Informe de ejecución
Plan de Inversiones
2024
ENEL COLOMBIA

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

TABLA DE CONTENIDO

1. ANTECEDENTES 5

2. RESUMEN EJECUTIVO 9

2.1. DELTA INVA E INVR DE INFRAESTRUCTURA 2024 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. Sistemas de información para la Gestión de Activos 12

2.4.2.1. Descripción general del Sistema de Gestión de Activos 13

2.4.2.2. Mantenimiento del Sistema de Gestión de Activos 13

2.5. UNIDADES CONSTRUCTIVAS ESPECIALES 15

2.6. RESUMEN COMPARACIÓN CON VALORES DE COSTO DE REPOSICIÓN DE REFERENCIA CRR 15

2.7. PROYECTOS EXPANSIÓN DE COBERTURA EN ZONAS INTERCONECTABLES 16

2.8. BASE REGULATORIA DE TERRENOS 18

2.9. COSTOS SOCIO AMBIENTALES 18

3. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS 20

4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO 25

4.1. USUARIOS 26

4.2. SOLICITUDES DE CONEXIÓN 26

4.3. PÉRDIDAS 26

4.4. OPERACIÓN DEL SISTEMA EN EL 2024 VERSUS EL PLAN 2023 - 2027 26

4.4.1. Demanda de energía y potencia 27

4.4.2. Cargabilidad de los principales elementos del sistema (formato 4) 27

5. RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN 32

5.1 RESUMEN POR FOCO DE INVERSIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN 32

5.2 RESUMEN POR TIPO DE INVERSIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN 33

5.3 PROYECTOS RELEVANTES 34

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 41

9. GESTIÓN DE ACTIVOS 41

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 12
Tabla 2-5 Cronograma de mantenimiento del SGAC en el 2024 14
Tabla 2-6 Cantidades ejecutadas en 2024 UUCC especiales aprobadas Resolución 501 110 de 2024 .. 15
Tabla 2-7 Comparación CRR Vs INVA Niveles de tensión 1,2 y 3 16
Tabla 2-8 Comparación valor total solicitado por el OR y valoración CREG PIEC 2024 (RPP0) 16
Tabla 2-9 Plan de expansión de cobertura en zonas interconectables, RPP 0 16
Tabla 2-10 Inversiones Ejecutadas Expansión de Cobertura IREC, RPP 0 17
Tabla 2-11 Inversiones Ejecutadas Expansión de Cobertura IREC, RPP 0 17
Tabla 2-12 Delta 2024 base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017) 18
Tabla 2-13 Base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017) 18
Tabla 2-14 Costos Socio Ambientales 19
Tabla 4-1 Descripción del sistema Operado 2024 25
Tabla 4-2 Índice de Pérdidas 26
Tabla 4-3 Demanda de Potencia y Energía 27
Tabla 4-4 Desagregación de la Demanda de Energía OR 27
Tabla 4-5 Rangos de cargabilidad de los transformadores vs capacidad nominal en condiciones normales de operación 27
Tabla 4-6 Rangos de cargabilidad de transformadores frente a carga máxima en condiciones normales de operación 29
Tabla 4-7 Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 4 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación. 30
Tabla 4-8 Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 2 y 3 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación 31
Tabla 4-9 Cargabilidad de transformadores de distribución 32
Tabla 5-2 Resumen de inversiones por foco de inversión y nivel de tensión 32
Tabla 5-3 Resumen de inversiones por tipo de inversión y nivel de tensión 33
Tabla 5-4 Proyectos Relevantes 34
Tabla 6-1 Inversiones asociadas a calidad del servicio 40
Tabla 7-1 Proyectos Adicionales 2024 41

LISTADO DE GRÁFICAS

Gráfica 4-1 Distribución de Usuarios 26

Gráfica 4-2 Rangos de cargabilidad en transformadores vs Capacidad nominal en condiciones normales de operación año 2024 28

Gráfica 4-3 Rangos de cargabilidad en transformadores vs carga máxima en condiciones normales de operación – año 2024 29

Gráfica 4-4 Cargabilidad en Líneas N4 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2024 30

Gráfica 4-5 Cargabilidad en Líneas N3 y N2 vs carga normal en condiciones de operación normal año 2024..... 31

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 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.
- 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 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 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.
- 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 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.
- 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 12 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, en junio la CREG publicó 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 enero de 2025, la CREG publicó la resolución 501 110 de 2024 en la que aprobó el plan de inversiones 2023 – 2027 y el plan de expansión de cobertura 2023 de Enel Colombia, presentado en agosto de 2022. Por lo anterior, las Inversiones Aprobadas (INVA) por la CREG y referidas en este informe corresponden al aprobado en la resolución CREG 501 110 de 2024 y las cifras de las Inversiones Aprobadas de Expansión en Cobertura (IAEC) 2024 conciernen al de la resolución 501 044 de 2024.
- El 12 de marzo de 2025, la CREG envió una fe de erratas a ENEL Colombia S.A E.S.P. de la Resolución 501 044 de 2024, en que corrige el subíndice t=5 para hacer referencia al año t=6 (2024), que corresponde con lo analizado y expedido en la Resolución CREG 501 044 de 2024.
- Con respecto a las metas de calidad media, en el numeral 5.2.3.2.1 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, modificado por el artículo 28 de la Resolución CREG 036 de 2019, se estableció que "después del año 5 del periodo tarifario, la CREG estimará y publicará, mediante circular, las metas de calidad anual de cada OR hasta que se expida una nueva regulación". En cumplimiento de lo anterior, la CREG publicó las Circulares 001, 003, 026, 031, 053, 115 de 2024, en que se definieron los criterios y consideraciones para las metas de calidad media de los años sexto y séptimo de los Operadores de Red de Colombia. En 2025, la CREG publicó la Circular 124 de 2025, la cual presentó los criterios definitivos para el cálculo de las metas de calidad del servicio en los SDL de los años sexto y séptimo del periodo tarifario. Con base en la regulación vigente y las disposiciones antes mencionadas, la CREG realizó el cálculo de las metas de calidad media para el año sexto del periodo tarifario para la empresa Enel Colombia S.A. E.S.P., y los publicó a través de la Resolución CREG 501 084 de 2024. El 13 de enero de 2025, la CREG envió comunicación a ENEL COLOMBIA S.A E.S.P., con radicado CREG S2025000253, mediante la cual adjuntó una fe de erratas a la Resolución CREG 501 084 en donde corrige los errores de forma identificados en la novedad inicial. 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 024,047 de 2020 y la 017 de 2024. El informe anual de 2024 dentro de la estrategia de comunicación dirigida hacia los usuarios fue presentado en los medios exigidos por el Regulador el 28 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 2024, acorde con el plan de inversiones 2023-2027 aprobado por la CREG en la Resolución 501 110 de 2024.

En la Tabla 2-1, se visualiza una comparación para el año 2024 entre el Plan de Inversiones aprobado (INVA) vigente en la Resolución CREG 501 110 de 2024 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	82.083.875.733	52.775.147.207
Expansión	191.037.437.671	182.553.049.510
PIEC	9.005.106.179	7.963.043.339
Planes Ordenamiento Territorial	12.020.416.532	53.095.698.616
Reposición	170.026.830.626	161.797.349.706
Diferencia en valoración	2.248.696.506	
Total	**466.422.363.247**	**458.184.288.378**

Valores en pesos de diciembre de 2017

Las principales deviaciones están relacionadas con proyectos que incluían unidades constructivas especiales no aprobadas, proyectos con bloqueos en la consecución de licencias y permisos ambientales y una mayor ejecución respecto a lo planeado en proyectos enmarcados en los planes de ordenamiento territorial debido a un aumento en las necesidades del distrito.

La diferencia en valoración corresponde al delta entre los valores aprobados en el artículo 1 de la Resolución CREG 501 110 de 2024 y el resultado de la aplicación de la metodología de valoración de la Resolución CREG 015 de 2018 al Inventario Reconocido INVA 2023 – 2027 e IAEC 2024.

- **Calidad de servicio:** Las inversiones ejecutadas durante el año 2024 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 2024 y adicionalmente ha ejecutado las inversiones necesarias en la ampliación de redes e infraestructura eléctrica para atender la demanda del área de influencia.

- **PIEC:** Durante el año 2024 Enel Colombia realizo inversiones asociadas con la expansión de cobertura de energía eléctrica en su zona de influencia, lo cual permitió energizar a 1.005 viviendas sin servicio en 53 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.

- **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 2024 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.

Estas inversiones en activos de uso con ampliación de la red han permitido la conexión de 61.212 clientes, de la totalidad de los 91.424 incorporados en el 2024, 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 2024 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 y de esta manera mejorar la calidad del servicio.
- **Aumento Capacidad Líneas Sabana Norte Bogotá:** Se repotenciaron 36 km de líneas de 115 kV que alimentan la Sabana Norte de Bogotá, con lo cual se habilitan las conexiones de nuevos usuarios y garantiza una alimentación confiable en el mediano plazo en la zona.
- **Nuevas subestaciones AT/MT Tren de Occidente:** Durante el año 2024 Enel Colombia puso en operación la nueva subestación AT/MT Tren Occidente con el objetivo de atender las

necesidades del sistema y brindar el suministro de energía al Regiotram de Occidente (sistema masivo de movilidad basado en trenes eléctricos ligeros) en el municipio de Facatativá.

2.1. Delta INVA e INVR de infraestructura 2024

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 2024 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	25	659	37	365	12	-293
2- MEDIA TENSIÓN	65	783	107	742	43	-41
3- MEDIA TENSIÓN	12	183	10	131	-2	-52
4- ALTA TENSIÓN	0	55	0	65	0	10
TOTAL	**102**	**1.680**	**154**	**1.303**	**52**	**-377**

Longitud de canalización, corresponde a las longitudes en canalizaciones, mientras que la longitud de línea corresponde a la longitud de las redes tanto aéreas como subterráneas.

