



**Informe de ejecución
Plan de Inversiones
2023
ENEL COLOMBIA**

ENEL GRIDS COLOMBIA
DESARROLLO DE LA RED
Bogotá D.C.
Octubre 2025

TABLA DE CONTENIDO

1. ANTECEDENTES.....	6
2. RESUMEN EJECUTIVO.....	10
2.1. DELTA INVA E INVR DE INFRAESTRUCTURA 2023	11
2.2. BASE REGULATORIA DE ACTIVOS ELÉCTRICOS FUERA DE OPERACIÓN - BRAFO	12
2.3. MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS.....	13
2.4. GESTIÓN DE ACTIVOS.....	13
2.4.1. <i>Avance en la implementación de los sistemas de la información</i>	13
2.4.2. <i>Avance de la implementación del sistema de Gestión de Activos</i>	13
2.4.2.1. Descripción general del proyecto de Gestión de Activos	13
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	17
2.7. PROYECTOS EXPANSIÓN DE COBERTURA EN ZONAS INTERCONECTABLES	18
2.8. BASE REGULATORIA DE TERRENOS.....	20
2.9. COSTOS SOCIO AMBIENTALES.....	20
3. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS.....	21
4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO.....	25
4.1. USUARIOS	26
4.2. SOLICITUDES DE CONEXIÓN	27
4.3. PÉRDIDAS	27
4.4. OPERACIÓN DEL SISTEMA EN EL 2023 VERSUS EL PLAN 2023-2027	27
4.4.1. <i>Demanda de energía y potencia</i>	27
4.4.2. <i>Cargabilidad de los principales elementos del sistema (formato 4)</i>	28
5. RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN.....	33
5.1 RESUMEN POR FOCO DE INVERSIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN	33
5.2 RESUMEN POR TIPO DE INVERSIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN.....	34
5.3 PROYECTOS RELEVANTES	35
6. AVANCE EN CUMPLIMIENTO DE METAS DE CALIDAD DEL SERVICIO	37
6.1. DESEMPEÑO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO	37
6.2. INVERSIONES ASOCIADAS A CALIDAD DEL SERVICIO	40
7. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN	41
7.1. PROYECTOS ADICIONALES	41
8. MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS.....	42



9.	GESTIÓN DE ACTIVOS.....	42
----	-------------------------	----

LISTADO DE TABLAS

Tabla 2-1 Inversiones por Foco de Inversión	10
Tabla 2-2 Deltas infraestructura	12
Tabla 2-3 Resumen Infraestructura proyectos tipo II y IV	12
Tabla 2-4 BRAFO.....	12
Tabla 2-5 Cronograma de trabajo de implementación.....	14
Tabla 2-6 Cantidades ejecutadas en 2023 UUCC especiales aprobadas Res. 501 126 de 2025	17
Tabla 2-7 Comparación CRR Vs INVA Niveles de tensión 1,2 y 3.....	17
Tabla 2-8 Valoración CREG para RPP 0	18
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.....	19
Tabla 2-11 Inversiones Ejecutadas Expansión de Cobertura IREC, RPP 0.....	19
Tabla 2-12 Delta 2023 base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017)	20
Tabla 2-13 Base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017).....	20
Tabla 2-14 Costos Socio Ambientales	21
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	29
Tabla 4-7 Cargabilidad real 2023 versus proyección 2023 del plan 2019-2025 Subestaciones MT-MT	30
Tabla 4-8 Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 4 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación.	31
Tabla 4-9 Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 2 y 3 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación	32
Tabla 4-10 Cargabilidad en R11 de líneas N2 y N3 – Acciones y Proyectos asociados.....	33
Tabla 4-11 Cargabilidad de transformadores de distribución	33
Tabla 5-1 Resumen de inversiones por foco de inversión y nivel de tensión.....	33
Tabla 5-2 Resumen de inversiones por tipo de inversión y nivel de tensión	34
Tabla 5-3 Proyectos Relevantes.....	35
Tabla 6-1 Inversiones asociadas a calidad del servicio	40
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).....	38
Gráfica 6-2 SAIFI (#).....	38

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 189 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 189 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 inició la actuación administrativa para la modificación del Plan de Inversiones 2021-2025.
- Mediante la Resolución CREG 068 de 2021, que cambia 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, la cual ajusta el horizonte de inversión 2021-2025, además se modifican los valores aprobados en la variable INVA del año 2020, teniendo en cuenta el ajuste solicitado el 30 de diciembre de 2019.
- El 18 de agosto del 2021 en comunicación de la 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.
- 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 tanto 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 para el año 2022 la inversión en proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables del mercado de comercialización atendido por Codensa S.A. E.S.P. Esta resolución quedó ejecutoriada a partir del 17 de agosto de 2022. De esta forma, los valores de la variable $IAEC_{j,n,l,t}$ aprobados en esta resolución se sumaron a los valores de la variable $INVA_{j,n,l,4}$ 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 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.
- 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 interconectables para 2023, presentada a través del radicado CREG E2022009708.
- El 30 de agosto de 2023 ENEL Colombia S.A. E.S.P. solicitó a la comisión la remuneración de los proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables para el año 2024, con radicado CREG E2023015773.
- Mediante comunicación S2023005233, el 31 de octubre de 2023 la CREG notificó a ENEL Colombia S.A. E.S.P. el Auto de pruebas No. 0000163 de 2023 sobre la 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. Atendiendo el requerimiento, el 9 de noviembre de 2023 ENEL Colombia S.A. E.S.P. envió respuesta a la CREG, mediante comunicación E2023019588, sobre aclaraciones formuladas por la Comisión
- El 01 de noviembre de 2023 la CREG notificó a ENEL Colombia S.A. E.S.P. el inicio de la actuación administrativa, con número 0000164 de 2023, relacionada con la solicitud de remuneración del plan de expansión de cobertura en las zonas interconectables para 2024.

