



Informe Seguimiento a la Ejecución del Plan de Inversiones Regulatorio - Año 2024

(Unidad Transacciones T&D Energía)

Rev. No.	MODIFICACIÓN EFECTUADA	FECHA
00	Versión inicial	2025/03/25

ÍTEM	ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ
CARGO	Profesional A, Gestión Regulatoria Transacciones y Mercados	Profesional C, Gestión Regulatoria Transacciones y Mercados Profesional B, Gestión Regulatoria Transacciones y Mercados	Jefe Unidad Transacciones T&D
NOMBRE	Alison Reina Cabrera	Jairo Mauricio Urrea Ramírez Luis José Mendoza Fajardo	Isabel Cristina Bedoya Palacio

Tabla de contenido

INTRODUCCIÓN.....	6
1. CONTEXTO	7
1.1. Objetivo	7
1.2. Alcance.....	7
1.3. Definiciones	7
2. PLAN DE INVERSIONES 2023 - 2027	9
2.1. Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios.....	9
2.2. Descripción del sistema operado por EPM.....	10
2.2.1. Área de influencia	11
2.2.2. Activos operados.....	11
2.2.3. Cantidad de usuarios.....	11
2.2.4. Demanda de energía	11
2.2.5. Demanda de potencia	12
2.2.6. Indicadores de calidad del servicio	12
2.2.7. Solicitudes de Conexión	13
2.3. Plan de inversiones aprobado para el periodo 2023 - 2027	13
2.3.1. Inversiones por municipio.....	13
2.3.2. Inversiones por departamento	17
2.3.3. Inversiones por tipo de inversión	17
2.3.4. Inversiones por nivel de tensión.....	18
2.3.5. Inversiones por categoría de activos.....	19
2.3.6. Inversiones por expansión, reposición, calidad y pérdidas.....	19
2.3.7. Inversiones en los proyectos más relevantes para EPM y sus usuarios .	20
2.3.8. Costo de reposición de referencia aprobado.....	22
2.3.9. Metas de calidad del servicio, pérdidas de energía e inversiones aprobadas en un horizonte de 5 años.....	23
2.4. Plan de inversiones aprobado para el año 2024.....	26
2.4.1. Proyectos aprobados para el año 2024	27
2.4.2. Inversiones aprobadas para el año 2024.....	27
2.4.3. Plan de Expansión de Cobertura PECOR 2024	28
2.4.4. Plan inversiones total aprobado 2024	29
2.4.5. Metas de calidad del servicio aprobadas para el año 2024	30

2.4.6.	Metas de índices de pérdidas aprobados para el año 2024.....	31
3.	SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES AÑO 2024.....	31
3.1.	Inversiones ejecutadas en el año 2024.....	31
3.1.1.	Inversiones en activos puestos en operación, por nivel de tensión y categorías de activos.....	31
3.1.2.	Inversiones asociadas al plan de expansión de cobertura PECOR.....	32
3.1.3.	Inversión total en activos puestos en operación, por nivel de tensión y categorías de activos. Ejecución $INVR_{j,n,l,6} + IREC_{j,n,l,6}$	33
3.1.4.	Inversiones ejecutadas por proyectos del plan.....	38
3.1.5.	Inversiones asociadas al esquema de calidad del servicio.....	38
3.1.6.	Inversiones en gestión de activos.....	38
3.1.7.	Inversiones en unidades constructivas especiales.....	38
3.1.8.	Inversiones en componentes socioambientales y de servidumbre asociadas a los proyectos.....	39
3.2.	Avance en el cumplimiento de las Metas.....	40
3.2.1.	Cumplimiento de las inversiones en activos.....	40
3.2.2.	Desviaciones respecto al plan de inversiones aprobado.....	43
3.2.3.	Cumplimiento de las metas de calidad del servicio.....	44
3.2.4.	Cumplimiento de los índices de pérdidas.....	44
3.2.5.	Avance en la implementación del Sistema de Gestión de Activos.....	45
3.3.	Seguimiento a la base de activos.....	45
3.3.1.	Base de activos fuera de operación.....	45
3.3.2.	Base de terrenos al año 2024.....	46
4.	REPORTE DE INFORMACIÓN.....	47
4.1.	Formatos de reporte.....	47
4.2.	Información georreferenciada.....	47
4.3.	Consideraciones generales para el reporte de información a la CREG.....	47
5.	DOCUMENTOS DE REFERENCIA.....	51
6.	ANEXOS.....	53

Lista de figuras

Figura 2.1	Índices de pérdidas eficientes aprobados para EPM.	25
------------	---	----

Lista de tablas

Tabla 2.1	Cantidad de usuarios en el sistema de EPM en un horizonte de 5 años....	11
Tabla 2.2	Demanda de energía en el sistema de EPM en un horizonte de 5 años. ...	12
Tabla 2.3	Metas y ejecución de calidad del servicio de EPM.	12
Tabla 2.4	Inversiones plan 2023 - 2027 por municipio [<i>valores en Millones de pesos de dic 2017</i>].	13
Tabla 2.5	Inversiones plan 2023 - 2027 por departamentos.	17
Tabla 2.6	Inversiones plan 2023 - 2027 por tipo de inversión.	18
Tabla 2.7	Inversiones plan 2023 - 2027 por nivel de tensión.	18
Tabla 2.8	Inversiones plan 2023 - 2027 por categoría de activos.....	19
Tabla 2.9	Inversiones plan 2023 - 2027 según su clasificación.	19
Tabla 2.10	Inversiones en los proyectos más relevantes del plan 2023 - 2027.	20
Tabla 2.11	Costo de reposición de referencia aprobado para EPM.	22
Tabla 2.12	Comparación VPIE con 8% del CRR para niveles 1, 2 y 3	22
Tabla 2.13	Metas del indicador de duración de eventos, [<i>valores en horas al año</i>].	23
Tabla 2.14	Metas del indicador de frecuencia de eventos, [<i>valores en cantidad de eventos al año</i>].	24
Tabla 2.15	Indicador de calidad mínima garantizada individual de duración de eventos, DIUG [<i>máximo horas-año</i>]. Referencia año 2024.	24
Tabla 2.16	Indicador de calidad mínima garantizada individual de frecuencia de eventos, FIUG [<i>máximo veces-año</i>]. Referencia año 2024.	24
Tabla 2.17	Inversiones proyectadas para el periodo 2023 - 2027 [<i>\$ - dic 2017</i>].	25
Tabla 2.18	Proyectos de inversión aprobados para el año 2024.	27
Tabla 2.19	Inversiones aprobadas para los proyectos del plan de inversión año 2024. ..	28
Tabla 2.20	Plan de expansión de cobertura 2024 [<i>pesos dic 2017</i>].	29
Tabla 2.21	Plan inversiones total aprobado 2024.....	29
Tabla 2.22	Metas del indicador de duración de eventos año 2024.	30
Tabla 2.23	Metas del indicador de frecuencia de eventos año 2024.....	30
Tabla 2.24	Índices de pérdidas eficientes para EPM año 2024.	31
Tabla 3.1	Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2024. Sin Acote.	31
Tabla 3.2	Inversiones en activos PECOR puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2024. Sin Acote.	32

Tabla 3.3 Inversión total en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2024. Sin Acote.	33
Tabla 3.4 Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2024, acotados con la fórmula $1.1*INVA_{j,n,t,6}$ para N1, N2 y N3.	34
Tabla 3.5 Excedente de las inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2023.	35
Tabla 3.6 Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2024 acotados con la fórmula $1.1*INVA_{j,n,t,6}$ para N1, N2 y N3 más el excedente del año 2023.	36
Tabla 3.7 Excedente de las inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2024.	37
Tabla 3.8 Inversiones ejecutadas en UC especiales en el año 2024. UCs aprobadas en el plan de inversiones.	39
Tabla 3.9 Costos socioambientales y de servidumbre ejecutados en proyectos de inversión año 2024.	40
Tabla 3.10 Porcentajes de ejecución del plan de inversiones año 2024. Ejecución no acotada.	41
Tabla 3.11 Porcentajes de ejecución PECOR año 2024. Ejecución no acotada.	41
Tabla 3.12 Porcentajes de ejecución del plan total de inversiones año 2024. Ejecución no acotada.	42
Tabla 3.13 Porcentajes de ejecución del plan de inversiones año 2024. Ejecución acotada.	43
Tabla 3.14 Resultado de indicadores de calidad media EPM - año 2024.	44
Tabla 3.15 Valor de los activos que salieron de operación en el sistema de EPM en el año 2024.	45
Tabla 3.16 Valor de los terrenos en subestaciones en el sistema de EPM al año 2024. ..	46

INTRODUCCIÓN

Con la expedición de la Resolución CREG 015 del 2018 se estableció una nueva metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, en ella se destaca que, la mayor parte del ingreso que reciben las empresas operadoras de red está determinado por los activos de uso que operan. Para la remuneración de estos activos, cada operador de red debía entregar en la solicitud de aprobación de ingresos los inventarios de activos existentes a un día antes de la fecha en que comienza a regir el nuevo periodo tarifario dado por esta resolución (periodo 2019 - 2023) y un plan de inversiones en el que se comprometen a ejecutar inversiones anuales en activos durante los 5 años del periodo tarifario. Lo anterior, valorado mediante unidades constructivas definidas por la CREG en los capítulos 15 y 14 respectivamente, de dicha resolución.

Acorde con el numeral 6.5 de la Resolución CREG 015 del 2018, cada operador de red debe hacer seguimiento anual a la ejecución del plan de inversión que le fue aprobado, y presentar un informe acorde con los formatos y contenido mínimo que la CREG publique en circular aparte. Para lo anterior, la CREG publicó las Circulares 024 y 047 del 2020, en donde se definen dichas pautas. En cumplimiento de las disposiciones antes mencionadas, en este documento se presenta el informe de seguimiento a la ejecución del plan 2023 - 2027 el cual fue aprobado a EPM como ajuste al plan 2020 - 2025 mediante las resoluciones CREG 501 - 066 de 2024 y CREG 501 - 112 de 2024. El seguimiento se realiza para el año seis del periodo tarifario, acorde con los formatos y contenido mínimo definidos en dichas circulares.

El documento se encuentra estructurado en 5 numerales a saber: en el numeral 1 se presenta el objetivo, alcance y definiciones relevantes a considerar para la lectura del documento; en el numeral 2 se resumen los beneficios que esperan obtener los usuarios con la ejecución del plan, cómo está conformado el sistema de EPM a diciembre del año 2024 y cuáles fueron las inversiones aprobadas considerando varios niveles de desagregación, así como las metas planteadas para EPM; en el numeral 3 se presenta la ejecución hecha en el año 2024 en comparación con lo estipulado en el plan 2023 - 2027; en el numeral 4 se entregan los formatos solicitados por la CREG; finalmente en los numerales 5 y 6 se presentan las referencias tenidas en cuenta para la elaboración del documento y el listado de anexos a ser entregados a la CREG, respectivamente.

1. CONTEXTO

1.1. Objetivo

Presentar el informe de seguimiento a la ejecución año 2024 del plan de inversiones periodo 2023 - 2027 aprobado a EPM. Lo anterior, en cumplimiento de lo estipulado en el numeral 6.5, ítems “a” y “c” de la resolución CREG 015 del 2018 y a los requerimientos dados en las Circulares CREG 024 y 047 del 2020.

1.2. Alcance

Al final del presente informe se tendrá caracterizado el sistema actual que opera EPM en términos de la demanda de energía y potencia, área de influencia, activos operados, indicadores de calidad del servicio y pérdidas de energía. Se tendrán identificados los beneficios que recibirán los usuarios con la implementación del plan de inversiones aprobado a EPM para el periodo 2023 - 2027 y, para el año 2024, se tendrá información comparativa y de seguimiento entre las inversiones y metas planeadas por EPM y su ejecución real, presentando las justificaciones necesarias para las desviaciones encontradas. Lo anterior, en cumplimiento del objetivo propuesto.

1.3. Definiciones

A continuación, se presentan las definiciones más relevantes a tener en cuenta en la lectura del presente documento.

Activos de nivel de tensión 1: son los conformados por las redes de transporte que operan a tensiones menores a 1 kV y los transformadores con voltaje secundario menor a 1 kV que las alimentan para atender dos o más usuarios, incluyendo las protecciones y equipos de maniobra asociados, excepto los que hacen parte de instalaciones internas. En esta clasificación se incluyen los transformadores de conexión con capacidad igual o inferior a 15 kVA.

Activos de uso de STR y SDL: son aquellos activos de transporte de electricidad que operan a tensiones inferiores a 220 kV que son utilizados por más de un usuario y son remunerados mediante cargos por uso de STR o SDL.

Base regulatoria de activos, BRA: valor de los activos utilizados para la prestación del servicio por parte del OR. Está compuesta por activos eléctricos y no eléctricos.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas.

EPM: Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

Liquidador y administrador de cuentas, LAC: Entidad encargada de la liquidación y administración de cuentas de los cargos por uso de las redes del SIN que le sean asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación vigente.

Niveles de tensión: los STR y SDL se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

- Nivel 1: sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.
- Nivel 2: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
- Nivel 3: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
- Nivel 4: sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.

Operador de red de STR y SDL, OR: persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos por uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite cargos por uso corresponde a un municipio.

Separador de miles: se utiliza la coma (,).

Separador de decimales: se utiliza el punto (.).

Sistema de Distribución Local, SDL: sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión 3, 2 y 1 y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización.

Sistema de Transmisión Regional, STR: sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR o el TR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR o TR

SSPD: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Unidad constructiva, UC: conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica o a la supervisión o al control de la operación de activos de los STR o SDL.

Unidad constructiva especial: es aquella que contiene elementos con características técnicas que no la hace asimilable a las UC definidas.