Para los proyectos tipo II y IV o asociados a la instalación de nuevos activos de media tensión (NT2 y NT3), 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)	64	12	107	10	43	-2
LONGITUD DE LINEA (Km)	303	105	449	106	147	1
CANTIDAD TRANSFORMADORES POTENCIA	5	2	5	1	0	-1

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

Las inversiones durante el año 2024 en proyectos de retiro y reposición de activos han generado una valoración de BRAFO por $78.709.637.123 distribuida en los diferentes niveles de tensión como se muestra en la tabla 2-4.

Tabla 2-4 BRAFO

Nivel de tensión	BRAFO
1	26.629.329.008
2	30.419.965.618
3	9.232.831.491
4	12.427.511.006
Total	**78.709.637.123**

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 34% y 39% respectivamente; en el nivel de tensión 1 el mayor volumen de reposición se presenta en transformadores de distribución (Categoría 11), para el nivel de tensión 2 el mayor valor de BRAFO es por transformadores de potencia (Categoría 1), en el nivel de tensión 3 el mayor aporte corresponde a las redes subterráneas (Categoría 8) y finalmente en el nivel de tensión 4 las reposiciones están asociadas a la categoría 7 correspondiente a postes.

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 20% en la relación BRAFO/INVR soportado en valores históricos, este indicador cierra con un valor del 17% 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

Dado que Enel Colombia es un operador de red que a diciembre 2017 tenía pérdidas de energía en nivel de tensión 1 inferiores a sus valores reconocidos, no tiene actualmente un plan de reducción de pérdidas presentado al Regulador para el presente período tarifario. Por lo anterior, de acuerdo con el numeral 7.3.3 literal a) “Inicio del plan de mantenimiento de pérdidas” de la resolución CREG 015 de 2018, Enel Colombia tiene un plan de mantenimiento de pérdidas cuyo costo anual fue aprobado en la resolución “Resolución CREG 189 de 2019 “, la cual sigue vigente hasta que una nueva resolución modifique los costos del plan.

2.4. Gestión de Activos

2.4.1. Sistemas de información para la Gestión de Activos

Los sistemas de información para gestión de activos se mantienen operativos, incorporando mejoras para optimizar su funcionamiento. Estas mejoras responden a los incidentes reportados por los usuarios internos y se gestionan de acuerdo con el modelo de atención establecido.

2.4.2. Mantenimiento y mejora del Sistema de Gestión de Activos

2.4.2.1. Descripción general del Sistema de Gestión de Activos

El Sistema de Gestión de Activos bajo el estándar ISO 55001:2014, mantiene su certificación, la cual fue otorgada por ICONTEC en 2024, en cumplimiento del numeral 6.3.3.4 de la Resolución CREG 015 de 2018.

Adicionalmente, se ha evaluado la actualización a la versión 2024 del estándar ISO 55001, con el fin de implementar el plan de transición que garantice el cumplimiento de los nuevos requisitos.

2.4.2.2. Mantenimiento del Sistema de Gestión de Activos

2.4.2.2.1. Mantenimiento y mejora del SGA

El mantenimiento y mejora del Sistema de Gestión de Activos (SGAC) se desarrolló a través de las siguientes etapas:

- Identificación de oportunidades de mejora en el sistema.
- Aseguramiento de cumplimiento de requisitos normativos.
- Ejecución de planes de acción para optimización del sistema.

En mayo de 2024, ICONTEC realizó la auditoría externa de recertificación al Sistema de Gestión de Activos de Enel Grids Colombia, conforme al estándar ISO 55001:2014. Se mantuvo el alcance del portafolio de activos de AT, MT, BT y Centro de control.

Una vez recibido el otorgamiento del certificado del Sistema de Gestión de Activos y en línea con la filosofía de mejora continua del estándar ISO 55001:2014, se han implementado nuevos planes de optimización, incluyendo la mejora de la calidad de los datos de los activos. Esto busca fortalecer la toma de decisiones y garantizar coherencia entre las perspectivas técnicas y regulatorias.

2.4.2.2.2. Plan de mantenimiento y Mejora del SGAC

El cronograma detallado en la siguiente tabla asegura el cumplimiento de los requisitos del sistema. Cada actividad se describe en el informe de avance de implementación del Sistema de gestión de activos conforme a lo estipulado en la Resolución CREG 015 de 2018.

Tabla 2-5 Cronograma de mantenimiento del SGAC en el 2024

Actividades	Q1	Q2	Q3	Q4
Diagnóstico de cumplimiento del SGAC				
Mantenimiento y mejora del SGAC				
Renovación de certificado del SGAC				

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

El plan de mantenimiento y mejora del Sistema de Gestión de Activos (SGAC) se ha desarrollado en tres niveles: estratégico, táctico y operativo, asegurando un enfoque integral para la gestión eficiente de los activos.

Marco estratégico

En el proceso de recertificación del Sistema de Gestión de Activos, se han llevado a cabo las siguientes acciones claves:

- Actualización de la Política del Sistema de gestión integrado, reafirmando el compromiso con la gestión de activos a lo largo de su ciclo de vida, considerando costos, riesgos y desempeño, y asegurando el cumplimiento de los requisitos legales aplicables.
- Divulgación de los principios de la política a todo el personal de la línea de negocio Grids a través de socializaciones y publicaciones a las partes interesadas.
- Revisión y actualización del Plan estratégico de Gestión de activos (PEGA), incluyendo la evaluación de la estructura organizacional y la actualización de documentos asociados al SGAC.
- Fortalecimiento del Comité de Gestión de Activos, consolidándolo como un mecanismo de liderazgo y seguimiento de acciones de mejora. En este espacio se analizan temas relevantes sobre la gestión de activos, resultados de indicadores y cumplimiento de los objetivos del SGAC.

Marco táctico

Durante 2024, se realizaron dos ciclos de auditoría interna al Sistema de gestión integrado, incluyendo la verificación del componente del SGAC. En estas auditorias se evaluaron los activos de AT, MT, BT y Centro de Control, mediante:

- Entrevistas sobre el desarrollo y desempeño de los procesos dentro del ciclo de vida de los activos.
- Evaluación del aporte de las áreas Staff en el soporte de la gestión de activos.
- Verificación del alineamiento entre los objetivos del sistema, el direccionamiento estratégico y el cumplimiento regulatorio.

Los resultados de las auditorias evidenciaron que los objetivos del SGAC han apalancado el cumplimiento normativo y la orientación estratégica del negocio.

Marco operativo

Se avanzó en la implementación de modelos de estimación del índice de salud y vida útil remanente para los activos de mayor criticidad, priorizando los activos de AT.

Además, en el Comité de Gestión de Activos, se hizo seguimiento a la gestión de riesgos técnicos de los activos, manteniendo en el año 2024 la metodología definida en la instrucción de trabajo WKI-ND-ND-22-0140-CODE. Esta metodología establece el proceso de evaluación y clasificación de los riesgos operativos asociados a la indisponibilidad de los activos, permitiendo una mejor identificación, control y mitigación de riesgos.

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”.
En la Tabla 2-6, se presentan las unidades constructivas aprobadas en la Resolución 501 110 de 2024 que entraron en operación durante el 2024:

Tabla 2-6 Cantidades ejecutadas en 2024 UUCC especiales aprobadas Resolución 501 110 de 2024

Unidad Constructiva	Descripción	Unidad de Medida	Cantidad construida
N1T75	Subestación compacta subterránea	Q	2
N1T87	Monitoreo de Centros de Distribución MT/BT	Q	489
N2EQ41	Celda compacta RMU (Ring Main Unit)	Q	5
N3L143	Poste de concreto extra - reforzado 3000-3500 kg de 14m	Q	272
N4L107	km de conductor Alta Temperatura (ACCC Lisbon) 1200 A	km	36
N4S74	Bahía híbrida línea/trafo barra sencilla Y2	Q	4

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 501 110 de 2024, ya que corresponden al 4,4% del $CRR_{1,2,3}$ y para el caso de las inversiones ejecutadas corresponde al 4,4% 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	72.981.623.438	95.870.061.054
Nivel de tensión 2	243.380.871.461	248.623.478.451
Nivel de tensión 3	93.181.441.779	64.072.517.909
Niveles 1, 2, 3	**409.543.936.678**	**408.566.057.414**
INVA e INVR vs CRR	**4,4%**	**4,4%**
	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, en el segundo semestre de 2023, mediante comunicaciones con radicado CREG E2023015773 ENEL COLOMBIA S.A. ESP solicitó la remuneración de proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables para el año 2024. Dichos proyectos fueron aprobados con la Resolución CREG 501 044 del 26 de abril de 2024 confirmando su aplicación a ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. mediante la comunicación CREG S2023005281. Dicha resolución refiere la aprobación de los cargos para los siguientes proyectos que fueron presentados por Enel Colombia:

Tabla 2-8 Comparación valor total solicitado por el OR y valoración CREG PIEC 2024 (RPP0)

	Año6	Total
Solicitud OR	9.005	9.005
Valoración inicial CREG	9.005	9.005
Diferencia	0	0
Diferencia %	**0%**	**0%**

Valores en Millones de 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,6	IAECj,3,I,6	IAECj,2,I,6	IAECj,1,I,6
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	1.331.946.408	0

Categoría de activos I	IAECj,4,I,6	IAECj,3,I,6	IAECj,2,I,6	IAECj,1,I,6
I=8	0	0	0	0
I=9	0	0	11.318.400	0
I=10	0	0	0	0
I=11	0	0	0	645.865.920
I=12	0	0	0	7.015.975.451
Total	**0**	**0**	**1.343.264.808**	**7.661.841.371**

Valores en pesos de diciembre de 2017

Una vez ejecutado el Plan de Cobertura para 2024 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 Presentados a la CREG Resolución CREG	Inversiones Realizadas en Expansión de Cobertura – IREC	Diferencia ($)	Diferencia %
CODENSA_2024-Py-00001	2024	8.290.687.386	7.407.702.955	- 882.984.430	-11%
CODENSA_2024-Py-00002	2024	714.418.884	496.711.424	- 217.707.460	-30%
Total general		**9.005.106.179**	**7.904.414.380**	**- 1.100.691.890**	-12%

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,6	IRECj,3,I,6	IRECj,2,I,6	IRECj,1,I,6
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	1.886.720.310	0
I=8	0	0	0	0
I=9	0	1.380.000	89.434.800	0
I=10	0	0	0	0
I=11	0	0	0	388.007.280
I=12	0	0	0	5.538.871.989
Total	**0**	**1.380.000**	**1.976.155.110**	**5.926.879.269**

Valores en pesos de diciembre de 2017

Adicional, en el marco de los proyectos de expansión de cobertura se realizaron inversiones por 333.565.644 (pesos de diciembre de 2017) con RPP=1. lo que corresponde a inversión 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 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 son propiedad de Enel Colombia.