- Mediante radicado E2024004289, el 27 de marzo de 2024 ENEL Colombia presentó ante la Comisión el informe INVR 2023 frente a las inversiones aprobadas mediante la Resolución CREG 068 de 2021, que modificó la Resolución CREG 189 de 2019.
- El 12 de junio de 2024, ICONTEC certificó el sistema de gestión de la organización de ENEL COLOMBIA S.A E.S.P. con respecto a los requisitos especificados en la ISO 55001:2014. Este certificado es aplicable al alcance de planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de la infraestructura eléctrica en los niveles de tensión de AT, MT y BT del STR y SDL, que corresponden al negocio de la distribución de energía eléctrica, y para el portafolio de activos de AT, MT, BT y centro de control.
- El 13 de junio de 2024 la CREG notificó a ENEL Colombia S.A E.S.P la expedición de la Resolución 501 043 de 2024, “Por la cual se modifica el plan de inversiones del mercado de comercialización atendido por ENEL Colombia S.A E.S.P, aprobado en la resolución CREG 189 de 2019 y se resuelve la solicitud de aprobación de proyectos para zonas interconectables para el año 2023”.
- El 20 de junio de 2024, ENEL COLOMBIA S.A E.S.P presentó recurso de reposición contra la Resolución CREG 501 043 de 2024 del 26 de abril de 2024, relacionada con el INVP 2023-2027, a través del radicado E2024008485.
- Así mismo, la CREG expidió en junio la Resolución CREG 501 044 de 2024, en la que aprobó las inversiones de expansión de cobertura en las zonas interconectables para 2024.
- El 11 septiembre de 2024, la CREG decretó el inicio del auto de pruebas No. 0000319 de 2024, relacionada con el recurso de reposición en contra de la Resolución 501 043 de 2024.
- El 19 de septiembre de 2024, ENEL Colombia S.A E.S.P respondió haciendo las aclaraciones solicitadas por la CREG en el Auto de pruebas No. 0000319, a través del radicado número E2024014562.
- En respuesta al recurso de reposición interpuesto por ENEL Colombia en contra de la Resolución 501 043 de 2024, en enero de 2025 la Comisión expidió la Resolución 501 110 de 2024 en la que aprobó el ajuste al plan de inversiones 2023 – 2027 y el plan de expansión de cobertura 2023 de ENEL Colombia, presentado en agosto de 2022. Mediante esta Resolución, la Comisión aprobó 91,6% del valor del plan de inversiones solicitado originalmente. El 14 de febrero de 2025, la CREG notificó, por medio del radicado No. S2025001484, la constancia ejecutoria de la Resolución 501 110 de 2024.
- De acuerdo con la modificación realizada al INVA 2023 y a la aprobación del plan de expansión de cobertura de 2023 en la Resolución CREG 501 110 de 2024 y en aras de brindar una información actualizada y real con respecto a lo aprobado por la Comisión, ENEL Colombia S.A. E.S.P. presentó nuevamente en abril de 2025 el informe INVR 2023 ajustado con las inversiones ejecutadas en 2023 y cotejadas frente a dicha resolución en mención. En ese informe, las Inversiones Aprobadas (INVA) por la CREG para 2023 y las Inversiones Aprobadas de Expansión en Cobertura (IAEC) 2023 se referían al de la resolución 501 110 de 2024.
- El 14 de junio de 2025, mediante comunicado E2025008347, ENEL Colombia solicitó la modificación por mutuo acuerdo del plan de inversiones del mercado de comercialización atendido por ENEL Colombia, conforme a la Resolución 501 043 de 2024, modificada parcialmente por la Resolución CREG 501 110 de 2024. Esta solicitud se fundamentó en el artículo 126 de la Ley de 1994 en que las empresas podrán solicitar, en cualquier tiempo, la

modificación de los componentes de la fórmula tarifaria, cuando se evidencien errores de cálculo que afectan su remuneración y se lesionen injustamente intereses de la empresa.

- La Comisión realizó el análisis correspondiente con base en la nueva información y aclaraciones suministradas por ENEL Colombia y expidió la Resolución CREG 501 126 de 2025 *“Por la cual se resuelve la solicitud de revisión tarifaria de la Resolución CREG 501 110 de 2024 con base en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994 presentada por ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.”*, en la que se aprobó el ajuste de las inversiones 2023-2027 incluyendo el costo solicitado de las Unidades Constructivas Especiales N2L140, N2L141, N4S75, N4S76 y N2EQ48, así como ajustó los errores de validación evidenciados. Por tanto, con el fin de brindar información actualizada, se presenta a la CREG este informe sobre las inversiones ejecutadas por ENEL Colombia en 2023 frente al ajuste aprobada para las inversiones del quinto año (2023) en la Resolución CREG 501 126 de 2025.
- De acuerdo con lo 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 con INVA 501-126 de 2025 se presenta en los medios dispuestos por el Regulador el 31 de octubre del 2025.

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 la actualización del informe y los formatos de las inversiones ejecutadas en el año 2023 acorde con el plan de inversiones 2023-2027 aprobado por la CREG en la Resolución 501 126 de 2025, los cuales ya habían sido presentados en marzo de 2024 bajo la vigencia de la Resolución CREG 068 de 2021 y en abril de 2025 bajo la vigencia de la Resolución CREG 501 110 de 2024.

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 501 126 de 2025 y las inversiones ejecutadas (INVR).

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	68.502.463.970	50.551.241.287
Expansión	275.154.095.032	250.294.360.193
PIEC	7.272.425.912	10.483.794.535
Planes Ordenamiento Territorial	16.345.979.337	49.100.491.743
Reposición	155.723.064.606	145.206.320.854
Diferencia en valoración	1.711.507.477	
Total	524.709.536.334	505.636.208.612

Valores en pesos de diciembre de 2017

La diferencia en valoración corresponde al delta entre los valores aprobados en el artículo 1 de la Resolución CREG 501 126 de 2025 y el resultado de cálculos propios con base en la aplicación de la metodología de valoración de la Resolución CREG 015 de 2018 al Inventario Reconocido INVA 2023 – 2027 e IAEC 2023.

- **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 cumplió con los requerimientos de conexión de nuevos clientes recibidos durante 2023 y adicionalmente ejecutó 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 estuvieron 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, reconectores, 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 cumplieron su vida útil para asegurar la prestación del servicio con criterios de calidad, seguridad y confiabilidad.
- **PIEC:** Durante el año 2023 Enel Colombia realizó 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 permitieron 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 2023-2027, 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	749	30	374	30	-375
2- MEDIA TENSIÓN	71	1.025	101	918	31	-107
3- MEDIA TENSIÓN	8	202	5	158	-3	-44
4- ALTA TENSIÓN	0	77	0	63	0	-14
TOTAL	79	2.053	136	1.513	57	-539

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 NT 3).

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]	70	8	99	5	29	-3
LONGITUD DE LINEA [km]	546	108	607	114	62	6
LONGITUD RAMMING [km]	0	0	2	0	2	0
CANTIDAD TRANSFORMADORES POTENCIA	3	1	6	0	3	-1

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 90.541.085.355 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	40.643.257.023
3	10.502.305.725
4	14.149.909.419
Total	90.541.085.355

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 20% 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

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.

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											

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
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
- Reconectores 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
- Reconectores
- 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. 501 126 de 2025 que entraron en operación durante el 2023:

Tabla 2-6 Cantidades ejecutadas en 2023 UUCC especiales aprobadas Res. 501 126 de 2025

Unidad Constructiva	Descripción	Unidad de Medida	Cantidad construida
N104	Tablero de protección de baja tensión para trafos	Q	38
N1T87	Monitoreo de Centros de Distribución MT/BT	Q	1.960
N2EQ41	Celda compacta RMU (Ring Main Unit)	Q	129
N2EQ48	Caja de maniobra inundable SF6 de 4 a 6 vías	Q	51
N2L140	KM DE CANALIZACION 6X6 DISTRITO CAPITAL	km	49,67
N2L141	Canalización urbana tecnología Ramming 36 y 9x6	km	2,30
N2L165	km cercha metálica N2	km	0,07
N3L142	Poste metálico extra-reforzado 3000-3500 kg de 14m	Q	1
N3L143	Poste de concreto extra-reforzado 3000-3500 kg de 14m	Q	604
N3L144	km cercha metálica N3	km	0,02
N4L107	km de conductor Alta Temperatura (ACCC Lisbon) 1200 A	km	28
N4S74	Bahía híbrida línea/trafo barra sencilla Y2	Q	2

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 501 126 de 2024, ya que corresponden al 5,0% 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	76.576.949.144	89.780.837.128
Nivel de tensión 2	289.868.218.753	297.627.665.640
Nivel de tensión 3	104.177.710.306	64.657.887.120
Niveles 1, 2, 3	470.622.878.203	452.066.389.888

INVA e INVR vs CRR	5,0%	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

Con base en lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018 y luego de la revisión por parte de la CREG al radicado E2022009708 el 31 de agosto de 2022, donde se solicita aprobación de los proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables para el año 2023. La CREG mediante la Resolución 501 110 de 12 de diciembre de 2024 y el comunicado S2025000879 da aprobación al plan presentado por parte de ENEL Colombia S.A E.S.P.