2. PLAN DE INVERSIONES 2023 - 2027

Acorde con el artículo 22, ítem f, de la Resolución CREG 015 del 2018, es obligación de los OR: *“Planear, formular y ejecutar diligentemente los planes de inversión y mantenimiento para garantizar a los usuarios la prestación del servicio en condiciones de calidad, continuidad y seguridad exigidos por la regulación”*. Con base en esto, dentro de la solicitud de aprobación de ingresos y cargos presentada a la CREG, Empresas Públicas de Medellín E.S.P., en adelante EPM, sometió la aprobación del plan de inversiones regulatorio, correspondiente al periodo 2023-2027, bajo los criterios, requisitos e indicaciones estipuladas en el capítulo 6 de la resolución en mención. Posteriormente, considerando lo estipulado en el numeral 6.6 de la resolución CREG 015/2018, mediante el cual, *“Los OR pueden solicitar la revisión de los planes de inversión cada dos años contados a partir del inicio de su remuneración”*.

EPM presentó ajustes al plan de inversiones en el mes de agosto de 2022, correspondientes al periodo 2023 - 2027, y fue aprobado por medio de la Resolución CREG 501 - 066 de 2024. Posteriormente, EPM presentó recurso de reposición frente a la resolución aprobatoria, recurso que fue contestado por la CREG mediante la Resolución 501 - 112 de 2024, que corresponde a la aprobación definitiva del plan presentado.

Con relación al plan de inversiones 2023-2027, se destacan los siguientes aspectos a considerar:

2.1. Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios

Conforme con lo establecido en el numeral 6.1 “Criterios generales”, ítem h, de la Resolución CREG 015 del 2018, los proyectos de inversión contemplados en el plan *“deben contar con una relación beneficio - costo superior a uno (1), con base en los criterios y metodologías definidos por el OR para la evaluación de sus proyectos”*.

En este sentido, dentro del Plan de Inversiones Regulatorio 2023 - 2027 presentado por EPM, se indicaron los beneficios considerados en la evaluación de los proyectos, los cuales comprenden las retribuciones que recibirán los usuarios conectados al sistema de EPM, en el corto y mediano plazo. Los beneficios se describen a continuación:

- ✓ **Energía no suministrada (ENS):** Uno de los criterios fundamentales para la atención de la demanda, es la confiabilidad del servicio ante fallas o perturbaciones en el sistema eléctrico; esta variable se refleja como un beneficio a mediano plazo para los usuarios, dado que, ante eventos de la red, se eliminaría o disminuiría la energía no suministrada a los usuarios conectados a la red, permitiendo así el libre desarrollo de las actividades económicas del país.
- ✓ **Demanda no atendida (DNA):** La demanda no atendida es un concepto similar al descrito anteriormente, sin embargo, está enfocada en la atención de la demanda de nuevos usuarios. El criterio principal en este caso es la de

expansión del sistema; esta variable se refleja como un beneficio a corto y mediano plazo para los usuarios dado que, ante nuevas solicitudes de conexión a la red, ésta no sería restringida, permitiendo así una expansión en el desarrollo de las actividades económicas del país.

- ✓ **Pérdidas de energía:** Dentro de la composición de costos que pagan los usuarios por el servicio de energía, se cuenta con una componente de costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía. Las inversiones planteadas para el sostenimiento de las pérdidas de energía resultan como un beneficio a corto y mediano plazo para los usuarios, dado que esto apuntaría a una reducción en los costos del servicio que deben pagar mensualmente.
- ✓ **Disminución en restricciones:** Dentro de la composición de costos que pagan los usuarios por el servicio de energía, se cuenta con una componente de costo de restricciones y de servicios asociados con generación. Las inversiones planteadas para la expansión y reposición de activos en el sistema resultan en un beneficio a corto y mediano plazo para los usuarios, dado que esto apuntaría a una reducción en los costos del servicio que deben pagar mensualmente.
- ✓ **Efecto sobre el costo marginal de la energía:** Dadas la inversiones aprobadas para la conexión de terceros que intervienen los activos de uso, los usuarios del sistema se benefician ante la conexión de nuevas plantas de generación que, por su bajo costo de operación, mantenimiento y materias primas de producción como agua, viento o radiación solar, se esperan precios de generación de energía más competitivos para disminuir el costo marginal impuesto por generaciones más costosas como las térmicas.
- ✓ **Calidad del servicio:** Dentro del plan de calidad de EPM se aprobaron inversiones para el proyecto de mejoramiento de la calidad en el servicio, estas obras se reflejan ante el usuario como un beneficio a corto y mediano plazo dado que apuntan a reducir el número de veces y el tiempo que los usuarios son desconectados de la red.
- ✓ **Confiabilidad del sistema:** Con la ejecución del plan de inversiones se logrará la instalación de activos nuevos, ya sea en expansión o reposición, y la inversión en nuevas tecnologías, permitiendo así una renovación en la infraestructura eléctrica del sistema. Con esto, se logra reducir las fallas por obsolescencia en la red, lo cual conlleva a una mayor confiabilidad del sistema, y por tanto a una mejor calidad en el servicio.

2.2. Descripción del sistema operado por EPM

A diciembre del año 2024 el sistema de distribución de energía eléctrica operado por EPM se encuentra caracterizado de la siguiente manera:

2.2.1. Área de influencia

EPM cuenta con operación comercial principalmente en el departamento de Antioquia, sin embargo, debido a cercanías geográficas, también cuenta con unos pocos usuarios rurales en los departamentos del Chocó, Córdoba y Caldas.

2.2.2. Activos operados

El sistema operado por EPM cubre un área geográfica de 63,612 km² aproximadamente y cuenta con un índice de cobertura según metodología PIEC de 99,72% a diciembre de 2024. En este año entraron en operación 14 circuitos de uso nuevos en el sistema de distribución y se anexaron nuevos tramos de fibra óptica en la red.

Se destaca la puesta en operación de los proyectos desarrollados en las subestaciones: “Solución a alta cargabilidad en redes del oriente antioqueño” con intervención de las subestaciones Guarne, Piedras blancas, Oriente, Córdoba y Rionegro; el proyecto “Expansión y confiabilidad subestación Caldas” que comprende la construcción de un tramo de línea 110 kV y de una nueva subestación con una transformación de 60 MVA 110/44/13.2 kV. Adicionalmente, se terminó la ejecución de la “Modernización subestación Guadalupe IV 220/44/13.2 kV”.

2.2.3. Cantidad de usuarios

La cantidad total de usuarios del sistema de EPM para el año 2024 alcanzó un valor de 2,883,661 usuarios, de los cuales 2,649,651 (91.88%) corresponden a usuarios residenciales y 234,010 (8.12%) a usuarios no residenciales. En la Tabla 2.1 se presentan las proyecciones de usuarios a atender por EPM en un horizonte de 5 años, en comparación con la cantidad obtenida en el año 2024.

Tabla 2.1 Cantidad de usuarios en el sistema de EPM en un horizonte de 5 años.

Descripción/año	2024(E)*	2024(P)**	2025(P)**	2026(P)**	2027(P)**	2028(P)**
Cantidad de usuarios	2,883,661	2,888,191	2,962,552	3,042,959	3,123,375	3,203,788
<i>* (E): atendidos en el año indicado; **(P): proyectados en el horizonte de planeación</i>						

El promedio de crecimiento anual de clientes es de 2.65% para los próximos 5 años.

2.2.4. Demanda de energía

En la Tabla 2.2 se presenta la demanda de energía proyectada para el mercado de EPM en un horizonte de planeación de 5 años, así como la cantidad de demanda del año 2024.

Tabla 2.2 Demanda de energía en el sistema de EPM en un horizonte de 5 años.

Descripción /año	2024(E)*	2025(P)**	2026(P)**	2027(P)**	2028(P)**	2029(P)**
Demanda Total [GWh]	10,281.1	10,331.2	10,544.8	10,772.6	11,000.2	11,228.2

El crecimiento de la demanda de energía para el horizonte de 5 años es de 2.30%.

2.2.5. Demanda de potencia

La demanda de potencia máxima para el sistema eléctrico de EPM en el 2024 fue de 1,744 MW, lo cual, en comparación con la potencia máxima de 1,585 MW obtenida en 2023, se encuentra 10,03% por encima. Este valor considera las potencias coincidentes en el sistema en el instante de máxima.

Se aclara que EPM para identificar las sobrecargas en los transformadores de potencia de las subestaciones realiza otras proyecciones de demanda no coincidente, es decir, realiza unas proyecciones de demanda considerando la potencia máxima por cada subestación, de acuerdo con las metodologías de planeación descritas en el plan de inversiones regulatorio.

2.2.6. Indicadores de calidad del servicio

Las metas de los indicadores de calidad del servicio, SAIDI y SAIFI, en el horizonte de planeación de 5 años aprobado actualmente a EPM se presentan en la Tabla 2.3, así como los valores obtenidos en el año 2024 y años anteriores. Para el año 2024 y acorde con el numeral 5.2.3.2.1 de la resolución CREG 015 del 2018, modificado por el artículo 28 de la resolución CREG 036 del 2019, se indica: *“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”*. Para el año 2024 las metas de calidad fueron aprobadas según la resolución CREG 501 - 094 de 2024.

Tabla 2.3 Metas y ejecución de calidad del servicio de EPM.

Indicador Calidad del Servicio	2019	2020	2021	2022	2023	2024
SAIDI [horas] Meta	12.84	11.82	10.87	10.00	9.20	10.896
SAIDI [horas] Real	14.23	11.46	13.39	13.14	12.42	10.68
Indicador Calidad del Servicio	2019	2020	2021	2022	2023	2024
SAIFI [veces] Meta	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00	9.00
SAIFI [veces] Real	7.29	6.67	8.18	7.87	7.78	6.56

El cumplimiento de estos indicadores se da si el valor obtenido es igual o menor al valor de la meta, por consiguiente, de la Tabla 2.3 se observa que, en el año 2024 se cumplieron las metas de calidad en SAIDI y SAIFI.

2.2.7. Solicitudes de Conexión

EPM recibe constantemente solicitudes para la conexión de nuevos clientes residenciales, comerciales e industriales y durante el año 2024 EPM recibió solicitud de conexión para 87,387 nuevos usuarios en el servicio de energía eléctrica.

2.3. Plan de inversiones aprobado para el periodo 2023 - 2027

De acuerdo con la Resolución CREG 078 de 2019, modificada por la Resolución CREG 156 de 2019, el plan de inversiones regulatorio presentado por EPM fue aprobado en su solicitud de aprobación de cargos, correspondiente al período 2019-2023. Posteriormente, mediante la Resolución CREG 136 de 2021, modificada por las Resoluciones CREG 501-022 de 2022 y CREG 501-027 de 2022, la CREG aprobó los ajustes realizados por EPM al plan inicial, ampliando su cobertura al período 2020-2025. Finalmente, a través de las Resoluciones CREG 501-066 de 2024 y CREG 501-112 de 2024, se autorizó una nueva modificación para el período 2023-2027, la cual se presenta en este documento.

Las inversiones aprobadas en el plan 2023 - 2027 se presentan por municipio en la Tabla 2.4; por departamento en la Tabla 2.5; por tipo de inversión en la Tabla 2.6; por nivel de tensión en la Tabla 2.7; por categoría de activos en la Tabla 2.8; y por su clasificación en expansión, reposición, calidad y pérdidas en la Tabla 2.9.

2.3.1. Inversiones por municipio

Se consideran inversiones en 131 municipios, los cuales se muestran a continuación:

Tabla 2.4 Inversiones plan 2023 - 2027 por municipio [valores en Millones de pesos de dic 2017].

Nombre Municipio	Código Municipio	Total
ABEJORRAL	05002	8,218
ABRIAQUÍ	05004	2,498
ALEJANDRÍA	05021	2,739
AMAGÁ	05030	43,611
AMALFI	05031	20,874
ANDES	05034	23,662
ANGELÓPOLIS	05036	4,636
ANGOSTURA	05038	5,352

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2024**

<i>Nombre Municipio</i>	<i>Código Municipio</i>	<i>Total</i>
ANORÍ	05040	8,234
ANZÁ	05044	5,196
APARTADÓ	05045	46,812
ARBOLETES	05051	19,601
ARGELIA	05055	3,947
ARMENIA	05059	926
AYAPEL	23068	1,637
BARBOSA	05079	24,959
BELLO	05088	49,964
BELMIRA	05086	8,111
BETANIA	05091	3,270
BETULIA	05093	10,774
BRICEÑO	05107	5,242
BURITICÁ	05113	4,668
CÁCERES	05120	13,956
CAICEDO	05125	8,568
CALDAS	05129	32,415
CAMPAMENTO	05134	6,072
CAÑASGORDAS	05138	13,795
CARACOLÍ	05142	4,763
CARAMANTA	05145	1,342
CAREPA	05147	33,318
CARMEN DEL DARIÉN	27150	509
CAROLINA	05150	2,025
CAUCASIA	05154	56,018
CHIGORODÓ	05172	22,296
CISNEROS	05190	5,903
CIUDAD BOLÍVAR	05101	9,504
COCORNÁ	05197	13,315
CONCEPCIÓN	05206	4,933
CONCORDIA	05209	5,702
COPACABANA	05212	12,301
DABEIBA	05234	39,425
DONMATÍAS	05237	8,661
EBÉJICO	05240	12,020
EL BAGRE	05250	21,825
EL CARMEN DE ATRATO	27245	1,754
EL CARMEN DE VIBORAL	05148	21,439

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2024**

<i>Nombre Municipio</i>	<i>Código Municipio</i>	<i>Total</i>
EL SANTUARIO	05697	10,400
ENTRERRÍOS	05264	4,863
ENVIGADO	05266	50,176
FREDONIA	05282	20,641
FRONTINO	05284	11,399
GIRALDO	05306	2,083
GIRARDOTA	05308	24,915
GÓMEZ PLATA	05310	9,629
GRANADA	05313	8,895
GUADALUPE	05315	10,769
GUARNE	05318	55,982
GUATAPÉ	05321	16,000
HELICONIA	05347	3,051
HISPANIA	05353	16,777
ITAGÜÍ	05360	23,505
ITUANGO	05361	9,255
JARDÍN	05364	4,827
JERICÓ	05368	71,278
LA APARTADA	23350	863
LA CEJA	05376	11,605
LA DORADA	17380	46
LA ESTRELLA	05380	34,627
LA PINTADA	05390	1,471
LA UNIÓN	05400	5,989
LIBORINA	05411	7,331
MACEO	05425	13,647
MARINILLA	05440	21,445
MEDELLÍN	05001	271,458
MONTEBELLO	05467	2,968
MONTELÍBANO	23466	631
MUTATÁ	05480	25,599
NARIÑO	05483	7,673
NECHÍ	05495	18,566
NECOCLÍ	05490	37,579
OLAYA	05501	1,705
PEÑOL	05541	8,703
PEQUE	05543	5,232
PUEBLORRICO	05576	1,481

