



Acceso: Reservado (), Público (X), Clasificado ()

METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

DIAGNÓSTICO RESOLUCIÓN CREG 015 DE 2018 Y BASES TARIFARIAS PARA LA NUEVA METODOLOGÍA

DOCUMENTO CREG-901 194

21 DE JUNIO DE 2025

CIRCULACIÓN:

MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

CONTENIDO

1. INFORMACIÓN GENERAL	5
2. DIAGNÓSTICO	9
2.1 Instrumento regulatorio	10
2.2 Cargo de la actividad de distribución.....	13
2.3 Reconocimiento de inversiones.....	17
2.3.1 Planes de inversión.....	18
2.3.2 Ejecución de inversiones.....	21
2.3.3 Antigüedad de activos.....	37
2.3.4 Unidades constructivas especiales	47
2.3.5 Reconocimiento de costos de servidumbres.....	51
2.4 Reconocimiento de gastos de AOM.....	52
2.4.1 Antecedentes.	52
2.4.2 Inversiones y AOM reconocidos - STR Centro Sur	56
2.4.3 Inversiones y AOM reconocidos - STR Norte.....	60
2.4.4 Impacto tarifario AOM	66
2.4.5 Reporte de información de costos y gastos de AOM	68
2.5 Calidad del servicio	72
2.5.1 Calidad del servicio en los SDL.....	72
2.5.2 Calidad del servicio en el STR	119
2.6 Pérdidas de energía	171
2.6.1 Evolución de las Pérdidas Totales	174
2.6.2 Plan de Reducción de Pérdidas	181
2.6.3 Cargo por concepto del plan de reducción de pérdidas - CPROG.....	196
2.6.4 Pérdidas Adicionales.....	200
2.7 Energía reactiva	211
2.7.1 Contexto regulatorio.....	212
2.7.2 Análisis de reactiva medida y facturada	219
2.7.3 Ingresos por concepto de reactiva	233
2.8 Costo de respaldo	235
2.9 Evaluación de cargos horarios	243
2.9.1 Estado actual	243
2.9.2 Aplicación.....	245

2.10	Calidad de la potencia.....	246
3.	COMENTARIOS RECIBIDOS	256
3.1	Circular 144 de 2025	256
3.2	Misión transmisión - UPME	258
4.	PROBLEMA.....	259
4.1	Justificación.....	261
4.2	Causas y consecuencias.....	261
4.3	Actores Involucrados.....	263
5.	OBJETIVOS.....	264
5.1	Inversión:.....	264
5.2	Calidad del Servicio (SDL y STR):	264
5.3	Administración, Operación y Mantenimiento (AOM):.....	264
5.4	Pérdidas de Energía:.....	265
5.5	Energía Reactiva:.....	265
5.6	Cargo por Respaldo:	265
5.7	Evaluación de cargos horarios:	265
5.8	Calidad de la Potencia:	265
5.9	Impulso a la transición energética:	266
5.10	Heterogeneidad Estructural de los Mercados:.....	266
6.	ANEXOS	267
6.1	Inversiones por OR – Reportes al LAC	267
6.2	Inversiones por OR – Inventarios de activos.....	270
6.3	Antigüedad de activos por mercado	274
6.4	Tendencia del Índice de Pérdidas Totales para mercados con Plan de Reducción de Pérdidas.	289
6.5	Reducción del Índice de Pérdidas Totales interanual para mercados con Plan de Reducción de Pérdidas.	293
6.6	Evolución del CPROG por mercado.....	294
6.7	Usuarios sujetos a compensación por ruralidad y riesgo	304
6.8	Reactiva - Detalles sobre el procesamiento de datos	308

LISTA DE SIGLAS

El presente documento utiliza las siguientes siglas y abreviaciones:

SIGLA	DESCRIPCIÓN
ADD	Área de Distribución
AOM	(Costos y Gastos de) Administración, Operación y Mantenimiento
BRA	Base Regulatoria de Activos
CPROG	Cargo por concepto del plan de gestión de pérdidas
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CND	Centro Nacional de Despacho
IMG	Indicadores mínimos garantizados (calidad individual)
IPP	Índice de Precios al Productor
LAC	Liquidador y Administrador de Cuentas
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética
MME	Ministerio de Minas y Energía
SDL	Sistema de Distribución Local
SGA	Sistema de Gestión de Activos
SIN	Sistema Interconectado Nacional
STN	Sistema de Transmisión Nacional
STR	Sistema de Transmisión Regional
UC	Unidad Constructiva
UCE	Unidad Constructiva Especial
UTP	Universidad Tecnológica de Pereira

REVISIÓN DE LA METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

1. INFORMACIÓN GENERAL

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, tiene competencia para expedir la regulación de los sectores de electricidad y gas combustible, en el contexto de servicios públicos domiciliarios, según las funciones señaladas en las leyes 142 y 143 de 1994. Así mismo, regula algunos aspectos de los servicios públicos de combustibles líquidos de conformidad con lo previsto en el Decreto 1260 de 2013.

El artículo 14, numeral 14.18 de la Ley 142 de 1994 define la regulación de los servicios públicos domiciliarios como la facultad para dictar normas de carácter general o particular en los términos de la Constitución y de la citada ley, para someter la conducta de las personas que prestan los servicios públicos domiciliarios a las reglas, normas, principios y deberes establecidos en la ley y los reglamentos.

Por su parte, la Ley 143 de 1994, le asignó funciones de carácter regulatorio a la CREG, de manera específica en lo concerniente a la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

En ese sentido, le corresponde a la CREG señalar las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, en los términos de la Constitución Nacional y la Ley, y definir el régimen tarifario con fundamento en los criterios establecidos para garantizar el cumplimiento de los fines de la intervención del Estado en la prestación de los servicios públicos y conforme a la política pública del Gobierno nacional.

En virtud de lo dispuesto en el artículo 126 de la Ley [142](#) de 1994 modificado por el artículo [52](#) de la Ley 2099 de 2021, las fórmulas tarifarias tienen una vigencia de cinco años y continuarán rigiendo mientras la Comisión no fije las nuevas. El artículo [127](#) del mismo estatuto determinó un plazo de doce (12) meses previos a la fecha en que termine la vigencia de las fórmulas tarifarias, para que las comisiones de regulación pongan en conocimiento de las empresas de servicios públicos, usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales efectuarán el estudio para determinar las fórmulas del periodo siguiente. Después se aplicará lo previsto en el artículo 124.

La Comisión deberá iniciar la actuación administrativa para fijar las nuevas tarifas, siguiendo el procedimiento establecido en el Decreto 005 de 2025 *Por el cual se adiciona el Título 2 a la Parte 1 del Libro 2 del Decreto 1073 de 2015 en relación con la adopción de las reglas mínimas para garantizar la divulgación y la participación en las actuaciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).*

El citado decreto, dispone en su Artículo 2.1.2.1.1.3.4. **Reglas especiales de difusión para la adopción de fórmulas tarifarias con una vigencia de cinco años**, que cuando la CREG adopte fórmulas tarifarias con una vigencia de cinco (5) años, de acuerdo con lo establecido en el artículo 126 modificado por los artículos 52 de la Ley 2099 de 2021 y 127 de la Ley 142 de 1994, deberá observar las siguientes reglas:

“ (...)

2. Las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar las fórmulas deberán cubrir como mínimo los siguientes puntos:

- a. Aspectos generales del tipo de regulación a aplicar;*
- b. Aspectos básicos del criterio de eficiencia;*
- c. Criterios para temas relacionados con costos y gastos;*
- d. Criterios relacionados con calidad del servicio;*
- e. Criterios para remunerar el patrimonio de los accionistas;*
- f. Los demás criterios tarifarios contenidos en la ley.”*

La actual metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG 015 de 2018) considera, entre otros, los siguientes criterios generales:

- Un OR se remunera mediante cargos por uso por la totalidad de los activos de uso que opera y mantiene para la prestación del servicio, independientemente de su propiedad.
- Los cargos por uso resultantes de aplicar la metodología remuneran tanto el uso de infraestructura como los gastos de AOM, necesarios para llevar la energía eléctrica desde el STN hasta los puntos de conexión de los usuarios finales a los STR o SDL.
- En virtud del principio de integralidad de la tarifa establecido en la Ley, los ingresos y cargos de los SDL varían según la calidad del servicio prestado. La calidad del servicio del STR se determina a partir de la información reportada por los OR al Centro Nacional de Despacho, en adelante CND, sobre la indisponibilidad de los activos.
- Se considera la elaboración de un plan de inversiones, donde la identificación, priorización y ejecución de los proyectos que lo conforman es entera responsabilidad del OR.
- Se consideran ingresos de los OR por otros conceptos, como contratos de capacidad de respaldo de red, compartición de infraestructura y por el transporte de energía reactiva en exceso sobre los límites establecidos.

En función de lo anterior, así como en función de los criterios tarifarios generales establecidos en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, la actual metodología está estructurada de la siguiente forma:

- La remuneración de los OR corresponde, de una parte, a un esquema de ingreso máximo regulado en el STR y en los SDL, en la cual se aprueba un ingreso anual por inversiones y por AOM y los cargos son calculados mensualmente a partir de dichos ingresos mensualizados y las ventas de energía en cada mercado. Y, de otra parte, este ingreso se calcula a partir del reconocimiento de una base regulatoria de activos que se valora mediante un costo de reposición depreciado, que propone una depreciación lineal, de tal forma que la valoración de la base de activos disminuye cada año si no se repone el monto de activos depreciados, incentivando a los OR a invertir en reposición de los activos antiguos y en la conformación y gestión del portafolio de activos que compongan su sistema.
- Con este esquema, los ingresos de los OR son independientes de la demanda, de tal manera que se garantiza el retorno de la inversión puesta en el sistema con la tasa

vigente y se envían señales altas de inversión a los OR mediante los distintos mecanismos de incentivos dispuestos en la metodología.

- Los cargos por uso de los STR y SDL definidos en la metodología de la resolución CREG 015 de 2018, básicamente, se determinan a partir de las inversiones, representadas mediante la base regulatoria de activos de las empresas, BRA, conformada por unidades constructivas y de los gastos de AOM. Además, se consideran distintos mecanismos y esquemas de incentivos que buscaron incrementar la inversión de los OR para modernizar los sistemas que operan, además de propender por la calidad (continuidad) en el servicio prestado, la reducción de pérdidas y la reducción de efectos indeseados en el sistema, como el transporte de energía reactiva en exceso sobre los límites permitidos.
- Los activos de los STR y SDL a ser remunerados son principalmente las líneas y redes que conducen la energía, las unidades de transformación y otros sistemas auxiliares necesarios para la correcta operación de los sistemas de distribución. El AOM hace referencia a los costos y gastos asociados a la administración, la operación y el mantenimiento de todos los activos de los STR y SDL, necesarios para proveer la energía a los usuarios con los parámetros de calidad y confiabilidad pertinentes.
- En lo relacionado con la remuneración del AOM se estableció un ingreso anual a partir de un valor de referencia o base, que se pasó a través de un filtro de eficiencia mediante un modelo de frontera estocástica. A este valor base se le suma un reconocimiento adicional con periodicidad anual por el AOM para nuevas inversiones, diferentes a reposición.
- La metodología vigente contiene, en relación con la calidad del servicio, aspectos sobre la continuidad en la prestación del servicio tanto en el STR como en el SDL. En el STR contempla un esquema de incentivos con base en un máximo de horas anuales de indisponibilidad de los activos en el que puede ocurrir una disminución en la remuneración de los activos indisponibles cuando se supere el máximo permitido por tipo de activo. En los SDL se estableció un esquema de incentivos para calidad media tanto en duración como en frecuencia de interrupciones en el que se puede presentar un aumento o disminución de los ingresos del OR dependiendo del cumplimiento de metas de referencia, así como también un esquema de compensaciones por calidad individual a los usuarios que no reciben la calidad mínima garantizada establecida por grupos de calidad, de acuerdo con la ruralidad y el riesgo de falla en el sector donde se ubique el usuario. Los indicadores de calidad media se evalúan anualmente y se miden a través de los indicadores de duración y frecuencia denominados SAIDI¹ y SAIFI².
- Las pérdidas de energía en que se presentan en los sistemas de distribución se clasifican en dos grandes grupos: pérdidas técnicas y pérdidas no técnicas. Las pérdidas técnicas hacen referencia a la energía que se pierde por calentamiento y demás fenómenos eléctricos durante el transporte y transformación de la energía que es conducida desde los puntos de generación hasta los usuarios finales y las pérdidas

¹ Del inglés, *System Average Interruption Duration Index*

² Del inglés, *System Average Interruption Frequency Index*

no técnicas son las que se producen básicamente por el robo de energía o por la ausencia de medición.

- Se definieron índices de pérdidas eficientes por nivel de tensión, los cuales se remuneran mediante tarifa y se estableció un sistema de incentivos en el cual, cuando las empresas cumplen o superan cierto nivel de inversión anual en su sistema, se hacen acreedoras del reconocimiento adicional de pérdidas no técnicas, en función de su inversión. Este reconocimiento de pérdidas adicionales se acotó, para el primer año de aplicación al valor de las pérdidas totales de cada OR y se va reduciendo linealmente para llegar al reconocimiento únicamente de pérdidas eficientes al cabo de 10 años.
- Para la reducción de las pérdidas no técnicas, los OR presentaron al inicio del periodo tarifario planes de reducción o de mantenimiento de pérdidas, en los cuales se reconocen inversiones distintas a unidades constructivas destinadas a la reducción o mantenimiento de las pérdidas. El valor máximo reconocido para el plan se estimó utilizando un modelo de red neuronal, entrenado con base en la información histórica de algunos OR que han logrado de manera exitosa reducir las pérdidas en sus sistemas.
- La metodología también contempla la distribución de eficiencias logradas por los OR en sus sistemas como ingresos adicionales por otros conceptos y que se direccionan a una disminución en la tarifa de los usuarios, para los siguientes casos:
 - ❖ El costo asociado con los cargos de respaldo de red.
 - ❖ Los costos asociados con MUNTS, que son los costos por la Migración de Usuarios a Niveles de Tensión Superiores, es decir que es la conexión de un usuario final al sistema de un OR en un nivel de tensión superior al que se encontraba conectado.
 - ❖ El costo del transporte en exceso de energía reactiva, en el que se descuenta de los ingresos por inversiones el 50% de los valores recibidos.
 - ❖ La compartición de infraestructura con servicios de telecomunicaciones.

En la siguiente tabla, se muestra, de manera general, la evolución de las metodologías tarifarias para los sistemas de distribución en Colombia a partir de las leyes 142 y 143 hasta la actualidad. La remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica, bajo este marco legal, comenzó con las resoluciones CREG 003 y 004 de 1994. Posteriormente, con la Resolución CREG 099 de 1997, se inició la utilización de metodologías basadas en costos, a la cual siguieron las Resoluciones CREG 082 de 2002 y CREG 097 de 2008. El presente periodo tarifario inició en el 2018 con la Resolución 015 de 2018, que marcó un cambio principalmente en la valoración de inversiones pasado de un esquema VNR (Valor Nuevo de Reemplazo) a un esquema CRD (Costo de Reposición Depreciado).

Tabla 1 Evolución de las metodologías de remuneración de la actividad de distribución en Colombia.

TEMA	SUBTEMA	RES. CREG 099 DE 1997	RES. CREG 082 DE 2002	RES. CREG 097 DE 2008	RES. CREG 015 DE 2018
Reconocimiento de Inversión	Metodología	Precio Máximo	- Ingreso regulado STR - Precio Máximo SDL	- Ingreso regulado STR - Precio Máximo SDL	- Ingreso regulado STR y SDL

TEMA	SUBTEMA	RES. CREG 099 DE 1997	RES. CREG 082 DE 2002	RES. CREG 097 DE 2008	RES. CREG 015 DE 2018
	Base regulatoria de activos	-VNR - Inventario activos N4 y N3 - Red modelo N2 y N1	-VNR - Inventario activos N4, N3 y N2 - Red modelo N1 (muestra nacional)	-VNR - Inventario activos N4, N3 y N2 - Red modelo N1 (muestra por OR)	- CRD - Inventario activos N4, N3, N2, N1 - Planes de inversión
	Tasa de retorno antes de impuesto	9%	14.06 % – 16.06 %	13 % - 13.9 %	12,09%
	Unidades Constructivas	Baja desagregación	Alta desagregación	Alta desagregación	Alta desagregación, reposiciones parciales
	Activos de terceros (Nivel 1)	Remuneración regulada del activo	Descuento en la tarifa o remuneración regulada del activo	Descuento en la tarifa o remuneración directa	Descuento en la tarifa o remuneración directa
AOM	Administración, Operación y Mantenimiento	% de la inversión	% de la inversión	Gastado y remunerado	Gastado y remunerado
Energía Útil	Reconocimiento de pérdidas	Índice único	Índices para cada OR (Rural – Urbano)	Índices para cada OR	Índices para cada OR, Incentivo pérdidas adicionales por inversión
Calidad	Calidad del servicio	Compensaciones	Compensaciones	Compensaciones e Incentivos simétricos	Compensaciones e Incentivos simétricos. Metas de mejora anual en calidad media.

Conforme a lo expuesto, el presente documento contiene el diagnóstico realizado de la aplicación de la metodología actual, así como las bases sobre las cuales efectuará los análisis y estudios con miras a definir la nueva metodología tarifaria para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica que remplazará la Resolución CREG 015 de 2018 y sus modificatorias.

En este sentido, además de la evaluación propiamente de la metodología actual, para la actualización de la metodología se deben tener en cuenta los nuevos paradigmas que han cobrado relevancia en el país durante los últimos años, en relación con la transición energética, la búsqueda de mayores eficiencias y la consideración de la gran diversidad de regiones, culturas y contextos presentes en el país.

2. DIAGNÓSTICO

La presente sección contiene el diagnóstico, para cada uno de los temas, de la metodología establecida mediante la Resolución CREG 015 de 2018. Inicialmente se presentan algunas generalidades sobre el instrumento regulatorio y el cargo de distribución, para pasar luego a una revisión más detallada de los principales temas que trata la metodología.

En esta revisión se presentan aspectos sobre la evolución de los cargos de distribución, para continuar con el reconocimiento de inversiones, el reconocimiento de gastos de

AOM, la calidad del servicio tanto en el STR como en el SDL, aspectos sobre pérdidas de energía, energía reactiva, costo de respaldo de red, cargos horarios y calidad de la potencia.

Finalmente, se presenta un resumen de los comentarios y propuestas allegados por los usuarios, empresas y demás interesados en respuesta a la Circular CREG 144 de 2025, así como los aspectos expuestos por la UPME en su Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica, publicado en diciembre de 2024³, que serán tenidos en cuenta como parte de los análisis de alternativas que adelante la Comisión como parte del procedimiento de actualización tarifaria para la actividad de distribución de energía eléctrica.

2.1 Instrumento regulatorio

La metodología de remuneración contemplada en la Resolución CREG 015 de 2018 cambio específicamente para la remuneración del SDL, pasando de un esquema de precio máximo a uno de ingreso máximo y eliminando así el riesgo de la demanda para los OR quienes son responsables por realizar las inversiones necesarias para mantener y mejorar la infraestructura eléctrica de tal manera que fueran adecuadamente planificadas y ejecutadas en cada momento del periodo tarifario que fueran requeridas, asegurando su remuneración.

A pesar de que era claro que este esquema implicaba un mayor esfuerzo principalmente por la necesidad del seguimiento de la ejecución de los planes de inversión, se estimó que con los incentivos dados eran mayores sus ventajas, las cuales estaban entre otras las siguientes:

- Estabilidad en los ingresos de los OR entre los periodos tarifarios al eliminar el ajuste normal de ingresos que se hace al inicio de cada periodo tarifario cuando se emplea un esquema de precio máximo. Esto es, se ajusta el cargo (positiva o negativamente) considerando la relación inversión demanda al inicio del periodo tarifario
- Reducción del riesgo de la demanda para los OR durante el periodo tarifario
- Facilidad para la incorporación de generación distribuida en las redes

Ahora bien, con el fin de hacer una valoración de lo que ha sido este cambio de metodología durante el periodo tarifario que culmina en relación con los ingresos, inversiones y otros, se ha podido identificar lo siguiente:

1. El comportamiento de los ingresos de los OR frente a las inversiones realizadas durante el periodo tarifario muestra que se ha dado una estabilidad en los ingresos, tanto por inversiones como por AOM, asociados a los ajustes anuales, tal y como se observa en la Figura 1.

³ <https://www.upme.gov.co/simec/energia-electrica/mision-transmission/>

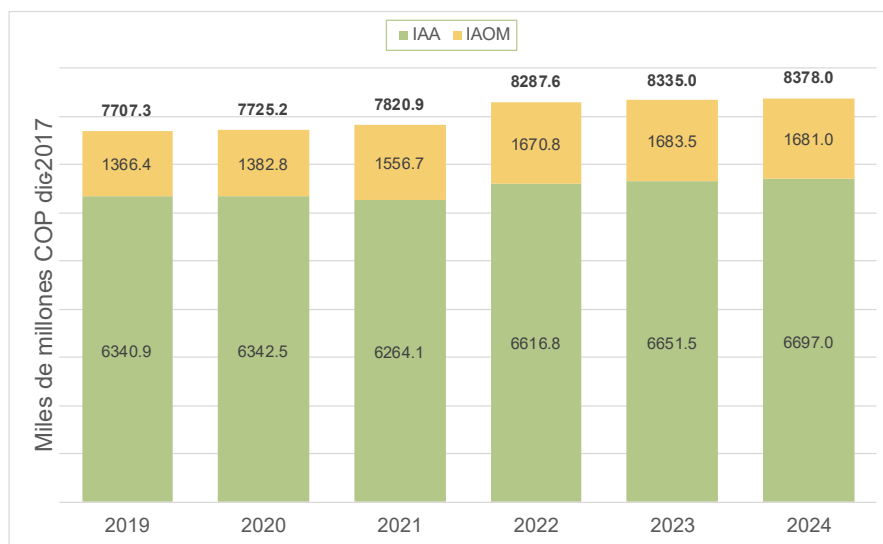
2. El comportamiento de las inversiones realizadas durante este último periodo tarifario, con respecto al periodo tarifario anterior y a al porcentaje de inversión mínimo de referencia ha sido el que se muestra en la Figura 2.

En este sentido, puede observarse que el promedio de inversión anual en el agregado país ha estado por encima del 4%⁴ para el presente periodo tarifario (barras verdes), valor superior al 2.1% observado durante el periodo tarifario anterior (barra gris).

No obstante lo anterior, y como se verá con mayor detalle más adelante, para la mayor parte de los temas analizados se han encontrado comportamientos heterogéneos entre empresas, de tal manera que la efectividad de los mecanismos y esquemas de incentivos planteados por la metodología no han tenido el mismo efecto.

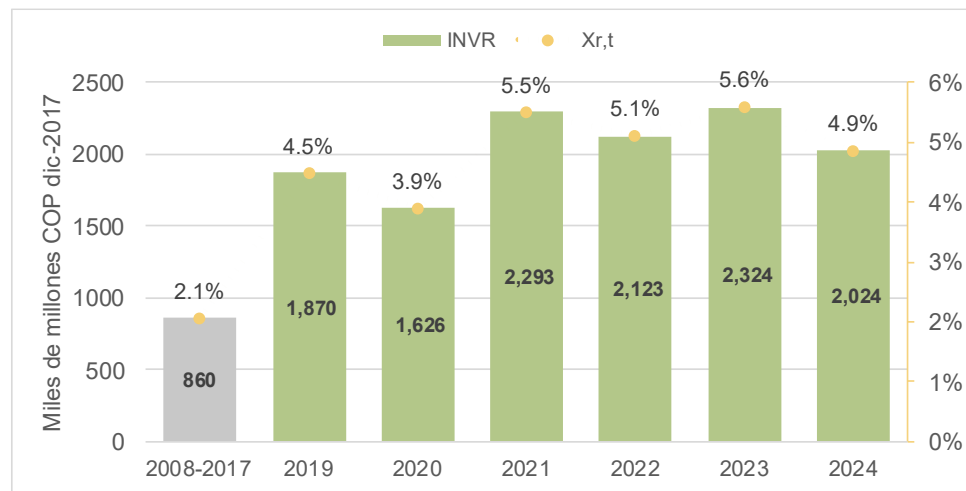
Para el caso de las inversiones, por ejemplo, en algunos mercados de comercialización como los de Casanare, Arauca, Chocó y Nariño el nivel de inversión promedio se encuentra aún por debajo del 4% en valores alrededor del 2% para el periodo 2019-2024.

Figura 1. Ingresos anuales por inversiones (IAA) y por AOM (IAOM) en aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018. Fuente: CREG con datos LAC.



⁴ Se considera que, de manera general, un OR debe realizar inversiones anuales de mínimo 4% del valor de su base total de activos para mantener las condiciones de calidad en la prestación del servicio y asumir la depreciación de sus activos y el aumento en la demanda del sistema que atiende. Este valor también fue el mínimo establecido para optar al incentivo de reconocimiento de pérdidas adicionales

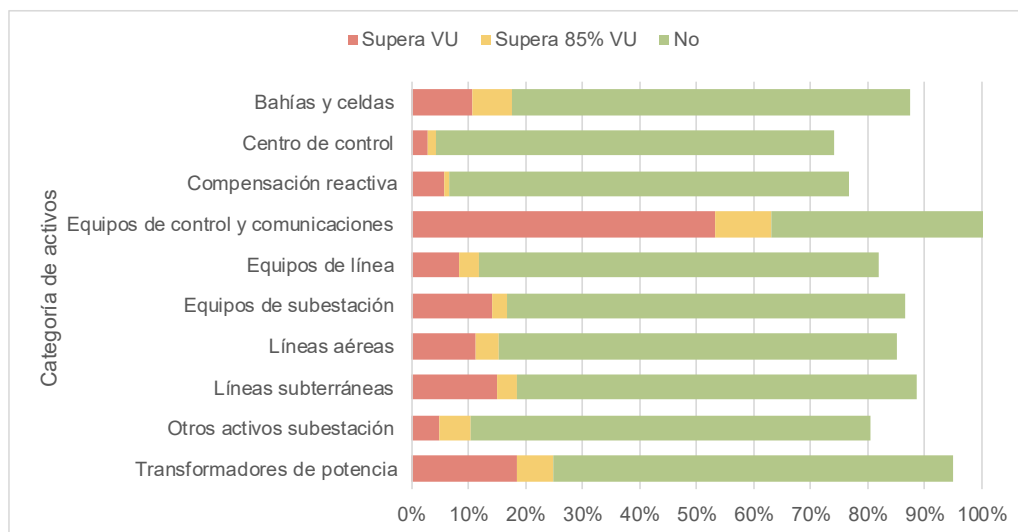
Figura 2. Inversiones ejecutadas por año. Fuente: CREG con datos LAC.



3. Ahora bien, en relación con la edad de los activos de los OR y las inversiones realizadas se puede observar en la Figura 3 que, en promedio, cerca del 15% de los activos en cada categoría tienen una edad que excede su vida útil regulatoria o está cerca de alcanzarla, con excepción de los equipos de control y comunicaciones (60%) y los transformadores de potencia (25%).

Son de particular atención las categorías de control y comunicaciones y la de centros de control, que como se verá más adelante tuvo una reposición intensiva durante el presente periodo regulatorio, pues cuentan con una vida útil de 10 años, mucho menor al promedio de las otras categorías, por lo que dichos activos van a requerir nuevas reposiciones con mayor frecuencia para garantizar su óptimo funcionamiento.

Figura 3. Porcentaje de activos que superan su vida útil regulatoria (VU). Fuente: CREG con base en los inventarios reportados por los OR.



4. Aunque no es la metodología de ingreso máximo únicamente el mecanismo que incentiva los recursos energéticos distribuidos es claro que esta regulación ha

contribuido a su desarrollo mediante la remuneración de los activos de uso que hacen parte de las inversiones en cada mercado de comercialización y que son utilizados para distribuir la energía generada. Adicionalmente, se estableció la exención estipulada en la metodología para el cobro de transporte de energía reactiva que aplica a todos los generadores que realicen control de tensión en coordinación con el OR respectivo.

Sin embargo, es también cierto que los esquemas y mecanismos dispuestos en la metodología vigente son susceptibles de mejoras que contribuyan de mayor manera a la masificación de la autogeneración con fuentes renovables no convencionales, al desarrollo de las comunidades energéticas y a la incorporación de nuevas tecnologías que permitan mejorar la calidad del servicio prestado a los usuarios o la captura de mayores eficiencias en los costos de prestación del servicio.

De acuerdo con lo anterior, así como los análisis que se detallan en el resto de la presente sección, se puede concluir que se han visto las señales esperadas con la adopción de la metodología de ingreso máximo en varias de las empresas. Sin embargo, para otras no se observan resultados con la magnitud deseada, tanto en relación con las inversiones realizadas, como con los niveles de calidad del servicio y de pérdidas alcanzados durante los últimos años. En este sentido, se estudiarán alternativas regulatorias para actualizar la metodología buscando remunerar de mejor manera las inversiones, así como mejorar los aspectos identificados en los temas tratados en el presente documento.

2.2 Cargo de la actividad de distribución

Con el propósito de evaluar la evolución de los cargos por uso de los SDL durante la vigencia de la Resolución CREG 015 de 2018, se realizó un análisis comparativo del cargo de distribución del Nivel de Tensión 1 (Dt1) el cual incorpora los costos de los cargos de otros niveles de tensión. La información base para este análisis fue extraída de las publicaciones de cargos mensuales realizadas por el LAC, cuyas funciones asume actualmente XM S.A. E.S.P. Para minimizar el efecto de la inflación, todos los valores se presentan indexados y expresados a precios constantes de diciembre de 2024, utilizando el IPP.

Se contrastaron dos momentos clave para cada mercado de comercialización:

1. **Dt1_097:** El último cargo liquidado bajo la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 para cada OR.
2. **Dt1_015_Dic24:** El cargo vigente a diciembre de 2024, reflejando la evolución durante el periodo regulatorio.

Por otra parte, en la actualidad gran parte de los mercados de comercialización se agrupan en una de las cuatro Áreas de Distribución (Oriente, Occidente, Sur y Centro). Para cada ADD, se calcula un cargo único (Dtun) que corresponde al promedio ponderado de los costos individuales de los mercados que la componen. No obstante, una visión de los cargos de distribución individuales permite tener una perspectiva clara del impacto que han tenido la evolución individual de las gestiones e inversiones realizadas por cada uno de los operadores que atienden los mercados de comercialización.

Bajo este contexto se presentan los resultados del análisis de la evolución de los cargos por uso de distribución, agrupados por ADD:

Figura 4. Evolución de los cargos de distribución (Dts) para los mercados del ADD Oriente.

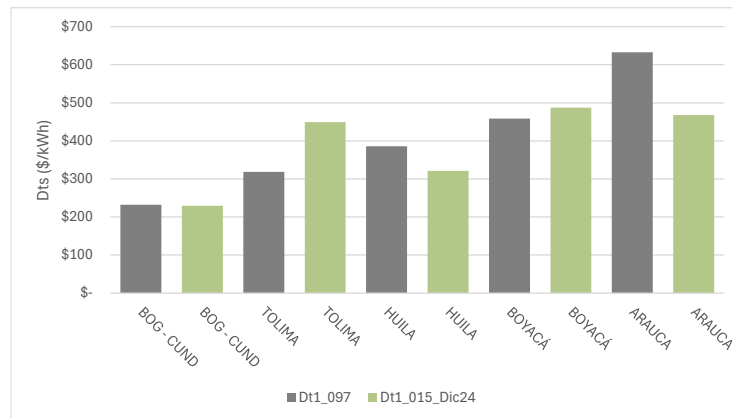


Figura 5. Evolución de los cargos de distribución (Dts) para los mercados del ADD Occidente.

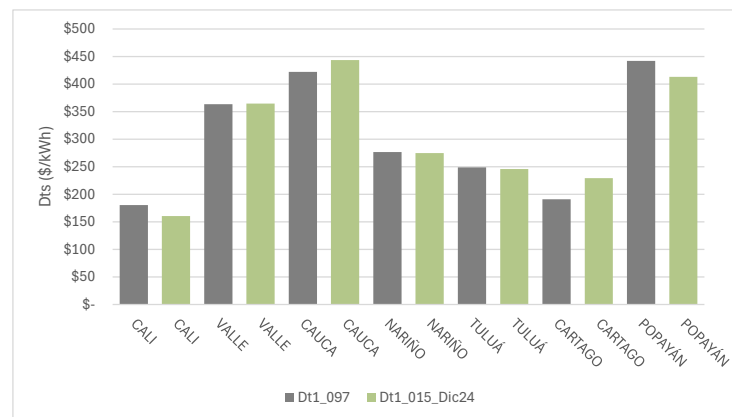
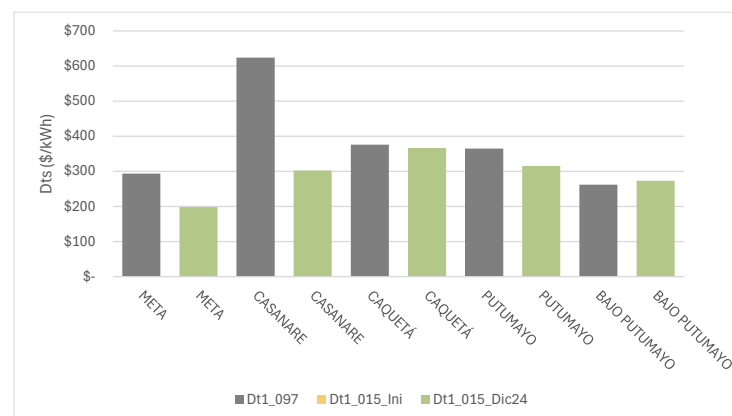


Figura 6. Evolución de los cargos de distribución (Dts) para los mercados del área de distribución Sur.⁵



⁵ En esta ADD no se incluyeron los cargos del mercado Sibundoy debido a que a la fecha de elaboración de este análisis el LAC no les publica cargos por uso.

Figura 7. Evolución de los cargos de distribución (Dts) para los mercados del área de distribución Centro.

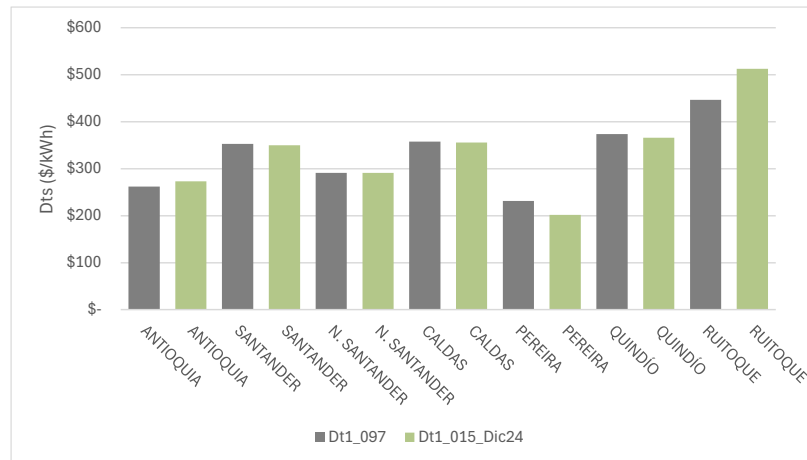
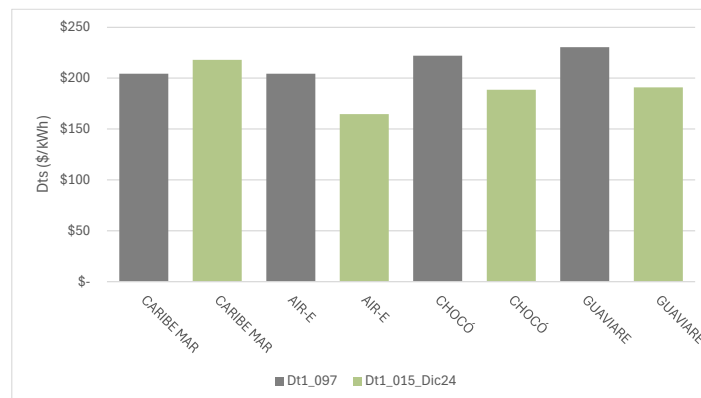


Figura 8. Evolución de los cargos de distribución (Dts) para los mercados sin áreas de distribución.



A nivel general, se constata que una mayoría de los mercados (19 de 28) experimentaron una reducción en su cargo al comparar el valor final del periodo (Dt1_015_Dic24) con el último valor de la metodología anterior (Dt1_097). Los casos más notables, como Casanare (-51.6%), Meta (-32.4%) y Arauca (-26.1%), se correlacionan con un bajo nivel de inversión promedio anual ejecutada durante la vigencia de la resolución. Estos operadores registraron inversiones promedio del 1.4%, 3.8% y 2.1%, respectivamente. La baja ejecución de inversiones contribuyó a que los costos reconocidos no aumentaran, consolidando la tendencia a la baja del cargo debido a la recuperación del capital.

En contraste, un grupo de nueve mercados presentó un incremento en su cargo. Los casos más considerables son Tolima (+41.2%), Cartago (+20.1%) y Ruitoque (+14.8%). Este comportamiento es consistente con el alto nivel de inversión ejecutada por estos operadores, que superó el 7% de su base de activos. Para el caso de Tolima, se presentó un incremento significativo en la base de activos desde el inicio del periodo tarifario ocasionada por inversiones que no habían sido reportadas durante periodos tarifarios anteriores, lo que contribuyó al aumento del cargo en este mercado. Adicionalmente, los ingresos totales de cada OR se ven afectados por los distintos mecanismos de incentivos que incluyó la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018.

Para los mercados de Tolima y Cartago, por ejemplo, el cargo a diciembre de 2024 incorpora también el reconocimiento del incentivo de pérdidas adicionales.

Por otra parte, para complementar el análisis anterior las siguientes figuras comparan los cargos Dt1 con el cargo único (Dtun) con el fin de presentar el valor del cargo que se traslada directamente a los usuarios de cada ADD por el servicio de distribución de energía eléctrica:

Figura 9. Cargos de distribución (Dts) y cargo por uso único (DtUN) en el ADD Oriente para Diciembre de 2024

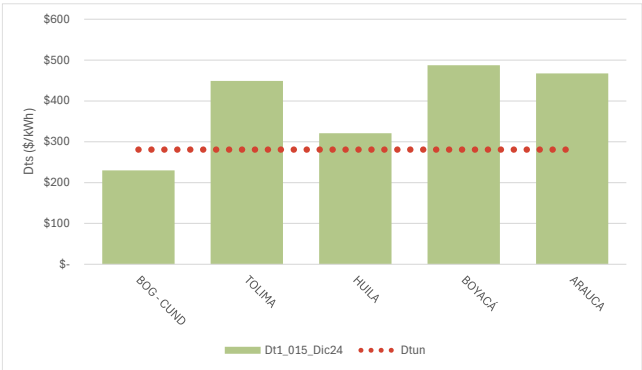


Figura 10. Cargos de distribución (Dts) y cargo por uso único (DtUN) en el ADD Occidente para Diciembre de 2024

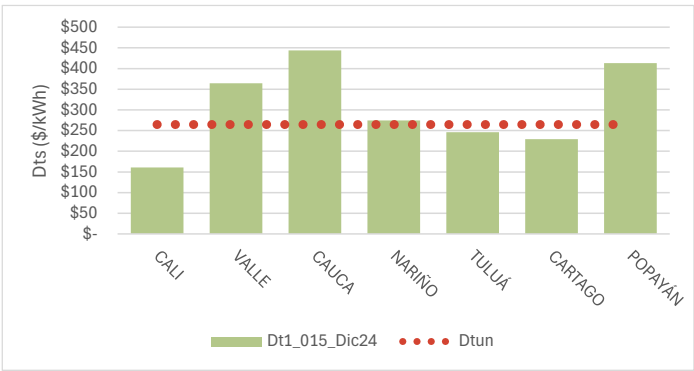


Figura 11. Cargos de distribución (Dts) y cargo por uso único (DtUN) en el ADD Sur para Diciembre de 2024

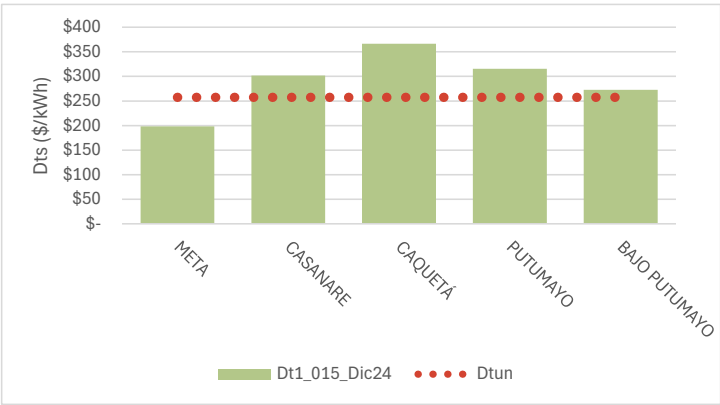
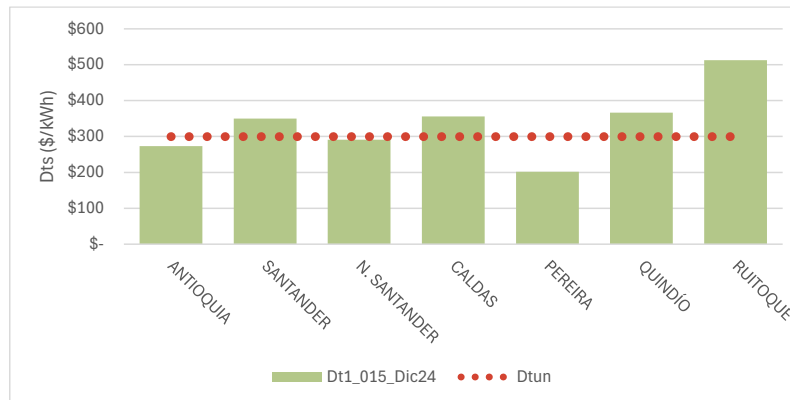


Figura 12. Cargos de distribución (Dts) y cargo por uso único (DtUN) en el ADD Centro para Diciembre de 2024



El análisis gráfico del *Dtun* (línea Punteada) frente a los cargos individuales de cada mercado muestra que a pesar de las marcadas diferencias en los costos subyacentes para los distintos mercados, todos los usuarios de una misma ADD perciben el mismo valor por la actividad de distribución. Los cargos únicos de las cuatro ADD se sitúan en un rango relativamente estrecho (aproximadamente entre \$260 y \$300 /kWh), lo que contrasta con la dispersión de los costos individuales, que van desde menos de \$200/kWh hasta más de \$600/kWh.

En general, se observa que mercados con alta densidad de usuarios (ej. Bogotá-Cundinamarca, Cali, Antioquia, Pereira) presentan un cargo individual inferior al cargo único del área (*Dtun*). En consecuencia, los usuarios de estos mercados pagan una tarifa superior a la que correspondería al costo real de su mercado, aportando recursos para reducir la tarifa de los usuarios en mercados de mayor costo (ej. Arauca, Boyacá, Cauca, Popayán, Ruitoque), cuyo cargo individual que finalmente deben asumir es significativamente más alto que el *Dtun*.

A partir de lo anterior, se puede concluir que la presente metodología logró en general un aumento significativo en las inversiones realizadas por las empresas de distribución del país, manteniendo un cargo equivalente al que se venía cobrando con el esquema de VNR y costo máximo. El caso de incremento atípico en el mercado de Tolima obedece a ajustes en la base regulatoria de activos durante la aprobación de ingresos con la nueva metodología y las reducciones vistas en mercados como Casanare o Meta reflejan el efecto de la recuperación progresiva del capital de una base de activos con baja reposición.

Adicionalmente, si bien los cargos calculados para cada mercado reflejan los costos e inversiones de cada operador, su impacto final es modulado por la figura del cargo único por ADD (*Dtun*), que socializa dichos costos a nivel regional.

2.3 Reconocimiento de inversiones

Tal como fue expuesto previamente, con la llegada de la resolución CREG 015 de 2018, se dio un cambio significativo en la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional - SIN, ya que esta

trajo consigo un marco normativo mejor estructurado en materia de inversiones, calidad del servicio de energía eléctrica, gestión de pérdidas de energía, entre otros, que debía ser conocido y aplicado por los OR.

Sobre el particular, vale la pena resaltar que el tópico de inversiones fue uno de los que presentó mayor cantidad de ajustes, en comparación con lo que había definido para este mismo tema la Resolución CREG 097 de 2008, ya que durante dicho periodo, los agentes estaban sujetos a una metodología de precio máximo con valor nuevo de reemplazo, en el que la base regulatoria se reconocía como nueva y las inversiones que ejecutadas dentro del periodo regulatorio solo se actualizaban hasta el final de dicha ventana de tiempo⁶. Este modelo no tuvo un incentivo directo a la inversión, lo que desencadenó un rezago de varias obras requeridas tanto en los SDL como en los STR de una gran parte del SIN, lo que llevó a desmejoras, para varios mercados, en la calidad del servicio y en materia de confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico colombiano.

En atención a lo expuesto, la resolución CREG 015 de 2018 introdujo varios mecanismos para incentivar la inversión, como los siguientes:

- Reconocimiento de las inversiones desde el inicio del año de su entrada en operación, independiente del mes específico en que esto ocurriera.
- Modelo de costo de reposición depreciado, de tal manera que si un OR no realiza inversiones, sus ingresos disminuyen con el tiempo.
- Obligación de los OR de presentar para aprobación de la CREG planes de inversión con un horizonte de cinco (5) años, con mecanismos de ajuste automático en los ingresos por desviaciones durante su ejecución, además de estrategias para la difusión de las inversiones ejecutadas mediante publicación de información en la página web de las empresas, así como de reportes periódicos a la SSPD y a la CREG.
- Reconocimiento de pérdidas adicionales sujeto a un alto nivel de inversión.
- Esquema de incentivos simétricos por el cumplimiento de metas de calidad del servicio, cuyos valores fueron referenciados al valor de las nuevas inversiones.
- Reconocimiento de inversiones en sistemas de gestión de activos en línea con la norma ISO 55001.

A continuación, y teniendo en cuenta lo anterior, la presente sección entra al detalle de aspectos sobre la aprobación de los planes de inversión y sus ajustes, inversiones ejecutadas, antigüedad de los activos de la BRA, unidades constructivas especiales y el reconocimiento de costos de servidumbres.

2.3.1 Planes de inversión

Dentro de los mecanismos brindados por la metodología vigente en el tópico de planes de inversión, se encuentra lo definido en el numeral 6.6 de su anexo general, que fue

⁶ Con excepción de los activos de nivel de tensión 4 para los que ya se aplicaba un esquema de ingreso máximo.

modificado posteriormente por el artículo 38 de la resolución CREG 036 de 2019, donde se dispuso:

*“Los OR pueden solicitar la revisión de los planes de inversión cada dos años contados a partir del 1 de enero del primer año del plan de inversiones. Sin embargo, **un OR podrá solicitar una primera revisión durante el primer año del plan de inversiones.***

Los lineamientos para la realización de los ajustes al plan de inversión son los siguientes:

*a) La solicitud **de ajuste del plan deberá realizarse a más tardar en el mes de agosto del año previo al que se va a ajustar** y deberá aplicar los criterios y lineamientos establecidos en el numeral [6.1](#) y contener lo solicitado en el numeral [6.3](#). **Para la solicitud durante el primer año del plan, el plazo es hasta diciembre de ese año;***

(...)

g) En agosto del año cuatro los OR deberán presentar una solicitud de revisión del plan de inversiones. Si el periodo tarifario dura más de cinco años y el OR no ha entregado el plan de inversiones posterior al año cinco, para ese año y los siguientes las inversiones proyectadas se calcularán de acuerdo con lo establecido en el numeral [3.1.1.2.2](#). Sin embargo, los ingresos que se aprueben con base en lo establecido en este literal solo se aplicarán mientras esté en vigencia la presente resolución.” Énfasis fuera de texto.

Escenario a partir del cual, se encontraron los siguientes grupos:

- **Empresas que presentaron solo una solicitud de ajuste de sus planes de inversión en el cuarto año, mostrados en la Tabla 2.**

Tabla 2. OR que solo solicitaron ajuste del plan en el cuarto año. Fuente: CREG

Empresa	Año 5	Tendencia Inver_Aprobada (19-23)
BAJO PUTUMAYO	-23%	
CAQUETA	42%	
POPAYÁN	100%	
PUTUMAYO	-22%	
RUITOQUE	100%	
CHOCO	-88%	
CASANARE	-2%	
BOYACÁ	68%	
ARAUCA	-36%	
META	0%	
GUAVIARE	-64%	
SIBUNDOY	0%	

De los cuales, se tiene que:

- ❖ El 44% de los OR del SIN (presentes en el 41% de los mercados de comercialización del SIN), realizaron ajuste solo al cuarto año de aplicación de la

metodología regulatoria. De estos, el 83% de los casos realizó modificaciones al monto de sus inversiones.