Para el reporte del IREC 2023 realizado a la CREG el pasado agosto de 2024 se presentaron las cifras del IAEC que se encontraban en evaluación para aprobación por parte de la CREG, por lo tanto, dada la aprobación antes mencionada nos permitimos proceder con la actualización de las cifras respectivas:

Tabla 2-8 Valoración CREG para RPP 0

Código Proyecto	Año Entrada Operación	Valoración aprobada por la CREG
CODENSA_2023-Py-00001_2023_II	2023	4.246.105.408
CODENSA_2023-Py-00002_2023_II	2023	3.026.320.504
Total		7.272.425.912

Valores en pesos de diciembre de 2017

Lo anterior, teniendo en cuenta la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018 se definió las variables relacionadas con la variable IAEC:

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

Categoría de activos I	IAECj,4,I,5	IAECj,3,I,5	IAECj,2,I,5	IAECj,1,I,5
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	5.879.959.344	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	1.040.127.568
Total	0	64.222.000	5.996.978.424	1.211.225.488

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

Código Proyecto	Año Entrada Operación	Valoración de los Proyectos aprobados por la CREG	Inversiones Realizadas en Expansión de Cobertura – IREC	Diferencia (\$)	Cumplimiento %
CODENSA_2023-Py-00001	2023	4.246.105.408	5.655.151.586	1.409.046.178	133%
CODENSA_2023-Py-00002	2023	3.026.320.504	4.828.642.949	1.802.322.445	160%
Total general		7.272.425.912	10.483.794.535	3.211.368.623	144%

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
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

Adicional, en el marco de proyectos de expansión de cobertura se realizaron inversión por \$2.242.986.080 (pesos de diciembre de 2017) con RPP= 1. Lo que corresponde a inversiones de terceros, como gobernación y otros.

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 los costos socio ambientales incurridos para la puesta en operación de los activos de las subestaciones y líneas.

Tabla 2-14 Costos Socio Ambientales

Proyecto	Ambiental + Servidumbres
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.
 - 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, Alquilería y Paratebuena. 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.

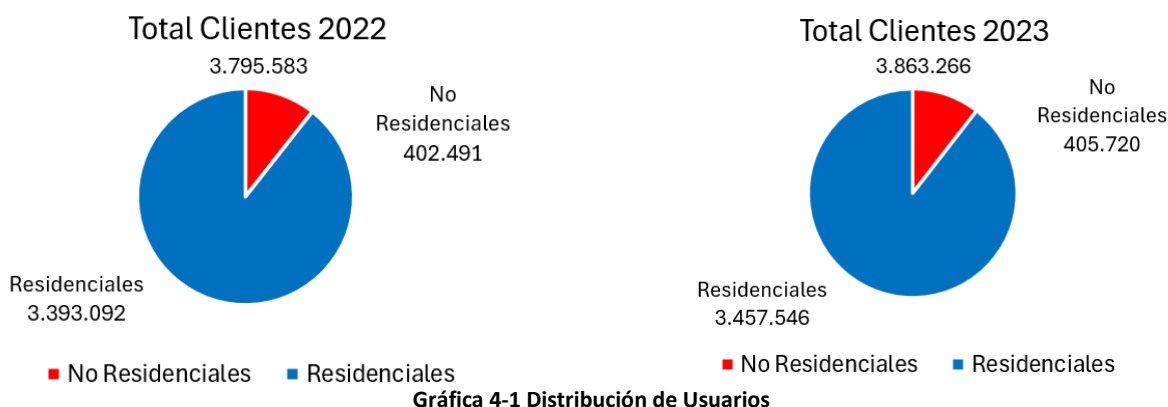
Tabla 4-1 Descripción del sistema Operado 2023

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 km² 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.



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 2023-2027

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 2023-2027 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	2.370	2.385	2.399	2.412
Energía (GWh)	16.507 ⁽¹⁾	16.515	16.769	16.984	17,249

⁽¹⁾ Incluye las pérdidas técnicas, consumos auxiliares y alumbrado público.

La demanda máxima de potencia proyectada fue 2.370 MW, la real estuvo en 2.377 MW, es decir, el crecimiento estuvo 7 MW por encima respecto a lo esperado. En energía la proyección para el 2023 fue de 16.515 GWh y la demanda real estuvo 8 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 2023-2027 y la cargabilidad presentada en el año 2023.

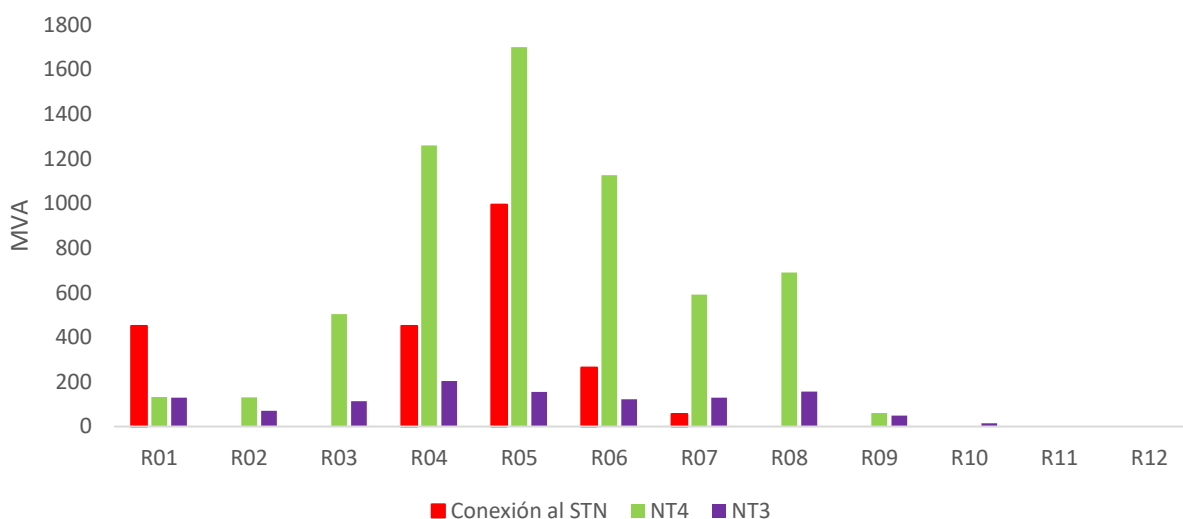
- **Cargabilidad de transformadores de potencia frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación de los transformadores de conexión a STN, Nivel 4 y 3.**