- 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 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 2024.

Tabla 2-12 Delta 2024 base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017)

Variable	Nivel 4	Nivel 3	Nivel 2	Total
BRT 2024	188.454	2.207.138	8.446.250	**10.841.843**

Cómo la variable BRT es una suma acumulada, se realizó la adición del BRT 2024 (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 2024:

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

Variable	Nivel 4	Nivel 3	Nivel 2	Total
BRT	4.878.151.233	654.155.998	2.500.134.261	**8.032.441.491**

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 2024 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	Participación Costos Socio Ambientales (%)
ADECUACION REDES MT RURAL	0,38%
AMPLIACION CAPACIDAD MT BOGOTA	0,10%
AMPLIACION CAPACIDAD SE UBATE REDES	0,02%
AMPLIACION SE AT-MT MOSQUERA 11.4 KV	0,03%
AMPLIACION SE MT-MT	0,17%
AUMENTO DE CAPACIDAD LINEAS	0,78%
CENTROS DE DISTRIBUCIÓN RURAL	2,07%
CONCESIONES	4,63%
CONEXIONES - CIRCUITOS RURAL	0,10%
LINEA 115 TECHO VERAGUAS	9,28%
ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION VICTORIA REDES	0,01%
ME - LINEAS AT TREN_OCCID	24,06%
ME - METRO SE AT - MT PORVENIR REDES	0,03%
ME - SE AT - MT TREN_OCCID	13,42%
ME - SE AT - MT TREN_OCCID REDES	0,03%
NORMALIZACION LINEA ZP-UB	15,80%
NORMALIZACION SERVICIOS AUXILIARES SSEE	0,02%
NS - CIRCUITOS NVOS UOC	0,45%
NS - NORMALIZACION RECONECTADORES SSEE	0,08%
NS - SUPLENCIAS UOB	0,02%
NS - SUPLENCIAS UOC	0,04%
PC - EXTRA CALIDAD BT URBANO	0,51%
PC - NORMAL. Y AMPL. SE MAMBITA AT-MT	1,13%
PC - REPOSICION LAT 115KV MUÑA - SAUCES FASE II	24,98%
PC - SE MT - MT BOQUERON REDES	0,08%

PROYECTO	Participación Costos Socio Ambientales (%)
REPOSICION ELEMENTOS OPER. RURAL	0,10%
REPOSICION INFRAESTRUCTURA LLNN NIV 4	0,57%
REPOSICION INFRAESTRUCTURA URBANA NIV 2	0,02%
SE BARZALOSA REDES	0,80%
PC - SE AT-MT TERMINAL	0,30%
Total	**12.602.264.595**

Valores en pesos de diciembre de 2017.

3. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS

En el 2024 Enel Colombia dio continuidad a la implementación del Plan de Inversiones ratificando su compromiso con el desarrollo de la Ciudad Región como habilitador de la transición energética, la gestión sostenible y el aumento de valor para el cliente / usuario. Todo esto en un entorno global en el que las expectativas de los clientes son más exigentes en términos de confiabilidad del servicio, eficiencia y excelencia operacional.

Las inversiones estuvieron enmarcadas en el fortalecimiento de la red, su resiliencia y la digitalización; cuyo efecto se ve reflejado en la prestación del servicio con calidad, confiabilidad y 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:

- Incorporación de 92.931 nuevos usuarios para cerrar 2024 con un total de 3.956.197 usuarios, es decir un crecimiento del 2% respecto al 2023.
- El abastecimiento confiable de 14.909 GWh en demanda de energía (OR), con un incremento de 101 GWh, respecto al año 2023. De esta demanda 9.495 GWh fueron consumo no residencial (industrial, comercial, oficial) y 5.414 GWh consumo residencial.
- Atención de demanda máxima de potencia del sistema en el 2024, la cual fue de 2.420 MW, con un crecimiento de 1,8% respecto al año 2023. Lo anterior resulta en una señal positiva para 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.
- Implementación de expansiones y reconfiguraciones en red aérea y subterránea de media y baja tensión, así como la instalación y reemplazo de transformadores de distribución para la conexión de 61.212 nuevos usuarios.
- 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 8,11 horas, es decir, 1,88 horas por

debajo del límite (9,99) regulatorio, y en frecuencia (SAIFI) el valor fue de 8,51 veces, es decir, disminuyó en 0,49 veces respecto al límite regulatorio (9 veces).

En proyectos que aportan a la Ciudad Región hacia una movilidad sostenible, en 2024 se adelantaron los siguientes:

- **Primera Línea del Metro de Bogotá:** Con acuerdos, convenios y mesas de trabajo con la Alcaldía Distrital, la Secretaría de Movilidad, Secretaría Distrital de Ambiente, Empresa Metro de Bogotá y el Instituto de Desarrollo Urbano. Durante el 2024 se continuó con el requerimiento del traslado de redes de media y baja tensión.
- **Para los nuevos patios eléctricos de recarga de buses y Transmilenio,** se realizaron los análisis de conexión de los siguientes patios: Gaviota – 7 MVA, Portal 20 de Julio – 10 MVA, Portal Sur – 11 MVA, COP Suba 2 – MVA, El Vínculo – 17 MVA, Centenario – 15 MVA, Calle Sexta - 1,8 MVA, Calle 200 – 12,3 MVA y Patio COP 191 - 10 MVA.
- **Regiotram de Occidente:** Para su conexión y suministro de energía, entró en servicio la nueva subestación AT-MT Tren Occidente, ubicada en el municipio de Facatativá y la subestación Montevideo en Bogotá (localidad de Puente Aranda) se encuentra con la gestión y trámites de licencias ambientales, permisos, entre otros. Con el Convenio de Cooperación CFRO (Concesión Férrea de Occidente) se desarrollan los 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 proyectos en Bogotá:

- **Normalización Subestación Techo** ubicada en la localidad de Kennedy, beneficiando a cerca de 177.000 clientes con la atención del servicio de energía y aumentando la capacidad disponible en la Subestación, pasando de 90 MVA a 120 MVA.
- **Nueva línea de transmisión Techo / Veraguas 115 kV**, beneficiando cerca de 200.000 clientes que se encuentran conectados a circuitos de distribución 11,4 kV que inician de las subestaciones AT / MT Techo y Veraguas, aportando al crecimiento y desarrollo en la zona, y a la seguridad y confiabilidad del servicio con la modernización de los activos de la subestación.

En Cundinamarca se realizaron inversiones que contribuyen al aumento de confiabilidad y calidad del servicio, entre ellas:

- **Ampliación de la subestación Noroeste** con un tercer transformador de 63 MVA 115 kV / 34,5 kV, el cual, suministrará energía a los nuevos usuarios industriales de la zona y mejorará la calidad y confiabilidad del servicio en el área.
- **Normalización y ampliación Subestación Mámbita** ubicada en el municipio de Ubalá, con la reposición de activos a nivel de 115 kV, la instalación de un nuevo transformador de 25 MVA 115/13,2 kV y su tren de celdas asociadas, beneficiando cerca de 10.000 habitantes en la zona.

- **Ampliación subestación Mosquera**, donde se realizó el cambio del transformador de 30 MVA por 40 MVA, beneficiando alrededor de 30 clientes industriales en la zona, dándole una mayor confiabilidad y potencia firme en la subestación.
- **Repotenciación de las líneas de transmisión** Bacatá – Chía 115 kV, Bacatá – El Sol 115 kV, Noroeste – Tenjo 115 kV y Tenjo – El Sol 115 kV a 1200 A, en la subárea Sabana Norte Bogotá. Se realizo el reemplazo del conductor existente ACSR 605 por un conductor de Alta Temperatura ACCC Lisbon para aumentar la capacidad de transporte de 800A a 1200A en los 4 enlaces de la Sabana Norte (Noroeste – Tenjo / Tenjo – El Sol / Bacatá – El Sol / Bacatá – Chía), con el fin de mejorar la confiabilidad del sistema de transmisión en la Sabana de Bogotá y atender la demanda creciente en la zona.