- ❖ El 83% de las empresas relacionadas en la Tabla 2, son o tienen una participación accionaria en mayoría pública.
 - ❖ De este grupo de empresas, a cierre del año 2023, el 42% de las mismas, no había cumplido con los requisitos mínimos para la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones definidos en la Resolución CREG 015 de 2018, en relación con las inversiones que dispone el numeral 5.2.10 de su anexo general.
 - ❖ Durante la presentación de ajustes de los planes de inversión de la vigencia 2023 a 2027, el 50% de los operadores de red que hacen parte de este grupo, redujeron sus inversiones para el quinto (5) año, mientras que el 33% las aumentaron, y el porcentaje restante mantuvo el valor de inversión aprobado previamente.
- **Empresas que solicitaron revisión durante el primer año del plan de inversiones, y posteriormente en el cuarto año, mostradas en la Tabla 3.**

Tabla 3. OR que solicitaron ajuste del plan en el primer año y en el cuarto año. Fuente: CREG

Empresas	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Tendencia Ajustes de los OR - Inver. Aprobada Res. Cargos Vs Ajustes Plan Inv. (Año 1)	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Tendencia Ajustes de los OR - Inver. Ajustes Plan Inv. (Año 1) Vs Ajustes Plan Inv. 23-27
TULUA	0%	178%	-19%	-62%	46%		0%	0%	0%	0%	-17%	
CARTAGO	0%	0%	74%	248%	115%		0%	0%	0%	0%	121%	
NARIÑO	0%	-17%	2%	441%	-5%		0%	0%	0%	0%	-54%	
N.SANTANDER	0%	-9%	16%	-45%	24%		0%	0%	0%	0%	0%	
CAUCA	0%	51%	62%	35%	61%		0%	0%	0%	0%	-14%	
QUINDIO	0%	-10%	35%	27%	53%		0%	-2%	0%	-3%	12%	
PEREIRA	0%	0%	22%	-8%	-18%		-15%	0%	-9%	-7%	-39%	
HUILA	136%	100%	100%	100%	100%		0%	0%	0%	0%	-35%	
TOLIMA	0%	0%	5%	4%	136%		0%	0%	0%	0%	19%	
VALLE	0%	-2%	24%	91%	184%		0%	0%	0%	0%	-7%	
CALDAS	0%	46%	67%	90%	63%		0%	0%	0%	0%	-37%	
CALI	0%	0%	-64%	2%	0%		0%	0%	0%	0%	-49%	
SANTANDER	0%	10%	-11%	101%	41%		0%	0%	0%	0%	5%	
AIRE	0%	4%	13%	1%	-42%		0%	0%	-39%	-51%	162%	
BOG-CUND	0%	-37%	11%	39%	-9%		0%	0%	0%	0%	82%	
ANTIOQUIA	0%	9%	16%	13%	54%		0%	0%	0%	0%	59%	
CARIBE MAR	0%	13%	-3%	69%	-2%							

De las cuales vale la pena resaltar que:

- ❖ El 56% de los operadores de red del SIN (presentes en 17 mercados de comercialización) solicitaron ajuste a su resolución de aprobación de cargos durante el primer año.
- ❖ El 65% de las empresas de este grupo, solicitaron la disminución de los valores a invertir en al menos uno de los años del periodo regulatorio. Siendo el año 5 el de mayor cantidad de ajustes con un 29%.
- ❖ El 76% de las empresas realizaron ajustes en sus inversiones en por lo menos 4 vigencias del periodo regulatorio y solo 1 operador de red, ajustó cada una de las vigencias durante dicha vigencia.
- ❖ El 80% de las modificaciones aprobadas corresponden a incrementos en los montos de las inversiones a ejecutar.

- ❖ El año 5, se caracteriza por el ser el año del periodo regulatorio con mayor cantidad de ajustes en los planes de Inversiones de las empresas, donde 13 operadores de red (presentes en 15 mercados de comercialización), realizaron ajustes en el monto de las inversiones que les fueron aprobadas.
- ❖ En el 53% de los casos, se registraron disminuciones en el valor de los montos que presentaron para aprobaciones previas. Uno de los prestadores tuvo variaciones negativas durante cada periodo de la vigencia 2019-2023, durante la solicitud de ajuste realizada al cuarto año.

Al hacer una revisión global del comportamiento de los ajustes en los montos de los planes de inversión que fueron presentados ante la Comisión y que posteriormente fueron aprobados por la CREG dentro del periodo 2019-2023, se encontró que en el 72% de los casos, los OR disminuyeron el valor de sus inversiones en al menos 1 año de dicha ventana de tiempo.

2.3.2 Ejecución de inversiones

El numeral 6.5 del Anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 señala que los OR deben presentar anualmente un informe de ejecución de inversiones con el avance de cada proyecto reportado en el plan de inversión aprobado, así como los ajustes y/o desviaciones que se hayan presentado durante el año objeto del reporte. Los formatos y requisitos para presentar el informe fueron definidos y ajustados en las Circulares CREG 024 y 047 de 2020 y 017 de 2024. El contenido de estos informes debe incluir el detalle de todas las UC que los OR han puesto en operación, reemplazado y retirado del sistema, independiente de que estas hicieran parte del plan aprobado o de desviaciones producto del planeamiento operativo en cada mercado. Con estos informes la Comisión efectuó los análisis correspondientes a las inversiones ejecutadas durante el periodo 2019⁷-2023 a partir de los inventarios de UC.

Al respecto, se destaca que algunos OR han reportado sus informes de ejecución de inversiones con inconsistencias y algunos otros no han reportado informes, lo que ha generado dificultades en varios de los análisis adelantados por la Comisión. Sobre esta base, los análisis mostrados en este apartado comprenden un proceso de depuración y toman la mejor información disponible para representar una visión general de la ejecución de las inversiones construida a partir de los inventarios de activos a nivel de UC.

Ahora bien, antes de proceder con el análisis del actual periodo regulatorio, en la Figura 13, se muestran a modo de referencia los niveles de inversión que tuvieron los OR en el anterior periodo tarifario (Resolución CREG 097 de 2008).

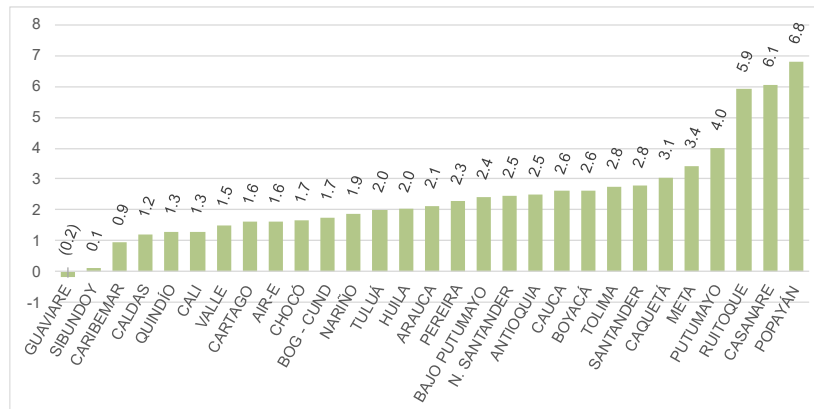
Estos valores se calcularon con base en el costo de reposición de referencia⁸ de cada OR, con el fin de hacerlos comparables con el nivel de inversión calculado para el

⁷ Si bien el primer año de los planes de inversión fue 2019, se incluye también información de 2018 para los OR que optaron por incluir dichos activos como parte del primer año del plan.

⁸ Se refiere al valor de la base de activos de cada OR, al inicio del periodo tarifario, sin considerar depreciación

presente periodo tarifario. Se observa un promedio anual de inversión país del 2.06%, ponderado por el costo de reposición de referencia de todos los OR.

Figura 13 Nivel de inversiones ejecutadas anuales promedio 2008-2017 (%). Fuente: CREG



Este fue el punto de partida para las señales e incentivos a la inversión que se incorporaron en la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018, cuyo promedio se presenta en la Figura 14, con el detalle de las inversiones anuales por OR que se aprecia en la Figura 15. Detalles sobre los valores mostrados se encuentran en el Anexo 6.

Figura 14 Nivel de inversión promedio (2019-2024) por OR. Fuente: CREG con reportes de OR a la SSPD y al LAC.

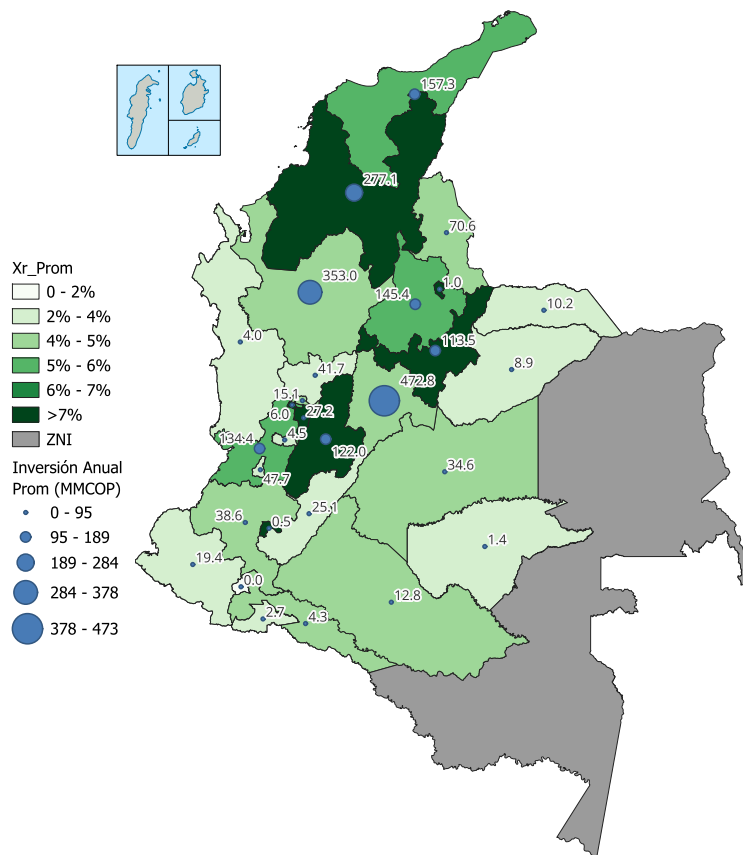
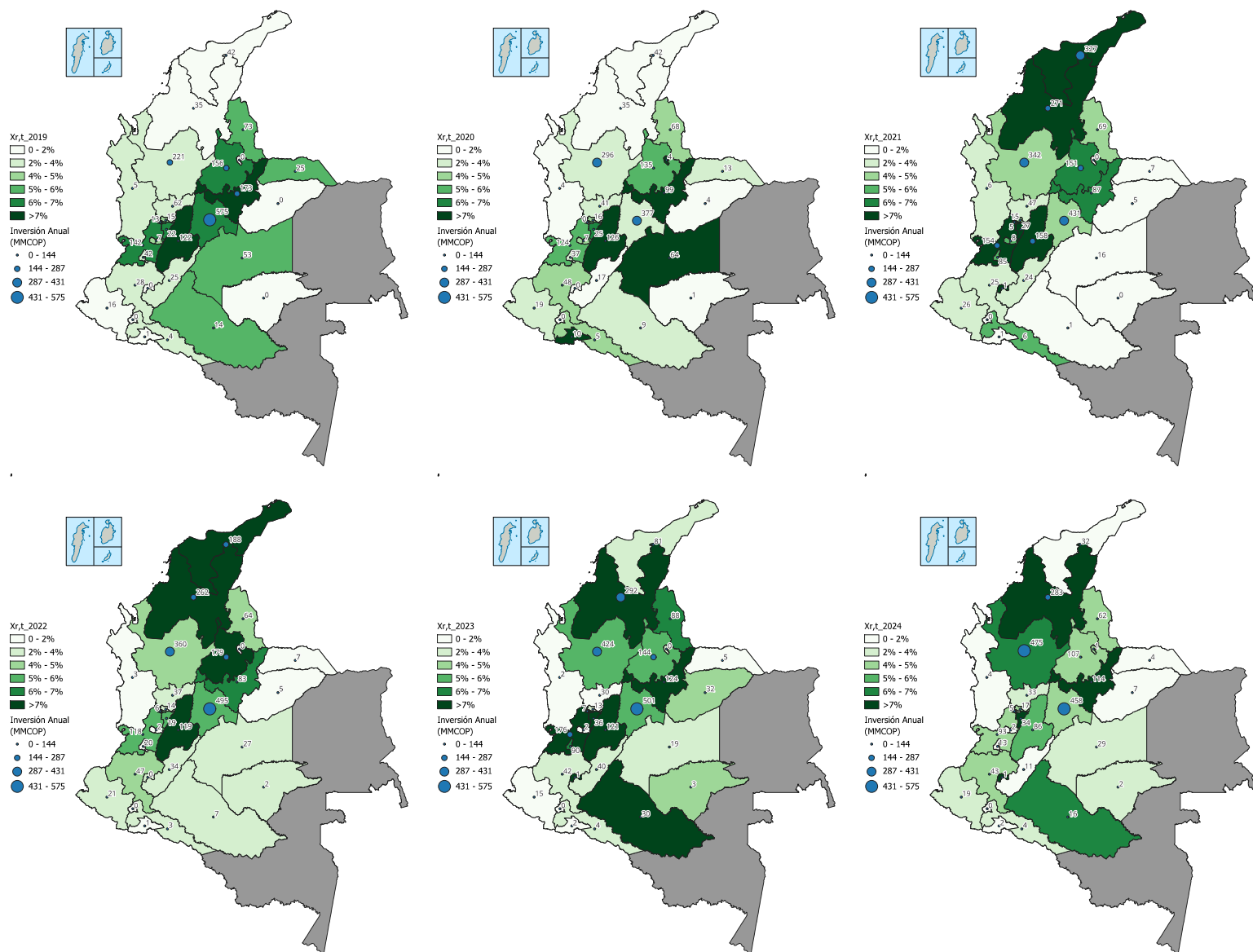


Figura 15 Nivel de inversión anual por mercado de comercialización. Fuente: CREG con reportes de los OR al LAC y la SSPD.



En estos mapas se representa mediante la escala de verdes el nivel de inversión, X_r , calculado como la inversión anual respecto del costo de reposición de referencia para cada mercado, donde la escala de colores mantiene los mismos rangos establecidos en la metodología para el incentivo de reconocimiento de pérdidas adicionales. Esta información se complementa con los círculos azules que representan el valor de las inversiones en miles de millones de pesos de dic 2017. Cabe aclarar que, debido a las diferencias entre los tamaños de los mercados y su correspondiente base de activos, para un caso dado puede presentarse un nivel de inversión elevado si la empresa tiene una base de activos pequeña, como el caso del mercado de Popayán-Puracé, por lo que se presentan ambos valores (nivel de inversión y valor absoluto) para facilitar las comparaciones. Asimismo, para la región Caribe la información presentada para los años 2019 y 2020 hace referencia a las inversiones promedio antes de la separación de mercados que dio origen a Air-e y Caribemar, por lo que estos valores no fueron en aplicación directa de la presente metodología.

Se puede observar, por una parte, que la inversión promedio anual en el SIN aumentó durante el periodo tarifario de 2.1% a 4.9% con un valor de 2.04 billones de pesos invertidos anualmente. No obstante, lo anterior, dichas inversiones se concentraron en algunas regiones del país, como el Tolima, Cundinamarca, Boyacá, Antioquia y los departamentos atendidos por Caribemar, mientras que en otras zonas como Guaviare, Chocó, Huila, Nariño y la región de los Llanos Orientales la inversión fue mucho menor.

Adicionalmente, si se revisan las inversiones por año se evidencia que los niveles de inversión tampoco han sido constantes durante todo el periodo, sino que se han presentado picos en algunos años para varias empresas, como el caso de Air-e donde luego de tener niveles por encima del 7% durante 2021 y 2022, fue reduciendo su inversión para quedar por debajo del 2% en 2024.

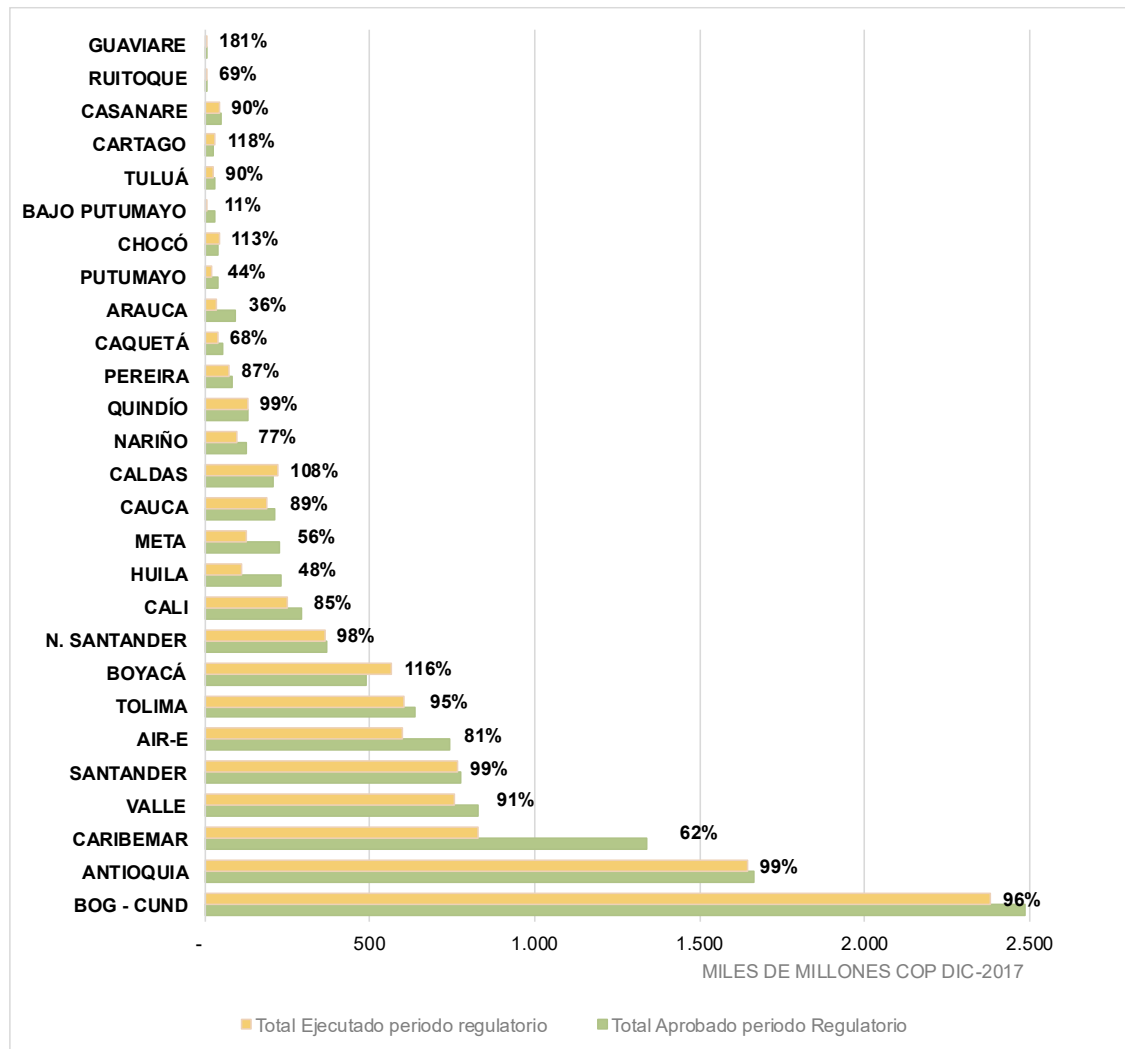
Si bien las empresas con menores inversiones son de carácter público en su mayoría, la condición no puede establecerse como regla general, ya que por ejemplo Air-e es de carácter privado mientras que otros mercados como el de Antioquia o aquellos atendidos por las demás empresas del Grupo EPM, de carácter mayoritariamente público, presentaron inversiones anuales superiores al 4%.

En todo caso, estas condiciones heterogéneas, que se observan también en los demás aspectos de la metodología como la calidad del servicio y la gestión de las pérdidas de energía, son una muestra de la complejidad presente en el país dada su gran diversidad y las diferencias de carácter geográfico, origen societario, cultura, dispersión de usuarios, entre otras, presentes en los diferentes mercados.

Al comparar las inversiones aprobadas y ejecutadas por mercado se tienen los valores mostrados en la Figura 16. Al respecto, vale la pena recordar que Air-e y Caribemar iniciaron su periodo tarifario en el año 2021, por lo que los datos para estas empresas corresponden a un periodo de tres años.

Así mismo, para los mercados de Sibundoy y Popayán-Puracé, no fue posible contar con información suficiente que permitiera incluirlos en la comparación.

Figura 16. Nivel de ejecución de los Planes de Inversión los OR del SIN durante el periodo 2019-2023. Fuente: CREG, a partir de información CREG y LAC.



Una vez realizadas las aclaraciones correspondientes, vale la pena resaltar que:

- El balance global de ejecución de los planes de inversión de todas las empresas llegó al 89%.
- El monto ejecutado por las empresas que atienden los mercados de Bogotá-Cundinamarca y Antioquia representa el 40.5% del total de las inversiones de los 27 OR, presentes en 29 mercados de comercialización.
- El 30% de las empresas tuvieron un nivel de ejecución por debajo del 80%. De este grupo, el 87% corresponden a empresas con participación mayoritaria o de propiedad estatal.
- El 26% de los OR reportaron inversiones ejecutadas por encima del 100%.

A continuación, se presentan las tablas y figuras que resumen el comportamiento de la ejecución de las inversiones de todos los OR desde la perspectiva de las UC,

considerando como parámetros de clasificación el nivel de tensión, tipo de inversión, categoría de activo, capacidad de transformación y cantidad de redes.

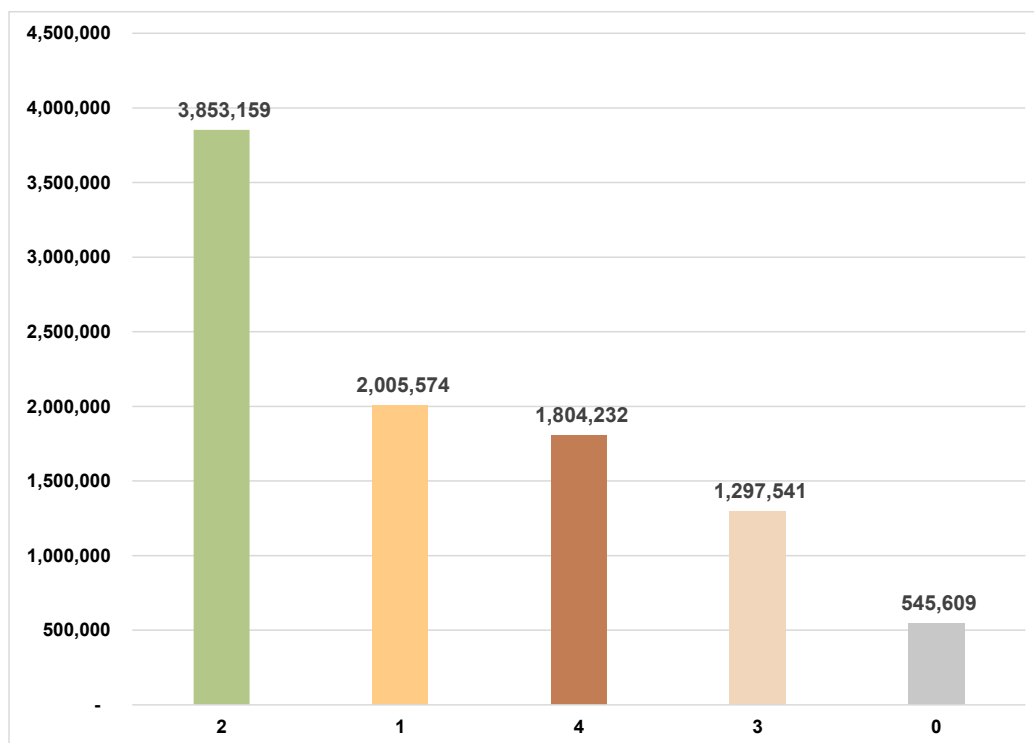
2.3.2.1 Detalle de la ejecución de los planes de inversión

A partir de los análisis realizados a la información de inventarios reportada por las empresas⁹ como parte de sus informes de ejecución de inversiones, a continuación, se muestran en detalle las inversiones, evaluadas desde diferentes tópicos. En el Anexo 6.2 se incluyen algunas tablas de referencia que complementan las figuras presentadas en esta sección.

2.3.2.1.1 Por nivel de tensión.

A partir de la información consignada en las siguientes figuras, se analizan las tendencias de inversión encontradas en los diferentes informes de ejecución de las empresas de distribución de energía eléctrica en el SIN.

Figura 17 Inversiones ejecutadas 2018-2023 por nivel de tensión (millones COP dic-2017). Fuente: CREG



De la Figura 17, es importante aclarar que el nivel de tensión 0, corresponde a las UC asociadas a centros y casas de control donde su remuneración normalmente se distribuye de forma equitativa entre todos los niveles de tensión que maneje el mercado que opera el OR. Ahora bien, de la mencionada figura se observa que aproximadamente el 75% de

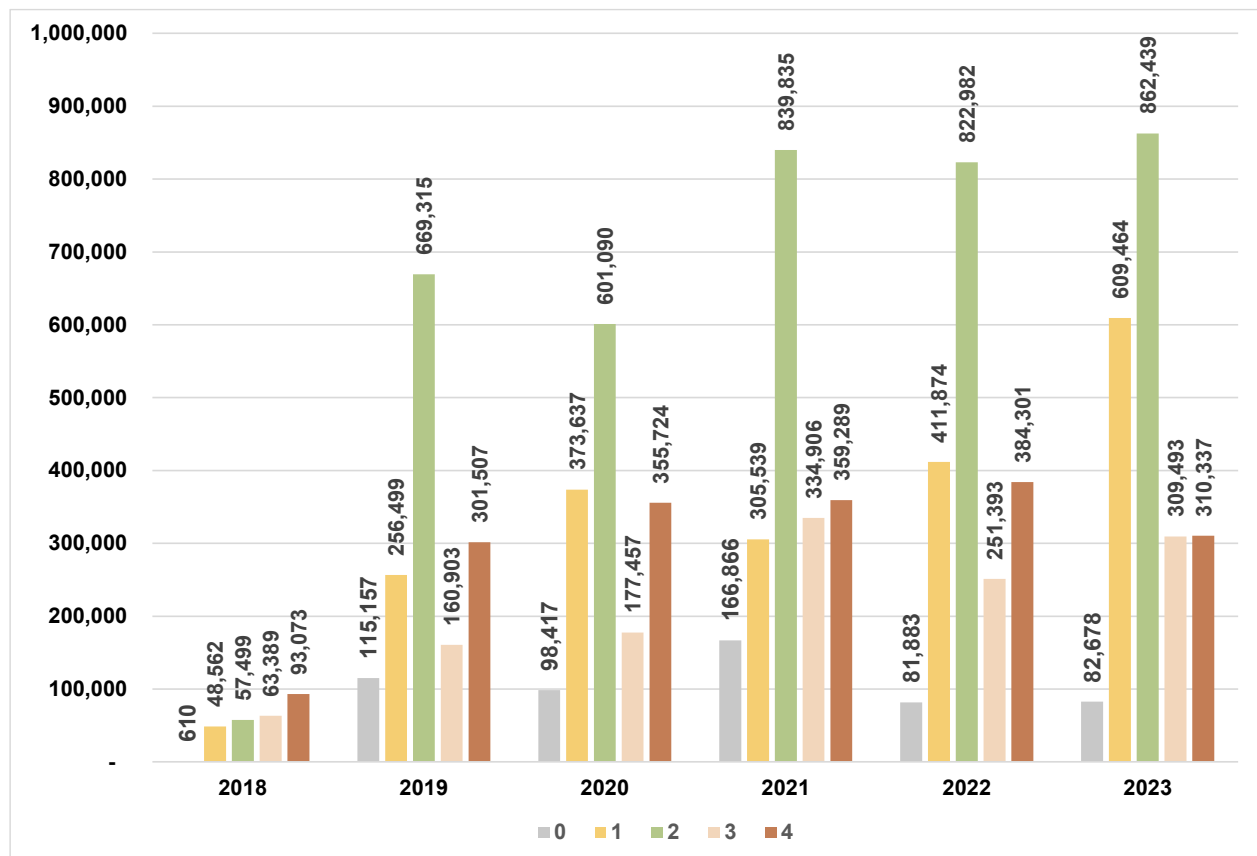
⁹ Si bien el periodo tarifario inició en 2019, se muestra información para el año 2018 cuando las empresas optaron por el reporte de los activos construidos durante este año como parte del primer año del plan.

las inversiones, han sido enfocadas a proyectos de inversión en los SDL (niveles 1 a 3) de los OR, y aproximadamente un 19% a los STR (nivel 4).

Sobre el particular, se hizo una revisión complementaria a la información reportada por los agentes al SUI administrado por la SSPD, encontrando que la mayor inversión adelantada en los niveles de tensión 1,2 y 3, tuvo lugar en los siguientes mercados: Bogotá - Cundinamarca, Antioquía, Santander, Caribe Mar, Valle, Tolima y Air-E. Para el caso del nivel 4, fueron: Boyacá, Santander, Bogotá - Cundinamarca, Antioquía y Valle.

Seguidamente, en la Figura 18 se presenta una revisión año por año de las inversiones reportadas como ejecutadas por las empresas de distribución, en cada nivel de tensión.

Figura 18. Evolución inversiones ejecutadas por NT (millones COP dic-2017). Fuente: CREG.



La Figura 18 permite detallar, que:

- En el año 5 del actual periodo regulatorio se registró el mayor valor de inversiones ejecutadas por los OR, seguido por los años 3 y 4, respectivamente.
- Exceptuando el año 2018, el promedio de ejecución del nivel de tensión 2, represento en promedio año, aproximadamente el 41% de las inversiones de las empresas.
- Las inversiones sin nivel de tensión asociado (nivel 0), representaron el 5.7% del total de las inversiones del periodo regulatorio.
- Dentro de los niveles de tensión asociados directamente con los SDL y STR (1,2,3,4), el nivel de tensión 3 registró el menor valor total de inversión en la ventana 2019-2023,

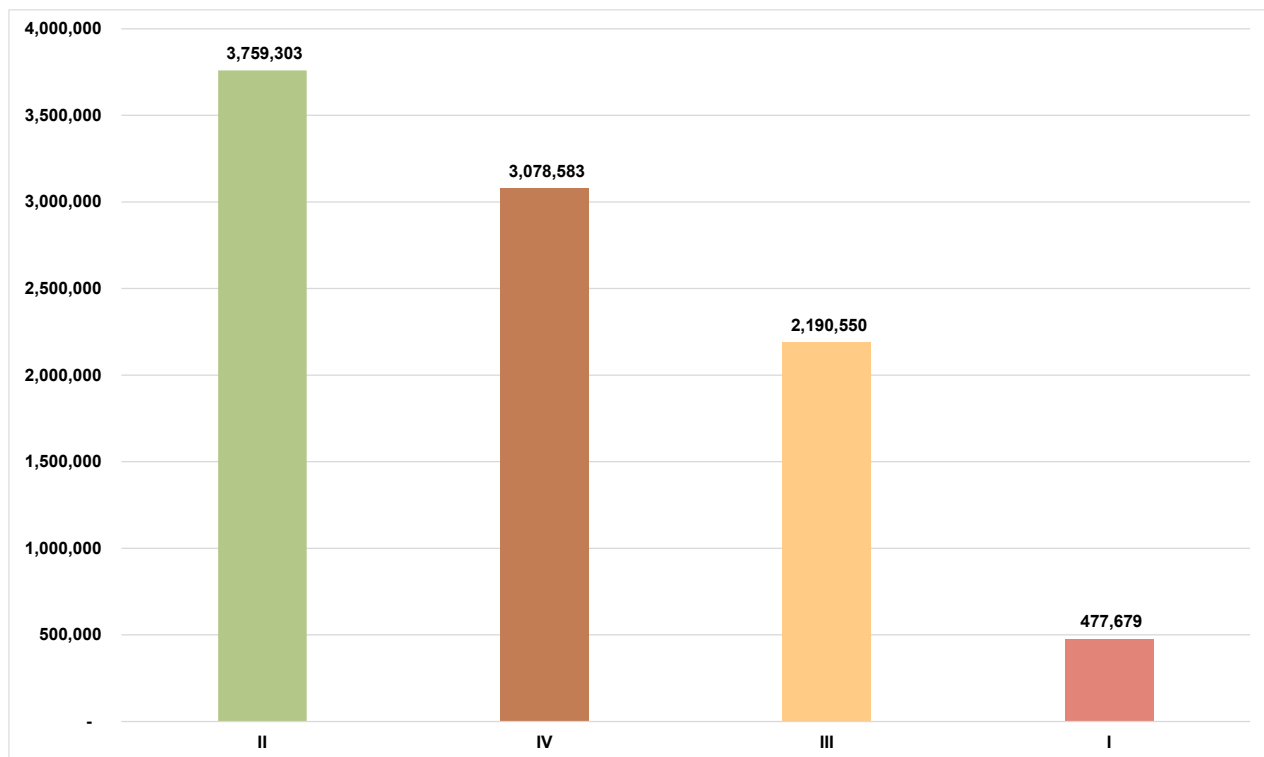
con un total de 1.29 billones de pesos. Contrastando con el nivel de tensión 2, que reportó un valor de 3.85 billones de pesos.

De las gráficas en general se puede observar que para cada año se han reportado incrementos en las inversiones, alrededor de un 10% del promedio anual respecto al año anterior excluyendo el año 2018. Desde el año 2021 la inversión total reportada se encuentra por encima de los 2 billones de pesos.

2.3.2.1.2 Por tipo de inversión.

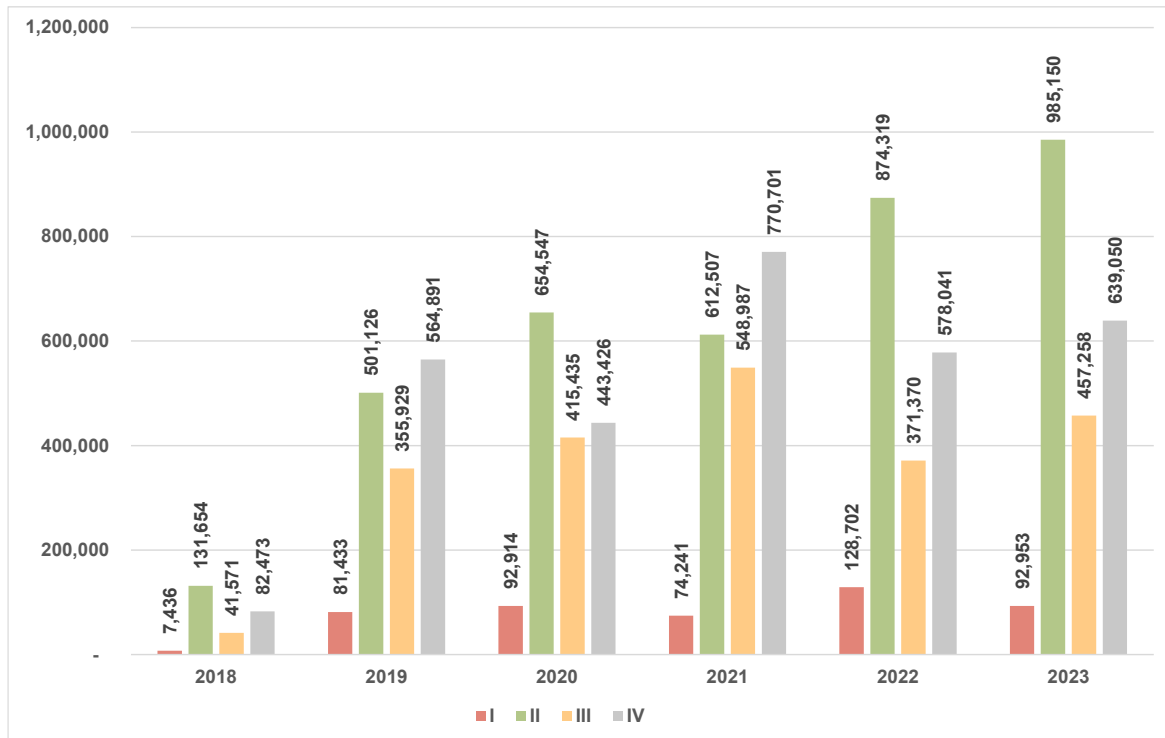
Al realizar un análisis año a año de las inversiones totales, por tipo de inversión, realizadas por los diferentes agentes se encontró que el 40% del total de las inversiones de todos los OR que reportaron información a la Comisión, se enfocaron en la instalación de nuevos activos, motivados principalmente en la atención de la demanda (inversiones tipo II), siendo el año 2023, la vigencia donde se ejecutó el mayor monto de dicho tipo de inversión, seguido por las inversiones tipo IV, que son del orden del 32%. Para mayor detalle de lo expuesto, a continuación, se muestra la Figura 19 y la Figura 20, donde están los valores totales ejecutados por tipo de inversión en la vigencia 2018-2023, así como el detalle por cada uno de esos años, respectivamente.

Figura 19. Inversiones ejecutadas por tipo de inversión (millones COP dic-2017). Fuente: CREG



De la Figura 19, se observa que los operadores de red utilizaron aproximadamente el 55% de los recursos ejecutados en sus proyectos de inversión, en actividades que no están motivados principalmente en la atención de la demanda (Tipos de inversión III y IV). Es de destacar que el tipo de inversión III, corresponde a los proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que remplazan activos existentes sin obtener una mayor capacidad del sistema, que implica reposiciones parciales o totales de activos.

Figura 20. Evolución inversiones ejecutadas por tipo de inversión periodo 2018-2023 (millones COP dic-2017).
Fuente: CREG



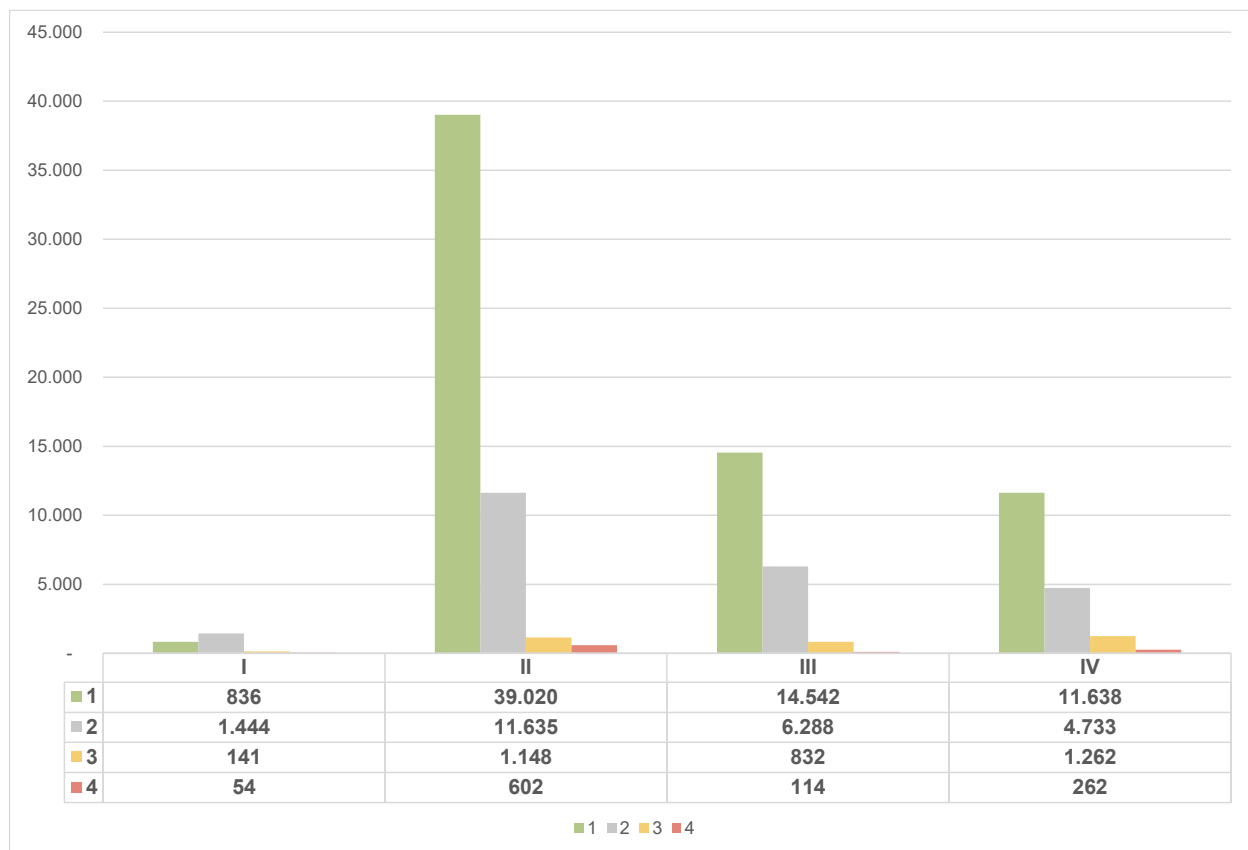
De esta misma figura, se detalla que las inversiones tipo I (proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan el remplazo de activos existentes para obtener una mayor capacidad del sistema), reflejaron los menores montos de inversión a lo largo de todos los años del periodo regulatorio, con tan solo el 4%, siendo el año 2022, donde se dieron las mayores inversiones. De igual forma, fue el año 2023, en el que se dio el mayor factor de ejecución general de inversiones, con el 23%, lo cual represento un monto de 2.17 billones de pesos.

2.3.2.1.3 Por kilómetros de red instalados

Ahora, al hacer una revisión con mayor profundidad considerando los kilómetros de red instalados dentro de las inversiones reportadas, distribuidas por nivel de tensión y tipo de inversión, se presentan las siguientes gráficas.

De la Figura 21, se observa que el 55% de la totalidad de los kilómetros de red instalados en la vigencia 2019-2023, corresponden a la instalación de nuevas redes eléctricas para atención de demanda (inversiones tipo II), seguido por el remplazo de este tipo de activos con un 23% (inversiones tipo III), así como, un 19% en materia de la instalación de nuevos activos (inversiones tipo IV), enfocados entre otros, a mejorar la seguridad y calidad del servicio, y finalmente las inversiones tipo I (3%), que buscan el remplazo de activos por unos de mayor capacidad de transporte.

Figura 21 Cantidad de redes reportadas por tipo de inversión y nivel de tensión (km). Fuente: CREG

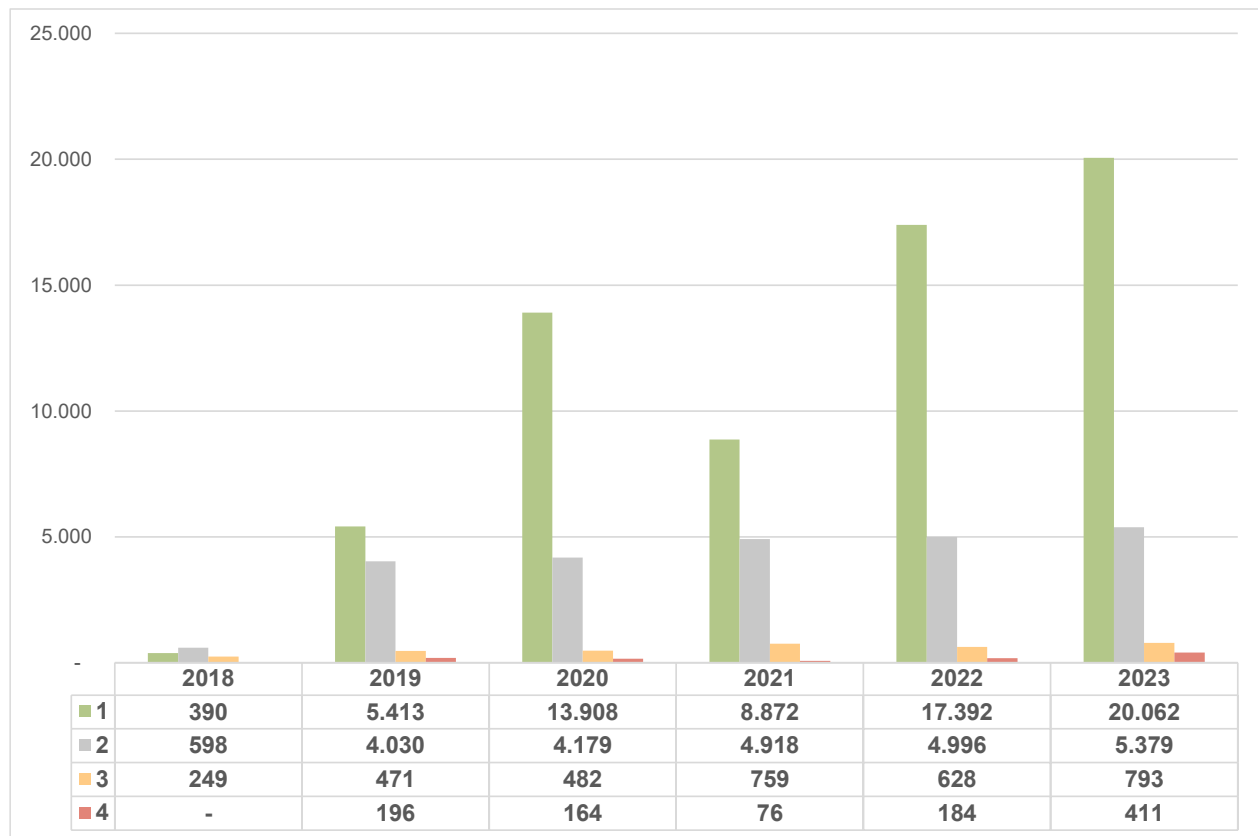


De igual manera, es importante destacar que:

- Del 55% de los kilómetros de red desarrollados bajo la clasificación de inversión tipo II, el 74% de las mismas fueron en el nivel de tensión 1, seguido por el 22% del nivel de tensión 2.
- En línea con lo mostrado en el punto anterior, para las inversiones tipo III (23%) y tipo IV (19%), la mayor cantidad de kilómetros de red fueron reemplazadas en el nivel de tensión 1, con un 67% y 65%, respectivamente, seguido por el nivel de tensión 2, con 29% y 26%, respectivamente.
- Solo en el tipo de inversión I (3%), las inversiones en kilómetros de red para el nivel de tensión 2, encabezaron el porcentaje con un 58%, seguido por el 34% del nivel de tensión 1.

A partir de la Figura 22, se muestra la tasa de evolución de los kilómetros de red instalados, año tras año del actual periodo regulatorio, donde se destaca el año 2023, como el periodo en el que mayor cantidad de redes que fueron puestas en operación.