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)	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	728	450	358	132	107	129	711
R02	11 – 20	0	0	510	130	54	70	200
R03	21 – 30	0	0	390	503	68	113	615
R04	31 – 40	994	450	550	1.259	156	204	1.913
R05	41 – 50	1.798	994	1.130	1.700	101	155	2.849
R06	51 – 60	1.274	264	900	1.126	67	122	1.512
R07	61 – 70	584	56	671	591	100	129	776

Rango	Rango de cargabilidad (%)	Conexión al STN (MVA)	Real Conexión al STN (MVA)	Nivel 4 (MVA)	Real Nivel 4 (MVA)	Nivel 3 (MVA)	Real	Real
							Nivel 3 (MVA)	Total (MVA)
R08	71 – 80	0	0	468	690	49	156	846
R09	81 – 90	0	0	60	60	18	49	109
R10	91 – 100	0	0	0	0	24	15	15
R11	101 – 110	0	0	0	0	10	0	0
R12	> 110	0	0	0	0	0	0	0

Cargabilidad en Transformadores de Potencia Condición N Carga Normal - Año 2023



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.

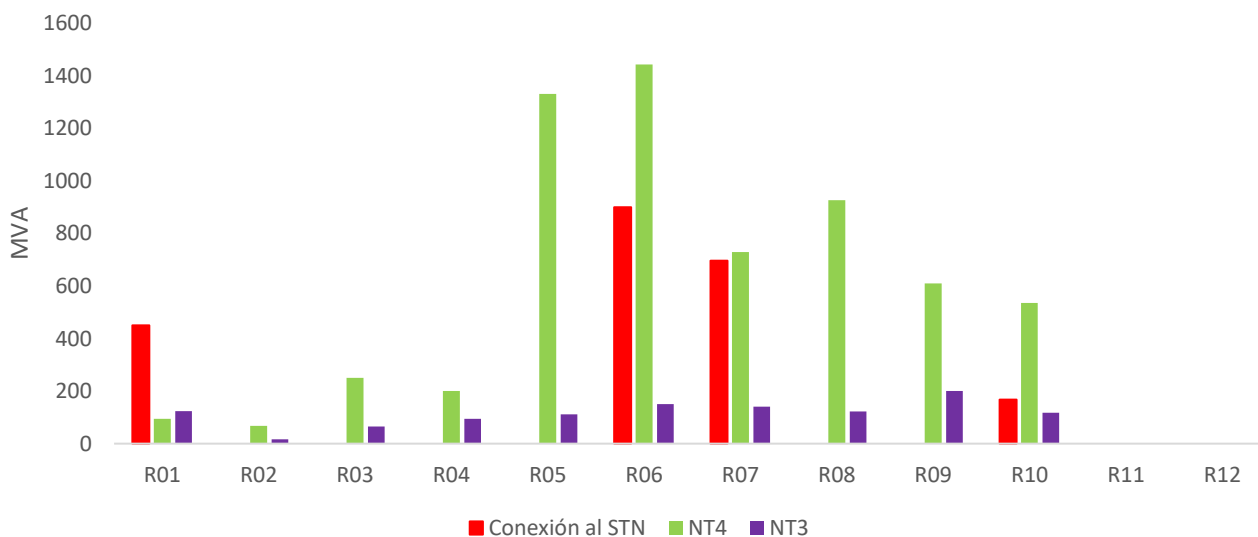
- **Cargabilidad de transformadores de potencia frente a carga máxima en condiciones normales de operación de los transformadores de conexión a STN, Nivel 4 y 3.**

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	Real
							Nivel 3 (MVA)	Total (MVA)
R01	0 – 10	728	450	285	94	85	124	668
R02	11 – 20	0	0	210	68	34	16	84
R03	21 – 30	168	0	330	250	37	65	315
R04	31 – 40	0	0	525	201	75	94	295
R05	41 – 50	1.740	0	688	1.331	77	111	1.442

Rango	Rango de cargabilidad (%)	Conexión al STN (MVA)	Real Conexión al STN (MVA)	Nivel 4 (MVA)	Real Nivel 4 (MVA)	Nivel 3 (MVA)	Real	Real
							Nivel 3 (MVA)	Total (MVA)
R06	51 – 60	1.332	900	905	1.444	114	151	2.495
R07	61 – 70	432	696	836	730	123	141	1.567
R08	71 – 80	810	0	632	927	60	123	1.050
R09	81 – 90	168	0	426	610	66	200	810
R10	91 – 100	0	168	200	536	55	118	822
R11	101 – 110	0	0	0	0	20	0	0
R12	> 110	0	0	0	0	10	0	0

Cargabilidad en Transformadores de Potencia Condición N Carga Máxima - Año 2023



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 Subestaciones Carga Máxima:** En la Tabla 4-7 se presentan las subestaciones MT-MT que presentaron cargabilidades superiores al 90% en condiciones de carga máxima y a las que se les realiza seguimiento para implementar medidas de mitigación, se indican con la demanda máxima real en el 2023.

Tabla 4-7 Cargabilidad real 2023 versus proyección 2023 del plan 2019-2025 Subestaciones MT-MT

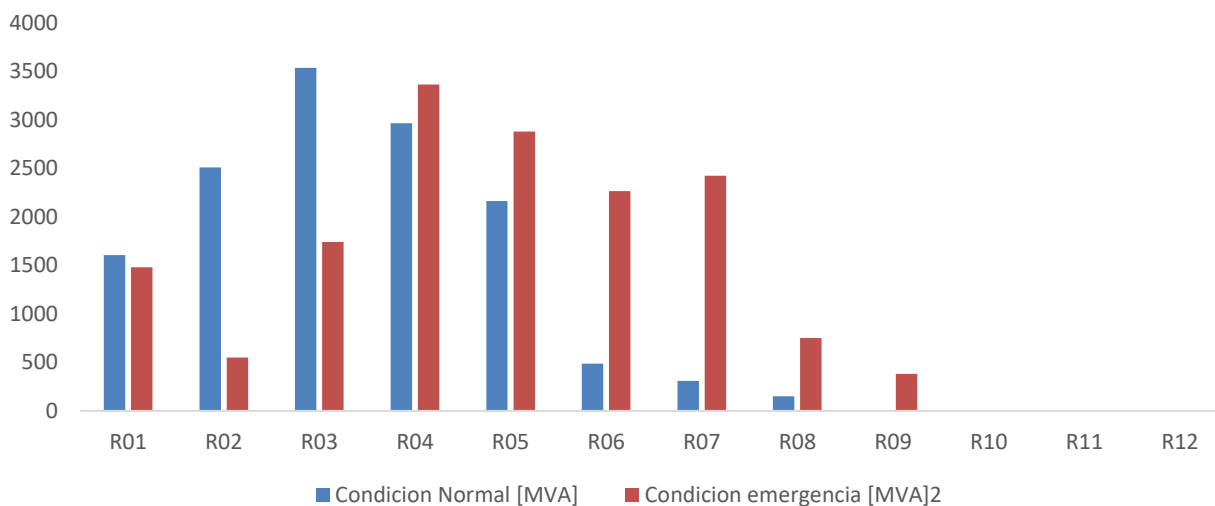
Subestación	TRF	Voltaje Nominal (kV)	Capacidad Nominal 2023	Demanda Máxima (MVA)	
			(MVA)	2023 Real	2023 Proyectada