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2024**

<i>Nombre Municipio</i>	<i>Código Municipio</i>	<i>Total</i>
<i>PUERTO BERRÍO</i>	05579	22,415
<i>PUERTO NARE</i>	05585	13,526
<i>PUERTO TRIUNFO</i>	05591	18,605
<i>REMEDIOS</i>	05604	20,270
<i>RETIRO</i>	05607	11,096
<i>RIONEGRO</i>	05615	102,114
<i>RIOSUCIO</i>	27615	9,247
<i>SABANALARGA</i>	05628	4,143
<i>SABANETA</i>	05631	6,193
<i>SALGAR</i>	05642	5,869
<i>SAN ANDRÉS DE CUERQUÍA</i>	05647	3,946
<i>SAN CARLOS</i>	05649	20,268
<i>SAN FRANCISCO</i>	05652	39,516
<i>SAN JERÓNIMO</i>	05656	11,913
<i>SAN JOSÉ DE LA MONTAÑA</i>	05658	35,416
<i>SAN JUAN DE URABÁ</i>	05659	10,526
<i>SAN LUIS</i>	05660	5,843
<i>SAN PEDRO DE LOS MILAGROS</i>	05664	15,061
<i>SAN PEDRO DE URABÁ</i>	05665	37,593
<i>SAN RAFAEL</i>	05667	13,956
<i>SAN ROQUE</i>	05670	17,299
<i>SAN VICENTE FERRER</i>	05674	9,376
<i>SANTA BÁRBARA</i>	05679	14,288
<i>SANTA FÉ DE ANTIOQUIA</i>	05042	23,448
<i>SANTA ROSA DE OSOS</i>	05686	32,004
<i>SANTO DOMINGO</i>	05690	11,770
<i>SEGOVIA</i>	05736	11,640
<i>SONSÓN</i>	05756	19,956
<i>SOPETRÁN</i>	05761	14,942
<i>TÁMESIS</i>	05789	6,116
<i>TARAZÁ</i>	05790	18,622
<i>TARSO</i>	05792	9,598
<i>TIERRALTA</i>	23807	11
<i>TITIRIBÍ</i>	05809	6,167
<i>TOLEDO</i>	05819	6,473
<i>TURBO</i>	05837	109,765
<i>URAMITA</i>	05842	8,964
<i>URRAO</i>	05847	10,770

INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2024

Nombre Municipio	Código Municipio	Total
VALDIVIA	05854	11,283
VALPARAÍSO	05856	7,617
VEGACHÍ	05858	9,554
VENECIA	05861	8,559
YALÍ	05885	4,951
YARUMAL	05887	27,453
YOLOMBÓ	05890	17,149
YONDÓ	05893	22,079
ZARAGOZA	05895	18,312
Total general		2,355,542

Se observa que el municipio con mayor monto de inversión es Medellín, para un valor de inversión de 271,458 millones de pesos a invertir en el periodo 2023-2027, lo que equivale a un 11.5% del plan.

2.3.2. Inversiones por departamento

Se consideran inversiones en cuatro departamentos, los cuales se muestran a continuación:

Tabla 2.5 Inversiones plan 2023 - 2027 por departamentos.

Departamento	Inversión Total*
Antioquia	2,340,843
Caldas	46
Chocó	11,510
Córdoba	3,143
Total general	2,355,542

* Valores en millones de pesos a diciembre del 2017.

El departamento de Antioquia es el que presenta mayor grado de inversión, por valor de 2,340,843 millones de pesos, correspondientes al 99.38% del plan.

2.3.3. Inversiones por tipo de inversión

Las inversiones por tipos de inversión se presentan a continuación:

Tabla 2.6 Inversiones plan 2023 - 2027 por tipo de inversión.

Tipo proyecto*	Total inversiones**
Tipo I	361,582
Tipo II	1,144,948
Tipo III	629,015
Tipo IV	219,997
Total general	2,355,542
<i>* Los tipos de proyectos de inversión se definen en el capítulo 6 de la resolución CREG 015 del 2018.</i>	
<i>** Valores en millones de pesos a diciembre del 2017.</i>	

Se observa que gran parte de la inversión está dada por los proyectos tipo II, es decir, expansión de la infraestructura para aumentar la capacidad del sistema, por un valor de 1,144,948 millones de pesos, lo que corresponde al 49% del plan. Por otra parte, si se consideran en conjunto los tipos de inversión I y III, los cuales corresponden a tipos de reposición de activos, se encuentra que en total suman 990,597 millones de pesos, lo cual representa un 42% del plan.

2.3.4. Inversiones por nivel de tensión

Para cada uno de los niveles de tensión, se contemplan los siguientes montos de inversión:

Tabla 2.7 Inversiones plan 2023 - 2027 por nivel de tensión.

Nivel de tensión	Total*
1	612,090
2	1,133,102
3	324,832
4	285,518
Total general	2,355,542
<i>* Valores en millones de pesos a diciembre del 2017.</i>	

Se observa que el nivel de tensión 2 es el que presenta mayor grado de inversión, por valor de 1,133,102 millones de pesos, correspondientes al 48% del plan.

2.3.5. Inversiones por categoría de activos

Los montos de inversión por categoría de activos se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 2.8 Inversiones plan 2023 - 2027 por categoría de activos.

Categoría	Descripción categoría	Total*
1	<i>Transformadores de potencia</i>	118,386
2	<i>Compensaciones</i>	0
3	<i>Bahías y celdas</i>	101,826
4	<i>Equipos de control y comunicaciones</i>	157,673
5	<i>Equipos de subestación</i>	22,236
6	<i>Otros activos subestación</i>	45,997
7	<i>Líneas aéreas</i>	967,631
8	<i>Líneas subterráneas</i>	101,174
9	<i>Equipos de línea</i>	178,110
10	<i>Centro de control</i>	50,419
11	<i>Transformadores de distribución</i>	198,266
12	<i>Redes de distribución</i>	413,824
Total general		2,355,542

* Valores en millones de pesos a diciembre del 2017.

Se observa que la mayor inversión se plantea para líneas aéreas (categoría 7), por valor de 967,361 millones de pesos, lo que corresponde al 41% del plan. Para la categoría 2, en la inversión se planea a demanda, mediante la solicitud de unidades constructivas especiales, por lo que no se considera un valor planeado.

2.3.6. Inversiones por expansión, reposición, calidad y pérdidas

Las inversiones en expansión, reposición, calidad, reducción y mantenimiento de pérdidas se presentan a continuación:

Tabla 2.9 Inversiones plan 2023 - 2027 según su clasificación.

Clasificación	Total inversiones*
<i>Expansión</i>	1,182,034
<i>Reposición</i>	929,323
<i>Calidad del servicio</i>	148,074
<i>Reducción y mantenimiento de pérdidas</i>	96,111
Total general	2,355,542

* Valores en millones de pesos a diciembre del 2017.

El monto más grande de inversión se proyecta para la expansión de activos, por un valor de 1,182,034 millones de pesos, equivalente al 50% del plan.

2.3.7. Inversiones en los proyectos más relevantes para EPM y sus usuarios

Dentro de los 69 proyectos aprobados para su ejecución, pertenecientes al plan de inversiones regulatorio 2023 - 2027, se destacan principalmente los siguientes proyectos, dada su gran relevancia para EPM y para los usuarios y regiones que atiende:

- El proyecto Expansión VP T&D, el cual está enfocado en la atención de la demanda en instalaciones existentes y es el proyecto con mayor inversión para el periodo cubierto por el plan aprobado.
- Nuevas subestaciones Bajirá, Ayurá, Guarcama, Industriales, Lagunas y Maderos.
- Proyectos de conexión de generación para mejorar la capacidad del sistema como lo son los parques solares Inti, Urabá 1 y 2 y Manglares y las PCHs Aures Alto, Conde, EL Remanso, Guaico, La Aurrá, Mulatos, Nare, Noque, santa Inés, Sirgua y TZ II.
- Ampliación de capacidad en las subestaciones Necoclí, Rodeo, Andes y Caldas y conexión al STN de las subestaciones San Lorenzo II y Carrieles.
- Continuación de la expansión de la Fibra óptica.
- Modernización de las subestaciones Ancón Sur, Betulia, Guadalupe IV, Miraflores, El Limón, Valparaíso y Doradal.
- Mejoramiento de Calidad en Media Tensión, para mejorar el servicio prestado a los usuarios finales.
- Gestión y Control de Pérdidas de Energía, el cual, está enfocado en el control de las pérdidas del sistema de EPM.
- Programas de reposición de activos como Reposición VPT&D, Reposición subestaciones y líneas, Reposición de cables y transformadores y PRAS

Los montos de inversión aprobados para estos proyectos se presentan en la Tabla 2.10:

Tabla 2.10 Inversiones en los proyectos más relevantes del plan 2023 - 2027.

Nombre del proyecto	Inversión total*
<i>Expansión VP T&D</i>	879,846,252,739
<i>Nueva subestación Bajirá</i>	11,232,594,174
<i>Nueva subestación (sector Ayurá)</i>	17,140,968,732
<i>Nueva subestación Guarcama 110 kV</i>	29,575,707,444
<i>Nueva subestación Industriales 110/44/13.2 kV</i>	24,920,027,682
<i>Nueva subestación Lagunas 110 kV</i>	11,164,229,728
<i>Nueva subestación Maderos 44/13.2 kV</i>	5,710,046,467
<i>Conexión Parque Solar Inti 9.9 MW - Subestación Caucasia 44 kV</i>	73,180,000
<i>Conexión parque solar Urabá 1 de 9.9 MW - Subestación Urabá 44 kV</i>	73,180,000
<i>Conexión parque solar Urabá 2 de 19.9 MW - Subestación Urabá 110 kV</i>	73,180,000

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2024**

Nombre del proyecto	Inversión total*
Conexión Planta Solar Manglares 99 MW - Subestación Urabá 110 kV	367,265,000
Conexión PCH Aures Alto 20 MW - Subestación Sonsón 110 kV	567,965,000
Conexión PCH Conde 3.5 MW - Subestación Valparaíso 13.2 kV	84,778,000
Conexión PCH El Remanso 17 MW - Subestación Chorodó 110 kV	486,772,000
Conexión PCH Guaico 1,2 MW y PCH Vequedo 2,6 MW - Subestación Valparaíso	158,678,000
Conexión PCH La Aurrá - La Sucia 14 MW - Subestación San Jerónimo 44 kV	265,050,000
Conexión PCH Mulatos I 9.2 MW - Subestación Bolombolo 44 kV	354,249,000
Conexión PCH Nare 20 MW - Subestación Guatapé 110 kV	641,145,000
Conexión PCH Noque 9,9 MW - Subestación Santa Fe de Antioquia 44 kV	73,180,000
Conexión PCH Santa Inés 9 MW - Subestación Guarcama 44 kV	79,339,000
Conexión PCH Sirgua 10 MW - Subestación Sonsón 110 kV	440,445,000
Conexión PCH TZ II 10.5 MW - Subestación Tarazá 44 kV	2,113,397,625
Ampliación capacidad subestación Necoclí	3,991,157,100
Ampliación capacidad subestación Rodeo 110/44/13.2 kV	34,112,581,750
Ampliación y normalización subestación Andes 44/13.2 kV	7,895,543,135
Expansión y confiabilidad subestación Caldas	16,101,434,740
Conexión al STN SE Carrieles 220 kV	96,814,151,871
Conexión al STN SE San Lorenzo II	35,809,445,673
Expansión de la red de fibra óptica	31,370,664,725
Modernización subestación Ancón Sur 220/110/44/13.2 kV	21,388,863,122
Modernización subestación Betulia 44/13.2 kV	3,759,036,730
Modernización subestación Guadalupe IV 220/44/13.2 kV	3,560,640,664
Modernización subestación Miraflores 220/110/44/13.2 kV	11,184,326,895
Modernización y adecuación subestación Doradal 44/13.2 kV	4,195,037,430
Normalización de la subestación El Limón 44/13.2 kV	437,751,735
Normalización subestación Valparaíso 44/13,2 kV	3,685,730,560
Plan mejoramiento calidad del servicio	148,073,968,000
Gestión y control pérdidas de energía - EPM	96,111,050,785
Reposición VP T&D	299,894,669,353
Reposición de subestaciones y líneas	729,437,000
Reposición de cables y transformadores de nivel de tensión 1, 2 y 3	299,898,749,000
Programa de reposición de Activos en Subestaciones (PRAS)	47,013,055,701
Total general	2,151,468,926,558

* Valores en millones de pesos a diciembre del 2017.

En conjunto, estos proyectos suman un monto total de 2,151,468 millones de pesos, lo que representa el 91% del total de inversiones del plan 2023-2027.

2.3.8. Costo de reposición de referencia aprobado

El costo de reposición de referencia al inicio del periodo tarifario (variable CRR_j) aprobado para EPM en la resolución CREG 501 - 022 del 2022 se presenta en la Tabla 2.11, por nivel de tensión.

Tabla 2.11 Costo de reposición de referencia aprobado para EPM.

Costo de reposición de referencia por nivel de tensión, $Crr_{j,n}$	
Nivel de tensión	Valor $Crr_{j,n}$
$n = 4$	1,293,581,222,738
$n = 3$	564,600,771,170
$n = 2$	3,979,615,971,292
$n = 1$	1,618,372,935,266
CRR_j	7,456,170,900,466
$CRR_j * 8\%$	596,493,672,037

Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.

