEL COLOMBIA

ENEL GRIDS COLOMBIA
DESARROLLO DE LA RED
Bogotá D.C.
Marzo 2024

TABLA DE CONTENIDO

1. ANTECEDENTES 6

2. RESUMEN EJECUTIVO 9

2.1. DELTA INVA E INVR DE INFRAESTRUCTURA 2023 11

2.2. BASE REGULATORIA DE ACTIVOS ELÉCTRICOS FUERA DE OPERACIÓN - BRAFO 11

2.3. MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS 12

2.4. GESTIÓN DE ACTIVOS 12

2.4.1. Avance en la implementación de los sistemas de la información para la Gestión de Activos 12

2.4.2. Avance de la implementación del sistema de Gestión de Activos 12

2.4.2.1. Descripción general del proyecto de Gestión de Activos 12

2.4.2.2. Implementación del Sistema de Gestión de Activos 13

2.5. UNIDADES CONSTRUCTIVAS ESPECIALES 16

2.6. RESUMEN COMPARACIÓN CON VALORES DE COSTO DE REPOSICIÓN DE REFERENCIA CRR 16

2.7. PROYECTOS EXPANSIÓN DE COBERTURA EN ZONAS INTERCONECTABLES 17

2.8. BASE REGULATORIA DE TERRENOS 19

2.9. COSTOS SOCIO AMBIENTALES 20

3. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS 21

4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO 26

4.1. USUARIOS 27

4.2. SOLICITUDES DE CONEXIÓN 27

4.3. PÉRDIDAS 27

4.4. OPERACIÓN DEL SISTEMA EN EL 2023 VERSUS EL PLAN 2019-2025 27

4.4.1. Demanda de energía y potencia 28

4.4.2. Cargabilidad de los principales elementos del sistema (formato 4) 28

5. RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN 34

5.1 RESUMEN POR FOCO DE INVERSIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN 34

5.2 RESUMEN POR TIPO DE INVERSIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN 35

5.3 PROYECTOS RELEVANTES 35

6. AVANCE EN CUMPLIMIENTO DE METAS DE CALIDAD DEL SERVICIO 36

6.1. DESEMPEÑO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO 36

6.2. INVERSIONES ASOCIADAS A CALIDAD DEL SERVICIO 39

7. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN 41

7.1. PROYECTOS ADICIONALES 41

8. MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS 43

9. GESTIÓN DE ACTIVOS 44

LISTADO DE TABLAS

Tabla 2-1 Inversiones por Foco de Inversión 9
Tabla 2-2 Deltas infraestructura 11
Tabla 2-3 Resumen Infraestructura proyectos tipo II y IV 11
Tabla 2-4 BRAFO 11
Tabla 2-5 Cronograma de trabajo de implementación 14
Tabla 2-6 Cantidades ejecutadas en 2023 UUCC especiales aprobadas Res. 068/2021 16
Tabla 2-7 Comparación CRR Vs INVA Niveles de tensión 1,2 y 3 17
Tabla 2-8 Valoración CREG para RPP 0+1 17
Tabla 2-9 Plan de expansión de cobertura en zonas interconectables, RPP 0 18
Tabla 2-10 Inversiones Ejecutadas Expansión de Cobertura IREC, RPP 0+1 18
Tabla 2-11 Inversiones Ejecutadas Expansión de Cobertura IREC, RPP 0 18
Tabla 2-12 Delta 2023 base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017) 19
Tabla 2-13 Base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017) 20
Tabla 2-14 Participación Costos Socio Ambientales 20
Tabla 4-1 Descripción del sistema Operado 2023 26
Tabla 4-2 Índice de Pérdidas 27
Tabla 4-3 Demanda de Potencia y Energía 28
Tabla 4-4 Desagregación de la Demanda de Energía OR 28
Tabla 4-5 Rangos de cargabilidad de los transformadores vs capacidad nominal en condiciones normales de operación 28
Tabla 4-6 Rangos de cargabilidad de transformadores frente a carga máxima en condiciones normales de operación 30
Tabla 4-7 Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 4 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación. 31
Tabla 4-8 Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 2 y 3 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación 32
Tabla 4-9 Cargabilidad de transformadores de distribución 33
Tabla 5-1 Resumen de inversiones por foco de inversión y nivel de tensión 34
Tabla 5-2 Resumen de inversiones por tipo de inversión y nivel de tensión 35
Tabla 5-3 Proyectos Relevantes 35
Tabla 6-1 Inversiones asociadas a calidad del servicio 39
Tabla 7-1 Proyectos Adicionales 2023 41

LISTADO DE GRÁFICAS

Gráfica 4-1 Distribución de Usuarios 27

Gráfica 4-2 Rangos de cargabilidad en transformadores vs Capacidad nominal en condiciones normales de operación año 2023 29

Gráfica 4-3 Rangos de cargabilidad en transformadores vs carga máxima en condiciones normales de operación – año 2023 30

Gráfica 4-4 Cargabilidad en Líneas N4 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2023 31

Gráfica 4-5 Cargabilidad en Líneas N3 y N2 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2023..... 32

Gráfica 6-1 SAIDI (Horas)..... 37

Gráfica 6-2 SAIFI (#)..... 37

1. ANTECEDENTES

El presente informe de ejecución de inversiones tiene los siguientes antecedentes:

- Mediante la comunicación con radicado CREG E-2018-007284 del 19 de julio de 2018, Codensa S.A. E.S.P. solicitó a la Comisión la aprobación de los ingresos asociados con el Sistema de Transmisión Regional y el Sistema de Distribución Local que opera la empresa.
- La Comisión inició la actuación administrativa mediante el Auto del 21 de agosto de 2018, la cual adelantó dentro del expediente 2018-0131.
- Mediante la comunicación con radicado CREG E-2019-014222 del 30 de diciembre de 2019, Codensa S.A. E.S.P. solicitó la primera revisión del plan de inversiones para el periodo 2020-2024.
- Mediante la Resolución CREG 089 de 2019 la CREG aprobó las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por Codensa S.A. E.S.P.
- Posteriormente, Codensa S.A. E.S.P. interpuso recurso de reposición contra la Resolución CREG 089 de 2019, ante lo cual la Comisión expidió la Resolución CREG 122 de 2020 "Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Codensa S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 189 de 2019", vigente desde el 25 de junio de 2020 y publicada en la página de la Comisión y en el Diario oficial el 30 de junio de 2020. En dicha resolución la CREG aprobó el INVA 2019-2023
- Mediante la comunicación con radicado CREG E-2020-010490 del 31 de agosto de 2020 Codensa S.A. E.S.P. solicitó a la Comisión la segunda modificación del Plan de Inversiones para el periodo 2021-2025 y la aprobación de los ingresos asociados con el Sistema de Transmisión Regional y el Sistema de Distribución Local que opera la empresa.
- El 21 de septiembre de 2020 Codensa S.A. E.S.P. atendió el requerimiento de la CREG S-2020-004748 en el cual la Comisión solicitaba justificaciones sobre la primera revisión del Plan de Inversiones radicada el 30 de diciembre de 2019.
- Mediante el Aviso 064 del 9 de octubre de 2020 la CREG inicio la actuación administrativa para la modificación del Plan de Inversiones.
- Mediante la Resolución CREG 068 de 2021, donde se modifica el Artículo 3 de la Res. CREG 189 de 2020; la Comisión aprobó el plan de inversiones solicitado el 31 de agosto del 2020 con radicado CREG E-2020-010490 donde se modifica el horizonte de inversión 2021-2025, además se modifican en el INVA los valores aprobados para el año 2020, teniendo en cuenta la modificación solicitada el 30 de diciembre del 2019.
- El 18 de agosto del 2021 en comunicación de CREG con radicado S-2021-003615, la Comisión expresa: *"(…) dado que el año 2020, además de encontrarse afectado por el error, tenía ajuste al plan de inversiones, entendemos que las diferencias encontradas por su empresa para ese año (…) se originan en que el cálculo de ese año debe mantenerse sin la corrección hecha con base en el artículo 126. Para ello, se halla la diferencia en el valor original antes y después de la corrección del error, y se mantiene dicha diferencia después de hacer el ajuste del plan de inversiones solicitado para ese año";* de esta manera no fue posible realizar el ajuste en el INVA para el año 2020, fundamentado en el artículo 126 de la Ley 142 y se entiende que no se

corregiría vía Resolución, no obstante, la empresa tuvo presente esta diferencia ($17.722.967.999) en el reporte de sus ejecuciones del año 2020.

- De acuerdo con la modificación realizada al INVA en la Resolución CREG 068 de 2021, y en aras de brindar una información actualizada y real con respecto a lo aprobado por la Comisión; Codensa S.A. E.S.P. entregó el informe actualizado de inversiones ejecutadas en 2020 a través del radicado CREG- E-2021-015120 del 17 de diciembre de 2021.
- El 12 de octubre de 2021 la firma TÜV Rheinland, emitió la certificación del Sistema de Gestión de activos de Codensa S.A. E.S.P. bajo el estándar internacional ISO 55001:2014 con alcance para el portafolio de activos de Alta, Media Tensión y Centro de Control, con una vigencia de tres años.
- CODENSA S.A. E.S.P. fue absorbida por ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. (antes denominada Emgesa S.A. ESP.), mediante la Escritura Pública No. 562 del 01 de marzo de 2022 de la Notaría 11 de Bogotá D.C., inscrita en esta Cámara de Comercio el 1 de marzo de 2022, con el No. 02798609 del Libro IX, situación registrada ante el Registro Mercantil de la Cámara de Comercio de Bogotá. Por efecto de la fusión ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. asumió tantos los derechos como las obligaciones que estaban en cabeza de CODENSA S.A. E.S.P.
- Mediante la Resolución CREG 501 049 de 2022, la Comisión aprobó la inversión en proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables del mercado de comercialización atendido por Codensa S.A. E.S.P., para el año 2022. Esta resolución quedó ejecutoriada a partir del 17 de agosto de 2022. De esta forma, los valores de la variable IAECj,n,l,t aprobados en esta resolución se sumaron a los valores de la variable INVAj,n,l,4 aprobados en la Resolución CREG 189 de 2019, modificada por la Resolución CREG 068 de 2021, conforme al numeral 3.1.1.2.1 del Anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018. La CREG confirmó su aplicación a Enel Colombia S.A. E.S.P. mediante la comunicación CREG S2022004852.
- El 31 de agosto de 2022 ENEL Colombia S.A. E.S.P. solicitó a la Comisión el tercer ajuste del Plan de Inversiones para el periodo 2023-2027 así como la solicitud de remuneración de los proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables para el año 2023, presentada a través de la comunicación con radicado CREG E2022009708.
- En septiembre del año 2022, y dando cumplimiento a la estrategia de implementación definida, la firma TÜV Rheinland realizó la auditoría de seguimiento al Sistema de Gestión de Activos de Enel Colombia bajo la misma norma, con un alcance en portafolio de activos de AT, MT y Centro de control, adicionalmente se amplió el alcance del sistema junto con la certificación a los activos de BT.
- El 21 julio de 2023 la CREG notificó a ENEL Colombia S.A. E.S.P el inicio de la actuación administrativa bajo el expediente 20230074 relacionada con la solicitud de ajuste del plan de inversiones 2023 - 2027 y la remuneración del plan de expansión de cobertura en las zonas interconectadas de 2023, presentada a través del radicado CREG E2022009708.
- En septiembre 2023, la misma firma realizó la segunda auditoría de seguimiento al Sistema de Gestión de activos, dando cumplimiento al numeral 6.3.3.4 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- El 31 de octubre de 2023, la CREG mediante comunicación S2023005233 notificó a ENEL Colombia S.A E.S.P el Auto de pruebas 0000163 de 2023 de revisión de la Actuación Administrativa relacionada con la solicitud de ajuste del plan de inversiones 2023-2027 y la remuneración de los proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables para el

año 2023, en aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018. Expediente CREG 20230074. Atendiendo el requerimiento, El 9 de noviembre de 2023 ENEL Colombia S.A E.S.P mediante comunicación E2023019588 envió respuesta a la CREG sobre aclaraciones formuladas por la Comisión.

- Se aclara que el contenido del presente informe considera los últimos requerimientos de la CREG en la circular 017 de 2024 del 07 de marzo de 2024.
- A la fecha de presentación de este informe, la CREG no ha decidido sobre la solicitud de ajuste del Plan del plan de inversiones 2023-2027 y la remuneración de los proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables para el año 2023, por lo cual el INVA referido en este informe corresponde al aprobado por la Resolución CREG 068 de 2021.
- De acuerdo con los dispuesto en el Capítulo 6.5 de la Res. CREG 015 de 2018, el OR deberá presentar un informe anual sobre la ejecución del plan de inversión en el cual se presente el avance de cada uno de los proyectos y los ajustes realizados en los términos de la Circulares CREG 024 y 047 de 2020. El informe anual de 2023 dentro de la estrategia de comunicación dirigida hacia los usuarios fue presentado en los medios exigidos por el Regulador el 27 de marzo de 2024.

2. RESUMEN EJECUTIVO

En cumplimiento a lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, modificada por las resoluciones CREG 085 de 2018, 036 de 2019 y 199 de 2019 y de conformidad con las Circulares 024 de 2020, 047 de 2020 y 017 de 2024, en este documento se presenta el informe y los formatos de las inversiones ejecutadas en el año 2023, acorde con el plan de inversiones 2019-2025 aprobado por la CREG en la Resolución 068 de 2021.

En la Tabla 2-1, se visualiza una comparación para el año 2023 entre el Plan de Inversiones aprobado (INVA) vigente en la Resolución CREG 068 de 2021 y las inversiones ejecutadas (INVR). Enel Colombia se encuentra a la espera de la aprobación al ajuste del Plan de inversiones 2023-2027 y la remuneración de los proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables para el año 2023.

Enel Colombia ejecuto el plan de inversiones (INVR) en línea con el ajuste del Plan de inversiones 2023-2027 (INVP) presentado el pasado 31 de agosto de 2022, por esta razón se evidencian cambios sustanciales en la ejecución, respecto al Plan de Inversiones Aprobado (INVA) vigente.