TAUSA	D2	34,5/13,2	5,0	4,20	4,82
VILLAPINZO	D1	34,5/13,2	5,0	4,95	6,73

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

Tabla 4-8 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

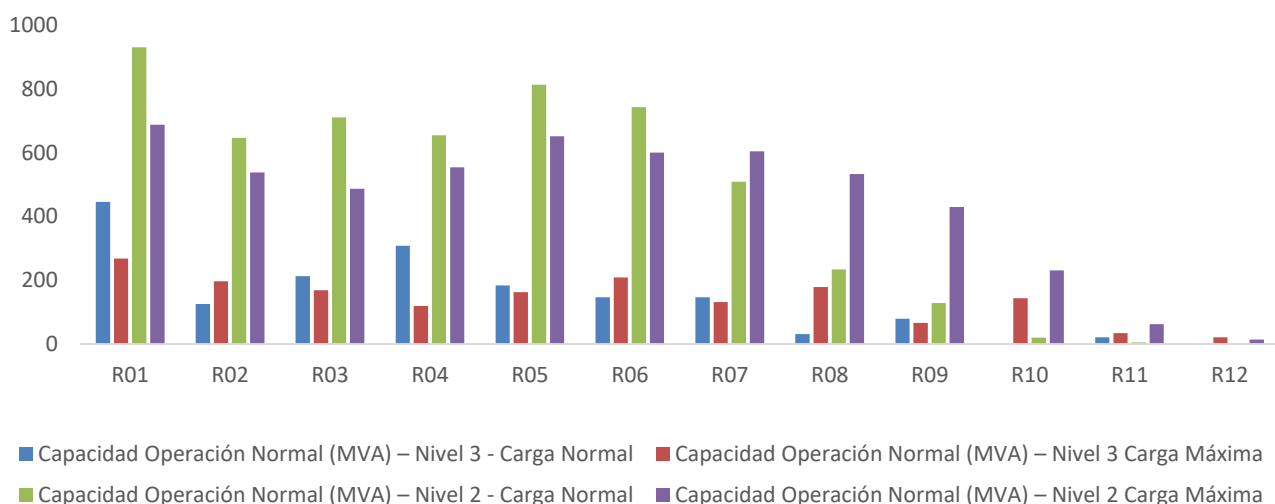
Análisis Cargabilidad Líneas N4- Condición Normal y Emergencia - 2023

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 4-9 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

Análisis Cargabilidad Líneas N3 y N2 en Condiciones Normales de Operación Vs Carga Máxima - Año 2023

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

Las sobrecargas de los circuitos de Nivel 2 y 3 que presentan cargabilidades condición normal de operación mayor a 100% - R11 se ilustran en la siguiente tabla, en la columna observaciones se indican las acciones tomadas o en proceso que solucionarán sus respectivas sobrecargas.

Tabla 4-10 Cargabilidad en R11 de líneas N2 y N3 – Acciones y Proyectos asociados

CIRCUITO	Nivel de T.	Rango	Capacidad	Proyecto solución	Observación
			[MVA]		
ORIENTE	3	R11	14,34	NS - CIRCUITOS NVOS UOC - SIATAMA	En ejecución nuevo circuito con FPO en 2025
SUCRE	2	R11	4,73	NS - SUPLENCIAS UOB N2 - Construcción de Suplencias para traslado de carga a Terreros y Pto_Alegre	En ejecución nuevo circuito con FPO en 2025

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

Tabla 4-11 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	6.892.811.133	43.319.682.150	13.335.997.428	4.953.973.259	68.502.463.970
Expansión	30.474.474.234	161.806.527.968	70.083.003.006	12.790.089.824	275.154.095.032
PIEC	1.211.225.488	5.996.978.424	64.222.000	0	7.272.425.912
Planes Ordenamiento Territorial	0	11.744.956.915	1.159.321.422	3.441.701.000	16.345.979.337
Reposición	39.209.665.039	72.786.316.720	19.411.381.511	24.315.701.337	155.723.064.606
Diferencia en valoración	-1.262	210.735.000	188.006.939	1.312.766.799	1.711.507.477
Total	77.788.174.632	295.865.197.177	104.241.932.306	46.814.232.219	524.709.536.334

INVR					
Foco de inversión	NT 1	NT 2	NT 3	NT 4	Total
Calidad del servicio	12.969.203.196	31.469.183.250	3.862.580.799	2.250.274.042	50.551.241.287
Expansión	30.850.442.531	162.377.941.889	40.108.162.226	16.957.813.547	250.294.360.193
PIEC	6.041.927.877	4.441.866.658	0	0	10.483.794.535
Planes Ordenamiento Territorial	1.615.904.748	43.450.045.286	3.191.241.093	843.300.616	49.100.491.743
Reposición	44.345.286.652	60.330.495.215	17.495.903.002	23.034.635.985	145.206.320.854
Total	95.822.765.005	302.069.532.298	64.657.887.120	43.086.024.189	505.636.208.612

Diferencia (INVR - INVA)					
Foco de inversión	NT 1	NT 2	NT 3	NT 4	Total
Calidad del servicio y Reposición	6.076.392.063	-11.850.498.899	-9.473.416.630	-2.703.699.217	-17.951.222.683
Expansión	375.968.297	571.413.921	-29.974.840.780	4.167.723.722	-24.859.734.839
Planes Ordenamiento Territorial	4.830.702.389	-1.555.111.766	-64.222.000	0	3.211.368.623
Reposición	1.615.904.748	31.705.088.371	2.031.919.671	-2.598.400.384	32.754.512.406
PIEC	5.135.621.614	-12.455.821.505	-1.915.478.509	-1.281.065.352	-10.516.743.752
Diferencia en valoración	1.262	-210.735.000	-188.006.939	-1.312.766.799	-1.711.507.477
Total	18.034.590.373	6.204.335.121	-39.584.045.186	-3.728.208.030	-19.073.327.722

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	1.691.406.000	10.670.623.500	5.367.140.000	9.042.698.254	26.771.867.754
II	30.685.980.901	115.901.390.679	32.815.612.639	3.747.391.570	183.150.375.788
III	41.326.176.566	84.615.687.326	17.974.782.062	12.374.685.945	156.291.331.899
IV	4.084.612.512	84.466.760.672	47.896.390.666	20.336.689.651	156.784.453.501
Diferencia en valoración	-1.347	210.735.000	188.006.939	1.312.766.799	1.711.507.392
Total	77.788.174.632	295.865.197.177	104.241.932.306	46.814.232.219	524.709.536.334