En la resolución CREG 015 de 2018, en el numeral 6.4 literal b se indica:

“b. Revisión del valor de las inversiones del plan para los niveles 1, 2 y 3 y su comparación con el valor máximo permitido.

El valor de la variable $VPIE_{j,t}$, calculada como aparece en el numeral 6.4.1 no puede ser superior al ocho por ciento (8%) del costo de reposición de referencia CRR_j , calculado según lo establecido en el numeral 6.4.2.”

El 8% del CRR es 596,493 Millones de pesos. Si comparamos las inversiones aprobadas para cada uno de los años, en los niveles de tensión 1, 2 y 3 (VPIE), vemos que en ningún año el valor está por encima de la restricción mencionada. Estos resultados se pueden observar en la tabla 2.12

Tabla 2.12 Comparación VPIE con 8% del CRR para niveles 1, 2 y 3

Año	$VPIE_{j,t}$
2023	446,243,250,466
2024	400,265,067,259
2025	441,855,879,746
2026	415,930,161,513
2027	365,729,619,754
Total general	2,070,023,978,738

* Valores en millones de pesos a diciembre del 2017.

2.3.9. Metas de calidad del servicio, pérdidas de energía e inversiones aprobadas en un horizonte de 5 años

Las metas para EPM, dadas en la aprobación del plan de inversiones 2019 - 2023 se mantuvieron iguales con el ajuste al plan inicialmente aprobado mediante la resolución CREG 501 - 022 del 2022 y CREG 501 027 del 2022 (plan 2020 - 2025). Para el caso de 2023 la última aprobación de modificación al plan 2023 - 2027 no tuvo cambios, pero para el año 2024 y mediante resolución 501 094 de 2024 se fijaron las metas de calidad para 2024. Para años posteriores se esperan nuevas resoluciones que definan las metas anuales.

- **Metas de Calidad del servicio**

Acorde con el numeral 5.2 de la resolución CREG 015 de 2018, en el SDI, “*la calidad del servicio brindada por un OR será medida en términos de la duración y la frecuencia de los eventos que perciban los usuarios conectados a sus redes*”, para lo anterior, se definen indicadores que permiten establecer la calidad media del SDI y la calidad individual que percibe cada uno de los usuarios.

La calidad media del sistema está medida por el indicador SAIDI, para la duración de eventos y por el indicador SAIFI, para la frecuencia de los eventos. Para cada OR se establecen unas metas de los indicadores de calidad media anual durante el periodo tarifario, $SAIDI_{M_{j,t}}$ y $SAIFI_{M_{j,t}}$, dentro de un rango de tolerancia o banda de indiferencia del 0.5% por encima o por debajo de la meta. Las metas se cumplen si en la ejecución de cada año se obtienen indicadores que estén dentro de la banda de indiferencia o que sean menor al límite inferior de la misma. En el caso del OR EPM las metas aprobadas por la CREG para el periodo 2019-2023 y sus bandas de indiferencia se presentan en la Tabla 2.13 para el SAIDI y en la Tabla 2.14 para el SAIFI.

Posterior a 2023, la CREG 015 de 2018 modificada por el artículo 28 de la resolución CREG 036 del 2019 señala: “*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*”. Esto es, para los años 2024 en adelante.

Con respecto a este último punto, la CREG publicó el 12 de diciembre de 2024 la resolución CREG 501 094 de 2024 donde fijó las metas de calidad para EPM para el año 2024, las cuales se incluyen en la tabla 2.13 y 2.14.

Tabla 2.13 Metas del indicador de duración de eventos, [valores en horas al año].

Año del periodo tarifario	Límite inferior banda indiferencia	SAIDI $_{M_{j,t}}$	Límite superior banda indiferencia
2019	12.781	12.845	12.909
2020	11.758	11.817	11.876
2021	10.818	10.872	10.926
2022	9.952	10.002	10.052
2023	9.156	9.202	9.248
2024	10.842	10.896	10.951

Tabla 2.14 Metas del indicador de frecuencia de eventos, [valores en cantidad de eventos al año].

Año del periodo tarifario	Límite inferior banda indiferencia	SAIFI_M _{j,t}	Límite superior banda indiferencia
2019	8.955	9.000	9.045
2020	8.955	9.000	9.045
2021	8.955	9.000	9.045
2022	8.955	9.000	9.045
2023	8.955	9.000	9.045
2024	8.955	9.000	9.045

La calidad individual que recibe cada usuario del sistema está medida por el indicador DIUG, para la duración de eventos y por el indicador FIUG, para la frecuencia de los eventos. Para cada OR se establecen como metas unos indicadores de calidad mínima garantizada que debe recibir cada usuario, $DIUG_{j,n,q}$ y $FIUG_{j,n,q}$, clasificados en grupos de calidad dados por el nivel de riesgo de falla y nivel de ruralidad. Para cada usuario, se cumple con la calidad mínima garantizada si se obtienen indicadores iguales o menores a los $DIUG_{j,n,q}$ y $FIUG_{j,n,q}$ aprobados para el OR. En el caso del OR EPM, los indicadores de calidad individual mínima garantizada aprobadas por la CREG en el plan 2019-2023 se conservaron hasta 2023, posterior a este año la CREG indica la CREG 015 de 2018 en el numeral 5.2.4.2 indica:

“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.”

En la Tabla 2.15 para el $DIUG_{j,n,q}$ y en la Tabla 2.16 para el $FIUG_{j,n,q}$ se presentan los valores aprobados con referencia al año 2016 para EPM, entendiéndose que para 2024 estos valores se disminuyen en un 20%, haciendo más estricta la meta.

Tabla 2.15 Indicador de calidad mínima garantizada individual de duración de eventos, DIUG [máximo horas-año]. Referencia año 2024.

	DIUG nivel de tensión 2 y 3			DIUG nivel de tensión 1		
	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	5.59	12.31	-	8.91	30.52
Riesgo 2	3.79	9.70	9.99	6.46	12.57	36.32
Riesgo 3	14.89	5.06	13.35	17.77	17.29	78.92

Tabla 2.16 Indicador de calidad mínima garantizada individual de frecuencia de eventos, FIUG [máximo veces-año]. Referencia año 2024.

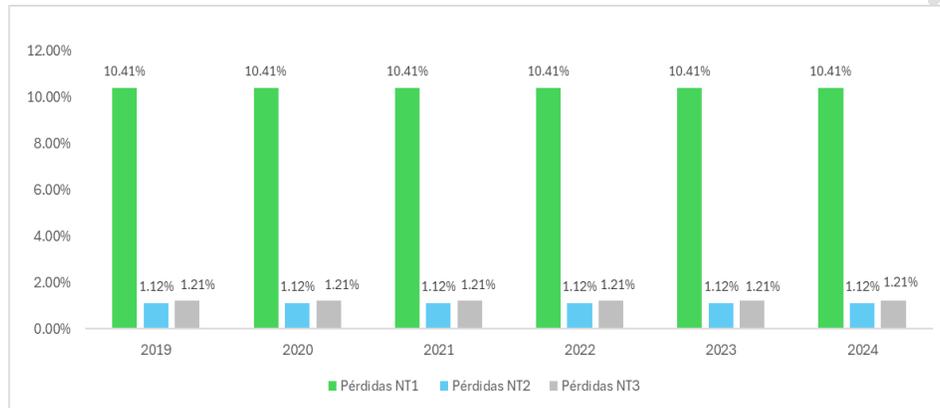
	FIUG nivel de tensión 2 y 3			FIUG nivel de tensión 1		
	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	6.04	6.4	-	8.0	15.20
Riesgo 2	2.4	6.8	8.00	4.00	10.4	16.00
Riesgo 3	15.84	4.8	10.4	16.8	16.8	31.2

▪ **Reducción y Mantenimiento de pérdidas de energía**

EPM se encuentra dentro de los índices de pérdidas eficientes, por lo tanto, no está obligado a presentar plan de reducción de pérdidas. Los índices de pérdidas eficientes aprobados para el mantenimiento de las pérdidas en el sistema de EPM, se presentan en la

Figura 2.1.

Figura 2.1 Índices de pérdidas eficientes aprobados para EPM.



▪ **Metas anuales en inversiones a ejecutar.**

Los montos de inversión planeados y aprobados para EPM en el periodo 2023-2027 se presentan en la Tabla 2.17, por año, nivel de tensión y categoría de activos (l).

Tabla 2.17 Inversiones proyectadas para el periodo 2023 - 2027 [\$/ - dic 2017].

l	Nivel de tensión 4				
	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027
l = 1	0	434,073,502	40,898,520,000	0	0
l = 2	0	0	0	0	0
l = 3	5,530,853,634	3,458,665,607	11,301,649,957	10,996,522,512	2,155,176,960
l = 4	3,505,079,129	2,264,828,000	3,993,541,869	25,469,868,000	644,022,000
l = 5	11,168,540,432	914,814,000	1,727,982,000	2,439,504,000	508,230,000
l = 6	7,136,724,457	1,220,240,000	10,068,039,000	7,249,185,000	2,178,402,000
l = 7	25,902,010,578	0	32,621,016,207	29,811,542,100	7,717,078,000
l = 8	10,000,594,820	0	5,872,856,800	1,522,029,880	0
l = 9	0	0	0	0	0
l = 10	4,145,060,672	2,748,713,980	5,533,686,181	3,228,345,570	1,150,592,667
Total	67,388,863,722	11,041,335,089	112,017,292,014	80,716,997,062	14,353,501,627
l	Nivel de tensión 3				

INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2024

	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027
<i>l</i> = 1	5,817,575,250	1,698,334,500	10,886,921,667	14,259,441,064	849,167,250
<i>l</i> = 2	0	0	0	0	0
<i>l</i> = 3	4,740,135,191	2,714,830,448	5,816,875,663	10,305,116,527	1,992,564,904
<i>l</i> = 4	1,835,326,656	1,660,394,000	3,226,806,837	13,565,554,000	1,107,941,000
<i>l</i> = 5	194,964,000	301,308,000	497,579,000	289,492,000	124,068,000
<i>l</i> = 6	2,589,421,000	1,054,776,000	3,818,867,000	1,791,058,000	408,967,000
<i>l</i> = 7	74,505,600,239	38,594,696,379	31,606,637,333	11,823,102,700	47,670,754,933
<i>l</i> = 8	615,745,540	1,916,212,249	56,502,580	1,058,753,507	418,052,700
<i>l</i> = 9	720,526,000	2,623,215,000	3,458,526,000	693,015,000	717,177,000
<i>l</i> = 10	4,145,060,672	2,748,713,980	5,533,686,181	3,228,345,570	1,150,592,667
Total	95,164,354,548	53,312,480,556	64,902,402,261	57,013,878,368	54,439,285,454
Nivel de tensión 2					
<i>l</i>	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027
<i>l</i> = 1	4,840,212,250	5,095,003,500	14,669,443,333	13,824,898,936	5,112,319,750
<i>l</i> = 2	0	0	0	0	0
<i>l</i> = 3	8,162,696,201	3,207,003,264	16,080,654,292	9,927,255,473	5,435,947,586
<i>l</i> = 4	15,605,802,575	16,940,549,230	23,659,302,495	30,851,923,460	13,341,613,230
<i>l</i> = 5	1,008,571,000	453,080,000	1,313,796,660	603,586,660	690,685,660
<i>l</i> = 6	1,220,717,000	252,246,000	2,671,503,000	3,023,111,000	1,314,124,000
<i>l</i> = 7	134,997,291,231	141,981,583,948	137,119,904,884	135,093,610,829	118,186,337,106
<i>l</i> = 8	15,477,797,465	17,384,130,488	15,694,280,795	14,121,802,190	17,034,875,110
<i>l</i> = 9	34,815,848,000	34,410,659,000	33,987,565,000	33,393,668,000	33,289,776,000
<i>l</i> = 10	4,145,060,672	2,748,713,980	5,533,686,181	3,228,345,570	1,150,592,667
Total	220,273,996,394	222,472,969,410	250,730,136,640	244,068,202,118	195,556,271,109
Nivel de tensión 1					
<i>l</i>	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027
<i>l</i> = 11	42,857,645,000	38,784,796,000	39,237,543,000	38,663,152,000	38,722,512,000
<i>l</i> = 12	87,947,254,524	85,694,821,293	86,985,797,845	76,184,929,027	77,011,551,191
Total	130,804,899,524	124,479,617,293	126,223,340,845	114,848,081,027	115,734,063,191
	Año 2023	Año 2024	Año 2025	Año 2026	Año 2027
Total plan anual	513,632,114,188	411,306,402,348	553,873,171,760	496,647,158,575	380,083,121,381

2.4. Plan de inversiones aprobado para el año 2024

INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2024

Para el sexto año del periodo tarifario (año 2024), dentro del plan 2023 - 2027 se aprobaron los proyectos, inversiones, y metas objeto de seguimiento en el presente informe. Los valores aprobados se resumen a continuación.

2.4.1. Proyectos aprobados para el año 2024

Los proyectos de inversión aprobados para su ejecución en el año 2024 se presentan de forma agrupada en la Tabla 2.18. Se indican los niveles de tensión y tipo de inversión definidos para cada proyecto.

Tabla 2.18 Proyectos de inversión aprobados para el año 2024.