Es importante destacar que Enel Colombia en cumplimiento de sus funciones como OR realizó inversiones enfocadas en la expansión, la operación y el mantenimiento de todo su SDL y STR asegurando la atención de la demanda con criterios de calidad, seguridad y confiabilidad.

Tabla 2-1 Inversiones por Foco de Inversión

Foco de Inversión	INVA	INVR
Calidad del servicio	51.450.734.270	77.975.802.278
Expansión	107.370.132.597	207.620.470.021
PIEC	0	10.483.794.535
Planes Ordenamiento Territorial	21.692.624.057	49.781.888.066
Reposición	91.762.520.966	154.791.933.375
Total	**272.276.011.890**	**500.653.888.275**

Valores en pesos de diciembre de 2017

A continuación, se indica una breve explicación por foco de inversión.

- **Calidad de servicio:** Las inversiones ejecutadas durante el año 2023 aseguraron el cumplimiento de las sendas de calidad de servicio y de los compromisos adquiridos con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) en términos de duración de las interrupciones (SAIDI) y frecuencia de las interrupciones (SAIFI).

- **Expansión:** Enel Colombia ha cumplido con los requerimientos de conexión de nuevos clientes recibidos durante 2023 y adicionalmente ha ejecutado las inversiones necesarias en la ampliación de redes e infraestructura para atender la demanda del área de influencia.

- **Proyectos Plan de Ordenamiento Territorial (POT):** Se ejecutaron inversiones en canalizaciones y subterranización de redes tanto en el Distrito Capital como en los municipios del área de influencia atendida por Enel Colombia en concordancia con las necesidades de las entidades gubernamentales.

- **Reposición de activos:** Las inversiones en reposición durante el año 2023 están asociadas a la normalización, modernización y reposición de equipos e infraestructura en subestaciones y en la red de media y baja tensión; entre los que se encuentran: celdas, reconectadores, protecciones, servicios auxiliares, transformadores de potencia y de distribución, conductores, postes, entre otros. Atendiendo así los requerimientos de reposición de activos con riesgo operativo o que han cumplido su vida útil para asegurar la prestación del servicio con criterios de calidad, seguridad y confiabilidad.

- **PIEC:** Durante el año 2023 Enel Colombia realizo inversiones asociadas con la expansión de cobertura de energía eléctrica en su zona de influencia, lo cual permitió energizar a 1.029 viviendas sin servicio en 59 municipios, aportando al cumplimiento del objetivo de desarrollo sostenible No 07 de las Naciones Unidas y la universalización del servicio de energía eléctrica en su zona de influencia.

Estas inversiones en activos de uso con ampliación de la red han permitido la conexión de 48.079 clientes, de la totalidad de los 67.683 incorporados en el 2023, llevando a cabo expansiones y reconfiguraciones en la red aérea y subterránea de media y baja tensión, la instalación y reemplazo de transformadores de distribución para la prestación del servicio de energía eléctrica con calidad, seguridad y confiabilidad, con criterios de eficiencia técnico-económica y cumpliendo las políticas de seguridad y medioambientales en el área de influencia en la que Enel Colombia como OR es el responsable.

A continuación, se presenta un análisis general de los proyectos más relevantes ejecutados durante el 2023 en todos los focos de inversión:

- **Reposiciones Infraestructura:** Se realizó la reposición y modernización de la infraestructura para mitigar posibles riesgos en la operación.
- **Conexiones Masivas y Grandes Clientes:** Se realizó la conexión de los clientes que solicitaron factibilidades para conexión en MT y BT.
- **Conexión Fibra Óptica SSEE y TLC:** Implementación de fibra óptica en S/E y equipos TLC con el fin de mejorar la disponibilidad del canal de comunicaciones.

2.1. Delta INVA e INVR de infraestructura 2023

En la Tabla 2-2, se presenta la variación en cantidad de infraestructura entre el INVA e INVR, esta variación fue motivada por reemplazos o instalación de nuevos activos; en la siguiente tabla se destacan los principales deltas por tipo de infraestructura ejecutada en las inversiones del año 2023 con respecto al plan 2021-2025, indicando el valor planeado en el INVA y el valor logrado en el INVR:

Tabla 2-2 Deltas infraestructura

NIVEL DE TENSIÓN	INVA		INVR		DIFERENCIA (INVR - INVA)	
	LONGITUD DE CANALIZACIÓN (Km)	LONGITUD DE LÍNEA (Km)	LONGITUD DE CANALIZACIÓN (Km)	LONGITUD DE LÍNEA (Km)	LONGITUD DE CANALIZACIÓN (Km)	LONGITUD DE LÍNEA (Km)
1 - BAJA TENSIÓN	0	80	30	374	30	294
2- MEDIA TENSIÓN	37	530	99	918	63	388
3- MEDIA TENSIÓN	29	40	5	158	-24	118
4- ALTA TENSIÓN	0	31	0	63	0	32
TOTAL	**66**	**680**	**134**	**1.513**	**68**	**833**

En la Tabla 2-3 se ilustra un resumen sobre la inversión en infraestructura para los proyectos tipo II y IV o asociados a la instalación de nuevos activos de media tensión (NT 2 y NT3). Para los proyectos tipo II y IV o asociados a la instalación de nuevos activos de media tensión (NT 2 y 3), en la Tabla 2-3, se presenta un breve resumen de infraestructura en la red de media tensión.

Tabla 2-3 Resumen Infraestructura proyectos tipo II y IV

KPI	INVA		INVR		DELTA (INVR-INVA)	
	NIVEL DE TENSIÓN		NIVEL DE TENSIÓN		NIVEL DE TENSIÓN	
	2 - MT	3 - MT	2 - MT	3 – MT	2 - MT	3 – MT
LONGITUD DE CANALIZACIÓN (Km)	37	29	99	5	63	-24
LONGITUD DE LINEA (Km)	282	14	607	114	325	100
LONGITUD RAMMING (Km)	1	0	2	0	1	0
CANTIDAD TRANSFORMADORES POTENCIA	1	0	6	0	5	0

2.2. Base regulatoria de activos eléctricos fuera de operación - BRAFO

Las inversiones durante el año 2023 en proyectos de retiro y reposición de activos han generado una valoración de BRAFO por $90.557.775.775 distribuida en los diferentes niveles de tensión como se muestra en la tabla 2-4.

Tabla 2-4 BRAFO

Nivel de tensión	BRAFO
1	25.245.613.189
2	40.659.947.442
3	10.502.305.725
4	14.149.909.419
Total	**90.557.775.775**

Valores en pesos de diciembre de 2017

El pareto de la BRAFO se encuentra en los niveles de tensión 1 y 2 con un porcentaje de 28% y 45% respectivamente; en el nivel de tensión 1 el mayor volumen de reposición se presenta en transformadores de distribución (Categoría 11), para niveles de tensión 2 y 3 la mayor cantidad de reposiciones están dadas en líneas subterráneas (Categoría 8) y finalmente en el nivel de tensión 4 las reposiciones están asociadas a la categoría 7 correspondiente a líneas aéreas.

En el seguimiento y control establecido para la gestión de la BRAFO se realizó el análisis de las causas de salida y se identificaron los circuitos que presentan mayor reposición con el objetivo de determinar las desviaciones con respecto al plan de inversión y establecer las necesidades de inversión de manera focalizada.

Adicionalmente, como indicador de gestión BRAFO se estableció la meta de 25% en la relación BRAFO/INVR soportado en valores históricos, este indicador cierra con un valor del 18% resultado producto de las acciones realizadas en la mejora continua del sistema de gestión de activos y la optimización de las inversiones.

2.3. Mantenimiento de pérdidas

De acuerdo con lo indicado en el numeral 7.1.2 de la resolución CREG 015 de 2018, Enel Colombia se encuentra dentro de los operadores de red que no aplican para optar a un plan de reducción de pérdidas. Por lo anterior, Enel Colombia no tiene una senda de reducción de pérdidas establecida para el actual período tarifario.

2.4. Gestión de Activos

2.4.1. Avance en la implementación de los sistemas de la información para la Gestión de Activos

A los sistemas de información para gestión de activos se les ha incorporado mejoras para un adecuado funcionamiento de acuerdo con lo solicitado por los usuarios internos de la compañía. Su arquitectura se mantiene para la gestión de los activos de distribución de la empresa, centralizando la información, que es la base de datos general y global que permite realizar consultas a través de los diferentes aplicativos.

2.4.2. Avance de la implementación del sistema de Gestión de Activos

2.4.2.1. Descripción general del proyecto de Gestión de Activos

El proyecto de implementación de gestión de activos bajo la norma internacional ISO 55001:2014, tenía previsto en el alcance las actividades, sistemas, herramientas y activos necesarios para la certificación acorde con la norma en el plazo establecido por la Resolución CREG 015 de 2018.

Este proyecto ha tenido dos etapas en estado cumplido:

- Implementación del sistema de gestión de activos.
- Implementación de los sistemas de la información para la gestión de activos.

Las dos etapas se han desarrollado de forma paralela y coordinada, retroalimentándose en cada fase de ejecución.

2.4.2.2. Implementación del Sistema de Gestión de Activos

2.4.2.2.1. Metodología de implementación

La metodología de implementación del Sistema de Gestión de Activos (SGAC) cuenta con cuatro etapas para su desarrollo conforme a la norma ISO 55001:

- Diagnóstico del Sistema de gestión de activos de Enel
- Implementación estratégica del Sistema de Gestión de Activos
- Implementación táctica del Sistema de Gestión de Activos
- Implementación operativa del Sistema de Gestión de Activos

Las tres etapas subsiguientes al diagnóstico se implementan ampliando el alcance del portafolio de activos de la siguiente forma:

- AT y Centro de Control (CC)
- AT + MT.
- AT + MT+ BT.

Para el año 2023, y dando cumplimiento a la estrategia de implementación definida, en el mes de septiembre la firma TÜV Rheinland realizó la segunda auditoría de seguimiento al Sistema de Gestión de Activos de Enel Colombia bajo el estándar internacional ISO 55001:2014, con un alcance en portafolio de activos de AT, MT, BT y Centro de control, dando cumplimiento al numeral 6.3.3.4 de la Resolución CREG 015 de 2018. Una vez obtenido el certificado del Sistema de Gestión de Activos y bajo la filosofía de mejora continua del estándar ISO 55001:2014, la Compañía continúa implementando proyectos de mejora tales como la remediación de los datos de los activos, con el fin de apalancar un mejor esquema de toma de decisiones y coherencia al 100% entre lo técnico en campo y lo regulatorio reportado.

2.4.2.2.2. Cronograma de implementación del Sistema de gestión de activos

El cronograma de implementación presentado en la tabla 2-5 contiene la consecución general de las etapas de implementación planteadas. El detalle de cada actividad se anexa dentro del informe de avance de implementación del Sistema de gestión de activos conforme a lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018.

Tabla 2-5 Cronograma de trabajo de implementación

ACTIVIDADES DEL PROYECTO	2ND-19	1ST-20	2ND-20	1ST-21	2ND-21	1ST-22	2ND-22	1ST-23	2ND-23	1ST-24	2ND-24
Diagnóstico SGAC											
Implementación estratégica del SGAC AT											
Implementación táctica del SGAC AT											
Implementación operativa del SGAC AT											
Alineación riesgos técnicos AT											
Ajuste estrategia del SGAC AT+MT											
Implementación táctica del SGAC MT											
Implementación operativa del SGAC MT											
Alineación riesgos técnicos MT											
Ajuste estrategia del SGAC AT+MT+BT											
Implementación Táctica del SGAC AT+MT+BT											
Implementación Operativa del SGAC AT+MT+BT											
Alineación riesgos técnicos BT											
Alineación Riesgos Técnicos AT+MT+BT											
Certificación Sistema de Gestión de Activos AT-MT-BT											
Mantenimiento y mejora SGAC											
Renovación de certificado SGAC											

2.4.2.2.3. Avance de la Implementación del Sistema de gestión de activos

Marco estratégico:

En el marco estratégico del proceso de implementación y certificación del Sistema de gestión de activos se han fortalecido los principales aspectos tales como: la Política del Sistema de gestión integrado, evidenciando el compromiso para el entendimiento y apropiación de dicha política para gestionar los activos industriales en todo su ciclo de vida frente al costo, riesgo y desempeño, cumpliendo los requisitos legales aplicables. Durante el año 2023 se realizaron diferentes actividades para divulgar dichos principios a todo el personal de la línea de negocio Grids a través de socializaciones y publicaciones a las partes interesadas; el Plan estratégico de Gestión de activos (PEGA), en el cual se actualizaron los diferentes cambios en términos de estructura organizacional y actualizaciones de los documentos asociados al SGAC; el comité de gestión de activos, mecanismo de liderazgo y seguimiento de acciones de mejora frente al Sistema, en el cual se elevan temas relevantes frente a la gestión de activos, resultados de indicadores y objetivos del SGAC.

Marco táctico:

Durante el año 2023 se realizaron dos ciclos de auditoría interna al Sistema de gestión integrado, en los cuales se incluyeron revisiones y verificaciones del componente Gestión de Activos. Se abordó el alcance de activos de AT, MT, BT y Centro de Control, se realizaron entrevistas sobre el desarrollo y

desempeño de los procesos que hacen parte del ciclo de vida de los activos, incluyendo las áreas Staff que lo apoyan. Durante las auditorías internas se evidenció que los objetivos del sistema demuestran un grado fuerte de apalancamiento para el direccionamiento estratégico, la estrategia corporativa y el cumplimiento regulatorio.

Marco operativo:

Se avanza en el plan "Diseño e implementación de modelos de estimación del índice de salud y vida útil remanente para los activos de mayor criticidad" iniciando con la fase 1 (transformadores de potencia, bancos de compensación, celdas de MT, líneas de AT, interruptores de AT). Se avanzó puntualmente en las siguientes actividades:

- Modificar los códigos de Cálculo de los modelos de AT (Transformadores de potencia, bancos de compensación, celdas de MT, líneas de AT, interruptores de AT), a una estructura y tratamiento de datos para el almacenamiento de datos en una base de datos relacional (DBActivos).
- Creación de ETL que permitan la recopilación de datos de pruebas desde distintos formatos para los modelos de Transformadores de Potencia e Interruptores de AT.
- Generación de un prototipo de cuadro de mando para los transformadores de potencia.

