



**Informe de ejecución
Plan de Inversiones
2022
ENEL COLOMBIA**

INFRAESTRUCTURA Y REDES COLOMBIA
DESARROLLO DE LA RED
Bogotá D.C.
Marzo 2023

TABLA DE CONTENIDO

1.	ANTECEDENTES.....	6
2.	RESUMEN EJECUTIVO.....	8
2.1.	DELTA INVA E INVR DE INFRAESTRUCTURA 2022	9
2.2.	BASE REGULATORIA DE ACTIVOS ELÉCTRICOS FUERA DE OPERACIÓN-BRAFO	10
2.3.	MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS.....	11
2.4.	GESTIÓN DE ACTIVOS.....	11
2.4.1.	Avance en la implementación de los sistemas de la información para la Gestión de Activos 11	
2.4.2.	Avance de la implementación del sistema de Gestión de Activos	11
2.4.2.1.	Descripción general del proyecto de Gestión de Activos	11
2.4.2.2.	Implementación del Sistema de Gestión de Activos	12
2.5.	UNIDADES CONSTRUCTIVAS ESPECIALES	15
2.6.	RESUMEN COMPARACIÓN CON VALORES DE COSTO DE REPOSICIÓN DE REFERENCIA CRR	16
2.7.	PROYECTOS EXPANSIÓN DE COBERTURA EN ZONAS INTERCONECTABLES	16
2.8.	BASE REGULATORIA DE TERRENOS.....	18
2.9.	COSTOS SOCIO AMBIENTALES.....	19
3.	ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS.....	19
4.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO.....	23
4.1.	USUARIOS	24
4.2.	SOLICITUDES DE CONEXIÓN	24
4.3.	PÉRDIDAS	24
4.4.	OPERACIÓN DEL SISTEMA EN EL 2022 VERSUS EL PLAN 2019-2025	25
4.4.1.	<i>Demanda de energía y potencia</i>	25
4.4.2.	<i>Cargabilidad de los principales elementos del sistema (formato 4)</i>	26
5.	RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN.....	30
5.1	RESUMEN POR FOCO DE INVERSIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN	30
5.2	RESUMEN POR TIPO DE INVERSIÓN Y NIVEL DE TENSIÓN.....	32
5.3	PROYECTOS RELEVANTES	32
6.	AVANCE EN CUMPLIMIENTO DE METAS DE CALIDAD DEL SERVICIO	34
6.1.	DESEMPEÑO DE LA CALIDAD DEL SERVICIO	34
6.2.	INVERSIONES ASOCIADAS A CALIDAD DEL SERVICIO	36
7.	DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN	37
7.1.	PROYECTOS ADICIONALES	37



8.	MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS.....	38
9.	GESTIÓN DE ACTIVOS.....	38

LISTADO DE TABLAS

Tabla 2.1 Inversiones por Foco de Inversión	8
Tabla 2.2 Deltas infraestructura	10
Tabla 2.3 Resumen Infraestructura proyectos tipo II y IV	10
Tabla 2.4 BRAFO.....	10
Tabla 2.5 Cronograma de trabajo de implementación.....	12
Tabla 2.6 Cantidades ejecutadas en 2022 UUCC especiales aprobadas Res. 068/2021	15
Tabla 2.7 Comparación CRR Vs INVA Niveles de tensión 1,2 y 3.....	16
Tabla 2.8 Comparación valoración CREG de la solicitud sin ajuste y con ajuste de inventario, RPP 0+1	16
Tabla 2.9 Delta 2022 base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017)	18
Tabla 2.10 Base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017).....	18
Tabla 2.11 Participación Costos Socio Ambientales y servidumbres.....	19
Tabla 4.1 Descripción del sistema Operado 2022.....	23
Tabla 4.2 Índice de Pérdidas	24
Tabla 4.3 Demanda de Potencia y Energía	25
Tabla 4.4 Desagregación de la Demanda de Energía OR.....	25
Tabla 4.5 Rangos de cargabilidad de los transformadores vs capacidad nominal en condiciones normales de operación	26
Tabla 4.6 Rangos de cargabilidad de transformadores frente a carga máxima en condiciones normales de operación	27
Tabla 4.7 Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 4 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación.	28
Tabla 4.8 Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 2 y 3 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación	29
Tabla 4.9 Cargabilidad de transformadores de distribución	30
Tabla 5.1 Resumen de inversiones por foco de inversión y nivel de tensión.....	30
Tabla 5.2 Resumen de inversiones por tipo de inversión y nivel de tensión	32
Tabla 5.3 Proyectos Relevantes	32
Tabla 6.1 Inversiones asociadas a calidad del servicio	36
Tabla 7.1 Proyectos Adicionales 2022	37

LISTADO DE GRÁFICAS

Gráfica 4-1 Distribución de Usuarios	24
Gráfica 4-2 Rangos de cargabilidad en transformadores vs Capacidad nominal en condiciones normales de operación año 2022	27
Gráfica 4-3 Rangos de cargabilidad en transformadores vs carga máxima en condiciones normales de operación – año 2022	27
Gráfica 4-4 Cargabilidad en Líneas N4 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2022	28
Gráfica 4-5 Cargabilidad en Líneas N3 y N2 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2022.....	29
Gráfica 6-1 SAIDI (Horas).....	34
Gráfica 6-2 SAIFI (#).....	35

1. ANTECEDENTES

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

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

corregirá vía Resolución, no obstante, el OR debe tener 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 2021 a través del radicado CREG- E-2021-015120 del 17 de diciembre de 2021.
- El 12 de octubre de 2021 la firma TÜV Rheinland, emitió la certificación del Sistema de Gestión de activos de Codensa S.A. E.S.P. bajo el estándar internacional ISO 55001:2014 con alcance para el portafolio de activos de Alta, Media Tensión y Centro de Control, con una vigencia de tres años, validando el compromiso de la Compañía frente al control y gestión efectiva de los activos, de cara a sus riesgos y oportunidades en el marco del cumplimiento del numeral 6.3.3.4 de la Resolución CREG 015 de 2018, modificado por el artículo 37 de la Res CREG 036 de 2019.
- 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 deben sumarse 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.
- En septiembre de 2022 la firma TÜV Rheinland, realizó la 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 y Centro de control, adicionalmente se amplió el alcance del sistema y de la certificación a los activos de BT. Los buenos resultados de esta verificación externa valida el compromiso de la Compañía frente al control y gestión efectiva de los activos, de cara a sus riesgos y oportunidades en el marco del cumplimiento del numeral 6.3.3.4 de la Resolución CREG 015 de 2018, modificado por el artículo 37 de la Res CREG 036 de 2019.”
- 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 2022 dentro de la estrategia de comunicación dirigida hacia los usuarios fue presentado en los medios dispuestos por el Regulador el 31 de Marzo del 2023.

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 y 047 de 2020, en este documento se presenta el informe y los formatos de las inversiones ejecutadas en el año 2022, acorde con el plan de inversiones 2019-2025 aprobado por la CREG en la Resolución 068 de 2021.

En la Tabla 2.1, se visualiza una comparación para el año 2022 entre el Plan de Inversiones aprobado (INVA) en la Resolución CREG 068 de 2021 y las inversiones ejecutadas (INVR). Es importante destacar que Enel Colombia en cumplimiento de sus funciones como OR realizó la expansión, las inversiones, 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	140.316.756.541	141.072.057.038
Expansión	149.425.458.565	196.106.859.694
Planes Ordenamiento Territorial	31.922.242.028	36.422.368.948
Reposición	118.905.867.785	116.542.616.265
PIEC	4.824.398.033	4.661.283.136
Total	445.394.722.951	494.805.185.082

Valores en pesos de diciembre de 2017

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

- Calidad de servicio:** Las inversiones ejecutadas durante el año 2022 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 2022 y adicionalmente ha ejecutado las inversiones necesarias en la ampliación de redes e infraestructura para atender la demanda del área de influencia.
- Proyectos Plan de Ordenamiento Territorial (POT):** Se ejecutaron inversiones en canalizaciones y subterranización de redes tanto en el Distrito Capital como en los municipios del área de influencia atendida por Enel Colombia en concordancia con las necesidades de las entidades gubernamentales.
- Reposición de activos:** Las inversiones en reposición durante el año 2022 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, 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 han cumplido su vida útil para asegurar la prestación del servicio con criterios de calidad, seguridad y confiabilidad.

- **PIEC:** Durante el año 2022 Enel Colombia realizó inversiones asociadas con la expansión de cobertura de energía eléctrica en su zona de influencia, lo cual permitió energizar a más de 500 viviendas sin servicio y en 78 municipios, aportando al cumplimiento del objetivo de desarrollo sostenible No 07 y la universalización del servicio de energía eléctrica en su zona de influencia.

Estas inversiones en activos de uso con ampliación de la red han permitido la conexión de 47.366 clientes, de la totalidad de los 101.483 incorporados en el 2022, 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 2022 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.
- **Nuevas subestaciones AT/MT:** Durante el año 2022 Enel Colombia puso en operación cuatro nuevas subestaciones AT/MT con el objetivo de atender las necesidades del sistema, mejorar la calidad del servicio, conectar generadores de energía con fuentes renovables, conectar clientes industriales en AT y suministrar energía a la Primera Línea del Metro de Bogotá.