INVR					
Tipo de inversión	NT 1	NT 2	NT 3	NT 4	Total
I	3.286.701.356	13.787.308.053	5.142.680.510	7.675.409.170	29.892.099.090
II	31.991.315.135	122.140.346.762	31.889.642.720	9.282.404.376	195.303.708.993
III	43.757.049.271	43.239.592.672	12.066.605.288	24.180.842.795	123.244.090.027
IV	16.787.699.242	122.902.284.811	15.558.958.602	1.947.367.848	157.196.310.502
Total	95.822.765.005	302.069.532.298	64.657.887.120	43.086.024.189	505.636.208.612

Diferencia (INVR - INVA)					
Tipo de inversión	NT 1	NT 2	NT 3	NT 4	Total
I	1.595.295.356	3.116.684.553	-224.459.490	-1.367.289.084	3.120.231.336
II	1.305.334.234	6.238.956.083	-925.969.919	5.535.012.806	12.153.333.205
III	2.430.872.706	-41.376.094.654	-5.908.176.774	11.806.156.850	-33.047.241.872
IV	12.703.086.730	38.435.524.139	-32.337.432.064	-18.389.321.803	411.857.001
Diferencia en valoración	1.347	-210.735.000	-188.006.939	-1.312.766.799	-1.711.507.392
Total	18.034.590.373	6.204.335.121	-39.584.045.186	-3.728.208.030	-19.073.327.722

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
AMPMANG_2023_I	AMPLIACION SE MANGOS - REDES	108.952.500	401.738.978
AMPPQRSU_2023_III	PQRS LEGAL URBANO	113.772.077	155.423.669
AMPSEFL_2023_II	AMPLIACION SE AT - MT SE FLANDES	4.405.338.000	6.347.026.800
AMPSEMTMT_2023_I	AMPLIACION SE MT-MT	767.492.000	2.035.273.281
AMPSENO_2023_III	NORMALIZ PROTEC Y COM FRONTERA 230 KV SE NOROESTE	145.009.000	5.250.864.000
AMPUB_2023_I	AMPLIACION SE AT - MT UBATE	3.373.255.000	3.646.814.286
AMPUB_2023_II	AMPLIACION SE AT - MT UBATE	4.383.823.000	4.698.321.207
BALNNEINDU_2023_II	BAHIA DE LINEA PARA NUEVA ESPERANZA INDUMIL 115 KV	988.599.000	1.191.891.000
CDFREINUOC_2023_IV	CENTROS DE DISTRIBUCIÓN RURAL	496.489.512	660.668.179
CNXCIRRUR_2023_II	CONEXIONES - CIRCUITOS RURAL	33.637.324.683	42.443.489.436
CNXCIRURB_2023_I	CONEXIONES - CIRCUITOS URBANO	1.035.162.000	2.062.867.461
CNXCIRURB_2023_IV	CONEXIONES - CIRCUITOS URBANO	899.792.321	1.445.836.146
CODENSA_2023-Py-00001	Cundinamarca al 100%	4.246.105.493	5.655.151.586
CODENSA_2023-Py-00002	SMEG	3.026.320.504	4.828.642.949
CONCES_2023_III	CONCESIONES	106.993.000	1.527.566.445
CONCES_2023_IV	CONCESIONES	3.057.961.748	6.626.766.243
CORAISZRUR_2023_III	COORDINACION DE AISLAMIENTO ZONA RURAL	930.957.000	2.142.343.710
CUMPOT_2023_IV	CUMPLIMIENTO POT DISTRITAL	5.301.524.057	32.380.781.648

Código	Nombre del Proyecto	INVA	INVR
DRTRTU_2023_III	DRT - MOD RTU SE FASE II	644.700.078	1.563.361.012
EQCALIDAD_2023_III	CAMBIO DE EQUIPOS CALIDAD DE POTENCIA	751.716.000	1.391.909.000
EQCALIDAD_2023_IV	CAMBIO DE EQUIPOS CALIDAD DE POTENCIA	129.873.000	151.099.000
FOTLC_2023_IV	FO - FIBRA OPTICA A TLC	11.115.278.850	13.008.501.672
GRADESUOB_2023_I	GRANDES CLIENTES URBANA	788.902.000	1.739.437.163
GRADESUOC_2023_I	GRANDES CLIENTES RURAL	1.242.528.000	17.597.248.609
MEF1AMRUM_2023_II	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION USME REDES	927.867.280	4.253.479.919
MEF1AMSEVI_2023_I	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION VICTORIA	782.757.000	802.623.000
METRORCL1_2023_IV	ME - METRO SE AT - MT CALLE PRIMERA REDES	1.572.853.000	2.128.148.779
MNCSATUOB_2023_III	MN - CENTROS SATELITE UOB	365.422.000	2.992.806.987
MNSUPUOB_2023_III	MN - SUPLENCIAS UOB	676.861.800	1.289.050.920
MONCDBT_2023_IV	Monitoreo Centros de Distribución MT/BT	1.108.630.060	10.078.862.600
MPDIS_2023_IV	MACROPROYECTOS DISTRITO	5.070.764.532	6.731.445.339
NEIN115_2023_II	NUEVA ESPERANZA INDUMIL 115 KV	2.516.067.500	2.751.445.872
NORMBA_2023_III	NORMALIZACION SSEE FRONTERA SE BALSILLAS	222.340.606	4.101.737.818
NORMUNC_2023_II	NORMALIZACION DE USUARIOS CLANDESTINOS	944.077.500	1.801.570.143
NORMZPUB_2023_III	NORMALIZACION LINEA ZP-UB	3.781.608.000	4.552.476.869
NSSUPUOB_2023_III	NS - SUPLENCIAS UOB	1.581.939.300	8.080.893.306
NSSUPUOC_2023_III	NS - SUPLENCIAS UOC	1.692.336.250	2.748.821.779
PCBSUOB_2023_III	RES. 222 MADS EQUIPOS PCBS URBANO	959.232.000	1.678.069.379
PEXUOBBT_2023_III	PC - EXTRA CALIDAD BT URBANO	1.677.810.360	2.218.300.188
PREDUOBMT_2023_III	ADECUACION REDES MT URBANO	4.602.114.225	10.470.022.842
PREDUOCMT_2023_III	ADECUACION REDES MT RURAL	5.707.672.924	10.085.291.951
PREPOMUUC_2023_III	PC - REPOSICION LAT 115KV MUÑA - SAUCES FASE II	3.566.314.000	5.417.233.555
PSEUCR_2023_III	PC - SE AT-MT SAUCES REDES	104.030.400	3.516.845.136
REDBARZ_2023_II	SE BARZALOSA REDES	1.783.528.620	14.412.828.738
REEQTLCUOB_2023_IV	ADECUACION EQUIPOS TLC URBANO	1.638.581.064	2.325.598.021
REEQTLCUOC_2023_III	ADECUACION EQUIPOS TLC RURAL	545.514.000	1.054.466.963
REEQTLCUOC_2023_IV	ADECUACION EQUIPOS TLC RURAL	920.384.016	922.549.438
REPCELD_2023_III	REPOSICION CELDAS	6.207.726.000	8.558.763.148
REPEOPR_2023_III	REPOSICION ELEMENTOS OPER. RURAL	259.455.128	357.320.940
REPEOPU_2023_III	REPOSICION ELEMENTOS OPER. URBANO	2.300.198.065	2.737.192.100
REPOMTRURR_2023_IV	REPOSICION REDES RURALES MT	455.898.048	491.328.879
REPOMTURBA_2023_III	REPOSICION REDES URBANAS MT	1.124.693.950	3.073.728.385
REPOMTURBA_2023_IV	REPOSICION REDES URBANAS MT	371.901.450	4.216.195.407
REPOUOBBT_2023_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA URBANA NIV 1	366.901.320	794.056.308
REPOUOBMT_2023_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA URBANA NIV 2	10.357.806.700	14.633.927.112
REPOUOCBT_2023_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA RURAL NIV 1	10.042.474.500	13.016.072.449
REPOUOCMT_2023_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA RURAL NIV 2	6.492.603.250	7.660.854.384
REPSEATMT_2023_IV	SUSTITUCION DE TRAFOS AT - MT y MT - MT	382.902.000	495.902.942