Para la gestión de riesgos técnicos de los activos, durante el año 2023 se mantuvo el modelo definido internamente en la instrucción de trabajo WKI-ND-ND-22-0140-CODE, atendiendo a directrices corporativas; esta instrucción de trabajo define la metodología para la evaluación y clasificación de los riesgos operativos en torno a la gestión del activo, con el fin de evaluar, documentar y controlar los riesgos asociados a las fallas funcionales y técnicas de los activos.

Para Alta Tensión, se realiza el seguimiento a la gestión de riesgos para los siguientes activos:

- Bahías (Acople/Transformación/ Línea/Seccionamiento/ Compensación)
- Banco de compensadores AT
- Barrajes AT y MT
- Celdas MT
- Centro de control principal y de respaldo
- Líneas AT
- Reconectadores dentro de la subestación de MT
- Sistema de control, automatización y protecciones
- Sistemas esenciales DC y AC
- Subestación
- Transformador de potencia

Y se concluye la matriz de riesgos técnicos para los activos de MT y BT. En la cual se contempla el siguiente portafolio de activos:

- Apoyos MT
- Líneas MT
- Reconectadores
- RMU (Ring Main Unit)
- Seccionadores

- Seccionalizadores
- DPS (Pararrayos)
- Cajas de maniobra
- Puesta a tierra
- Transformadores de distribución MT/BT

Los resultados del seguimiento a la gestión de riesgos se exponen en los comités de gestión de activos.

2.5. Unidades constructivas especiales

Con base en lo establecido en el capítulo 14 "UC para valoración de activos nuevos" de la Resolución CREG 015 de 2018 "Cuando existan activos con características técnicas distintas a las de las UC establecidas, los OR podrán solicitar a la Comisión la creación de UC especiales. La solicitud debe estar acompañada de las consideraciones técnicas que justifican la creación de la UC especial, el costo detallado de cada equipo que la compone y los costos de instalación asociados" Enel Colombia solicitó ante la Comisión un conjunto de unidades constructivas especiales para ser construidas en el año 2023. En la Tabla 2-6, se presentan las unidades constructivas aprobadas en la Res. 068/2021 que entraron en operación durante el 2023:

Tabla 2-6 Cantidades ejecutadas en 2023 UUCC especiales aprobadas Res. 068/2021

Unidad Constructiva	Descripción	Cantidad construida	Unidad de Medida
N1O4	Tablero de protección de baja tensión para trafos	38	Q
N2EQ41	Celda compacta RMU (Ring Main Unit)	129	Q
N2EQ48	Caja de maniobra inundable SF6 de 4 a 6 vías	84	Q
N2L140	KM DE CANALIZACION 6X6 DISTRITO CAPITAL	61	km
N2L141	Canalización urbana tecnología Ramming 36 y 9x6	2	km
N2L165	km cercha metálica N2	0,07	km
N3L142	Poste metálico extra-reforzado 3000-3500 kg de 14m	1	Q
N3L143	Poste de concreto extra-reforzado 3000-3500 kg de 14m	604	Q
N3L144	km cercha metálica N3	0,02	km
N4S74	Bahía híbrida línea/trafo barra sencilla Y2	2	Q

Valores en pesos de diciembre de 2017

2.6. Resumen comparación con valores de costo de reposición de referencia CRR

El límite para las inversiones en los niveles de tensión 1,2 y 3 corresponde a máximo el 8% del Costo de reposición de referencia establecido en la Resolución CREG 122 de 2020, dicho limite se cumple para las inversiones aprobadas en la CREG 068 de 2021, ya que corresponden al 2,6% del $CRR_{1,2,3}$ y para el caso de las inversiones ejecutadas corresponde al 4,8% del $CRR_{1,2,3}$.

Teniendo en cuenta lo que establece la CREG en el último párrafo del numeral 6.4 de la Resolución 015 del 2018, por consiguiente, para el siguiente calculo no se tiene en cuenta las inversiones asociadas a expansión de cobertura.

Tabla 2-7 Comparación CRR Vs INVA Niveles de tensión 1,2 y 3

	INVA	INVR
Nivel de tensión 1	29.649.282.218	80.755.172.908
Nivel de tensión 2	175.220.967.230	303.477.203.085
Nivel de tensión 3	41.641.487.443	64.608.836.202
Niveles 1, 2, 3	**246.511.736.891**	**448.841.212.195**

INVA e INVR vs CRR	**2,6%**	**4,8%**

8% del CRR	749.998.541.479

Valores en pesos de diciembre de 2017

2.7. Proyectos expansión de cobertura en zonas interconectables

A través de la comunicación con radicado CREG E2022009708, el 31 de agosto de 2022, ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. solicitó la remuneración de los proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables para el año 2023, con base en lo definido en el capítulo 13 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, dichos proyectos no han sido aprobados por la CREG y se encuentran en AUTO 000087 del 2023 asignado en el Expediente 20230074.

De acuerdo con la solicitud del Auto de pruebas 0000163 de 2023 de revisión de la Actuación Administrativa relacionada con la solicitud de ajuste del plan de inversiones 2023-2027 y la remuneración de los proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables para el año 2023, en aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018 expediente CREG 20230074, el 6 de noviembre de 2023 ENEL Colombia S.A E.S.P mediante comunicación E2023019588 envió respuesta a la CREG sobre aclaraciones formuladas por la Comisión dando respuesta a los comentarios relacionados con los proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables.

El plan de inversión de cobertura en zonas interconectables presentado para el año 2023 mediante la comunicación con radicado CREG E2022009708, del 31 de agosto de 2022 y que se encuentra en revisión por parte de la CREG, es:

Tabla 2-8 Valoración CREG para RPP 0+1

Código Proyecto	Año Entrada Operación	Valoración presentada a la CREG
CODENSA_2023-Py-00001	2023	4.246.105.493
CODENSA_2023-Py-00002	2023	5.843.568.645
Total		**10.089.674.137**

Valores en pesos de diciembre de 2017

Teniendo en cuenta la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018 se presentan el cálculo de las variables relacionadas con las categorías de activos presentadas que se esperan correspondan al IAEC que determina por la CREG:

Tabla 2-9 Plan de expansión de cobertura en zonas interconectables, RPP 0

Categoría de activos I	IAECj,4,I,4	IAECj,3,I,4	IAECj,2,I,4	IAECj,1,I,4
I=1	0	0	0	0
I=2	0	0	0	0
I=3	0	0	0	0
I=4	0	0	0	0
I=5	0	0	0	0
I=6	0	0	0	0
I=7	0	64.222.000	5.879.837.051	0
I=8	0	0	0	0
I=9	0	0	117.019.080	0
I=10	0	0	0	0
I=11	0	0	0	171.097.920
I=12	0	0	0	1.040.127.653
Total	**0**	**64.222.000**	**5.996.856.131**	**1.211.225.573**

Valores en pesos de diciembre de 2017

Una vez ejecutado el Plan de Cobertura para 2023 por parte de Enel Colombia, se presentan los resultados asociados a los cargos ejecutados para los proyectos presentados:

Tabla 2-10 Inversiones Ejecutadas Expansión de Cobertura IREC, RPP 0+1

Código Proyecto	Año Entrada Operación	Valoración de los Proyectos Presentados a la CREG Resolución CREG	Inversiones Realizadas en Expansión de Cobertura – IREC	Diferencia ($)	Diferencia %
CODENSA_2023-Py-00001	2023	4.246.105.493	5.655.151.586	1.409.046.093	33%
CODENSA_2023-Py-00002	2023	5.843.568.645	7.071.629.029	1.228.060.384	21%
Total general		**10.089.674.137**	**12.726.780.615**	**2.637.106.477**	**26%**

Valores en pesos de diciembre de 2017

E igualmente las variables relacionadas con la variable IREC para RPP 0:

Tabla 2-11 Inversiones Ejecutadas Expansión de Cobertura IREC, RPP 0

Categoría de activos I	IRECj,4,I,5	IRECj,3,I,5	IRECj,2,I,5	IRECj,1,I,5
I=1	0	0	0	0
I=2	0	0	0	0

Categoría de activos I	IRECj,4,I,5	IRECj,3,I,5	IRECj,2,I,5	IRECj,1,I,5
I=3	0	0	0	0
I=4	0	0	0	0
I=5	0	0	0	0
I=6	0	0	0	0
I=7	0	0	4.362.696.178	0
I=8	0	0	0	0
I=9	0	0	79.170.480	0
I=10	0	0	0	0
I=11	0	0	0	272.515.320
I=12	0	0	0	5.769.412.557
Total	**0**	**0**	**4.441.866.658**	**6.041.927.877**

Valores en pesos de diciembre de 2017

2.8. Base regulatoria de terrenos

Para el plan de inversiones ejecutado y de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018 la base regulatoria de terrenos se calculó teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Se presentan las áreas de terrenos que cambiaron y las nuevas (Centro satélite Jordán con el soporte) propiedad de Enel Colombia, los predios están con los correspondientes valores catastrales, teniendo como base la información de costo en $/m2 sobre el área de las respectivas subestaciones. Se incluyen también áreas de terrenos de subestaciones con cambios y que no son propiedad de Enel Colombia, no se incluyen estos valores catastrales, ya que no se dispone de dicha información.

- El cálculo del costo/m2 se tomó con base en el área real de los terrenos.

- Las áreas reconocidas para cada UC por subestación en el nivel de tensión *n,* se calcularon con los valores de la tabla 24. Áreas típicas reconocidas para terrenos de las UC de la Resolución CREG 015 de 2018, capítulo 14.

De acuerdo con lo anterior, se adjunta la Tabla 2-12 regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017), con el área de la nueva subestación Centro satélite Jordán que entró en operación y en las subestaciones existentes, las áreas actualizadas según los cambios por instalación o retiro de activos con el resumen por nivel de tensión para la base de terrenos del plan de inversiones ejecutado en 2023.

Tabla 2-12 Delta 2023 base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017)

Variable	Nivel 4	Nivel 3	Nivel 2	Total
BRT 2023	14.638.793	- 6.977.868	20.940.798	**28.601.722**

Cómo la variable BRT es una suma acumulada, se realizó la adición del BRT 2023 (Tabla 2-12) con la BRT aprobada en la Resolución CREG 122 de 2020, se adjunta la Tabla 2-13 con el resumen por nivel de tensión para la base de terrenos acumulada a 2023:

Tabla 2-13 Base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017)

Variable	Nivel 4	Nivel 3	Nivel 2	Total
BRT	4.877.962.778	651.948.859	2.491.688.011	**8.021.599.648**

2.9. Costos socio ambientales

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018 en el Capítulo 14, los costos socio ambientales y de servidumbres relacionados estrictamente con los proyectos de activos de uso serán reportados y reconocidos según su ejecución, en la anualidad del año siguiente al de entrada en operación del proyecto de la siguiente manera:

- Cuando dichos costos sean menores o iguales al 5% del valor de las UC de los activos relacionados, se reconocerán de acuerdo con lo reportado mediante los comprobantes de costo que correspondan.
- En el caso de las servidumbres cuyo valor exceda el 5% del costo de las UC del proyecto, serán reconocidos de acuerdo con la escritura pública que se constituya según el valor que se determine a través de sentencia judicial. Los costos sociales o ambientales que superen el 5% del costo de las UC del proyecto serán reconocidos según la mejor alternativa aprobada por la ANLA o la autoridad que corresponda en cada caso.

Para el plan de inversiones ejecutado en 2023 en la Tabla 2-14 se relacionan la participación de los costos socio ambientales incurridos para la puesta en operación de los activos de las subestaciones y líneas.

Tabla 2-14 Participación Costos Socio Ambientales

Proyecto	Participación Costos Socio Ambientales (%)
PC - SE AT-MT TERMINAL	7%
SE BARZALOSA AT - MT	5%
ME - METRO SE AT - MT CALLE PRIMERA	2%
AMPLIACION SE MT -MT TABACAL	0%
PC - REPOSICION LAT 115KV MUÑA - SAUCES FASE II	45%
NORMALIZACION LINEA ZP - UB	19%
NUEVA ESPERANZA INDUMIL 115 KV	22%
Total	**9.701.150.334**

Valores en pesos de diciembre de 2017.

3. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS

En el 2023 Enel Colombia dio continuidad a la implementación del plan de inversiones ratificando así su compromiso en la contribución al desarrollo de la Ciudad Región, con una gestión sostenible y de aumento de valor para el cliente/usuario en un entorno global y como habilitador de la transición energética y en el que las expectativas de los clientes son más exigentes en términos de confiabilidad del servicio, eficiencia y excelencia operacional. En esta línea, las inversiones estuvieron enmarcadas en el fortalecimiento de la red, su resiliencia y digitalización que se reflejan en la prestación del servicio con calidad y confiabilidad y la atención de la nueva demanda. A continuación, se resumen los beneficios que reciben los usuarios en el corto y mediano plazo por las inversiones realizadas:

- Impulsar y contribuir los requerimientos energéticos de 3.795.583 usuarios con un crecimiento del 1,8% respecto al 2022, es decir, la incorporación de 67.683 nuevos usuarios en los 2023, para un total de 3.863.266.

- El abastecimiento confiable de 15.225.904 MWh en demanda de energía (OR), con una leve reducción de 670.949 MWh, respecto al año 2022. De esta demanda 9.856.772 MWh fueron consumo no residencial (industrial, comercial, oficial) y 5.369.132 MWh consumo residencial.

- Atención de demanda máxima de potencia que en el 2023 fue de 2.377 MW, se mantuvo con respecto al año 2022, mostrando estabilidad en su comportamiento, con señales positivas en la economía considerando que la energía eléctrica es un insumo clave para el funcionamiento y desarrollo productivo de sectores como la industria, el comercio, los servicios (el transporte, la salud, la educación), entre otros.

- La atención del servicio y conexión de 67.683 nuevos usuarios, para la conexión de 48.079 se implementaron expansiones y reconfiguraciones en la red aérea y subterránea de media y baja tensión, así como la instalación y reemplazo de transformadores de distribución.