Otros de los proyectos adelantados durante el 2024, corresponden a:

- **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 activos de transformación en las subestaciones Techo, Victoria, Muzú en Bogotá y a nivel de Cundinamarca en las subestaciones Móvil-Fusa, Agrobetania y Guachetá, beneficiando a cerca de 98.000 usuarios. En Cundinamarca se reemplazaron las celdas de media tensión en las subestaciones Calera, Cond_Peñon y Tamarindo que beneficia a cerca de 20.000 usuarios. Estas inversiones se reflejan en la confiabilidad del sistema, flexibilidad operativa, 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.
- 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 2024 el desarrollo de 37 km de canalización con proyectos relevantes como la Av. Guayacanes, el Canal Córdoba y Transmilenio en la Av. 68 y Av. Caracas.
- En 2024 se suscribió el **convenio con el Concesionario Ruta Bogotá Norte** 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.
- **Extensión Transmilenio NQS – Soacha,** mejorando los tiempos de desplazamiento y contribuyendo a la consolidación de la Región. En el 2024 se continuó con el soterramiento de redes (Lote 1 y Lote 2) y la instalación de nuevos equipos de maniobra que permitió mejorar la calidad del servicio a los habitantes de la zona.
- Para 2024 se ejecutaron **161 maniobras** provisionales 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.

- **Interconexiones viales:** Con proyectos de escala regional como Accenorte, concesión desde la Calle 245 en Bogotá hasta el municipio de Chía, y, la Ruta 40, concesión encargada para la vía Bogotá – Girardot, se logró el soterramiento y traslado de redes en estas conexiones viales.
- **Desarrollo de los Planes parciales y Actuaciones Estratégicas:** Durante el 2024 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, destacando polos de desarrollo de vivienda como Ciudad Lagos de Torca en el norte de la ciudad con cerca de 135.000 viviendas. Se ha 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.

Es relevante y clave la articulación de las estrategias institucionales con el sector energético, considerando que el plan de expansión se ha visto afectado en la zona Occidente de Bogotá (Funza, Mosquera, Madrid y alrededores) por la negación de la licencia ambiental por parte de la Autoridad (CAR) para el proyecto subestación Occidente y sus redes asociadas. Esta situación ha llevado a la supeditación de las necesidades de atención de la nueva demanda, la calidad y confiabilidad del servicio, el desarrollo y crecimiento en la región a proyectos alternativos que se encuentran en etapa de evaluación de factibilidad técnico-ambiental. Dichos atrasos causan sobrecostos en los insumos y materiales, generando impactos negativos en los resultados previstos de las inversiones.

No obstante, Enel Colombia continúa comprometida con el desarrollo de la Ciudad Región, con estrategias e inversiones que siguen enmarcadas en el fortalecimiento y expansión de la infraestructura que permita 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** la repotenciación y rediseño de la red existente, la optimización 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.

- **Reposición de la línea Guaca - Colegio**. Construcción de un nuevo corredor doble circuito a 115 kV desde la subestación La Guaca hasta la subestación Colegio con una longitud lineal de 4,2 km, cada línea tendrá una capacidad de transporte de 1200 Amperios, una de las líneas reemplazará la línea existente Colegio - La Guaca 1 115 kV que cuenta con una capacidad actual de 800 Amperios. El nuevo corredor atraviesa los municipios de Tena, La Mesa y Colegio del departamento de Cundinamarca.
- **Segundo transformador Subestación Nueva Esperanza** con capacidad de 500/115/11,4 kV 450 MVA, para permitir la transferencia de energía desde el Sistema Interconectado Nacional (SIN) hacia el sistema de Enel para atender los crecimientos de demanda en el mediano plazo, aumentando calidad, seguridad y confiabilidad del servicio en Bogotá y Cundinamarca, agregando una nueva frontera de importación de energía desde el STN.
- **Normalización Villeta y Torca:** Instalación de nueva Bahía de transformador a 115 kV y transformador D3 40 MVA 115/11,4 kV con su respectivo tren de celdas en la SE Torca. En cuanto a la SE Villeta se instalará nuevo transformador D1 25 MVA 115/13,2 kV, nuevo tren de celdas en 13,2 kV y nuevas bahías de línea a 34,5 kV. Adicionalmente, se construirán nuevos circuitos en 13,2 kV que disminuyan la cargabilidad de la zona y atiendan la creciente demanda. Se estima la Fecha de puesta en operación en 2027.
- **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.** Se encuentra en proceso por suscribir el convenio con el Concesionario ALO SUR, que beneficiará a las localidades de Fontibón, Kennedy y Bosa en Bogotá y al municipio de Soacha en Cundinamarca. Se continúa con la gestión y articulación para el desarrollo del Corredor Verde Cra. 7ª y la Av. Centenario (Calle 13) y la terminación de proyectos viales como la Av. Novena, vías en Lagos de Torca como la Avenida Polo oriental, Av. Polo occidental y Av. Guaymaral, y, la continuación de proyectos de espacio público aceras y ciclorrutas, entre otras intervenciones viales.
- **Regiotram Occidente:** Habilitar los puntos para su conexión con la construcción de la nueva subestación Montevideo en la localidad de Puente Aranda en Bogotá, y sus redes asociadas. Gestionar mediante el convenio CFRO los traslados, retiros, reubicación de redes, ampliaciones y expansiones de la infraestructura relacionada con la conexión del Regiotram.
- **Desarrollo urbanístico:** En los diferentes municipios de Cundinamarca, especialmente los municipios de la Sabana, se continúa realizando recomendaciones a las Administraciones Municipales, sobre la necesidad de incorporar en los instrumentos de planeación, las áreas para la implantación de subestaciones eléctricas, que puedan atender la demanda de crecimiento urbano de los territorios en cuanto a vivienda, industria y movilidad.
- **Atención del servicio a los Data Centers** de las zonas francas ubicadas en Bogotá en la localidad de Fontibón y en Cundinamarca en los municipios de Gachancipá, Tocancipá, Cota, Tenjo, Mosquera y Funza.
- **Generación distribuida**. 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 939 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 2024

Tipo de infraestructura	Clasificación	2024
Subestaciones	Cantidad total	177
	Transformación total (MVA)	11.833
	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	5.655
	Transformación (MVA) nivel 3	840
Líneas y redes	Total nivel de tensión 4 (km)	939
	Total nivel de tensión 3 (km)	2.516
	Total nivel de tensión 2 (km)	29.596
	Total nivel de tensión 1 (km)	37.470
	Cantidad nivel de tensión 4 aéreas (km)	938
	Cantidad nivel de tensión 3 aéreas (km)	2.087
	Cantidad nivel de tensión 2 aéreas (km)	24.911
	Cantidad nivel de tensión 1 aéreas (km)	36.065
	Cantidad nivel de tensión 4 subterráneas (km)	1
	Cantidad nivel de tensión 3 subterráneas (km)	430
	Cantidad nivel de tensión 2 subterráneas (km)	4.684
	Cantidad nivel de tensión 1 subterráneas (km)	1.406

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 3.956.197 clientes a diciembre de 2024, el 92% son residenciales y el 8% no residenciales, en zona urbana se encuentra el 91% y el 9% en zona rural. El crecimiento para el año 2024 fue de 2% respecto al año 2023.

Gráfica 4-1 Distribución de Usuarios

4.2. Solicitudes de conexión

De los 92.931 nuevos usuarios atendidos, para la conexión de 61.212 de ellos se hicieron trabajos de inversión sobre la red de distribución.

4.3. Pérdidas

En la Tabla 4-2, se indican los índices de pérdidas de energía del sistema operado por Enel Colombia, para el año 2024, calculados conforme lo indican los numerales 7.1.4.1 y 7.1.4.2 de Pérdidas Totales de Energía y Pérdidas de energía en el nivel de tensión 1.

Tabla 4-2 Índice de Pérdidas

Aspecto	Clasificación	2024
Pérdidas de energía	Índice de pérdidas totales del sistema (%) IPTj	8,12%
	Índice de pérdidas en el nivel de tensión 1 (%) PTj,1	8,84%

Ambos índices de pérdida son calculados tomando una ventana de 12 meses para las energías de entrada y salida del sistema.

4.4. Operación del sistema en el 2024 versus el plan 2023 - 2027

A continuación, se indica el estado de operación del sistema en el año 2024, 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	2024-Real	2024-Proyección	2025	2026	2027
Potencia (MW)	2.420	2.411	2.426	2.422	2.465
Energía (GWh)	16.678[1]	17.269	17.590	17.903	17.607

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

La demanda máxima de potencia proyectada fue 2.411 MW, la real estuvo en 2.420 MW, es decir, el crecimiento estuvo 9 MW por debajo respecto a lo esperado. En energía la proyección para el 2024 fue de 17.269 GWh y la demanda real estuvo 591 MWh por debajo con respecto a lo proyectado.