*Figura 22 Proceso de variación en la cantidad de redes (km) periodo 2018-2023, delimitados por nivel de tensión.
Fuente: CREG*

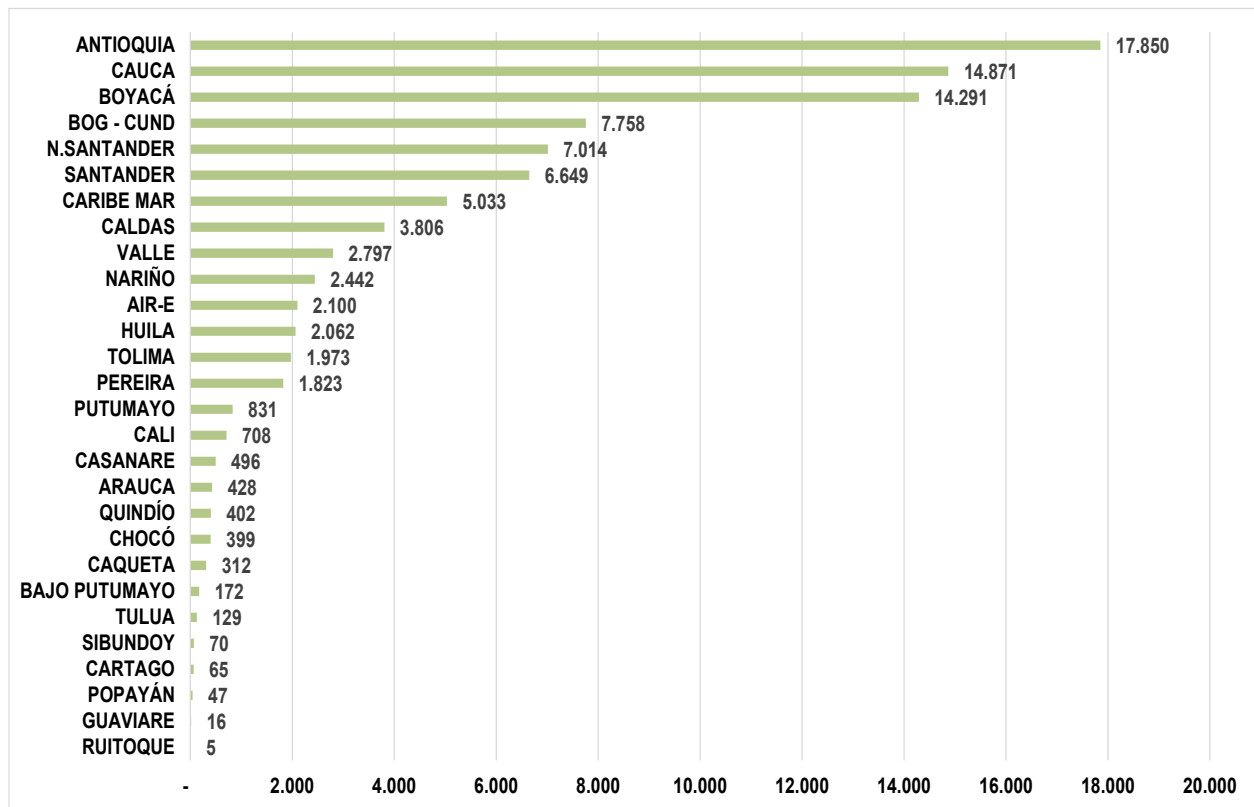


Ahora bien, al hacer una revisión general de lo expuesto previamente en materia de kilómetros de red de transporte de energía instalados por OR, el panorama lo encabeza Antioquía, seguido por Cauca y Boyacá, los cuales, suman el 50% de totalidad de los kilómetros de red instalados.

Con base en las cifras publicadas en las mismas páginas web de los mencionados agentes, el incremento en kilómetros de red de en la actual vigencia regulatoria equivale aproximadamente al 20% de la totalidad de las redes eléctricas. El detalle de lo comentado se muestra en la Figura 23.

Se evidencian señales de crecimiento que no solo pueden beneficiar a nuevos usuarios, sino también contribuir al mejoramiento del servicio, especialmente en términos de continuidad. Además, este crecimiento facilita la incorporación de nuevos actores en la cadena de prestación del servicio, como los autogeneradores, generadores distribuidos, y demás participantes que emergen con el desarrollo de las comunidades energéticas.

Figura 23 Cantidad de redes eléctricas (km) instaladas por OR periodo 2018-2023. Fuente: CREG



2.3.2.1.4 Por capacidad de transformación

En lo correspondiente al comportamiento de la capacidad de transformación en MVA en los SDL y STR, mediante la instalación y/o cambio de transformadores en los niveles de tensión 3, 4 y 5¹⁰, durante la vigencia 2018-2023 se registró la instalación de 11.008 MVA, tal como se muestra en las gráficas que siguen a continuación.

De lo presentado en la Figura 24, se observa que los años 2020 y 2021, son los periodos donde se instaló la mayor capacidad de transformación, con un 21% y 24%, respectivamente. En la misma línea de análisis, se muestra el comportamiento de estas inversiones, por nivel de tensión y tipo de inversión, mediante la Figura 25 y la Figura 26, respectivamente.

De la Figura 25 se aclara que el nivel de tensión reportado se refiere al nivel tensión del lado de alta del transformador. También se observa que, de acuerdo con la información reportada por los OR, el 59% de la totalidad de la capacidad de transformación instalada fue realizada en el nivel de tensión 4, seguido por la capacidad instalada los transformadores de conexión al STN con un 23% y el porcentaje restante enfocado en el nivel de tensión 3. Con base en lo presentado en el gráfico anterior, mediante la Figura

¹⁰ Hace referencia a los activos de conexión al STN.

26, se muestra cual fue el tipo de inversión¹¹ bajo el cual fueron instalados los 11.008 MVA, registrados en el periodo 2018 -2023.

Figura 24. Capacidad de transformación (MVA) por año periodo 2018-2023. Fuente: CREG

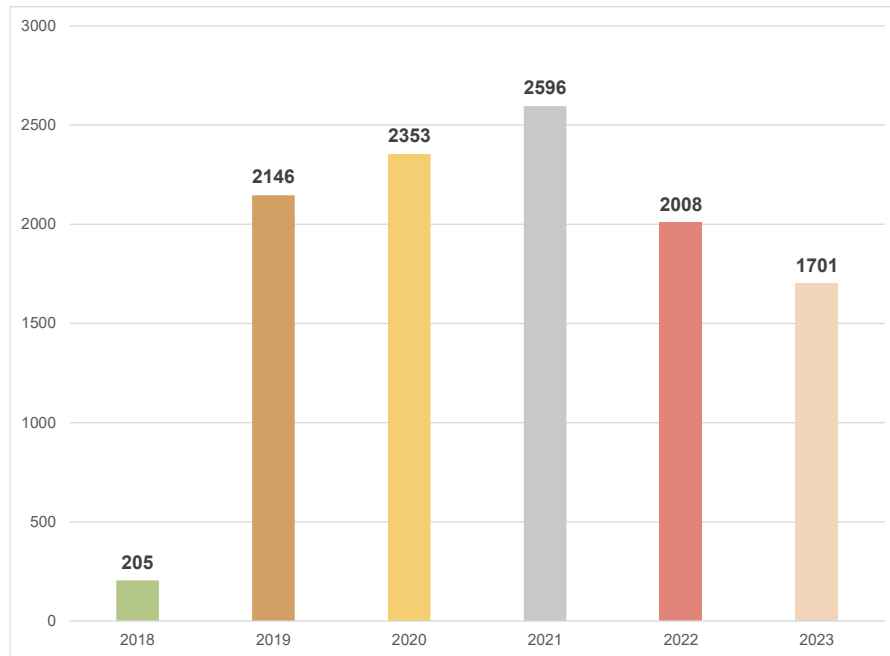
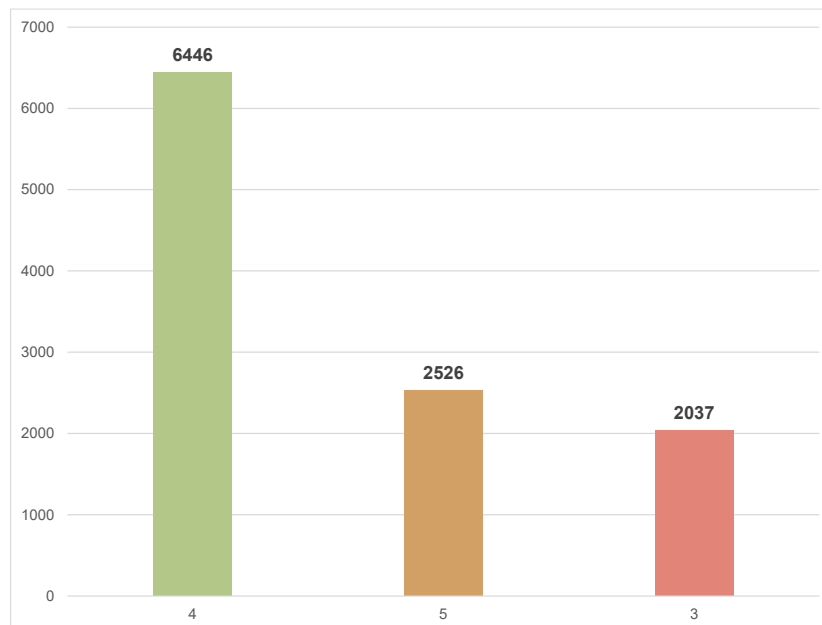
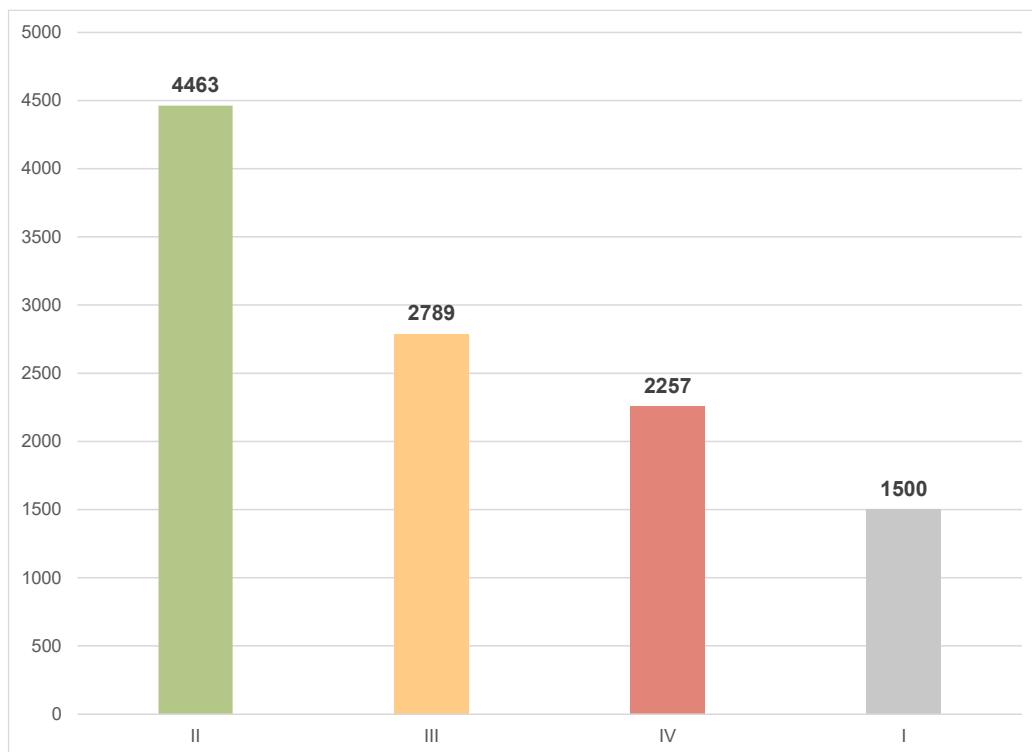


Figura 25. Capacidad de transformación (MVA) por nivel de tensión periodo 2018-2023. Fuente: CREG



¹¹ Se recuerda que tipos I y III hacen referencia a reposiciones y tipos II y IV a expansiones.

Figura 26. Capacidad de transformación instalada (MVA) por tipo de inversión periodo 2018-2023. Fuente: CREG

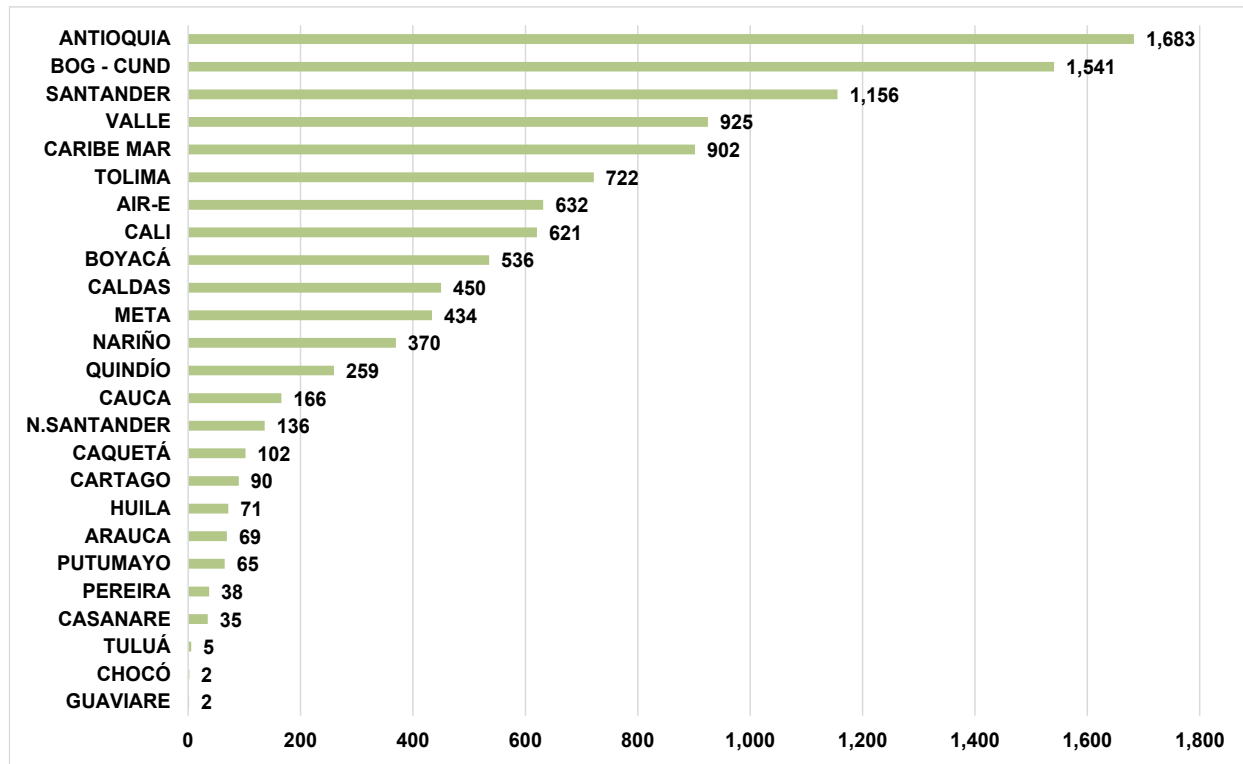


A partir de la gráfica contenida en la Figura 26, se observa que el 41% de la capacidad instalada que fue puesta en operación se enfocó en la instalación de nuevos activos, motivados en atención de la demanda (tipo II), seguido por un 25% orientados a reemplazar activos, sin aumentar capacidad instalada (tipo III) y un 21% de proyectos tipo IV, que si bien no están enfocados en la atención de la demanda, si ayudan a garantizar la confiabilidad y calidad en el SIN. El 14% restante del total de capacidad instalada se encuentran en inversiones tipo I, con las que se reemplazaron activos de transformación por unos de mayor capacidad, con miras a la atención de demanda futura.

Ahora bien, una vez revisadas las cifras generales de este tópico, se hace necesario observarlo a nivel de cada OR, razón por la cual, en la Figura 27, se muestra en detalle, la capacidad instalada en el periodo 2018 – 2023 por cada una de las empresas de distribución que reportaron información a la CREG.

De la Figura 27, se observa que los mercados Antioquía, Bogotá - Cundinamarca y Santander, representan el 40% de la totalidad de las inversiones realizadas en capacidad de transformación durante el periodo 2018-2023. También, a pesar de que para los mercados Caribe Mar y Air-E solo se tiene en cuenta la ventana 2021-2023, las dos suman el 14% del total de la capacidad instalada, cifra que casi se equipara con lo registrado por los mercados Valle y Tolima, en la ventana 2018-2023, con un 15%.

Figura 27 Capacidad de transformación (MVA) por OR para el periodo 2018-2023. Fuente: CREG



2.3.2.1.5 Por categoría de activo.

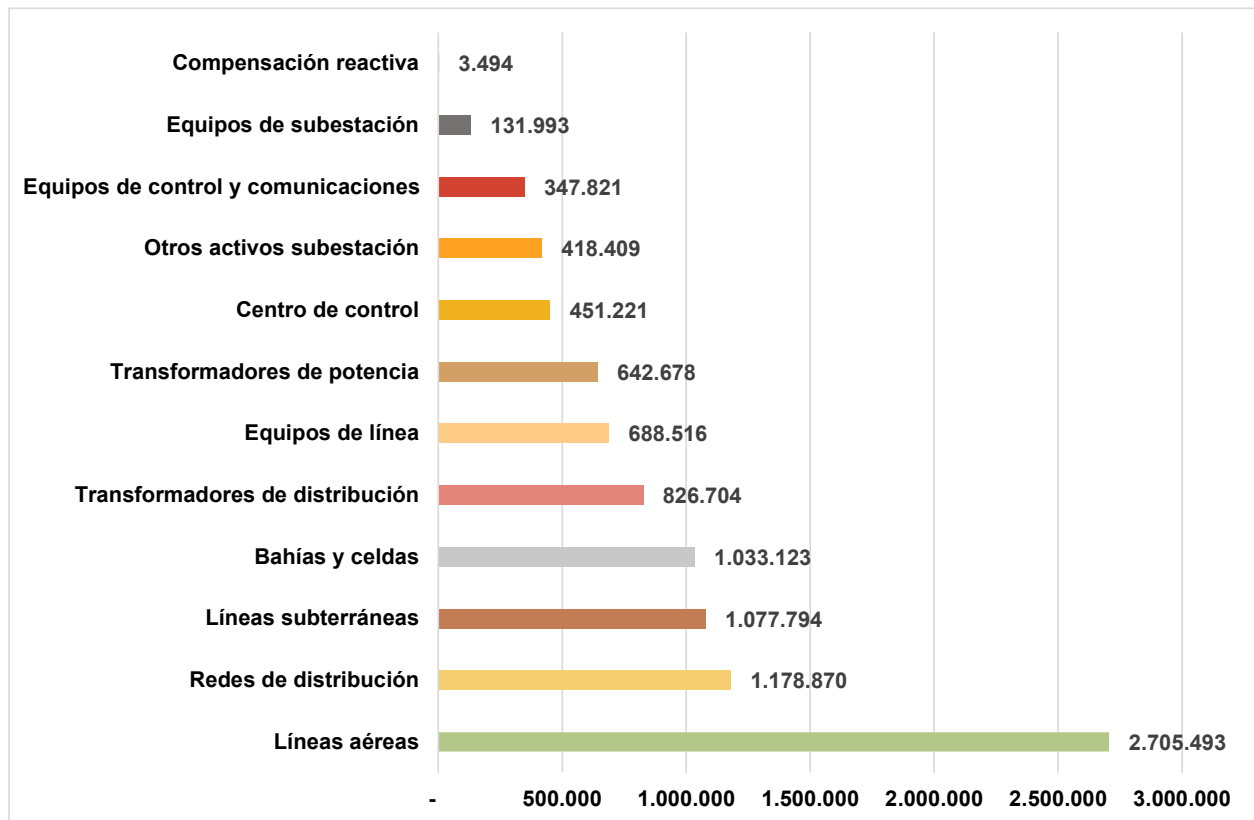
Finalmente, en adición a todo lo presentado, en la Figura 28 se muestra el total de las inversiones ejecutadas por los diferentes OR, por cada una de las categorías definidas en la resolución CREG 015 de 2018.

De la Figura 28 existen varios puntos que vale la pena resaltar, como son:

- El 52% de los montos reportados como ejecutados por los OR, se enfocaron en el desarrollo de proyectos relacionados con líneas de transporte regional y distribución de energía eléctrica, que se albergan en las categorías 7, 8 y 12, las que incluyen redes en niveles de tensión 1, 2, 3 y 4.

Lo cual si bien implica un aumento en la inversión en este tipo de activos, también se debe tener en cuenta que aún existen varias restricciones para el transporte de energía en diferentes áreas operativas del territorio nacional, que pueden generar dificultades en la operación del SIN en condiciones de máxima demanda.

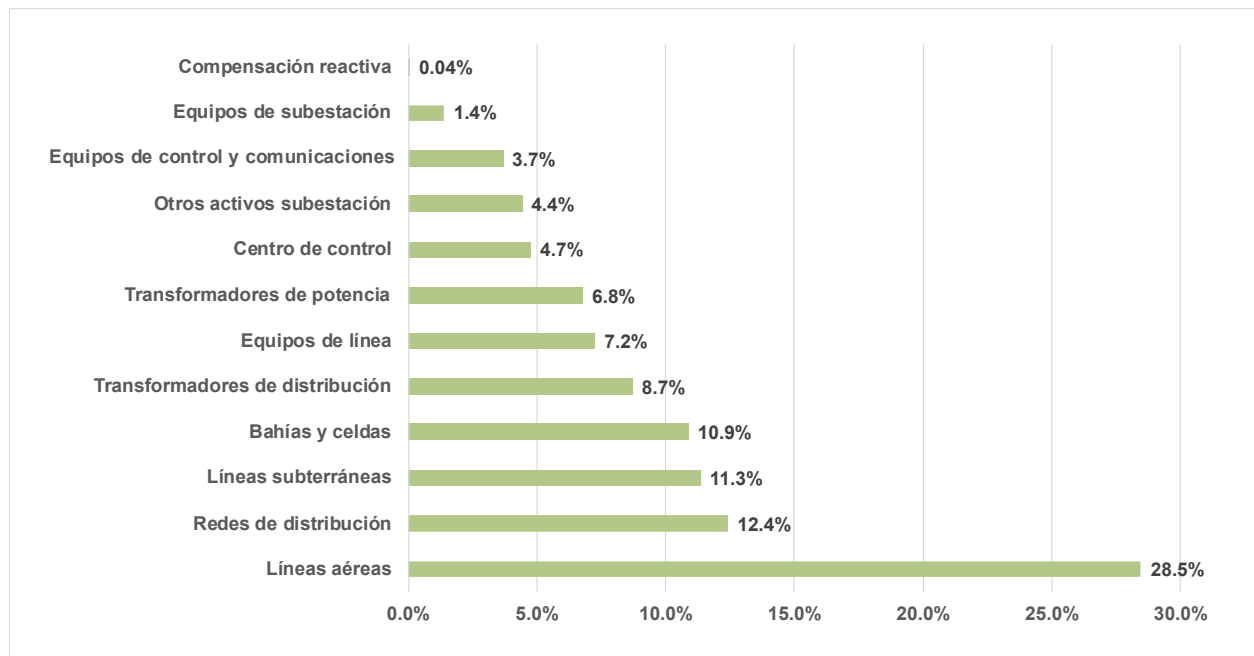
Figura 28 Inversiones por cat. de activo periodo 2018-2023 (millones COP dic-2017). Fuente: CREG



- En complemento con lo registrado a nivel de redes de transporte de energía eléctrica, se registraron inversiones en equipos de línea por valor de \$688.516 MCOP a diciembre de 2017, valor que adicionaría un 7% más a la inversión relacionada con redes. Lo anterior, sin desconocer que las UC de equipos de línea están asociadas únicamente con los niveles de tensión 2 y 3.
- El valor ejecutado en redes aéreas durante el periodo 2018 - 2023 representa aproximadamente 2.5 veces lo invertido por las empresas en redes subterráneas.
- Para el caso de las categorías 11 y 12, asociadas con activos eléctricos en el nivel de tensión 1, redes y transformadores de distribución, ambas suman un total de 1.178.870 MCOP. Esto representa el 12% de las inversiones realizadas por los OR, dentro del periodo 2018-2023.

Con base en lo expuesto, en la Figura 29, se muestra el porcentaje que representa cada categoría de activos dentro de las inversiones totales reportadas. Aquí se muestra que las categorías de compensación reactiva y equipos de subestación presentaron los valores más bajos de ejecución, con 0.04% y 1.39% del monto total respectivamente, mientras que la categoría de líneas aéreas se ubica en el primer lugar en ejecución de proyectos de inversión con un 28.46%. En lo que respecta al fortalecimiento de las subestaciones, en materia de aumento, cambio y/o repotenciación de transformadores de potencia el valor de los proyectos ejecutados representa el 6.76% del total de las inversiones.

Figura 29. Porcentaje de inversiones ejecutadas por categoría de activo (2018-2023). Fuente: CREG



2.3.3 Antigüedad de activos

Una de las necesidades identificadas antes de la expedición de la Resolución CREG 015 de 2018 fue la de incentivar la inversión directa por parte de los OR para la expansión y renovación del STR y SDL, por lo cual se adoptó el esquema de costo de reposición depreciado e ingreso máximo. De esta manera, el cargo de distribución se calcula con base en la proyección de ingresos anuales, la base regulatoria de activos y la vida útil de los activos de uso del OR. Respecto a la renovación de los activos, la metodología considera su depreciación haciendo uso de las vidas útiles regulatorias establecidas en las tablas 33 a 43 del numeral 14.4 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 por categorías de activos.

Bajo este esquema, se busca que durante el presente periodo tarifario los activos cuya vida útil sobrepasa el límite regulatorio sean renovados o cambiados por activos más recientes que contribuyan al mejoramiento de la calidad del servicio, la confiabilidad del sistema, la reducción de pérdidas y costos cada vez más eficientes para los usuarios. En consecuencia, el seguimiento de la evolución de la antigüedad de los activos puestos en operación en el STR y SDL cobra especial relevancia en el análisis regulatorio, permitiendo verificar si las inversiones ejecutadas por los OR se alinean con los objetivos de modernización del sistema propuestas en la metodología.

Para abordar este análisis, se realizó la comparación de las vidas útiles reales reportadas en los formatos de inventarios por los OR con las vidas útiles regulatorias por categoría de activo. Se utilizó como punto de referencia la base regulatoria de activos establecida al inicio del periodo regulatorio, BRA0, de todos los OR para definir un perfil inicial de

antigüedad de activos. Esta BRA0 considera todos los activos¹² puestos en operación hasta la fecha de corte de la resolución, destacando que algunos OR en aplicación del literal b del artículo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018 decidieron incluir los activos puestos en operación en el año 2018 dentro de su BRA0. Se hace uso de la categorización de activos de la metodología vigente para la clasificación de los activos contenidos en la BRA0 y su comparación con los activos del periodo tarifario actual. Luego, para la definición del perfil de antigüedad del periodo tarifario actual se hace uso de la base regulatoria de activos eléctricos, BRAE, con corte al año 2023 que contiene tanto la BRA0 como los activos cuya entrada y salida de operación fue reportada en los informes de ejecución de inversiones¹³.

Como se mencionó sobre las inversiones ejecutadas, dado que varios OR han presentado sus reportes de ejecución de inversiones con inconsistencias de diversa naturaleza o no han reportado inversiones ejecutadas, varios de los análisis desarrollados en este apartado requirieron de un proceso de depuración para poder lograr consistencia en la información. Ahora bien, para la estimación de la antigüedad de los activos objeto del análisis se consideró el campo Identificador Único de Activo, IUA, tanto de la BRAE como de la BRA0 aprobado por la Comisión y el IUA ajustado proveniente de la BRA0 del primer informe de ejecución de inversiones reportado en el año 2019 (2021 para Caribemar y Air-E conforme a lo establecido en la Resolución CREG 010 de 2020). Adicionalmente, en complemento al IUA se utilizó el campo Fracción Costo para la estimación de la edad del activo con base a las reposiciones totales o parciales que los OR han reportado para sus activos durante el periodo tarifario vigente. Por último, se consideró el tipo de inventario reportado para incluir solo los activos construidos y en operación: CRI, CRIN, CRINR e INVTR como entrada de activos y, CRIFO y BRAFO para salida de activos. Todas las edades calculadas para el BRA0 y el BRAE se contrastan con la vida útil regulatoria de las tablas de categorización de activos del capítulo 14 del Anexo general de la resolución.

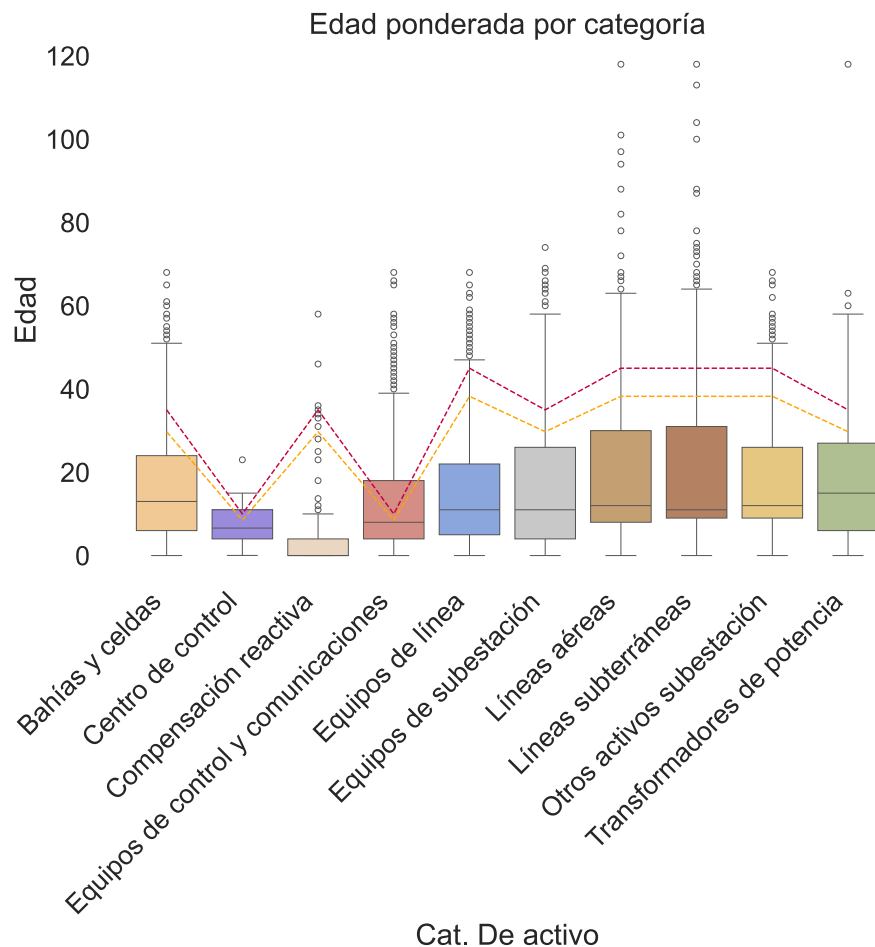
Este análisis de la evolución del perfil de antigüedad de los activos permite verificar si la inclusión y renovación de activos por parte de los OR ha sido proporcional al envejecimiento natural de la infraestructura que compone los STR y SDL. Mediante la obtención de una edad promedio ponderada de los activos es posible identificar tendencias de actualización de activos y rezagos en las reposiciones por categoría.

A continuación, se presentan las gráficas concernientes a la caracterización de antigüedad de activos para el BRA0 y BRAE con corte al año 2023 por categoría de activo.

¹² Asimilados principalmente al listado de UC del capítulo 15 del anexo general de la resolución.

¹³ Asimilados principalmente al listado de UC del capítulo 14 del anexo general de la resolución.

Figura 30 Diagrama de cajas y bigotes de categoría de activo vs edad ponderada para la BRA0. Fuente: CREG.



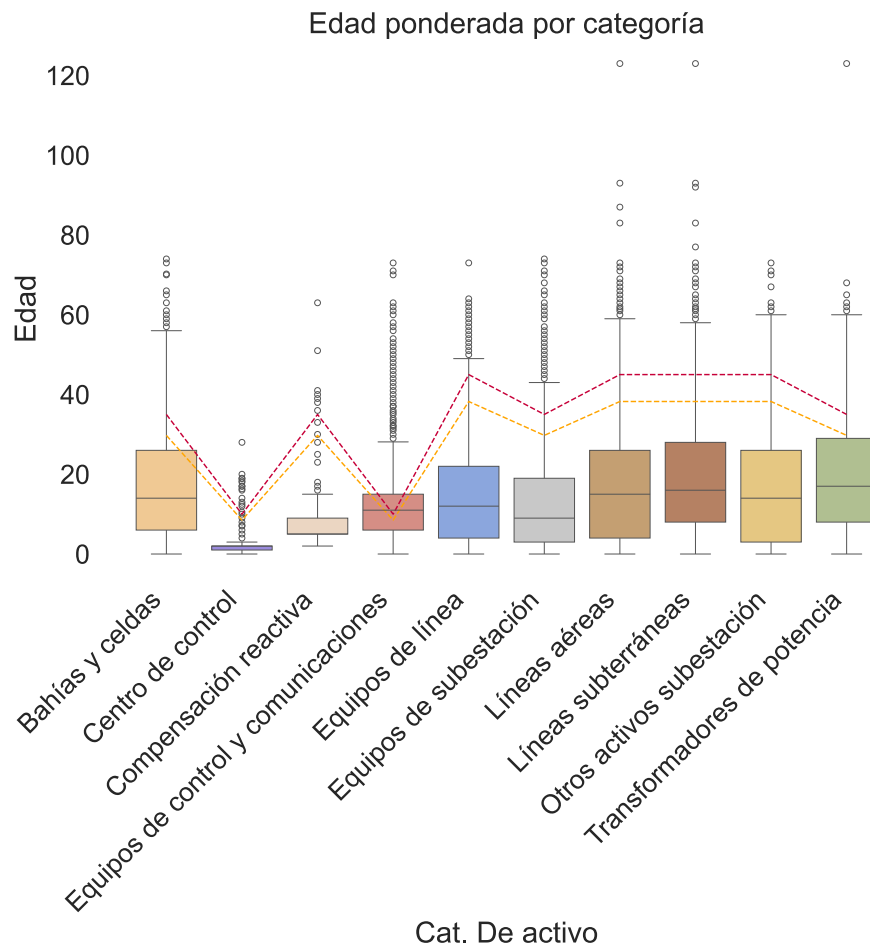
La Figura 30 muestra a través de un diagrama de cajas y bigotes la edad ponderada de los activos de la BRA0 separados por categoría. El año de referencia para la estimación de la edad es 2018. La línea discontinua en color rojo representa la vida regulatoria definida en las tablas del capítulo 14 del Anexo general de la resolución y la línea discontinua en color amarillo representa el 85% de dicha vida regulatoria por categoría que indica un umbral cercano al límite de vida útil del activo.

Para la mayoría de las categorías, a excepción de los centros de control y equipos de control y comunicaciones se observa que más del 75% de los datos se encuentran por debajo de la vida útil regulatoria, sin embargo, hay algunas categorías cuyo rango de edades se encuentran por encima de los umbrales indicando que hay tanto activos que se encuentran envejecidos como próximos a cumplir su vida útil. Las líneas aéreas y subterráneas, así como los transformadores de potencia y otros activos de subestación presentan las mayores dispersiones de edades además de numerosos datos atípicos (outliers, considerando una extensión de 1.5 veces el rango intercuartílico) que se encuentran por encima de los 60 años, inclusive, se observan algunos activos con edades reportadas cercanas a los 120 años. Esto indica que hay categorías que requieren de manera prioritaria una renovación de varios de sus activos.

Ahora bien, respecto a las categorías de centros de control y equipos de control y comunicaciones se puede observar que la mediana se encuentra muy cerca del límite de vida útil regulatorio, inclusive, la mitad de los activos reportados en la categoría de equipos de control y comunicaciones está por encima del 85% de la vida útil regulatoria. Esto es importante dado que estas categorías presentan la menor vida útil regulatoria lo que sugiere que buena parte de estos activos también deben ser renovados.

La siguiente gráfica muestra el diagrama de cajas y bigotes de edad ponderada para los activos de la BRAE hasta el año 2023.

Figura 31 Diagrama de cajas y bigotes de categoría de activo vs edad ponderada BRAE-2023. Fuente: CREG.



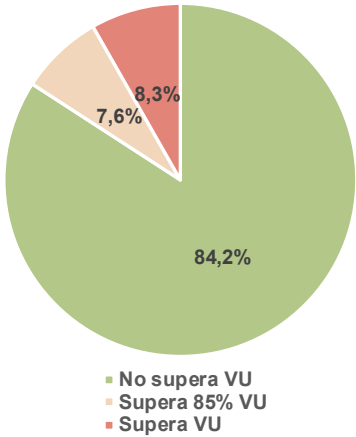
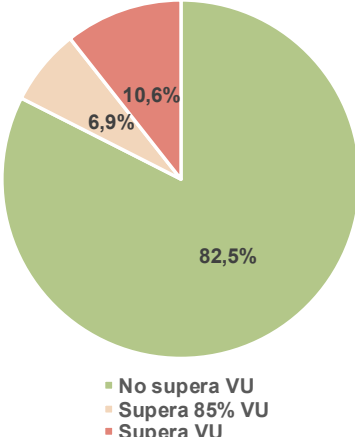
Si bien se pueden observar cambios en algunos cuartiles de cada categoría de activos lo cual evidencia la salida y entrada de activos al sistema, aún hay activos que se encuentran por encima de la vida útil regulatoria incluyendo algunos outliers. En particular, la categoría de equipos de control y comunicaciones muestra una reducción en la edad máxima en la BRAE respecto a la BRA0; no obstante, su mediana ya supera tanto la vida útil regulatoria como el 85% de esta, lo que sugiere que las inversiones hechas en renovación no han sido suficientes para mantener esta categoría dentro de los límites establecidos. Un comportamiento distinto se puede observar en el caso de los centros de control donde todo su rango intercuartílico, así como su máximo de edad se encuentran por debajo de su vida útil regulatoria lo cual indica que se han hecho grandes

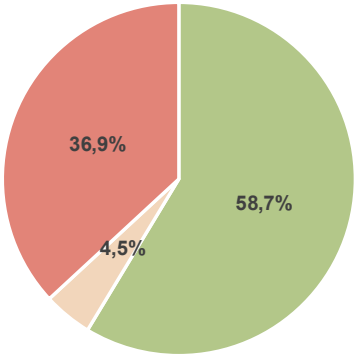
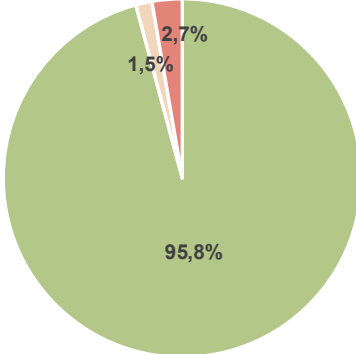
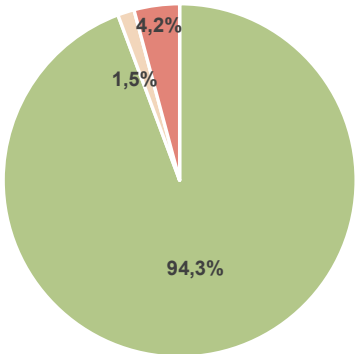
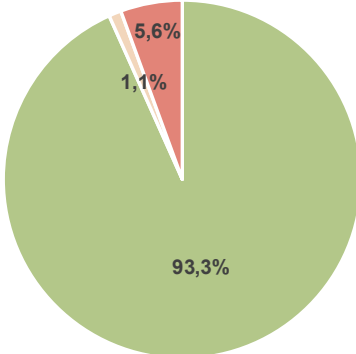
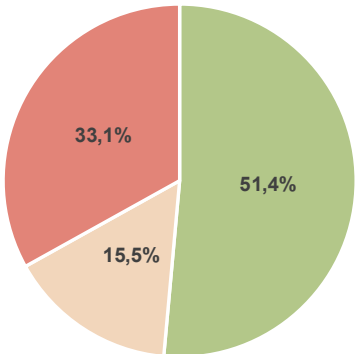
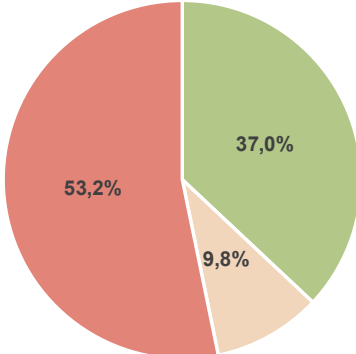
inversiones en la renovación de estos activos. Por otro lado, tanto en las categorías de bahías y celdas como de transformadores de potencia, se observa un aumento en los cuartiles dos y tres, lo que evidencia una escasa renovación y envejecimiento de activos durante el periodo. Para los trasformadores de potencia el tercer cuartil coincide con el 85% de la vida útil regulatoria que indica que como mínimo una cuarta parte de estos activos ya se encuentran en un periodo crítico de envejecimiento. Respecto a la compensación reactiva, a pesar de presentarse un desplazamiento desfavorable de sus cuartiles y valor máximo de edad, aún sus activos se encuentran por debajo del umbral de vida útil regulatoria.

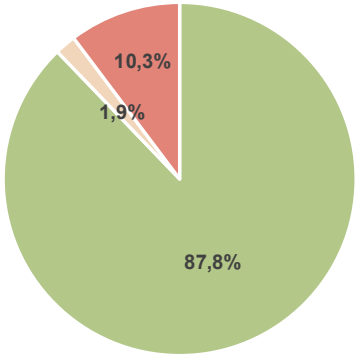
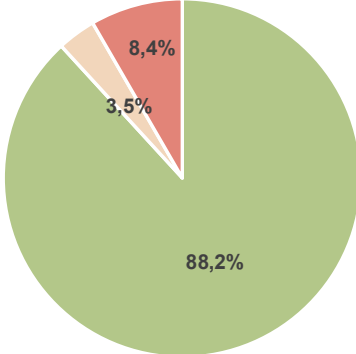
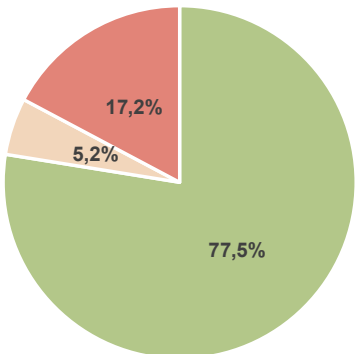
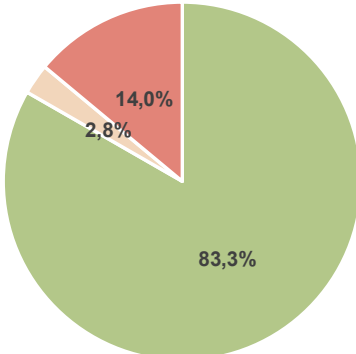
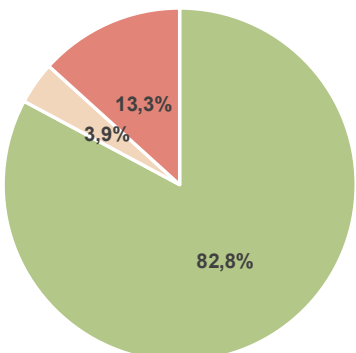
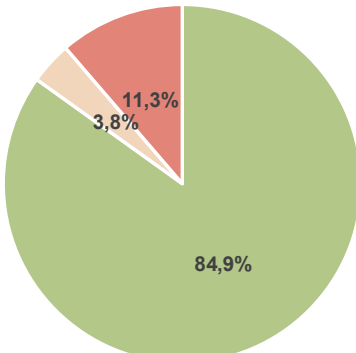
En términos generales, se puede concluir que, si bien algunas categorías han experimentado un rejuvenecimiento de sus activos en diferentes proporciones, en otras se identifica una tendencia desfavorable, con incrementos en la edad de activos que han entrado en etapa crítica y han superado su vida útil regulatoria, reflejada en el desplazamiento de sus rangos intercuartílicos y en el aumento de sus medianas.

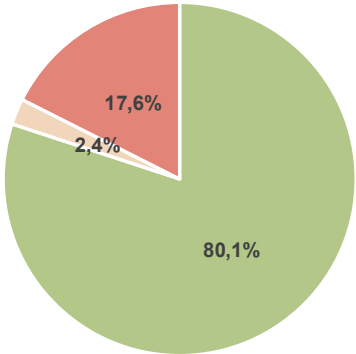
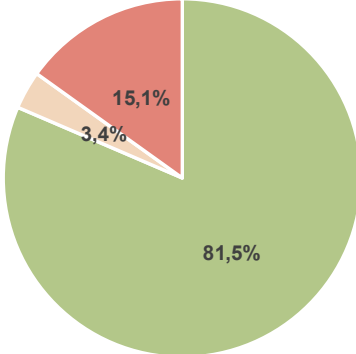
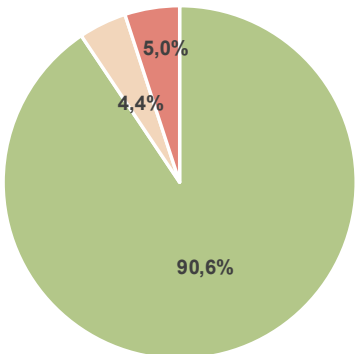
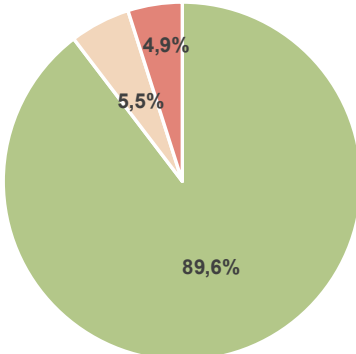
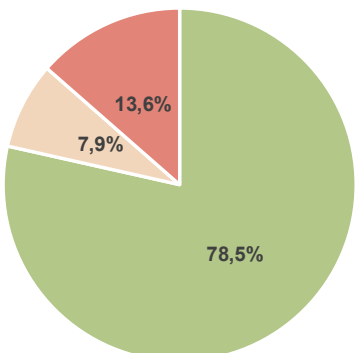
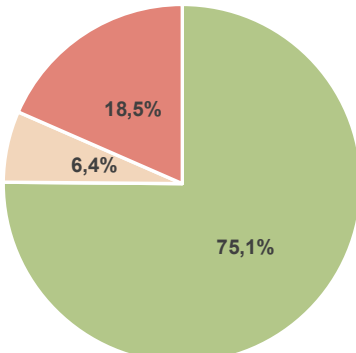
En la siguiente tabla se hace un comparativo del porcentaje de activos por categoría que han superado la vida útil regulatoria de la BRA0 frente a la de la BRAE con corte al año 2023.

Tabla 4 Comparación del porcentaje de activos por categoría que han superado vida útil entre BRA0 y BRAE-2023.
Fuente: CREG con reportes de ejecución de inversiones

Cat. De activo	BRA0	BRAE	Var del % de activos viejos	Var del % de activos con VU > 85%
Bahías y celdas	 No supera VU Supera 85% VU Supera VU	 No supera VU Supera 85% VU Supera VU	29%	-9%

Cat. De activo	BRA0	BRAE	Var del % de activos viejos	Var del % de activos con VU > 85%
Centro de control	 ■ No supera VU ■ Supera 85% VU ■ Supera VU	 ■ No supera VU ■ Supera 85% VU ■ Supera VU	-93%	-67%
Comp. reactiva	 ■ No supera VU ■ Supera 85% VU ■ Supera VU	 ■ No supera VU ■ Supera 85% VU ■ Supera VU	34%	-26%
Equipos de control y com.	 ■ No supera VU ■ Supera 85% VU ■ Supera VU	 ■ No supera VU ■ Supera 85% VU ■ Supera VU	61%	-37%

Cat. De activo	BRA0	BRAE	Var del % de activos viejos	Var del % de activos con VU > 85%
Equipos de línea	 ■ No supera VU ■ Supera 85% VU ■ Supera VU	 ■ No supera VU ■ Supera 85% VU ■ Supera VU	-19%	81%
Equipos de subestación	 ■ No supera VU ■ Supera 85% VU ■ Supera VU	 ■ No supera VU ■ Supera 85% VU ■ Supera VU	-19%	-47%
Líneas aéreas	 ■ No supera VU ■ Supera 85% VU ■ Supera VU	 ■ No supera VU ■ Supera 85% VU ■ Supera VU	-15%	-2%

Cat. De activo	BRA0	BRAE	Var del % de activos viejos	Var del % de activos con VU > 85%
Líneas subt.	 ■ No supera VU ■ Supera 85% VU ■ Supera VU	 ■ No supera VU ■ Supera 85% VU ■ Supera VU	-14%	45%
Otros activos sub.	 ■ No supera VU ■ Supera 85% VU ■ Supera VU	 ■ No supera VU ■ Supera 85% VU ■ Supera VU	-2%	24%
Transf. de potencia	 ■ No supera VU ■ Supera 85% VU ■ Supera VU	 ■ No supera VU ■ Supera 85% VU ■ Supera VU	36%	-19%

Del total de las diez categorías analizadas entre el BRA0 y BRAE, se resalta lo siguiente:

- Seis categorías presentan una reducción en el envejecimiento de los activos: centro de control, equipos de línea, equipos de subestación, líneas aéreas, líneas subterráneas y otros equipos de subestación. Esto indica que para el periodo tarifario actual hasta el año 2023 hubo una renovación parcial de los activos que componen el STR y SDL de los OR objeto de estudio.
- Cuatro categorías presentan un incremento en el envejecimiento de los activos: bahías y celdas, compensación reactiva, equipos de control y comunicaciones y transformadores de potencia. Esto señala que hasta el año 2023 no se han hecho inversiones significativas para la renovación de los activos que cumplen su vida útil.
- Siete categorías tienen una reducción en el porcentaje de activos que superan el 85% de la vida útil, mientras las tres restantes presentaron incremento en los activos cuya edad real se acerca a cumplir la vida útil regulatoria.
- No se presentó, para ninguna de las categorías analizadas un incremento conjunto en el porcentaje de activos que superan la vida útil y del porcentaje de activos que superan el 85% de la vida útil. Lo que significa que para todas las categorías de activos se realizaron inversiones tendientes a renovar activos cuya vida útil se encontraba por encima del límite regulatorio o estaban en un nivel crítico.