- En calidad del servicio (calidad media del sistema) entendida esta como la cantidad y duración de los eventos que en promedio afectan a todos los usuarios anualmente, se tuvieron los siguientes indicadores: el tiempo de interrupción de servicio (SAIDI) fue de 8,57 horas, es decir, 2,33 horas por debajo del límite (10,9) regulatorio, y en frecuencia (SAIFI) el valor fue de 9,19 veces, es decir, disminuyó en 0,34 veces respecto al límite regulatorio (9,53 veces).

- En proyectos que aportan a la Ciudad Región hacia una movilidad limpia, en 2023 se encuentran:

    - Primera Línea del Metro de Bogotá: Con acuerdos, convenios y mesas de trabajo con la Alcaldía Distrital, la Secretaría de Movilidad, SDA, Empresa Metro de Bogotá y el IDU. Se continuó con el requerimiento del traslado de redes de media y baja tensión y las relacionadas con la subestación Avenida Primera (SER 2) trasladada en el 2022 y cerca de 56.000 usuarios

beneficiados. Para los Patios Eléctricos de recarga, la ampliación de la subestación Fontibón y traslado de redes relacionadas a las ampliaciones de las subestaciones Victoria, Compartir y Usme que atienden la demanda de 850 buses eléctricos del SITP en las localidades de Fontibón, San Cristóbal, Bosa y Usme beneficiando a cerca de 400.000 usuarios.

- Regiotram de Occidente: Para su conexión y suministro de energía, en proceso las nuevas subestaciones AT-MT Tren Occidente en el municipio de Facatativá y la subestación Montevideo en Bogotá (localidad de Puente Aranda), con la gestión y trámites de licencias ambientales, permisos, entre otros. Y con el **Convenio de Cooperación CFRO** (Concesión Férrea de Occidente) para traslados de infraestructura eléctrica, ampliaciones y expansiones relacionadas.

Entre los proyectos de ampliación de subestaciones AT-MT y MT-MT y sus redes asociadas, se destacan los siguientes:

- Subestación Techo en la localidad de Kennedy, beneficiando a cerca de 15.000 clientes con la atención del servicio de energía y aumentando la capacidad disponible aportando al crecimiento y desarrollo en la zona, y a la seguridad y confiabilidad del servicio con el reemplazo de activos realizado.
- En Cundinamarca se realizaron inversiones que contribuyen al aumento de confiabilidad y calidad del servicio, entre ellas:
    - La ampliación de la subestación Ubaté (nororiente de Bogotá) aumentando la capacidad disponible para atención del servicio a cerca de 6.500 usuarios.
    - En los municipios de la Vega y Fusagasugá se ampliaron las subestaciones Tabacal y San Jorge respectivamente con beneficiando aproximadamente a 23.000 clientes. aproximadamente.
    - En el municipio de Flandes (Tolima), se amplió la subestación Flandes beneficiando a cerca de 6.000 usuarios de este municipio, de Girardot y Ricaurte.
    - Beneficio a cerca de 25.000 usuarios en el municipio de Soacha, con la conexión de la subestación Indumil 115/11.4 kV a una segunda línea en 115 kV desde la SE Nueva Esperanza (Nueva Esperanza-Indumil), proyecto que a su vez hace parte del plan de conversión del sistema de 57,5 kV a 115 KV.

- En reposición de infraestructura, mitigación del riesgo y del impacto en la atención del servicio, con la reposición de activos y la implementación de nuevas tecnologías, se reemplazaron transformadores de potencia en las subestaciones Techo, La Guaca, Ubaté, Quinta Pérez, La Salada y Tocaima, beneficiando a cerca de 72.000 usuarios. En Bogotá se reemplazaron de celdas en las subestaciones Tunal y en SE Calle 67 que beneficia a cerca de 100.000 y 52.000 usuarios respectivamente, y en Cundinamarca en las subestaciones Ferrería (Pacho), La Isla (Ricaurte) beneficiando a cerca de 13.000 usuarios. Estas inversiones se reflejan en la reducción de tiempos de demanda no atendida con la disminución de fallas del servicio, menores tiempos de afectación y reducción del número de usuarios afectados.

- Mejoramiento en la confiabilidad y calidad del servicio con el telecontrol y supervisión de las subestaciones MT Vidrio Andino, Alquería y Paratebueno. La renovación e implementación de nuevas tecnologías en telecontrol, protecciones, la gestión de protecciones, automatización de

la red, entre otros, han contribuido a que de forma remota y en menor tiempo se identifiquen fallas/eventos, logrando disminuir los tiempos para el restablecimiento del servicio.

- En Bogotá en la localidad de Usaquén se implementó el centro satélite Jordán en redes de media tensión, para mejorar la calidad del servicio con beneficio a cerca de 4.172 clientes.

- Mediante convenios y apoyo sinérgico con el Distrito, Enel Colombia hace parte en el desarrollo y la ejecución de proyectos integrales de ampliación y expansión de infraestructura (viales, Transmilenio, puentes vehiculares y peatonales, espacio público), destacando en el 2023 los proyectos viales y de Espacio público de la Av. Guayacanes (1,85 km de canalización) G1 y finalización en 2024 con Guayacanes G2 y G3, la red peatonal Zona Rosa, y la ejecución de Transmilenio Av. 68.

- Para 2023 se ejecutaron 154 maniobras solicitadas por la Administración Distrital, que permitieron continuar con el desarrollo de la infraestructura de los diferentes contratos viales y de transporte, garantizando así los cronogramas establecidos en los proyectos.

- Extensión Transmilenio NQS – Soacha, mejorando los tiempos de desplazamiento y contribuyendo a la consolidación de la Región. En el 2023 con el soterramiento de redes (Lote 2) y la instalación de nuevos equipos de maniobra permitió mejorar la calidad del servicio a los habitantes de la zona.

- Desarrollo de los Planes parciales y Actuaciones Estratégicas: Durante el 2023 se acompañó a la Administración Distrital en la revisión de los instrumentos y áreas en las que se concretará el modelo de ordenamiento territorial de la ciudad, con las zonas de desarrollo y renovación urbana destinadas para vivienda, comercio, equipamiento y otros usos, donde se destacan polos de desarrollo de vivienda como Ciudad Lagos de Torca en el norte de la ciudad con cerca de 135.000 viviendas, se han adelantado conjuntamente la revisión de diferentes estrategias que permitan la ubicación y desarrollo de la infraestructura eléctrica necesaria que pueda atender estas demandas, en espacios públicos como la futura subestación AT-MT Alhambra en localidad de Suba.

De relevancia y clave la articulación de las estrategias institucionales y del sector energético considerando que el plan de expansión se ha visto afectado en la zona Occidente de Bogotá (Funza, Mosquera, Madrid y alrededores), por el atraso en la aprobación de la licencia ambiental por parte de la Autoridad (CAR) para el proyecto subestación Occidente y sus redes asociadas, supeditando las necesidades de atención de la nueva demanda, la calidad y confiabilidad del servicio, el desarrollo y crecimiento en la región a dicho licenciamiento. Estos atrasos también generan sobrecostos en los insumos y materiales generando impactos negativos en los resultados previstos de las inversiones. La expansión de la infraestructura eléctrica prevé que a esta nueva subestación Occidente, se conecte la futura subestación Tren Occidente que habilitará la conexión del Metro ligero REGIOTRAM Occidente.

En el mediano plazo, Enel Colombia continúa comprometida con la contribución y aporte en el desarrollo de la Ciudad Región, con estrategias en las inversiones que siguen enmarcadas en el fortalecimiento y expansión de la infraestructura que permitan abastecer con calidad y eficiencia los requerimientos energéticos, con una red resiliente y como habilitador fundamental para los desafíos de la transición energética.

Entre los proyectos en desarrollo y en proceso se encuentran:

- **Movilidad Eléctrica:** Para conexión de la Primera Línea del Metro de Bogotá (PLMB) continuar con la nueva subestación Porvenir en la localidad de Bosa y redes asociadas (SER1) y ampliación de la subestación Calle 67 (SER3). Así mismo, con la planeación de la infraestructura para las siguientes Líneas del Metro (L2MB, L3MB, L4MB). Dar continuidad a las conexiones para la alimentación de los patios de recarga de buses eléctricos, el próximo proyecto es la ampliación de la subestación Florida en el Occidente de la ciudad.
- **Continuar con el desarrollo eficiente y oportuno de nuevos proyectos**, con la repotenciación y rediseño de la red existente, la disminución del número de usuarios por subestación y por circuito con el fin de incrementar la calidad y confiabilidad del servicio, habilitar la conexión de los recursos de generación distribuida, la conexión de nuevos servicios por el desarrollo urbano y su renovación, el crecimiento industrial, comercial y de servicios, entre otros. En los grandes proyectos están las subestaciones AT-MT y sus redes asociadas, como Guaymaral localidad de Suba en el norte de la ciudad y en el municipio de Gachancipá la nueva subestación Bochica.
- **Revitalización del Centro de la Ciudad** (renovación y desarrollo urbano) continuar con la conversión del sistema de 57,5 kV a 115 KV de las subestaciones San Façon y Gorgonzola.
- **Continuar con los convenios del distrito**, en el 2024 la ejecución proyectos viales Av. Novena (calle 170 a 193), continuación de la Av. Guayacanes, Av. Rincón, Transmilenio en Av. 68, Av. Ciudad de Cali, y su extensión en Av. Caracas, zonas industriales Montevideo, proyectos de espacio público como Centro Fundacional Usaquén, aceras y ciclorrutas, entre otros proyectos. En Ciudad Lagos de Torca, Avenidas Polo oriental, Polo occidental y Guaymaral. Gestión y articulación para el desarrollo del Corredor Verde Cra. 7ª y la Av. Centenario (nueva calle 13).
- **En proceso los convenios por suscribir con el Concesionario Ruta Bogotá Norte y el Concesionario ALO SUR SAS** para el traslado de redes y la construcción de obras civiles nuevas para ampliaciones y expansiones entre ellas las asociadas a las futuras subestaciones Guaymaral y Porvenir respectivamente.

- **REGIOTRAM Occidente**: Habilitar lo puntos para su conexión con la construcción de las nuevas subestaciones AT-MT Tren Occidente en Facatativá y Montevideo en la localidad de Puente Aranda en Bogotá, y sus redes asociadas. Gestionar mediante el convenio CFRO, los traslados, retiros y reubicación de redes, ampliaciones y expansiones, entre otros. A futuro la infraestructura para Regiotram Norte.
- **Interconexiones viales**: Con proyectos de escala regional como ACCENORTE, concesión desde la Calle 245 en Bogotá hasta el municipio de Chía; y la Vía 40, concesión encargada para la vía Bogotá – Girardot, impactando el soterramiento y traslado de redes, así como el paisajismo y la urbanización de las vías.

- **Desarrollo urbanístico:** En los diferentes municipios de Cundinamarca a través de recomendaciones a las Administraciones Municipales, de la necesidad de incorporar en los instrumentos de planeación, la infraestructura y las redes necesarias que puedan atender la constante demanda de crecimiento urbano de los territorios, evidenciado tanto en planes parciales en suelos de expansión, como en suelo urbano; así como las acciones requeridas para dar respuesta a las políticas de descarbonización y movilidad sostenible impulsada en parte de estos territorios.
- **Atención del servicio a los Data Centers** de las zonas francas ubicadas en: Bogotá, Gachancipá, Tocancipá, Cota, Tenjo, Mosquera y Funza.

Las inversiones en el robustecimiento de la infraestructura eléctrica ofrecerán disponibilidad para la conexión y el aprovechamiento de los recursos de generación distribuida renovable y nuevas formas de aprovechamiento de la energía eléctrica, aportando a la diversificación de la matriz energética y a la disminución de las emisiones de dióxido de carbono.

4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO

El sistema de distribución de Enel Colombia, está compuesto por las subestaciones con transformación 500/115 kV Bacatá y Nueva Esperanza alimentadas por las líneas del STN Primavera y Bacatá respectivamente, las subestaciones a 230/115 kV (o 34,5 – 11,4 kV) Balsillas, Circo, La Guaca, Noroeste, Torca, Tunal, San Mateo, Guavio, las cuales se alimentan por el anillo de líneas de 230 kV (propiedad del GEB), dichas subestaciones alimentan el anillo en 115 kV conformado por 904 km de línea (incluidas las de 57,5 kV) que alimentan 58 SSEE AT-MT. La red de media tensión que se alimenta de las subestaciones AT-MT, dispone de niveles de tensión 34,5 – 13,2 y 11,4 kV. El nivel de 34,5 kV se utiliza en la zona urbana para alimentar clientes industriales y en la zona rural para la conexión de subestaciones MT-MT. En 11,4 kV se alimentan los circuitos primarios de distribución urbana y rural, el nivel de 13,2 kV se utiliza en zonas rurales.