2.1. Delta INVA e INVR de infraestructura 2022

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 2022 con respecto al plan 2019-2025, indicando el valor planeado en el INVA y el valor logrado en el INVR:

Tabla 2.2 Deltas infraestructura

NIVEL DE TENSIÓN	INVA		INVR		DIFERENCIA (INVR - INVA)	
	LONGITUD DE CANALIZACIÓN (Km)	LONGITUD DE LÍNEA (Km)	LONGITUD DE CANALIZACIÓN (Km)	LONGITUD DE LÍNEA (Km)	LONGITUD DE CANALIZACIÓN (Km)	LONGITUD DE LÍNEA (Km)
1 - BAJA TENSIÓN	0,0	177,6	0,0	326,8	0,0	149,2
2- MEDIA TENSIÓN	37,2	721,1	106,8	724,1	69,6	3,0
3- MEDIA TENSIÓN	22,0	99,2	5,4	163,0	-16,6	63,8
4- ALTA TENSIÓN	0,0	40,9	0,0	35,2	0,0	-5,7
TOTAL	59,3	1.038,7	112,2	1.249,1	53,0	210,4

En la Tabla 2.3 se ilustra un resumen sobre la inversión en infraestructura para los proyectos tipo II y IV o asociados a la instalación de nuevos activos de media tensión (NT 2 y NT3).

Para los proyectos tipo II y IV o asociados a la instalación de nuevos activos de media tensión (NT 2 y 3), en la Tabla 2.3, se presenta un breve resumen de infraestructura en la red de media tensión.

Tabla 2.3 Resumen Infraestructura proyectos tipo II y IV

KPI	INVA		INVR		DELTA (INVR-INVA)	
	NIVEL DE TENSIÓN		NIVEL DE TENSIÓN		NIVEL DE TENSIÓN	
	2 - MT	3 - MT	2 - MT	3 - MT	2 - MT	3 - MT
LONGITUD DE CANALIZACIÓN (Km)	37	22	107	5	70	-17
LONGITUD DE LINEA (Km)	348	66	441	108	93	41
LONGITUD RAMMING (Km)	1	0	2	0	1	0
CANTIDAD TRANSFORMADORES POTENCIA	1	2	5	3	4	1

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

Las inversiones durante el año 2022 en proyectos de retiro y reposición de activos han generado una valoración de BRAFO por \$95.343.500.137 distribuida en los diferentes niveles de tensión como se muestra en la tabla 2.4.

Tabla 2.4 BRAFO

Nivel de tensión	BRAFO
1	19.020.695.783
2	52.802.197.192
3	6.633.285.588
4	16.887.321.574
Total	95.343.500.137

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 20% y 55% 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 19% 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

El nivel de pérdidas de Enel Colombia se encuentra dentro de los índices de pérdidas eficientes por lo cual no se presentó un plan de reducción de pérdidas.

2.4. Gestión de Activos

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

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

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

2.4.2.1. Descripción general del proyecto de Gestión de Activos

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

Este proyecto ha tenido dos etapas en estado cumplido:

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

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

2.4.2.2. Implementación del Sistema de Gestión de Activos

2.4.2.2.1. Metodología de implementación

La metodología implementada ha contado con tres etapas para el desarrollo del Sistema de Gestión de Activos –SGAC- conforme a la norma ISO 55001:

- 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 se implementaron ampliando el alcance del portafolio de activos. Este portafolio se define de la siguiente manera:

- AT
- AT + MT + Centro de Control
- AT + MT+ Centro de Control + BT

Para el año 2022, y dando cumplimiento a la estrategia de implementación definida, en el mes de septiembre la firma TÜV Rheinland realizó la 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 y Centro de control, adicionalmente se amplió el alcance del sistema y de la certificación a los activos de BT, 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 2022 se realizaron diferentes actividades para divulgar dichos principios a todo el personal de la línea de negocio Grids a través de socializaciones, talleres y publicaciones a las partes interesadas mediante la página web; el Plan Estratégico de Gestión de activos (PEGA), el cual se actualizó incluyendo el portafolio de activos correspondiente a los activos de BT; 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 al proceso de certificación; definición de indicadores y objetivos del SGAC y la alineación con la Política del Sistema de gestión integrado para dar cumplimiento a los planes de gestión de activos, los cuales fueron definidos durante el año 2022 y se enmarcaron dentro de la estrategia del Sistema y en concordancia con los planes estratégicos como son el plan de inversiones y los planes de Operación y de Mantenimiento.

Marco táctico

Durante el año 2022 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”*. Durante el año 2022, se concentraron los esfuerzos en llevar a cabo la fase 3 de los modelos de estudio de vida útil, la cual comprende tres actividades principales:

- Avanzar en la implementación de los modelos de vida útil de la fase 1 (transformadores de potencia, bancos de compensación, celdas de MT, líneas de AT, interruptores de AT).
- Iniciar la implementación de los modelos de vida útil de la fase 2 (Reconectores, seccionadores y Apoyos MT).
- El desarrollo de los modelos de vida útil para cables MT y BT.

En la implementación de los modelos de vida útil que componen la fase 1 y 2, se avanzó en generar la codificación requerida para cada uno de los modelos mediante Python y gestionar la información de pruebas requerida para alimentar cada modelo, en esta actividad se detectaron oportunidades en la calidad y oportunidad de la información, por lo tanto, de forma paralela a este plan, se ha generado el plan “*Modelo de datos de activos*” con la finalidad de fortalecer la información de cada uno de nuestros activos según el portafolio declarado en el PEGA.

En la fase 3 se establecieron mesas de trabajo con los expertos para acompañar y validar el desarrollo de los modelos de vida útil para cables MT y BT, al finalizar las mesas de trabajo se cumplió con el objetivo inicial de establecer la metodología para el cálculo del índice de salud y vida remanente de los activos.

Para la gestión de riesgos técnicos de los activos, durante el año 2022 se actualizó el instructivo IO3296 conforme a 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. En el 2022 se finalizó la definición de los riesgos y controles para los activos de MT y BT.

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 el congreso de riesgos técnicos, a realizar con una frecuencia semestral y al que asisten las áreas responsables de ejecución de los controles. En caso de existir actualizaciones a la matriz, este es el escenario donde se divulgan dichas modificaciones.

En el capítulo 9 se describe el contenido del informe del 2022 sobre el Sistema 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 2022.

En la Tabla 2.6, se presentan las unidades constructivas aprobadas en la Res. 068/2021 que entraron en operación durante el 2022:

Tabla 2.6 Cantidades ejecutadas en 2022 UUCC especiales aprobadas Res. 068/2021

Unidad Constructiva	Descripción	Cantidad construida	Unidad de Medida
N2EQ41	Celda compacta RMU (Ring Main Unit)	37	Un
N2EQ48	Caja de maniobra inundable SF6 de 4 a 6 vías	25	Un
N2L140	Km DE CANALIZACION 6X6 DISTRITO CAPITAL	41	km
N2L141	Canalización urbana tecnología Ramming 36 y 9x6	2	km
N3L143	Poste de concreto extra-reforzado 3000-3500 kg de 14m	85	Un
N4S75	Bahía híbrida trafo barra sencilla	7	Un
N4S76	Bahía híbrida línea barra sencilla	6	Un
N2L165	km cercha metálica N2	0,1	km

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

El límite para las inversiones en los niveles de tensión 1,2 y 3 corresponde a máximo el 8% del Costo de reposición de referencia establecido en la Resolución CREG 122 de 2020, dicho limite se cumple para las inversiones aprobadas en la CREG 068 de 2021, ya que corresponden al 5% del CRR_{1,2,3} y para el caso de las inversiones ejecutadas corresponde al 6% del CRR_{1,2,3}.

Tabla 2.7 Comparación CRR Vs INVA Niveles de tensión 1,2 y 3

	INVA	INVTR
Nivel de tensión 1	33.459.322.699	63.865.416.797
Nivel de tensión 2	268.545.370.100	293.869.588.976
Nivel de tensión 3	88.317.212.973	89.454.713.388
Niveles 1, 2, 3	390.321.905.772	447.189.719.161

INVA e INVTR vs CRR	5%	6%
---------------------	----	----

8% del CRR	622.982.521.130
------------	-----------------

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 2021, mediante comunicaciones con radicado CREG E 2021-010148 y E 2021-011871 CODENSA S.A. ESP solicitó la remuneración de proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables para el año 2022. Dichos proyectos fueron aprobados la Resolución CREG 501 049 del 3 de junio de 2022 confirmando su aplicación a Enel Colombia S.A. E.S.P. mediante la comunicación CREG S2022004852.