Código en banco de proyectos	Nombre del proyecto	Nivel de tensión	Tipo inversión
NEG0097TYDLI	Expansión VP T&D	1, 2, 3	I, II, III, IV
NEG1201TYDLI	Reposición de cables y transformadores de nivel de tensión 1, 2 y 3	1, 2, 3	III, IV
PEI0348TYDLI	Cumplimiento Resolución 0222/2011, sobre manejo integral de residuos peligrosos tipo PCB's	1	III
PEI1000TYDLI	Plan mejoramiento calidad del servicio	2, 3	IV
NEG0100TYDLI	Reposición VP T&D	2, 3	I, II, III
PEI1166MNELI	Expansión de la red de fibra óptica	2, 3	II
BP1990713299	Gestión y control pérdidas de energía - EPM	1, 2	II, III, IV
PEI0829TYDCE	Plan de choque VP T&D - Subestaciones	2, 3	III
PEI0440TYDCE	Modernización subestación Miraflores 220/110/44/13.2 kV	2, 3, 4	II, III
PEI1113TYDTO	Actualización terminales remotas en subestaciones de Transmisión y Distribución Energía	2, 3, 4	III
PEI1104TYDLI	Solución a alta cargabilidad en redes del oriente antioqueño	2, 3, 4	II, III, IV
PEI0441TYDCE	Modernización subestación Ancón Sur 220/110/44/13.2 kV	2, 3, 4	II, III
PEI0513TYDCE	Modernización subestación Guadalupe IV 220/44/13.2 kV	2, 3, 4	II, III
PEI1226DISCE	Conexión Planta Solar Manglares 99 MW - Subestación Urabá 110 kV	4	II
PEI1288DISCE	Conexión parque solar Urabá 1 de 9.9 MW - Subestación Urabá 44 kV	2, 3, 4	II
PEI1289DISCE	Conexión parque solar Urabá 2 de 19.9 MW - Subestación Urabá 110 kV	2, 3, 4	II
PEI1299DISCE	Conexión Parque Solar Inti 9.9 MW - Subestación Caucasia 44 kV	2, 3, 4	II
PEI1230DISCE	Conexión PCH Noque 9,9 MW - Subestación Santa Fe de Antioquia 44 kV	2, 3, 4	II
PEI1034TYDCE	Conexión PCH La Aurrá - La Sucia 14 MW - Subestación San Jerónimo 44 kV	2, 3, 4	II
ISA0001TYDCE	Reposición en subestación Cerromatoso por parte de ISA	4	III
PEI0606TYDCE	Nueva subestación Calizas 110 kV + refuerzo STR y SDL	2, 3, 4	II

Los montos aprobados para estos proyectos se pueden consultar en el Anexo 2.

2.4.2. Inversiones aprobadas para el año 2024

INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO - AÑO 2024

Las inversiones aprobadas para ser ejecutadas en el año 2024, y que se derivan de los proyectos indicados en el numeral 2.4.1, se incluyen en la variable $INVA_{j,n,l,6}$, la cual, está definida por nivel de tensión (n) y categoría de activos (l). Los valores aprobados para esta variable se presentan en la Tabla 2.19.

Tabla 2.19 Inversiones aprobadas para los proyectos del plan de inversión año 2024.

l	Descripción	$INVA_{j,n,l,6}^*$				TOTAL
		N1	N2	N3	N4	
1	Transformadores de potencia	-	5,095,003,500	1,698,334,500	434,073,502	7,227,411,502
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	3,207,003,264	2,714,830,448	3,458,665,607	9,380,499,319
4	Equipos de control y comunicaciones	-	16,940,549,230	1,660,394,000	2,264,828,000	20,865,771,230
5	Equipos de subestación	-	453,080,000	301,308,000	914,814,000	1,669,202,000
6	Otros activos subestación	-	252,246,000	1,054,776,000	1,220,240,000	2,527,262,000
7	Líneas aéreas	-	141,981,583,948	38,594,696,379	-	180,576,280,327
8	Líneas subterráneas	-	17,384,130,488	1,916,212,249	-	19,300,342,737
9	Equipos de línea	-	34,410,659,000	2,623,215,000	-	37,033,874,000
10	Centro de control	-	2,748,713,980	2,748,713,980	2,748,713,980	8,246,141,940
11	Transformadores de distribución	38,784,796,000	-	-	-	38,784,796,000
12	Redes de distribución	85,694,821,293	-	-	-	85,694,821,293
TOTAL		124,479,617,293	222,472,969,410	53,312,480,556	11,041,335,089	411,306,402,348

*Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.

Se observa una inversión total planeada de \$ 411,306,402,348 la cual se encuentra por debajo del 8% del costo de reposición de referencia dado en la Tabla 2.11.

Las inversiones aprobadas también pueden desagregarse en nivel de tensión, categorías de activos (l) y tipo de inversión, mediante la variable $INVT_{j,n,\Pi,l,t}$. Esta variable puede consultarse en el Anexo 1.

2.4.3. Plan de Expansión de Cobertura PECOR 2024

El plan de expansión de cobertura PECOR para el año 2024 fue aprobado mediante las resoluciones CREG 501-066 de 2024 y CREG 501-112 de 2024 que a su vez se soportan en la aprobación UPME con radicado 20231000096441. En este plan se aprobaron 55 proyectos con posibilidad de interconexión a la red y un total de 1.394 viviendas como

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2024**

posibles beneficiarias. Los valores aprobados se presentan por nivel de tensión y categoría como resultado de la variable IAEC en la Tabla 2.23.

Tabla 2.20 Plan de expansión de cobertura 2024 [pesos dic 2017].

l	Descripción	IAEC _{j,n,l,6} *				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores de potencia	-				-
2	Compensación reactiva	-				-
3	Bahías y celdas	-				-
4	Equipos de control y comunicaciones	-	222,072,840			222,072,840
5	Equipos de subestación	-				-
6	Otros activos subestación	-				-
7	Líneas aéreas	-	11,663,929,610			11,663,929,610
8	Líneas subterráneas	-				-
9	Equipos de línea	-	13,052,880			13,052,880
10	Centro de control	-				-
11	Transformadores de distribución	1,919,390,040				1,919,390,040
12	Redes de distribución	7,628,821,225				7,628,821,225
TOTAL		9,548,211,265	11,899,055,330	0	0	21,447,266,595

2.4.4. Plan inversiones total aprobado 2024

El total del plan de inversiones aprobado para el año 2024, es la suma de la variable la variable $INVA_{j,n,l,6}$ presentada en la Tabla 2.19 más el plan aprobado de expansión de cobertura presentando en la Tabla 2.20 , la suma de estos valores se presenta en la Tabla 2.21.

Tabla 2.21 Plan inversiones total aprobado 2024

l	Descripción	INVA _{j,n,l,6} * + IAEC _{j,n,l,6}				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores	-	5,095,003,500	1,698,334,500	434073502	7,227,411,502
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	3,207,003,264	2,714,830,448	3,458,665,607	9,380,499,319
4	Equipos de control y comunicaciones	-	17,162,622,070	1,660,394,000	2,264,828,000	21,087,844,070

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2024**

l	Descripción	$INVA_{j,n,l,6} + IAEC_{j,n,l,6}$				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
5	Equipos de subestación	-	453,080,000	301,308,000	914,814,000	1,669,202,000
6	Otros activos subestación	-	252,246,000	1,054,776,000	1,220,240,000	2,527,262,000
7	Líneas aéreas	-	153,645,513,558	38,594,696,379	-	192,240,209,937
8	Líneas subterráneas	-	17,384,130,488	1,916,212,249	-	19,300,342,737
9	Equipos de línea	-	34,423,711,880	2,623,215,000	-	37,046,926,880
10	Centro de control	-	2,748,713,980	2,748,713,980	2,748,713,980	8,246,141,940
11	Transformadores N1	40,704,186,040	-	-	-	40,704,186,040
12	Redes de distribución	93,323,642,518	-	-	-	93,323,642,518
TOTAL		134,027,828,558	234,372,024,740	53,312,480,556	11,041,335,089	432,753,668,943

2.4.5. Metas de calidad del servicio aprobadas para el año 2024

Para el año 2024, las metas fueron aprobadas según la resolución CREG 501 094 de 2024, las cuales se muestran en la Tabla 2.20 para el SAIDI y Tabla 2.21 para el SAIFI.

Tabla 2.22 Metas del indicador de duración de eventos año 2024.

Año del periodo tarifario	Límite inferior banda indiferencia	SAIDI _{Mj,t}	Límite superior banda indiferencia
2024	10.842	10.896	10.951
<i>valores en horas al año</i>			

Tabla 2.23 Metas del indicador de frecuencia de eventos año 2024.

Año del periodo tarifario	Límite inferior banda indiferencia	SAIFI _{Mj,t}	Límite superior banda indiferencia
2024	8.955	9.000	9.045
<i>Valores en cantidad de eventos al año</i>			

Para los índices de calidad media, si se logra estar por debajo del límite inferior de la banda de indiferencia, el OR obtiene un incentivo económico positivo, si se está por encima del límite superior, el incentivo será negativo, y si se está dentro de la banda de indiferencia, el incentivo es cero.

Para el caso de las metas de calidad individual, estas están determinadas por los indicadores de calidad mínima garantizada que debe recibir cada usuario, $DIUG_{j,n,q}$ y

$FIUG_{j,n,q}$, y corresponden a los valores presentados en la Tabla 2.15 y la Tabla 2.16 respectivamente. Si a un usuario se le entrega un indicador por encima de los índices de calidad mínima garantizada, el usuario deberá ser compensado si se cumple la condición definida en el numeral 5.2.4.3 de la resolución CREG 015 del 2018.

2.4.6. Metas de índices de pérdidas aprobados para el año 2024

Como se mencionó en el numeral 2.3.9, EPM se encuentra dentro de los índices de pérdidas eficientes y no está en la obligación de presentar plan de reducción de pérdidas. En la Tabla 2.24 se presentan los indicadores de pérdidas eficientes aprobados para el año 2024.

Tabla 2.24 Índices de pérdidas eficientes para EPM año 2024.

Variable	Valor
$Pe_{j,3}$	1.21%
$Pe_{j,2}$	1.12%
$Pe_{j,1}$	10.41%

3. SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES AÑO 2024

En este numeral se presentan las inversiones finalmente ejecutadas por EPM en el año 2024 y los indicadores de calidad y pérdida obtenidos. Los resultados se comparan con las metas planteadas en el plan de inversiones a fin de hacer seguimiento e identificar desviaciones y avances en la ejecución del plan.

3.1. Inversiones ejecutadas en el año 2024

Las inversiones en activos relacionados a los proyectos del plan, ejecutadas en el año 2024, se presentan a continuación:

3.1.1. Inversiones en activos puestos en operación, por nivel de tensión y categorías de activos

Las inversiones en activos puestos en operación en el año 2024 se incluyen en la variable $INVR_{j,n,l,6}$, la cual, está definida por nivel de tensión (n) y categoría de activos (l). Los valores ejecutados para esta variable se presentan en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1 Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2024. Sin Acote.

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2024**

I	Descripción	INVR _{j,n,l,6} * - valores no acotados				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores	-	7,642,505,250	2,547,501,750	-	10,190,007,000
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	4,364,634,340	2,704,017,506	4,466,438,316	11,535,090,162
4	Equipos de control y comunicaciones	-	15,437,971,006	1,589,903,000	2,235,472,144	19,263,346,150
5	Equipos de subestación	-	173,464,000	230,412,000	1,118,106,000	1,521,982,000
6	Otros activos subestación	-	1,589,918,000	1,127,910,000	5,246,435,492	7,964,263,492
7	Líneas aéreas	-	151,260,245,664	28,853,923,896	285,749,444	180,399,919,004
8	Líneas subterráneas	-	42,057,243,505	1,005,212,736	-	43,062,456,241
9	Equipos de línea	-	59,228,522,000	1,021,726,000	-	60,250,248,000
10	Centro de control	-	2,638,067,207	2,638,067,207	2,638,067,207	7,914,201,622
11	Transformadores N1	44,086,645,000	-	-	-	44,086,645,000
12	Redes de distribución	74,567,444,254	-	-	-	74,567,444,254
TOTAL		118,654,089,254	284,392,570,972	41,718,674,095	15,990,268,603	460,755,602,925

*Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.

3.1.2. Inversiones asociadas al plan de expansión de cobertura PECOR.

Dada la aprobación del Plan de Expansión de Cobertura PECOR 2024 mediante las resoluciones CREG 501-066 de 2024 y CREG 501-112 para el periodo 2023 - 2027. Se realizó la ejecución para el año 2024 de acuerdo con los valores presentados en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2 Inversiones en activos PECOR puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2024. Sin Acote.

I	Descripción	IREC _{j,n,l,6} * - valores no acotados				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores	-	-	-	-	-
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	-	-	-	-
4	Equipos de control y comunicaciones	-	118,217,880	-	-	118,217,880

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2024**

I	Descripción	IREC _{j,n,l,6} * - valores no acotados				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
5	Equipos de subestación	-	-	-	-	
6	Otros activos subestación	-	-	-	-	
7	Líneas aéreas	-	9,082,442,878	-	-	9,082,442,878
8	Líneas subterráneas	-	-	-	-	
9	Equipos de línea	-	75,661,560	-	-	75,661,560
10	Centro de control	-	-	-	-	
11	Transformadores N1	1,904,618,880	-	-	-	1,904,618,880
12	Redes de distribución	3,371,055,751	-	-	-	3,371,055,751
	TOTAL	5,275,674,631	9,276,322,318	-	-	14,551,996,949

*Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.

De las inversiones aprobadas presentadas en la Tabla 2.20 (\$ 21,447,266,595) se ejecutaron \$ 14,551,996,949, lo que representa un 67.85% de ejecución del plan de expansión y cobertura aprobado.

3.1.3. Inversión total en activos puestos en operación, por nivel de tensión y categorías de activos. Ejecución $INVR_{j,n,l,6} + IREC_{j,n,l,6}$

El total de las inversiones en activos puestos en operación está reflejado en la variable $INVR_{j,n,l,6}$ de la Tabla 3.1, junto con los activos en operación del plan PECOR detallados en la Tabla 3.2. Cabe destacar que, en el desarrollo de este informe, se considerarán los valores presentados en la Tabla 3.3 como la inversión total ejecutada para el año 2024.

Tabla 3.3 Inversión total en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2024. Sin Acote.