Respecto a algunas categorías de activos, al remitirse a la gráfica de inversiones ejecutadas por categoría de activos de la Figura 29, se puede identificar que para algunas de las categorías que presentaron un rejuvenecimiento de sus activos como las líneas aéreas y subterráneas que el grado de inversión fue el mayor reportado con casi un 40% del total de inversiones para el periodo tarifario actual.

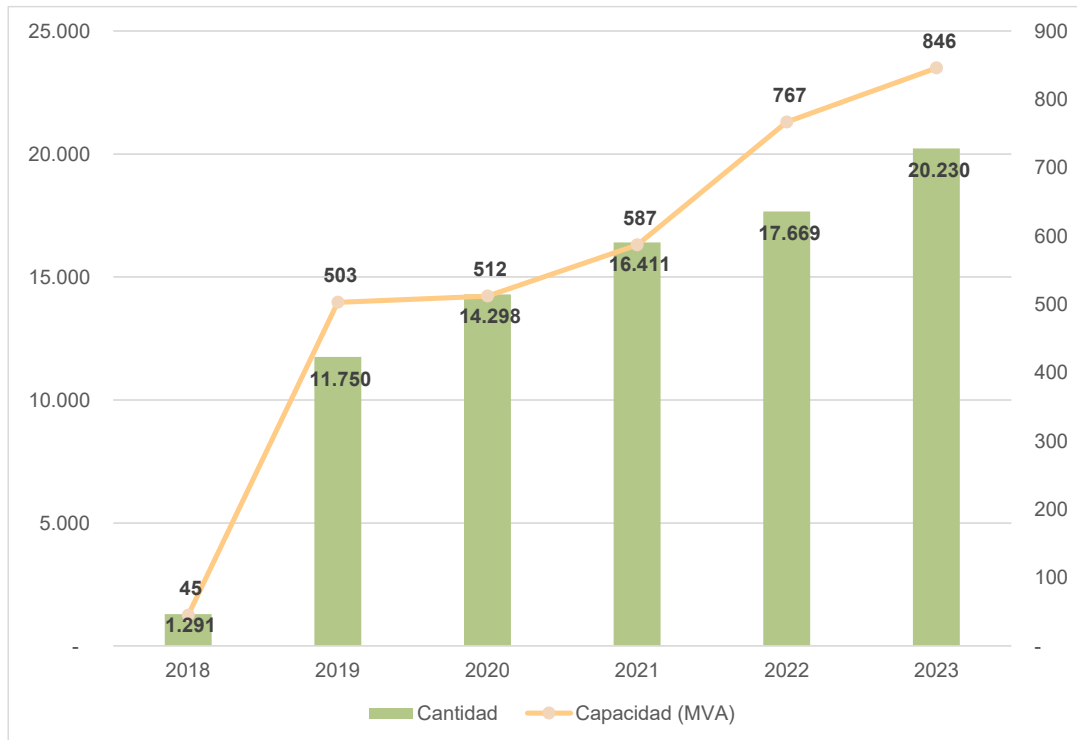
Por su parte, se destaca la categoría de centros de control la cual tuvo la mayor renovación de activos pasando del 36.9% de activos que superaban la vida útil en el BRA0 a 2.7% en el BRAE. La cantidad de UC que entran en esta categoría y su naturaleza que corresponde principalmente a controles de subestación y centros de control que están compuestos por SCADA, DMS, EMS, etc. que no son solicitadas en grandes cantidades y la inclusión de varias de estas UC en las solicitudes de aprobación de ingresos de los OR motivaron este cambio. Además, activos como los que incluyen el componente de DMS son complementarios a la implementación de sistema de gestión de activos, SGA, mencionado en el numeral 6.3.3.4 del Anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018.

Ahora bien, la categoría de activos que tuvo el mayor grado de envejecimiento fue la de equipos de control y comunicaciones. Las razones identificadas tienen que ver con lo siguiente:

- El mal reporte de información relacionada con reposiciones parciales relacionadas a UC del capítulo 15 (BRA0) con capítulo 14 (BRAE).
- Los equipos de control y comunicaciones, en varios casos, se encuentran integrados como parte de otras UC de mayor complejidad por lo que no se identifica su reposición de manera independiente.
- Hay pocas UC de esta categoría solicitadas en proporción a las UC de bahías y celdas que también presentaron un incremento en su envejecimiento.

Respecto a la categoría 11 transformadores de distribución que está compuesta únicamente por UC de nivel de tensión 1 se presentan a continuación las cantidades y capacidades (en MVA) que durante los reportes de ejecución de inversiones los OR ingresaron y sacaron del sistema.

Figura 32 Evolución de cantidad y capacidad (MVA) de transformadores de distribución 2018-2023. Fuente: CREG.



Como se puede observar en la Figura 32, el incremento tanto de la cantidad de transformadores instalados como de su capacidad instalada ha sido constante durante el periodo tarifario actual llegando a 20.320 transformadores instalados por un total de 846 MVA solo para el año 2023.

Figura 33 Cantidad de transformadores de distribución 2018-2023. Fuente: CREG.

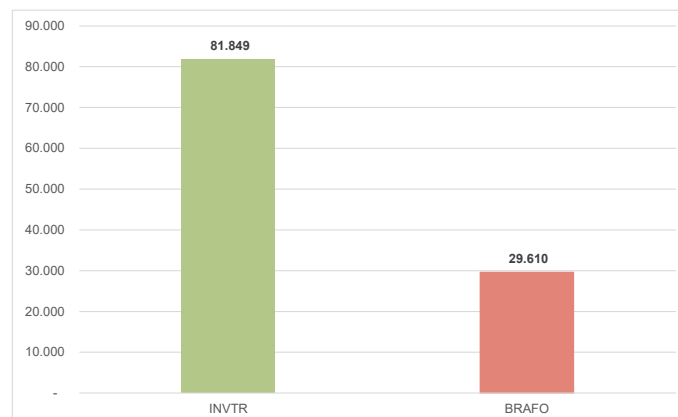
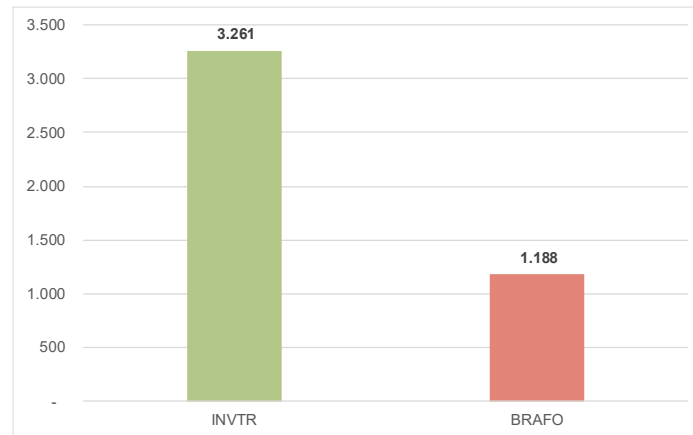


Figura 34 Capacidad (MVA) de transformadores de distribución 2018-2023. Fuente: CREG



Ahora bien, respecto a las cantidades y capacidades que han entrado (INVTR) y que han salido (BRAFO) de operación, se observa durante el periodo tarifario vigente que, del total de transformadores instalados, un 36.2% han salido a su vez de operación, lo cual implica un aumento neto de cerca de 52000 transformadores en operación durante el periodo analizado.

Respecto a la categoría 12 redes de distribución, la información asociada a los kilómetros de línea de nivel de tensión 1 ya se menciona y analiza en el numeral 2.3.2.1.3 de este documento.

De análisis del perfil de antigüedad de los activos puestos en operación por los OR durante el presente periodo tarifario se desprenden varias situaciones que deben ser analizadas en detalle por parte de la Comisión. La principal de estas corresponde a la forma en que se reporta la información: los numerosos errores y omisiones en los informes de ejecución de inversiones presentados por todos los OR dificultan la trazabilidad y disminuyen la confiabilidad de los datos, limitando la exactitud del diagnóstico. Asimismo, conviene contemplar la posibilidad de emplear incentivos adecuados para garantizar que se mantenga la consistencia en la información entregada.

Otra situación para abordar es la elaboración de un esquema de trabajo coordinado y organizado con todos los OR, con el fin de conciliar criterios en el reporte de información de las inversiones, así como sus activos, de forma que se garantice la integridad de la información y así disponer de un panorama real y exhaustivo del estado del sistema. Por último, se debe analizar la posibilidad de definir junto con los OR, mecanismos concretos que promuevan la renovación de los activos más antiguos, de modo que se logre un reemplazo progresivo de aquellos equipos que han superado la vida útil regulatoria y se mejore la calidad, confiabilidad y eficiencia del servicio en el corto y mediano plazo.

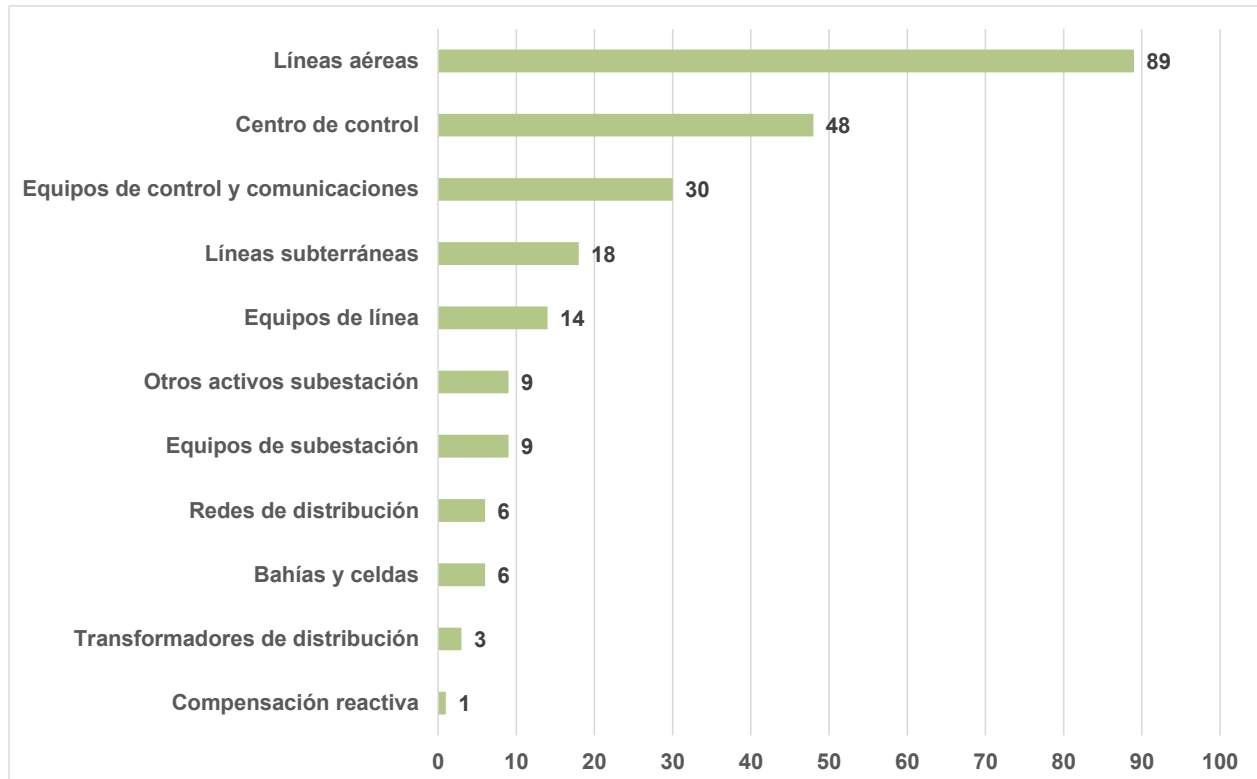
2.3.4 Unidades constructivas especiales

Las Unidades Constructivas Especiales, UCE, corresponden a UC que por sus características técnicas no se encuentran en el listado de UC definido en el capítulo 14 del Anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 o no pueden ser asimiladas por estas. Los OR a través de las solicitudes de aprobación de ingresos, planes de inversión

y sus ajustes solicitan las UCE con las consideraciones estipuladas en el capítulo 14 del anexo general de la resolución, cuyo reconocimiento se da cuando la información suministrada cumple los requisitos esperados y se identifica por parte de la Comisión que no son asimilables a las UC del capítulo 14.

Durante el periodo tarifario vigente, la Comisión ha reconocido un total de 267 UCE. La siguiente figura ilustra la cantidad de UCE que han sido reconocidas por la Comisión durante el periodo tarifario vigente por categoría de activo, mercado y nivel de tensión.

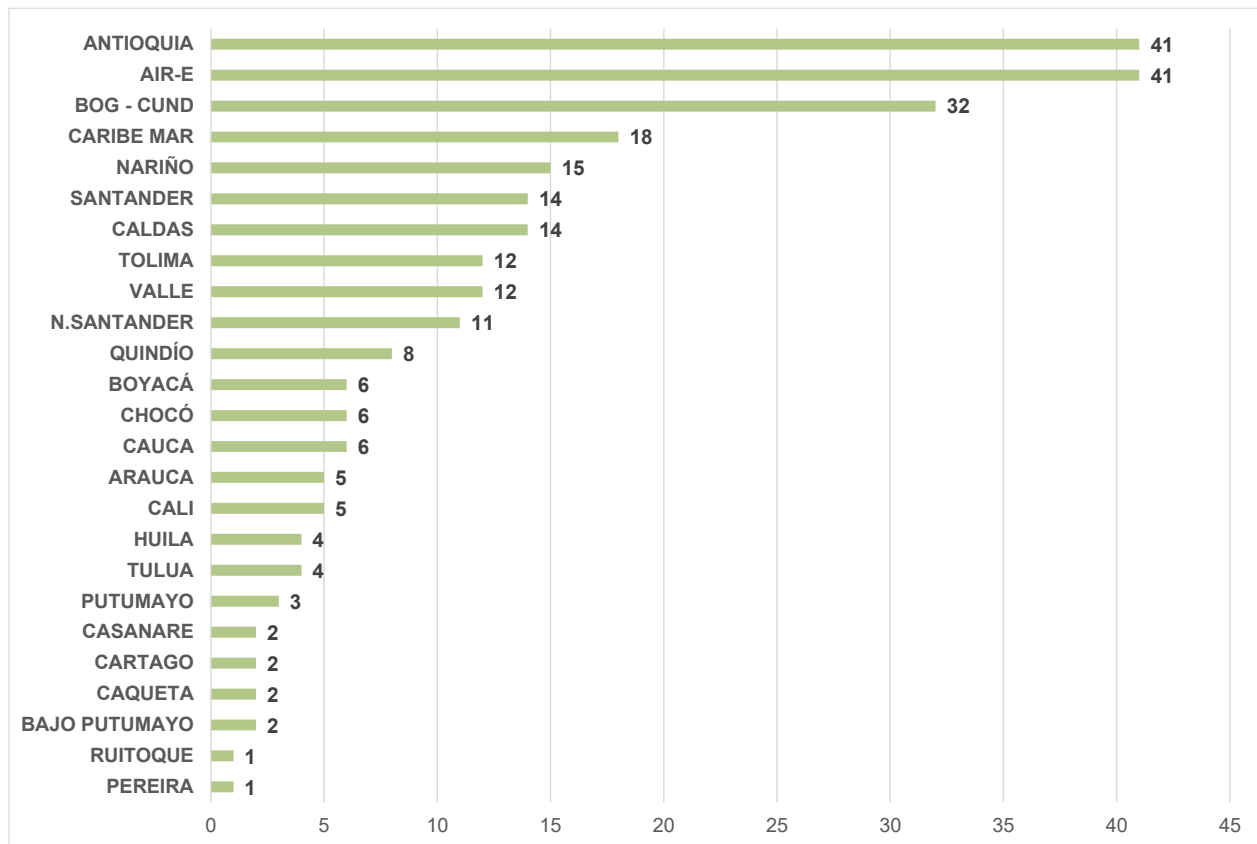
Figura 35 UCE reconocidas por categoría de activo periodo 2018-2023. Fuente: CREG



De esta gráfica se desprenden algunas particularidades:

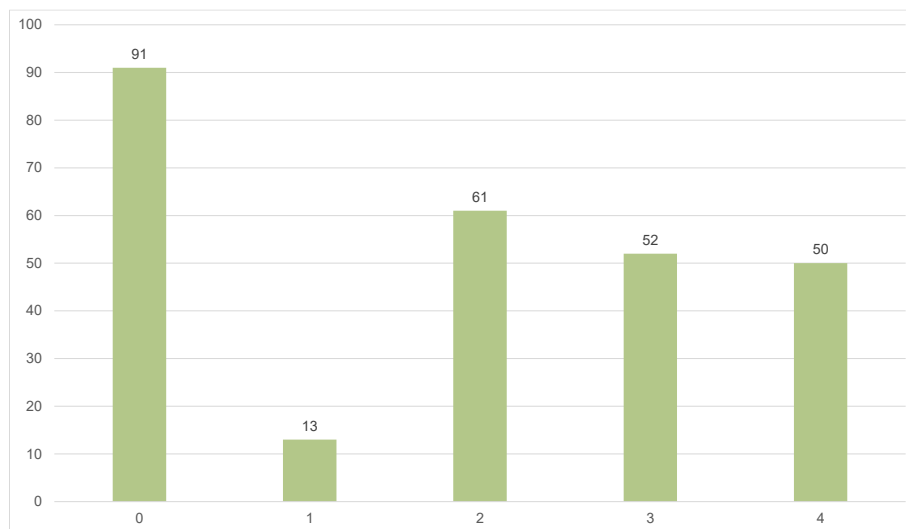
- Las líneas aéreas son la categoría que más UCE tienen reconocidas, acá se destacan postes, torres, canalizaciones, conductores y cimentaciones especiales para torres y torrecillas.
- Los centros de control son la categoría donde se encuentran las UCE relacionadas al SGA del numeral 6.3.3.4 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 con un total de 73 UCE reconocidas frente a 17 UCE relacionadas propiamente a centros de control.
- Las UCE de compensación reactiva fueron reconocidas en consideración del literal u del numeral 14.1 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018. Por lo tanto, estas UCE son de nivel 3 y 4.

Figura 36 UCE reconocidas por OR periodo 2018-2023. Fuente: Fuente: CREG



De la Figura 36 se observa que Antioquía y Air-E son los mercados que más UCE reconocidas reportan durante el periodo tarifario con 41 cada uno. Por otro lado, Pereira y Ruitoque reportan la menor cantidad con solo una UCE reconocida durante el periodo de reporte.

Figura 37 UCE reconocidas por NT periodo 2018-2023. Fuente: Fuente: CREG

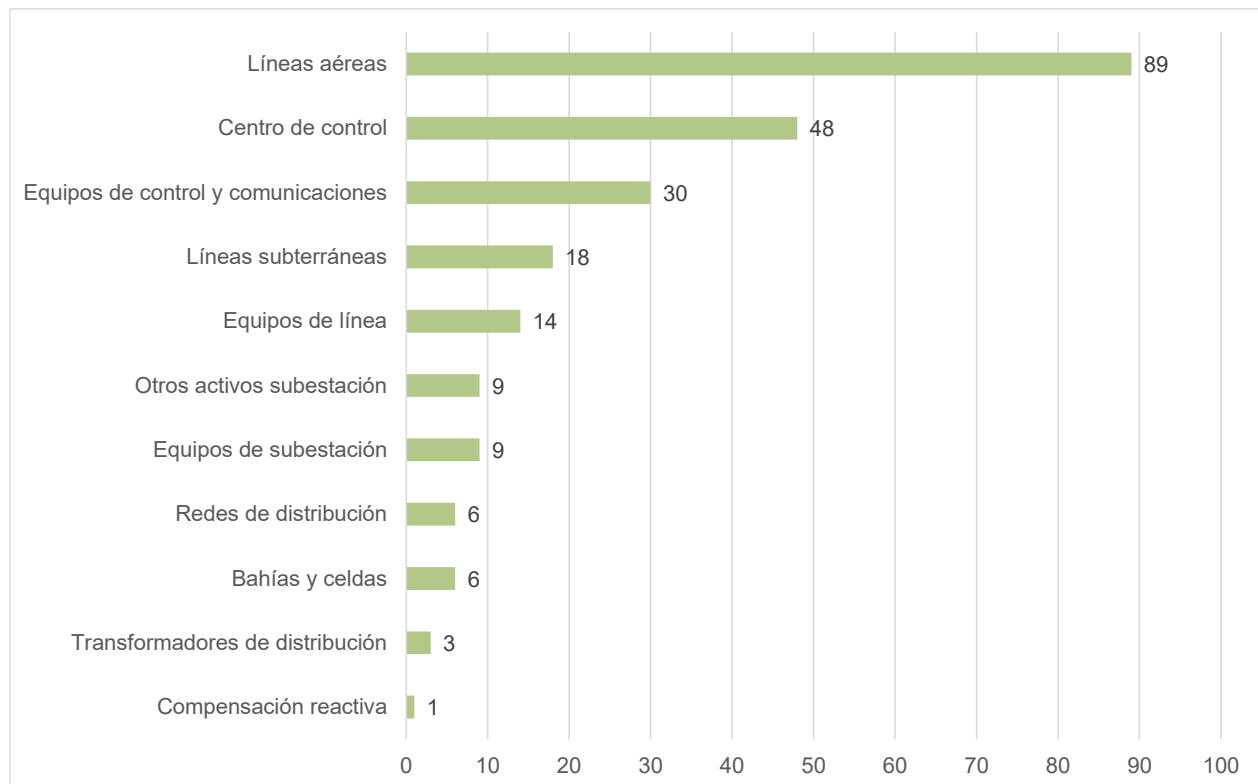


Respecto a las UCE reconocidas por nivel de tensión, mostradas en la Figura 37, se destaca lo siguiente:

- El nivel de tensión 0 corresponde principalmente a la categoría de centros de control, con una UCE reconocida en la categoría de otros activos de subestación.
- Se observa que para los niveles 2, 3 y 4 hubo una cantidad relativamente uniforme de UCE reconocidas. El nivel de tensión 1 tiene la menor cantidad de UCE.

Ahora bien, desde la aprobación de ingresos y durante las solicitudes de ajustes a los planes de inversión se ha detectado un incremento en las solicitudes de reconocimiento de UCE. En las solicitudes de ajuste a los planes de inversión para el periodo 2023 al 2027, Los OR solicitaron un total de 233 UCE distribuidas en todas las categorías de activos. La siguiente figura muestra la distribución de las UCE solicitadas por categoría de activo.

Figura 38 UCE solicitadas para planes de inversión 2023-2027. Fuente: CREG



Para este caso, las UCE solicitadas de centro de control corresponden además de centros de control especiales, a elementos y componentes de software y módulos complementarios al SGA.

Con la cantidad de UCE solicitadas y reconocidas la Comisión ha identificado algunos aspectos que deben ser revisados y estudiados en detalle con el fin de garantizar que la revisión de las solicitudes de UCE sea más directas, clara y efectiva. Uno de estos aspectos a estudiar tiene que ver con los mecanismos y recursos que los OR utilizan para solicitar las UCE ya que actualmente no hay una estructura definida para presentar la información técnica y económica mínima requerida para la evaluación de la UCE por parte

de la Comisión. Otro aspecto corresponde a la de la integración conjunta de UCE similares al listado de las UC estándar, con base en el incremento de solicitudes y reconocimiento de UCE mencionado anteriormente la Comisión ha detectado solicitudes de UCE similares entre OR y niveles de tensión, además de algunos componentes de software que conviene estudiar. La integración de las UCE comunes a las UC estándar serán tenidas en cuenta durante los nuevos estudios de UC que adelante la Comisión, en caso de que se mantenga la remuneración utilizando UC para el próximo periodo tarifario.

2.3.5 Reconocimiento de costos de servidumbres

El Capítulo 14 de la Resolución CREG 015 de 2018 establece las UC para la valoración de activos nuevos en los STR y SDL. Además, regula el reconocimiento de los costos socioambientales y de servidumbres asociados a los proyectos de activos de uso.

El texto actual del Capítulo 14 establece que los costos socioambientales y de servidumbres relacionados estrictamente con los proyectos de activos de uso serán reportados y reconocidos según su ejecución, en la anualidad del año siguiente al de entrada en operación del proyecto de la siguiente manera:

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

El este sentido, y teniendo en cuenta las consultas y comentarios recibidos durante la aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018, se tendrán como temas de estudio:

- Clarificar el instrumento de valoración de servidumbres: Revisar si el valor de las servidumbres debe establecerse simultáneamente mediante escritura pública y sentencia judicial.
- Establecer límites al valor de las servidumbres negociadas voluntariamente: Evitar que las empresas distribuidoras negocien valores que puedan ser inflados por los propietarios iniciales, lo que podría resultar en costos excesivos trasladados a los usuarios finales.
- Simplificar los mecanismos de reconocimiento: Eliminar la redundancia de exigir una escritura pública cuando ya existe una sentencia judicial que establece el valor de la servidumbre, y viceversa.
- Garantizar la equidad y transparencia: Asegurar que los costos reconocidos sean justos y razonables, basados en valores de mercado y avalúos técnicos independientes.

2.4 Reconocimiento de gastos de AOM

En este numeral se presenta la evolución de los costos y gastos AOM aplicados con base en la metodología de remuneración de la Resolución CREG 015 del 2018.

2.4.1 Antecedentes.

La aplicación de la metodología de remuneración de ingresos por inversiones, AOM, pérdidas y calidad de que trata la Resolución CREG 015 de 2018 está sujeta a la aprobación particular que haga la CREG sobre la solicitud de cada uno de los 29 operadores de red (mercados de comercialización) en los que se divide el sistema interconectado nacional. Esta aprobación particular se cristaliza en una resolución donde se especifican los valores precisos de inversiones aprobadas, los valores de AOM aprobados por nivel de tensión y toda una serie de valores con base en los cuales es posible que el Liquidador y Administrador de Cuentas (en adelante LAC) pueda calcular tanto los ingresos como los cargos de distribución a ser aplicables en las tarifas del servicio.

Es importante mencionar que los datos con base en los cuales se realizan los análisis de este capítulo son los resultantes de los cálculos realizados por el LAC conforme a lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Asimismo, si bien la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018 inició su vigencia el 3 de febrero de 2018, los costos reconocidos en ella, para cada OR, solamente se reflejan en las tarifas una vez que se encuentre en firme la resolución que le apruebe las variables particulares, proceso que fue paulatino como se muestra en la Tabla 5.

A medida que se fueron aprobando las resoluciones de cada mercado, el LAC inició los cálculos correspondientes, razón por la cual la fecha de inicio de reporte de datos no es la misma para todas las empresas. Con el fin de poder observar la evolución del AOM de manera general, eliminando la condición de la disponibilidad atemporal de los datos de entrada, se complementaron los datos entre el 2019 y la fecha de la disponibilidad del primer dato reportado por parte del LAC, guardando las características de las variables aprobadas a cada mercado y según los siguientes criterios:

- En el caso en el que un OR no registre datos entre abril de 2019 y marzo de 2020, se colocan los correspondientes a los datos iniciales de AOM base aprobados al OR.
- En el caso en el que un OR no registre datos entre abril de 2020 y marzo de 2021 o entre abril de 2021 y marzo de 2022 pero exista un registro en algún mes de ese mismo año, se colocan los faltantes de forma igual al registro existente.
- En el caso en el que un OR no registre datos durante 2021 o 2022 y no existan datos de referencia, se calcularán como una progresión de datos considerando los datos existentes.

Tabla 5 Resoluciones de aprobación de variables para cálculo de ingresos con base en la Resolución CREG 015 de 2018. Fuente: CREG/UTP

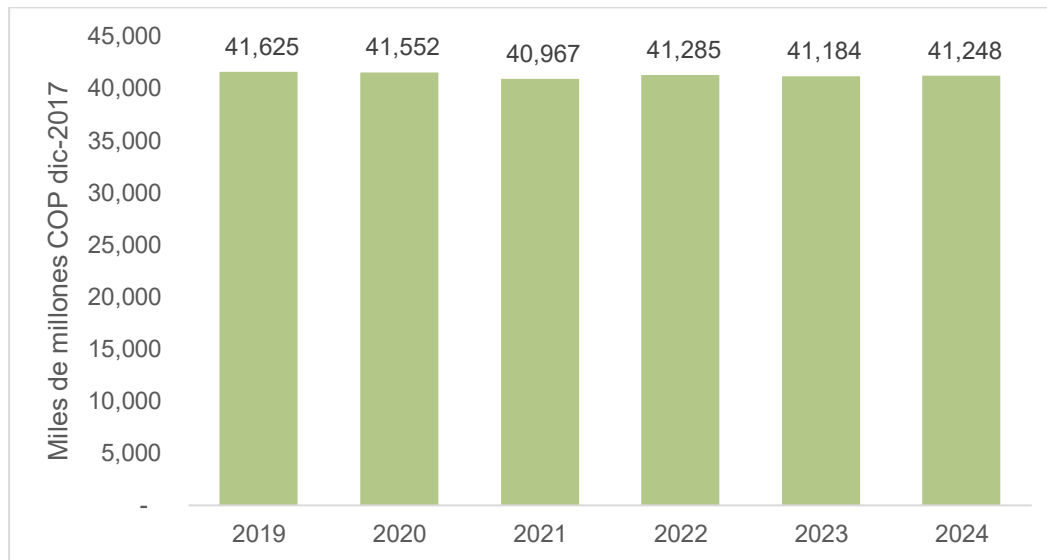
OR	Número de Resolución CREG	Año	Mes
NARIÑO	140	2019	10
VALLE	137	2019	10

OR	Número de Resolución CREG	Año	Mes
CAUCA	141	2019	10
NORTE DE SANTANDER	159	2019	11
CALDAS	157	2019	11
ANTIOQUIA	156	2019	11
SANTANDER	158	2019	11
TOLIMA	001	2020	1
QUINDÍO	020	2020	2
PEREIRA	026	2020	3
CARTAGO	123	2020	6
BOYACÁ	119	2020	6
BOG - CUND	122	2020	6
CALI	148	2020	7
RUITOQUE	165	2020	8
ARAUCA	199	2020	10
CHOCÓ	223	2020	12
TULUÁ	004	2021	1
PUTUMAYO	017	2021	3
CAQUETÁ	027	2021	4
CARIBE SOL	078	2021	6
CARIBE MAR	079	2021	6
HUILA	072	2021	6
META	139	2021	9
GUAVIARE	140	2021	9
BAJO PUTUMAYO	218	2021	12
POPAYÁN	219	2021	12
CASANARE	501-025	2022	3

Por otra parte, es necesario mencionar que no se registraron los datos de Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P. (EMEVASI), razón por la cual no fue posible tenerla en cuenta en el diagnóstico presentado.

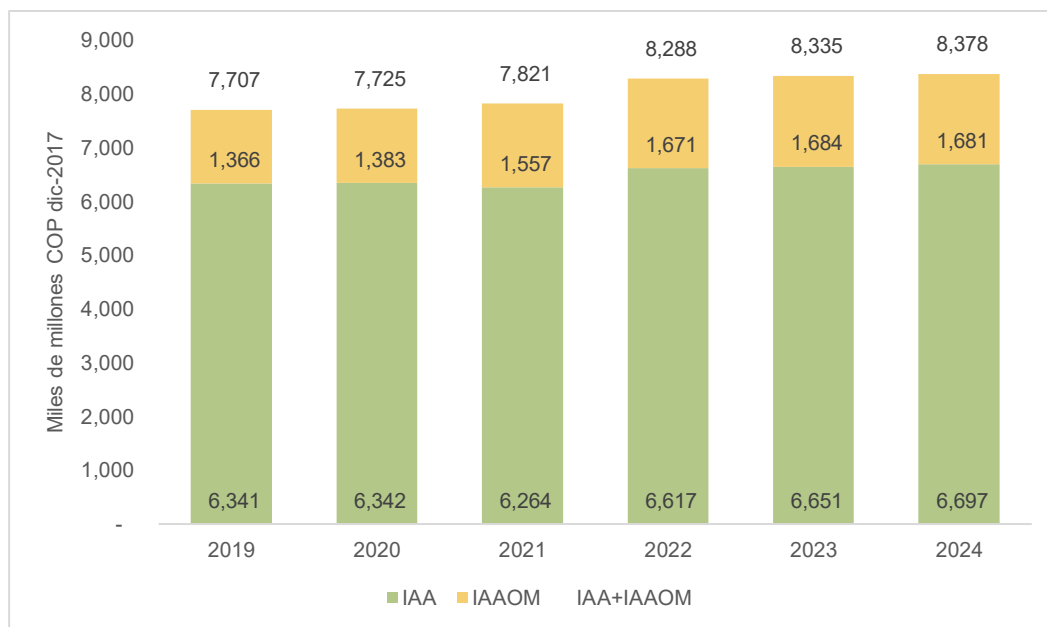
Para efectos de poder conocer las dimensiones de los valores en comento, la Figura 39 presenta, de forma agregada, el valor de la inversión de la infraestructura de los operadores de red del Sistema Interconectado Nacional, SIN. En la figura se observa la evolución del valor de la infraestructura de los OR en el SIN a nivel nacional, registrando un valor de \$41.3 billones de pesos de diciembre de 2017 (\$67.6 billones de pesos de marzo de 2025) en promedio entre 2019 y 2024.

Figura 39 Base regulatoria de activos de distribución - SIN (2019 – 2024). Fuente: CREG/UTP con datos LAC.



De acuerdo con la metodología de remuneración, la infraestructura se remunera con base en la vida útil de los activos y una tasa de retorno, lo que permite calcular un ingreso anual por inversiones y un ingreso anual por AOM, como se presenta en la Figura 40.

Figura 40 Ingresos anuales por inversiones y AOM nacional (2019 – 2024). Fuente: CREG/UTP con datos LAC.



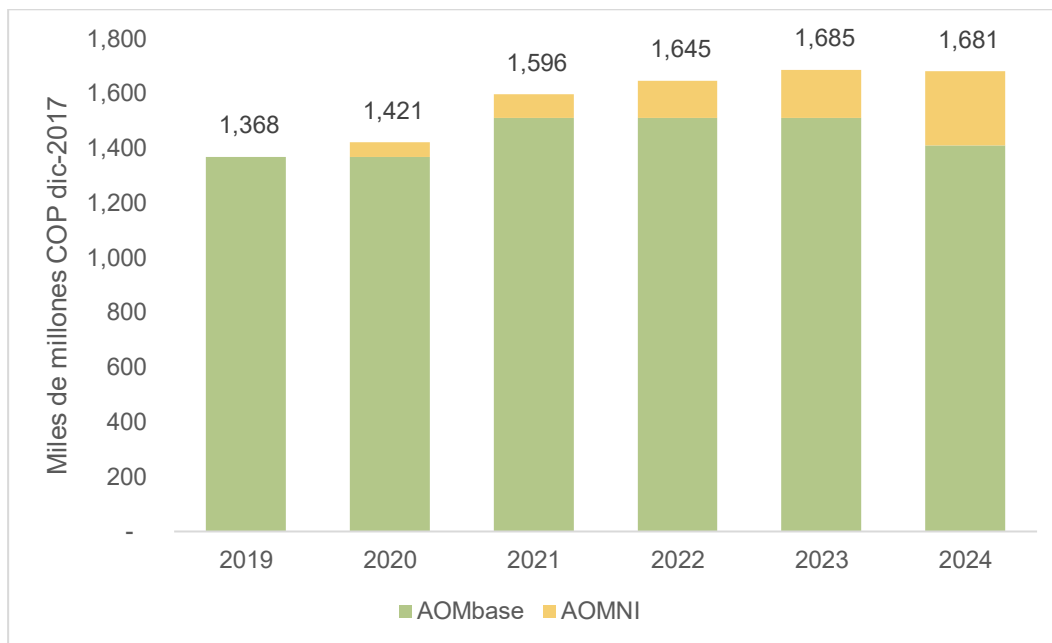
En la figura anterior, la variable IAA representa los ingresos anuales por activos y la variable IAAOM es la que representa el ingreso anual por AOM. Como se observa, en promedio el ingreso anual de los OR del SIN, en pesos de diciembre de 2017, se registra en \$8 billones de pesos de los cuales el 80.6% representa la remuneración de las inversiones y el restante 19.4% representa la remuneración de AOM.

Con esta contextualización, en las siguientes secciones se encuentran análisis a nivel nacional en donde los análisis a nivel nacional se encuentran divididos en STR Centro

Sur y STR Norte. Esto en razón a que el régimen transitorio especial en materia tarifaria para la región Caribe establecido mediante la Resolución CREG 010 de 2020 estableció condiciones diferenciales en tiempo y monto para los prestadores del servicio en el Mercado Caribe, especialmente en el reconocimiento de los costos de AOM, que no hace comparable su evolución con los OR del resto del país.

Por otra parte, dado que los ingresos por AOM se dividen entre AOM base y AOM de nuevas inversiones (AOMNI), es importante revisar el comportamiento de estas variables a nivel nacional como se muestra en la siguiente figura:

Figura 41 AOM base y AOM por nuevas inversiones (AOMbase+AOMNI) Nacional (2019-2024). Fuente: CREG/UTP con datos LAC.



El AOM base, que debería ser constante, se muestra influenciado por el reconocimiento diferencial del AOM en las empresas del mercado Caribe, acorde con el régimen transitorio especial de que trata la Resolución CREG 010 de 2020, lo que produce las variaciones en dicha variable. No obstante, también se aprecia que el AOM de nuevas inversiones presenta un crecimiento importante debido a los activos que entraron en operación en ese periodo, hasta posicionarse en un valor equivalente al 17% respecto del AOM base, jalonado por las inversiones en las empresas del STR Norte.

Finalmente, es relevante mencionar que dentro del reconocimiento del AOM de nuevas inversiones se encuentra el componente de AOM por inversiones en plan de expansión de la cobertura (PIEC), para aquellos OR que gestionaron proyectos de expansión de la cobertura en sus áreas de influencia y que en este rubro solamente se registran datos de cinco empresas (CENS, CHEC, ENEL, ESSA y GUAVIARE) con porcentajes alrededor de 5,5% respecto del valor de AOMNI para Guaviare y para las demás empresas con porciones de hasta 1% lo cual muestra el bajo avance en este aspecto.

2.4.2 Inversiones y AOM reconocidos - STR Centro Sur

Según lo establecido en el numeral 8.2 del Capítulo 8 de la Resolución CREG 015 de 2018, en el Sistema de Transmisión Regional, STR Centro Sur se encuentran 27 de los 29 OR del país en el SIN, tal como se indica en la Tabla 6.

Tabla 6 Operadores de Red en el STR Centro – Sur. Fuente: CREG

Operador de Red	Operador de Red	Operador de Red
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	Electrificadora del Caquetá. S.A. E.S.P.	Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S.A. E.S.P.
Codensa S.A. E.S.P.	Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P.	Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P.
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.	Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	Empresas Municipales de Cali EICE E.S.P.
Compañía Energética del Tolima S.A. E.S.P.	Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P.
Compañía Energética de Occidente S.A. E.S.P.	Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	Empresas Municipales de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.
Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.	Empresa de Energía del Casanare S.A. E.S.P.	Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.	Ruitoque S.A. E.S.P.

Según los datos agregados del LAC, el comportamiento de las inversiones y los AOM reconocidos para estas empresas en el periodo 2019 – 2024 es el que se presenta en la Figura 42.

Los ingresos por inversiones y AOM para las empresas del STR Centro-Sur para el 2024 alcanzaron los 6.9 billones de pesos de diciembre de 2017 (indexados con IPP equivalen a 11.4 billones de pesos de marzo de 2025). Mientras el crecimiento de los ingresos por inversiones, en el periodo de seis años, mostró un comportamiento creciente en 5.13%, el ingreso anual por AOM creció 14.49% en el mismo periodo lo cual permite intuir que hay un importante componente de inversiones en activos nuevos y de expansión de la cobertura.

El comportamiento interanual muestra una señal estable durante los primeros tres años, principalmente debido a la forma en la que la CREG fue aprobando las variables para el cálculo de los ingresos en cada uno de los sistemas como se mostró anteriormente y también debido al tratamiento de los datos mencionado. De la figura anterior también se puede observar que, en el 2024, los ingresos por AOM son equivalentes al 19% de los ingresos totales, lo cual es directamente proporcional al AOM en los cargos por uso con los que se calculan las tarifas del servicio. La evolución de este porcentaje se presenta en la Figura 43.

Figura 42 Ingresos anuales por inversiones y AOM (2019 – 2024) STR Centro – Sur. Fuente: CREG/UTP con datos LAC.

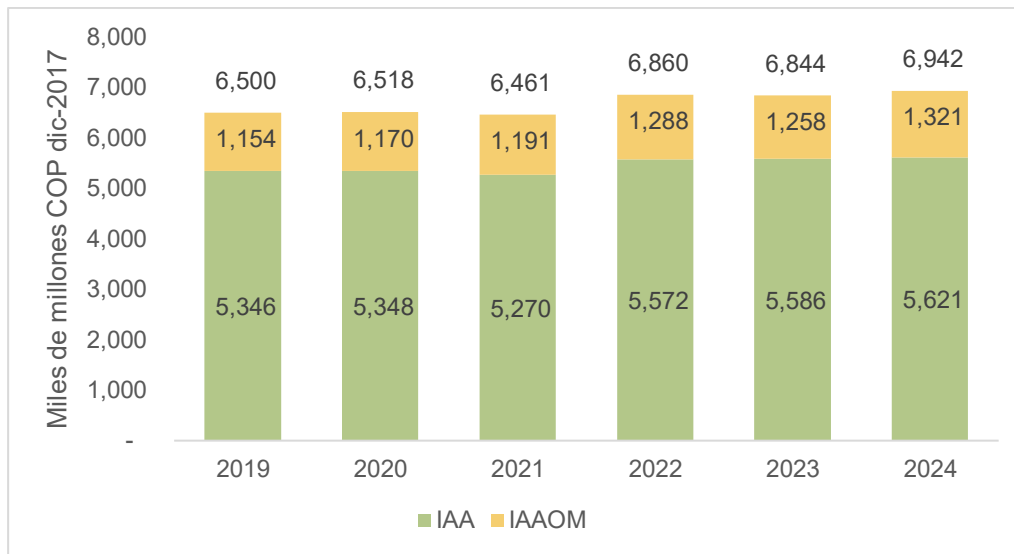
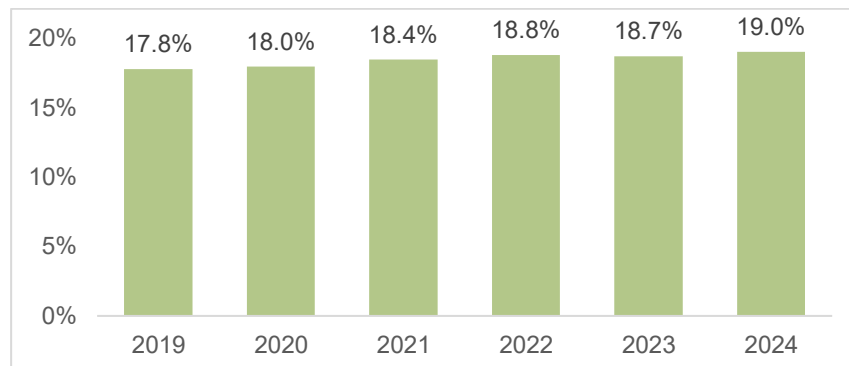
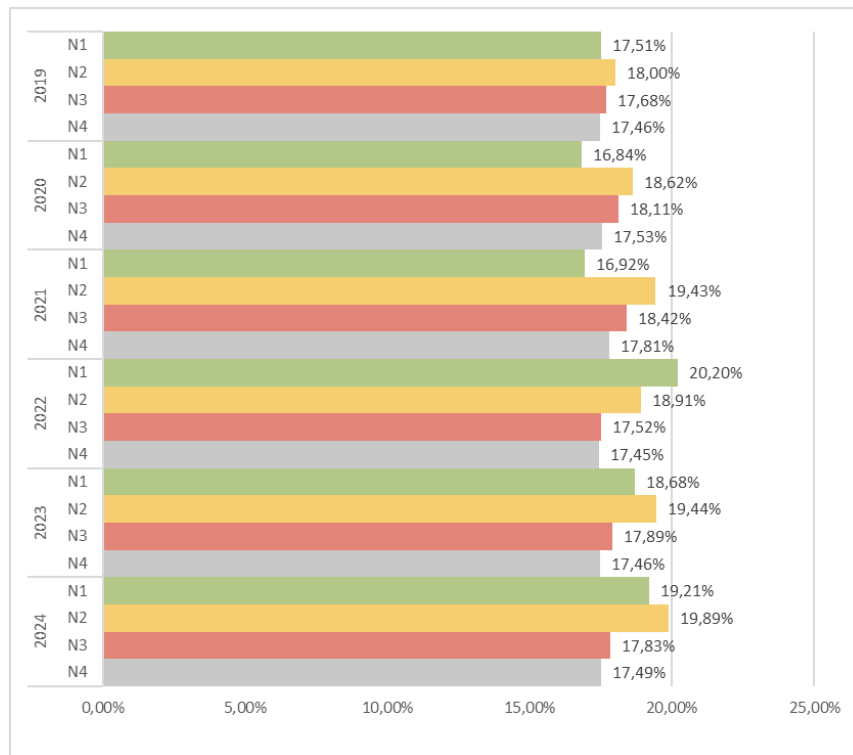


Figura 43 Participación de AOM respecto de los ingresos anuales totales (IAAOM / (IAAOM+IAA)) STR Centro – Sur. Fuente: CREG/UTP con datos LAC.



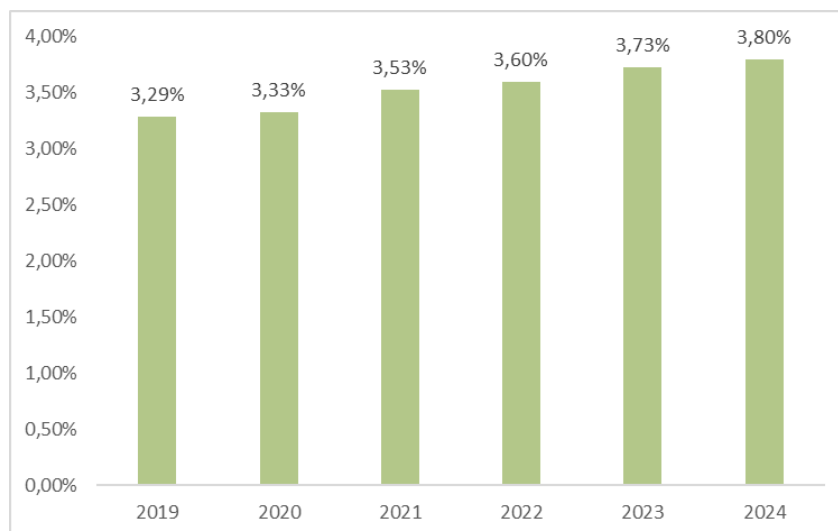
La siguiente figura presenta esta misma participación, discriminada por cada uno de los niveles de tensión. Si bien iniciaron de forma muy homogénea en el 2019, fueron creciendo fuertemente en los niveles 1 y 2 donde se reconoce el 4% para activos nuevos en vez del 2% de los activos de los niveles de tensión 3 y 4.

Figura 44 Participación de AOM respecto de los ingresos anuales totales (IAAOM / (IAAOM+IAA) (2019 – 2024) STR Centro – Sur. Fuente: CREG/UTP con datos LAC.