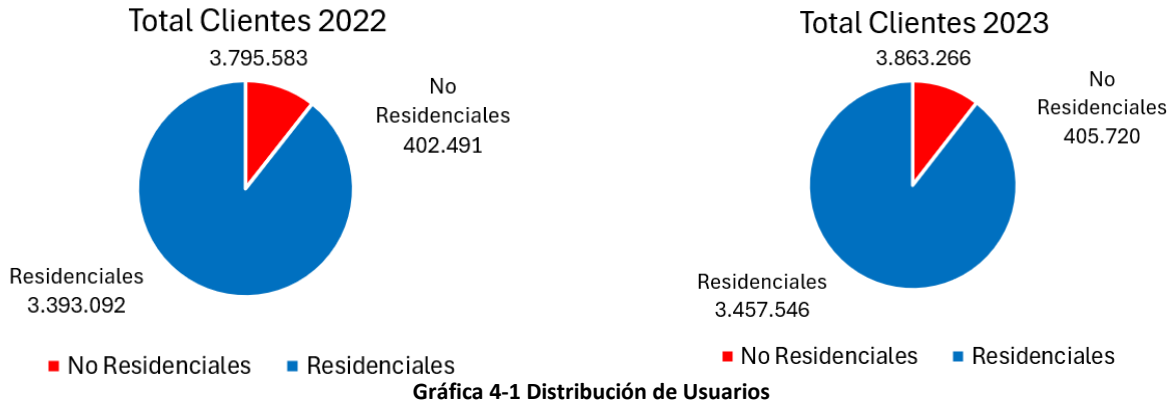
Tabla 4-1 Descripción del sistema Operado 2023

Tipo de infraestructura	Clasificación	2023
Subestaciones	Cantidad total	177
	Transformación total (MVA)	11.483
	Cantidad nivel 220 kV /230 kV – mayor nivel de tensión presente	10
	Cantidad nivel 4 – mayor nivel de tensión presente	58
	Cantidad nivel 3 – mayor nivel de tensión presente	109
	Transformación (MVA) nivel 220 kV /230 kV	5.338
	Transformación (MVA) nivel 4	5.355
	Transformación (MVA) nivel 3	790
Líneas y redes	Total nivel de tensión 4 (km)	904
	Total nivel de tensión 3 (km)	2.393
	Total nivel de tensión 2 (km)	28.970
	Total nivel de tensión 1 (km)	50.852
	Cantidad nivel de tensión 4 aéreas (km)	903
	Cantidad nivel de tensión 3 aéreas (km)	2.002
	Cantidad nivel de tensión 2 aéreas (km)	24.492
	Cantidad nivel de tensión 1 aéreas (km)	49.557
	Cantidad nivel de tensión 4 subterráneas (km)	1
	Cantidad nivel de tensión 3 subterráneas (km)	391
	Cantidad nivel de tensión 2 subterráneas (km)	4.479
	Cantidad nivel de tensión 1 subterráneas (km)	1.295

El área de influencia geográfica atendida es de 33.113 km^2 que incluye Bogotá, Cundinamarca y algunos municipios de Boyacá, Tolima, Meta y Caldas.

4.1. Usuarios

El mercado atendido por Enel Colombia como Operador de Red, está conformado por 3.863.266 clientes a diciembre de 2023, el 89,5% son residenciales y el 10,5% no residenciales, en zona urbana se encuentra el 90,6% y el 9,4% en zona rural. El crecimiento para el año 2023 fue de 1,8% respecto al año 2022.



Gráfica 4-1 Distribución de Usuarios

4.2. Solicitudes de conexión

De los 67.683 nuevos usuarios atendidos, para la conexión de 48.079 de ellos se hicieron expansiones y reconfiguraciones en la red de media y baja tensión.

4.3. Pérdidas

En la Tabla 4-2, se indican las pérdidas del sistema en el año 2023.

Tabla 4-2 Índice de Pérdidas

Aspecto	Clasificación	2023
Pérdidas de energía	Índice de pérdidas totales del sistema (%) IPTj	8,29%
	Índice de pérdidas en el nivel de tensión 1 (%) PTj,1	9,10%

El incremento de las pérdidas de energía frente al año 2022 está asociado al incremento de la energía inyectada a la red de Enel Colombia OR.

4.4. Operación del sistema en el 2023 versus el plan 2019-2025

A continuación, se indica el estado de operación del sistema en el año 2023, comparado con el proyectado del mismo año en el plan del 2019-2025 presentado.

- Demanda de energía y potencia.
- Cargabilidad de los principales elementos del sistema (Formato 4 – Cargabilidad de los principales elementos del sistema).
- Calidad del servicio.

4.4.1. Demanda de energía y potencia

En la Tabla 4-3, se presenta la demanda máxima de energía correspondiente a las entradas de energía al sistema.

Tabla 4-3 Demanda de Potencia y Energía

Año	2023-Real	2023-Proyección	2024	2025	2026
Potencia (MW)	2.377	2.396	2.411	2.426	2.422
Energía (GWh)	16.507[1]	16.901	17.269	17.590	17.903

[1] Incluye las perdidas técnicas, consumos auxiliares y alumbrado público.

La demanda máxima de potencia proyectada fue 2.396 MW, la real estuvo en 2.377 MW, es decir, el crecimiento estuvo 19 MW por debajo respecto a lo esperado. En energía la proyección para el 2023 fue de 16.901 GWh y la demanda real estuvo 394 MWh por debajo con respecto a lo proyectado.

Tabla 4-4 Desagregación de la Demanda de Energía OR

Aspecto	Clasificación	2023
Demanda de energía	Total (MWh) [1]	15.225.904
	Usuarios residenciales (MWh) [1]	5.369.132
	Usuarios no residenciales (MWh) [1]	9.856.772
	Usuarios regulados (MWh) [2]	9.251.098
	Usuarios no regulados (MWh) [2]	5.974.806
	Máximo valor del sistema (día) (MWh) [3]	49.480
	Mínimo valor del sistema (día) (MWh) [4]	28.163

[1] Fuente: Clientes y Usuarios del informe TC1 a cierre Dic- 2023
[2] Consumos facturados mercado regulado y no regulado, sin incluir Alumbrado Público. Fuente: sistemas comercial ENEL
[3] 12 de Octubre de 2023, Demanda OR. Fuente: archivos Adem (versión TXF), XM
[4] 1 de Enero de 2023, Demanda OR. Fuente: archivos Adem (versión TXF), XM

4.4.2. Cargabilidad de los principales elementos del sistema (formato 4)

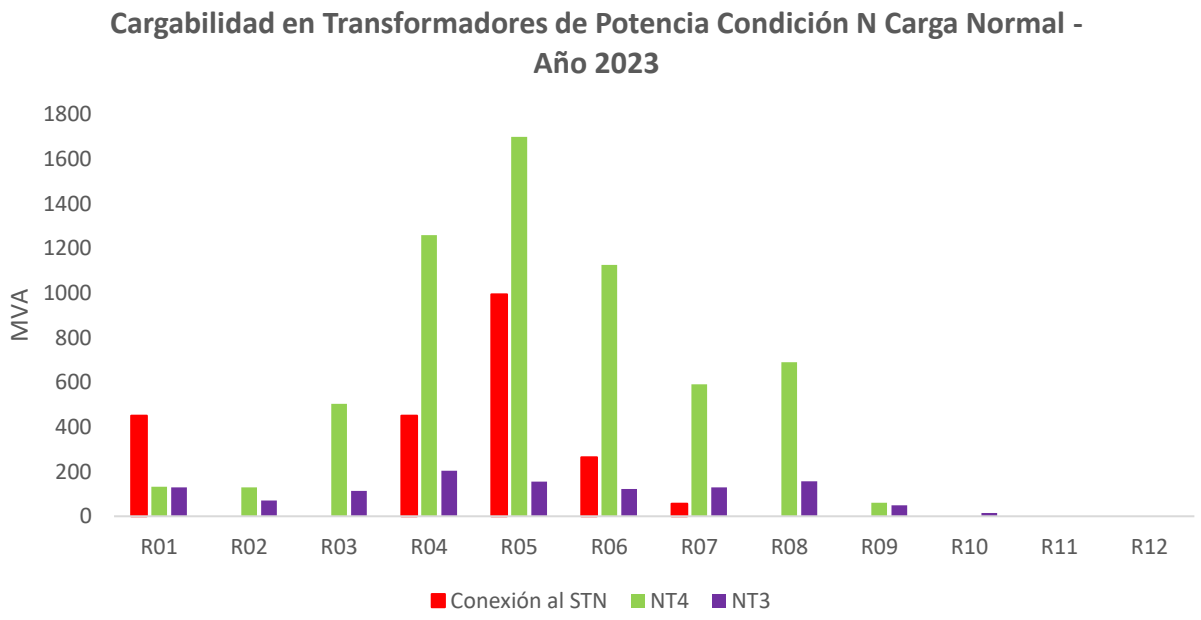
En este numeral se indica la cargabilidad de los principales elementos del sistema presentadas en el diagnóstico del sistema en el plan de inversiones 2019-2025 y la cargabilidad presentada en el año 2023.

- **Cargabilidad de transformadores de potencia frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación de los transformadores de conexión a STN, Nivel 4 y 3.**

Tabla 4-5 Rangos de cargabilidad de los transformadores vs capacidad nominal en condiciones normales de operación

Rango	Rango de cargabilidad (%)	Conexión al STN (MVA)21-25	*Real Conexión al STN (MVA)*	Nivel 4 (MVA)	*Real* Nivel 4 (MVA)	Nivel 3 (MVA)	*Real* Nivel 3 (MVA)	Real Total (MVA)
R01	0 – 10	0	450	0	132	21	129	711
R02	11 – 20	0	0	55	130	48	70	200

Rango	Rango de cargabilidad (%)	Conexión al STN (MVA)21-25	*Real Conexión al STN (MVA)*	Nivel 4 (MVA)	*Real* Nivel 4 (MVA)	Nivel 3 (MVA)	*Real* Nivel 3 (MVA)	Real Total (MVA)
R03	21 – 30	0	0	122	503	71	113	615
R04	31 – 40	40	450	217	1.259	130	204	1.913
R05	41 – 50	450	994	1.414	1.700	126	155	2.849
R06	51 – 60	1.068	264	1.163	1.126	106	122	1.512
R07	61 – 70	376	56	1.245	591	163	129	776
R08	71 – 80	0	0	1.058	690	137	156	846
R09	81 – 90	112	0	560	60	86	49	109
R10	91 – 100	168	0	232	0	78	15	15
R11	101 – 110	0	0	30	0	18	0	0
R12	> 110	0	0	0	0	30	0	0



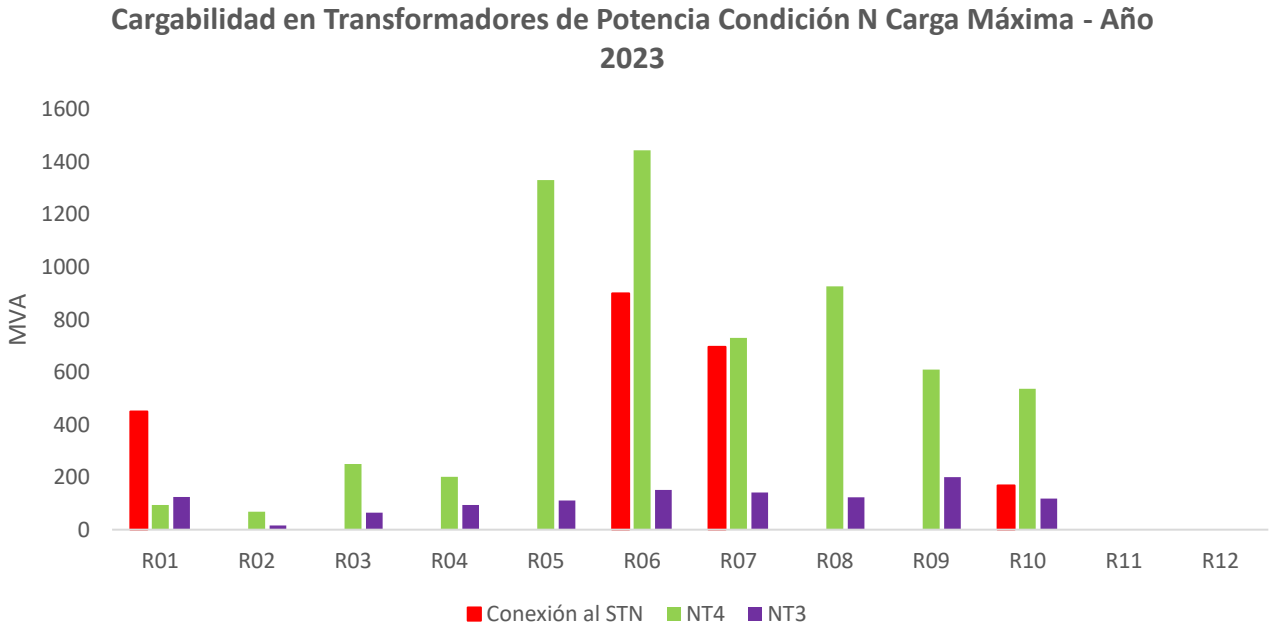
Gráfica 4-2 Rangos de cargabilidad en transformadores vs Capacidad nominal en condiciones normales de operación año 2023

Ninguno de los TRFs de conexión al STN, Nivel de Tensión 4 y 3 no presentan rangos de cargabilidad > al 100 % en el 2023.

- **Cargabilidad de transformadores de potencia frente a carga máxima en condiciones normales de operación de los transformadores de conexión a STN, Nivel 4 y 3.**

Tabla 4-6 Rangos de cargabilidad de transformadores frente a carga máxima en condiciones normales de operación

Rango	Rango de cargabilidad (%)	Conexión al STN (MVA)	*Real Conexión al STN (MVA)*	Nivel 4 (MVA)	*Real* Nivel 4 (MVA)	Nivel 3 (MVA)	*Real* Nivel 3 (MVA)	Real Total (MVA)
R01	0 – 10	0	450	0	94	11	124	668
R02	11 – 20	0	0	315	68	12	16	84
R03	21 – 30	0	0	38	250	23	65	315
R04	31 – 40	40	0	107	201	8	94	295
R05	41 – 50	0	0	160	1.331	26	111	1.442
R06	51 – 60	450	900	324	1.444	125	151	2.495
R07	61 – 70	40	696	639	730	76	141	1.567
R08	71 – 80	0	0	887	927	90	123	1.050
R09	81 – 90	0	0	1.687	610	114	200	810
R10	91 – 100	672	168	1.000	536	133	118	822
R11	101 – 110	1.012	0	0	0	187	0	0
R12	> 110	0	0	939	0	209	0	0



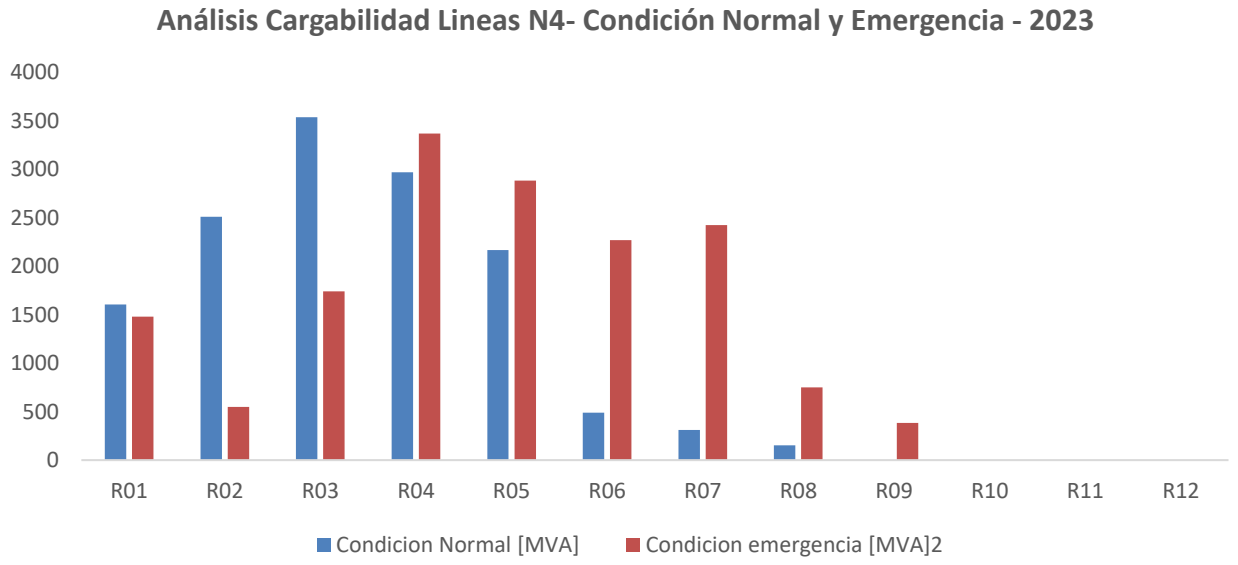
Gráfica 4-3 Rangos de cargabilidad en transformadores vs carga máxima en condiciones normales de operación – año 2023

- **Cargabilidad Subestaciones Carga Normal:** En subestaciones con transformación AT-MT y MT-MT no se presentaron cargabilidades superiores al 100% de su capacidad nominal en el 2023.