Tabla 4-4 Desagregación de la Demanda de Energía OR

Aspecto	Clasificación	2024
Demanda de energía	Total (MWh) [1]	14.908.787
	Usuarios residenciales (MWh) [1]	5.414.149
	Usuarios no residenciales (MWh) [1]	9.494.638
	Usuarios regulados (MWh) [2]	9.450.577
	Usuarios no regulados (MWh) [2]	5.458.210
	Máximo valor del sistema (día) (MWh) [3]	49.436
	Mínimo valor del sistema (día) (MWh) [4]	30.282

[1] Fuente: Clientes y Usuarios del informe TC1 a cierre Dic- 2024
[2] Consumos facturados mercado regulado y no regulado, sin incluir Alumbrado Público. Fuente: sistemas comercial ENEL
[3] 19 de Noviembre de 2024, Demanda OR. Fuente: archivos Adem (versión TXF), XM
[4] 1 de Enero de 2024, Demanda OR. Fuente: archivos Adem (versión TXF), XM

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

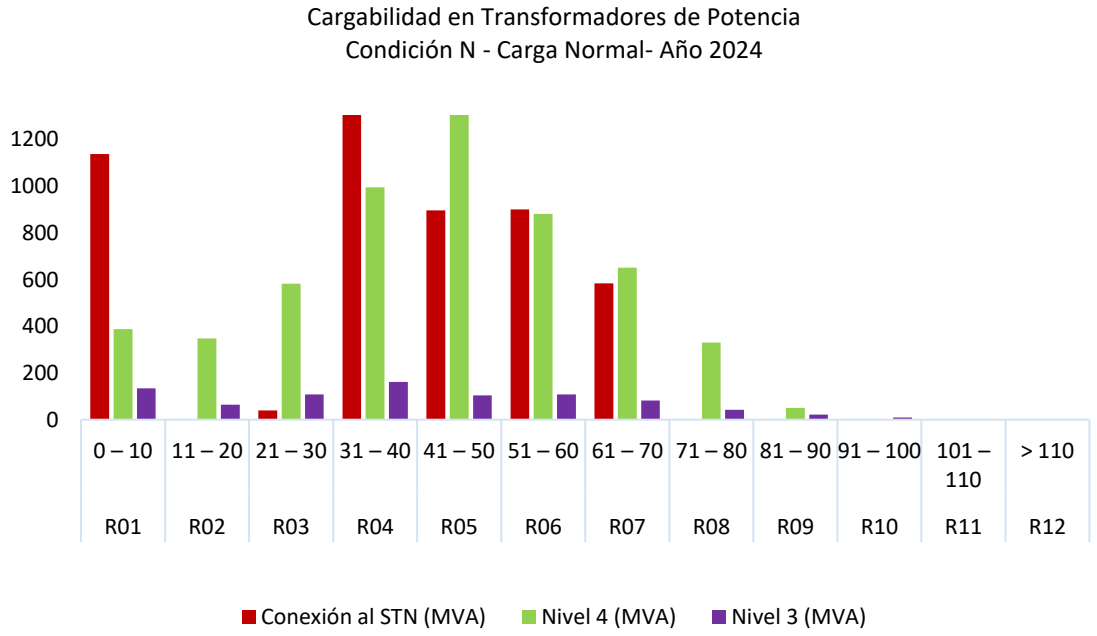
En este numeral se indica la cargabilidad de los principales elementos del sistema presentadas en el diagnóstico del sistema en el plan de inversiones 2023 - 2027 y la cargabilidad presentada en el año 2024.

- **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	1138	0	388	21	137	1.663

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)
R02	11 – 20	0	0	55	348	48	65	413
R03	21 – 30	0	40	122	582	71	108	730
R04	31 – 40	40	1.780	217	995	130	162	2.937
R05	41 – 50	450	896	1.414	1.430	126	104	2.430
R06	51 – 60	1.068	900	1.163	881	106	108	1.889
R07	61 – 70	376	584	1.245	651	163	83	1.318
R08	71 – 80	0	0	1.058	330	137	43	373
R09	81 – 90	112	0	560	50	86	22	72
R10	91 – 100	168	0	232	0	78	10	10
R11	101 – 110	0	0	30	0	18	0	0
R12	> 110	0	0	0	0	30	0	0



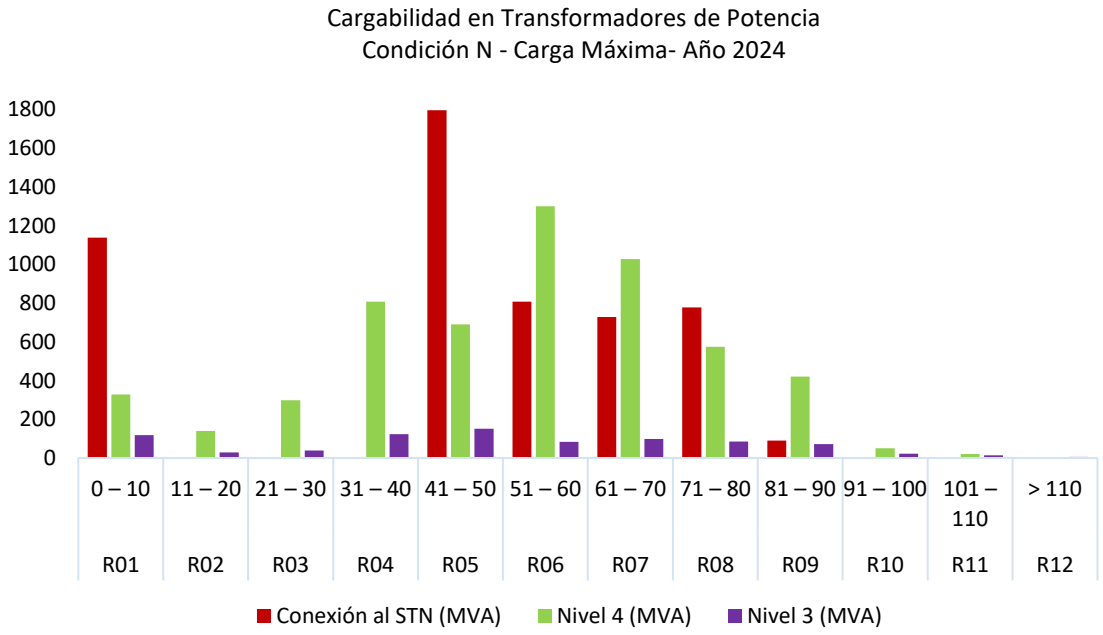
Gráfica 4-2 Rangos de cargabilidad en transformadores vs Capacidad nominal en condiciones normales de operación año 2024

Ninguno de los TRFs de conexión al STN, Nivel de Tensión 4 y 3 presentan rangos de cargabilidad > al 100 % en el 2024.

- **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	1.138	0	328	11	121	1.587
R02	11 – 20	0	0	315	140	12	29	169
R03	21 – 30	0	0	38	298	23	38	336
R04	31 – 40	40	0	107	807	8	123	930
R05	41 – 50	0	1.796	160	690	26	151	2.637
R06	51 – 60	450	808	324	1.300	125	83	2.191
R07	61 – 70	40	728	639	1.027	76	98	1.853
R08	71 – 80	0	778	887	575	90	85	1.438
R09	81 – 90	0	90	1.687	420	114	73	583
R10	91 – 100	672	0	1.000	50	133	22	72
R11	101 – 110	1.012	0	0	20	187	13	33
R12	> 110	0	0	939	0	209	5	5



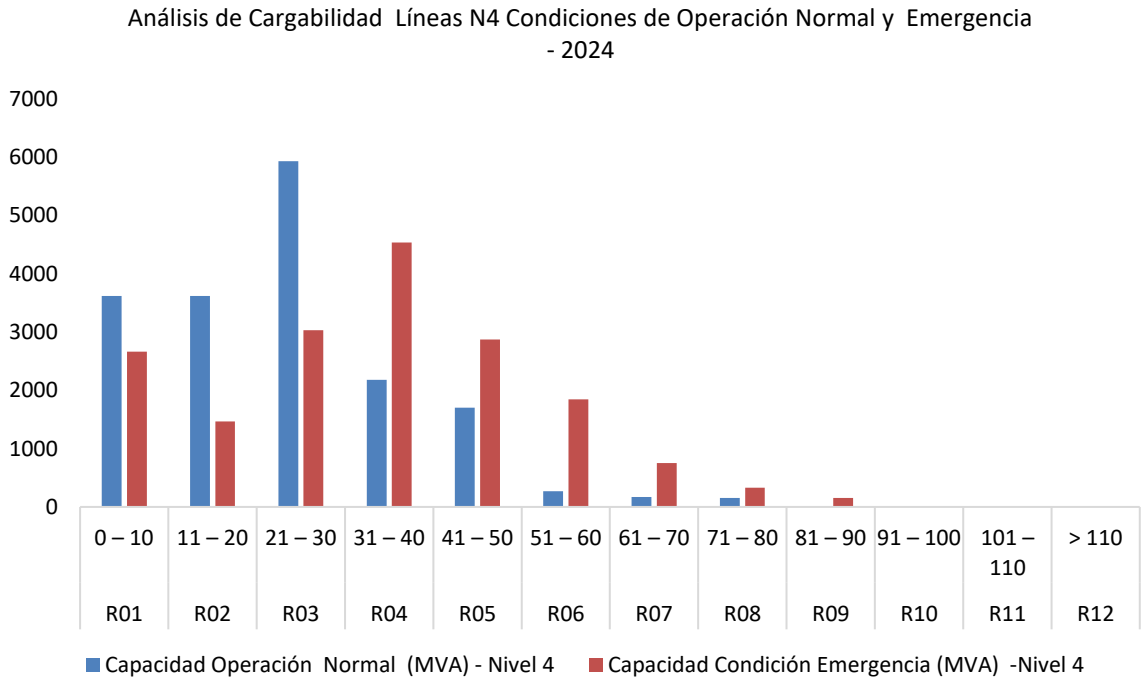
Gráfica 4-3 Rangos de cargabilidad en transformadores vs carga máxima en condiciones normales de operación – año 2024

- **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 2024.