Código	Nombre del Proyecto	INVA	INVR
RMURED_2023_III	REEMPLAZO CAJAS DE MANIOBRA RMU - RED	482.575.138	772.347.378
SEFVIVO_2023_III	SUBESTACIONES FRENTE VIVO	3.916.187.994	4.492.082.519
SEGNR_2023_II	SUBESTACION GRAN SABANA - REDES	775.826.000	995.180.563
TRLLNN4_2023_III	TRASLADOS SOLICITUD TERCEROS LINEAS AT LLNN NIV 4	601.462.900	854.100.849
TRYEQUOB_2023_III	TRAFOS Y EQUIPOS URBANA	2.581.215.000	5.014.292.534
Total General		171.166.402.703	331.530.938.919

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

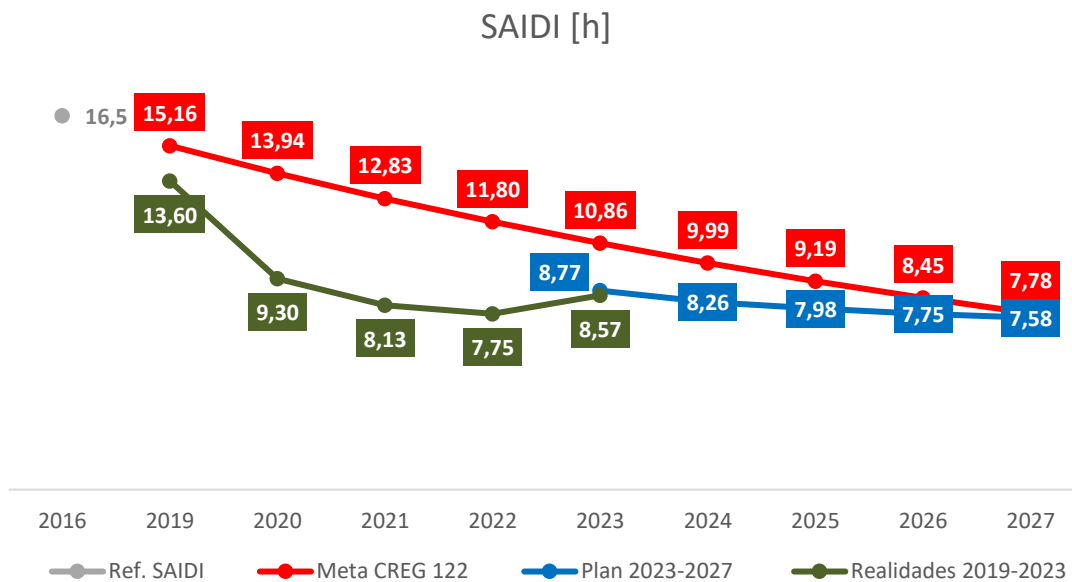
A continuación, se describe el desempeño de la calidad del servicio mediante los resultados de los indicadores de calidad del servicio en el SDL del año 2023 respecto a las metas planeadas 2023-2027.

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 2023-2027 aprobado mediante la Resolución CREG 501 126 de 2025 y la senda regulatoria definida por la CREG en la Resolución 122 de 2020.

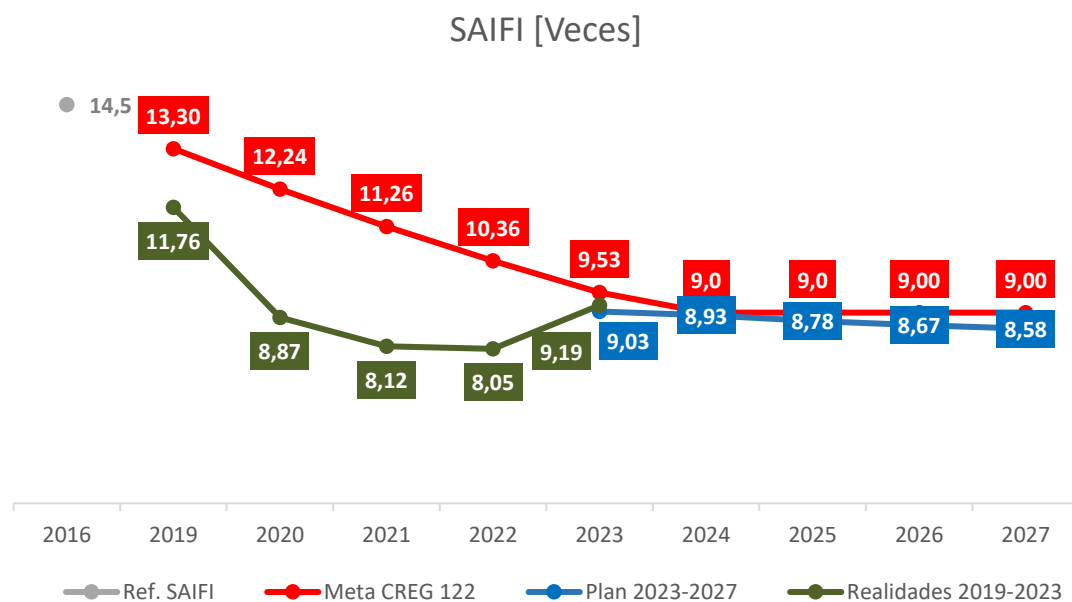
A partir del comportamiento esperado en los indicadores SAIDI y SAIFI en el horizonte a mediano plazo, se prevén proyectos para garantizar el cumplimiento de los indicadores de calidad en el SDL, tal como se muestra en la senda del Plan de inversiones 2023-2027 (curvas color azul).