I	Descripción	INVR _{j,n,l,6} + IREC _{j,n,l,6} * - valores no acotados				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores	-	7,642,505,250	2,547,501,750	-	10,190,007,000
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	4,364,634,340	2,704,017,506	4,466,438,316	11,535,090,162
4	Equipos de control y comunicaciones	-	15,556,188,886	1,589,903,000	2,235,472,144	19,381,564,030
5	Equipos de subestación	-	173,464,000	230,412,000	1,118,106,000	1,521,982,000
6	Otros activos subestación	-	1,589,918,000	1,127,910,000	5,246,435,492	7,964,263,492

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2024**

l	Descripción	<i>INVR_{j,n,l,6} + IREC_{j,n,l,6} * - valores no acotados</i>				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
7	Líneas aéreas	-	160,342,688,542	28,853,923,896	285,749,444	189,482,361,882
8	Líneas subterráneas	-	42,057,243,505	1,005,212,736	-	43,062,456,241
9	Equipos de línea	-	59,304,183,560	1,021,726,000	-	60,325,909,560
10	Centro de control	-	2,638,067,207	2,638,067,207	2,638,067,207	7,914,201,622
11	Transformadores N1	45,991,263,880	-	-	-	45,991,263,880
12	Redes de distribución	77,938,500,005	-	-	-	77,938,500,005
TOTAL		123,929,763,885	293,668,893,290	41,718,674,095	15,990,268,603	475,307,599,874

*Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.

Acorde con lo dispuesto con el numeral 3.1.1.2, de la resolución CREG 015 del 2018, respecto a la variable $INVR_{j,n,l,t}$: “Para los niveles de tensión 1, 2 y 3 el valor máximo de esta variable para el año t es 1.1 veces la variable $INVA_{j,n,l,t}$. En caso de superarse este valor, la diferencia se puede incorporar en el $INVR_{j,n,l}$ del siguiente año”.

Con base en lo anterior, a los valores por categorías y niveles de tensión 1, 2 y 3, presentados en la Tabla 3.3, se les aplica el acote con límite superior correspondiente a $1.1 * (INVA_{j,n,l,6})$ dado en la Tabla 2.19), el resultado se presenta en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4 Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2024, acotados con la fórmula $1.1 * INVA_{j,n,l,6}$ para N1, N2 y N3.

l	Descripción	<i>INVR_{j,n,l,6} + IREC_{j,n,l,6} - valores acotados</i>				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores	-	5,604,503,850	1,868,167,950	-	7,472,671,800
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	3,527,703,590	2,704,017,506	4,466,438,316	10,698,159,412
4	Equipos de control y comunicaciones	-	15,556,188,886	1,589,903,000	2,235,472,144	19,381,564,030
5	Equipos de subestación	-	173,464,000	230,412,000	1,118,106,000	1,521,982,000
6	Otros activos subestación	-	277,470,600	1,127,910,000	5,246,435,492	6,651,816,092
7	Líneas aéreas	-	160,342,688,542	28,853,923,896	285,749,444	189,482,361,882
8	Líneas subterráneas	-	19,122,543,537	1,005,212,736	-	20,127,756,273
9	Equipos de línea	-	37,866,083,068	1,021,726,000	-	38,887,809,068
10	Centro de control	-	2,638,067,207	2,638,067,207	2,638,067,207	7,914,201,622
11	Transformadores N1	44,774,604,644	-	-	-	44,774,604,644

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2024**

l	Descripción	<i>INVR_{j,n,l,6} + IREC_{j,n,l,6} - valores acotados</i>				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
12	Redes de distribución	77,938,500,005	-	-	-	77,938,500,005
TOTAL		122,713,104,649	245,108,713,281	41,039,340,295	15,990,268,603	424,851,426,828

Respecto a la ejecución del año 2023, para calcular el $INVR_{j,n,l,5}$ máximo reconocido también se aplicó la misma condición de acote antes mencionada, en función de lo planeado en 2023. Al limitar la variable $INVR_{j,n,l,5}$, quedaron pendiente por remunerar los valores sobrantes o excedentes que se presentan en la Tabla 3.5, los cuales, fueron ejecutados en 2023, pero de manera adicional al límite de la variable $INVR_{j,n,l,5}$. Por lo anterior, y considerando lo dicho en el numeral 3.1.1.2, de la resolución CREG 015 del 2018, estos valores pueden ser incluidos en la variable $INVR_{j,n,l,6}$ del año 2024.

Tabla 3.5 Excedente de las inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2023.

l	Descripción	<i>Excedentes INVR_{j,n,l,5}* - pendientes por remunerar en el 2023</i>				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores	-	-	-	-	-
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	-	-	-	-
4	Equipos de control y comunicaciones	-	-	120,802,334	-	120,802,334
5	Equipos de subestación	-	-	296,871,600	-	296,871,600
6	Otros activos subestación	-	2,785,796,300	-	-	2,785,796,300
7	Líneas aéreas	-	-	-	-	-
8	Líneas subterráneas	-	3,836,662,615	-	-	3,836,662,615
9	Equipos de línea	-	-	605,491,400	-	605,491,400
10	Centro de control	-	-	-	-	-
11	Transformadores N1	-	-	-	-	-
12	Redes de distribución	-	-	-	-	-
TOTAL		-	6,622,458,915	1,023,165,334	-	7,645,624,249

**Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.*

A continuación, para el reconocimiento de los excedentes que quedaron pendiente de remunerar en el 2023, al resultado por categoría y nivel de tensión, dado en la Tabla 3.4, se le adiciona la ejecución excedente del $INVR_{j,n,l,5}$ año 2023, presentada en la

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULADORIO
- AÑO 2024**

Tabla 3.5, con lo cual, se logra el valor del $INVR_{j,n,l,6}$ a ser considerado para el cálculo de la base de activos nuevos del año siguiente (2024). El resultado de esta suma se presenta en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6 Inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2024 acotados con la fórmula $1.1*INVA_{j,n,l,6}$ para N1, N2 y N3 más el excedente del año 2023.

I	Descripción	INVR _{j,n,l,6} * valores acotados en N1, N2 y N3, más el excedente de 2023				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores	-	5,604,503,850	1,868,167,950	-	7,472,671,800
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	3,527,703,590	2,704,017,506	4,466,438,316	10,698,159,412
4	Equipos de control y comunicaciones	-	15,556,188,886	1,710,705,334	2,235,472,144	19,502,366,364
5	Equipos de subestación	-	173,464,000	527,283,600	1,118,106,000	1,818,853,600
6	Otros activos subestación	-	3,063,266,900	1,127,910,000	5,246,435,492	9,437,612,392
7	Líneas aéreas	-	160,342,688,542	28,853,923,896	285,749,444	189,482,361,882
8	Líneas subterráneas	-	22,959,206,152	1,005,212,736	-	23,964,418,888
9	Equipos de línea	-	37,866,083,068	1,627,217,400	-	39,493,300,468
10	Centro de control	-	2,638,067,207	2,638,067,207	2,638,067,207	7,914,201,622
11	Transformadores N1	44,774,604,644	-	-	-	44,774,604,644
12	Redes de distribución	77,938,500,005	-	-	-	77,938,500,005
TOTAL		122,713,104,649	251,731,172,196	42,062,505,630	15,990,268,603	432,497,051,078

**Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.*

Ahora, para calcular el excedente de inversiones ejecutadas en el año 2024 y que serán incluidas y reconocidas en la ejecución del año 2025, a los valores sin acotar, dados en la Tabla 3.3, se le restan los valores acotados dados en la Tabla 3.4, con lo cual, se obtienen los excedentes presentados en la Tabla 3.7

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2024**

Tabla 3.7 Excedente de las inversiones en activos puestos en operación en el sistema de EPM en el año 2024.

L	Descripción	Excedentes $INVR_{j,n,l,6}^*$				TOTAL
		N1	N2	N3	N4	
1	Transformadores	-	2,038,001,400	679,333,800	-	2,717,335,200
2	Compensación reactiva	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	836,930,750	-	-	836,930,750
4	Equipos de control y comunicaciones	-	-	-	-	-
5	Equipos de subestación	-	-	-	-	-
6	Otros activos subestación	-	1,312,447,400	-	-	1,312,447,400
7	Líneas aéreas	-	-	-	-	-
8	Líneas subterráneas	-	22,934,699,968	-	-	22,934,699,968
9	Equipos de línea	-	21,438,100,492	-	-	21,438,100,492
10	Centro de control	-	-	-	-	-
11	Transformadores N1	1,216,659,236	-	-	-	1,216,659,236
12	Redes de distribución	-	-	-	-	-
TOTAL		1,216,659,236	48,560,180,010	679,333,800	-	50,456,173,046

**Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.*

Al comparar la Tabla 3.5 y la Tabla 3.7, se observa que en el año 2024 el total de los excedentes de inversiones de la variable $INVR_{j,n,l,t}$ fue de \$ 42,810,548,796 mayor a los obtenidos en el año 2023.

Del total de las inversiones realizadas en 2024 (\$475,307,599,874) dadas en la Tabla 3.3, \$ 50,456,173,046 excedieron el límite permitido acorde con la Tabla 3.7, lo que representa un 10.61% de ejecución que queda sin remunerar y que podrán incluirse en las inversiones ejecutadas en el año 2025, para su reconocimiento.

De la inversión aprobada en el plan de inversiones, por valor de \$ 432,753,668,943, se ejecutaron sin acotar \$ 475,307,599,874, lo que corresponde a un porcentaje de ejecución del 109.83% respecto al plan Aprobado. Si se considera la ejecución acotada de la Tabla 3.4, por valor de 424,851,426,828, el porcentaje de ejecución considerado sería del 98.17%. Si, además se considera el valor acotado más el excedente del año 2023, presentado en la Tabla 3.6, por valor de \$ 432,497,051,078, el porcentaje de ejecución definido para el año 2024 sería del 99.94%. Se observa que, en cualquier caso, el valor de ejecución del año 2024 también está por debajo del 8% del CRR.

Los valores de ejecución de inversiones pueden presentarse también considerando una desagregación en niveles de tensión (n), categoría de activos (l) y tipo de inversión

(TI), la cual está contenida en la variable $INVTR_{j,n,TI,l,t}$. Para el año 2024 la variable $INVTR_{j,n,TI,l,6}$ se presenta en el Anexo 1.

3.1.4. Inversiones ejecutadas por proyectos del plan

Los valores de ejecución de inversiones en el año 2024, para cada uno de los proyectos del plan, se presentan en el Anexo 2.

3.1.5. Inversiones asociadas al esquema de calidad del servicio

Con respecto al cumplimiento de requisitos del esquema de incentivos y compensaciones descritos en el numeral 5.2.10 de la resolución CREG 015 de 2018, EPM, al entrar en la aplicación del esquema de calidad de la resolución CREG 097 de 2019 tenía pendiente solamente el siguiente requisito:

- Literal f) “*Contar con un tercer equipo de telediagnóstico, que sea de corte y maniobra y telecontrolado y que sea adicional a los mencionados en los literales d y e. Estos equipos deben estar instalados en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3*”.

El 21 de diciembre de 2020, la auditoría realizada por OR BETTER Consultores certifica que EPM cumple con el requisito definido en el literal f) antes mencionado, y emitió el certificado respectivo.

Los montos de inversiones específicas del proyecto de calidad del servicio se pueden observar en el Anexo 2, bajo el proyecto: *PEI1000TYD - Plan mejoramiento calidad del servicio*.

3.1.6. Inversiones en gestión de activos

Con respecto al cumplimiento de implementación y certificación de un sistema de gestión de activos, la resolución CREG 015 del 2018 establece un plazo de cinco años contados a partir de la entrada en vigencia de dicha resolución. Para el año 2024 no se realizaron inversiones reconocidas, debido a que ya se cumplió el plazo definido, adicional a esto, EPM ya cuenta con su sistema de gestión de activos evidenciado por la expedición del Certificado ICONTEC AM-2001759 con Fecha de Otorgamiento 2024-10-30 y Fecha de Vencimiento 2027-10-29.

En el Anexo 3, se presenta la documentación relacionada con el avance en la implementación del sistema de gestión de activos.

3.1.7. Inversiones en unidades constructivas especiales

Para el año 2024 se registró ejecución de unidades constructivas especiales las cuales fueron aprobadas en el plan de inversiones 2023 - 2027. Las cantidades y valores finalmente ejecutados se presentan en la Tabla 3.8. Esta inversión fue incluida en el valor de la variable $INVR_{j,n,l,6}$ presentado en la Tabla 3.3.

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2024**

Tabla 3.8 Inversiones ejecutadas en UC especiales en el año 2024. UCs aprobadas en el plan de inversiones.

UC Especial	Descripción UC Especial	Unidad	Categoría (I)	Vida útil (años)	Valor Ejecutado UCE*	Cantidad ejecutada	Valor Total Ejecutado*
N2P2	Protección Diferencial de Barras N2 - 13,2 KV	UND	4	10	212,303,503	2	424,607,006
N2L168	Canalización urbana 12x6"	km	8	45	2,217,160,686	2.76461	6,129,584,605
N2L172	Canalización urbana 9x6"	km	8	45	1,952,557,481	0.8711	1,700,872,822
N2L173	Canalización urbana cruce cuerpo de agua 13x6" (PHD)	km	8	45	7,618,637,110	0.13	990,422,824
N2L174	Canalización urbana 3x6"	km	8	45	838,892,721	0.01962	16,459,075
N2L176	Canalización Urbana sin zanja abierta 16x6" (Tunnel Liner)	km	8	45	13,384,493,332	0.065	869,992,067
N2L177	Canalización Urbana sin zanja abierta 13x6" (Tunnel Liner)	km	8	45	11,874,949,045	0.04454	528,910,230
N2L180	Canalización Urbana sin zanja abierta 3x6" (Tunnel Liner)	km	8	45	10,258,448,017	0.14624	1,500,195,438
Total UC especiales ejecutadas							12,161,044,067
* Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017.							

En el año 2024 se ejecutó una inversión de \$ 12,161,044,067 en unidades constructivas especiales aprobadas por la CREG.