Dicha resolución refiere la aprobación de los cargos para los siguientes proyectos que fueron presentados por Enel Colombia:

Tabla 2.8 Comparación valoración CREG de la solicitud sin ajuste y con ajuste de inventario, RPP 0+1

Código Proyecto	Año Entrada Operación	Valoración inicial del proyecto por parte de la CREG	Valoración de los proyectos revisados por parte de la CREG	Diferencia (\$)	Diferencia (%)
CU100FAER709_22_II	2022	807.532.279,28	807.532.279,28	0	0%
CU100SMEG2021_22_II	2022	1.838.070.268,39	1.838.070.268,39	0	0%
PY-00001_22_II	2022	4.232.964.076,27	4.232.964.076,27	0	0%
Total		6.878.566.623,94	6.878.566.623,94	0	0%

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	IAEC _{j,4,1,4}	IAEC _{j,3,1,4}	IAEC _{j,2,1,4}	IAEC _{j,1,1,4}
I=1	0	0	0	0
I=2	0	0	0	0
I=3	0	0	0	0
I=4	0	0	0	0
I=5	0	0	0	0
I=6	0	0	0	0
I=7	0	0	1.495.218.960	0
I=8	0	0	0	0
I=9	0	0	107.408.160	0
I=10	0	0	0	0
I=11	0	0	0	340.655.760
I=12	0	0	0	2.881.115.116
Total	0	0	1.602.627.120	3.221.770.876

Valores en pesos de diciembre de 2017

Una vez ejecutado el Plan de Cobertura para 2022 por parte de Enel Colombia, se presentan los resultados asociados los cargos ejecutados para los proyectos aprobados:

Tabla 2.10 Inversiones Ejecutadas Expansión de Cobertura IREC, RPP 0+1

Código Proyecto	Año Entrada Operación	Valoración De los Proyectos Revisados por la CREG Resolución CREG	Inversiones Realizadas en Expansión de Cobertura – IREC	Diferencia (\$)	Diferencia %
CU100FAER709_22_II	2022	807.532.279,28	276.225.863,31	- 531.306.415,97	-65,79%
CU100SMEG2021_22_II	2022	1.838.070.268,39	824.106.287,86	- 1.013.963.980,53	-55,16%
PY-00001_22_II	2022	4.232.964.076,27	3.906.588.904,69	- 326.375.171,58	-7,71%
Total general		6.878.566.623,94	5.006.921.055,86	- 1.871.645.568,08	-27,21%

Valores en pesos de diciembre de 2017

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

Categoría de activos I	IREC _{j,4,1,4}	IREC _{j,3,1,4}	IREC _{j,2,1,4}	IREC _{j,1,1,4}
I=1	0	0	0	0
I=2	0	0	0	0
I=3	0	0	0	0
I=4	0	0	0	0
I=5	0	0	6.016.680	0
I=6	0	0	0	0
I=7	0	0	855.498.332	0
I=8	0	0	19.643.331	0

Categoría de activos I	IREC _{j,4,1,4}	IREC _{j,3,1,4}	IREC _{j,2,1,4}	IREC _{j,1,1,4}
I=9	0	0	46.897.920	0
I=10	0	0	0	0
I=11	0	0	0	220.527.360
I=12	0	0	0	3.512.699.513
Total	0	0	928.056.263	3.733.226.873

Valores en pesos de diciembre de 2017

2.8. Base regulatoria de terrenos

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

- Solamente se presentan terrenos que son propiedad de Enel Colombia, los valores catastrales se muestran con base en los valores de predios ya comprados, promesas de compraventa, teniendo como base la información de costo en \$/m² sobre el área de interés, información que registra el área de Gestión Inmobiliaria de la Compañía.
- 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 2.9 Delta 2022 base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017), con las áreas de las nuevas subestaciones que entraron 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 2022.

Tabla 2.9 Delta 2022 base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017)

Variable	Nivel 4	Nivel 3	Nivel 2	Total
BRT 2022	195.423.711	3.504.619	11.730.297	210.658.627

Cómo la variable BRT es una suma acumulada, se realizó la adición del BRT 2022 (Tabla 2.9) con la BRT aprobada en la Resolución CREG 122 de 2020, se adjunta la Tabla 2.10 con el resumen por nivel de tensión para la base de terrenos acumulada a 2022:

Tabla 2.10 Base regulatoria de terrenos (pesos de diciembre 2017)

Variable	Nivel 4	Nivel 3	Nivel 2	Total
BRT	4.863.323.985	658.926.728	2.470.747.213	7.992.997.926

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 2022 en la Tabla 2.11 se relacionan la participación de los costos socio ambientales incurridos para la puesta en operación de los activos de las subestaciones y líneas.

Tabla 2.11 Participación Costos Socio Ambientales y servidumbres

Proyecto	Participación costos socio ambientales y servidumbres (%)
RIO	31%
BARZALOSA	12%
CALLE PRIMERA	7%
TERMINAL	11%
SAN JOSE	1%
MUÑA - SAUCES	33%
ZIPAQUIRA - UBATE	4%
Total	11.708.286.042

Valores en pesos de diciembre de 2017.

3. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS

Enel Colombia durante el año 2022 implementó un plan de inversiones orientado a robustecer y flexibilizar la infraestructura eléctrica, es así como los resultados de las inversiones realizadas se ven reflejados en la continuidad de la prestación del servicio con calidad, confiabilidad, seguridad 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 con el desarrollo de la ciudad-región y el área de influencia en la que Enel Colombia como OR atiende el servicio, robusteciendo y modernizando la infraestructura eléctrica que ha permitido abastecer con calidad y eficiencia los requerimientos energéticos de 3.795.583 usuarios (crecimiento del 2,2% respecto al 2021), de los cuales 101.483 se incorporaron en el 2022.
- El abastecimiento de 15.896.853 MWh en demanda de energía, con un aumento de 92 MWh, respecto al año 2021. De esta demanda 9.905.012 MWh corresponde a consumo no residencial (industrial, comercial, oficial) y 5.991.842 MWh fueron consumo residencial.
- La atención de demanda máxima de potencia en el 2022 fue de 2.377 MW, es decir, 53 MW más con respecto al año 2021 (crecimiento cercano al 2,3%), con señales positivas de recuperación y reactivación económica considerando que la energía eléctrica es un insumo clave para el funcionamiento de sectores como la industria, el comercio, el transporte, la salud, la educación, entre otros.
- La atención del servicio y conexión de 101.483 nuevos usuarios, de los cuales 47.366 se hicieron a través de 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 obtuvieron los siguientes valores: el tiempo de interrupción de servicio (SAIDI) fue de 7,75 horas, es decir, 4,05 horas por debajo del límite (11,8), y en frecuencia (SAIFI) el valor en 2022 fue de 8,05 veces, es decir, disminuyó en 2,31 veces respecto al límite regulatorio (10,36 veces).
- Entre los proyectos ejecutados en 2022 que aportan y conducen a la ciudad hacia una movilidad limpia se encuentran:
 - El traslado de la subestación Calle Primera (interferencia con la primera línea del metro) por la nueva la nueva subestación Av. Primera, además de continuar con la prestación del servicio en el Centro de Bogotá beneficiando a cerca de 56.000 clientes y disponibilidad de capacidad para atención de necesidades de demanda futura, habilita la conexión de la primera línea del Metro de Bogotá y contribuye a la movilidad limpia y la disminución de la huella de carbono.
 - Ampliación de las subestaciones Victoria, Compartir y Usme y redes asociadas para atender la demanda de los patios de recarga de 850 buses eléctricos del SITP en las localidades de San Cristóbal, Bosa y Usme respectivamente, beneficiando aproximadamente a 400.000 usuarios.
 - Se han adelantado mesas de trabajo con la Secretaría Distrital de Movilidad, el IDU, y se han tenido requerimientos de entidades como Transmilenio y Metro de Bogotá, que generan necesidades de nueva infraestructura en red de uso general como las futuras subestaciones Porvenir y Montevideo.
- Construcción y puesta en servicio de 3 subestaciones AT/MT con sus redes asociadas en alta y media tensión:
 - Subestación Terminal en la localidad de Fontibón, beneficiando a cerca de 60.000 clientes con la atención del servicio de energía y aumentando la capacidad disponible para el crecimiento y desarrollo en la zona, así como la contribución a mejorar la calidad del servicio.

- Mayor calidad, seguridad y confiabilidad del servicio especialmente para los municipios de Girardot, Ricaurte, Flandes, Anapoima, Tocaima y Agua de Dios con la puesta en servicio de la nueva subestación Barzalosa 115/34.5 kV beneficiando a cerca de 76.200 clientes y en transición energética permitirá la conexión de 2 parques solares en 115 kV y 1 en 34.5 kV en Girardot y Anapoima.
- Con la nueva subestación Río 115 kV, se atiende el suministro de energía para la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR) de Canoas y la estación elevadora de Aguas Residuales EAR en Soacha (en el marco de la sentencia para la descontaminación del río Bogotá).

La construcción de estas subestaciones y sus redes asociadas estuvo enmarcada en la sostenibilidad e iniciativas de economía circular, mediante la reutilización y gestión de Residuos de Construcción y Demolición (RCD), adquisición de materiales pétreos provenientes de Centros de aprovechamiento y Tratamiento de RCD (material reciclado). Con la ayuda de la comunidad, se transformaron cerca de 4000 kg de residuos en promedio por subestación en sillas, mesas, puntos ecológicos, bibliotecas y lámparas entre otros. Un parque de bolsillo en la zona de la subestación Terminal, así como huertas comunitarias y escolares.

- Mitigación del riesgo y el impacto en la atención del servicio mediante la reposición de activos y la implementación de nuevas tecnologías, lo que se refleja en reducción de tiempos en la demanda no atendida (disminución de fallas del servicio, menores tiempos de afectación y disminución en el número de usuarios afectados) entre los que están: El reemplazo de transformadores de potencia en las subestaciones Bosa, La Paz y Cucunubá beneficiando a cerca de 72.000 usuarios. Reemplazo de celdas en las subestaciones Calle 67, Balmoral, Colegio y Ferrería, entre otros.
- 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 en la infraestructura, logrando disminuir los tiempos para el restablecimiento del servicio, reflejados en la mejora de los indicadores de calidad del servicio.
- En Bogotá y Cundinamarca en redes de media tensión se ejecutaron varios proyectos con el objetivo de continuar en la senda de mejora de la calidad del servicio, entre ellos están los centros satélites Cacicazgo en el municipio de Suesca beneficiando a cerca de 4600 clientes, Carulla en zona la localidad Usaquén con 4172 clientes, la construcción de nuevas suplencias, etc.
- Mediante convenios y apoyo sinérgico con el Distrito, Enel Colombia hace parte en el desarrollo y la ejecución de proyectos integrales de infraestructura que ejecuta la Administración Distrital, generando ampliaciones y expansiones en proyectos destacando en el 2022 los proyectos Viales y de Espacio público de la Av. Guayacanes y la Red Peatonal Zona Rosa. En proceso de ejecución se encuentran Transmilenio, Av. 68, Av. Ciudad de Cali, Av. Caracas y proyectos Viales y de espacio público como Av. Novena, continuación de Av. Guayacanes, ciclo puente Canal Molinos, Av. Rincon, calles Comerciales Engativá, Aceras y ciclorrutas Calle 116, entre otros.