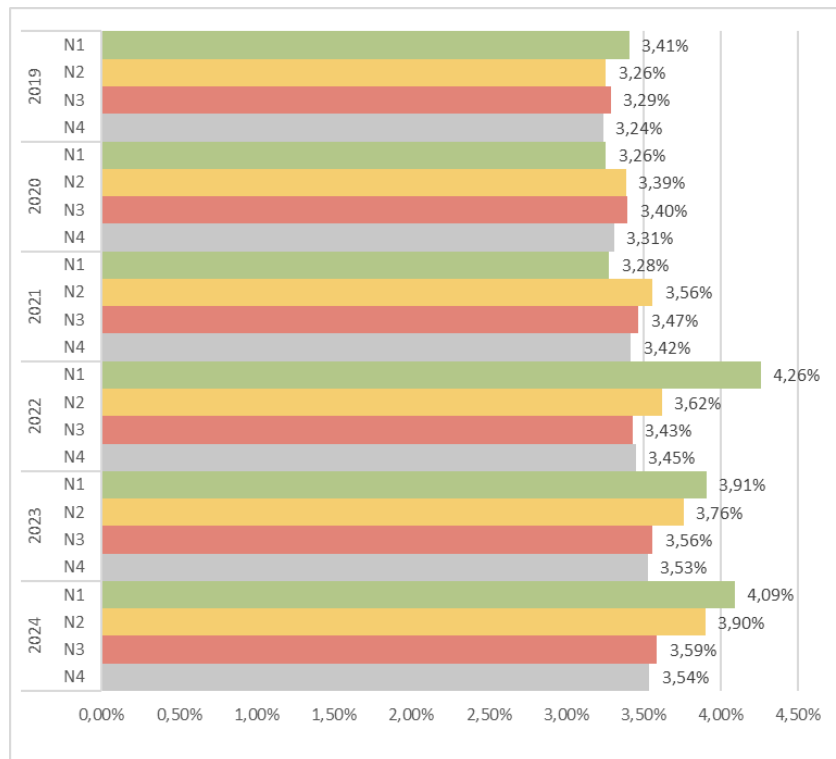
Para tener otra perspectiva de la dimensión del AOM, es frecuente comparar su valor anual respecto del valor de la base regulatoria de activos, donde se observa que un valor típico está entre el 3% y el 4% como se presenta en la siguiente figura:

Figura 45 Ingresos anuales de AOM respecto del valor de la base regulatoria de activos IAAOMt/ BRAt (2019 – 2024) STR Centro - Sur. Fuente: CREG/UTP con datos LAC.



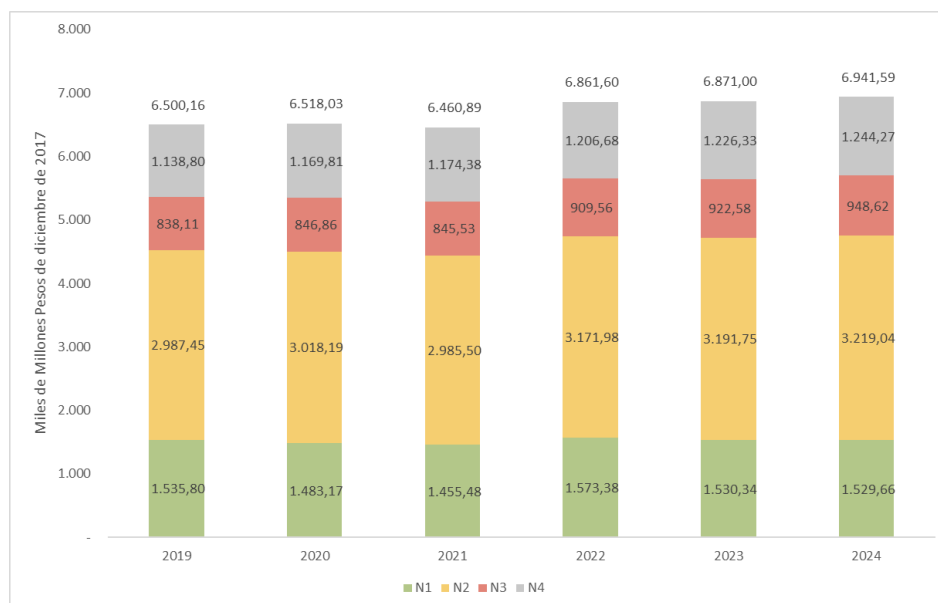
El crecimiento del valor de AOM entre el 2021 y el 2022 obedece, principalmente, a la entrada en operación de activos nuevos en los niveles de tensión 1 y 2 como se comentó anteriormente y como se puede apreciar de mejor forma en la siguiente figura:

Figura 46 Ingresos anuales de AOM respecto del valor de la base regulatoria de activos IAAOMt/ BRAt (2019 – 2024) STR Centro – Sur. Fuente: CREG/UTP con datos LAC.



En la siguiente figura se presentan los ingresos totales anuales (inversiones más AOM) diferenciados en los cuatro niveles de tensión.

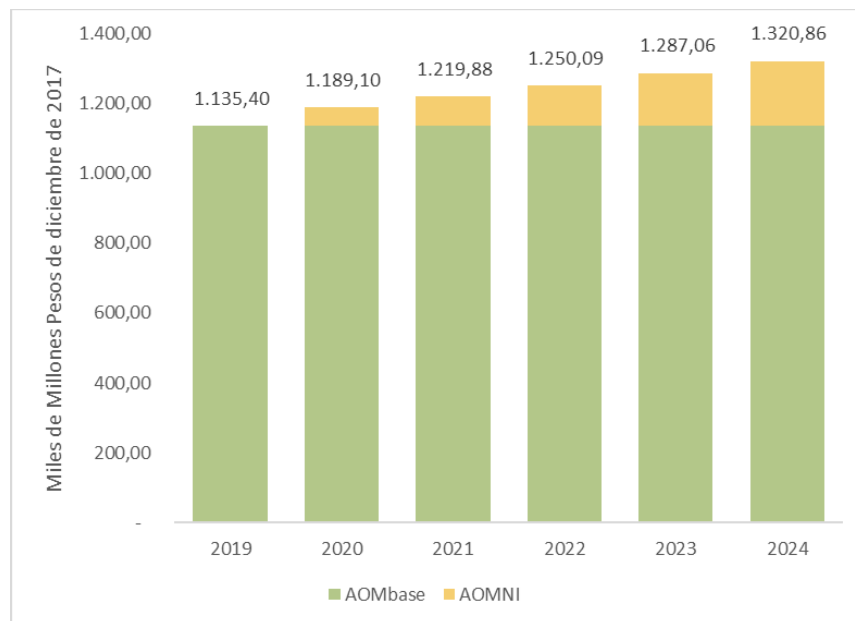
Figura 47 Ingresos anuales de inversiones y AOM por nivel de tensión (2019 – 2024) STR Centro – Sur. Fuente: CREG/UTP con datos LAC.



Al dividir los ingresos de inversiones y de AOM en cada uno de los niveles de tensión, se observa que, en promedio en el periodo, en el nivel de tensión 1 se registra el 23% del

total de los ingresos mientras que en los niveles de tensión 2, 3 y 4 se registran el 46%, 13% y 18% respectivamente, lo cual muestra que en el nivel de tensión 2 se encuentra casi la mitad de los activos del sistema, en cuanto a valoración se refiere. Finalmente, la siguiente figura muestra la evolución del AOM.

Figura 48 AOM base y AOM por nuevas inversiones (2019 – 2024) STR Centro – Sur. Fuente: Elaboración propia con base en los datos del LAC.



Según lo esperado, el comportamiento del AOMbase no presenta variaciones durante el periodo y el AOM de nuevas inversiones presenta un crecimiento hasta alcanzar el 16.4% del AOM base, reflejando la entrada de nuevos activos en los sistemas. Finalmente, como ya se mencionó en el apartado del análisis nacional, todas las empresas que registraron valores en AOM por efecto del Plan Indicativo de Expansión de la Cobertura (PIEC) se encuentran en el SRT Centro Sur.

2.4.3 Inversiones y AOM reconocidos - STR Norte

La necesidad de presentar análisis diferenciados entre las empresas que conforman el STR Centro Sur de las empresas que conforman el STR Norte es la diferenciación introducida por el Artículo 318 de la Ley 1955 de 2019 (Plan Nacional de Desarrollo 2018 - 2022) dadas las situaciones de baja calidad, aumento de pérdidas y fallas en la prestación del servicio por parte de la empresa Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. que atendía a los departamentos de la Costa Caribe colombiana.

De esta manera, se autorizó al Gobierno Nacional para establecer un régimen transitorio especial en materia tarifaria para las actividades de distribución y comercialización del entonces mercado de Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. o las empresas que se constituyan en el marco del proceso de toma de posesión de esta sociedad para las regiones en las se preste el servicio público.

Debido a la coyuntura que presentaba la prestación del servicio en el Caribe en los momentos donde justamente todos los demás OR del país se encontraban en proceso de presentación de estudios a la CREG para aprobación de las variables de cálculo de los ingresos de distribución con base en la Resolución CREG 015 de 2018, dicha empresa que se encontraba en ese momento bajo la intervención de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, fue escindida en dos mercados y, paralelamente, la reglamentación del régimen transitorio especial fue aprobada y expedida mediante la Resolución CREG 010 de 2020 donde, sobre los costos de AOM, permitió aspectos diferenciales respecto de lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018 para las empresas del resto del país. Los aspectos diferenciales en AOM se resumen de la siguiente manera:

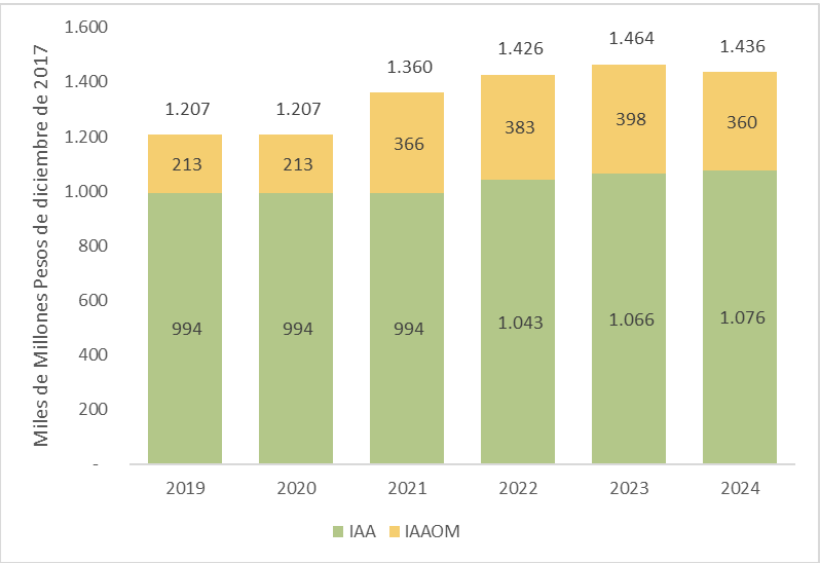
- Para el cálculo del AOM base aprobado en la Resolución CREG 015 de 2018 se tomó como referencia el promedio de los AOM registrados en el periodo 2012 y el 2016 mientras que, según lo determinado por el régimen transitorio especial, para las empresas del Caribe dicho promedio se debía calcular con base en la serie de los AOM entre el 2015 y el 2019, lo que suponía una remuneración superior a la calculada con la serie de AOM entre el 2012 al 2016.
- Por otra parte, según las disposiciones del régimen transitorio especial, el AOM calculado con la serie 2015 – 2019 debía tener un reconocimiento superior al del resto de empresas, en consideración a los riesgos que enfrentaba un nuevo prestador del servicio conforme las condiciones particulares de ese momento y que requerían un esfuerzo adicional. Según esto, la Resolución CREG 010 de 2020 determinó que en los primeros tres años de operación se debía remunerar el 120% de los AOM calculados con la serie 2015 – 2019, en el cuarto año de operación el 100% de AOM calculados con la serie 2015 – 2019 y el quinto año se debía remunerar el AOM resultante de aplicar la serie 2012 – 2016 terminando así la transitoriedad del régimen planteado e igualando el comportamiento del AOM reconocido con los demás OR del país.

Es justamente con base en estas diferencias que resulta adecuado separar las áreas para notar las particularidades comentadas.

Los OR del STR Norte son dos: CaribeMar de la Costa S.A.S. E.S.P. y AIR-E S.A.S. E.S.P. quienes iniciaron su operación en el 2020 pero las resoluciones CREG que aprueban las variables requeridas para el cálculo de los ingresos son aprobadas en junio del 2021. No obstante, con el objeto de presentar continuidad en el análisis, la información de los años 2019 y 2020 fue agregada para estas empresas como base en las variables aprobadas en el 2021.

Según los datos agregados del LAC, el comportamiento de las inversiones y los AOM reconocidos para estas empresas en el periodo 2019 – 2024 es el que se presenta en la siguiente figura:

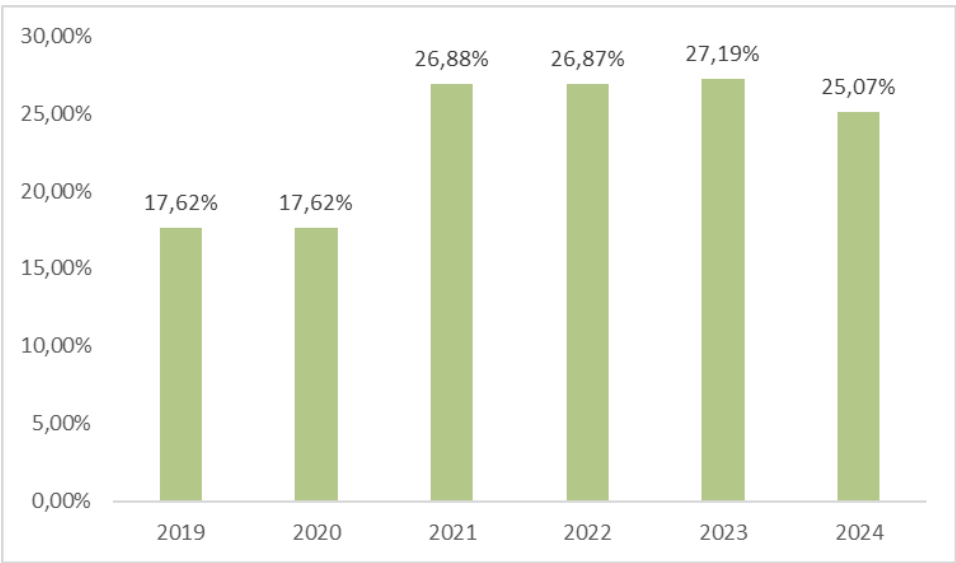
Figura 49 Ingresos anuales por inversiones y AOM (2019 – 2024) STR Norte. Fuente: CREG/UTP con datos LAC.



Los ingresos por inversiones y AOM para las empresas del STR Norte para el 2024 alcanzaron los 1.4 billones de pesos de diciembre de 2017 (indexados con IPP equivale a 2.3 billones de pesos de marzo de 2025). Mientras el crecimiento de los ingresos por inversiones, en el periodo de seis años, mostró un comportamiento creciente en 8.23%, el ingreso anual por AOM creció 69.3% en el mismo periodo lo cual refleja un componente importante en inversión (mayor que en el STR Centro Sur en el mismo periodo).

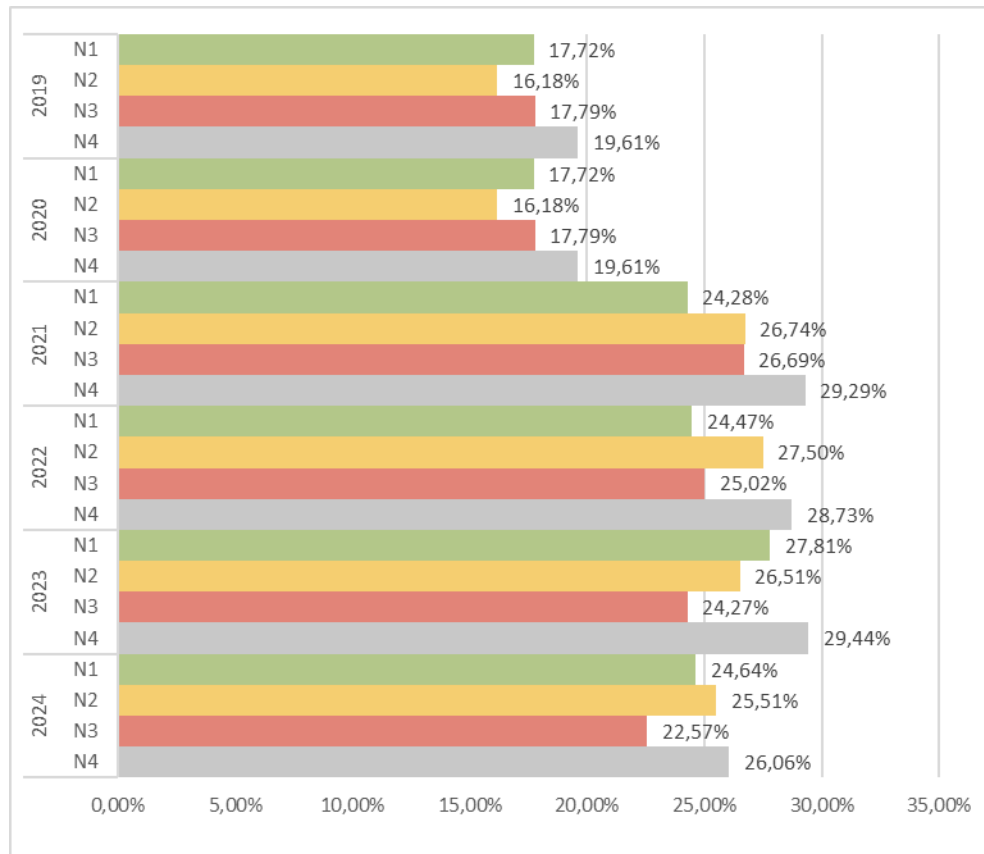
El comportamiento interanual en activos muestra una señal creciente acorde con los altos índices de inversión (recordando que se debe evaluar a partir del 2020). De la Figura 50 se puede observar que, en el 2024, los ingresos por AOM equivalen al 25.1% de los ingresos totales.

Figura 50 Participación de AOM respecto de los ingresos anuales totales (IAAOM / (IAAOM+IAA) (2019 – 2024) STR Norte. Fuente: CREG/UTP con datos LAC.



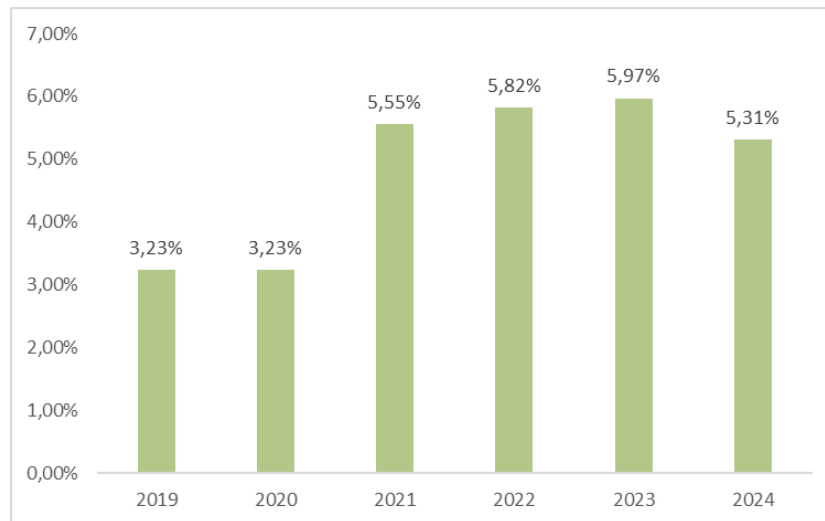
La Figura 51 presenta esta misma participación, discriminada por cada uno de los niveles de tensión en cada año en donde se observa un crecimiento fuerte a partir del 2021 debido principalmente a la aplicación de las normas diferenciales de AOM pero también al incremento en los activos de todos los niveles, con menor participación en el nivel 3.

Figura 51 Participación de AOM respecto de los ingresos anuales totales ($IAAOM / (IAAOM + IAA)$) STR Centro – Sur.
Fuente: CREG/UTP con datos LAC.



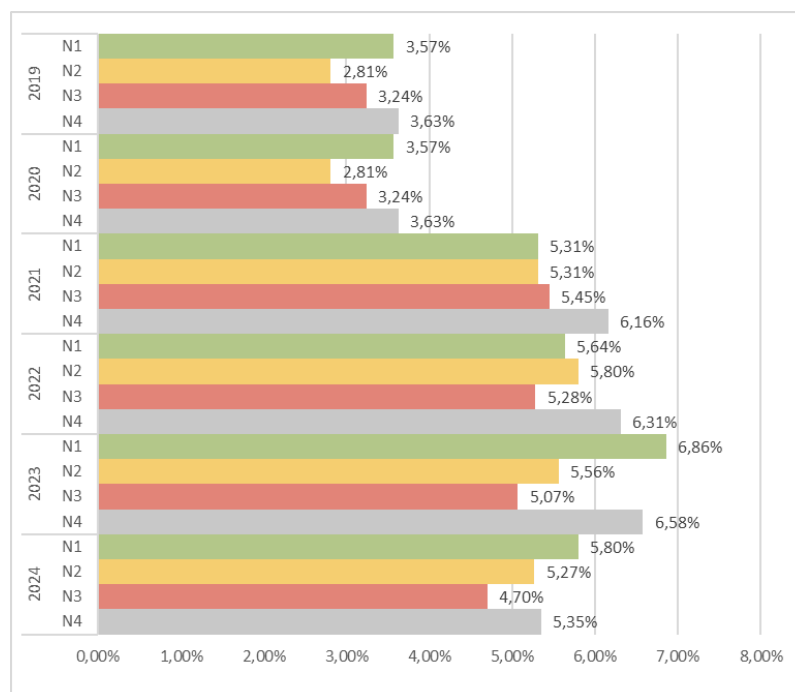
En la Figura 52 se compara el valor anual de AOM respecto del valor de la base regulatoria de activos, donde se recuerda que un valor típico está alrededor del 4% pero que, en el caso del STR Norte, se aprecia que el porcentaje se ubica entre 5.5% y el 6%.

Figura 52 Ingresos anuales de AOM respecto del valor de la base regulatoria de activos IAAOMt/ BRAt (2019 – 2024) STR Norte. Fuente: CREG/UTP con datos LAC.



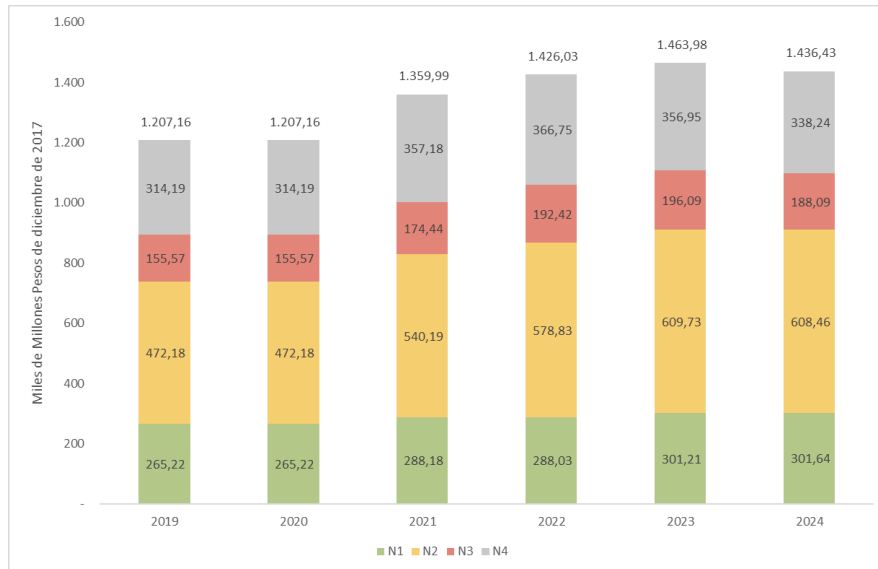
El crecimiento del valor de AOM entre el 2020 y el 2021 obedece a los dos aspectos previamente indicados, esto es: i) principalmente a la entrada en vigencia de las disposiciones diferenciales de AOM del régimen transitorio especial y ii) a la entrada en operación de activos nuevos (especialmente en el nivel de tensión 1, considerando los índices presentados en el 2023 y en el 2024, superiores a los restantes niveles de tensión en esos mismos años) como se puede apreciar de mejor forma en la siguiente figura:

Figura 53 Ingresos anuales de AOM respecto del valor de la base regulatoria de activos IAAOMt/ BRAt. Fuente: CREG/UTP con datos LAC.



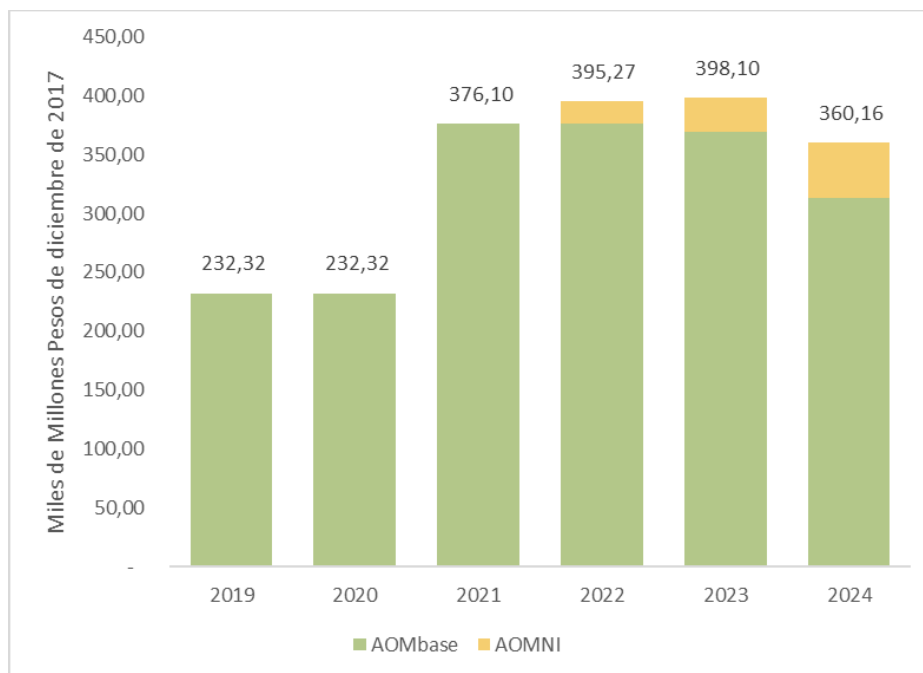
La siguiente figura presenta los ingresos totales anuales (inversiones más AOM) diferenciados en los cuatro niveles de tensión, con un nivel de tensión 2 que representa poco más del 40% del total de los ingresos.

Figura 54 ingresos anuales de inversiones y AOM por nivel de tensión (2019 – 2024) STR Norte. Fuente: CREG/UTP con datos LAC.



Por otro lado, la Figura 55 muestra el comportamiento del AOM base y el AOM.

Figura 55 AOM base y AOM por nuevas inversiones (AOMbase+AOMNI) STR NORTE (2019-2024). Fuente: CREG/UTP con datos LAC.



Es preciso indicar que al revisar el comportamiento del AOM base y el AOM de nuevas inversiones se observan dos circunstancias, esto es:

- La primera asociada con el reconocimiento de AOM transitorio anteriormente relacionado y de que trata la Resolución CREG 010 de 2020, mostrando un incremento en el 2021 del 62% respecto de los ingresos del 2020.
- La segunda asociada con las nuevas inversiones realizadas por los agentes del STR Norte y que permitieron que el AOM de nuevas inversiones creciera hasta alcanzar el 20% del AOM base.

En las empresas que conforman este STR no se registraron valores por concepto de AOM de PIEC.

2.4.4 Impacto tarifario AOM

Para determinar el impacto tarifario de los AOM se calculó la remuneración del AOM por kilovatio hora vendido en cada mercado que atiende el OR para los años 2019 y 2024, expresada en pesos de diciembre de 2017. Para este cálculo se utilizaron los registros de ingresos anuales del AOM del LAC; información proporcionada por la Comisión. Los datos de energía vendida entre el 2019 y el primer semestre de 2024 se obtuvieron de las bases de datos del Sistema Único de Información (SUI), completándolos con valores del segundo semestre de 2024¹⁴.

La Tabla 7 presenta, en las columnas con etiquetas “IAAOM 2019 VENTAS 2019” y “IAAOM 2024 VENTAS 2024”, la remuneración de los AOM por ventas de energía para los años 2019 y 2024 respectivamente, en pesos del 2017. Por ejemplo, para el caso de Air-e, el valor de 14.3 indica una remuneración de 14.3 pesos de AOM por cada kWh vendido en su mercado. De manera similar, el valor de 19.8 señala el valor remunerado para el mismo operador en el 2024. La diferencia entre estos dos valores se muestra en las columnas “DIFERENCIA (\$dic 2017/kWh)” y “DIFERENCIA (%)”. En el caso de Air-e, el valor de 38% señala un incremento en la remuneración de AOM por cada kWh de energía vendida entre 2019 y 2024.

Las celdas resaltadas en rojo claro de la columna “DIFERENCIA (%)” corresponden a aquellos OR que experimentaron incrementos en la remuneración de AOM entre el 2019 y 2024. Por otro lado, las celdas en color verde indican los OR que presentaron una reducción en dicha remuneración. Es importante destacar que 28 OR analizados, 14 mostraron un aumento en la remuneración de AOM, mientras que los 14 restantes experimentaron una reducción o no presentaron cambios significativos. Este análisis se realizó a pesos del 2017 con el fin de aislar el efecto de la inflación y analizar el impacto en términos reales excluyendo la influencia de los índices de precios utilizados para actualizar el CU.

¹⁴ La información consultada del SUI en el segundo semestre del 2024 presenta algunas inconsistencias, razón por la cual se realizaron unos ajustes, simulando el mismo comportamiento de cada agente durante el segundo semestre de 2023. Los datos de los OR Air-e y CaribeMar para los años 2019 y 2020 se simularon a partir de los de Electricaribe, según la proporción de ventas de cada OR.

Tabla 7 Impacto en el CU por concepto de AOM por OR

Mercado	IAAOM 2019 (Miles de millones \$ dic.2017)	IAAOM 2024 (Miles de millones \$ dic.2017)	VENTAS 2019 (TWh-año)	VENTAS 2024 (TWh-año)	IAAOM 2019 / VENTAS 2019 (\$dic.2017/kWh)	IAAOM 2024 / VENTAS 2024 (\$dic.2017/kWh)	DIFERENCIA (\$dic 2017 / kWh)	DIFERENCIA (%)	CU N1 de junio 2019 (\$dic.2017/kWh)	Impacto en el CU
AIR-E	88.54	154.91	6.18	7.82	14.3	19.8	5.5	38%	459.0	1.2%
B. PUTUMAYO	4.94	4.89	0.06	0.08	81.7	62.4	-19.3	-24%	552.0	-3.5%
CAQUETÁ	19.40	19.94	0.20	0.24	94.9	81.7	-13.2	-14%	578.1	-2.3%
CARIBEMAR	124.18	205.25	6.58	8.27	18.9	24.8	6.0	32%	459.0	1.3%
CARTAGO	4.05	4.83	0.15	0.18	26.3	26.3	0.0	0%	465.8	0.0%
NARIÑO	31.80	29.62	0.64	0.69	49.3	43.2	-6.1	-12%	546.9	-1.1%
VALLE	91.78	107.70	2.32	2.39	39.6	45.0	5.4	14%	517.9	1.0%
N. DE SANTA	71.07	76.56	1.58	1.90	45.1	40.3	-4.8	-11%	493.8	-1.0%
CAUCA	38.75	42.39	0.86	0.93	45.1	45.6	0.5	1%	546.4	0.1%
TULUÁ	4.32	4.89	0.22	0.22	19.7	22.0	2.4	12%	491.6	0.5%
CALDAS	51.65	56.33	1.44	1.58	35.9	35.7	-0.2	0%	518.2	0.0%
CHOCÓ	7.16	8.78	0.17	0.21	42.9	41.2	-1.7	-4%	524.2	-0.3%
BOYACÁ	33.16	45.05	1.74	1.84	19.1	24.4	5.3	28%	523.6	1.0%
QUINDÍO	22.70	24.68	0.43	0.51	52.6	48.0	-4.5	-9%	497.3	-0.9%
PEREIRA	9.26	10.15	0.50	0.65	18.6	15.5	-3.1	-17%	483.9	-0.6%
CALI	60.38	66.68	3.53	3.57	17.1	18.7	1.6	9%	498.1	0.3%
POPAYÁN	0.62	0.70	0.01	0.01	123.0	137.0	14.0	11%	449.6	3.1%
META	19.95	23.82	1.60	1.50	12.5	15.9	3.5	28%	507.2	0.7%
BOG - CUND	250.58	286.93	14.01	14.97	17.9	19.2	1.3	7%	473.9	0.3%
ARAUCA	22.34	25.81	0.16	0.20	140.0	128.8	-11.1	-8%	575.4	-1.9%
CASANARE	12.91	14.63	0.45	0.55	28.6	26.4	-2.2	-8%	540.9	-0.4%
ANTIOQUIA	219.68	257.26	8.57	9.88	25.6	26.1	0.4	2%	482.7	0.1%
SANTANDER	83.92	98.50	2.43	3.45	34.5	28.5	-5.9	-17%	492.2	-1.2%
GUAVIARE	4.99	8.05	0.05	0.07	102.8	117.9	15.1	15%	538.4	2.8%
HUILA	46.71	49.68	1.00	1.15	46.6	43.2	-3.3	-7%	535.6	-0.6%
PUTUMAYO	4.80	5.70	0.08	0.10	59.5	55.5	-4.0	-7%	562.6	-0.7%
RUITOQUE	0.82	1.08	0.02	0.02	49.5	71.3	21.7	44%	537.7	4.0%
TOLIMA	35.94	46.21	1.12	1.31	32.0	35.4	3.4	10%	544.0	0.6%

Como una aproximación del impacto de la evolución de los AOM en el Costo Unitario de Prestación del Servicio, CU, se toma el valor de la columna "DIFERENCIA" en \$/kWh y se compara con el valor del CU de nivel de tensión 1 (propiedad del OR) de junio de 2019 (deflactado a diciembre de 2017). Este cálculo busca determinar el impacto porcentual del cambio de la remuneración del AOM en el CU de cada mercado de comercialización. Este impacto no considera el efecto de las ADD sobre el cargo de distribución, ni el efecto de las pérdidas de energía reconocidas (dado que los cálculos se efectuaron con base en la energía vendida en cada mercado de comercialización).

Para una mayor claridad, se considera nuevamente el valor de AIR-E de la última columna, el cual se muestra en rojo y que corresponde a un 1.2%. Este valor indica que el cambio en el CU de AIR-E, atribuible al efecto de la variación en la remuneración del AOM entre 2019 y 2024 (sin considerar efectos inflacionarios), representó un incremento del 1.2% en el CU.

De acuerdo con la Tabla 7, se observa que en 14 mercados la tarifa disminuyó, alcanzando reducciones de hasta 3.5% en el CU debido a la variación en la remuneración del AOM, mientras que en los mercados donde este concepto generó un aumento tarifario, se registraron incrementos de hasta el 4% en el CU.

2.4.5 Reporte de información de costos y gastos de AOM

A partir de un estudio cuantitativo de los reportes de gastos de administración, operación y mantenimiento AOM de los Operadores de Red (OR), de las vigencias 2017 al 2023, entre los formatos ICR 403 y formatos de la Circular CREG 11 de 2017 se realizó un ejercicio comparativo de la información reportada por las empresas reguladas con el ánimo de tener una caracterización de la información que le permita tomar decisiones informadas sobre el reporte de información que las empresas reguladas han venido radicando históricamente en estos dos formatos.

Lo primero que hay que tener en cuenta, es que el formato de la Circular CREG 011, fue expedido en el año 2017, poco después de iniciar la implementación los nuevos marcos normativos contables de las empresas de servicios públicos domiciliarios en Colombia, razón por la cual este formato esta desarrollado en cuentas y códigos del antiguo Plan Único de Cuentas – PUC expedido por la respectiva Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD.

Si bien en cierto la Ley 1314 de 2009 *“Por la cual se regulan los principios y normas de contabilidad e información financiera y de aseguramiento de información aceptados en Colombia, se señalan las autoridades competentes, el procedimiento para su expedición y se determinan las entidades responsables de vigilar su cumplimiento”*, los efectos de su implementación para el caso de las empresas de servicios públicos domiciliarios, empezaron a tener relevancia entre las vigencias 2016 y 2017 según el grupo económico al cual perteneciera la empresa regulada.

Durante el año 2017, la Comisión adelanta las actividades relacionadas con la expedición de la nueva metodología de Distribución de Energía Eléctrica, y luego de dar cumplimiento a todos los tramites, técnicos y legales necesarios, en enero de 2018 expide la metodología en mención, la cual utilizaba reportes de gastos AOM históricos de

vigencias anteriores, los cuales habían sido preparados y reportados bajo códigos y cuentas PUC.

Todo esto, para aclarar las razones por las cuales tanto el formato de la Circular CREG 11 de 2017, como la información financiera utilizada por la metodología de distribución de energía eléctrica, estaba preparada bajo conceptos y cuentas del catálogo de cuentas de prestadores de servicios públicos domiciliarios.

Hasta ese momento los efectos en la regulación de la adopción de las nuevas normas de contabilidad de información financiera bajo estándares internacionales eran bajos, y para el caso de esta metodología muchos más, dado que la información base con la que se calculaban las variables de gastos AOM era de vigencias anteriores, o eran calculadas partiendo de las directrices que la regulación había detallado.

Pero la implementación de este nuevo marco legal contable trajo consigo importantes cambios a la hora de registrar los hechos económicos, elaborar los estados financieros, creación de políticas contables, y en especial en el proceso de reporte de información financiera al Sistema Único de Información Financiera SUI, administrado por la SSPD.

Entre los grandes cambios, que tuvieron que afrontar las empresas reguladas y la Comisión se encuentra la derogatoria del Plan Único de Cuentas – PUC, y la implementación de un nuevo reporte de información de estados financieros utilizando un nuevo lenguaje de etiquetas que identifica y clasifica los datos para que sean reconocidos por un software financiero. Este nuevo lenguaje denominado XBRL (eXtensible Business Reporting Language), transforma más de setecientas (700) cuentas utilizadas por las empresas de servicios públicos domiciliarios para presentar sus estados financieros, a un número reducido de etiquetas que la taxonomía indicaba.

Esto planteó uno de los principales retos de la implementación de las nuevas normas de información financiera, a las empresas, a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, y a las Comisiones de Regulación, ¿Qué hacemos con la serie de datos financieros? ¿La información histórica reportada con plan de cuentas, será comparable con la información reportada con taxonomía XBRL?, ¿Al derogar el PUC, como estaban registrando los hechos económicos las empresas reguladas?

Para dar respuesta a estos interrogantes, y anticipándose a los posibles efectos que estas modificaciones podrían traer a la regulación, La Comisión adelantó estudios de impactos de estos cambios en la regulación vigente, observó cómo fue este proceso en otros países, expidió circulares a las empresas reguladas para conocer, entre otras cosas, el grupo NIIF al que pertenecían, las principales políticas implementadas por las empresas para la presentación de los nuevos estados financieros bajo norma internacional, y realizó mesas de trabajo con la Superintendencia, para intercambiar experiencias del proceso de implementación.

Como resultado de esto, y teniendo en cuenta el formato para el reporte de información de la Circular CREG 011 de 2017, la Comisión expide la Circular CREG 094 de 2018, por medio de la cual pone a consideración de las empresas de servicios públicos domiciliarios, un modelo de reporte de información financiera con fines únicamente regulatorios y con el propósito de capturar la información de gastos AOM separados por actividades, teniendo en cuenta la aplicación de los nuevos marcos normativos contables vigentes en Colombia.

Este modelo de reporte, denominado ICR (Informe de Costos para la Regulación), crea plantillas estandarizadas a utilizar para cada una de las actividades reguladas, proponiendo una separación de costos a través de estructuras de costos EDC (Columnas) y agrupando las cuentas del anterior catálogo, en conceptos, a través de una matriz de conciliación que convierte las cuentas de los catálogos expedidos por la Contaduría General de la Nación y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en “etiquetas”, las cuales en muchos casos conservan los mismos nombres que utilizan las taxonomías XBRL de reporte de información financiera de la Superintendencia.

A diferencia del formato que utiliza la Circular CREG 011 de 2017, los formatos de ICR, no utilizan códigos y cuentas de catálogos derogados. Sino que implementaron un modelo basado en conceptos homologables a las etiquetas XBRL de las taxonomías que las empresas utilizan para reportar la información de sus estados financieros al SUI.

Estos conceptos fueron creados tomando como referencia la nueva reglamentación de normas internacionales de información financiera, utilizando incluso los mismos nombres de las etiquetas XBRL para simplificar el proceso de homologación por parte de los preparadores de información financiera de las empresas reguladas.

Además, cuenta con unas referencias normativas, que indican el párrafo y la norma internacional que define cada concepto dependiendo al grupo NIIF al que pertenezca la empresa de servicios públicos.

Por otro lado, cuenta con una matriz de conciliación, que les otorga a los preparadores de información una señal estandarizada de agrupación de cuentas, que le permita al regulado unificar los criterios de reporte, minimizando el riesgo de interpretación normativa a la hora de preparar la información.

Adicionalmente, esta matriz de conciliación le permite al regulador contar con elementos de referencia a la hora de hacer ejercicios regulatorios de periodos anteriores a la implementación de los nuevos marcos normativos sin perder la trazabilidad de la serie de datos contables y compararla con información de periodos posteriores a la expedición de dicha normativa.

El modelo de ICR cuenta con estructuras de costos EDC (columnas) que diferencia los gastos asociados a la actividad regulada de los gastos en que incurre el prestador del servicio público domiciliario para desarrollar actividades complementarias tales como (instalaciones internas, financiación no bancaria de productos y servicios, atención de usuarios no regulados, etc.), reduciendo el riesgo de subsidios cruzados a la hora de calcular las tarifas y permitiéndole a la empresa de servicios públicos domiciliarios conocer directamente los costos asociados a las actividades que realiza, sean o no remunerables por tarifa.

La Comisión cuenta con una base de datos con información reportada por los agentes de gastos de administración, operación y mantenimiento AOM separada por actividades reguladas desde la vigencia 2015, año del cambio del modelo de reporte de información, hasta la presente vigencia, lo que le permite realizar análisis basados en series históricas, con datos que superan el 90% de los operadores de red. Todo esto comparable con los reportes de información financiera que las empresas reguladas realizan al SUI.

Estas ventajas comparativas, hacen que el reporte de información de costos para la regulación ICR, sea el modelo más eficiente a la hora de preparar, presentar, conciliar y verificar la información de gastos separada por actividades para los siguientes periodos tarifarios.

El hecho de estar parametrizado utilizando conceptos homologables con las etiquetas XBRL del SUI (concepto Beneficios a empleados, - Etiqueta Beneficios a Empleados), hace que los costos de preparación de la información sean menores, de los que pueden ser, al tratar de conciliar códigos y cuentas contables (formato Circular CREG 11 de 2017) con etiquetas XBRL.

Adicionalmente, el sistema de costos para la regulación ICR, presenta los siguientes beneficios:

- **No utiliza cuentas de catálogos**, las empresas reguladas de acuerdo con su naturaleza y operaciones debían llevar sus registros contables utilizando diferentes catálogos de cuentas, los cuales, con la implementación de las NIIF, fueron derogados o modificados.
- **Fue diseñado teniendo como referencias las normas de internacionales de información financiera**, su estructura y funcionamiento siguen los lineamientos de los nuevos marcos normativos contables vigentes en Colombia
- **Es de fácil adaptación a los cambios normativos contables**, fiscales, técnicos y regulatorios, su diseño flexible permite incorporar las actualizaciones legales y técnicas de manera eficiente, reduciendo los costos y tiempos de respuesta a los preparadores de información
- **No es necesario contar o diseñar herramientas ofimáticas costosas para su reporte**, permite generar reportes de información sin depender de software especializado, optimizando los recursos técnicos que las empresas reguladas tengan disponibles
- **Bajos costos de implementación y mantenimiento**, con solo realizar la agrupación de los conceptos la primera vez, la entidad regulada puede preparar los informes regulatorios, los cambios en estas agrupaciones han sido marginales durante el tiempo minimizando el impacto por efecto de reprocesos y cálculos adicionales
- **Utiliza los principios y bases del sistema de costos de la entidad**, para el reporte de la información emplea los principios y fundamentos de la contabilidad de costos de la entidad regulada
- **Es aplicable a todos los servicios y actividades de las empresas**, independiente a los servicios públicos regulados que la empresa preste (energía, gas, GLP), y a las actividades que desarrolle

Estos beneficios, hacen que el reporte de información de costos para la regulación ICR, sea el modelo más eficiente a la hora de preparar, presentar, conciliar y verificar la información de gastos separada por actividades. Gracias a su estructura basada en los principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, a los fundamentos de la contabilidad de costos de las empresas reguladas, y a los bajos costos de implementación, hace que los preparadores de información cuenten con una herramienta

técnica que le permita analizar el comportamiento de las erogaciones de la entidad desde el punto de vista regulatorio, apoya a la administración en la planeación regulatoria de tarifas, fortalece el cumplimiento de las obligaciones regulatorias, entre otras.

Al regulador le permite contar con información de costos separados por actividades teniendo en cuenta criterios regulatorios, le permite analizar el comportamiento de los gastos de actividades reguladas de diferente servicio, construir indicadores regulatorios, analizar series de datos confiables basados en los reporte de los regulados, minimizar los costos de verificación de la información, identificar anticipadamente situaciones atípicas en los reportes de información de los regulados, calcular métricas financieras y compararlas con otros indicadores de la economía, Comparar el desempeño financiero entre diferentes periodos y diferentes empresas del sector.

En este sentido, dentro del presente proceso de actualización se analizará la pertinencia de adoptar el modelo ICR.

2.5 Calidad del servicio

Las primeras disposiciones sobre calidad del servicio se establecieron en el año 1998 cuando se incluyeron indicadores de duración y frecuencia máxima de las interrupciones del servicio, que no fueron incluidos dentro de la metodología de remuneración y, si bien contenían compensaciones por el incumplimiento a las metas definidas para cada agente, no afectaban la remuneración de la actividad.

Posteriormente, en la metodología del año 2008 las disposiciones regulatorias sobre calidad del servicio se vincularon a la metodología de remuneración de la actividad, a través de la aplicación de un esquema de incentivos y compensaciones que además de compensar al usuario causaba la modificación del cargo por uso según el desempeño del OR.

En el año 2018 se continuó aplicando un esquema de incentivos y compensaciones, con mejoras respecto a la experiencia de la aplicación anterior, las cuales incluyeron la adopción de indicadores de duración y frecuencia utilizados internacionalmente y la definición de una serie de metas anuales cada vez más exigentes. La aplicación de estas disposiciones regulatorias ha impulsado el mejoramiento continuo y gradual de la calidad y han permitido revisar la evolución frente a referentes internacionales.

2.5.1 Calidad del servicio en los SDL

La regulación para calidad del servicio establecida en la Resolución CREG 015 de 2018 contiene indicadores que permiten determinar la calidad que en promedio entrega el OR a los usuarios que se conectan a su sistema, así como la calidad que de manera individual recibe cada usuario en el punto en donde se encuentra su conexión. Para medir la calidad media fueron establecidos los indicadores de duración y frecuencia SAIDI y SAIFI y para medir la calidad que de manera individual recibe cada usuario se establecieron los indicadores de duración y frecuencia DIU y FIU.

Adicionalmente, la regulación estableció metas de mejora para la calidad media y estándares de calidad mínima para la calidad individual, partiendo de la información histórica de cada empresa. Con base en las metas y estándares se definió un esquema

de incentivos y compensaciones que buscaba impulsar la mejora de la calidad media e individual, entregando incentivos positivos o negativos en el cargo de distribución si el OR alcanzaba la meta de calidad media fijada para cada año y estableciendo compensaciones monetarias para los usuarios cuando el OR incumpliera los estándares de calidad individual exigidos.

Para el cálculo de los indicadores de calidad se utiliza la información de eventos programados y no programados que se presenten en los elementos del sistema de cada OR, excluyendo de este cálculo los eventos que para tal fin se mencionan en la resolución, con base en la información de eventos que es reportada diariamente.

La regulación también establece requisitos que deben cumplir los OR para la correcta aplicación de la regulación de calidad del servicio, relacionados con la medición, el registro y el reporte de los eventos.

2.5.1.1 Calidad media

Las metas de calidad media exigidas para los primeros cinco años del periodo tarifario fueron fijadas para cada OR en resolución particular y sus valores resultaron de la disminución anual del 8%, partiendo para el primer año del indicador de referencia.

El indicador de referencia fue calculado utilizando la información de calidad reportada por los OR para el año 2016, con excepción de los mercados de comercialización Air-e y Caribe Mar, para los que se utilizó la información del año 2019, según lo dispuesto en la Resolución CREG 010 de 2020.

Para los años sexto y séptimo del periodo tarifario, con base en lo dispuesto en el último inciso del numeral 5.2.3.2.1 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, modificado por el artículo 28 de la Resolución CREG 036 de 2019, mediante la Circular CREG 053 de 2024 se establecieron los criterios y condiciones para definir las metas exigibles a los OR en ese periodo.

El desempeño en calidad media alcanzado se mide a través de los indicadores SAIDI y SAIFI reportados anualmente por los OR al Sistema Único de Información, SUI, y que fueron calculados por las empresas a partir de las fórmulas establecidas en la regulación.