- **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 Real	Capacidad Operación Emergencia (MVA) -Nivel 4 Real
R01	0 – 10	3.617	2.661
R02	11 – 20	3.617	1.466
R03	21 – 30	5.927	3.028
R04	31 – 40	2.179	4.532
R05	41 – 50	1.702	2.871
R06	51 – 60	271	1.843
R07	61 – 70	170	752
R08	71 – 80	152	329
R09	81 – 90	0	152
R10	91 – 100	0	0
R11	101 – 110	0	0
R12	> 110	0	0



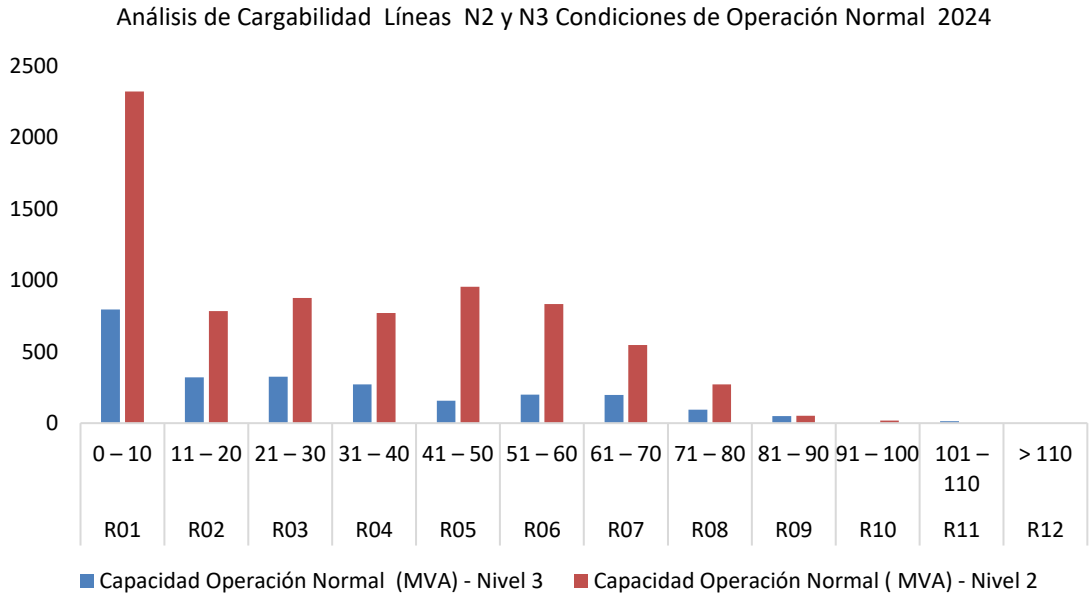
Gráfica 4-4 Cargabilidad en Líneas N4 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2024

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 Normal Real	Capacidad Operación Normal (MVA) – Nivel 2 - Carga Normal	Capacidad Operación Normal (MVA) – Nivel 2 Carga Normal Real
R1	0 – 10	446	794	929	2.320
R2	11 – 20	126	320	646	783
R3	21 – 30	213	324	710	875
R4	31 – 40	308	270	654	769
R5	41 – 50	183	157	813	954
R6	51 – 60	147	200	742	832
R7	61 – 70	146	197	508	547
R8	71 – 80	31	95	234	272
R9	81 – 90	80	49	128	51
R10	91 – 100	0	0	20	19
R11	101 – 110	21	14	5	0
R12	> 110	0	0	0	0



Gráfica 4-5 Cargabilidad en Líneas N3 y N2 vs carga normal en condiciones de operación normal año 2024

- **Cargabilidad de los Transformadores de distribución.** En la siguiente tabla se presenta la cargabilidad presentada en el año 2024.

Tabla 4-9 Cargabilidad de transformadores de distribución

Rango	Rango de Cargabilidad (%)	Cantidad de transformadores	Capacidad de transformación (MVA)
R1	0 – 10	38.580	3.265
R2	11 – 20	13.895	1.173
R3	21 – 30	8.147	686
R4	31 – 40	5.596	467
R5	41 – 50	4.004	330
R6	51 – 60	3.005	249
R7	61 – 70	2.280	189
R8	71 – 80	2.166	180
R9	81 – 90	1.449	132
R10	91 – 100	901	69
R11	101 – 110	535	41
R12	> 110	457	37
Total		**81.015**	**6.818**

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	4.898.652.860	51.235.777.717	17.933.043.032	8.016.402.124	82.083.875.733
Expansión	23.605.142.162	91.828.754.832	52.391.391.645	23.212.149.032	191.037.437.671
PIEC	7.661.841.371	1.343.264.808	0	0	9.005.106.179
Planes Ordenamiento Territorial	0	8.380.053.610	1.157.365.422	2.482.997.500	12.020.416.532
Reposición	45.586.459.657	90.269.752.016	22.519.469.788	11.651.149.166	170.026.830.626
Diferencia en valoración	-1.108.631.241	1.666.533.287	-819.828.108	2.510.622.568	2.248.696.506
Total	**80.643.464.809**	**244.724.136.269**	**93.181.441.779**	**47.873.320.390**	**466.422.363.247**

INVR					
Foco de inversión	**NT 1**	**NT 2**	**NT 3**	**NT 4**	**Total**
Calidad del servicio	3.714.601.135	30.261.463.663	5.138.831.179	13.660.251.230	52.775.147.207
Expansión	38.113.850.150	114.113.090.730	21.860.481.387	8.465.627.244	182.553.049.510
PIEC	5.977.540.605	1.984.122.734	1.380.000	0	7.963.043.339
Planes Ordenamiento Territorial	3.102.543.968	39.641.491.523	5.014.502.253	5.337.160.871	53.095.698.616
Reposición	50.939.065.801	64.607.432.535	32.058.703.091	14.192.148.280	161.797.349.706
Diferencia en valoración	0	0	0	0	0
Total	**101.847.601.659**	**250.607.601.185**	**64.073.897.909**	**41.655.187.625**	**458.184.288.378**

Diferencia (INVR - INVA)					
Foco de inversión	**NT 1**	**NT 2**	**NT 3**	**NT 4**	**Total**
Calidad del servicio	-1.184.051.725	-20.974.314.053	-12.794.211.854	5.643.849.106	**-29.308.728.526**
Expansión	14.508.707.988	22.284.335.898	-30.530.910.259	-14.746.521.788	**-8.484.388.160**
PIEC	-1.684.300.766	640.857.926	1.380.000	0	**-1.042.062.840**
Planes Ordenamiento Territorial	3.102.543.968	31.261.437.913	3.857.136.831	2.854.163.371	**41.075.282.084**
Reposición	5.352.606.143	-25.662.319.481	9.539.233.303	2.540.999.114	**-8.229.480.920**
Diferencia en valoración	1.108.631.241	-1.666.533.287	819.828.108	-2.510.622.568	**-2.248.696.506**
Total	**21.204.136.850**	**5.883.464.916**	**-29.107.543.870**	**-6.218.132.765**	**-8.238.074.869**

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	3.260.900.500	3.377.745.000	2.147.909.324	**8.786.554.824**
II	31.847.351.559	88.325.521.343	39.151.816.093	27.172.126.032	**186.496.815.026**
III	45.571.822.384	81.468.975.014	23.594.197.532	7.668.980.966	**158.303.975.896**
IV	4.332.922.107	70.002.206.125	27.877.511.263	8.373.681.500	**110.586.320.995**
Diferencia en valoración	-1.108.631.241	1.666.533.287	-819.828.108	2.510.622.568	**2.248.696.506**
Total	**81.752.096.050**	**244.724.136.269**	**93.181.441.779**	**47.873.320.390**	**466.422.363.247**

INVR					
Tipo de inversión	**NT 1**	**NT 2**	**NT 3**	**NT 4**	**Total**
I	3.337.158.252	9.915.080.520	4.094.147.747	7.896.939.488	**25.243.326.006**
II	28.286.494.048	98.476.236.481	24.168.441.012	11.951.293.317	**162.882.464.858**
III	44.070.326.294	40.475.661.249	10.502.220.761	18.975.890.043	**114.024.098.346**
IV	26.153.623.066	101.740.622.935	25.309.088.389	2.831.064.778	**156.034.399.167**
Diferencia en valoración	0	0	0	0	**0**
Total	**101.847.601.659**	**250.607.601.185**	**64.073.897.909**	**41.655.187.625**	**458.184.288.378**

Diferencia (INVR - INVA)					
Tipo de inversión	**NT 1**	**NT 2**	**NT 3**	**NT 4**	**Total**
I	3.337.158.252	6.654.180.020	716.402.747	5.749.030.164	**16.456.771.182**
II	-3.560.857.511	10.150.715.138	-14.983.375.080	-15.220.832.715	**-23.614.350.168**
III	-1.501.496.090	-40.993.313.765	-13.091.976.771	11.306.909.077	**-44.279.877.550**
IV	21.820.700.958	31.738.416.810	-2.568.422.874	-5.542.616.722	**45.448.078.172**
Diferencia en valoración	1.108.631.241	-1.666.533.287	819.828.108	-2.510.622.568	**-2.248.696.506**
Total	**21.204.136.850**	**5.883.464.916**	**-29.107.543.870**	**-6.218.132.765**	**-8.238.074.869**

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 2024, 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
ADECTLCUOB_2024_III	ADECUACION EQUIPOS TLC URBANO	318.519.000	971.607.671
ADECTLCUOC_2024_III	ADECUACION EQUIPOS TLC RURAL	318.519.000	1.200.267.123
AMPLIABOG_2024_I	AMPLIACION CAPACIDAD MT BOGOTA	772.832.000	928.036.635
AMPPQRSR_2024_III	PQRS LEGAL RURAL	541.547.365	573.501.578
AMPSEMO_2024_I	AMPLIACION SE AT-MT MOSQUERA 11.4 KV	2.484.204.000	2.484.204.000
AMPSEMTMT_2024_I	AMPLIACION SE MT-MT	1.037.291.000	2.518.285.480
AUMCAPALN_2024_I	AUMENTO DE CAPACIDAD LINEAS	2.147.909.324	7.533.227.221
CDFREINUOC_2024_IV	CENTROS DE DISTRIBUCIÓN RURAL	502.711.416	872.271.580
CNXCIRRUR_2024_II	CONEXIONES - CIRCUITOS RURAL	16.116.301.438	36.129.652.015
CNXCIRRUR_2024_IV	CONEXIONES - CIRCUITOS RURAL	972.457.053	4.468.493.000
CNXCIRURB_2024_I	CONEXIONES - CIRCUITOS URBANO	1.159.248.000	2.692.743.186
CNXCIRURB_2024_II	CONEXIONES - CIRCUITOS URBANO	45.309.630.986	49.767.628.760
CNXCIRURB_2024_IV	CONEXIONES - CIRCUITOS URBANO	895.463.985	12.451.901.000
CONCES_2024_III	CONCESIONES	106.993.000	2.083.339.770
CONCES_2024_IV	CONCESIONES	2.229.896.822	9.744.941.982
CUMPOT_2024_IV	CUMPLIMIENTO POT DISTRITAL	4.154.022.260	32.744.238.380