3.1.8. Inversiones en componentes socioambientales y de servidumbre asociadas a los proyectos

Para algunos de los proyectos desarrollados en el año 2024, se debió incurrir en costos socioambientales y de servidumbres, los cuales no son remunerados mediante unidades constructivas de la Resolución CREG 015 del 2018, sino mediante el reporte de los valores ejecutados, según el párrafo 2 del capítulo 14 de la resolución en mención. Para el año 2024 el resumen de estos costos se presenta en la Tabla 3.9.

Tabla 3.9 Costos socioambientales y de servidumbre ejecutados en proyectos de inversión año 2024.

Cód del proyecto	Nombre del proyecto	Concepto	Costos socioambientales y de servidumbre 2024*				
			N4	N3	N2	N1	Total
PEI0440TYDCE	Modernización Subestación Miraflores	Ambiental	26,736,201	26,736,201	26,736,201	26,736,201	106,944,803
PEI0441TYDCE	Modernización Subestación Ancón Sur	Ambiental	33,020,617	33,020,617	33,020,617	33,020,617	132,082,467
PEI0513TYDCE	Modernización Subestación Guadalupe IV	Ambiental	0	0	0	0	0
PEI0829TYDCE	Plan de Choque Subestaciones	Ambiental	27,272,574	27,272,574	27,272,574	27,272,574	109,090,298
PEI1104TYDLI	Solución de Alta Cargabilidad del Oriente Antioqueño	Ambiental	67,189,965	67,189,965	67,189,965	67,189,965	268,759,859
Total		Ambiental	154,219,357	52,269,458	101,728,115	0	308,216,930

*Todos los valores están en pesos a diciembre del 2017

De la Tabla 3.9, se observan que los costos del componente ambiental son de 308,216,930. El valor de estos costos se remunera aparte del valor de la variable $INVR_{j,n,l,6}$ presentado en la Tabla 3.3.

3.2. Avance en el cumplimiento de las Metas

A continuación, se presentan los valores obtenidos por EPM en el año 2024, en comparación con las metas de inversiones, calidad y pérdidas aprobadas en el plan 2023 - 2027.

3.2.1. Cumplimiento de las inversiones en activos

El cumplimiento de las metas de inversiones para el año 2024 se mide a través de la relación $INVR_{j,n,l,6} / INVA_{j,n,l,6}$ (inversiones puestas en operación/inversiones aprobadas en el plan), es decir, se considera la relación de la Tabla 3.1 (sin acotar) dividida entre la Tabla 2.19 (plan) y el resultado se multiplica por 100 para obtener el valor en porcentaje. La división se hace para cada uno de los niveles de tensión, categoría de activos y valores totales obtenidos. Los porcentajes de ejecución calculados se presentan en la Tabla 3.13.

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2024**

Tabla 3.10 Porcentajes de ejecución del plan de inversiones año 2024. Ejecución no acotada.

I	Descripción	INVR _{j,n,l,6_no acotado} / INVA _{j,n,l,6}				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores	-	150.00%	150.00%	NA	140.99%
2	Compensación reactiva	-	NA	NA	NA	-
3	Bahías y celdas	-	136.10%	99.60%	129.14%	122.97%
4	Equipos de control y comunicaciones	-	91.13%	95.75%	98.70%	92.32%
5	Equipos de subestación	-	38.29%	76.47%	122.22%	91.18%
6	Otros activos subestación	-	630.30%	106.93%	429.95%	315.13%
7	Líneas aéreas	-	106.54%	74.76%	NA	99.90%
8	Líneas subterráneas	-	241.93%	52.46%	NA	223.12%
9	Equipos de línea	-	172.12%	38.95%	NA	162.69%
10	Centro de control	-	95.97%	95.97%	95.97%	95.97%
11	Transformadores N1	113.67%	-	-	-	113.67%
12	Redes de distribución	87.02%	-	-	-	87.02%
TOTAL		95.32%	127.83%	78.25%	144.82%	112.02%

NA = No aplica ya que el INVA en dicha categoría es 0

Considerando en cumplimiento de metas para el plan de expansión y cobertura, se puede evidenciar el porcentaje de ejecución en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11 Porcentajes de ejecución PECOR año 2024. Ejecución no acotada.

I	Descripción	IREC _{j,n,l,6_no acotado} / IAEC _{j,n,l,6}				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores	-	NA	NA	NA	NA
2	Compensación reactiva	-	NA	NA	NA	NA
3	Bahías y celdas	-	NA	NA	NA	NA
4	Equipos de control y comunicaciones	-	53.23%	NA	NA	53.23%
5	Equipos de subestación	-	-	NA	NA	NA
6	Otros activos subestación	-	-	NA	NA	NA
7	Líneas aéreas	-	77.87%	NA	NA	77.87%
8	Líneas subterráneas	-	-	NA	NA	NA
9	Equipos de línea	-	579.65%	NA	NA	579.65%
10	Centro de control	-	NA	NA	NA	NA
11	Transformadores N1	99.23%	-	-	-	NA

INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULADORIO - AÑO 2024

12	Redes de distribución	44.19%	-	-	-	NA
TOTAL		55.25%	77.96%	NA	NA	67.85%

NA = No aplica ya que el INVA en dicha categoría es 0

Finalmente, en Tabla 3.12 se presenta el porcentaje de ejecución total considerando la ejecución que se presenta en la Tabla 3.3.

Tabla 3.12 Porcentajes de ejecución del plan total de inversiones año 2024. Ejecución no acotada.

l	Descripción	$(INVR_{j,n,l,6} + IREC_{j,n,l,6_no\ acotado}) / (INVA_{j,n,l,6} + IAEC_{j,n,l,6})$				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores	-	150.00%	150.00%	0%	140.99%
2	Compensación reactiva	-	NA	NA	NA	NA
3	Bahías y celdas	-	136.10%	99.60%	129.14%	122.97%
4	Equipos de control y comunicaciones	-	90.64%	95.75%	98.70%	91.91%
5	Equipos de subestación	-	38.29%	76.47%	122.22%	91.18%
6	Otros activos subestación	-	630.30%	106.93%	429.95%	315.13%
7	Líneas aéreas	-	104.36%	74.76%	NA	98.57%
8	Líneas subterráneas	-	241.93%	52.46%	NA	223.12%
9	Equipos de línea	-	172.28%	38.95%	NA	162.84%
10	Centro de control	-	95.97%	95.97%	95.97%	95.97%
11	Transformadores N1	112.99%	-	-	-	112.99%
12	Redes de distribución	83.51%	-	-	-	83.51%
TOTAL		92.47%	125.30%	78.25%	144.82%	109.83%

NA = No aplica ya que el INVA en dicha categoría es 0

De la Tabla 3.12 se observa una ejecución total del 92.47% para nivel de tensión 1; del 125.30% para nivel 2; del 78.25% para nivel 3; y del 144.82% para el nivel 4. En términos generales, el porcentaje de ejecución total obtenida para el plan 2024, si no se consideran acotes, fue del 109.83%.

Ahora, si se consideran los valores de ejecución acotada del 2024 presentados en la Tabla 3.4 y el mismo valor planeado de la Tabla 2.19, los porcentajes de ejecución varían y se presentan en la Tabla 3.13.

**INFORME SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO
- AÑO 2024**

Tabla 3.13 Porcentajes de ejecución del plan de inversiones año 2024. Ejecución acotada.

l	Descripción	$(INVR_{j,n,l,6} + IREC_{j,n,l,6} \text{ _ acotado}) / (INVA_{j,n,l,6} + IAEC_{j,n,l,6})$				
		N1	N2	N3	N4	TOTAL
1	Transformadores	-	110%	110%	0%	103.39%
2	Compensación reactiva	-	NA	NA	NA	NA
3	Bahías y celdas	-	110%	99.60%	129.14%	114.05%
4	Equipos de control y comunicaciones	-	90.64%	95.75%	98.70%	91.91%
5	Equipos de subestación	-	38.29%	76.47%	122.22%	91.18%
6	Otros activos subestación	-	110%	106.93%	429.95%	263.20%
7	Líneas aéreas	-	104.36%	74.76%	NA	98.57%
8	Líneas subterráneas	-	110%	52.46%	NA	104.29%
9	Equipos de línea	-	110%	38.95%	NA	104.97%
10	Centro de control	-	95.97%	95.97%	95.97%	95.97%
11	Transformadores N1	110.00%	-	-	-	110.00%
12	Redes de distribución	83.51%	-	-	-	83.51%
TOTAL		91.56%	104.58%	76.98%	144.82%	98.17%

NA = No aplica ya que el INVA en dicha categoría es 0

Considerando la condición de la Tabla 3.13 se observa una ejecución total del 91.56% para nivel de tensión 1; del 104.58% para nivel 2; del 76.98% para nivel 3; y del 144.82% para el nivel 4. En términos generales, el porcentaje de ejecución total obtenida para el plan 2024, bajo la condición de acote, fue del 98.17%. La disminución en el porcentaje de ejecución del escenario acotado respecto al no acotado se debe principalmente al acote en transformadores, bahías y celdas, líneas subterráneas, equipos de línea y otros activos de subestación de N2.

3.2.2. Desviaciones respecto al plan de inversiones aprobado

En el año 2024, para EPM existen desviaciones de la ejecución respecto a lo planteado en el plan de inversiones, en su generalidad obedecen las siguientes causas:

- ✓ Ajustes administrativos: Decisiones empresariales que llevaron a adelantar o atrasar proyectos u obras específicas o a construir los activos en diferentes circuitos o subestaciones al aprobado en el plan de inversiones.
- ✓ Ingeniería/levantamiento: Los proyectos aprobados que contaban con ingeniería conceptual deben pasar por un proceso de levantamiento e ingeniería de detalle que puede conllevar a cambios sustanciales en el diseño.
- ✓ Otros permisos: Inconvenientes al gestionar y conseguir permisos relacionados con la construcción de los activos diferente a licencias ambientales, como lo

son permisos de construcción tanto de entes públicos como concesionarios, permisos de tránsito, etc.

- ✓ Cambio de fecha de entrada en operación debido a terceros: Terceros presentan cambios en la fecha de entrada en operación de sus proyectos, lo que retrasa la entrada en operación de UC construidas por el OR que pertenecen a dichos proyectos.
- ✓ Restricciones operativas del sistema: requerimiento de equipos móviles provisionales para realizar la intervención.

Una de las razones por las que fue necesaria la creación de proyectos adicionales al plan, es que en los formatos CREG para el reporte de la variable INVTR no se cuenta con columnas de número de conductores, esto hace que cuando el número de conductores instalados no concuerde con el del plan (lo cual es común, ya que muchos circuitos pueden iniciar en tramos trifásicos, pero en ciertos puntos se pueden derivar tramos monofásicos), se deban crear más proyectos, convirtiéndose en una desviación del plan.

En el Anexo 2 se presentan los proyectos aprobados para el año 2024 y su porcentaje de ejecución.

3.2.3. Cumplimiento de las metas de calidad del servicio

El resultado de los indicadores de calidad media, $SAIDI_{j,t}$ y $SAIFI_{j,t}$, para el año 2024 se presenta en la Tabla 3.14.

Tabla 3.14 Resultado de indicadores de calidad media EPM - año 2024.

Descripción	$SAIDI_{j,6}$	$SAIFI_{j,6}$
Banda de indiferencia plan	10.842 - 10.951 horas	8.955 - 9.045 veces
Valor obtenido - año 2024	10.68 horas	6.56 veces

De la Tabla 3.14 se observa que para el indicador $SAIFI_{j,6}$ y $SAIDI_{j,6}$ el valor obtenido se encuentra por debajo del límite inferior de la banda de indiferencia, cumpliendo así con la meta y logrando un incentivo económico positivo en ambos indicadores para EPM, acorde a lo establecido en el numeral 5.2.3.2 de la resolución CREG 015 del 2018.

3.2.4. Cumplimiento de los índices de pérdidas

Para el año 2024 el valor del índice de pérdidas reconocido para el nivel de tensión 4 fue de 0.78 %, este fue calculado de acuerdo con la metodología de la resolución CREG 015 de 2018 y CREG 036 de 2019. Para los niveles 2 y 3 se utilizan los valores aprobados en resolución particular al OR EPM de 1.12 % y 1.21%, respectivamente. En el mismo sentido, el nivel de tensión 1 cerró con un valor de 10.80%.

Las variables FeSTN y FsSTN se encuentran pendiente de aclaración metodológica por parte de la CREG y LAC, dado que se está a la espera de la metodología regulatoria para la asignación de flujos por nivel de tensión en transformadores tridevanados de conexión al STN, por tal motivo EPM reporta en estas variables los valores que considera mantienen el espíritu de la Resolución para el cálculo de los flujos de energía. Actualmente LAC utiliza otros valores para estas variables

3.2.5. Avance en la implementación del Sistema de Gestión de Activos

El informe de avance en la implementación del Sistema de Gestión de Activos se presenta en el Anexo 3, el anexo contiene: línea base o punto de partida identificado en el diagnóstico, síntesis del plan de trabajo, avances en su ejecución, cierre de brechas, inversiones realizadas y la estrategia para facilitar el acceso de los organismos de control a la información de los activos del sistema de distribución de EPM.

Se indica que el sistema de Gestión de Activos de las unidades de negocio de Transmisión y Distribución de EPM fue certificado el 30 de octubre de 2024 con vigencia hasta 29 de octubre de 2027, lo que evidencia que el sistema de gestión de activos es adecuado, pertinente y eficaz.

3.3. Seguimiento a la base de activos

En este numeral se presenta el resultado obtenido en el año 2024 para las bases de activos que salen de operación y la base de terrenos.

3.3.1. Base de activos fuera de operación

El valor de los activos que salieron de operación en el sistema de EPM se calcula según lo establecido en el numeral 3.1.1.4 de la resolución CREG 015 de 2018, modificado por el artículo 3 de la resolución CREG 085 del 2018. El resultado del cálculo se incluye en la variable $BRAFO_{j,n,t}$, la cual, está definida por nivel de tensión. Para el año 2024, el valor obtenido para la variable $BRAFO_{j,n,6}$ se presenta en la Tabla 3.15.