- **Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 4 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación.**

Tabla 4-7 Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 4 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación.

Rango	Rango de cargabilidad (%)	Capacidad Operación Normal (MVA) - Nivel 4	Capacidad Operación Emergencia (MVA) -Nivel 4
R01	0 – 10	1.606	1.480
R02	11 – 20	2.510	550
R03	21 – 30	3.536	1.741
R04	31 – 40	2.967	3.367
R05	41 – 50	2.165	2.881
R06	51 – 60	489	2.268
R07	61 – 70	310	2.424
R08	71 – 80	152	751
R09	81 – 90	0	383
R10	91 – 100	0	0
R11	101 – 110	0	0
R12	> 110	0	0



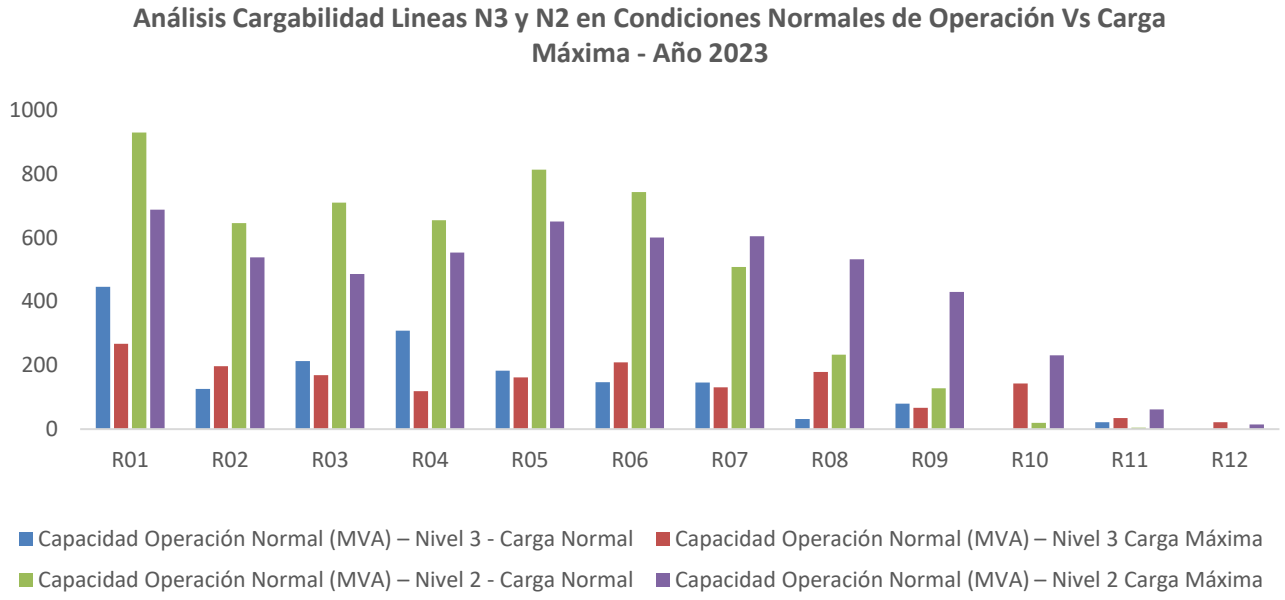
Gráfica 4-4 Cargabilidad en Líneas N4 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2023

Sin sobrecargas en líneas de nivel 4.

- **Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 2 y 3 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación.**

Tabla 4-8 Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 2 y 3 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación

Rango	Rango de cargabilidad (%)	Capacidad Operación Normal (MVA) – Nivel 3 - Carga Normal	Capacidad Operación Normal (MVA) – Nivel 3 Carga Máxima	Capacidad Operación Normal (MVA) – Nivel 2 - Carga Normal	Capacidad Operación Normal (MVA) – Nivel 2 Carga Máxima
R1	0 – 10	446	268	929	687
R2	11 – 20	126	197	646	538
R3	21 – 30	213	169	710	486
R4	31 – 40	308	119	654	553
R5	41 – 50	183	162	813	651
R6	51 – 60	147	209	742	600
R7	61 – 70	146	131	508	604
R8	71 – 80	31	179	234	532
R9	81 – 90	80	67	128	430
R10	91 – 100	0	143	20	231
R11	101 – 110	21	34	5	62
R12	> 110	0	21	0	14



Gráfica 4-5 Cargabilidad en Líneas N3 y N2 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2023

- **Cargabilidad de los Transformadores de distribución.** En la siguiente tabla se presenta la cargabilidad presentada en el año 2023.

Tabla 4-9 Cargabilidad de transformadores de distribución

Rango	Rango de Cargabilidad (%)	Cantidad de transformadores	Capacidad de transformación (MVA)
R1	0 – 10	32.055	3.598
R2	11 – 20	14.794	1.624
R3	21 – 30	8.707	910
R4	31 – 40	5.946	575
R5	41 – 50	4.426	414
R6	51 – 60	3.127	284
R7	61 – 70	2.505	222
R8	71 – 80	1.955	172
R9	81 – 90	1.352	114
R10	91 – 100	927	76
R11	101 – 110	611	49
R12	> 110	399	29
Total		**76.804**	**8.066**

5. RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN

5.1 Resumen por foco de inversión y nivel de tensión

En la Tabla 5-1, se presenta un resumen de las inversiones aprobadas y puestas en operación por foco de inversión y nivel de tensión:

Tabla 5-1 Resumen de inversiones por foco de inversión y nivel de tensión

INVA					
Foco de inversión	**NT 1**	**NT 2**	**NT 3**	**NT 4**	**Total**
Calidad del servicio	55.032.686	37.463.784.584	6.457.380.000	7.474.537.000	**51.450.734.270**
Expansión	9.197.537.505	72.502.933.092	25.669.662.000	0	**107.370.132.597**
PIEC	0	0	0	0	**0**
Planes Ordenamiento Territorial	15.276.870	17.869.195.720	28.259.333	3.779.892.133	**21.692.624.057**
Reposición	20.381.435.157	47.385.053.834	9.486.186.109	14.509.845.865	**91.762.520.966**
Total	**29.649.282.218**	**175.220.967.230**	**41.641.487.443**	**25.764.274.999**	**272.276.011.890**

INVR					
Foco de inversión	**NT 1**	**NT 2**	**NT 3**	**NT 4**	**Total**
Calidad del servicio	3.625.344.336	57.553.782.846	6.994.352.081	9.802.323.015	**77.975.802.278**
Expansión	30.830.523.245	133.250.474.651	29.062.167.479	14.477.304.645	**207.620.470.021**
PIEC	6.041.927.877	4.441.866.658	0	0	**10.483.794.535**
Planes Ordenamiento Territorial	1.615.904.748	44.134.654.325	3.188.028.377	843.300.616	**49.781.888.066**
Reposición	44.683.400.579	68.538.291.263	25.364.288.264	16.205.953.269	**154.791.933.375**
Total	**86.797.100.785**	**307.919.069.743**	**64.608.836.202**	**41.328.881.545**	**500.653.888.275**

Diferencia (INVR - INVA)					
Foco de inversión	**NT 1**	**NT 2**	**NT 3**	**NT 4**	**Total**
Calidad del servicio y Reposición	3.570.311.650	20.089.998.262	536.972.081	2.327.786.015	**26.525.068.008**
Expansión	21.632.985.740	60.747.541.560	3.392.505.479	14.477.304.645	**100.250.337.424**
Planes Ordenamiento Territorial	6.041.927.877	4.441.866.658	0	0	**10.483.794.535**
Reposición	1.600.627.878	26.265.458.605	3.159.769.044	-2.936.591.517	**28.089.264.009**
PIEC	24.301.965.421	21.153.237.429	15.878.102.155	1.696.107.404	**63.029.412.408**
Total	**57.147.818.566**	**132.698.102.512**	**22.967.348.759**	**15.564.606.547**	**228.377.876.385**

Valores en pesos de diciembre de 2017

5.2 Resumen por tipo de inversión y nivel de tensión

En la Tabla 5-2 se presenta un resumen de las inversiones aprobadas y puestas en operación por tipo de inversión y nivel de tensión.

Tabla 5-2 Resumen de inversiones por tipo de inversión y nivel de tensión

INVA					
Tipo de inversión	**NT 1**	**NT 2**	**NT 3**	**NT 4**	**Total**
I	0	2.649.114.600	54.388.000	23.943.000	**2.727.445.600**
II	9.083.729.175	65.260.271.791	21.899.389.333	4.874.937.333	**101.118.327.633**
III	20.141.155.487	54.449.870.351	11.160.821.776	18.275.408.532	**104.027.256.146**
IV	424.397.556	52.861.710.488	8.526.888.333	2.589.986.133	**64.402.982.511**
Total	**29.649.282.218**	**175.220.967.230**	**41.641.487.443**	**25.764.274.999**	**272.276.011.890**

INVR					
Tipo de inversión	**NT 1**	**NT 2**	**NT 3**	**NT 4**	**Total**
I	3.286.701.356	13.786.319.525	5.142.556.944	5.315.320.269	**27.530.898.094**
II	31.991.315.135	127.256.474.384	31.858.009.824	9.282.404.376	**200.388.203.719**
III	43.757.049.271	43.359.523.177	12.058.084.018	24.783.789.052	**123.958.445.519**
IV	7.762.035.022	123.516.752.657	15.550.185.416	1.947.367.848	**148.776.340.942**
Total	**86.797.100.785**	**307.919.069.743**	**64.608.836.202**	**41.328.881.545**	**500.653.888.275**

Diferencia (INVR - INVA)					
Tipo de inversión	**NT 1**	**NT 2**	**NT 3**	**NT 4**	**Total**
I	3.286.701.356	11.137.204.925	5.088.168.944	5.291.377.269	**24.803.452.494**
II	22.907.585.960	61.996.202.593	9.958.620.491	4.407.467.043	**99.269.876.086**
III	23.615.893.784	-11.090.347.174	897.262.242	6.508.380.520	**19.931.189.372**
IV	7.337.637.466	70.655.042.169	7.023.297.083	-642.618.286	**84.373.358.431**
Total	**57.147.818.566**	**132.698.102.512**	**22.967.348.759**	**15.564.606.547**	**228.377.876.385**

Valores en pesos de diciembre de 2017

5.3 Proyectos relevantes

En la Tabla 5-3, se presenta un listado de los proyectos relevantes que entraron en operación en el año 2023, se incluyen los proyectos que presentan una ejecución en línea con lo planeado en el INVA.