2.5.1.1.1 Agregado nacional

El desempeño promedio en la calidad del servicio del país, después de la aplicación de las disposiciones sobre calidad establecidas en la Resolución CREG 015 de 2015, puede observarse al hacer una estimación de los indicadores SAIDI y SAIFI a nivel nacional.

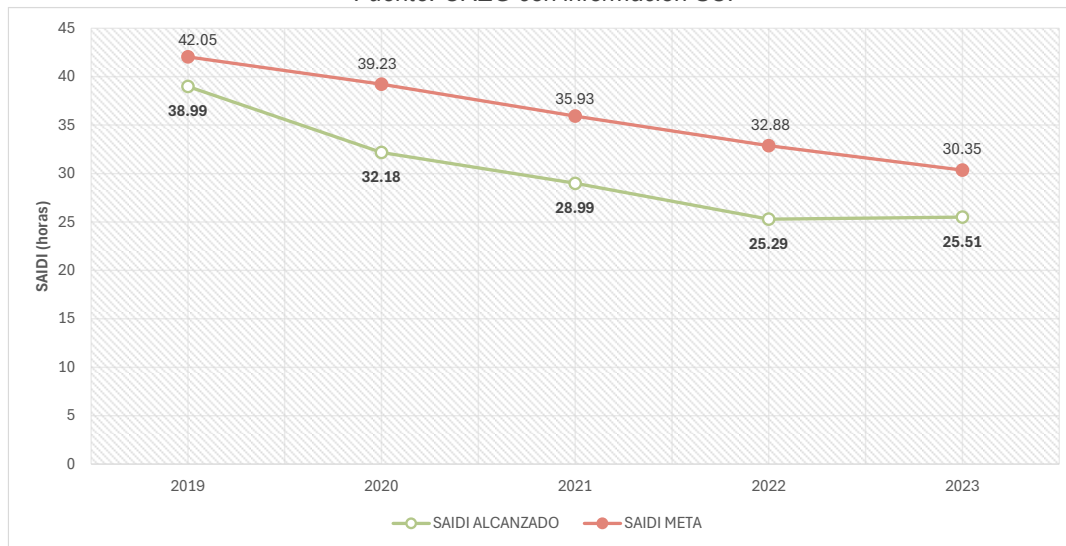
Para estimar los indicadores SAIDI y SAIFI a nivel nacional se consultó el valor que para cada uno de estos indicadores reportaron los OR en el *Formulario CS1. SAIDI y SAIFI* del Sistema Único de Información, SUI, entre los años 2019 y 2023, así como el número de usuarios de cada mercado de comercialización reportado en el *Formato TC1. Caracterización de Usuarios*. Con base en esta información, se calculó el promedio nacional alcanzado en el periodo, por indicador, ponderando el valor reportado por cada OR por el número de usuarios de su mercado de comercialización. Si bien se esperaba incluir la información del año 2024 esto no fue posible, pues a la fecha de elaboración de este documento en el mercado de comercialización de Air-e no se había reportado la

información completa, lo cual afectaba de manera importante el promedio nacional por el número de usuarios de este mercado.

Para poder comparar el indicador nacional alcanzado con lo exigido en la regulación, se calculó un promedio anual nacional de la meta de calidad establecida para los indicadores SAIDI y SAIFI, utilizando las metas anuales fijadas en las resoluciones particulares para cada mercado de comercialización, ponderando también por el número de usuarios.

El comportamiento de la calidad media a nivel nacional, frente a las metas exigidas entre 2019 y 2023 se muestra¹⁵ en la Figura 56 para SAIDI y en la Figura 57 para SAIFI.

Figura 56. SAIDI nacional - alcanzado vs meta
Fuente: CREG con información SUI



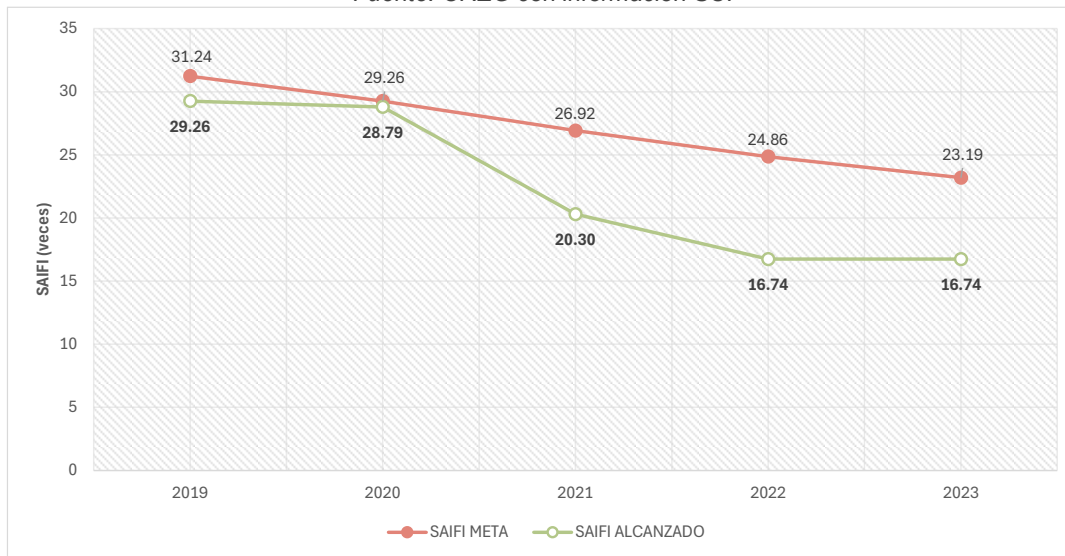
De estas figuras se concluye que a nivel nacional se logró mejorar el promedio de la calidad del servicio, ya que se observa una tendencia a la baja de los indicadores de duración y frecuencia, SAIDI y SAIFI, que al ser menores cada año indican que promedio la cantidad y la duración de los eventos fue más baja cada año.

Al estimar la mejora de la calidad media en comparación con la situación anterior a la aplicación de las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 015 de 2018, partiendo de los indicadores $SAIDI_{R,j}$ y $SAIFI_{R,j}$, se encuentra que el indicador SAIDI pasó de 42,5 a 25,5 (horas/año) y el indicador SAIFI pasó de 31,0 a 16,7 (veces/año), lo cual representa una mejora en 5 años del 40% y 46%, respectivamente.

¹⁵ En las empresas del área Caribe para el año 2019 se utilizaron los valores de los indicadores de referencia aprobados en resolución particular y para el año 2020 el valor del indicador presentado por la SSPD en el documento denominado “Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2020. En cuanto a los valores de las metas a efectos del ejercicio se hizo una regresión lineal a la meta exigida a dichas empresas para el año 2021, que corresponde a su primer año del periodo tarifario.

En el análisis no se incluyó información del OR EMMESA para los años 2019 y 2020, al no encontrarse reportada en el SUI.

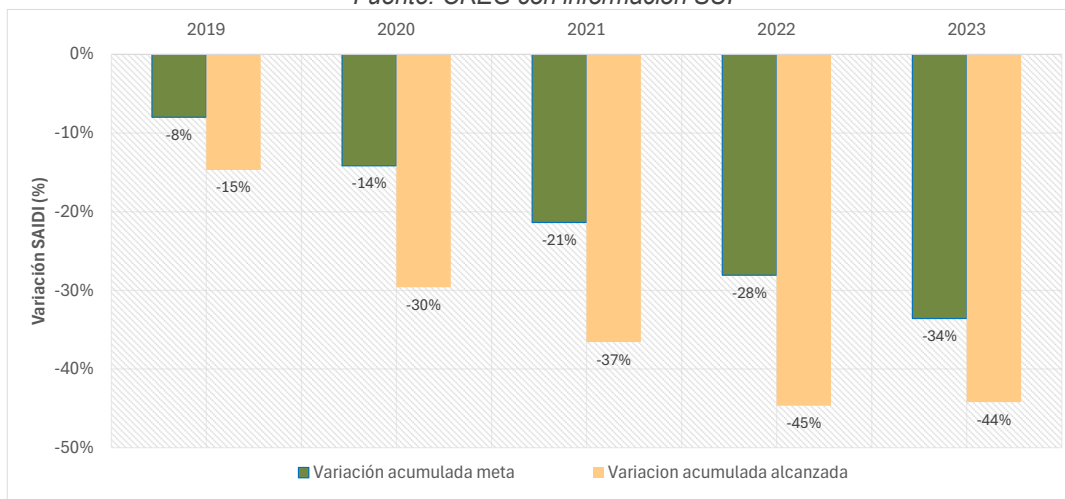
Figura 57. SAIFI nacional - alcanzado vs metas
Fuente: CREG con información SUI



Al observar la Figura 57 llama la atención la reducción a nivel nacional del indicador SAIFI a partir del 2021 pues fue del 29% en un solo año. Este impacto se explica principalmente por el inicio de la aplicación de la metodología por parte de las empresas del área Caribe, que representaban en el 2020 el 61% del valor del indicador nacional y que en promedio ponderado disminuyeron el indicador SAIFI en un 42% en el primer año.

Ahora, para comparar las metas de la calidad media con respecto a la calidad alcanzada en el periodo, en las figuras que se muestran a continuación se presenta la variación acumulada esperada en la regulación para el final de los primeros 5 años del periodo tarifario y la variación acumulada real alcanzada en ese periodo.

Figura 58. Variación anual meta vs real – SAIDI
Fuente: CREG con información SUI



En el caso del indicador SAIDI se puede observar que con la meta de mejora anual del 8% se esperaba una mejora del 34%. Sin embargo, el porcentaje de mejora realmente alcanzado en los primeros 5 años superó lo esperado, alcanzado una mejora del 44%.

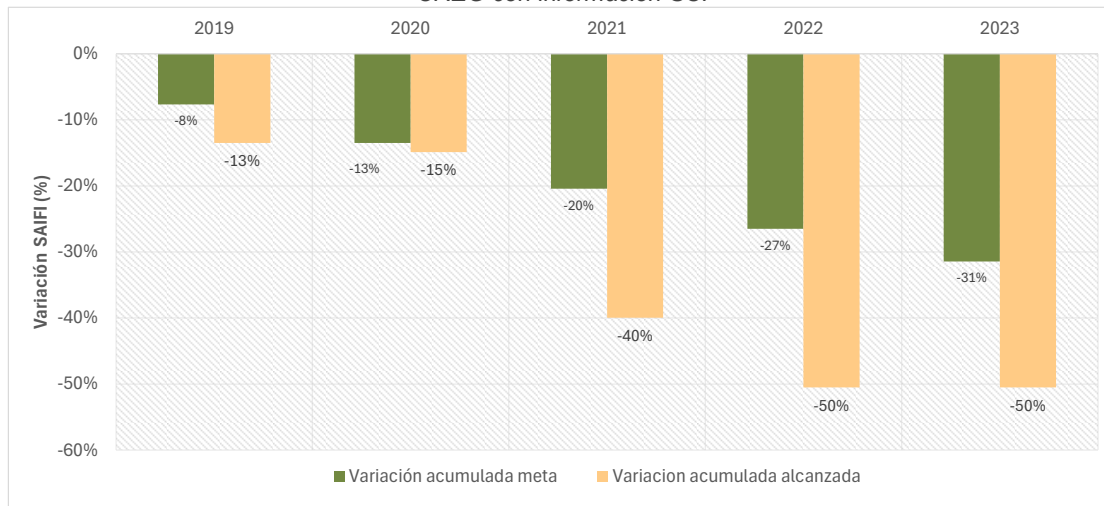
El anterior resultado también se explica por la cantidad de mercados de comercialización en los que la mejora en la calidad alcanzada cada año superó, incluso, la meta acumulada prevista para el quinquenio. Esta información se muestra en la Tabla 8 para el indicador SAIDI.

Tabla 8. Cantidad de mercados que superaron cada año la meta del quinquenio – SAIDI
Fuente: CREG con información SUI

AÑO	Cantidad de mercados
2019	5
2020	11
2021	16
2022	17
2023	19

La misma situación se presentó para el indicador SAIFI, en donde la mejora esperada era del 31%¹⁶, y la realmente alcanzada fue del 50%.

Figura 59. Variación anual meta vs real – SAIFI Fuente: CREG con información SUI



En este caso, en la Tabla 9 se muestra la cantidad de mercados de comercialización en los que la mejora en la calidad alcanzada cada año superó, incluso, la meta acumulada del indicador SAIFI prevista para el quinquenio. Si se compara con los datos mostrados para el indicador SAIDI se encuentra que el comportamiento es similar.

Tabla 9. Cantidad de mercados que superaron cada año la meta del quinquenio – SAIFI
Fuente: CREG con información SUI

AÑO	Cantidad de mercados
2019	8
2020	13

¹⁶ No fue de 34% ya que algunos OR iniciaron con un SAIFI de 9 veces al año que correspondía al valor límite para los primeros cinco años, según la metodología.

2021	14
2022	17
2023	18

De los anteriores análisis se concluye que a nivel nacional el promedio de la calidad del servicio mejoró, es decir, en términos agregados los usuarios del país recibieron un menor número y duración de interrupciones, según la comparación entre el primer año de aplicación de la metodología 2019¹⁷ y el quinto año, correspondiente a 2023. Esto implica que los OR realizaron acciones orientadas a la mejora de la calidad, lo cual puede reflejarse normalmente en las áreas urbanas en donde se encuentran concentrados.

Para poder analizar la calidad del servicio en el área rural, en donde normalmente el número de usuarios es menor, deben verse los resultados de la regulación sobre calidad individual, que se presentan más adelante en este documento.

2.5.1.1.2 Análisis por mercado de comercialización

Para entender los resultados mostrados sobre el comportamiento promedio nacional, a continuación, se analiza el desempeño en calidad media en cada uno de los mercados de comercialización, durante los primeros cinco años del periodo tarifario.

La Tabla 10 muestra los indicadores SAIDI entre 2019 y 2023 reportados por cada OR al SUI, con resaltados en color rojo para los valores de SAIDI en los que no se cumplió la meta de calidad exigida para el respectivo año. Adicionalmente, se presenta un mini-gráfico que permite visualizar rápidamente el comportamiento que ha tenido el indicador entre 2019 y 2024¹⁸. En resumen, se observa que de los 29 mercados de comercialización hubo 13 que cumplieron las metas del indicador SAIDI en todos los años (Bogotá – Cundinamarca, Caribe Mar, Air-e, Santander, Cali, Norte de Santander, Tolima, Boyacá, Cauca, Quindío, Chocó y Cartago y Popayán), 3 mercados no cumplieron en ninguno de los años (Caquetá, Bajo Putumayo y Sibundoy) y en 13 mercados se cumplieron las metas en por lo menos un año.

Esto explica el resultado mostrado anteriormente con respecto al comportamiento promedio a nivel nacional, ya que la mayoría de los valores de la tabla indican cumplimiento de la meta exigida para el respectivo mercado en los diferentes años, incluyendo 3 de los mercados de comercialización del país con mayor cantidad de usuarios como son Caribe Mar¹⁹, Air-e y Bogotá-Cundinamarca.

¹⁷ Para los mercados de comercialización del área de la costa el primer año de aplicación fue 2021.

¹⁸ A la fecha de elaboración de este informe no se encontró completo el reporte del indicador SAIDI en el SUI para el año 2024 del mercado de comercialización de Caribe Sol, por lo que no fue posible incluir el dato en el análisis.

¹⁹ Para los mercados de Caribe Mar y Caribe Sol se tiene en cuenta la información del indicador SAIDI a partir del año 2021, que es el primer año de aplicación de la metodología en dichos mercados.

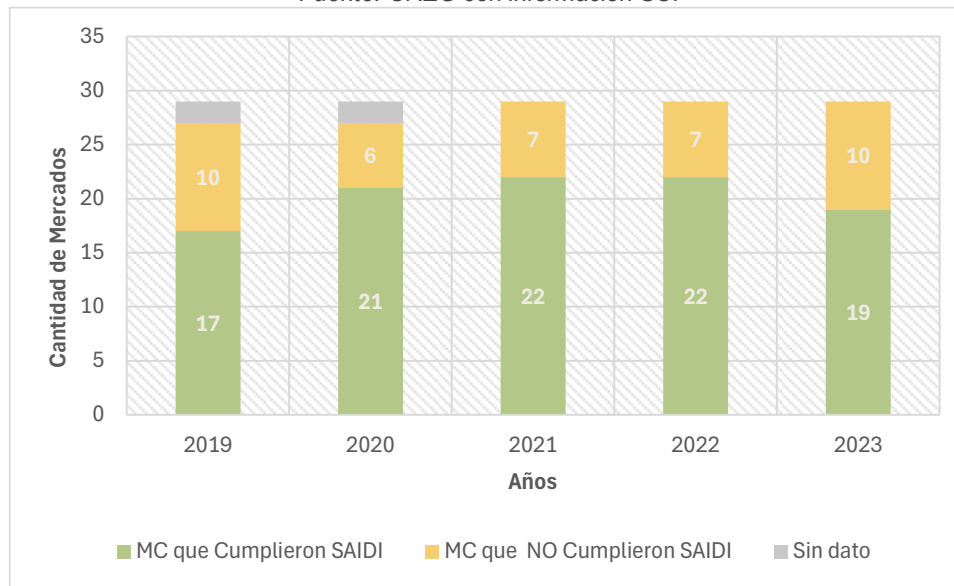
Tabla 10. SAIDI por mercado de comercialización 2019-2024
Fuente: CREG con información SUI

MERCADO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Tendencia
BOG - CUND	13.55	9.27	8.12	7.75	8.57	8.11	
ANTIOQUIA	14.42	11.46	13.39	13.14	12.42	10.68	
CARIBE MAR			89.31	73.9	74.85	70.55	
AIR-E			68.74	51.78	44.16		
SANTANDER	23.14	19.22	18.98	22.22	19.84	17.77	
CALI	17.3	11.92	12.4	12.2	12.22	11.18	
VALLE	13.06	9.74	9.35	10.29	12.02	8.48	
N. SANTANDER	27.34	22.47	24.38	22.61	27.33	22.15	
TOLIMA	56.87	56.83	43.5	40.79	51.52	43.02	
CALDAS	29.49	17.39	24.11	22.17	26.56	18.13	
BOYACÁ	8.31	6.19	5.84	5.4	5.27	3.78	
NARIÑO	90.89	64.44	65.99	55.65	52.95	43.28	
CAUCA	41.01	31.11	22.1	20.9	21.64	17.11	
HUILA	42.73	54.07	41.72	29.84	24.3	37.15	
META	25.06	23.38	20.5	15.7	23.73	29.43	
QUINDÍO	8.07	7.11	6.18	6.03	5.21	4.74	
PEREIRA	20.76	17.2	8.86	7	8.93	7.61	
CASANARE	18.19	35.65	48.21	44.92	49.51	25.58	
CAQUETÁ	78.8	86.56	107.59	98.61	71.5	61.16	
CHOCÓ	30.29	34.49	53.06	46.38	45.4	41.48	
ARAUCA	100.86	81.32	63.96	73.68	86.14	84.92	
TULUÁ	2.82	1.28	1.61	1.52	2.89	1.12	
CARTAGO	12.96	10.43	6.65	9.86	7.46	4.45	
PUTUMAYO	38.05	51.36	27.75	23.88	19.88	19.27	
BAJO PUTUMAYO	97.69	85.83	66.31	78.18	94.44	71.32	
GUAVIARE	5.94	10.61	5.24	6.48	15.07	23.97	
SIBUNDOY	143.46	98.81	127.6	109.85	63.67	35.98	
RUITOQUE	22.69	2.35	1.49	9.68	9.88	9.55	
POPAYÁN	0	0	3.27	12.64	0.53	4.4	

En esta tabla también se puede observar que en 15 mercados de comercialización no se tuvo una tendencia permanente en la evolución del indicador SAIDI, es decir, a través de los años el indicador presentaba subidas y bajadas.

Para cada año del periodo, la cantidad de OR que lograron cumplir las metas del SAIDI, así como aquellos que no las cumplieron, se detallan en la Figura 60. En esta figura no se incluyen datos para los años 2019 y 2020 de los mercados de Air-e y Caribe Mar, debido a que no se encontraban aun aplicando la metodología.

Figura 60. Cantidad de OR que cumplieron o incumplieron el SAIDI
Fuente: CREG con información SUI



La figura muestra que la cantidad de OR que cumplían los indicadores fueron aumentando en los tres primeros años, manteniéndose constante en 2022 y disminuyendo en el año 2023. A pesar de esto, al ser mayor el número de mercados que cumplieron las metas que los que las incumplieron, la figura contribuye a soportar el resultado obtenido en el indicador agregado del indicador SAIDI que muestra que, con la aplicación de la metodología, en términos agregados, se mejoró la calidad del servicio en el país.

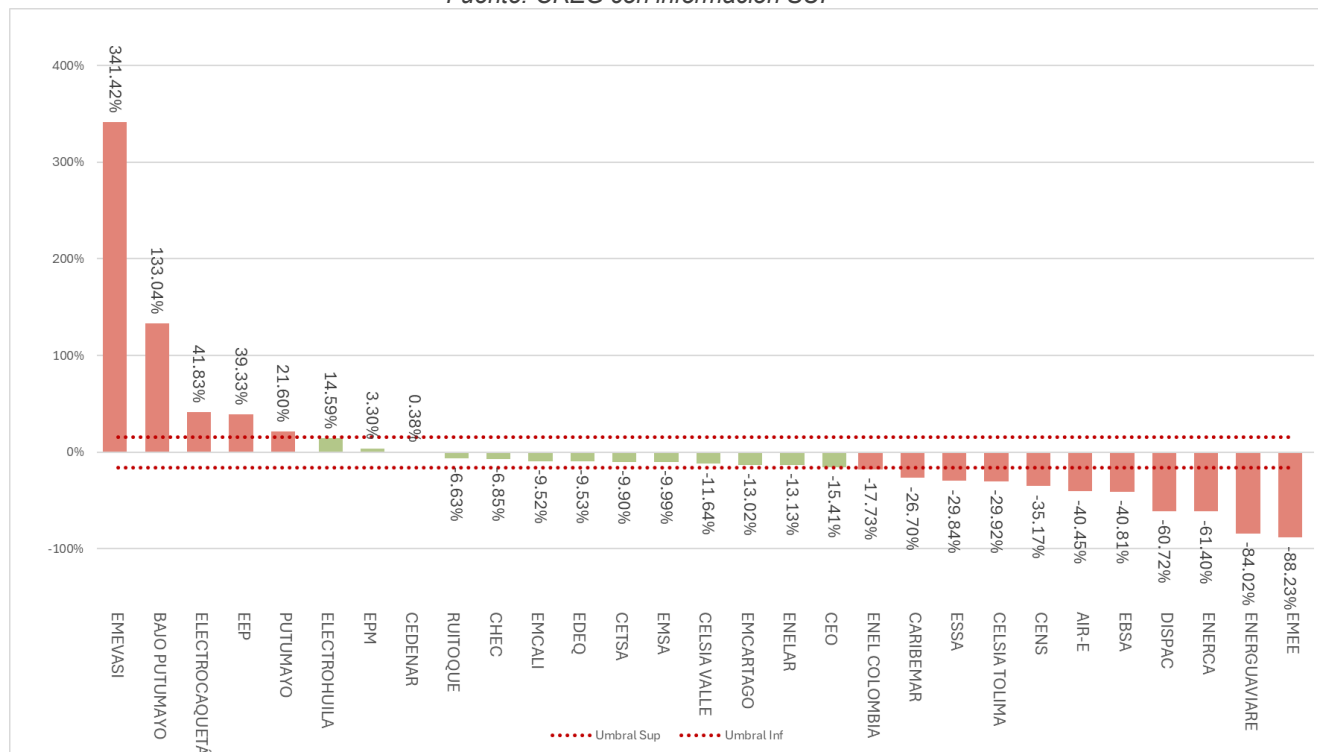
Para determinar si las metas establecidas fueron adecuadas, se realizó el siguiente análisis que muestra, en términos porcentuales, la variación presentada por los indicadores entre el valor de referencia y el primer año del periodo tarifario de cada empresa, con el fin de observar patrones que indiquen que tan apropiados fueron los resultados del cálculo de las metas para los mercados de comercialización.

Con el fin tener una referencia del orden de magnitud, para este ejercicio se partió de considerar que las variaciones del indicador que en el primer año como máximo hubieran alcanzado el nivel exigido para el segundo año se encontraban en el rango del comportamiento esperado. Así, el umbral se estableció en el +/-16%.

En las figuras las barras rojas representan los indicadores que en el primer año superaron el umbral, es decir están por fuera del comportamiento esperado y las barras verdes corresponde a los indicadores que no superaron dicho umbral, es decir tuvieron un comportamiento dentro de lo esperado.

Como se puede observar en la Figura 61, para el SAIDI 13 empresas presentaron indicadores para el primer año que estaban por el orden de las metas definidas, mientras que para el SAIFI solo fueron 8 empresas que presentaron esta condición.

Figura 61. Variación del SAIDI del primer año respecto a la Referencia
Fuente: CREG con información SUI



De este ejercicio se concluye que la referencia para el indicador SAIDI para 10 mercados de comercialización pudo haber sido laxa y para 5 mercados de comercialización pudo ser muy exigente. Esta situación pudo ser causada por mala calidad en el reporte hecho por los OR con respecto a la información de los eventos, porque el año utilizado para calcular el indicador de referencia tenía entre 2 y 3 años de diferencia con el primer año del plan de inversiones o porque la exigencia del 8% de mejora anual no era generalizable a todos los mercados de comercialización del país.

Después haber analizado el comportamiento del indicador SAIDI, pasamos a analizar el indicador SAIFI.

Con respecto al indicador de frecuencia, SAIFI, en la Tabla 11 se muestra el comportamiento de los indicadores de cada mercado de comercialización, entre 2019 y 2024. Al igual que para el caso del SAIDI, la tabla muestra resaltados en color rojo los valores de SAIFI en los que no se cumplió la meta y, además, muestra resaltados en color naranja los casos cuando el indicador cayó dentro de la banda de indiferencia.

En este caso, se tiene que de los 29 mercados de comercialización en 12 se cumplieron las metas del indicador SAIFI en todos los años (Bogotá – Cundinamarca, Antioquia, Caribe Mar, Air-e, Santander, Valle, Norte de Santander, Tolima, Boyacá, Quindío, Chocó y Tuluá) en 4 mercados no se cumplieron las metas para ninguno de los años (Caquetá, Arauca, Bajo Putumayo y Sibundoy) y en 13 mercados se cumplieron las metas en por lo menos dos años.

Esto explica el resultado mostrado anteriormente con respecto al comportamiento promedio a nivel nacional, ya que la mayoría de los valores de la tabla indican cumplimiento de la meta exigida para el respectivo mercado en los diferentes años y,

aunque para el indicador SAIFI se presenta una menor cantidad de años cumpliendo la meta exigida que para el caso del indicador SAIDI, el efecto en la mejora en el promedio nacional es más pronunciada para el SAIFI porque los 4 mercados de comercialización más grandes del país, Antioquia, Bogotá – Cundinamarca, Caribe Mar²⁰ y Air-e²¹ cumplieron la meta en los diferentes años.

Tabla 11. SAIFI por mercado de comercialización 2019-2024
Fuente: CREG con información SUI

MERCADO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Tendencia
BOG - CUND	11.76	8.87	8.12	8.05	9.19	8.51	
ANTIOQUIA	7.27	6.67	8.18	7.87	7.78	6.56	
CARIBE MAR			72.09	52.13	50.84	46.89	
CARIBE SOL			47.15	34.84	29.31		
SANTANDER	15.13	12.8	12.57	12.5	9.96	8.37	
CALI	9.55	7.7	7.87	7.7	9.01	8.39	
VALLE	9.19	7.27	6.28	6.61	7.75	5.96	
NORTE DE SANTANDER	8.96	7.65	7.58	6.62	6.9	6.32	
TOLIMA	43.1	34.2	26.7	19.94	18.68	25.64	
CALDAS	27.88	16.19	19.8	18.14	16.97	11.72	
BOYACÁ	8.34	7.75	7.42	6.07	4.46	3.03	
NARIÑO	43.52	39.21	31.45	28.68	27.67	19.83	
CAUCA	29.47	26.08	19.9	16.66	15.08	13.78	
HUILA	29.44	34.34	20.09	9.35	6.61	10.31	
META	19.88	16.9	15.59	18.61	42.03	50.77	
QUINDÍO	6.54	5.88	6.06	4.69	4.2	4.49	
PEREIRA	13.58	11	9.6	8.59	12.11	7.1	
CASANARE	15.87	29.04	28.27	25.67	30.19	22.45	
CAQUETÁ	42.56	50.64	52.63	63.34	48.23	38.42	
CHOCÓ	21.16	20.89	22.12	16.66	16.76	14.52	
ARAUCA	35.68	34.12	30.92	28.24	30	30.15	
TULUÁ	3.07	2.94	1.93	2.1	2.51	0.92	
CARTAGO	17.33	15.16	9.74	11.02	8.05	3.7	
PUTUMAYO	50.42	60.13	39.73	31.1	28.63	20.12	
BAJO PUTUMAYO	51.59	49.44	39.85	65.86	77.52	54.88	
GUAVIARE	14.82	20.8	20.46	13.33	16.38	17.59	
SIBUNDOY	86.07	104.43	79.43	55.31	28	28.27	
RUITOQUE	13.5	1.99	0.69	6.48	3.35	4.1	
POPAYÁN	0	0	10.88	33.23	1.39	8.13	

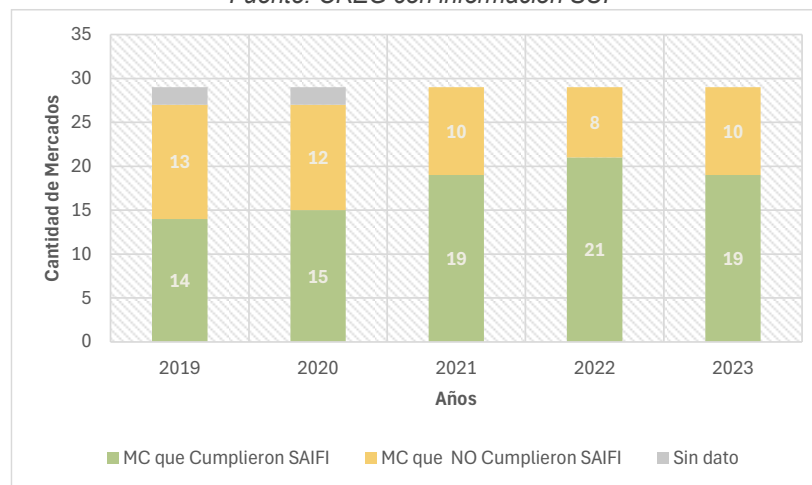
²⁰ Para los mercados de Caribe Mar y Caribe Sol se tiene en cuenta la información del indicador SAIFI a partir del año 2021, que es el primer año de aplicación de la metodología en dichos mercados.

²¹ A la fecha de elaboración de este informe no se encontró completo el reporte del indicador SAIFI en el SUI para el año 2024 del mercado de comercialización de Caribe Sol, por lo que no fue posible incluir el dato en el análisis.

En esta tabla también se puede observar que en 18 mercados de comercialización no se tuvo una tendencia permanente en la evolución del indicador SAIFI, es decir, a través de los años el indicador presentaba subidas y bajadas.

Para mayor detalle del número de mercados en los que se cumplieron anualmente las metas se puede observar la Figura 62. En esta figura no se incluyen datos para los años 2019 y 2020 de los mercados de Air-e y Caribe Mar, debido a que no se encontraban aun aplicando la metodología.

Figura 62. Cantidad de OR que cumplieron o incumplieron el SAIFI
Fuente: CREG con información SUI



Esta figura muestra que en los primeros cuatro años del periodo aumentó el número de mercados de comercialización en los que se cumplieron las metas, pero que en 2024 se redujo la cantidad de mercados que cumplieron.

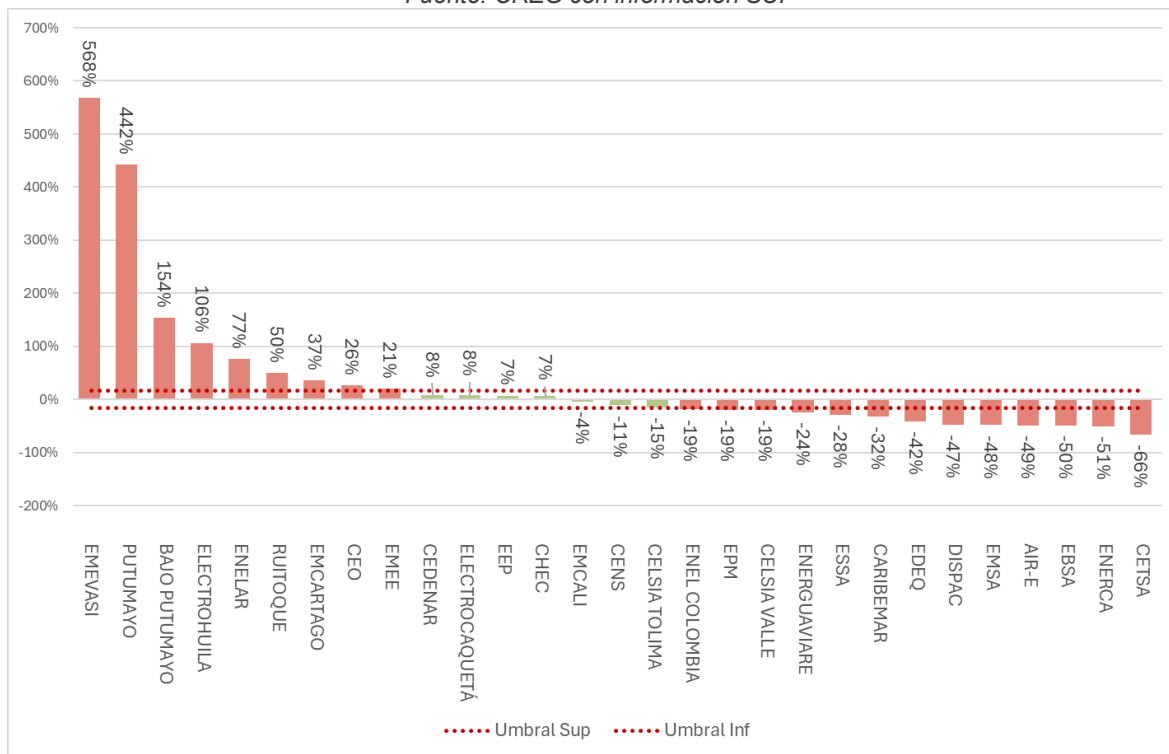
Al igual que en el caso del SAIDI, la figura contribuye a soportar el resultado obtenido en el indicador agregado del indicador SAIFI que muestra que, con la aplicación de la metodología, en términos agregados, se mejoró la calidad del servicio en el país.

Ahora, al igual que en el caso del indicador SAIDI, para el indicador SAIFI se realiza un análisis para determinar si las metas establecidas fueron adecuadas.

En la Figura 63 las barras rojas representan los indicadores que en el primer año superaron el umbral, es decir están por fuera del comportamiento esperado y las barras verdes corresponde a los indicadores que no superaron dicho umbral, es decir tuvieron un comportamiento dentro de lo esperado.

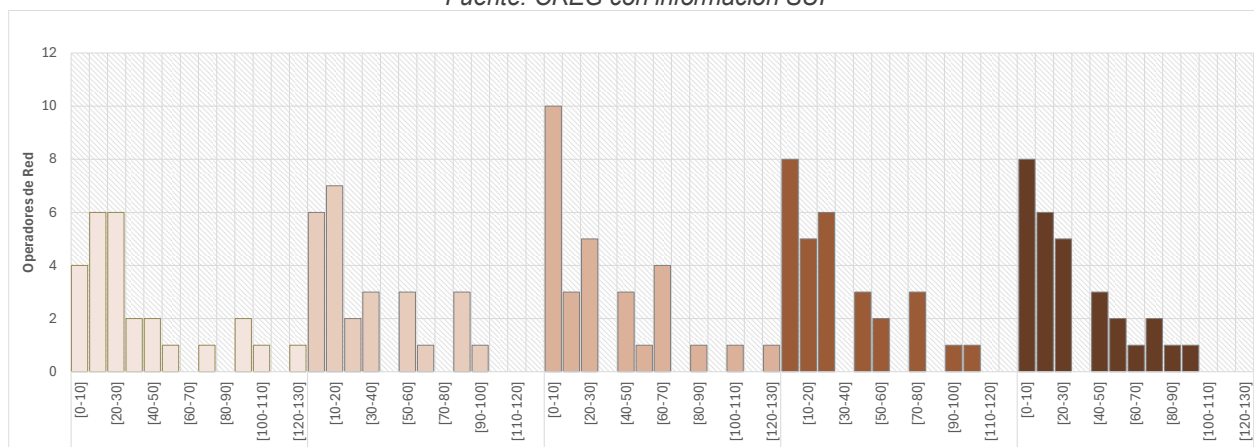
Al observar la figura se concluye que la referencia para el indicador SAIFI pudo haber sido laxa para 13 mercados de comercialización y para 9 mercados pudo ser muy exigente. Esta situación pudo ser causada por mala calidad en el reporte hecho por los OR con respecto a la información de los eventos, porque el año utilizado para calcular el indicador de referencia tenía entre 2 y 3 años de diferencia con el primer año del plan de inversiones o porque la exigencia del 8% de mejora anual no era generalizable a todos los mercados de comercialización del país.

Figura 63. Variación del SAIFI del primer año respecto a la Referencia
Fuente: CREG con información SUI



Otra forma de identificar cómo la gestión individual de los OR ha contribuido a la mejora de la calidad en el país, es a través de análisis estadísticos. En la Figura 64 se muestra el histograma del indicador SAIDI entre los años 2019 y 2023.

Figura 64. Histograma de frecuencia del SAIDI
Fuente: CREG con información SUI



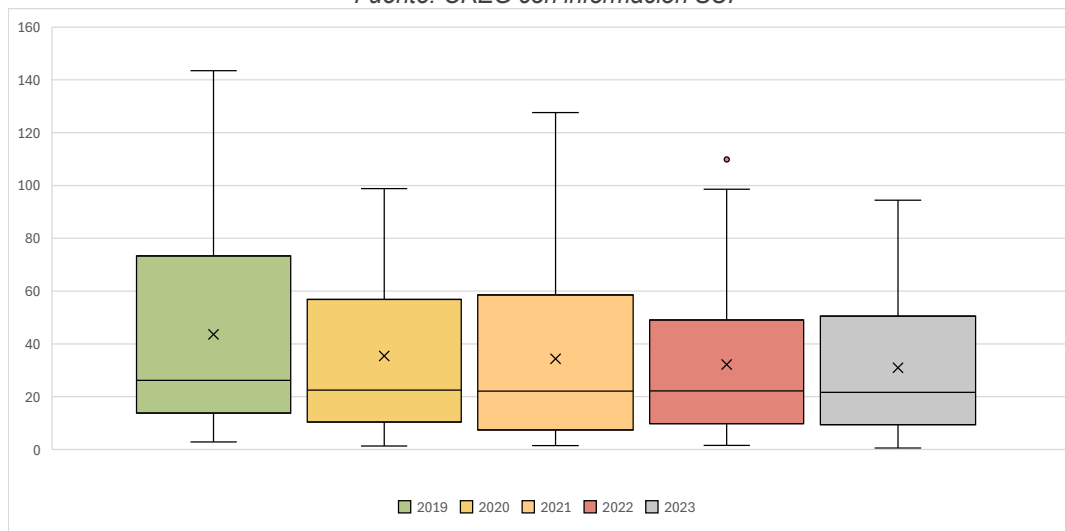
En la Figura 64 se puede observar cómo el valor de SAIDI de los diferentes mercados de comercialización entre 2019 y 2023 inició con una distribución más plana y con el paso del tiempo comenzó a moverse hacia los rangos menores, aumentando la concentración de empresas en los rangos comprendidos entre 0 y 30 h/año.

Se concluye que a partir del tercer año la mejora en la calidad permitió aumentar el número de mercados con valores de SAIDI menores a 30 h/año y se observa una brecha

entre estos mercados y los que cuentan con valores de SAIDI mayores a 40 h/año. Esto se puede deber a las características de cada mercado de comercialización, como pueden ser ruralidad, condiciones climáticas, restricciones geográficas, condiciones socioeconómicas y ambientales.

A continuación, en la Figura 65 se presentan los resultados del análisis estadístico del SAIDI, que utiliza los indicadores media y mediana que muestran la tendencia general del conjunto de indicadores año tras año, y la dispersión medida por el índice intercuartílico (Altura de la caja) y valores atípicos registrados para cada periodo. Todo esto representado en unos diagramas de cajas y bigotes.

*Figura 65. Análisis Estadístico SAIDI
Fuente: CREG con información SUI*



La Figura 65 muestra que tanto la media (representada con las equis) como la mediana (línea en la mitad de la caja) de la distribución de datos han mostrado tendencia de disminución, en la mayoría de los años. Concretamente, la media disminuyó un 29% y la mediana un 17% al comparar el inicio y final del horizonte analizado. Así mismo, la medida de dispersión, que es el índice intercuartílico se redujo en un 31% lo que muestra que los indicadores se han venido volviendo más uniformes. Estos resultados quieren decir que los SAIDI de los mercados de comercialización se han venido nivelando hacia la mejora.

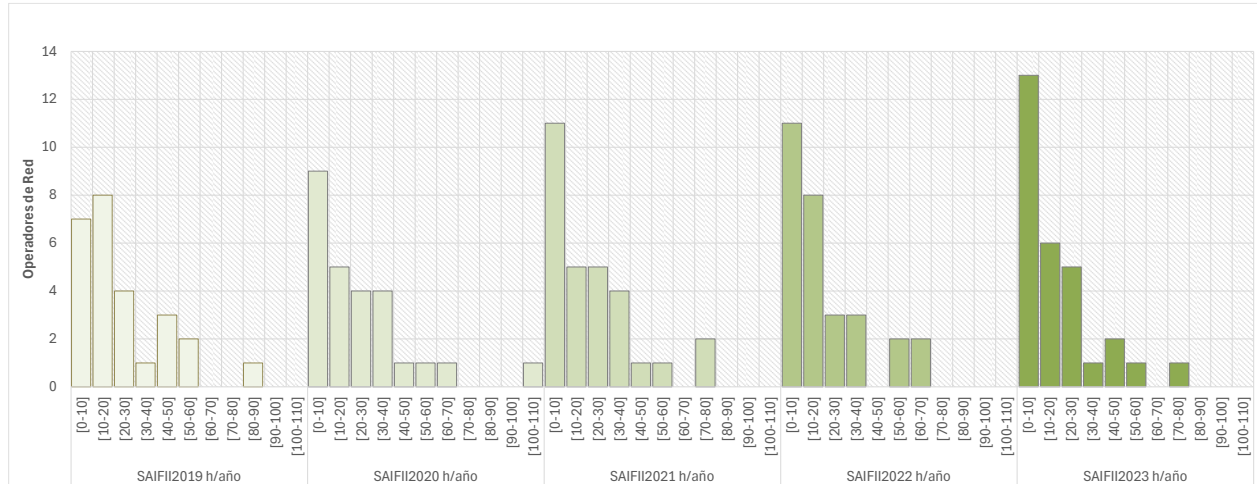
De otra parte, se puede observar que la media toma valores más altos que la mediana para todos los periodos. La media es un indicador que se ve afectado de forma importante por los valores dispersos, esto concuerda con lo observado en el diagrama de bigotes ya que los bigotes superiores son más amplios lo que muestra que hay valores dispersos altos.

En cuanto los valores atípicos, se puede observar que solo para el año 2022 se presentó un valor que corresponde al SAIDI del mercado de Sibundoy el cual registró valores altos para el SAIDI en el horizonte analizado.

Ahora se presentan los resultados de los análisis estadísticos para el indicador SAIFI. En la Figura 66 se muestra el histograma de este indicador entre los años 2019 y 2023, que al igual que en el caso del SAIDI, inició el periodo con una mayor dispersión en los valores

de los indicadores entre empresas y finalizó con mayor concentración hacia los menores rangos, es decir, mostrando tendencia hacia la mejora.

*Figura 66. Histograma de frecuencia del SAIFI
Fuente: CREG con información SUI*



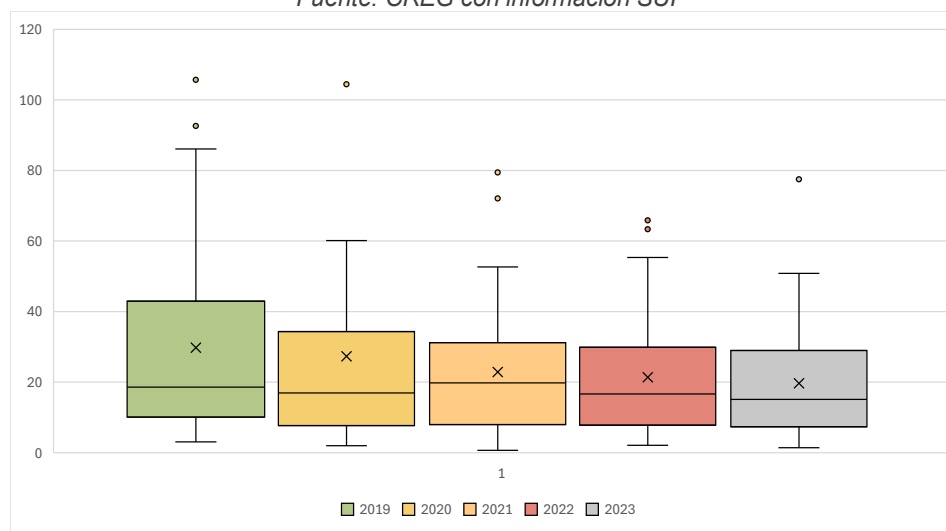
Si se compara este histograma con el obtenido para el indicador SAIDI se puede concluir que la reducción de la dispersión fue más marcada para el SAIFI que para el SAIDI.

En la misma línea, con el tiempo el indicador ha concentrado hacia valores menores, al punto que, en 12 mercados de comercialización, que prestan el servicio al 65% de los consumidores, se tuvieron indicadores con valores de un solo dígito para el año 2023.

Es importante resaltar que 22 de los 26 mercados de comercialización considerados en el análisis muestran indicadores por debajo de 30 veces/año y solo 1 mercado se ubica por encima de 50 veces/año.

Con respecto al análisis de estadístico descriptivo en la Figura 67 se presentan los resultados.

*Figura 67. Análisis Estadístico SAIFI
Fuente: CREG con información SUI*



Como ocurrió con el SAIDI, al comparar la media con la mediana se observa que la media supera a la mediana consistentemente y los bigotes superiores son más largos, lo que puede indicar que las empresas con indicadores deficientes estuvieron alejadas del resto de empresas, especialmente para los primeros años. Para el 2019 la diferencia entre la media y la mediana registra 11.18 veces/año. No obstante, se advierte que para los últimos años del horizonte esta diferencia se reduce y para el 2023 registró 4.56 veces/año.

El valor de la mediana en los años 2019 y 2020 registró una mejora, mientras que en el año 2021 presentó un incremento de un 17% que refleja que en dicho año hubo concentración de empresas que desmejoraron el indicador. No obstante, en el año 2022 se produjo una recuperación del valor de la mediana en 24% que incluso fue mejor que el valor que se tenía en 2020 para luego continuar con un comportamiento de mejora para el año 2023.

Estos resultados muestran que hubo dificultades para mejorar este indicador durante los primeros años, posiblemente por la puesta de operación de nuevos proyectos, sin embargo, para el final del horizonte analizado se pudo llegar a mejorar el indicador ya que a comparar los datos del primer y último año analizado, la media presentó una reducción de 34% y la mediana de 19%.

Al analizar el resultado del Índice Intercuartílico se comprueba a partir de 2021 se produjo una menor dispersión, lo que muestra que los indicadores convergieron a valores similares entre sí, que de acuerdo con los resultados de la mediana fue hacia la desmejora para este año. No obstante, en los siguientes años la concentración se mantuvo, pero el menor valor de la mediana demuestra que se produjo una recuperación del indicador.

Ahora bien, el diagrama de cajas y bigotes del SAIFI muestra que hubo varios indicadores que registraron valores atípicos los cuales pertenecen a mercados como Sibundoy, Air-e, Caribe Mar, Caquetá y Bajo Putumayo lo que muestra que estos mercados son los que registran indicadores más deteriorados en cuanto a la frecuencia de interrupciones.