Código	Nombre del Proyecto	INVA	INVR
DRTRTU_2024_III	DRT - MOD RTU SE FASE II	41.468.401	2.488.019.979
GRADESUOC_2024_I	GRANDES CLIENTES RURAL	297.847.000	348.904.125
GRADESUOC_2024_II	GRANDES CLIENTES RURAL	2.335.335.140	2.681.102.290
MEF1REDOCC_2024_II	ME - SE AT - MT TREN_OCCID REDES	3.203.683.550	5.770.919.286
MESERE_2024_II	ME - SE AT - MT TREN_OCCID	12.557.757.580	14.550.159.355
METPORVRED_2024_II	ME - METRO SE AT - MT PORVENIR REDES	1.325.896.000	3.563.422.790
MONCDBT_2024_IV	Monitoreo Centros de Distribución MT/BT	1.108.630.060	4.355.395.065
MPDIS_2024_IV	MACROPROYECTOS DISTRITO	3.551.431.950	3.800.862.902
MPDISAT_2024_IV	MACROPROYECTOS DISTRITO AT	1.978.072.500	4.722.315.581
NORMAUX_2024_IV	NORMALIZACION SERVICIOS AUXILIARES SSEE	40.513.000	142.518.960
NORMDSO_2024_III	MN - NORMALIZACION RECONECTADORES SSEE	4.344.044.000	8.055.143.813
NORMDSO_2024_IV	MN - NORMALIZACION RECONECTADORES SSEE	5.079.238.000	6.392.727.171
NORMUNC_2024_II	NORMALIZACION DE USUARIOS CLANDESTINOS	944.077.500	1.673.645.928
NORMZPUB_2024_III	NORMALIZACION LINEA ZP-UB	1.641.168.000	3.147.876.423
NORMZPUB_2024_IV	NORMALIZACION LINEA ZP-UB	49.956.000	175.625.775
NSDNVOSUOC_2024_II	NS - CIRCUITOS NVOS UOC	6.454.690.000	10.461.541.184
NSSUPUOB_2024_III	NS - SUPLENCIAS UOB	189.693.200	2.466.427.677
NSSUPUOB_2024_IV	NS - SUPLENCIAS UOB	9.692.605.861	10.837.666.987
PCBSUOB_2024_III	RES. 222 MADS EQUIPOS PCBS URBANO	884.361.000	1.894.601.151
PEXUOBBT_2024_IV	PC - EXTRA CALIDAD BT URBANO	785.351.750	1.430.260.575
PREDUOBMT_2024_III	ADECUACION REDES MT URBANO	4.295.306.610	5.862.368.290
PREDUOCMT_2024_III	ADECUACION REDES MT RURAL	5.983.599.380	10.370.511.422
PSEUCR_2024_IV	PC - SE AT-MT SAUCES REDES	408.142.500	715.484.764
REDESUB_2024_II	AMPLIACION CAPACIDAD SE UBATE REDES	3.354.082.000	3.724.166.218
REPCELD_2024_III	REPOSICION CELDAS	1.857.250.000	3.337.762.136
REPEOPR_2024_III	REPOSICION ELEMENTOS OPER. RURAL	259.455.128	2.774.913.887
REPOMTRURR_2024_IV	REPOSICION REDES RURALES MT	545.936.602	627.310.090
REPOMTURBA_2024_IV	REPOSICION REDES URBANAS MT	372.197.450	1.792.496.733
REPOSEAT_2024_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA SSEE NIV 4	3.139.733.264	3.357.363.398
REPOSEAT_2024_IV	REPOSICION INFRAESTRUCTURA SSEE NIV 4	261.078.000	2.290.154.047
REPOUOBBT_2024_IV	REPOSICION INFRAESTRUCTURA URBANA NIV 1	179.756.760	187.138.992
REPOUOCBT_2024_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA RURAL NIV 1	9.393.890.625	12.737.100.113
REPOUOCMT_2024_III	REPOSICION INFRAESTRUCTURA RURAL NIV 2	8.309.687.750	10.583.205.319
TRYEQUOB_2024_III	TRAFOS Y EQUIPOS URBANA	3.638.889.000	7.537.771.285
TRYEQUOC_2024_III	TRAFOS Y EQUIPOS RURAL	9.544.255.000	20.765.487.761
Total General		**187.116.627.209**	**342.786.710.854**

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

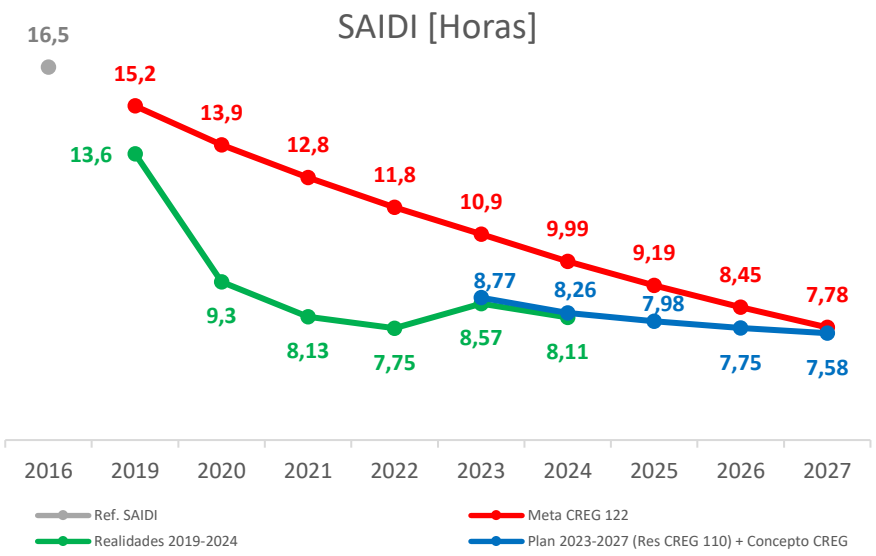
A continuación, se describe el desempeño de la calidad del servicio mediante los resultados de los indicadores de calidad del servicio en el SDL del año 2024 respecto a las metas planeadas 2023-2027.

Calidad Media:
Durante el 2024, Enel Colombia logró abordar los principales desafíos de calidad servicio, a través de la ejecución del plan de inversión, incluyendo las acciones de mitigación tales como, el cumplimiento del plan anual de mantenimiento, la ejecución del plan de coordinación de protecciones y otras acciones operativas.

En las siguientes gráficas se presentan los resultados de los indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI al año 2024 comparados con las metas propuestas en la presentación del plan de inversiones 2023-2027 presentando en agosto de 2022, y la senda regulatoria definida por la CREG en la Resolución 501 084 de 2024.

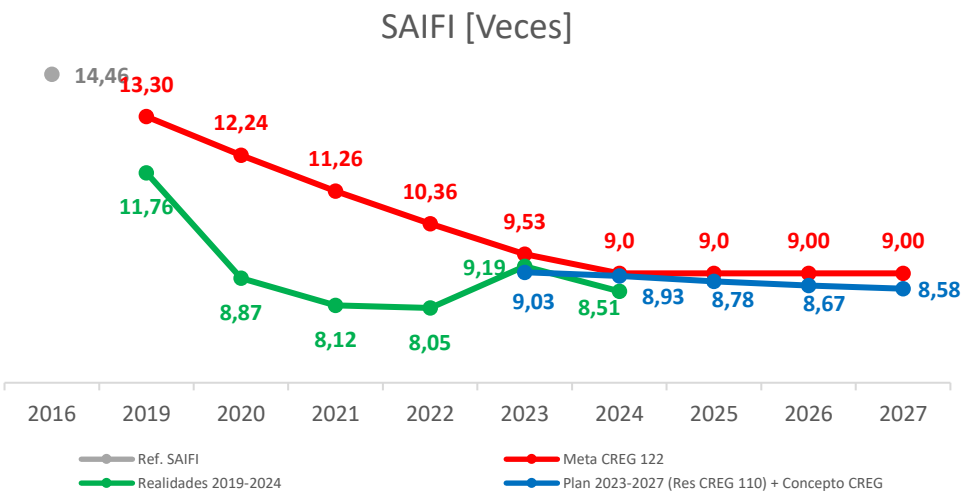
A partir del comportamiento esperado en los indicadores SAIDI y SAIFI en el horizonte a mediano plazo, se prevén proyectos para garantizar el cumplimiento de los indicadores de calidad en el SDL, tal como se muestra en la senda del Plan de inversiones 2023-2027 presentado para aprobación en agosto de 2022 (curvas color azul), esta curva se presenta con el impacto que tiene el concepto CREG, mencionado más adelante y presentado en el documento INVR inmediatamente anterior; este impacto, no alcanzo a ser tenido en cuenta en el documento del plan de inversiones 2023-2027, dada la fecha de notificación de aplicación del concepto.

SAIDI: El cierre del año 2024, respecto a la meta regulatoria (9,99 horas) estuvo 1,88 horas por debajo llegando a 8,11 horas.



Gráfica 6-1 SAIDI (Horas)

SAIFI: El cierre del año 2024 respecto a la meta regulatoria (9 veces) estuvo 0,49 veces por debajo, llegando a 8,51 veces.