Tabla 5-3 Proyectos Relevantes

Código	Nombre del Proyecto	INVA	INVR
AMPSENO_23_III	NORMALIZ PROTEC Y COM FRONTERA 230 KV SE NOROESTE	3.165.893.000	5.250.864.000
CDIE_CADNRA_R0010_23_II	GRANDES CLIENTES RURAL	4.475.627.080	4.833.963.601
CDIE_CAOLRM_P0018_23_IV	CUMPLIMIENTO POT DISTRITAL	1.387.853.403	5.220.900.609
CDIE_CAOLRM_R0137_23_IV	MaG PLAN ORDENAMIENTO TERRITO DISTRITO	7.140.504.982	25.710.681.263
CDIE_CBCCRM_R0022_23_III	PC - ADECUACION REDES MT URBANO	5.881.870.000	10.673.272.326

Código	Nombre del Proyecto	INVA	INVR
CDIE_CBCCRM_RCN29_23_III	PC - ADECUACION REDES MT RURAL	3.879.662.200	10.074.047.445
CDIM_CADCRA_P0008_23_II	SE BARZALOSA REDES	1.089.600.000	14.131.941.151
CDIM_CBSGAM_R0068_23_III	NORMALIZACION LINEA ZP - UB	3.572.598.000	4.552.476.869
CDIM_CBSGBM_R0073_23_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA RURAL NIV 1	6.645.585.300	13.016.072.449
CDIM_CBSGBM_R0176_23_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA URBANA NIV 1	833.152.794	794.056.308
CDIM_CBSGBM_R0178_23_III	REPOSICIONES CAPITALIZABLES URBANA N1	218.776.691	455.610.166
CDIM_CBSGCM_R0087_23_III	TRAFOS Y EQUIPOS RURAL	4.261.710.000	10.133.088.743
CDIM_CBSGCM_R0088_23_III	TRAFOS Y EQUIPOS URBANA	3.148.412.000	5.014.292.534
CDIM_CBSGRM_P0021_23_III	REPOSICIONES CAPITALIZABLES RURAL NIV 1	1.163.379.373	1.010.931.299
CDIM_CBSGRM_P0022_23_III	REPOSICIONES CAPITALIZABLES RURAL NIV 2	585.939.500	866.254.302
CDIM_CBSGRM_R0074_23_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA RURAL NIV 2	6.153.424.400	7.660.854.384
CDIM_CBSGRM_R0177_23_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA URBANA NIV 2	4.274.794.460	11.482.455.265
CDIM_CBSGRM_R0198_23_III	REPOSICIONES CAPITALIZABLES URBANA N2	690.475.200	1.695.120.951
CDIM_CBSGSM_R0196_23_III	CAMBIO DE EQUIPOS CALIDAD DE POTENCIA	1.404.783.000	1.391.909.000
CDIM_CBSGSM_R0196_23_IV	CAMBIO DE EQUIPOS CALIDAD DE POTENCIA	95.436.000	151.099.000
CDIM_CBSGSM_R0207_23_IV	REPOSICION INFRAESTRUCTURA SSEE NIV 4	84.103.000	526.768.272
MNSUPUOB_23_IV	MN - SUPLENCIAS UOB	2.140.229.000	5.739.048.431
MNSUPUOC_23_IV	MN - SUPLENCIAS UOC	1.828.374.000	7.989.543.858
MPDIS_23_IV	MACROPROYECTOS DISTRITO	2.813.605.574	7.310.620.781
PPCD1A19E1MT_059_23_III	REPOSICION ELEMENTOS OPER URBANO	1.142.932.921	3.457.842.030
REDESUB_23_I	AMPLIACION CAPACIDAD SE UBATE REDES	372.084.000	553.970.203
Total General		**68.450.805.878**	**159.697.685.239**

Valores en pesos de diciembre de 2017

6. AVANCE EN CUMPLIMIENTO DE METAS DE CALIDAD DEL SERVICIO

6.1. Desempeño de la calidad del servicio

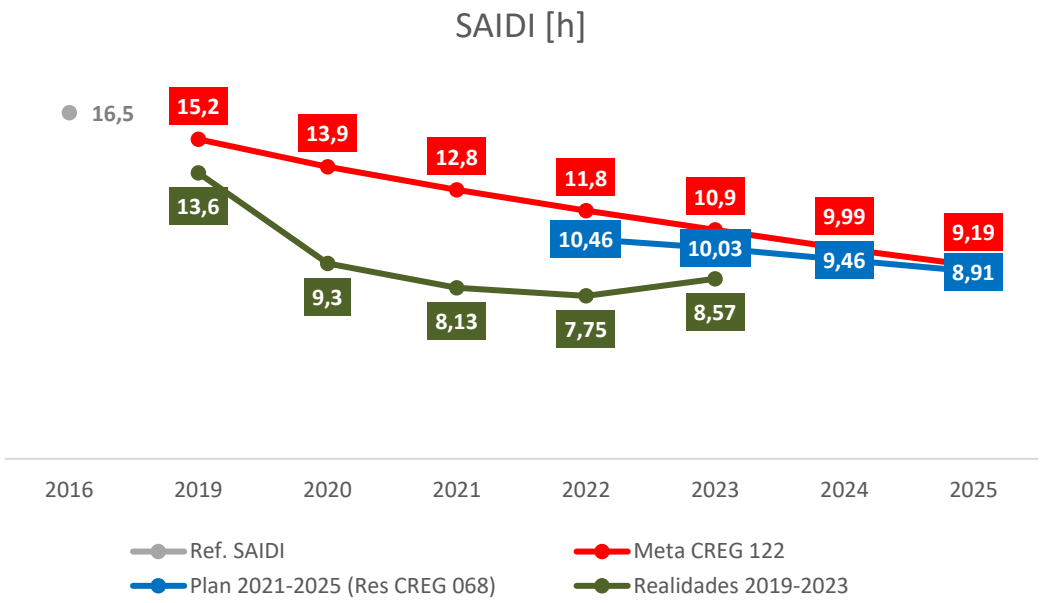
A continuación, se describe el desempeño de la calidad del servicio mediante los resultados de los indicadores de calidad del servicio en el SDL del año 2023 respecto a las metas planeadas 2019-2025.

Calidad Media:

En las siguientes gráficas se presentan los resultados de los indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI al año 2023 comparados con las metas propuestas en el plan de inversiones 2021-2025 aprobado mediante la Resolución CREG 068 de 2021 y la senda regulatoria definida por la CREG en la Resolución 122 de 2020.

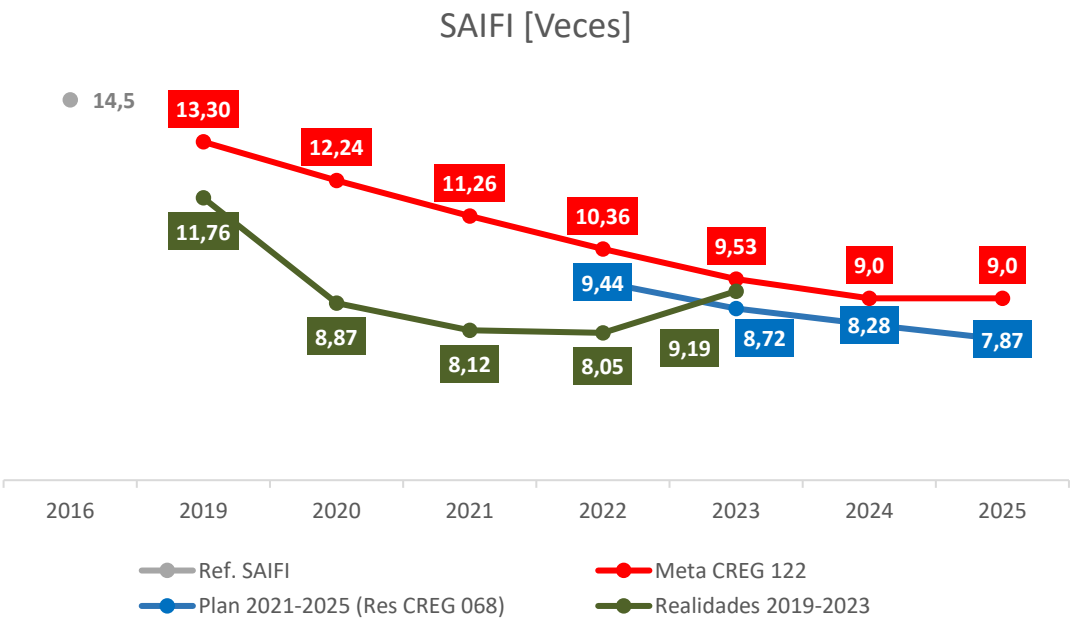
A partir del comportamiento esperado en los indicadores SAIDI y SAIFI en el horizonte a mediano plazo, se prevén proyectos para garantizar el cumplimiento de los indicadores de calidad en el SDL, tal como se muestra en la senda del Plan de inversiones 2021-2025 (curvas color azul).

SAIDI: El cierre del año 2023, respecto a la meta regulatoria (10,9 horas) estuvo 2,33 horas por debajo llegando a 8,57 horas.



Gráfica 6-1 SAIDI (Horas)

SAIFI: El cierre del año 2023 respecto a la meta regulatoria (9,53 veces) estuvo 0,34 veces por debajo, llegando a 9,19 veces.



Gráfica 6-2 SAIFI (#)

A continuación, las siguientes aclaraciones respecto a la desmejora de los indicadores de calidad de suministro entre los años 2022 y 2023:

Identificación Y Aplicación De Eventos Por Catástrofes Naturales:

La identificación y aplicación de eventos por Catástrofes Naturales debido al concepto CREG S2022002666 emitido durante el año 2022 e interpretado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD generó un aumento en el SAIDI de 2023. Es decir, el concepto de la superintendencia considera como taxativo las causas listadas en la resolución CREG 015 de 2018 que define: **"Capítulo 5.2.2, literal g. Los debidos a catástrofes naturales, tales como erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremotos, maremotos, huracanes, ciclones y/o tornados"**. Por lo anterior, las siguientes causas identificadas durante el 2022 con sus debidos soportes como Catástrofes naturales No fueron identificadas y aplicadas con eventos de catástrofes naturales en 2023:

- **Descargas atmosféricas irresistibles e imprevisibles:** Las cuales relacionan las interrupciones producidas por descargas atmosféricas que sobrepasan las condiciones de diseño de la infraestructura eléctrica y las protecciones que cualquier operador de red en Colombia pueda implementar.

- **Vendavales:** Eventos identificados por tener amplia afectación de la infraestructura de Enel Colombia debido al desprendimiento y caída de árboles de raíz, así como, el impacto de objetos (tejas, cables, etc.) con las redes de distribución producido por las altas velocidades de los vientos.

Efecto Del Clima:

Las condiciones climáticas adversas que se presentaron sobre el área de influencia de Enel Colombia durante el primer trimestre del año provocaron un aumento en los indicadores de calidad de suministro asociado a las siguientes causas:

- Descargas atmosféricas con un aumento del 21% sobre el indicador del año 2022.
- Lluvia con un aumento del 43% sobre el indicador del año 2022.

Se evidencia un incremento del indicador SAIDI debido al aumento de las altas velocidades de los vientos, así mismo, se evidencia un aumento en la cantidad de vendavales registrados en Cundinamarca, los cuales provocan caída de árboles u objetos extraños con afectación importante en la infraestructura eléctrica (caída de 6 a 10 vanos por evento).

Planes De Inversión Y Mantenimiento:

En 2023 se tuvo un incremento en la cantidad de interrupciones por trabajos programados y en la duración agregada con un impacto en el indicador SAIDI del 3% respecto al año anterior, causado por la ejecución de los planes de inversión y mantenimiento.

A pesar de los impactos mencionados previamente, Enel Colombia logró cumplir con las metas asignadas en la resolución específica de aprobación de cargos.

Calidad Individual:

Durante el año 2023 se tuvo un incremento de 0.9% en el valor promedio de clientes compensados por DIU y del 42% por FIU respecto al año 2022, este incremento obedece a las mismas causas que incidieron en la desmejora de los indicadores SAIDI y SAIFI del mismo periodo; por un lado el cambio en las condiciones climáticas dentro del área de influencia de la compañía respecto a periodos más secos precedentes, la aplicación del concepto CREG relacionado con las catástrofes naturales y la comparación con periodos que fueron afectados por las condiciones de: baja cargabilidad de los circuitos, clima seco y baja tasa de fallas durante la pandemia por Covid-19 (años 2020 y 2021).

Es de aclarar que Enel Colombia realiza un seguimiento periódico a los clientes compensados, de tal forma que se puedan enfocar los proyectos de inversión y mantenimiento en la mejora de los indicadores de calidad individual DIU y FIU. De igual forma, se están implementando diferentes iniciativas asociadas a reducir la duración y la frecuencia de las afectaciones a través de la interconexión tele controlada de circuitos y la automatización de la red."

6.2. Inversiones asociadas a calidad del servicio

En la Tabla 6-1, se presentan los proyectos que tienen como objetivo la mejora en los indicadores de calidad del servicio SAIDI y SAIFI.

Tabla 6-1 Inversiones asociadas a calidad del servicio

Código	Nombre del Proyecto	INVA	INVR
ADECTLCUOC_2023_III	RECUPERACION INDISPONIBLES RURAL	0	57.176.000
AMPMANG_2023_I	AMPLIACION SE MANGOS - REDES	0	401.615.412
AUTOFRG_2023_IV	FRG - NETWORK AUTOMATION FRG	0	2.819.198.000
AUTOFRG_23_III	FRG - NETWORK AUTOMATION FRG	96.200.000	0
AUTOFRG_23_IV	FRG - NETWORK AUTOMATION FRG	9.839.760.484	0
CDFREINUOB_2023_IV	CENTROS DE DISTRIBUCIÓN FALLAS REINCIDENTES URBANO	0	131.232.068
CDFREINUOC_2023_IV	CENTROS DE DISTRIBUCIÓN FALLAS REINCIDENTES RURAL	0	660.668.179
CDIE_CBCCAM_RCN08_23_II	PC - REPOSICION LAT 115KV MUNA SAUCES	2.474.452.000	0
CDIE_CBCCAM_RCN08_23_III	PC - REPOSICION LAT 115KV MUNA SAUCES	5.000.085.000	0
CDIE_CBCCRM_R0023_20_II	PC - REDISEÑO REDES SE TERMINAL	0	1.950.576.398
CDIE_CBCCRM_RCN25	PC - SE MT - MT BOQUERON REDES	0	997.926.971
CDIE_CBCCSM_R0192_21_II	PC - SE AT-MT TERMINAL	0	303.843.000
CORAISZRUR_2023_III	COORDINACION DE AISLAMIENTO ZONA RURAL_AB	0	2.323.946.090
DRTRTU_2023_III	DRT - MOD RTU SE FASE II	0	1.563.361.012
DRTRTU_2023_IV	DRT - MOD RTU SE FASE II	0	3.943.000
FOTLC_2023_IV	FO - FIBRA OPTICA A TLC	0	4.406.665.442
FOTLC_23_IV	FO - FIBRA OPTICA A TLC	22.653.215.000	8.601.836.230