2.5.1.1.3 Análisis de incentivos

Con respecto al esquema de incentivos a la calidad media, la Resolución CREG 015 de 2018 estableció la aplicación de un incentivo anual, positivo o negativo, que se aplica a través del cargo de distribución. El incentivo será positivo cuando en el respectivo año el OR cumpla la meta de disminución del indicador SAIDI o SAIFI y negativo si no logra cumplir dicha meta.

El valor neto de los incentivos obtenidos con respecto al desempeño entre 2019 y 2023 frente a las metas de calidad media, se presenta en la Tabla 12.

Tabla 12. Valor neto de incentivos 2019-2023 [Dic 2017]
Fuente: CREG con información SUI

MERCADO	VALOR SAIDI	VALOR SAIFI
AIR-E	\$46,661,163,136.00	\$47,438,486,643.00
BAJO PUTUMAYO	-\$722,890,401.00	-\$697,886,969.00
CARIBE MAR	\$41,708,123,083.00	\$45,619,593,528.00

MERCADO	VALOR SAIDI	VALOR SAIFI
NARIÑO	-\$2,504,566,613.00	-\$5,397,307,327.00
TOLIMA	\$31,075,137,983.00	\$32,995,405,678.00
VALLE	\$25,291,506,640.00	\$46,298,264,722.00
N. SANTANDER	\$16,499,996,420.00	\$24,112,299,954.00
CAUCA	\$12,495,133,994.00	-\$2,582,521,507.00
TULUÁ	\$1,201,123,557.00	\$2,296,120,649.00
CALDAS	\$1,954,701,146.00	\$6,072,679,799.00
CHOCÓ	\$824,806,740.00	\$944,770,883.00
BOYACÁ	\$15,558,817,197.00	\$19,534,950,073.00
QUINDÍO	\$5,357,348,443.00	\$8,315,977,375.00
PEREIRA	\$786,703,148.00	-\$229,137,498.00
CAQUETÁ	-\$2,728,521,955.00	-\$2,949,453,671.00
HUILA	-\$4,579,051,395.00	-\$3,279,644,040.00
CALI	\$8,748,572,242.00	\$11,243,128,454.00
CARTAGO	\$637,358,303.00	\$192,977,779.00
POPAYÁN	-\$31,790,200.00	-\$25,016,451.00
SIBUNDOY	\$0.00	\$0.00
META	\$1,701,999,949.00	\$2,498,477,084.00
BOG - CUND	\$124,521,821,363.00	\$106,905,883,209.00
ARAUCA	-\$4,538,911,382.00	-\$862,042,397.00
CASANARE	-\$5,544,329,997.00	-\$5,544,329,997.00
GUAVIARE	-\$73,168,489.00	-\$195,778,715.00
ANTIOQUIA	\$17,233,444,962.00	\$46,406,654,518.00
SANTANDER	\$28,804,055,464.00	\$34,772,304,349.00
PUTUMAYO	-\$1,165,228,768.00	-\$1,284,612,991.00
RUITOQUE	-\$388,539,149.00	-\$638,022,008.00

Durante la realización de este análisis se observaron situaciones en las que, pese a que los OR indicaron haber cumplido con los indicadores de calidad, reportaron incentivos negativos en el formato de incentivos. Lo anterior, se puede deber por un lado a que los incentivos positivos dependen del valor que adopte la variable BRAE (Base regulatoria de Activos Eléctricos Nuevos) y se presentan ocasiones en que esta variable toma valor negativo. Esto sucede cuando los OR no logran ejecutar gran parte del plan aprobado para el periodo anterior. Por otro lado, puede que los OR no hayan cumplido con los requisitos de la regulación que los hace objeto de incentivos negativos como:

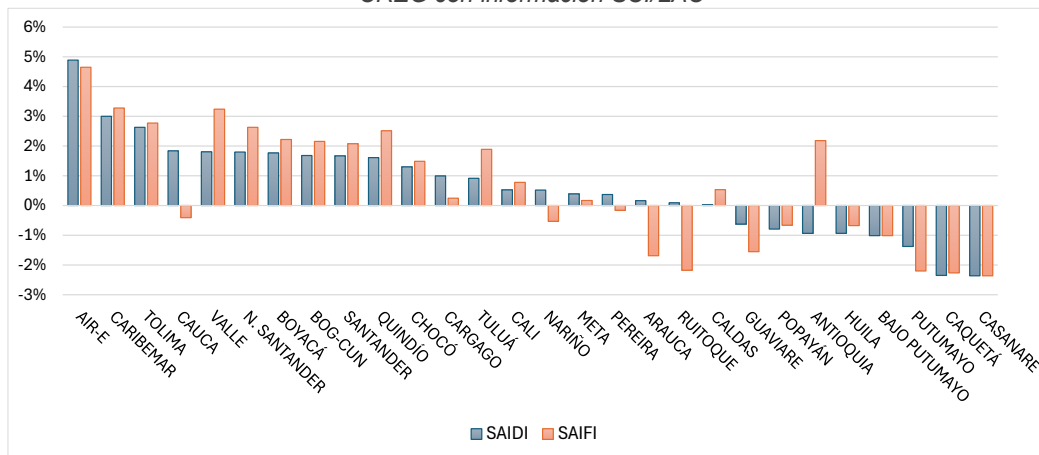
- Cumplimiento de los requisitos definidos para ingresar al esquema de incentivos y compensaciones de la metodología anterior.
- Cumplimiento del requisito del tercer equipo de telemedición, corte y maniobra en por lo menos el 70% de los circuitos.

- Cumplimiento de los requisitos de telemedición y control en proyectos de ampliación de cobertura.

También se detectaron periodos en donde para algunos mercados se debería haber descontado incentivos negativos y no se reportó la información de los incentivos, estos son: Cali, Cartago y Meta. Aunado a esto, se presentó una cantidad significativa de casos en que los prestadores trocaron la información de los incentivos (IC SAIDI e IC SAIFI),

Con respecto al impacto de los incentivos en la Figura 68 se presenta el promedio anual de la variación porcentual de los ingresos de la actividad de distribución por aplicación del esquema de calidad media durante este periodo.

Figura 68. Promedio anual de variación ingreso D por incentivos Fuente: CREG con información SUI/LAC



Esta figura fue elaborada con base en la información de liquidación de cargos publicada por XM, comparando el ingreso anual por incentivo (positivo o negativo) con el ingreso anual del año en que fue aplicado. Debido a que la información del ingreso anual de cada nivel de tensión, como de los incentivos anuales por SAIDI y SAIFI se incluyen todos los meses en la información de la liquidación del ingreso, únicamente se utilizó el reporte del mes de diciembre de cada año, con excepción del incentivo para el año 2023 para el cual se utilizó la información de mayo de 2024.

Con base en esta información, se encuentra que en promedio el porcentaje anual adicional de ingresos recibidos por las empresas que mejoraron calidad es de hasta 4.9% para SAIDI y 4.6% para SAIFI, aun cuando la mayoría de las empresas se encuentran con un porcentaje promedio entre el 1% y el 2% para SAIDI y 2% y 3% para SAIFI. Entre tanto, el promedio anual del porcentaje restado a los ingresos de los OR por obtener incentivos negativos varió entre -0.6% y -2.4% para SAIDI y entre -0.2 y -2.4% para SAIFI.

2.5.1.2 Calidad individual

En este capítulo, se abordará el esquema de calidad individual, diseñado para complementar el esquema de calidad media presentado en el capítulo anterior. Mientras que el esquema de calidad media se enfoca en mejorar los estándares globales de calidad del servicio, el esquema de calidad individual tiene como objetivo proporcionar compensaciones a aquellos usuarios que no recibieron una calidad mínima garantizada

por parte de los OR. Este esquema también tiene el propósito de reducir la dispersión en la calidad del servicio, incentivando a los prestadores a ofrecer un nivel de servicio más uniforme a lo largo del tiempo a todos los usuarios de su mercado.

La evaluación de la calidad individual se lleva a cabo mediante los indicadores DIU y FIU, que, al igual que los indicadores de calidad media, miden la duración y frecuencia de las interrupciones, pero esta vez durante los últimos 12 meses (año móvil). Sin embargo, estos indicadores se calculan a nivel de usuario individual y se evalúan mensualmente, con compensaciones que también se liquidan en la misma frecuencia.

2.5.1.2.1 Análisis de indicadores por grupo de calidad para el quinquenio.

En esta sección se presenta el análisis del comportamiento de los indicadores por grupo de calidad realizado desde tres perspectivas: por nivel de ruralidad en el nivel de tensión 1 (NT1), por nivel de riesgo en el mismo nivel de tensión, y mediante la agregación de los indicadores correspondientes a los niveles de tensión 2 y 3 (NT2 y NT3).

Con el propósito de analizar los indicadores de calidad DIU y FIU desde la perspectiva de ruralidad y riesgo, se utilizó como referencia el percentil 85 de cada grupo de calidad. Este percentil 85 es un valor estadístico que representa el umbral por debajo del cual se encuentra el 85 % de los datos observados; en este caso, se aplica para identificar el nivel de calidad que experimenta al menos el 85 % de los usuarios en cada grupo de calidad. Esta metodología permite enfocar el análisis en la mayoría de la población usuaria, y así evaluar de forma más representativa el desempeño de los estándares regulatorios.

Con base en este enfoque, se realizó inicialmente la ponderación de cada uno de los valores de los grupos de calidad, utilizando como criterio el total de usuarios por grupo. Los resultados obtenidos fueron posteriormente extraídos y consolidados de forma gráfica, evidenciando los mercados que superaron y los que no superaron las exigencias establecidas. Estas exigencias están representadas mediante una franja roja que indica el valor objetivo de cada indicador. A continuación, se presenta el análisis detallado para cada uno de los niveles de ruralidad y riesgo.

2.5.1.2.1.1 Nivel de tensión 1

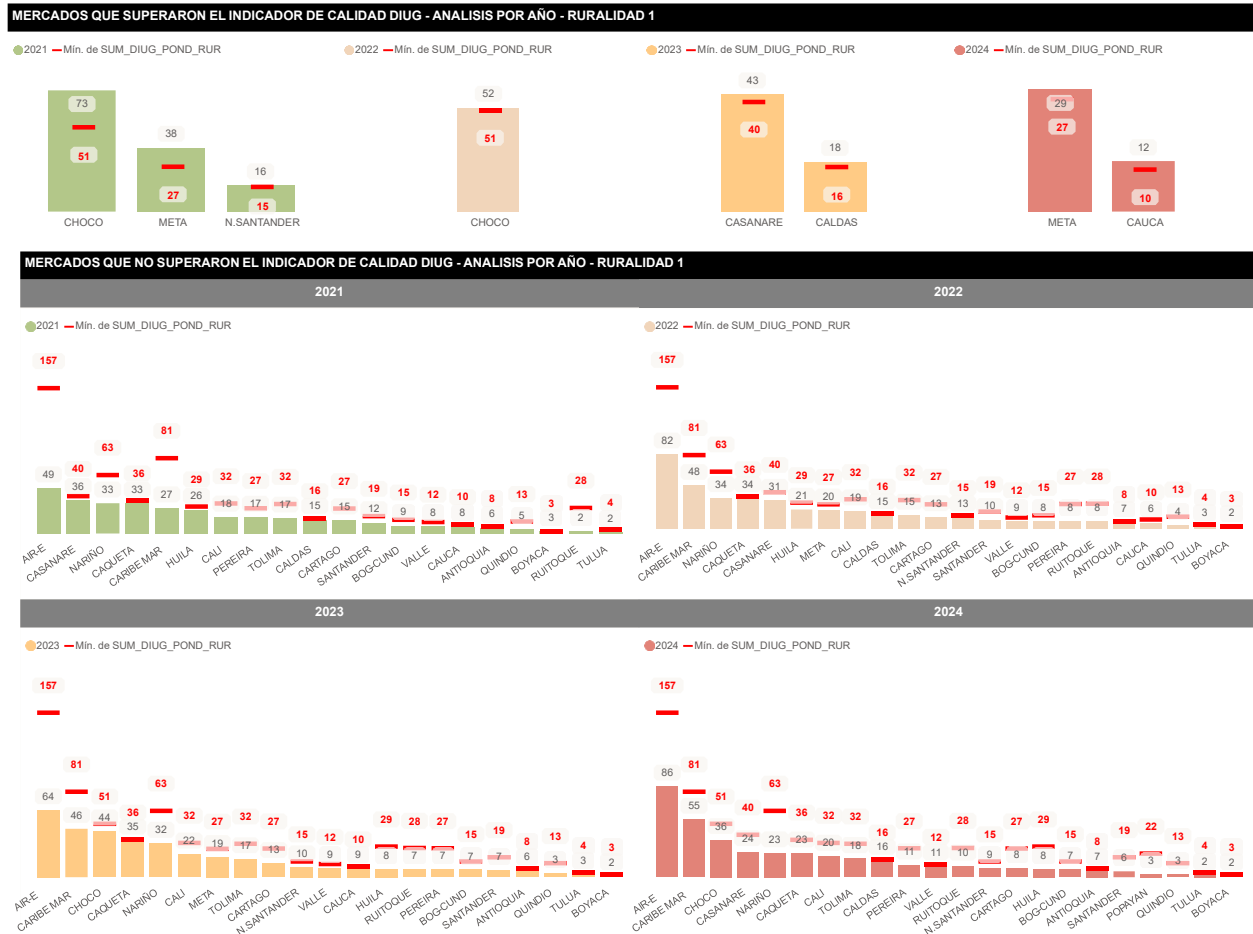
- Nivel de ruralidad 1 (Grupos de Calidad 11,12,13).

En la parte superior de la Figura 69 se identifican los mercados que superaron el indicador, mientras que en la parte inferior se presentan aquellos que no lo alcanzaron. Conforme a lo expuesto en dicha figura, se observa que para el año 2021 aproximadamente el 13 % de los mercados analizados no alcanzaron los indicadores mínimos garantizados (IMG); no obstante, en este año 2021 el 87 % de los mercados evaluados lograron los objetivos establecidos para este indicador en el nivel de Ruralidad 1.

Para el año 2022 el 95% de los mercados analizados no superaron los IMG y solo el 4,3% lo hizo. No obstante, en el año 2023 se presenta una reducción de los mercados que no superaron los IMG alcanzando un 91%, manteniendo esta cifra hasta el año 2024.

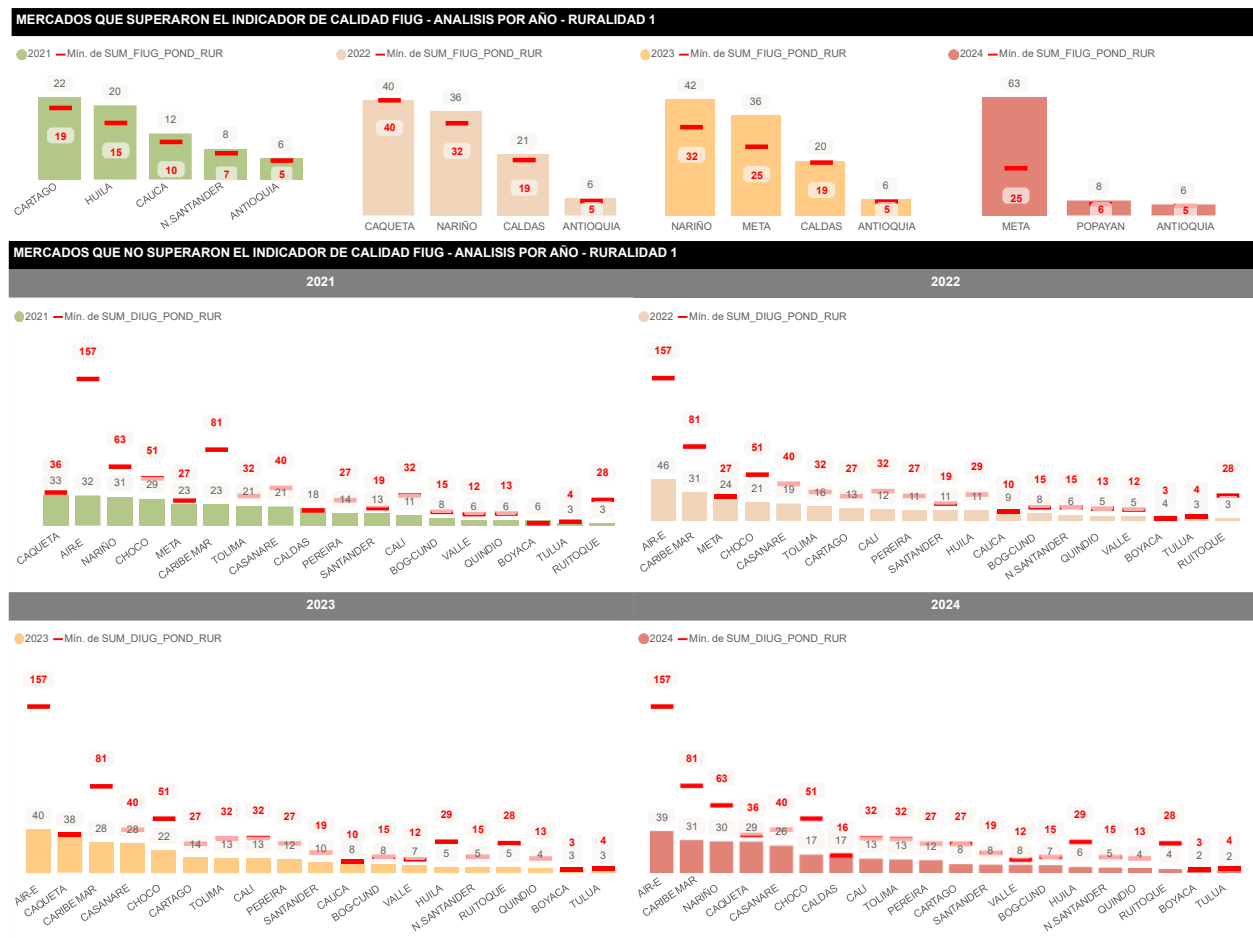
Con base en lo anterior, el año 2021 fue el que registró la menor cantidad de mercados por debajo del indicador de calidad DIU, mientras que el año 2022 presentó la mayor proporción de mercados que no superaron la exigencia regulatoria.

Figura 69. Desempeño del indicador de DIUG en los mercados con ruralidad 1.



En el caso del indicador de calidad FIU en el nivel de ruralidad 1 se observa que para el año 2021 aproximadamente el 78% de los mercados no superaron los IMG. En el año 2022 la cantidad de los mercados que se mantuvieron por debajo del indicador aumentó llegando a un 82%, este porcentaje también se presentó en el año 2023. No obstante, en el año 2024 este valor volvió a aumentar llegando al 87%.

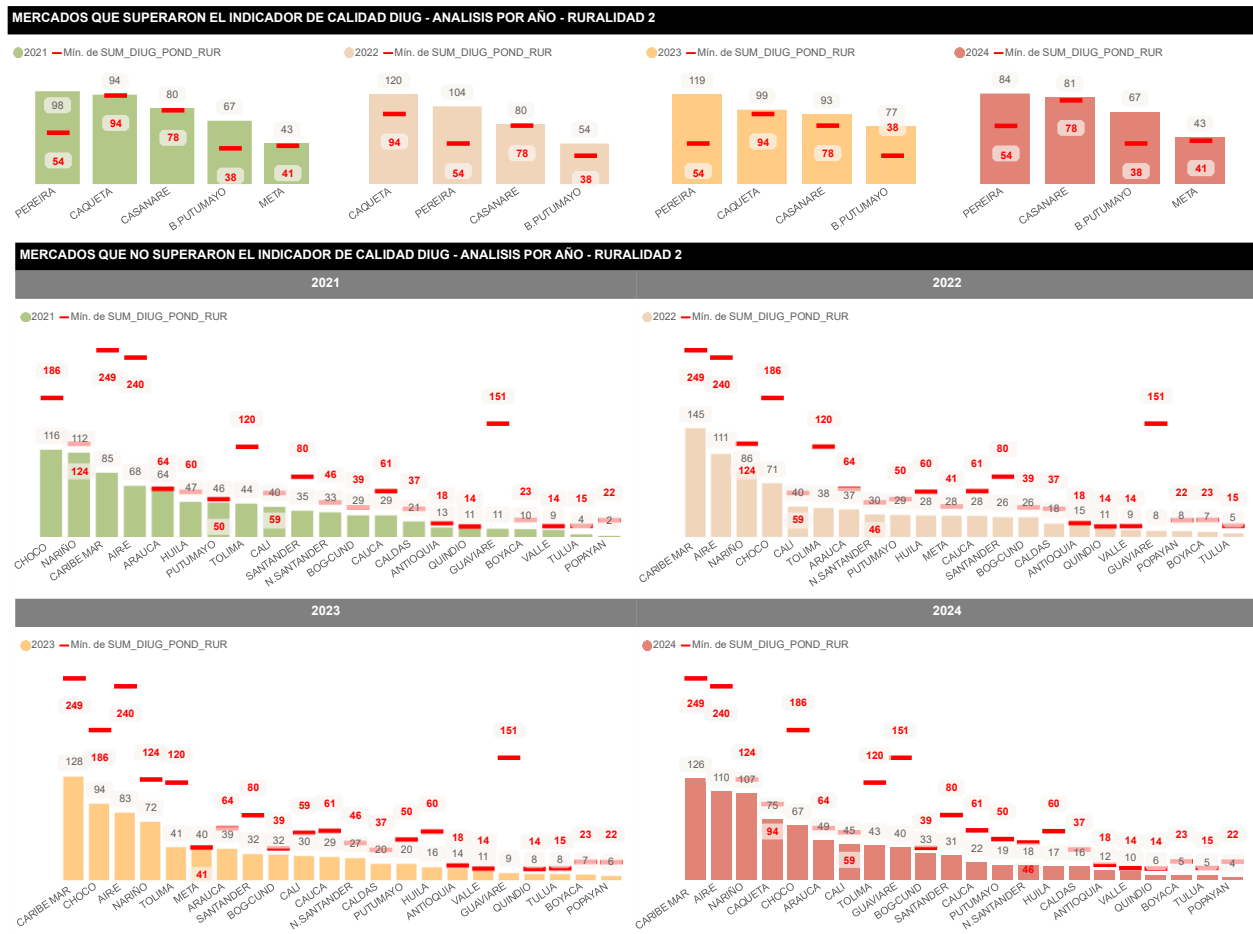
Figura 70. Desempeño del indicador FIUG en los mercados con ruralidad 1.



- Nivel de ruralidad 2 (Grupos de Calidad 21, 22, 23) – Nivel de Tensión 1

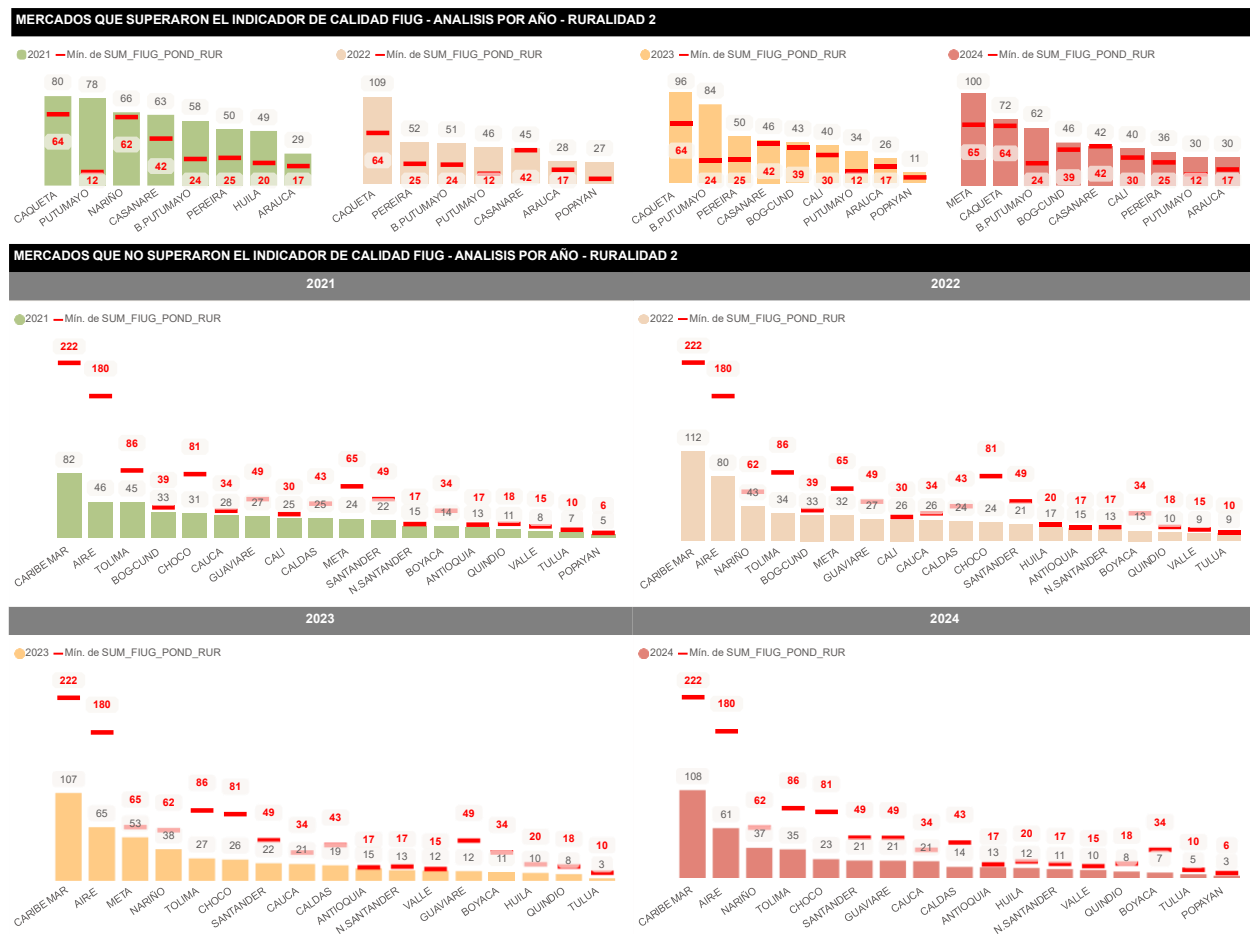
Para el caso del nivel de ruralidad 2, en el año 2021 aproximadamente el 81% de los mercados no superaron los IMG. No obstante, en el año 2022 se evidencia un incremento de dicho porcentaje llegando al 85%, el cual se extendió para los años 2023 y 2024.

Figura 71. Desempeño del indicador DIUG en los mercados con ruralidad 2.



Por el contrario, en el caso del indicador FIU en el año 2021 el 69% de los mercados se mantuvieron por debajo de los IMG, no obstante, en el año 2022 se presentó un aumento del porcentaje llegando al 73%. A pesar del incremento porcentual del 2022, en el año 2023 y 2024 se presentó una reducción de los mercados no superaron los IMG llegando al 65% en ambos periodos.

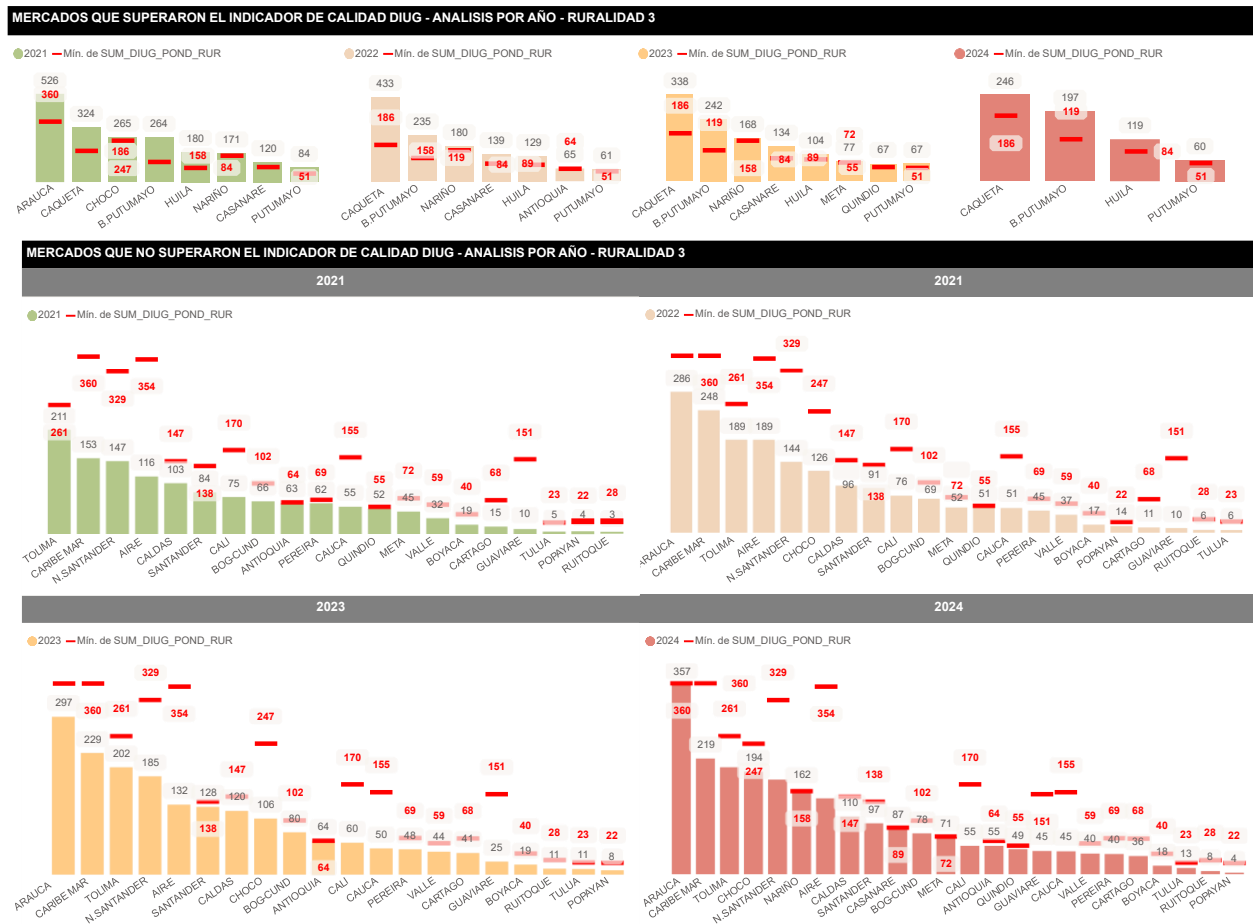
Figura 72. Desempeño del indicador FIUG en los mercados con ruralidad 2.



▪ Nivel de ruralidad 3 (Grupos de Calidad 31, 32, 33) – Nivel de Tensión 1

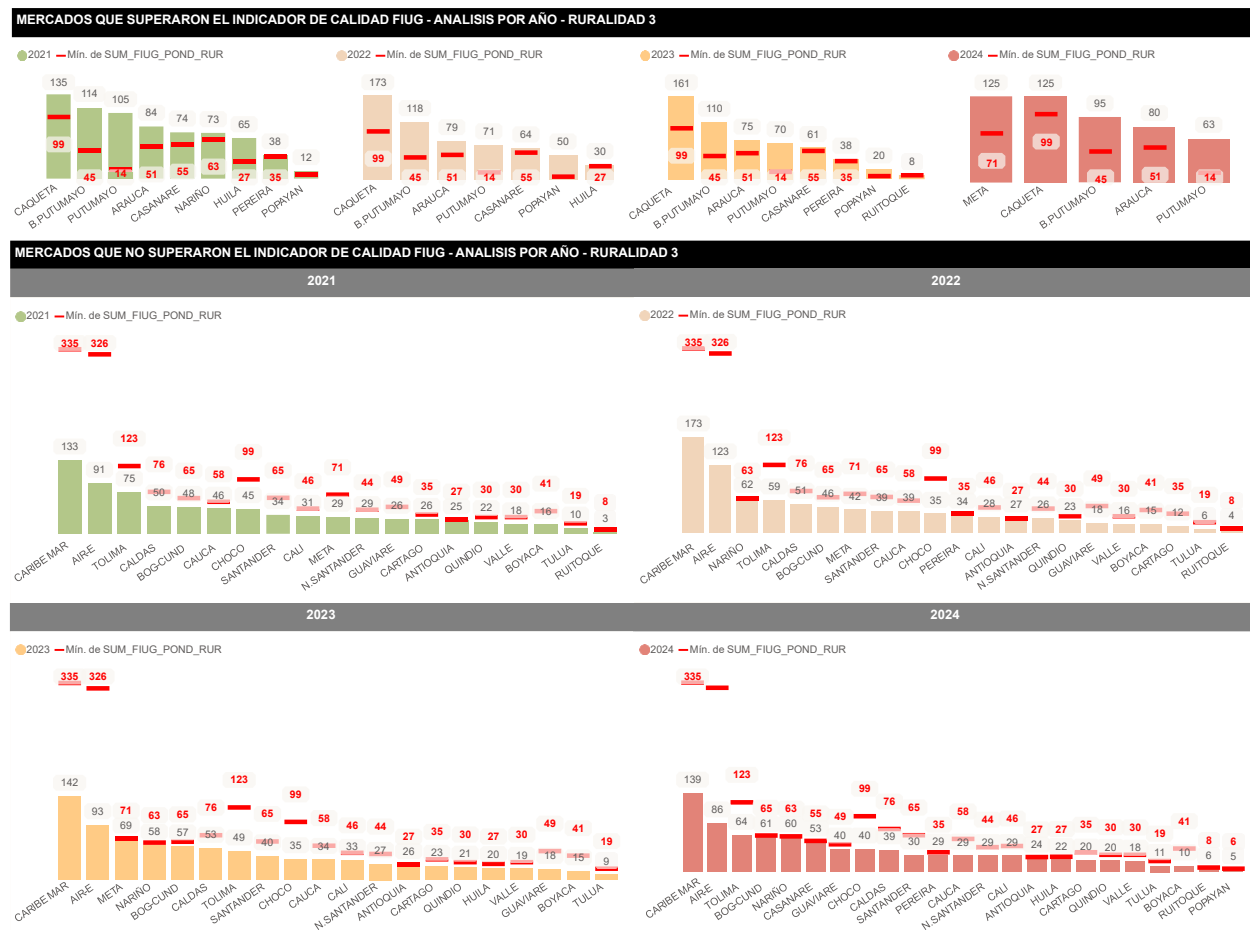
Para el caso del indicador DIU del nivel de ruralidad 3 en el año 2021 el 71% de los mercados analizados no superaron los IMG. Este porcentaje aumentó al 75% en el año 2022 para descender nuevamente en 2023 a 71 %. A pesar de esto, en el año 2024 este porcentaje tuvo el valor más alto con un 85% de los mercados analizados.

Figura 73. Desempeño del indicador DIUG en los mercados con ruralidad 3.



Por otra parte, el desempeño del indicador FIU en 2021 fue inferior al del indicador DIU, con un 68 % de los mercados que no superaron los IMG. En 2022, este porcentaje aumentó al 75 %. No obstante, en 2023 se observó una disminución hasta el 71 %, seguida de un repunte en 2024, llegando al 82 % de los mercados analizados que se mantuvieron por debajo de los IMG.

Figura 74. Desempeño del indicador FIUG en los mercados con ruralidad 3.

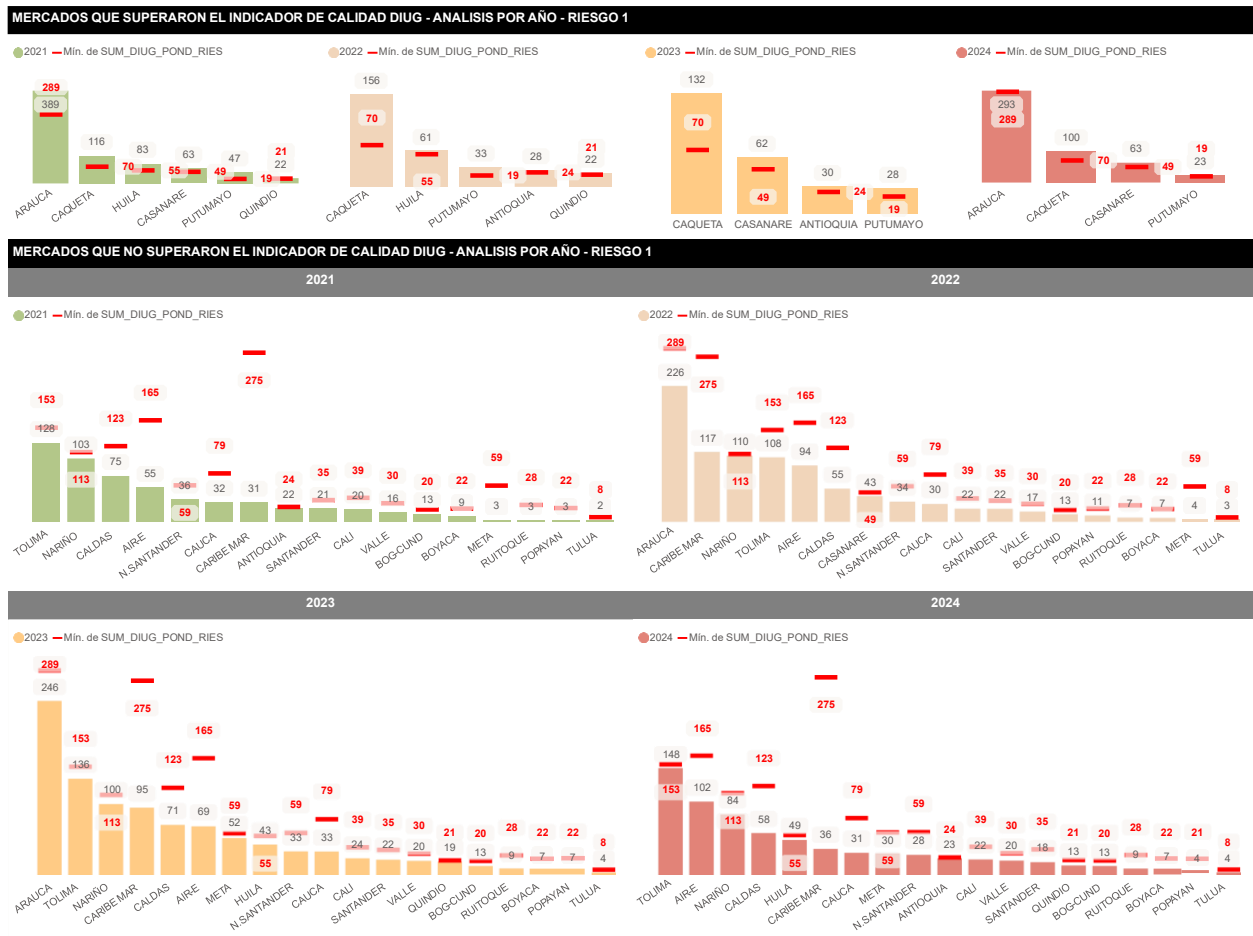


Es importante resaltar que, de acuerdo con el análisis realizado en los diferentes niveles de ruralidad, el indicador DIU mostró un mejor desempeño en comparación con el indicador FIU, reflejado en los porcentajes de mercados que se mantuvieron por debajo de los IMG. Por otra parte, en el nivel de ruralidad 3 en el año 2024 se evidencia un aumento porcentual en la cantidad de mercados que no superaron los IMG tanto en el indicador DIU como en el indicador FIU.

▪ Nivel de riesgo 1 (Grupos de Calidad 11, 21, 31) – Nivel de Tensión 1

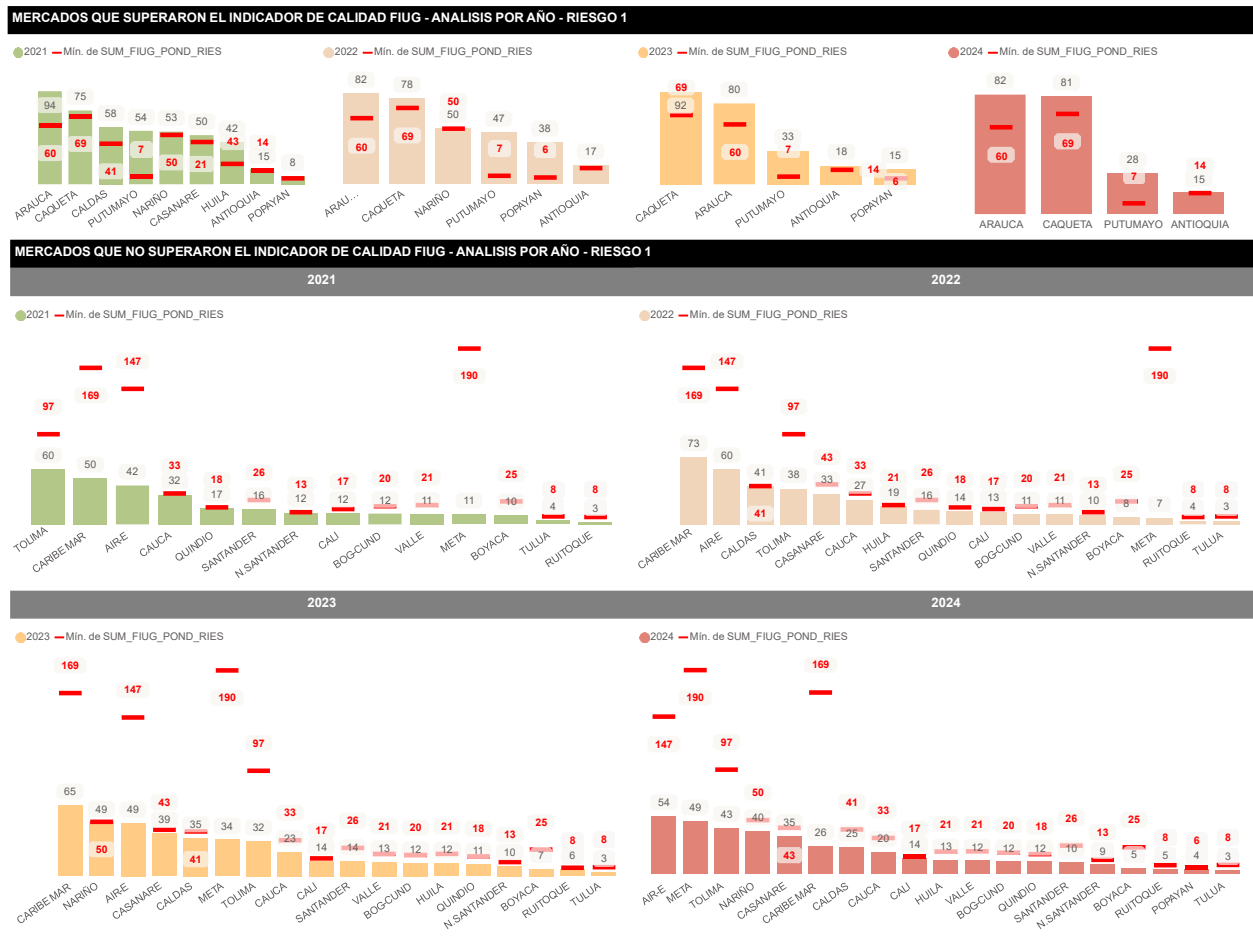
En el nivel de riesgo 1, durante el año 2021, aproximadamente el 74 % de los mercados no superaron los IMG. En 2022 y 2023 se observó un aumento progresivo en la proporción de mercados que permanecieron por debajo de los indicadores, alcanzando el 78 % y 83 %, respectivamente; este valor se mantuvo constante en 2024.

Figura 75. Desempeño del indicador DIUG en los mercados con riesgo 1.



No obstante, el indicador FIU mostró un desempeño inferior al del DIU en el nivel de riesgo, ya que en 2021 el 61 % de los mercados analizados no superaron los IMG. En los años 2022, 2023 y 2024 se evidenció un incremento porcentual progresivo en la proporción de mercados que se mantuvieron por debajo de las exigencias, alcanzando el 74 %, 78 % y 83 %, respectivamente.

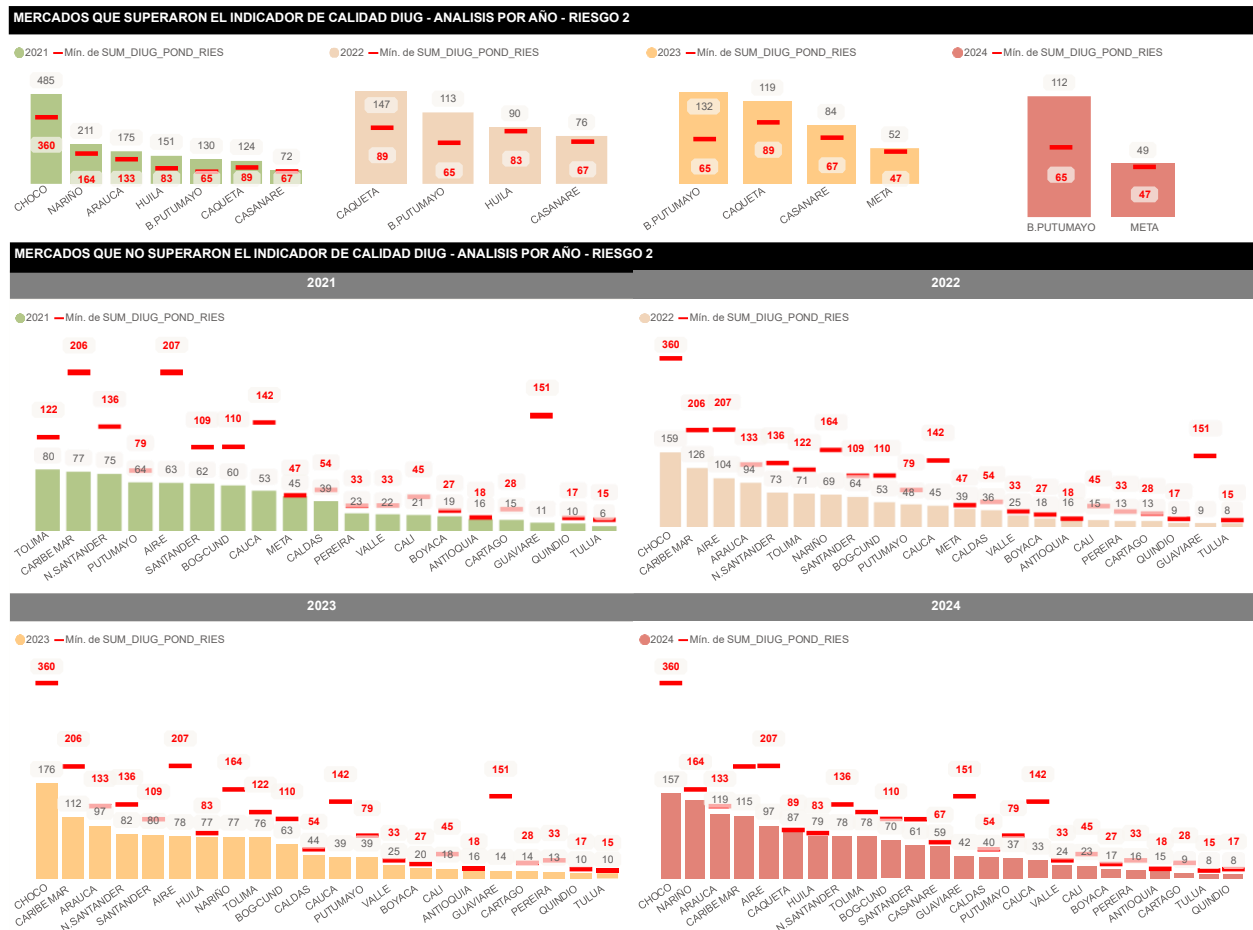
Figura 76. Desempeño del indicador FIUG en los mercados con riesgo 1.