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
ADECTLCUOB_2023_III	ADECUACION EQUIPOS TLC URBANO	318.519.000	0
ADECTLCUOC_2023_III	ADECUACION EQUIPOS TLC RURAL	318.519.000	57.176.000
AUTOFRG_2023_IV	NETWORK AUTOMATION FRG	3.091.616.000	2.819.198.000
CALIDPOTEN_2023_IV	CALIDAD DE LA POTENCIA	320.853.000	0
CDFREINUOB_2023_IV	CENTROS DE DISTRIBUCIÓN URBANO	647.040.662	131.232.068
CDFREINUOC_2023_IV	CENTROS DE DISTRIBUCIÓN RURAL	496.489.512	660.668.179
DRTRTU_2023_III	DRT - MOD RTU SE FASE II	644.700.078	1.563.361.012
DRTRTU_2023_IV	DRT - MOD RTU SE FASE II	3.864.524.000	3.943.000
FOTLC_2023_IV	FO - FIBRA OPTICA A TLC	11.115.278.850	13.008.501.672
MEDFOREUOB_2023_III	MEDIDAS TECNICAS FORESTALES - URBANO	8.913.193.800	2.618.020.301
MEDFOREUOC_2023_III	MEDIDAS TECNICAS FORESTALES - RURAL	11.356.720.302	1.079.178.101
MNCLI360_2023_III	MN - CLIENTES 360	193.029.000	13.746.997
MNCLI360_2023_IV	MN - CLIENTES 360	786.375.442	3.215.000
MNCSATUOAT_2023_IV	MN - CENTROS SATELITE UOAT	1.126.537.690	481.818.740
MNCSATUOB_2023_III	MN - CENTROS SATELITE UOB	365.422.000	2.992.806.987
MNCSATUOB_2023_IV	MN - CENTROS SATELITE UOB	1.159.596.426	0
MNCSATUOC_2023_III	MN - CENTROS SATELITE UOC	277.279.450	0
MNCSATUOC_2023_IV	MN - CENTROS SATELITE UOC	1.024.098.203	0
MONCDBT_2023_IV	Monitoreo Centros de Distribución MT/BT	1.108.630.060	10.078.862.600

Código	Nombre del Proyecto	INVA	INVR
NIFRESEURB_2023_III	NIVEL FREATICO EN SUBESTACIONES URBANAS	1.195.569.099	0
PEXUOBBT_2023_III	PC - EXTRA CALIDAD BT URBANO	1.677.810.360	2.218.300.188
PEXUOBBT_2023_IV	PC - EXTRA CALIDAD BT URBANO	1.331.654.179	0
PEXUOCMT_2023_III	PC - EXTRA CALIDAD RURAL MT	2.131.650.464	135.365.652
PEXUOCMT_2023_IV	PC - EXTRA CALIDAD RURAL MT	1.320.534.144	0
REEQTLCUOB_2023_III	ADECUACION EQUIPOS TLC URBANO	545.514.000	443.824.863
REEQTLCUOB_2023_IV	ADECUACION EQUIPOS TLC URBANO	1.638.581.064	2.325.598.021
REEQTLCUOC_2023_III	ADECUACION EQUIPOS TLC RURAL	545.514.000	1.054.466.963
REEQTLCUOC_2023_IV	ADECUACION EQUIPOS TLC RURAL	920.384.016	922.549.438
SECCEFICAZ_2023_III	SECCIONAMIENTO EFICAZ	131.000.000	3.600.000
SECCEFICAZ_2023_IV	SECCIONAMIENTO EFICAZ	94.974.000	540.000
SEFVIVO_2023_III	SUBESTACIONES FRENTE VIVO	3.916.187.994	4.492.082.519
SODSEGMTR_2023_III	SOLUCION DEFECTOS SEGURIDAD REDES MT RURAL	1.606.504.320	73.681.530
SODSEGMTU_2023_III	SOLUCION DEFECTOS SEGURIDAD REDES MT URBANA	1.464.238.500	1.059.097.805
TRLLNN4_2023_III	TRASLADOS SOLICITUD TERCEROS LINEAS AT LLNN NIV 4	601.462.900	854.100.849
UOBINUND_2023_III	ADECUACION SUBESTACIONES INUNDABLES MT/BT	2.252.462.456	1.456.304.800
Total general		68.502.463.970	50.551.241.287

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 501 126 de 2025, las cuales se indican en la Tabla 7-1

Tabla 7-1 Proyectos Adicionales 2023

Código	Nombre del Proyecto	INVTR
AMPLIABOG_2024_I	AMPLIACION CAPACIDAD MT BOGOTA	9.640.752
AMPLIABOG_2024_II	AMPLIACION CAPACIDAD MT BOGOTA	402.621.467
AMPLIACUN_2024_II	AMPLIACION CAPACIDAD MT CUNDINAMARCA	182.144.309
AMPLIAMOR_2024_II	AMPLIACION SE MOSQUERA 11.4 KV - REDES	410.086.468
CDIE_CBCCRM_R0023_20_II	PC - REDISEÑO REDES SE TERMINAL	1.950.576.398
CDIE_CBCCSM_R0192_21_II	PC - SE AT-MT TERMINAL	303.843.000
CDIM_CADCRA_RCN01_22_I	AMPLIACION CAPACIDAD SE NOROESTE - REDES	2.233.522
CDIM_CADCRA_RCN03_21_II	AMPLIACION CAPACIDAD SE CHIA REDES	1.029.490.701
CDIM_CADCSR_P0007_22_II	SE BARZALOSA AT - MT	4.490.679.360
CDIM_CADCSR_R0090_22_I	AMPLIACION SE SAN JORGE MT - MT	525.053.000
CDIM_CADCSR_R0090_22_II	AMPLIACION SE SAN JORGE MT - MT	1.462.514.092
CDIM_CADCSR_R0112_21_II	AMPLIACION SE NEMOCON MT-MT	214.616.756
GRADESUOC_2024_II	GRANDES CLIENTES RURAL	5.439.258.124

Código	Nombre del Proyecto	INVTR
MEF1AMRFO	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION FONTIBON REDES	2.003.153.943
MEF1AMSETX	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION TERMINAL REDES	2.614.738.819
MEF1REDOCC_2024_II	ME - SE AT - MT TREN_OCCID REDES	3.920.123.804
METROCL1_23_II	ME - METRO SE AT - MT CALLE PRIMERA	913.575.000
NORMAUX_2024_IV	NORMALIZACION SERVICIOS AUXILIARES SSEE	3.264.294
NORMLGFL	NORMALIZACION LINEA LG-FL	165.330.000
NORMTEC_2024_III	NORMALIZ Y REPOS SE AT-MT TECHO	1.580.660.049
PQRBO_2024_III	PC - SE MT - MT BOQUERON REDES	997.926.971
RECELDASIA	REPOSICIÓN CELDAS R1 de CHIA	260.919.000
REDBARZ_2023_III	SE BARZALOSA REDES	50.688.000
REDESNM_21_II	AMPLIACION SE MT - MT NEMOCON MT - MT REDES	2.061.356.950
REDESSS_23_I	SE SUESCA REDES	2.752.897
REDESSS_23_II	SE SUESCA REDES	86.521.725
SECASJ	SUBESTACION SAN JOSE	101.622.000
SEMTMTGD_22_II	AMPLIACION SE MT - MT GUADUAS	1.019.000
SEMTMTTL	AMPLIACION SE MT -MT TABACAL	1.741.249.785
SPTLAT_2023_III	NORMALIZACION SPT LAT RETIE	15.020.000
Total general		32.942.680.185

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

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.