Código	Nombre del Proyecto	INVA	INVR
MNCLI360_23_III	MN - CLIENTES 360	1.380.156.000	13.746.997
MNCLI360_23_IV	MN - CLIENTES 360	196.101.686	3.215.000
MNCSATUOAT_23_IV	MN - CENTROS SATELITE UOAT	643.717.000	481.818.740
MNCSATUOB_2023_III	MN - CENTROS SATELITE UOB	0	3.119.972.581
MNDNVOSUOC_2023_III	MN - CIRCUITOS NVOS UOC - VILLETA	0	91.130.727
MNSUPUOB_23_III	MN - SUPLENCIAS UOB	2.120.913.600	1.298.349.365
MNSUPUOB_23_IV	MN - SUPLENCIAS UOB	2.140.229.000	5.739.048.431
MNSUPUOC_23_III	MN - SUPLENCIAS UOC	3.024.667.000	1.615.043.925
MNSUPUOC_23_IV	MN - SUPLENCIAS UOC	1.828.374.000	7.989.543.858
NORMTEC_2024_III	NORMALIZ Y REPOS SE AT-MT TECHO	0	2.191.509.746
NSDNVOSUOC_2023_III	NS - CIRCUITOS NVOS UOC - VEGA_URB	0	1.550.598.536
NSSUPUOB_2023_III	NS - SUPLENCIAS UOB N3	0	9.000.586.474
NSSUPUOC_2023_III	NS - SUPLENCIAS UOC N3	0	2.748.821.779
PEXUOBBT_2023_III	EXTRA CALIDAD REDES URBANO	0	2.225.346.833
PEXUOCMT_2023_III	EXTRA CALIDAD REDES RURAL	0	135.365.652
PREPOMUUC_2023_III	PC - REPOSICION LAT 115KV MUÑA - SAUCES FASE II	0	5.417.233.555
PREPOMUUC_2023_IV	PC - REPOSICION LAT 115KV MUÑA - SAUCES FASE II	0	883.016.522
PSEUCR_2023_III	PC - SE AT-MT SAUCES REDES	0	3.512.643.892
REEQTLCUOB_2023_IV	FLEXIBILIDAD DE LA RED TLC URBANA	0	2.325.598.021
REEQTLCUOC_2023_IV	FLEXIBILIDAD DE LA RED TLC RURAL	0	922.549.438
SECASJ	SUBESTACION SAN JOSE	0	101.622.000
SECCEFICAZ_2023_III	SECCIONAMIENTO EFICAZ	0	3.600.000
SECCEFICAZ_2023_IV	SECCIONAMIENTO EFICAZ	0	540.000
SEGNR_2023_II	SUBESTACION GRAN SABANA - REDES	0	995.180.563
UOBINUND	ADECUACION SUBESTACIONES INUNDABLES UOB	0	1.387.731.842
URBANFUT_23_II	URBAN FUTURABILITY BOGOTA	52.863.500	0
Total general		**51.450.734.270**	**77.975.802.278**

Valores en millones de pesos de diciembre de 2017

7. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN

7.1. Proyectos adicionales

Durante la ejecución del INVR 2023 se identificaron necesidades adicionales a las aprobadas en la Resolución CREG 068 de 2021, las cuales se indican en la Tabla 7-1

Tabla 7-1 Proyectos Adicionales 2023

Código	Nombre del Proyecto	INVTR
ADECTLCUOC_2023_III	RECUPERACION INDISPONIBLES RURAL	57.176.000
AMPLIAMOR	AMPLIACION SE MOSQUERA 11.4 KV - REDES	410.086.468
AMPMANG_2023_I	AMPLIACION SE MANGOS - REDES	401.615.412
AMPPQRSU_2023_III	PQRS LEGAL URBANO	155.423.669
AMPREDFL_2023_I	AMPLIACION SE AT - MT SE FLANDES REDES	1.516.060.972
AMPSEFL_2023_II	AMPLIACION SE AT - MT SE FLANDES	6.347.026.800
AMPSEMTMT_2023_I	SE SUESCA REDES	2.645.875.846
AMPSEMTMT_2023_II	SE SUESCA REDES	3.176.515.121
AMPUB_2023_I	AMPLIACION SE AT - MT UBATE	3.646.814.286
AMPUB_2023_II	AMPLIACION SE AT - MT UBATE	4.698.321.207
AUMCAPALN_2023_I	AUMENTO DE CAPACIDAD LINEAS - 115 KV NORTE	3.530.110.964
AUTOFRG_2023_IV	FRG - NETWORK AUTOMATION FRG	2.819.198.000
BALNNEINDU_2023_II	BAHIA DE LINEA PARA NUEVA ESPERANZA INDUMIL 115 KV	1.191.891.000
CDFREINUOB_2023_IV	CENTROS DE DISTRIBUCIÓN FALLAS REINCIDENTES URBANO	131.232.068
CDFREINUOC_2023_IV	CENTROS DE DISTRIBUCIÓN FALLAS REINCIDENTES RURAL	660.668.179
CDIE_CBCCRM_R0023_20_II	PC - REDISEÑO REDES SE TERMINAL	1.950.576.398
CDIE_CBCCRM_RCN25	PC - SE MT - MT BOQUERON REDES	997.926.971
CNXCIRRUR_2023_II	CONEXIONES MASIVAS RURAL	40.105.397.862
CNXCIRRUR_2023_IV	BOLETINES PAGO UOC	412.696.059
CNXCIRURB_2023_I	CONEXIONES MASIVAS DE CLIENTES - PQ_OCCIDEN	2.170.401.032
CNXCIRURB_2023_II	CONEXIONES MASIVAS URBANO	51.840.589.343
CNXCIRURB_2023_IV	BOLETINES PAGO UOB	1.503.369.849
CODENSA_2023-Py-00001_2023_II	CONEXIONES CUNDINAMARCA 100%	5.655.151.586
CODENSA_2023-Py-00002_2023_II	CUNDINAMARCA AL 100 SMEG	4.828.642.949
CONCES_2023_III	MaG - CONCESIONES REG	1.526.083.653
CONCES_2023_IV	MaG - CONCESIONES REG	6.452.014.341
CONPROTVIU_2023_IV	REPOSICION DE CONTROLADORES Y RELÉS	354.834.096
CORAISZRUR_2023_III	COORDINACION DE AISLAMIENTO ZONA RURAL_AB	2.323.946.090
DRTRTU_2023_III	DRT - MOD RTU SE FASE II	1.563.361.012
DRTRTU_2023_IV	DRT - MOD RTU SE FASE II	3.943.000
FOTLC_2023_IV	FO - FIBRA OPTICA A TLC	4.406.665.442
GRADESUOB_2023_I	GRANDES CLIENTES URBANA - V_ANDINO	1.776.555.237

Código	Nombre del Proyecto	INVTR
GRADESUOC_2023_I	GRANDES CLIENTES RURAL - SAN_PABLO	19.395.187.537
GRADESUOC_2023_II	GRANDES CLIENTES URBANA	1.519.504.728
MEDFOREUOB_2023_III	MEDIDAS TECNICAS FORESTALES - URBANO	2.627.442.312
MEDFOREUOC_2023_III	MEDIDAS TECNICAS FORESTALES - RURAL	1.076.459.649
MEF1AMREOM_2023_II	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION COMPARTIR REDES	768.498.939
MEF1AMRUM_2023_II	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION USME REDES	4.259.094.638
MEF1AMRVI_2023_II	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION VICTORIA REDES	2.860.729.433
MEF1AMSEVI_2023_I	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION VICTORIA	802.623.000
MEF1AMSEVI_2023_II	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION VICTORIA	759.369.000
MEF1REDOCC	ME - SE AT - MT TREN_OCCID REDES	3.613.530.446
METRORCL1_2023_IV	ME - METRO SE AT - MT CALLE PRIMERA REDES	2.119.998.443
MNCSATUOB_2023_III	MN - CENTROS SATELITE UOB	3.119.972.581
MNDNVOSUOC_2023_III	MN - CIRCUITOS NVOS UOC - VILLETA	91.130.727
MONCDBT_2023_IV	Monitoreo Centros de Distribución MT/BT	2.876.676.000
MPDISAT_2023_IV	MACROPROYECTOS DISTRITO AT Av. 68	528.013.976
NEIN115_2023_II	NUEVA ESPERANZA INDUMIL 115 KV	2.751.445.872
NORMBA_2023_III	NORMALIZACION SSEE FRONTERA SE BALSILLAS	4.078.027.498
NORMBA_2023_IV	NORMALIZACION SSEE FRONTERA SE BALSILLAS	131.400.906
NORMLGFL	NORMALIZACION LINEA LG-FL	165.330.000
NORMTEC_2024_III	NORMALIZ Y REPOS SE AT-MT TECHO	2.191.509.746
NORMUNC_2023_II	NORMALIZACION DE USUARIOS CLANDESTINOS	1.801.570.143
NSDNVOSUOC_2023_III	NS - CIRCUITOS NVOS UOC - VEGA_URB	1.550.598.536
NSSUPUOB_2023_III	NS - SUPLENCIAS UOB N3	9.000.586.474
NSSUPUOC_2023_III	NS - SUPLENCIAS UOC N3	2.748.821.779
PEXUOBBT_2023_III	EXTRA CALIDAD REDES URBANO	2.225.346.833
PEXUOCMT_2023_III	EXTRA CALIDAD REDES RURAL	135.365.652
PREDUOBBT_2023_III	ADECUACION REDES BT URBANO	728.314.661
PREDUOCBT_2023_III	ADECUACION REDES BT RURAL	1.235.828.941
PREPOMUUC_2023_III	PC - REPOSICION LAT 115KV MUÑA - SAUCES FASE II	5.417.233.555
PREPOMUUC_2023_IV	PC - REPOSICION LAT 115KV MUÑA - SAUCES FASE II	883.016.522
PSEUCR_2023_III	PC - SE AT-MT SAUCES REDES	3.512.643.892
RECELDASIA	REPOSICIÓN CELDAS R1 de CHIA	260.919.000
REDMTPROD	CONEXIÓN PRODUCTORES REDES MT - VENTUS	807.283.735
REDOCCIDENTE_2023_II	SE AT - MT OCCIDENTE REDES	9.971.609.094
REEMPOSMA_2023_III	REEMPLAZO POSTES DE MADERA	941.151.768
REEQTLCUOB_2023_III	RENOVACION EQUIPOS TLC URBANO	452.144.995
REEQTLCUOB_2023_IV	FLEXIBILIDAD DE LA RED TLC URBANA	2.325.598.021
REEQTLCUOC_2023_III	RENOVACION EQUIPOS TLC RURAL	1.054.466.963
REEQTLCUOC_2023_IV	FLEXIBILIDAD DE LA RED TLC RURAL	922.549.438
REPCELD_2023_III	REPOSICION CELDAS SE TUNAL	8.558.763.148

Código	Nombre del Proyecto	INVTR
REPCELD_2023_IV	REPOSICION CELDAS SE TUNAL	4.609.708.231
REPOBTRURR_2023_IV	REPOSICION REDES RURALES BT	76.402.183
REPOBTURBA_2023_III	REPOSICION REDES URBANAS BT	20.399.484
REPOBTURBA_2023_IV	REPOSICION REDES URBANAS BT	5.408.988
REPOLNAT_2023_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA LLNN NIV 4	117.090.000
REPOMTRURR_2023_III	REPOSICION REDES RURALES MT	440.503.432
REPOMTRURR_2023_IV	REPOSICION REDES RURALES MT	491.328.879
REPOMTURBA_2023_III	REPOSICION REDES URBANAS MT	3.073.728.385
REPOMTURBA_2023_IV	REPOSICION REDES URBANAS MT	4.213.884.466
REPOUOBMT_2023_III	REPOSICION REDES MT ACERCAMIENTO A FACHADAS	3.129.617.602
REPSEATMT_2023_III	SUSTITUCION DE TRAFOS MT - MT	3.107.755.500
REPSEATMT_2023_IV	SUSTITUCION DE TRAFOS MT - MT	495.902.942
RMURED_2023_III	REEMPLAZO CAJAS DE MANIOBRA RMU - RED	989.551.364
SECASJ	SUBESTACION SAN JOSE	101.622.000
SECCEFICAZ_2023_III	SECCIONAMIENTO EFICAZ	3.600.000
SECCEFICAZ_2023_IV	SECCIONAMIENTO EFICAZ	540.000
SEFVIVO_2023_III	SUBESTACIONES FRENTE VIVO	5.433.264.328
SEGNR_2023_II	SUBESTACION GRAN SABANA - REDES	995.180.563
SEMTMTTL	AMPLIACION SE MT -MT TABACAL	1.741.249.785
SODSEGMTR_2023_III	SOLUCION DEFECTOS SEGURIDAD REDES MT RURAL	73.681.530
SODSEGMTU_2023_III	SOLUCION DEFECTOS SEGURIDAD REDES MT URBANA	1.193.544.656
TRLLNN4_2023_III	TRASLADOS SOLICITUD TERCEROS LINEAS AT LLNN NIV 4	854.100.849
Total general		**300.697.994.658**

Valores en pesos de diciembre de 2017

8. MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS

Enel Colombia, conforme se indicó en el numeral 2.3, no tiene plan de reducción de pérdidas y por tanto aplica lo indicado en el literal (g) del numeral 7.3 de la resolución CREG 015 de 2018, relacionado con: "La remuneración de costos de mantenimiento de pérdidas de energía aplica para todos los OR y se remunerará mediante la variable CPROG, no se encuentra sujeta al cumplimiento de ninguna otra condición...". El costo del plan de mantenimiento de pérdidas aprobado a Enel Colombia para el presente período tarifario es de: 39.973.464.528 COP millones anuales en pesos de diciembre 2017 (Resolución CREG 189 de 2019).

9. GESTIÓN DE ACTIVOS

Dentro de los entregables enviados a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) se encuentra En el Anexo 4 – Plan de trabajo SGAC e informe 2023, se detalla el Plan de trabajo del Sistema Gestión de Activos (SGAC) y el informe completo de ejecución del año 2023, donde se describe la metodología de implementación, el avance y cierre de brechas en relación con la Política integrada, Plan estratégico de Gestión de activos PEGA, Comité Gestión de activos, auditoría interna al Sistema de gestión de activos, formación y comunicación para la gestión del cambio cultural, diseño e inicio de la ejecución de los modelos de estimación del estado de los activos, desarrollo de herramienta para el seguimiento del estado de salud y vida remanente de los activos eléctricos, modelo unificado de riesgo técnico de los activos, modelo de gestión y control BRAFO.

De igual forma se presenta el avance en la implementación de los sistemas de información para la Gestión de activos y el acceso de los organismos de control a la información de los activos. Una vez obtenido el certificado del Sistema de Gestión de Activos, bajo la filosofía de mejora continua del estándar ISO 55001:2014, la Compañía continúa implementando proyectos de mejora con el fin de apalancar un mejor esquema de toma de decisiones.