Gráfica 6-2 SAIFI (#)

A continuación, las siguientes aclaraciones respecto al comportamiento de los indicadores de calidad de suministro entre los años 2022 y 2024:

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:

En cuanto a fenómenos climáticos, como se explicó en el reporte pasado (2023) se observó un incremento tanto en las descargas atmosféricas como en las lluvias. Para el primer semestre del año 2024 tuvo presencia del fenómeno del niño, provocando disminución en las precipitaciones y tormentas eléctricas en la zona de influencia de la compañía aportando a la disminución de la tasa de fallas respecto al 2023.

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

Planes de Inversión y Mantenimiento:

En 2024 se tuvo un incremento en el impacto por trabajos programados del 6% en SAIDI respecto al año anterior, causado principalmente por la ejecución de los planes de inversión y mantenimiento de la compañía que se vienen planeando de manera continua y han sido programados desde años anteriores.

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 2024 se presentó un cambio sobre las metas de calidad individual DIUG y FIUG, las cuales teniendo en cuenta la Resolución CREG 036 de 2019, la cual modificó la Resolución CREG 015 de 2018 quedan así:

"**5.2.4.2 Indicadores de calidad individual**

…

Después del año 5 del periodo tarifario, los indicadores DIUG y FIUG para cada OR que se usarán para aplicar el esquema de compensaciones corresponderán al 80% de los DIUG y FIUG estimados según lo indicado en el numeral 5.2.5."

El año 2024 corresponde con el 6to año del periodo tarifario actual, la implementación de este cambio generó un incremento de 52 % en el valor promedio de clientes sujetos a compensar por DIU y del 41 % por FIU, ambos con respecto al año 2023.

Es importante aclarar que Enel Colombia lleva a cabo un seguimiento periódico a los clientes compensados, con el objetivo de enfocar los proyectos de inversión y mantenimiento en la mejora de los indicadores de calidad individual (DIU y FIU). Además, se están implementando diversas iniciativas orientadas a reducir tanto la duración como la frecuencia de las afectaciones, mediante la interconexión telecontrolada de circuitos y la automatización de la red.

Metas Regulatorias

Teniendo en cuenta que el año 2024 es el año sexto del periodo tarifario, el artículo 29 de la Resolución CREG 036 de 2019, mediante la cual se modificó el inciso del numeral 5.2.3.2.1 de la Resolución CREG 015 de 2018, establece que: *"... después del quinto año del periodo tarifario, la CREG estimará y publicará, las metas de calidad de cada OR hasta que se expida una nueva regulación."*

Así, el 12 de junio de 2024 se expide la Circular CREG 031 de 2024, la cual estable la propuesta de las metas de calidad para los OR, la cual fue emitida a comentarios por parte de los OR. Dados los comentarios finales de los OR, el 14 de agosto de 2024 se expide la circular CREG 053, considerando las metas de calidad media para los años sexto y séptimo de aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018.

Finalmente, en enero de 2025 la CREG publicó la Circular 124 de 2025 con la metodología final para la definición de metas de los años sexto y séptimo de aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018. Por lo anterior, en las metas regulatorias planteadas en este documento se asume una mejora del 8% hasta alcanzar las metas de largo plazo, a partir de los valores de referencia señalados en la Resolución CREG 015 de 2018.

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_2024_III	ADECUACION EQUIPOS TLC URBANO	318.519.000	971.607.671
ADECTLCUOC_2024_III	ADECUACION EQUIPOS TLC RURAL	318.519.000	1.200.267.123
AUMCAPALN_2024_I	AUMENTO DE CAPACIDAD LINEAS	2.147.909.324	7.533.227.221
AUTOFRG_2024_IV	NETWORK AUTOMATION FRG	1.124.224.000	843.168.000
CALIDPOTEN_2024_IV	CALIDAD DE LA POTENCIA	320.853.000	0
DRTRTU_2024_III	DRT - MOD RTU SE FASE II	41.468.401	2.488.019.979
DRTRTU_2024_IV	DRT - MOD RTU SE FASE II	2.175.213.000	0
EFLEX_2024_IV	ENEL FLEX	290.651.188	274.890.432
EQCALIDAD_2024_III	CAMBIO DE EQUIPOS CALIDAD DE POTENCIA	892.497.000	622.518.000
FOTLC_2024_IV	FO - FIBRA OPTICA A TLC	10.444.804.500	4.008.037.891
LNTEVE_2024_II	LINEA 115 TECHO VERAGUAS	3.959.977.000	3.851.458.134
MEDFOREUOB_2024_III	MEDIDAS TECNICAS FORESTALES - URBANO	8.913.193.800	1.666.394.411
MEDFOREUOC_2024_III	MEDIDAS TECNICAS FORESTALES - RURAL	11.194.337.620	3.919.362.070
MNCLI360_2023_III	MN - CLIENTES 360	0	96.982.993
MNCLI360_2023_IV	MN - CLIENTES 360	0	406.042.449
MNCSATUOAT_2024_IV	NS - CENTROS SATELITE UOAT	1.146.607.690	0
MNCSATUOB_2023_III	MN - CENTROS SATELITE UOB	0	27.793.100
MNCSATUOB_2023_IV	MN - CENTROS SATELITE UOB	0	173.195.066
MNCSATUOC_2024_III	NS - CENTROS SATELITE UOC	607.261.000	38.067.133
MNCSATUOC_2024_IV	NS - CENTROS SATELITE UOC	2.245.279.860	154.573.023
MONCDBT_2024_IV	Monitoreo Centros de Distribución MT/BT	1.108.630.060	4.355.395.065
NSSUPUOB_2024_III	NS - SUPLENCIAS UOB	189.693.200	2.466.427.677
NSSUPUOB_2024_IV	NS - SUPLENCIAS UOB	9.692.605.861	10.837.666.987
PEXUOBBT_2024_III	PC - EXTRA CALIDAD BT URBANO	1.194.454.100	297.608.301
PEXUOBBT_2024_IV	PC - EXTRA CALIDAD BT URBANO	785.351.750	1.430.260.575
PEXUOCMT_2024_III	PC - EXTRA CALIDAD RURAL MT	2.689.870.064	197.341.859
PEXUOCMT_2024_IV	PC - EXTRA CALIDAD RURAL MT	1.556.122.504	493.059.648
PQRBQ_2024_III	PC - SE MT - MT BOQUERON REDES	517.396.500	71.271.462
PQRBQ_2024_IV	PC - SE MT - MT BOQUERON REDES	2.744.249.823	351.743.639
REEQTLCUOB_2024_III	ADECUACION EQUIPOS TLC URBANO	647.745.807	0
REEQTLCUOB_2024_IV	ADECUACION EQUIPOS TLC URBANO	2.409.602.724	0
REEQTLCUOC_2024_III	ADECUACION EQUIPOS TLC RURAL	545.514.000	0
REEQTLCUOC_2024_IV	ADECUACION EQUIPOS TLC RURAL	775.251.627	0
SECBARCAJI_2023_IV	SECCIONAMIENTO BARRA SE MT - MT CAJICA	0	2.127.560.110
SECCEFICAZ_2024_III	SECCIONAMIENTO EFICAZ	131.000.000	0
SECCEFICAZ_2024_IV	SECCIONAMIENTO EFICAZ	94.974.000	0
SEFVIVO_2024_III	SUBESTACIONES FRENTE VIVO	5.435.726.070	1.871.207.187
STORAGE_2024_IV	SC - STORAGE COLOMBIA	5.424.372.260	0
Total general		**82.083.875.733**	**52.775.147.207**

Valores en millones de pesos de diciembre de 2017

7. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN

7.1. Proyectos adicionales

Durante la ejecución del INVR 2024 se identificaron necesidades adicionales a las aprobadas en la Resolución CREG 501 110 de 2024, las cuales se indican en la Tabla 7-1

Tabla 7-1 Proyectos Adicionales 2024

Código	Nombre del Proyecto	INVTR
AMPSENOROE_2024_I	AMPLIACIÓN CAPACIDAD SE NOROESTE	6.103.432.110
PSETX_2024_I	PC - SE AT-MT TERMINAL	1.023.000
PSETX_2024_II	PC - SE AT-MT TERMINAL	100.297.203
Total general		**6.204.752.313**

Valores en pesos de diciembre de 2017

8. MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS

Enel Colombia, de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.3 de este documento, no cuenta con un plan de reducción de pérdidas. Por consiguiente, se acoge a lo dispuesto en el literal (g) del numeral 7.3 de la Resolución CREG 015 de 2018, el cual establece que: "La remuneración de los costos de mantenimiento de pérdidas de energía aplica para todos los OR y será compensada a través de la variable CPROG, sin estar sujeta al cumplimiento de ningún otro requisito...". Para el actual período tarifario, el costo aprobado a Enel Colombia para el mantenimiento de pérdidas asciende a 39.973.464.528 COP millones anuales, calculados en pesos de diciembre de 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 el Anexo 4 - Plan de trabajo SGAC 2024 el cual contiene el detalle del Plan de trabajo del Sistema Gestión de Activos (SGAC), así como el informe de ejecución del año 2024. En este documento se abordan los siguientes aspectos clave:

- La metodología de mantenimiento y mejora
- Actividades realizadas 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
- Ejecución de modelos de estimación del estado de los activos

- Desarrollo de la 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 de la BRAFO.

De igual forma, el informe presenta los sistemas de información implementados para una gestión eficiente de activos y lo requerido para el acceso de los organismos de control a la información de los activos.

La recertificación del Sistema de Gestión de Activos, bajo el estándar ISO 55001:2014, reafirma el compromiso de Enel Grids Colombia con la mejora continua. Este reconocimiento refleja los esfuerzos realizados para maximizar el rendimiento de los activos, optimizar la toma de decisiones y generar valor para todas las partes interesadas.