Enel Colombia, está comprometida con el desarrollo económico en la ciudad Región Bogotá – Cundinamarca, por ello, en el mediano plazo, continuará con la implementación de las inversiones

buscando el fortalecimiento de la infraestructura eléctrica a través de una red flexible, resiliente, digital y preparada para los desafíos que se derivan de la transición energética.

Entre los proyectos de desarrollo urbano y rural, ambiental y de movilidad eléctrica están:

En Bogotá

- **Movilidad Eléctrica:** Intervenciones asociadas con la primera línea del Metro de Bogotá (PLMB) que incluye el Traslado Anticipado de Redes (TAR) y el traslado y ampliación de la subestación Calle Primera (por la nueva SE Avenida Primera) con puesta en servicio en el 2022 y los requerimientos de la Secretaría Distrital de Movilidad e IDU que generan necesidades de nueva infraestructura en red de uso general, las cuales se han venido atendiendo con el desarrollo de nuevas subestaciones (Porvenir y Montevideo), la ampliación de subestaciones existentes (Florida, Victoria, Compartir, Usme y Fontibón) y construcción de nuevas redes para atención de movilidad eléctrica.
- **Desarrollo de los Planes parciales:** Se destacan polos de desarrollo de vivienda como Lagos de Torca en el norte de la ciudad (135.000 viviendas), reverdecer del sur (60.000 viviendas) planes zonales, de reordenamiento, entre otros.
- **La construcción de nuevas subestaciones** alta tensión y media tensión (AT-MT) con el objetivo de continuar en la senda de mejora de la calidad del servicio y la atención de nueva demanda. Durante el año 2022 Enel Colombia puso en operación tres nuevas subestaciones adicionales AT/MT (Barzalosa, Rio, Terminal) con el objetivo de atender las necesidades del sistema, mejorar la calidad del servicio, conexión de generación renovables y conexión de clientes industriales en AT.
- **En la revitalización del Centro de la Ciudad** (renovación y desarrollo urbano) continuar con la conversión del sistema de 57,5 kV a 115 KV.
- **Desarrollo vial de Bogotá**, proyectos empresariales, industriales y residenciales.
- **El nuevo POT 2022-2035:** Contempla medidas de adaptación y mitigación frente al cambio climático, entre lo que se encuentra la construcción sostenible, movilidad y desarrollo rural bajo en carbono.

Cundinamarca y Región

- **REGIOTRAM Occidente** (subestaciones Tren de Occidente en el municipio de Facatativá y Montevideo en la localidad de Puente Aranda), será un sistema de tren eléctrico ligero que movilizará cerca de 130.000 pasajeros/día (alrededor de 40 millones pasajeros/año), entre los municipios de la Sabana Occidente y Bogotá. Se extenderá por 39,6 km, de los cuales 24,9 km se encuentran en la zona suburbana y 14,7 km en la zona urbana, y conectará los municipios de Funza, Mosquera, Madrid y Facatativá con la Ciudad de Bogotá.
- **Extensión Transmilenio NQS – Soacha, FASES II Y III**, mejorando los tiempos de desplazamiento y contribuye a la consolidación de la Región.
- **Interconexiones viales**, como la Autopista al Llano, perimetral oriental de Cundinamarca, Avda. Longitudinal de occidente.
- **Proyectos regionales:** Ciudad nueva, Ciudad Paz, Ciudad Río, Ciudad Mosquera, Ciudad Norte, Ciudad Bosa-Soacha.

- **Desarrollo urbanístico** en los diferentes municipios a través de planes parciales (Soacha, Mosquera, Cajicá)
- **Desarrollo urbanístico** y de turismo en la zona de Girardot y La Mesa.
- **Planta de Tratamiento de Aguas Residuales** PTAR Canoas y la planta EAR en Soacha que se atenderán con la nueva subestación Río.
- **Atención del servicio a los Data Centers** de las zonas francas de Gachancipá, Tocancipá, 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 910 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 2022

Tipo de infraestructura	Clasificación	2022
Subestaciones	Cantidad total	177
	Transformación total (MVA)	11.532
	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	5.378
	Transformación (MVA) nivel 4	5.357
	Transformación (MVA) nivel 3	797
Líneas y redes	Total nivel de tensión 4 (km)	910
	Total nivel de tensión 3 (km)	2.294
	Total nivel de tensión 2 (km)	28.546
	Total nivel de tensión 1 (km)	35.772
	Cantidad nivel de tensión 4 aéreas (km)	909

Tipo de infraestructura	Clasificación	2022
	Cantidad nivel de tensión 3 aéreas (km)	1.985
	Cantidad nivel de tensión 2 aéreas (km)	24.249
	Cantidad nivel de tensión 1 aéreas (km)	34.583
	Cantidad nivel de tensión 4 subterráneas (km)	1
	Cantidad nivel de tensión 3 subterráneas (km)	309
	Cantidad nivel de tensión 2 subterráneas (km)	4.297
	Cantidad nivel de tensión 1 subterráneas (km)	1.188

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 3.795.583 clientes a diciembre de 2022, el 89% son residenciales y el 11% no residenciales, en zona urbana se encuentra el 91% y el 9% en zona rural. El crecimiento para el año 2021 fue de 2,2% respecto al año 2021.



Gráfica 4-1 Distribución de Usuarios

4.2. Solicitudes de conexión

De los 101.483 nuevos usuarios atendidos, para la conexión de 47.366 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 2022.

Tabla 4.2 Índice de Pérdidas

Aspecto	Clasificación	2022
Pérdidas de energía	Índice de pérdidas totales de sistema (%)	8,10%
	Índice de pérdidas en el nivel de tensión 1 (%)	8,88%

Frente el año 2021 se logró una reducción en el índice de pérdidas totales y de nivel de tensión 1.

4.4. Operación del sistema en el 2022 versus el plan 2019-2025

A continuación, se indica el estado de operación del sistema en el año 2022, comparado con el proyectado del mismo año en el plan del 2019-2025 presentado.

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

4.4.1. Demanda de energía y potencia

En la Tabla 4.3, se presenta la demanda máxima de energía correspondiente a las entradas de energía al sistema.

Tabla 4.3 Demanda de Potencia y Energía

Año	2022-Real	2022-Proyección	2023	2024	2025
Potencia (MW)	2.377	2.354	2.370	2.385	2.399
Energía (GWh)	16.318	16.227	16.515	16.769	16.984

La demanda máxima de potencia proyectada fue 2.354 MW, la real estuvo en 2.377 MW, es decir, el crecimiento estuvo 23 MW por encima respecto a lo esperado. En energía la proyección para el 2022 fue de 16.227 GWh y la demanda real estuvo 91 MWh por encima con respecto a lo proyectado.

Tabla 4.4 Desagregación de la Demanda de Energía OR

Aspecto	Clasificación	2022
Demanda de energía	Total (MWh) ⁽¹⁾	15.896.853
	Usuarios residenciales (MWh) ⁽¹⁾	5.991.842
	Usuarios no residenciales (MWh) ⁽¹⁾	9.905.012
	Usuarios regulados (MWh) ⁽¹⁾	10.340.084
	Usuarios no regulados (MWh) ⁽¹⁾	5.556.769
	Máximo valor del sistema (día) (MWh) ⁽³⁾	47.314
	Mínimo valor del sistema (día) (MWh) ⁽⁴⁾	29.179

⁽¹⁾ Tomada de ADEM versión TXF 2022, filtrando por agente igual a CDS y ENDD. Fuente: Portal Privado XM.

⁽²⁾ Tomada de informe eReport de información comercial 2022, y afectando por PR1 publicado por XM como oficial para Diciembre 2022 para el OR CUNM.