Tabla 3.15 Valor de los activos que salieron de operación en el sistema de EPM en el año 2024.

Nivel de Tensión	$BRAFO_{j,n,6}^*$
1	28,295,383,677
2	58,102,042,364
3	6,656,834,803
4	5,814,206,934
Total	98,868,467,777
<i>*Pesos a diciembre del 2017.</i>	

De la Tabla 3.15 se observa un total de \$ 98,868,467,777 que deben ser descontados de la base regulatoria de activos de EPM, debido a que corresponden al valor remanente de los activos que salieron de operación.

3.3.2. Base de terrenos al año 2024

El valor reconocido de los terrenos en subestaciones se calcula según lo establecido en el numeral 3.3 de la resolución CREG 015 de 2018 y a las áreas reconocidas para las UC de capítulo 14 de la misma resolución. El resultado del cálculo se incluye en la variable $BRT_{j,n,t}$, la cual, está definida por nivel de tensión. Para el año 2024, el valor obtenido para la variable $BRT_{j,n,6}$ se presenta en la Tabla 3.16.

Tabla 3.16 Valor de los terrenos en subestaciones en el sistema de EPM al año 2024.

Nivel de Tensión	$BRT_{j,n,6}^*$		
	Total año 2023	Incremento año 2024	Total año 2024
1	-	-	
2	206,230,411	2,843,265	209,073,675
3	640,686,977	948,050	641,635,028
4	2,044,878,959	41,769,498	2,086,648,457
Total	2,891,796,347	45,560,813	2,937,357,160

**Pesos a diciembre del 2017.*

EL BRT incremental del año 2023 es un delta entre el BRT que entra menos el BRT que sale de operación, por lo tanto, se pueden presentar valores negativos

De la Tabla 3.16, al año 2024 se observa un reconocimiento acumulado de terrenos en subestaciones por valor de \$ 2,937,357,160, el valor incluye el ajuste realizado conforme la aprobación del inventario 2018.

4. REPORTE DE INFORMACIÓN

En este numeral se presentan los formatos y las consideraciones tenidas en cuenta para el reporte de la información relacionada a la ejecución del plan de inversiones aprobado para el año 2024.

4.1. Formatos de reporte

Los formatos para el reporte de la información de ejecución del plan de inversión del año 2024 solicitados en la circular CREG 024 del 2020 se describen como:

- ✓ **OR_BRA0_Año6_Rev1:** Información de la base regulatoria de activos inicial.
- ✓ **OR_BRAFO_Año6_Rev2:** Información de las unidades constructivas que salieron de operación en el año 2024.
- ✓ **OR_INVA_Año6_Rev2:** Información del plan de inversiones aprobado. Contiene también nuevos proyectos y activos que fueron construidos y no estaban en el plan de inversión aprobado. Este formato fue actualizado por la circular CREG 017 de 2024.
- ✓ **OR_INVTR_Año6_Rev2:** Información de las unidades constructivas que entraron en operación en el año 2024, se indican las diferencias con el plan de inversión aprobado.
- ✓ **Circular_inversiones_2024_Epm.xlsx:** Reporte resumen de la información correspondiente a la aprobación y ejecución del plan de inversión, los activos que salieron de operación, los indicadores agregados de calidad del servicio, los flujos de energía en el mercado de comercialización del OR, entre otros.

4.2. Información georreferenciada

La información correspondiente a los activos incluidos en las variables BRA_0, BRAFO e INVTR, se reportan de forma georreferenciada. Se entrega una geodatabase, la cual contiene cada variable, identificada por capas, y los atributos de cada activo para el año 2024.

4.3. Consideraciones generales para el reporte de información a la CREG

Para el reporte de la información de ejecución de las inversiones del año 2024 y el diligenciamiento de los formatos requeridos en las circulares CREG 024 y 047 del 2020, se deben considerar las siguientes aclaraciones:

Formato Circular_inversiones_2024_Epm:

- ✓ Los valores relacionados a la variable OI están en precios de diciembre 2017.
- ✓ Entendemos que para las filas 366 a 413, si un mismo usuario está sujeto a varias compensaciones en el año, este debe contabilizarse solo una vez a fin de calcular la cantidad de usuarios a compensar.
- ✓ Los flujos de energía fueron calculados con la mejor información disponible, y la metodología de cálculo actualmente se está refinando en mesa de trabajo en conjunto con LAC y los ORs, en particular se está validando la asignación de flujos por nivel de tensión en transformadores tridevanados de conexión al STN
- ✓ Se actualizaron los valores de las variables BRT, INVA, INVT, con base en la aprobación Conforme a las Resoluciones CREG 501-066 de 2024 y CREG 501-112 de 2024
- ✓ Fue necesario agregar más filas en el numeral 13.5 ya que se tiene mayor cantidad de proyectos con relación a los espacios disponibles.
- ✓ Adicionalmente, fue necesario agregar columnas adicionales en la mayoría de las tablas a fin de incluir la información del año 6. Lo anterior, dado que el formato solo se diseñó hasta el año 5.

EPM_INVA_2024_Rev2:

- ✓ Este formato fue actualizado según la circular 017 de 2024 con la adición de las columnas: “Año real de entrada en operación”, “Mes real de entrada en operación”, “Descripción soporte”, siendo este último un código de PO (permiso operativo) del centro de control para la entrada en operación, una OT (Orden de trabajo) o un indicativo del registro en los sistemas de información.
- ✓ Respecto al punto anterior, es importante aclarar a la comisión que se incluyeron algunas unidades constructivas que no fueron reportadas en el seguimiento del año 2023, pero que efectivamente entraron en operación en dicho año. Esto se debe principalmente a la pequeña ventana de tiempo para que en los sistemas de información quede toda la información consignada de los activos que entraron en el año, lo que conlleva a que algunos no alcancen a quedar en el informe presentado en marzo. EPM trabaja de la mano con las tecnologías de la información para seguir mejorando estos procesos.
- ✓ Tal como lo solicita la circular, se crearon nuevos proyectos que albergan las unidades constructivas que fueron construidas y no estaban en el plan de inversiones aprobado.
- ✓ En la aprobación del plan de inversiones 2023-2027, los equipos de línea con UC N2EQ10 que tienen categoría de equipos de subestación fueron incluidos en el INVA de equipos de subestación. Sin embargo, por coherencia en el reporte, se decide incluir los equipos de subestación que sirven a líneas, que fueron construidos y no estaban en el plan, en el formato de equipos de línea. Es importante entonces que la relación entre el INVA y el INVTR para los formatos

de equipos de línea y equipos de subestación, se realice de manera conjunta y no por separado para que la totalidad concuerde y sea coherente a lo construido y aprobado.

- ✓ Se presenta aparte el formato EPM_INVA_2024_Cobertura para el seguimiento al Plan de Expansión de Cobertura 2024 aprobado.

EPM_BRAFO_2024_Rev2:

- ✓ Entendemos que, tanto para el BRAFO como para el INVTR, el CR de las tablas de los Capítulos 14 y 15 debe modificarse para poder valorar adecuadamente las UC a saber:
 - En el caso de los transformadores debe ser el cálculo de la suma del costo de instalación más el valor del equipo por MVA multiplicado por los MVA del transformador.
 - En el caso de las líneas, debe ser el valor unitario, por el número de conductores dividido 3, y por la remuneración adicional en redes subterráneas con nivel de aislamiento a 44kV. No se multiplica por los km, dado que el formato posee el campo cantidad con este valor.
- ✓ Para UC de líneas se agregó una columna con el número de conductores para facilitar la revisión de la valoración por parte de la Comisión. Como se mencionó anteriormente el CR ya considera el número de conductores.
- ✓ Para todas las UC de redes de nivel 1, el campo cantidad fue diligenciado con valor 1, ya que en el campo longitud se diligenciaron los km para redes y canalizaciones, y para el resto de UC el campo longitud se diligenció en 1.
- ✓ En la hoja “formato9_UC_equipos_SE” tanto en el BRAFO como en el INVTR se adicionaron las columnas de “IUA Elemento” y “Código Elemento” para mayor claridad, dado que, según el archivo “Circular029-2018 Conformación UC Capítulo 14 CREG 015 de 2018 Rev 2” las unidades constructivas de control y protección se pueden desglosar en fracciones o elementos de UC.

EPM_INVTR_2024_Rev2:

- ✓ A cada unidad constructiva que estaba en el plan de inversiones y no fue construida se le asignó una justificación tal como lo solicitó la comisión.
- ✓ Entendemos que, para los vanos de las UC de líneas, el campo IUA ajustado es un identificador único del activo (del vano), es decir, no debe repetirse en el formato del INVTR y sigue la codificación de la circular 029, por tanto, cada vano se diferencia en los 4 caracteres del C6 al C9 los cuales son alfanuméricos y guardan consistencia en la forma de codificación usada en la BRA0, lo cual es acorde a los ejemplos de la circular CREG 024, ejemplo caso 5. La filosofía de la circular 029 es que los elementos de UC (últimos tres caracteres) se usen para codificar y reportar fracciones de UC, por tanto, lo que se propone en la

024, para el reporte de equipos de línea y UC de líneas (agrupados en el plan), no es consistente con la 029.

Con lo anterior, no vemos necesario emplear el campo IUA elemento para codificar los vanos y demás UC agrupadas en el plan, dado que se cuenta con solo tres caracteres numéricos, es decir, 999 tramos o equipos, los cuales no alcanzarían para identificar la totalidad de los activos a reportar. Por ejemplo, actualmente poseemos circuitos, como el IUL 20210 que contiene 3407 vanos, con lo cual, de emplearse solo los tres caracteres en mención, se sobrepasaría la capacidad de registros, obligando la creación de nuevas reglas para cambiar el formato diseñado.

Para hacer corresponder el INVA (agrupado) con la ejecución del plan de inversión INVTR (desagrupado), proponemos adicionar un campo en el INVTR, que puede ser el IUA provisional o el IUA Ajustado de la UC agrupada en el INVA, con posibilidad de repetirlo en el INVTR tantas veces como vanos o activos hayan sido ejecutados, logrando así tener una relación 1 a muchos entre ambos formatos.

Adicionalmente proponemos adicionar el campo número de conductores en los formatos INVTR y BRAFO, dado que, en el INVTR, un proyecto así se haya matriculado en el INVA como trifásico, puede darse que al momento de su ejecución se necesite realizar derivaciones monofásicas para alimentar algunos clientes, y en el caso de la BRAFO, se debe conocer la cantidad de conductores del circuito para la valoración.

Además, vemos adecuado que en el INVTR exista el campo km construidos correspondientes a la suma de cada vano, pudiendo ser este total, mayor o menor a los km planeados en los proyectos.

- ✓ Observamos que la categoría de algunas UC que pertenecen a subestaciones también existe en las líneas, como ejemplo: La UC de equipo medida N2EQ10, por tal motivo las incluimos en el INVTR en dos formatos equipos de línea o equipos de subestación de acuerdo con su ubicación en el sistema, esto influye si se asocia a subestación o a línea y las coordenadas georreferenciadas.
- ✓ Se presenta aparte el formato ***EPM_INVTR_2024_Cobertura*** para el seguimiento al Plan de Expansión de Cobertura 2024 aprobado.

5. DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- [1] Resolución CREG 015 del 2018, “*Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional*”, Bogotá, 2018.
- [2] Resolución CREG 085 del 2018, “*Por la cual se aclaran y corrigen algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018*”, Bogotá, 2018.
- [3] Resolución CREG 036 del 2019, “*Por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018*”, Bogotá, 2019.
- [4] Resolución CREG 078 del 2019, “*Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por Empresas Públicas de Medellín E.S.P.*”, Bogotá, 2019.
- [5] Resolución CREG 156 del 2019, “*Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Empresas Públicas de Medellín E.S.P. contra la Resolución CREG 078 de 2019*”, Bogotá, 2019.
- [6] Circular CREG 012 del 2020, “*Información anual de variables requeridas para el cálculo de los cargos de distribución*”, Bogotá, 2020.
- [7] Circular CREG 024 del 2020, “*Formatos de reporte información plan de inversiones - Resolución CREG 015 de 2018*”, Bogotá, 2020.
- [8] Circular CREG 047 del 2020, “*Reporte ejecución plan de inversiones - Circular CREG 024 de 2020 y Resolución CREG 015 de 2018*”, Bogotá, 2020.
- [9] Empresas Públicas de Medellín E.S.P, “*Informe seguimiento a la ejecución del plan de inversiones regulatorio año 2019*”, Medellín, mayo 2020.
- [10] Empresas Públicas de Medellín E.S.P, “*Informe seguimiento a la ejecución del plan de inversiones regulatorio año 2020*”, Medellín, marzo 2020.
- [11] Resolución CREG 136 del 2021, “*Por la cual se incluyen los activos puestos en operación en 2018 en la base inicial de activos y se modifica el plan de inversiones del mercado de comercialización atendido por Empresas Públicas de Medellín E.S.P., aprobado en la Resolución CREG 078 de 2019*”, Bogotá, septiembre 2021.
- [12] Resolución CREG 501 022 del 2022, “*Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Empresas Públicas de Medellín E.S.P., contra la Resolución CREG 136 de 2021*”, Bogotá, febrero 2022.
- [13] Resolución CREG 501-066 de 2024, “*Por la cual se modifica el plan de inversiones del mercado de comercialización atendido por EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P., aprobado en la Resolución CREG 078 de 2019*”, Bogotá, 2024.

[14] Resolución CREG 501-112 de 2024, “*Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. contra la resolución CREG 501 066 de 2024*”, Bogotá, 2024.

ORIGINAL CONTROLADO ELECTRONICAMENTE

6. ANEXOS

Los anexos se presentan como archivos aparte del presente informe, estos son:

Anexo 1: Desagregación ejecución vs Plan 2024.xlsx

Anexo 2: Ejecución inversiones Proyectos Plan 2024.xlsx

Anexo 3: Avances implementación GA en EPM 2024.pdf

ORIGINAL CONTROLADO ELECTRONICAMENTE