⁽³⁾ 14 de Octubre de 2022, Demanda OR. Fuente: archivos Adem (versión TXF), XM

⁽⁴⁾ 1 de Enero de 2022, Demanda OR. Fuente: archivos Adem (versión TXF), XM

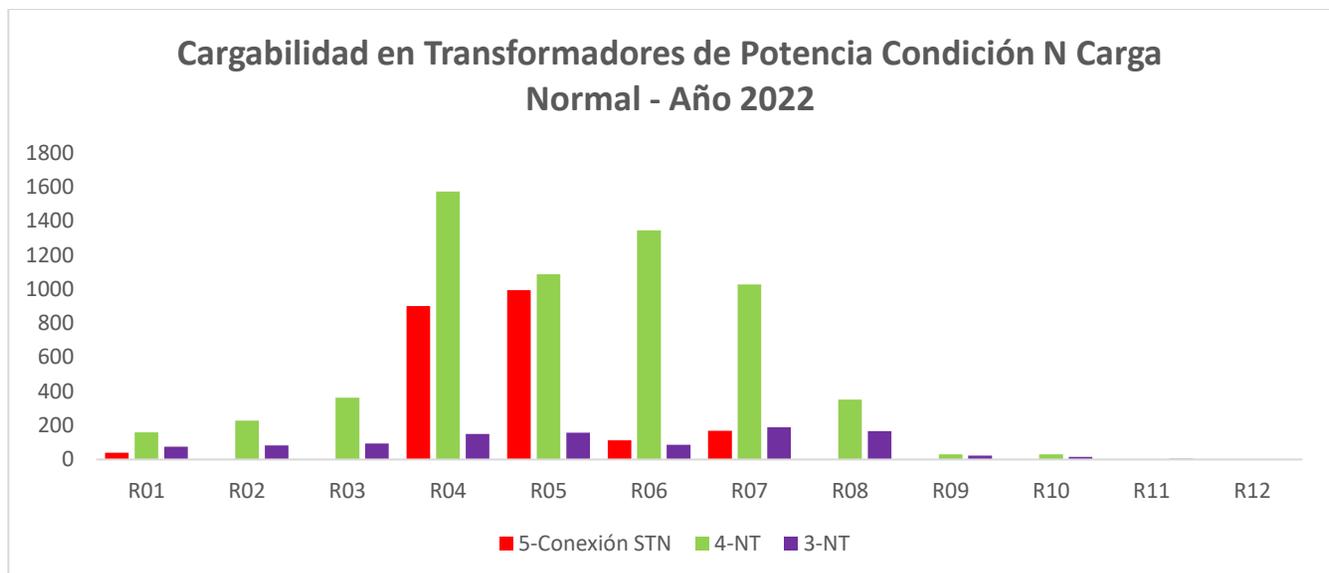
4.4.2. Cargabilidad de los principales elementos del sistema (formato 4)

En este numeral se indica la cargabilidad de los principales elementos del sistema presentadas en el diagnóstico del sistema en el plan de inversiones 2019-2025 y la cargabilidad presentada en el año 2022.

- **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	40	0	160	21	75	275
R02	11 – 20	0	0	55	228	48	82	310
R03	21 – 30	0	0	122	363	71	93	456
R04	31 – 40	40	900	217	1571	130	150	2621
R05	41 – 50	450	994	1414	1086	126	157	2237
R06	51 – 60	1068	112	1163	1344	106	86	1542
R07	61 – 70	376	168	1245	1027	163	189	1384
R08	71 – 80	0	0	1058	352	137	166	518
R09	81 – 90	112	0	560	30	86	23	53
R10	91 – 100	168	0	232	30	78	15	45
R11	101 – 110	0	0	30	0	18	5	5
R12	> 110	0	0	0	0	30	3	3



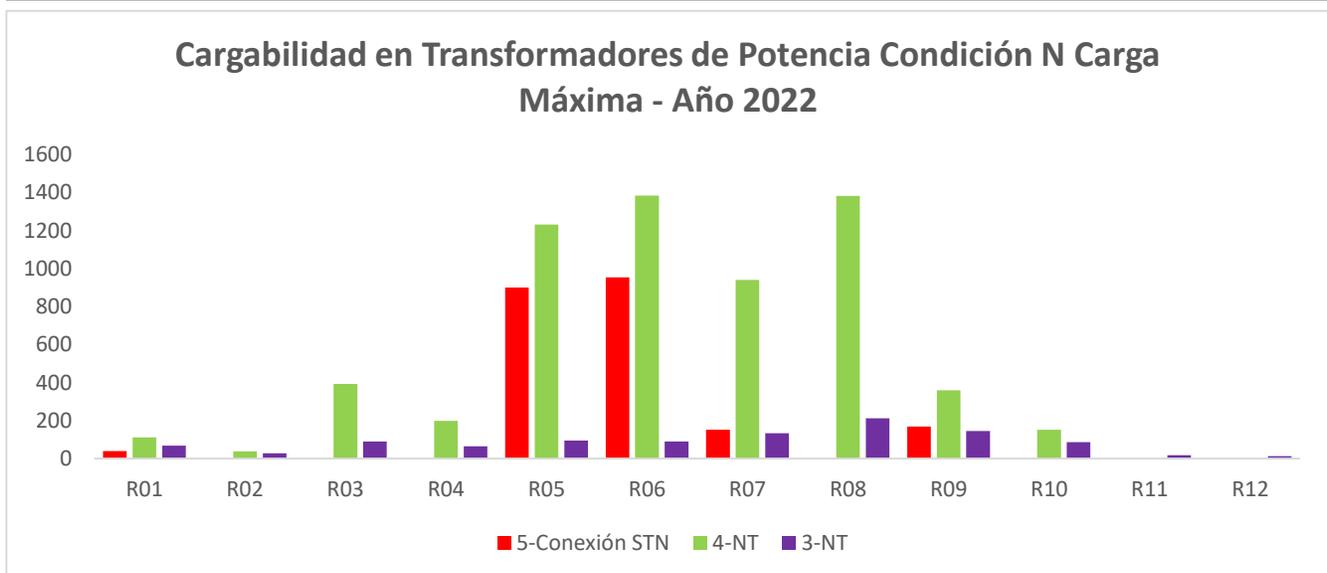
Gráfica 4-2 Rangos de cargabilidad en transformadores vs Capacidad nominal en condiciones normales de operación año 2022

Ninguno de los TRFs de conexión al STN presentan rangos de cargabilidad > al 100 %. En subestaciones MT-MT los transformadores D2 de la subestación **Subchoque y Tausa** presentaron cargabilidad de 114,01 % y 105,23 % respectivamente.

- **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

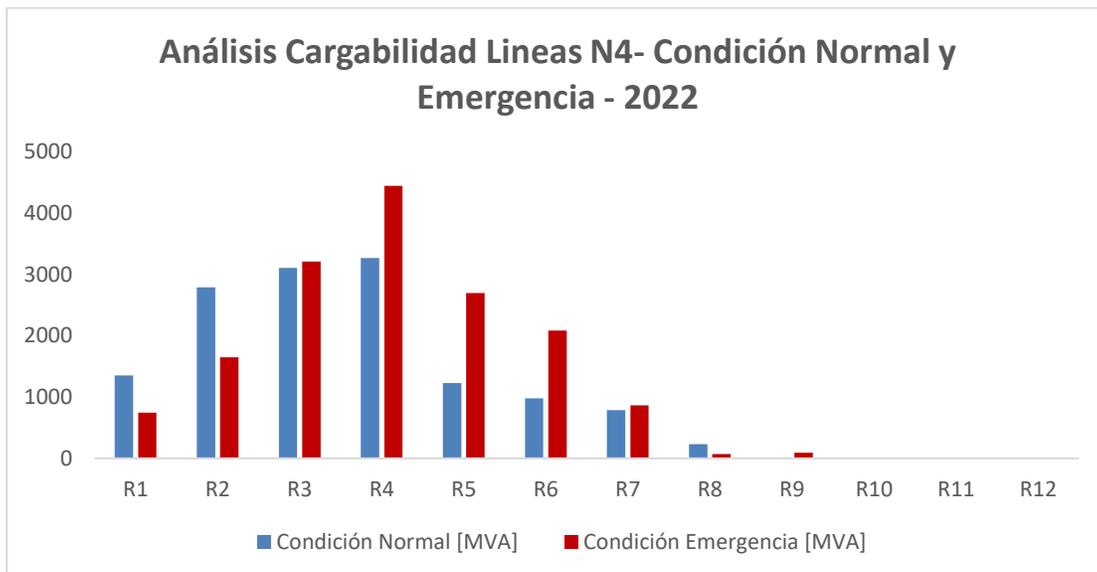
Rango	Rango de cargabilidad (%)	Conexión al STN (MVA)	Real Conexión al STN (MVA)	Nivel 4 (MVA)	Real Nivel 4 (MVA)	Nivel 3 (MVA)	Real Nivel 3 (MVA)	Real Total [MVA]
R01	0 – 10	0	40	0	112	11	68	220
R02	11 – 20	0	0	315	38	12	28	66
R03	21 – 30	0	0	38	393	23	89	482
R04	31 – 40	40	0	107	198	8	65	263
R05	41 – 50	0	900	160	1231	26	95	2226
R06	51 – 60	450	954	324	1384	125	90	2428
R07	61 – 70	40	152	639	941	76	134	1227
R08	71 – 80	0	0	887	1382	90	212	1594
R09	81 – 90	0	168	1687	360	114	146	674
R10	91 – 100	672	0	1000	152	133	86	238
R11	101 – 110	1012	0	0	0	187	18	18
R12	> 110	0	0	939	0	209	13	13


Gráfica 4-3 Rangos de cargabilidad en transformadores vs carga máxima en condiciones normales de operación – año 2022

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

Tabla 4.7 Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 4 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación.

Rango	Rango de cargabilidad (%)	Capacidad Operación Normal (MVA) - Nivel 4	Capacidad Operación Emergencia (MVA) -Nivel 4
R01	0 – 10	1350	747
R02	11 – 20	2789	1649
R03	21 – 30	3105	3207
R04	31 – 40	3266	4439
R05	41 – 50	1227	2696
R06	51 – 60	978	2083
R07	61 – 70	788	864
R08	71 – 80	231	69
R09	81 – 90	0	92
R10	91 – 100	0	0
R11	101 – 110	0	0
R12	> 110	0	0

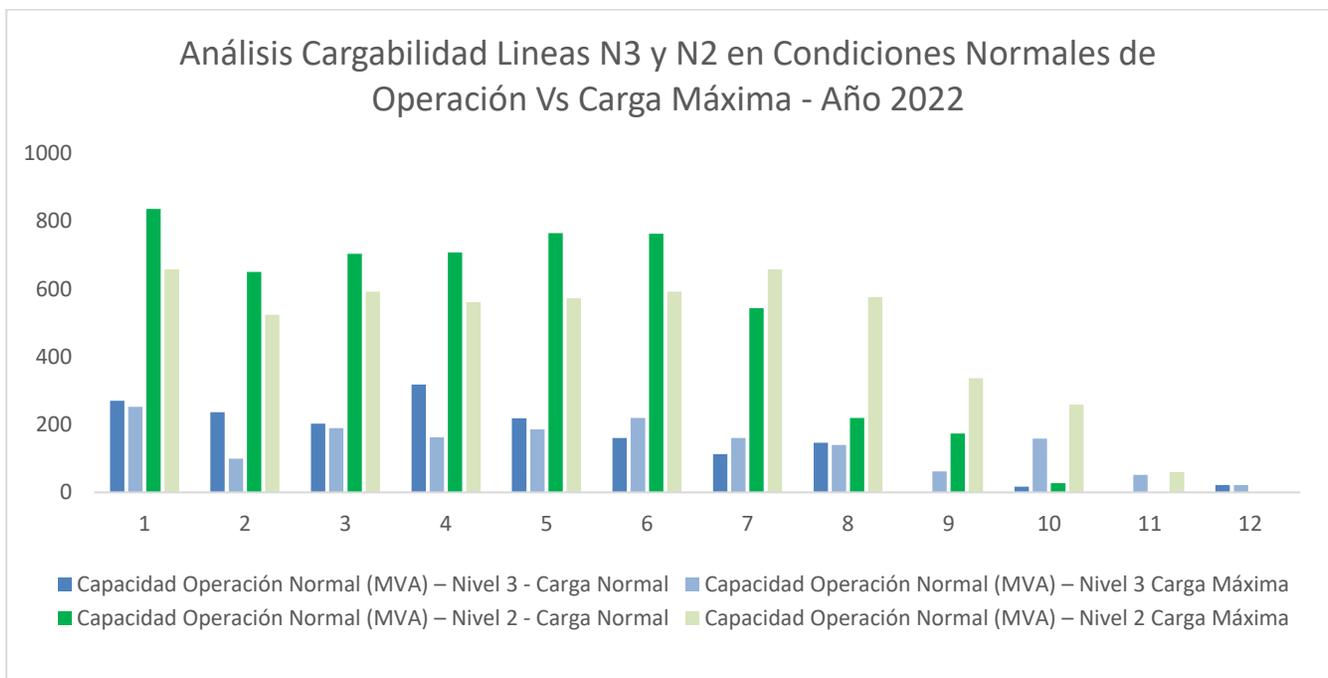

Gráfica 4-4 Cargabilidad en Líneas N4 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2022

Sin sobrecargas en líneas de nivel 4.

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

Tabla 4.8 Cargabilidad de líneas de nivel de tensión 2 y 3 frente a capacidad nominal en condiciones normales de operación

Rango	Rango de cargabilidad (%)	Capacidad Operación Normal (MVA) – Nivel 3 - Carga Normal	Capacidad Operación Normal (MVA) – Nivel 3 Carga Máxima	Capacidad Operación Normal (MVA) – Nivel 2 - Carga Normal	Capacidad Operación Normal (MVA) – Nivel 2 Carga Máxima
R1	0 – 10	269	252	836	658
R2	11 – 20	236	99	649	523
R3	21 – 30	202	190	703	592
R4	31 – 40	318	162	707	561
R5	41 – 50	219	186	764	572
R6	51 – 60	160	219	762	591
R7	61 – 70	112	160	543	657
R8	71 – 80	146	140	219	575
R9	81 – 90	0	62	173	337
R10	91 – 100	17	158	27	258
R11	101 – 110	0	52	0	60
R12	> 110	21	21	0	0


Gráfica 4-5 Cargabilidad en Líneas N3 y N2 vs carga máxima en condiciones de operación normal año 2022

- **Cargabilidad de los Transformadores de distribución.** En la siguiente tabla se presenta la cargabilidad presentada en el año 2022.

Tabla 4.9 Cargabilidad de transformadores de distribución

Rango	Rango de Cargabilidad (%)	Cantidad de transformadores	Capacidad de transformación (MVA)
R1	0 – 10	31,776	3,587
R2	11 – 20	15,040	1,641
R3	21 – 30	8,747	912
R4	31 – 40	5,982	572
R5	41 – 50	4,392	410
R6	51 – 60	3,173	284
R7	61 – 70	2,544	229
R8	71 – 80	1,923	166
R9	81 – 90	1,321	113
R10	91 – 100	902	75
R11	101 – 110	603	47
R12	> 110	401	28
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	210.132.686	98.790.515.747	34.827.636.441	6.488.471.667	140.316.756.541
Expansión	7.634.753.775	84.021.324.144	36.370.177.533	21.399.203.113	149.425.458.565
Planes Ordenamiento Territorial	20.272.164	18.794.569.330	141.296.667	12.966.103.867	31.922.242.028
Reposición	22.372.393.161	65.336.333.759	16.978.102.333	14.219.038.533	118.905.867.785
PIEC	3.221.770.913	1.602.627.120	0	0	4.824.398.033
Total	33.459.322.699	268.545.370.100	88.317.212.973	55.072.817.179	445.394.722.951

INVR					
Foco de inversión	NT 1	NT 2	NT 3	NT 4	Total
Calidad del servicio	978.069.075	94.071.284.899	32.552.680.131	13.470.022.934	141.072.057.038
Expansión	25.964.791.957	120.511.615.562	35.196.840.392	14.433.611.784	196.106.859.694
Planes Ordenamiento Territorial	235.074.890	21.451.639.206	2.347.767.284	12.387.887.569	36.422.368.948
Reposición	32.954.254.003	56.906.993.047	19.357.425.581	7.323.943.634	116.542.616.265
PIEC	3.733.226.873	928.056.263	0	0	4.661.283.136
Total	63.865.416.797	293.869.588.976	89.454.713.388	47.615.465.921	494.805.185.082

Diferencia (INVR - INVA)					
Foco de inversión	NT 1	NT 2	NT 3	NT 4	Total
Calidad del servicio y Reposición	767.936.389	-4.719.230.848	-2.274.956.310	6.981.551.268	755.300.498
Expansión	18.330.038.182	36.490.291.418	-1.173.337.141	-6.965.591.329	46.681.401.129
Planes Ordenamiento Territorial	214.802.726	2.657.069.875	2.206.470.617	-578.216.298	4.500.126.921
Reposición	10.581.860.842	-8.429.340.712	2.379.323.249	-6.895.094.898	-2.363.251.520
PIEC	511.455.960	-674.570.857	0	0	-163.114.897
Total	30.406.094.098	25.324.218.876	1.137.500.414	-7.457.351.258	49.410.462.131

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	12.837.519.500	0	7.027.903.000	19.865.422.500
II	10.658.155.218	52.810.814.847	37.228.466.200	28.022.417.280	128.719.853.545
III	22.230.839.631	91.992.740.666	12.090.988.532	15.650.583.533	141.965.152.361
IV	570.327.850	110.904.295.087	38.997.758.242	4.371.913.367	154.844.294.546
Total	33.459.322.699	268.545.370.100	88.317.212.973	55.072.817.179	445.394.722.951

INVR					
Tipo de inversión	NT 1	NT 2	NT 3	NT 4	Total
I	2.375.462.934	28.453.434.915	15.783.326.758	8.954.826.897	55.567.051.504
II	26.230.350.892	149.002.311.686	58.042.764.370	23.735.841.269	257.011.268.217
III	29.199.002.919	42.077.680.867	4.278.875.030	12.968.614.012	88.524.172.828
IV	6.060.600.052	74.336.161.508	11.349.747.230	1.956.183.743	93.702.692.533
Total	63.865.416.797	293.869.588.976	89.454.713.388	47.615.465.921	494.805.185.082

Diferencia (INVR - INVA)					
Tipo de inversión	NT 1	NT 2	NT 3	NT 4	Total
I	2.375.462.934	15.615.915.415	15.783.326.758	1.926.923.897	35.701.629.004
II	15.572.195.674	96.191.496.839	20.814.298.170	-4.286.576.011	128.291.414.672
III	6.968.163.288	-49.915.059.799	-7.812.113.502	-2.681.969.521	-53.440.979.533
IV	5.490.272.202	-36.568.133.579	-27.648.011.011	-2.415.729.624	-61.141.602.012
Total	30.406.094.098	25.324.218.876	1.137.500.414	-7.457.351.258	49.410.462.131

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 2022, 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
CDIE_CADNRA_R0010_22_II	GRANDES CLIENTES RURAL	1.972.103.000	6.466.353.753
CDIE_CADNRA_R0011_22_II	GRANDES CLIENTES URBANA	4.150.261.000	8.318.465.077
CDIE_CAOLRM_P0018_22_IV	CUMPLIMIENTO POT DISTRITAL	2.218.048.324	2.515.591.203
CDIE_CAOLRM_R0134_22_IV	MaG CONCESIONES	2.721.424.298	2.357.128.562
CDIE_CBCCAM_RCN08_22_III	PC - REPOSICION LAT 115KV MUNA SAUCES	3.374.727.000	4.065.485.378
CDIE_CBCCRM_R0022_22_III	PC - ADECUACION REDES MT URBANO	8.271.356.000	17.092.118.697

Código	Nombre del Proyecto	INVA	INVR
CDIE_CBCCRM_R0023_22_II	PC - REDISEÑO REDES SE TERMINAL	3.004.040.375	13.907.775.272
CDIE_CBCCRM_R0028_22_III	PC - TELECONTROL PLAN CALIDAD UOB	209.848.000	190.826.429
CDIE_CBCCRM_RCN29_22_III	PC - ADECUACIÓN REDES MT RURAL	4.867.988.600	5.656.447.479
CDIM_CADCRA_P0008_22_II	SE BARZALOSA REDES	7.819.136.000	13.366.623.614
CDIM_CADCRA_R0106_22_I	AMPLIACIÓN CAPACIDAD MT BOGOTÁ	180.970.000	222.117.370
CDIM_CADCRA_R0190_22_II	SUBESTACIÓN GRAN SABANA REDES	2.229.920.000	10.146.872.408
CDIM_CADCRA_RCN01_22_I	AMPLIACIÓN CAPACIDAD SE NOROESTE - REDES	125.408.000	814.738.073
CDIM_CADCRA_RCN01_22_II	AMPLIACIÓN CAPACIDAD SE NOROESTE - REDES	4.754.278.550	7.237.410.021
CDIM_CADCSR_P0007_22_II	SE BARZALOSA AT - MT	21.628.331.580	17.306.220.719
CDIM_CADCSR_R0090_22_II	AMPLIACIÓN SE SAN JORGE MT - MT	1.122.229.000	1.056.336.666
CDIM_CBSGAM_R0069_22_III	NORMALIZACIÓN SPT LAT RETIE	37.766.000	56.032.000
CDIM_CBSGAM_R0070_22_III	REPOSICIÓN INFRAESTRUCTURA LLNN NIV 4	1.322.231.900	2.699.043.579
CDIM_CBSGBM_R0073_22_III	REPOSICIÓN INFRAESTRUCTURA RURAL NIV 1	6.330.655.680	12.521.040.726
CDIM_CBSGBM_R0178_22_III	REPOSICIONES CAPITALIZABLES URBANA N1	312.281.371	260.270.651
CDIM_CBSGCM_R0087_22_III	TRAFOS Y EQUIPOS RURAL	4.851.105.000	7.235.958.931
CDIM_CBSGCM_R0088_22_III	TRAFOS Y EQUIPOS URBANA	3.398.552.000	3.788.899.884
CDIM_CBSGRM_R0074_22_III	REPOSICIÓN INFRAESTRUCTURA RURAL NIV 2	6.424.231.340	7.914.824.099
CDIM_CBSGRM_R0177_22_III	REPOSICIÓN INFRAESTRUCTURA URBANA NIV 2	3.675.661.230	9.531.837.817
CDIM_CBSGRM_R0196_22_III	REEMPLAZO CAJAS DE MANIOBRA RMU RED	300.023.457	607.543.262
CDIM_CBSGSM_R0207_22_III	REPOSICIÓN INFRAESTRUCTURA SSEE NIV 4	2.201.571.506	2.930.663.045
METROCL1_22_I	ME - METRO SE AT - MT CALLE PRIMERA	14.226.046.000	18.679.224.063
METROCL1_22_II	ME - METRO SE AT - MT CALLE PRIMERA	5.721.426.500	5.048.741.762
MNCSATUOAT_22_IV	MN - CENTROS SATELITE UOAT	1.267.364.000	1.460.576.220
MNCSATUOB_22_IV	MN - CENTROS SATELITE UOB	1.402.846.700	2.638.080.216
MNNVOSUOB_22_IV	MN - CIRCUITOS NVOS UOB	8.187.481.462	7.562.665.598
PPCD1A19E1MT_059_22_III	REPOSICIÓN ELEMENTOS OPER URBANO	1.189.606.007	3.293.339.718
PPCD1B19E1MT_058_22_III	REPOSICIÓN ELEMENTOS OPER RURAL	673.357.470	845.914.498
PPCD1B19E1TT_060_22_IV	REPOSICIÓN EQUIPOS TELECONTROL RURAL	84.103.000	138.075.000
REPSEATMT_22_III	SUSTITUCIÓN DE TRAFOS AT - MT y MT - MT	5.938.245.772	5.673.081.044
SEATMTRIO_22_II	SE AT - MT RIO	7.656.121.200	6.130.208.971
SEMTMTGD_22_I	AMPLIACIÓN SE MT - MT GUADUAS	765.804.000	2.378.994.186
CU100SMEG2021_22_II	CUNDINAMARCA AL 100 SMEG 2021	591.433.920	726.100.152
PY-00001_22_II	CONEXIONES CUNDINAMARCA 100 CUN100	4.232.964.113	3.906.588.905
Total General		149.440.949.355	216.748.215.048

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

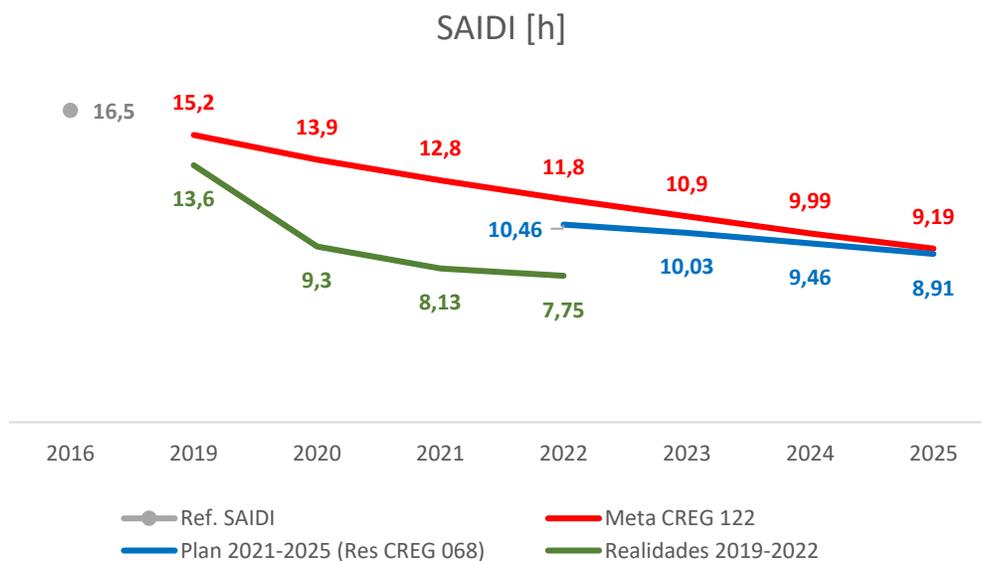
A continuación, se describe el desempeño de la calidad del servicio mediante los resultados de los indicadores de calidad del servicio en el SDL del año 2022 respecto a las metas planeadas 2019-2025.

Calidad Media:

En las siguientes gráficas se presentan los resultados de los indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI al año 2022 comparados con las metas propuestas en el plan de inversiones 2021-2025 aprobado mediante la Resolución CREG 068 de 2021 y la senda regulatoria definida por la CREG en la Resolución 122 de 2020.

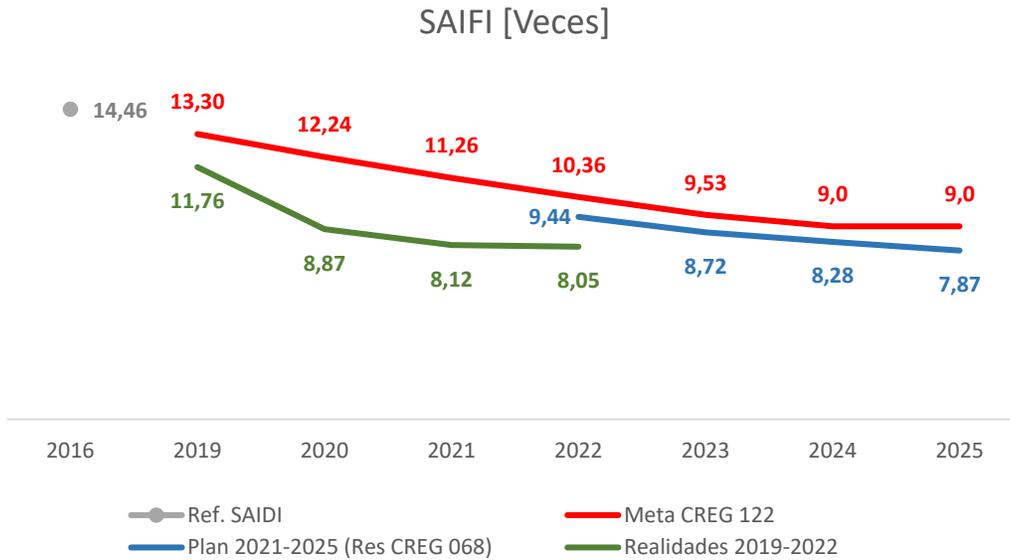
A partir del comportamiento esperado en los indicadores SAIDI y SAIFI en el horizonte a mediano plazo, se prevén proyectos para garantizar el cumplimiento de los indicadores de calidad en el SDL, tal como se muestra en la senda del Plan de inversiones 2021-2025 (curvas color azul).

SAIDI: El cierre del año 2022, respecto a la meta regulatoria (11,8 horas) estuvo 4,05 horas por debajo llegando a 7,75 horas.



Gráfica 6-1 SAIDI (Horas)

SAIFI: El cierre del año 2022 respecto a la meta regulatoria (10,36 veces) estuvo 2,31 veces por debajo, llegando a 8,05 veces.



Gráfica 6-2 SAIFI (#)

Calidad individual:

Teniendo en cuenta que durante el año 2021 se tuvo una disminución de la cantidad de usuarios promedio mensual compensados con respecto al número de usuarios del año 2020 cercana al 39% debido a la mejora de la calidad del servicio, en el año 2022 esta variable ha presentado un aumento con respecto al año 2021 en un 7%. Dicho incremento obedece a las variaciones propias esperadas en el desarrollo de la ejecución del plan de inversiones establecido para el periodo regulatorio.

Es de mencionar que Enel Colombia realiza un seguimiento periódico a los clientes compensados en los tres niveles de tensión establecidos en la metodología de remuneración de la actividad de distribución, 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 evaluando diferentes iniciativas asociadas a reducir la duración 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
AUTOFRG_22_III	FRG - NETWORK AUTOMATION FRG	96.200.000	0
AUTOFRG_22_IV	FRG - NETWORK AUTOMATION FRG	11.440.751.286	6.745.344.000
CDIE_CBCCAM_RCN08_22_II	PC - REPOSICION LAT 115KV MUNA SAUCES	1.650.182.000	0
CDIE_CBCCAM_RCN08_22_III	PC - REPOSICION LAT 115KV MUNA SAUCES	3.374.727.000	4.065.485.378
CDIE_CBCCRM_P0058_21_II	PC - SE AT-MT SAUCES REDES	0	3.670.747.002
CDIE_CBCCRM_R0023_22_II	PC - REDISENO REDES SE TERMINAL	3.004.040.375	13.907.775.272
CDIE_CBCCRM_R0028_22_III	PC - TELECONTROL PLAN CALIDAD UOB	209.848.000	190.826.429
CDIE_CBCCRM_R0028_22_IV	PC - TELECONTROL PLAN CALIDAD UOB	7.579.831.407	423.385.623
CDIE_CBCCRM_RCN25_22_III	PC - SE MT - MT BOQUERON REDES	2.140.854.000	33.078.610
CDIE_CBCCRM_RCN25_22_IV	PC - SE MT - MT BOQUERON REDES	2.129.122.175	18.605.520
CDIE_CBCCRM_RCN28_21_I	PC - SE MT - MT TABACAL REDES	0	72.348.743
CDIE_CBCCRM_RCN28_21_II	PC - SE MT - MT TABACAL REDES	0	184.837.980
CDIE_CBCCRM_RCN33_20_I	PC -SE AT-MT COMPARTIR REDES_I	0	355.590.349
CDIE_CBCCRM_RCN33_20_II	PC -SE AT-MT COMPARTIR REDES_II	0	5.279.989.839
CDIE_CBCCRM_RCN38_19	PC - REDISENO REDES SE PARATEBUENO_19	0	5.245.000
CDIE_CBCCRM_RCN42_22_III	PC - TELECONTROL PLAN CALIDAD UOC	2.393.504.999	79.412.649
CDIE_CBCCRM_RCN42_22_IV	PC - TELECONTROL PLAN CALIDAD UOC	7.366.082.538	921.121.429
CDIE_CBCCSM_P0051_22_IV	DRT - MOD RTU SE FASE II	4.390.688.000	2.196.950.610
CDIE_CBCCSM_R0185_21_IV	PC - SE MT - MT BOQUERON	0	1.377.024.673
CDIE_CBCCSM_R0192_21_II	PC - SE AT-MT TERMINAL	0	17.144.594.168
CDIE_CBCCSM_R0201_20_IV	PC - AMPLIACION SE SAUCES AT-MT_20_IV	0	619.456.220
CDIM_CADCRA_P0012_21_II	SUBESTACION PORTUGAL REDES	0	7.529.218.738
CDIM_CADCRA_R0190_22_II	SUBESTACION GRAN SABANA REDES	2.229.920.000	10.146.872.408
CDIM_CADCRA_RCN20_21_I	AMPLIACION SE MANGOS - REDES	0	164.067.632
CDIM_CADCSR_R0089_21_I	AMPLIACION SE MT-MT LOS_MANGOS	0	531.030.000
CDIM_CBSGRM_R0193_21_II	SUBESTACION SAN JOSE REDES	0	6.489.225.859
CDIM_CBSGSM_R0192_21_III	SUBESTACION SAN JOSE	0	709.308.000
DINAMO_22_IV	DINAMO	0	2.188.245.000
DRTREPRO	DRT - REEMPLAZO DE PROT_III	0	343.259.512
FOMTMT_22_IV	CONEXION FIBRA OPTICA SE MT-MT	0	12.889.596.387
FOMTMT_22_IV	FO - CONEXION FIBRA OPTICA SE MT - MT	18.821.933.000	0
FOTLC_22_IV	FO - FIBRA OPTICA A TLC	22.866.064.000	8.666.039.637
MNCLI360_22_III	MN - CLIENTES 360	5.945.266.000	0
MNCLI360_22_IV	MN - CLIENTES 360	6.222.686	0
MNCSATUOAT_22_IV	MN - CENTROS SATELITE UOAT	1.267.364.000	1.460.576.220

Código	Nombre del Proyecto	INVA	INVR
MNCSATUOB_22_III	MN - CENTROS SATELITE UOB	401.077.500	186.683.462
MNCSATUOB_22_IV	MN - CENTROS SATELITE UOB	1.402.846.700	2.638.080.216
MNCSATUOC_22_III	MN - CENTROS SATELITE UOC	2.468.366.200	0
MNCSATUOC_22_IV	MN - CENTROS SATELITE UOC	2.252.783.400	0
MNSUPUOB_22_III	MN - SUPLENCIAS UOB	4.223.230.800	2.790.746.164
MNSUPUOB_22_IV	MN - SUPLENCIAS UOB	14.063.929.168	9.625.237.567
MNSUPUOC_22_III	MN - SUPLENCIAS UOC	6.501.127.000	1.483.762.720
MNSUPUOC_22_IV	MN - SUPLENCIAS UOC	11.819.489.000	3.665.211.831
REDSALAMINA	SE MT-MT SALAMINA REDES	0	438.399.156
SEINUND_22_III	ADECUACION SUBESTACIONES INUNDABLES	256.101.807	0
UOBINUND	ADECUACION SUBESTACIONES INUNDABLES UOB	0	1.066.499.698
URBANFUT_22_II	URBAN FUTURABILITY BOGOTA	15.203.500	0
CDIM_CADCSR_R0089_21_II	AMPLIACION SE MT-MT LOS_MANGOS	0	3.777.541.809
CDIM_CADCRA_RCN20_21_II	AMPLIACION SE MANGOS - REDES	0	1.798.080.679
MEF1AMRETX	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION TERMINAL	0	5.192.554.850
Total general		140.316.756.541	141.072.057.038

Valores en millones de pesos de diciembre de 2017

7. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN

7.1. Proyectos adicionales

Durante la ejecución del INVR 2022 se identificaron necesidades adicionales a las aprobadas en la Resolución CREG 068 de 2021, las cuales se indican en la Tabla 7.1

Tabla 7.1 Proyectos Adicionales 2022

Código	Nombre del Proyecto	INVR
AMPREDFLO	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION FLORIDA REDES	4.755.897.752
AMPSEFL	AMPLIACION SE AT - MT SE FLANDES	7.032.984.119
BOLPAGOUOB	BOLETINES PAGO UOB	875.340.921
BOLPAGOUOC	BOLETINES PAGO UOC	1.081.344.790
CNXCIRRUR	CONEXIONES - CIRCUITOS RURAL	4.273.138.148
CNXCIRURB	CONEXIONES - CIRCUITOS URBANA	8.621.140.695
CNXENERRUR	CONEXIONES - ENERGIZACIONES RURAL	33.571.615.376
CNXENERURB	CONEXIONES - ENERGIZACIONES URBANA	41.551.014.962
CNXIPPCRUR	CONEXIONES - IPPC RURAL	180.906.958
CNXIPPCURB	CONEXIONES - IPPC URBANA	19.993.084
MEF1AMRFO	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION FONTIBON REDES	9.309.275.900
MEF1AMRUM	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION USME REDES	1.291.406.719
MEF1AMRVI	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION VICTORIA REDES	6.407.511.588

Código	Nombre del Proyecto	INVR
MEF1AMSEFO	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION FONTIBON	261.990.000
MEF1AMSEOM	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION COMPARTIR	260.919.000
MEF1AMSETX	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION TERMINAL REDES	1.107.937.653
MEF1AMSEUM	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION USME	261.990.000
MEF1AMSEVI	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION VICTORIA	3.455.817.044
PREDUOBBT	ADECUACION REDES BT URBANO	439.455.079
PREDUOCBT	ADECUACION REDES BT RURAL	150.626.779
REDSALAMINA	SE MT-MT SALAMINA REDES	438.399.156
SEFVIVO	SUBESTACIONES FRENTE VIVO	1.111.684.680
UOBINUND	ADECUACION SUBESTACIONES INUNDABLES UOB	1.066.499.698
MEF1AMRETX	ME - F1 AMPLIACION SUBESTACION TERMINAL	5.192.554.850
Total general		132.719.444.951

Valores en pesos de diciembre de 2017

8. MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS

Enel Colombia no tiene un plan de reducción pérdidas aprobado por la Comisión.

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 e informe 2022, se encuentra el Plan de trabajo del Sistema Gestión de Activos (SGAC) y el informe completo de ejecución del año 2022. En estos informes 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. A partir del año 2022 y 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.