■ Nivel de riesgo 2 (Grupos de Calidad 12, 22, 32) – Nivel de Tensión 1

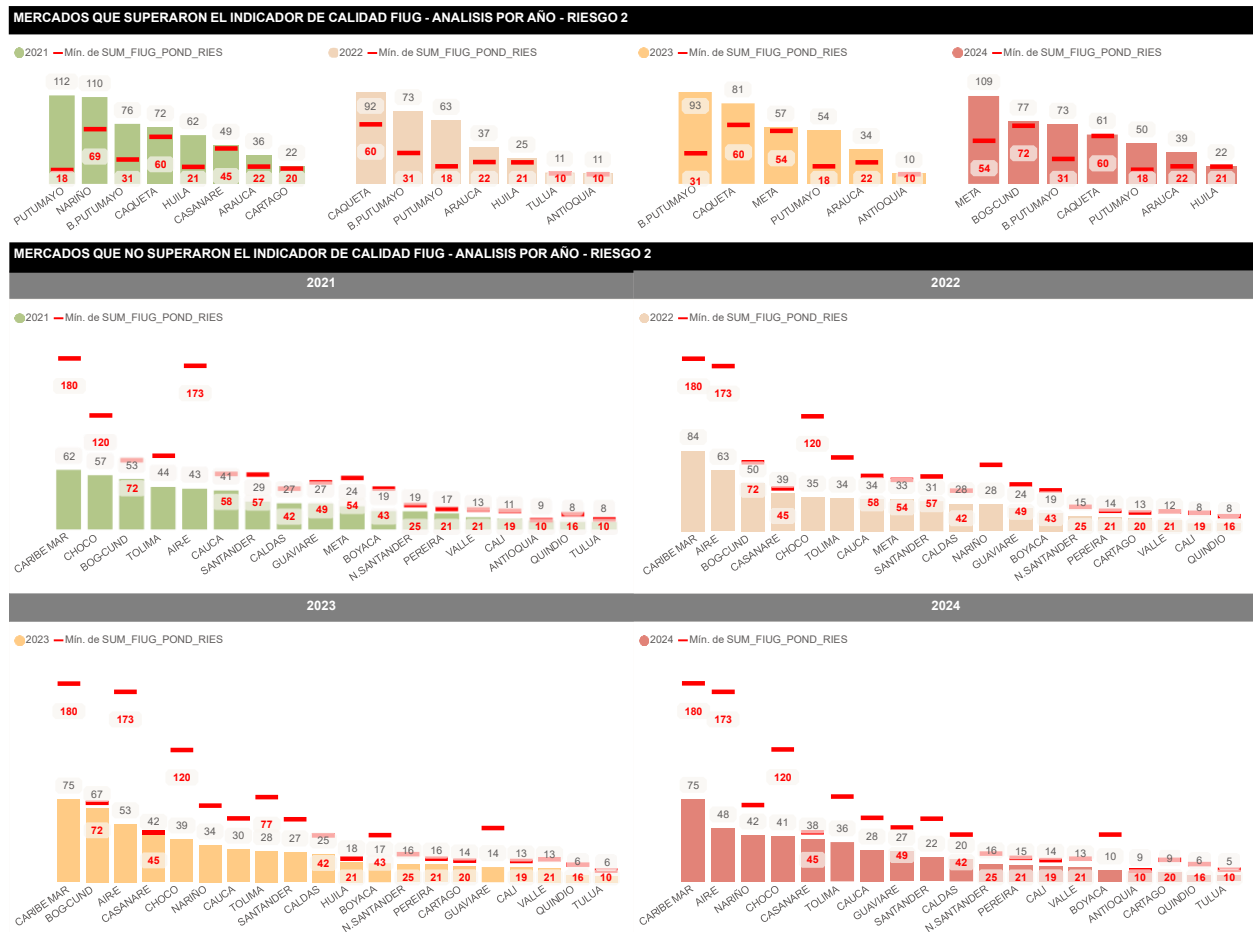
Para el caso del indicador DIU del nivel de riesgo 2, en el año 2021 el 73% de los mercados analizados no superaron los IMG, situación que fue en aumento hasta el año 2022 y 2023 con un 84% de los mercados analizados. Este porcentaje de mercados que se mantuvieron por debajo de las exigencias incrementó nuevamente en el año 2024 llegando casi al 93%.

Figura 77. Desempeño del indicador DIUG en los mercados con riesgo 2.



Por su parte, el indicador de calidad FIU en el nivel de riesgo 2 finaliza el 2021 con un 69% de los mercados que no superaron los IMG, no obstante, en el año 2022 y 2023 este porcentaje aumenta progresivamente llegando al 73% y 76% respectivamente. A pesar del aumento presentado en el 2023, en el año 2024 este porcentaje se reduce nuevamente al 73%, dando a entender que hubo un aumento de los mercados que superaron los indicadores establecidos.

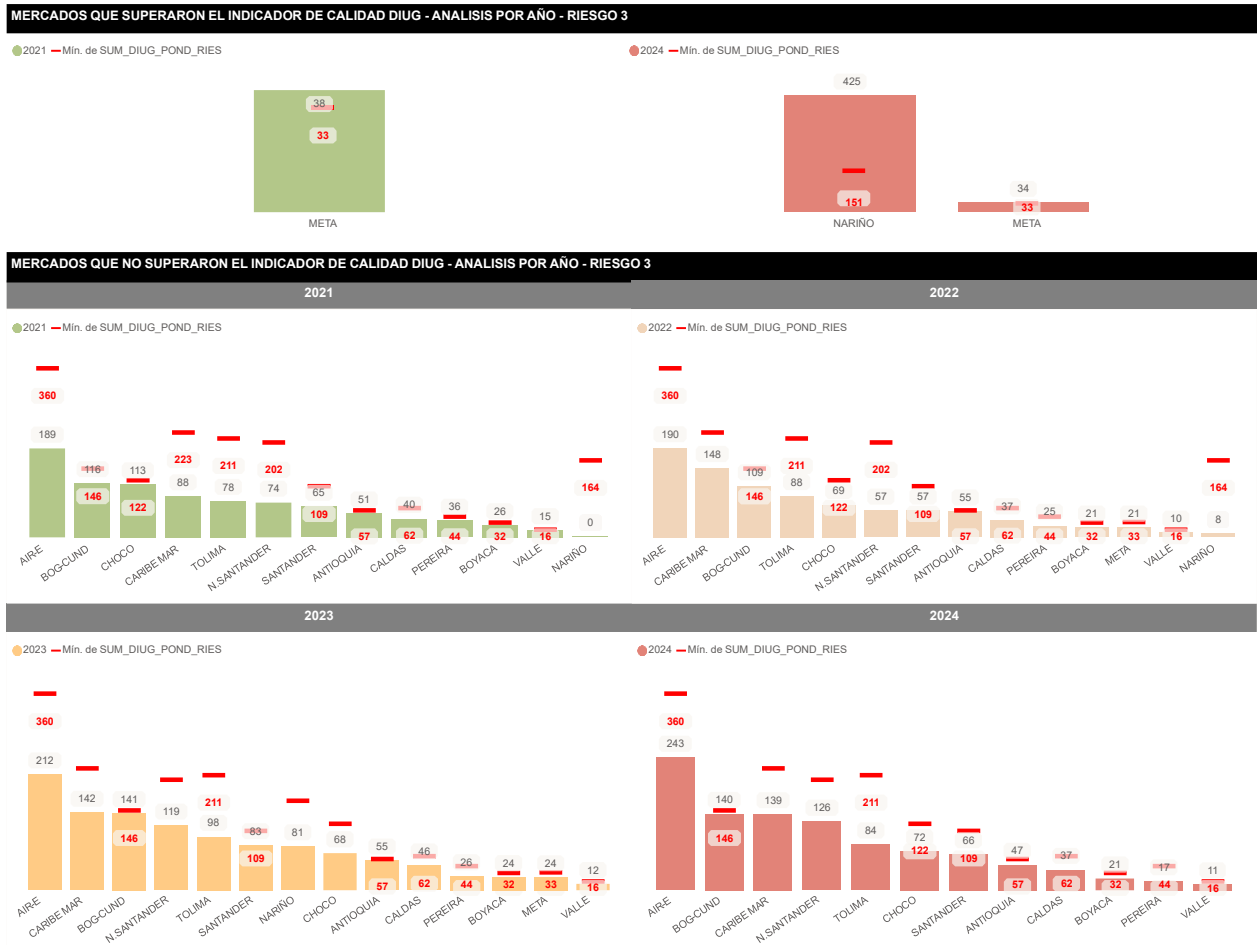
Figura 78. Desempeño del indicador FIUG en los mercados con riesgo 2.



■ Nivel de riesgo 3 (Grupos de Calidad 13, 23, 33) – Nivel de Tensión 1

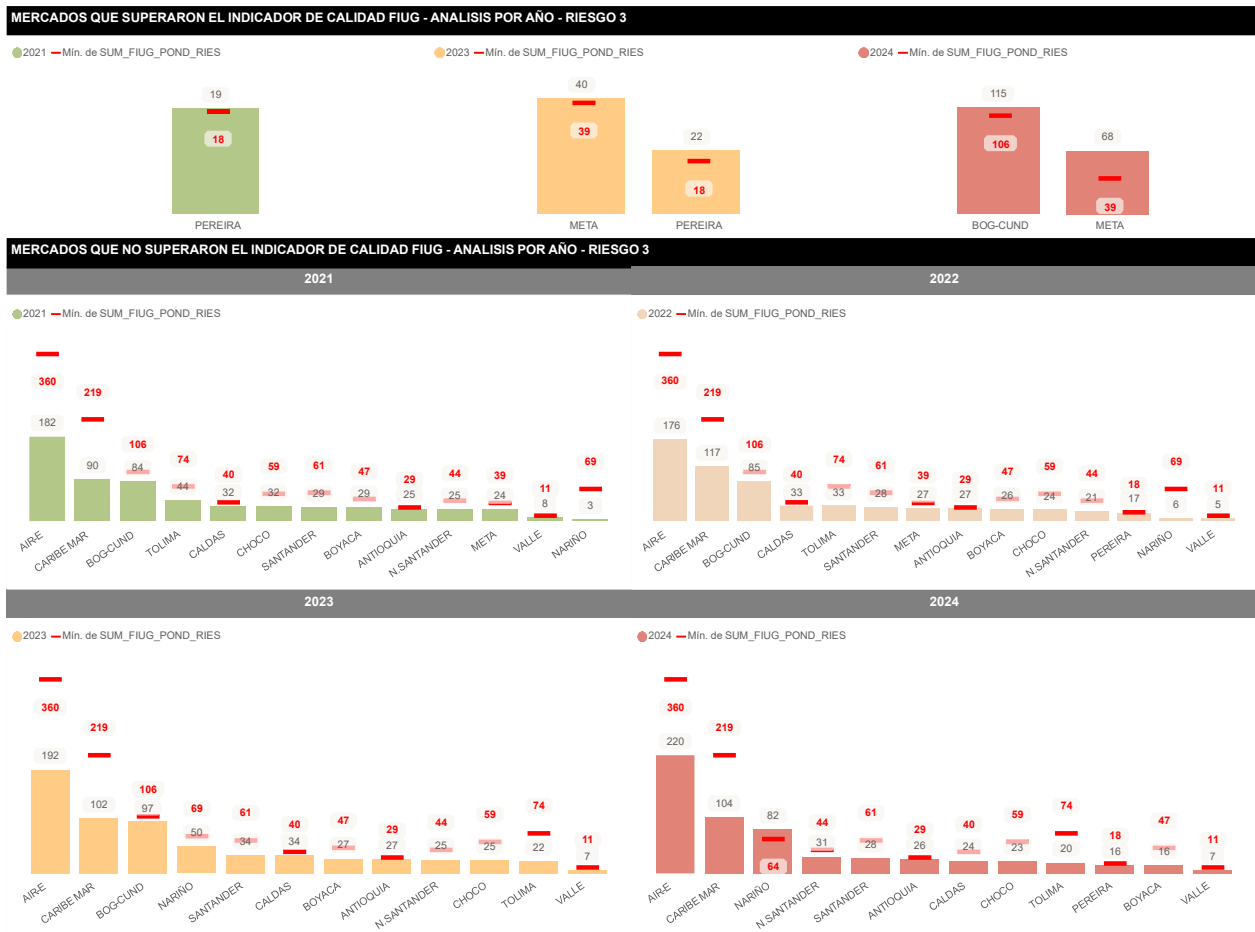
Para el caso del nivel de riesgo 3, en el año 2021 aproximadamente el 92% de los mercados no superaron los IMG, este porcentaje continuó aumentando en el año 2022 y 2023 llegando al 100% en los dos periodos. No obstante, en el año 2024 se evidencia una reducción de este porcentaje llegando al 86% de los mercados analizados.

Figura 79. Desempeño del indicador DIUG en los mercados con riesgo 3.

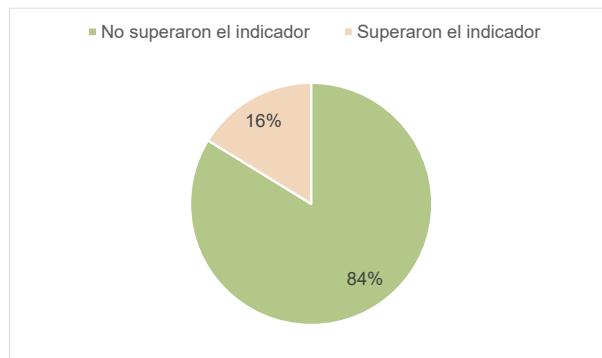
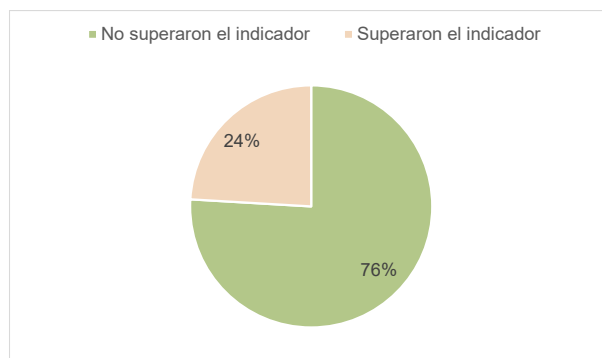


Por su parte, en el 2021 se evidencia que el 93% de los mercados no superaron los IMG de FIU en el nivel de riesgo 3, aumentando aún más este porcentaje en el año 2022 alcanzando un valor del 100% de los mercados analizados. No obstante, a pesar del incremento, en el año 2023 y 2024 se presenta una reducción del porcentaje llegando a un 86%.

Figura 80. Desempeño del indicador FIUG en los mercados con riesgo 3.



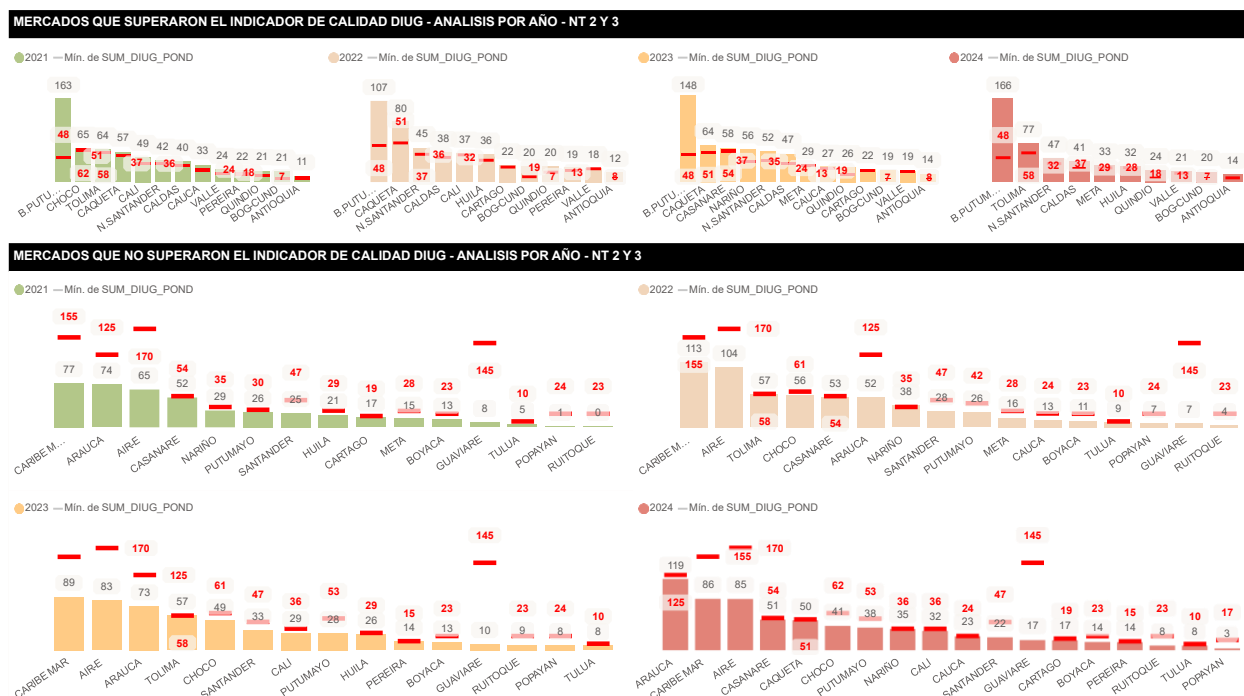
De manera general, y con base en el análisis realizado para el nivel de tensión 1, por cada clasificación de ruralidad y de riesgo, se concluye que el 84 % de los mercados del país no superaron los IMG establecidos para el indicador DIU desde el año 2021–2024. Asimismo, el 76 % de los mercados se mantuvieron por debajo de los IMG definidos para el indicador FIU en el mismo periodo. Cabe destacar que este análisis se llevó a cabo considerando el percentil 85, lo que implica que los resultados se centraron en el comportamiento del indicador del 85 % de los usuarios.

Figura 81. Desempeño agregado del indicador DIU en el nivel de tensión 1.*Figura 82. Desempeño agregado del indicador FIU en el nivel de tensión 1.*

2.5.1.2.1.2 Niveles de tensión 2 y 3.

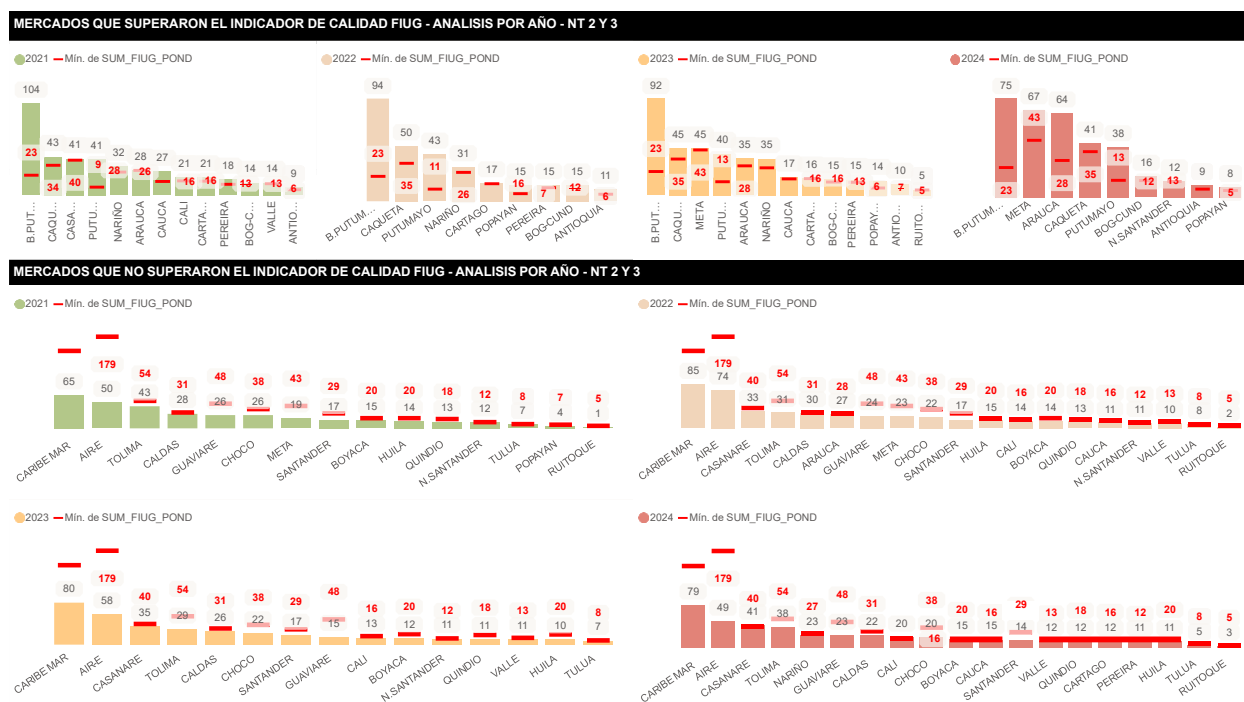
En el caso del indicador de calidad DIU en el nivel de tensión 2 y 3 el 54% los mercados analizados en el año 2021 no superaron los IMG establecidos. En 2022, este porcentaje aumentó al 57 %; sin embargo, en 2023 se registró una disminución, retornando al 54 %. aumentando el porcentaje en el año 2022 llegando al 57%. A pesar de esto, el porcentaje de mercados que se mantuvieron por debajo de la exigencia regulatoria vuelve a incrementar en el año 2024 alcanzando un valor de 64%.

Figura 83. Desempeño del indicador DIUG en los mercados con Nivel de tensión 2 y 3.



Con relación al indicador FIU, en el año 2021 y 2023 el 54% de los mercados analizados no superaron los IMG, no obstante, en el año 2022 y 2024 se presenta un aumento de dicho porcentaje llegando al 68%.

Figura 84. Desempeño del indicador DIUG en los mercados con Nivel de tensión 2 y 3.



De manera general el 57% de los mercados analizados no superaron los IMG establecidos para el indicador de calidad DIU durante los periodos analizados del 2021 al 2024. Por su parte el 61% de los mercados analizados se mantuvieron por debajo de los IMG establecidos para el indicador FIU en los mismos periodos. Cabe destacar que este análisis se llevó a cabo considerando el percentil 85, lo que implica que los resultados se centraron en el comportamiento del indicador del 85 % de los usuarios.

Figura 85. Desempeño agregado del indicador DIU en el nivel de tensión 2 y 3.

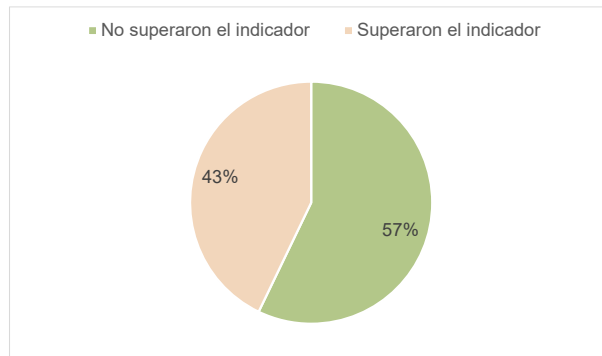
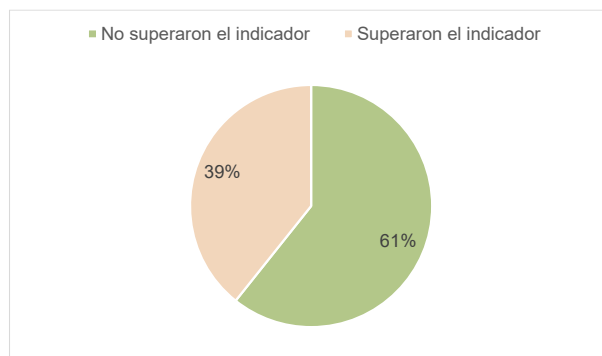


Figura 86. Desempeño agregado del indicador FIU en el nivel de tensión 2 y 3.



Para determinar la tendencia en la calidad del servicio que se tiene tras la aplicación de la metodología se realizaron los análisis que se presentan a continuación.

Figura 87. Tendencias del indicador DIU – Nivel de tensión 1.

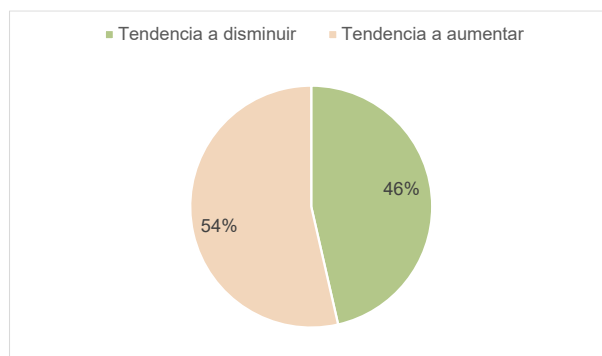
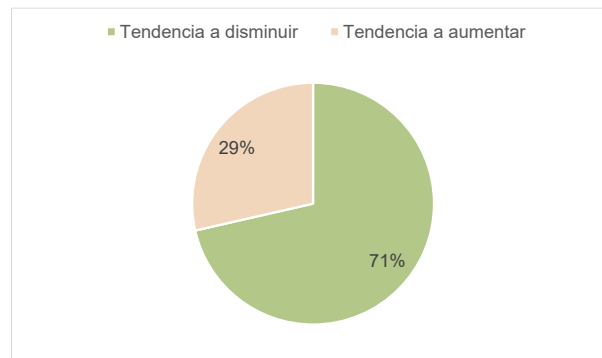
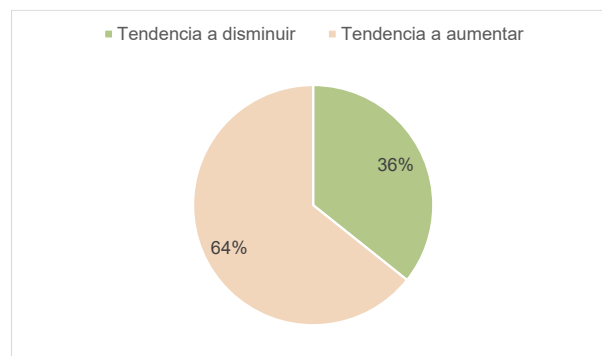
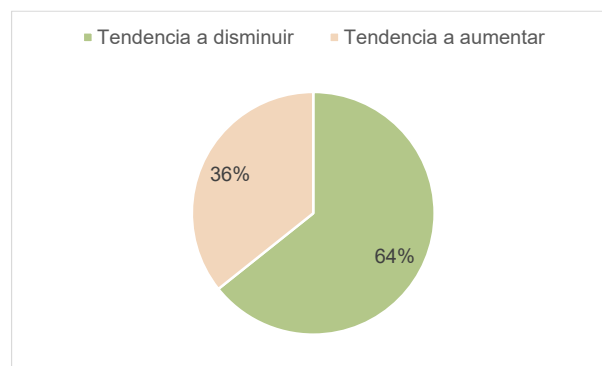


Figura 88. Tendencias del indicador FIU – Nivel de tensión 1.

Con base en este análisis se encuentra que la tendencia a la disminución de los indicadores de calidad DIU y FIU en los niveles de tensión 2 y 3 es menos pronunciada en comparación con el nivel de tensión 1.

Esta diferencia puede deberse a que en los niveles de tensión superiores la infraestructura es más compleja y extensa, lo que dificulta la implementación de mejoras operativas y tecnológicas como en redes de menor tensión. Además, en muchos casos, los niveles de tensión 2 y 3 cubren áreas más amplias o intermunicipales, y los usuarios pueden ser industriales requiriendo mayor demanda de energía con factores de potencia pequeños y con problemas de calidad de potencia aumentando la duración y la frecuencia de fallas.

Figura 89. Tendencias del indicador DIU – Nivel de tensión 2 y 3.*Figura 90. Tendencias del indicador FIU – Nivel de tensión 2 y 3.*

2.5.1.2.2 Evaluación del comportamiento de la dispersión en los grupos de calidad.

A continuación, se presenta el análisis de dispersión realizado con base en los datos de cada uno de los grupos de calidad para el nivel de tensión 1, así como para los niveles de tensión 2 y 3. El objetivo principal de este análisis es identificar el grado de dispersión y diferenciación en la calidad del servicio que experimentan los usuarios dentro de cada grupo, lo cual permite evidenciar la variabilidad en los resultados asociados a los indicadores de calidad. Este tipo de análisis resulta fundamental para comprender si existen diferencias significativas en el servicio entre usuarios que, en principio, deberían recibir un tratamiento similar conforme a la clasificación por grupo de calidad.

Este ejercicio se fundamenta en la segmentación por grupos de calidad, los cuales agrupan a los usuarios según condiciones homogéneas de ruralidad y nivel de riesgo. Dicha clasificación busca garantizar la equidad en la evaluación, ya que permite realizar comparaciones válidas entre usuarios que enfrentan contextos operativos y geográficos similares.

La importancia de realizar este análisis radica en que la CREG establece los indicadores de calidad mínima garantizada, como el DIUG y el FIUG, con base en el percentil 85 de la distribución de usuarios en cada grupo de calidad y nivel de tensión. Esto significa que se espera que al menos el 85 % de los usuarios reciban un servicio dentro de los límites establecidos, permitiendo así una evaluación más representativa del desempeño general del servicio y enfocando las acciones de mejora en los casos más críticos.

Para este análisis se utilizan los siguientes elementos estadísticos, los cuales permiten evaluar el comportamiento de la dispersión y determinar en qué medida aumentan o disminuyen los valores del indicador en cada grupo de calidad:

- **Media:** permite identificar el valor promedio del indicador en cada año, evidenciando tendencias generales de aumento o disminución en los grupos analizados.
- **Desviación estándar:** mide la dispersión de los valores respecto a la media; valores más altos indican mayor variabilidad en el comportamiento del indicador. Tiene en cuenta valores extremos.
- **Percentil 75:** representa el valor por debajo del cual se encuentra el 75 % de los datos; permite evaluar la magnitud del indicador en los usuarios con peor desempeño dentro del grupo.
- **Percentil 25:** indica el valor por debajo del cual se encuentra el 25 % de los datos; junto con el percentil 75, permite calcular el rango intercuartílico.
- **Rango intercuartílico (RIQ):** es la diferencia entre el percentil 75 y el percentil 25, y refleja la amplitud de los valores centrales del indicador, siendo útil para identificar la dispersión en la mayoría de los casos, sin verse afectado por valores extremos.
- **Coeficiente de variación:** expresa la desviación estándar relativa respecto a la media, permitiendo comparar la variabilidad entre años independientemente de la magnitud del indicador.
- **Mediana:** representa el valor central de la distribución, ofreciendo una medida robusta frente a valores atípicos.

- **Desviación mediana absoluta:** indica la variabilidad respecto a la mediana, complementando la información de dispersión en forma menos sensible a valores extremos que la desviación estándar.

En este caso particular se utilizará la media y la mediana para validar el valor del indicador y el percentil 75, el rango intercuartílico y la desviación mediana absoluta para validar la dispersión.

2.5.1.2.2.1 Grupo de calidad 11, 12, 13 – Ruralidad 1 – Nivel de tensión 1

En esta Figura 91 se presentan los grupos de calidad 11, 12 y 13, los cuales corresponden al nivel de ruralidad 1.

El grupo de calidad que presenta mayor dispersión es el grupo 13, destacándose el año 2022 por registrar el rango intercuartílico y el percentil 75 más altos. Asimismo, el grupo con los valores más elevados del indicador DIU es también el grupo 13, sobresaliendo el año 2021 con la mayor media y mediana entre los periodos y grupos analizados.

En el caso del indicador FIU el grupo con mayor dispersión es el 13, en el que destaca el año 2024 con un rango intercuartílico y un percentil 75 más alto de los periodos y grupos analizados. De igual manera este grupo presenta los valores más alto de indicador FIU ya que el año 2024 tiene la mayor media y mediana reportada en comparación con los demás grupos.

Figura 91. Análisis de dispersión del indicador DIU de los grupos de calidad 11, 12 y 13 – ruralidad 1

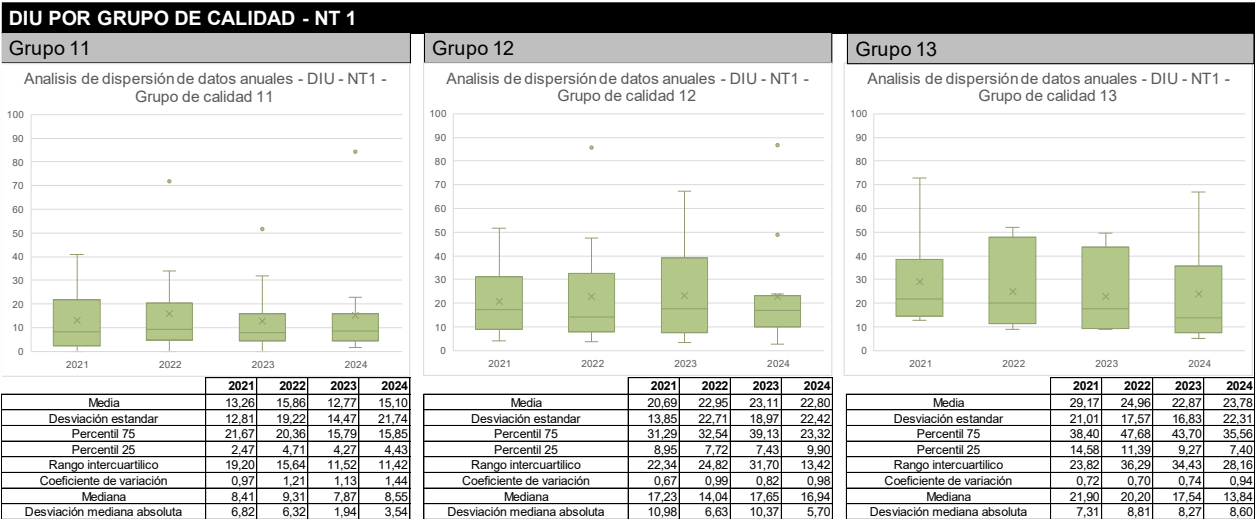
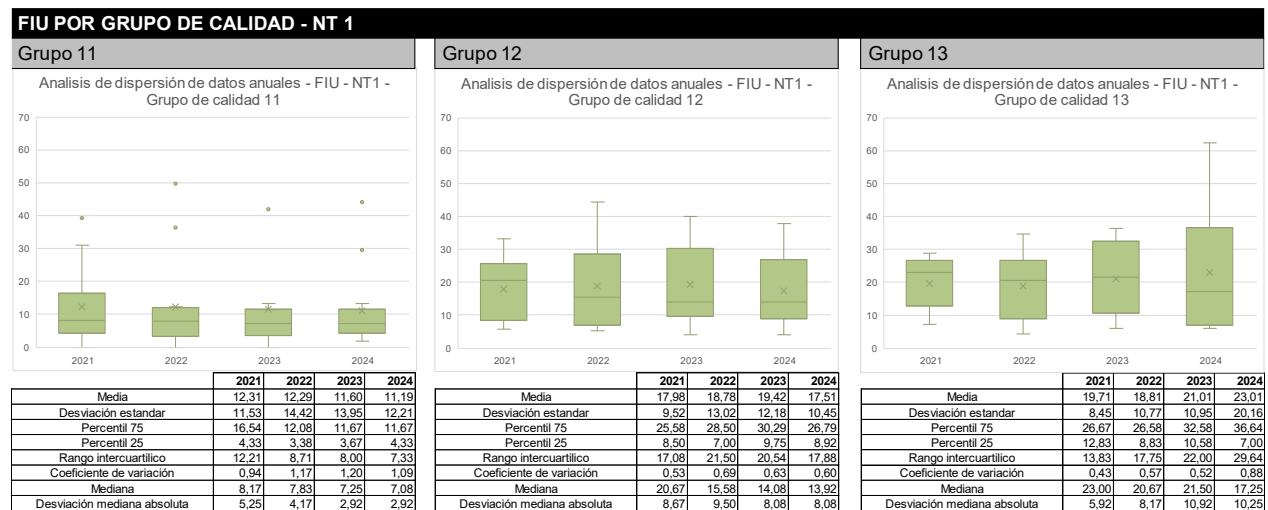


Figura 92. Análisis de dispersión del indicador FIU de los grupos de calidad 11, 12 y 13 – ruralidad 1



2.5.1.2.2.2 Grupo de calidad 21, 22, 23 – Ruralidad 2 – Nivel de tensión 1

En el caso particular de los grupos de calidad 21, 22 y 23, asociados al nivel de ruralidad 2, se observa que los valores más altos del indicador DIU, así como la mayor dispersión, se presentan en el grupo de calidad 22. Esto se evidencia en que la media, la mediana, el rango intercuartílico, el percentil 75 y la desviación mediana absoluta de los periodos analizados son superiores en comparación con los otros grupos, incluso respecto al grupo de calidad 23, que corresponde al nivel de mayor riesgo.

Este comportamiento no se replica en el indicador FIU, donde el grupo de calidad 23 presenta los valores más altos y la mayor dispersión, lo cual resulta coherente con el nivel de riesgo elevado que caracteriza a dicho grupo.

Figura 93. Análisis de dispersión del indicador DIU de los grupos de calidad 21, 22 y 23 – ruralidad 2

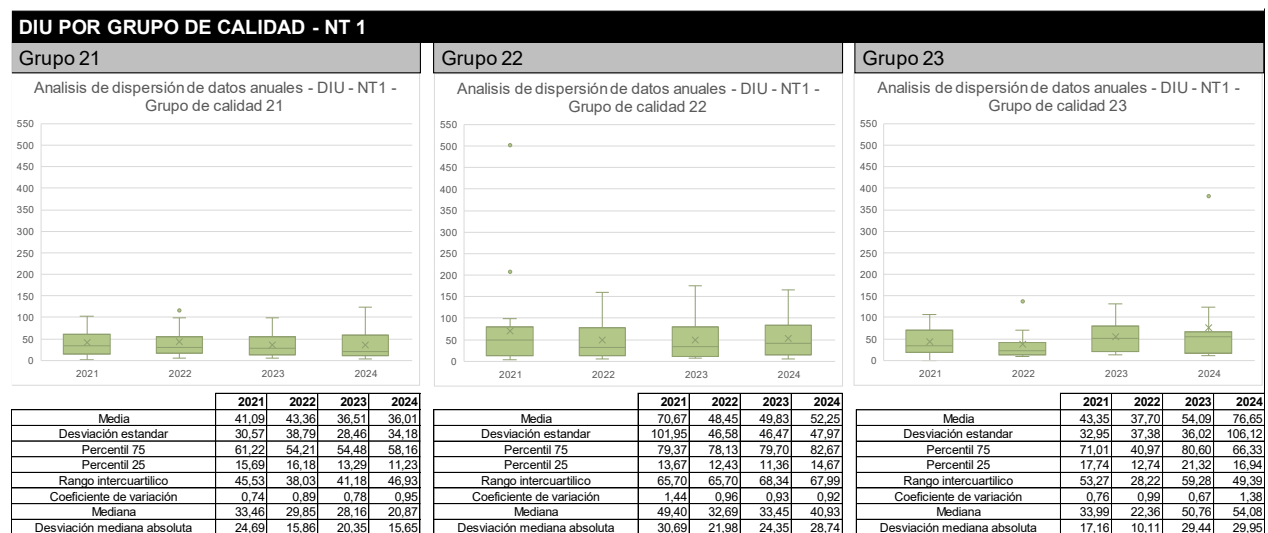
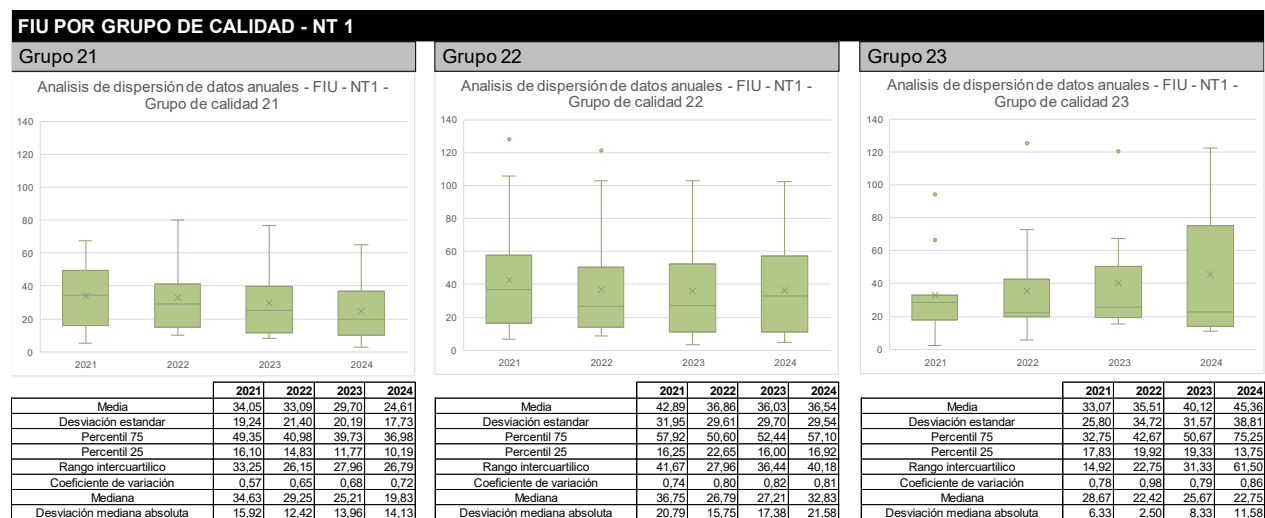


Figura 94. Análisis de dispersión del indicador FIU de los grupos de calidad 21, 22 y 23 – ruralidad 2



2.5.1.2.2.3 Grupo de calidad 31, 32, 33 – Ruralidad 3 – Nivel de tensión 1

Con respecto los grupos de calidad 31, 32 y 33 asociados a la ruralidad 3, el grupo de calidad 33, correspondiente al nivel de riesgo más alto (riesgo 3), presenta la mayor dispersión en los indicadores DIU y FIU, lo cual se refleja en los valores más elevados de rango intercuartílico, desviación mediana absoluta y percentil 75.

Adicionalmente, este grupo también registra los valores absolutos más altos de los indicadores DIU y FIU entre los grupos analizados, ya que tanto la media como la mediana superan las observadas en los grupos de calidad 31 y 32 a lo largo de los periodos evaluados.

Figura 95. Análisis de dispersión del indicador DIU de los grupos de calidad 31, 32 y 33 – ruralidad 3

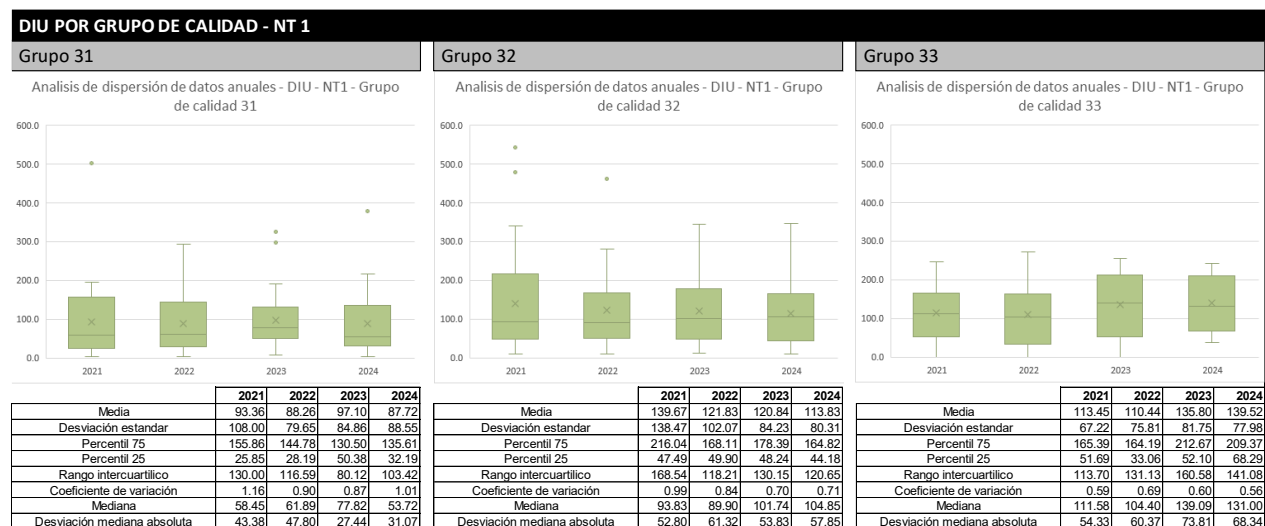
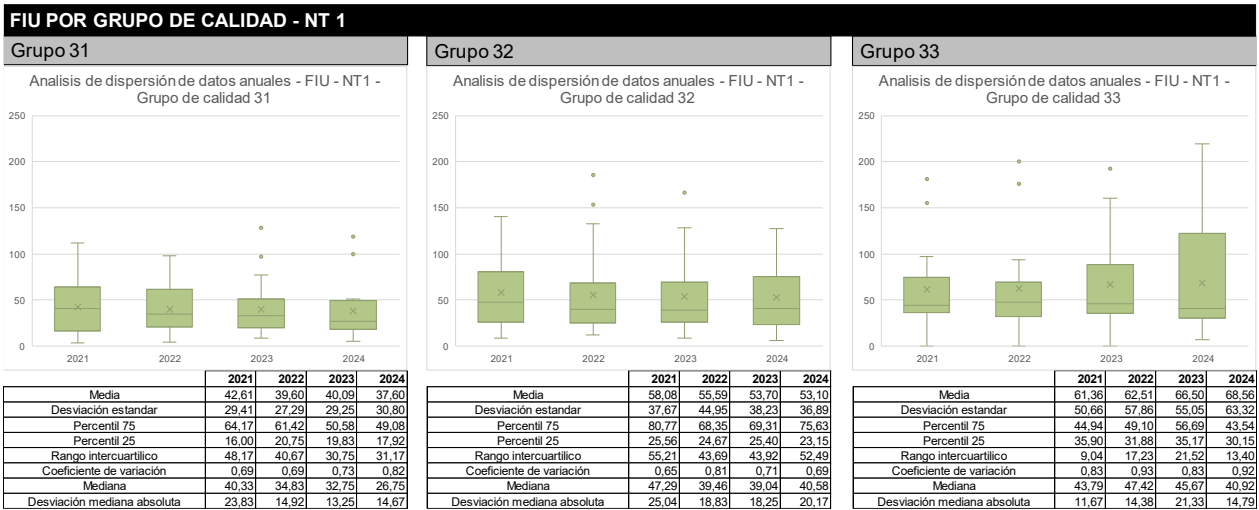


Figura 96. Análisis de dispersión del indicador FIU de los grupos de calidad 31, 32 y 33 – ruralidad 3



2.5.1.2.2.4 Grupo de calidad 11, 12, 13 – Ruralidad 3 – Nivel de tensión 2 y 3

Así como en el caso del grupo de calidad 21, 22 y 23 del nivel de tensión 1, en este caso se observa que los valores más altos del indicador DIU, así como la mayor dispersión, se presentan en el grupo de calidad 12. Esto se evidencia en que la media, la mediana, el rango intercuartílico, el percentil 75 y la desviación mediana absoluta de los periodos analizados son superiores en comparación con los otros grupos, incluso respecto al grupo de calidad 13, que corresponde al nivel de mayor riesgo.

Este comportamiento no se replica en el indicador FIU, donde el grupo de calidad 13 presenta los valores más altos y la mayor dispersión, lo cual resulta coherente con el nivel de riesgo elevado que caracteriza a dicho grupo.

Figura 97. Análisis de dispersión del indicador DIU de los grupos de calidad 13, 12 y 13 – ruralidad 1

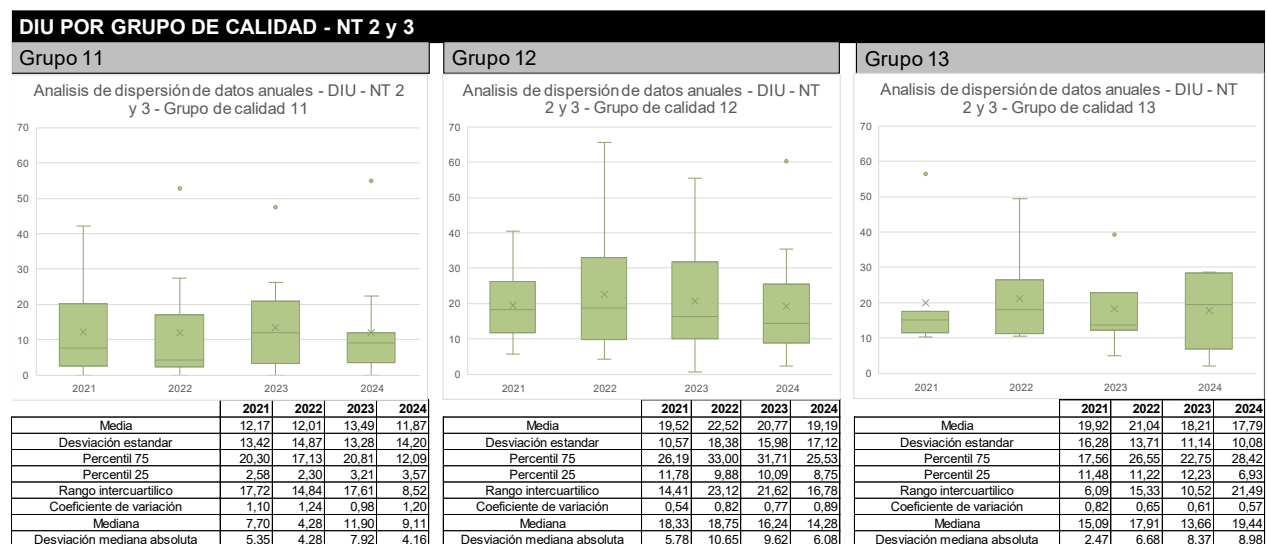
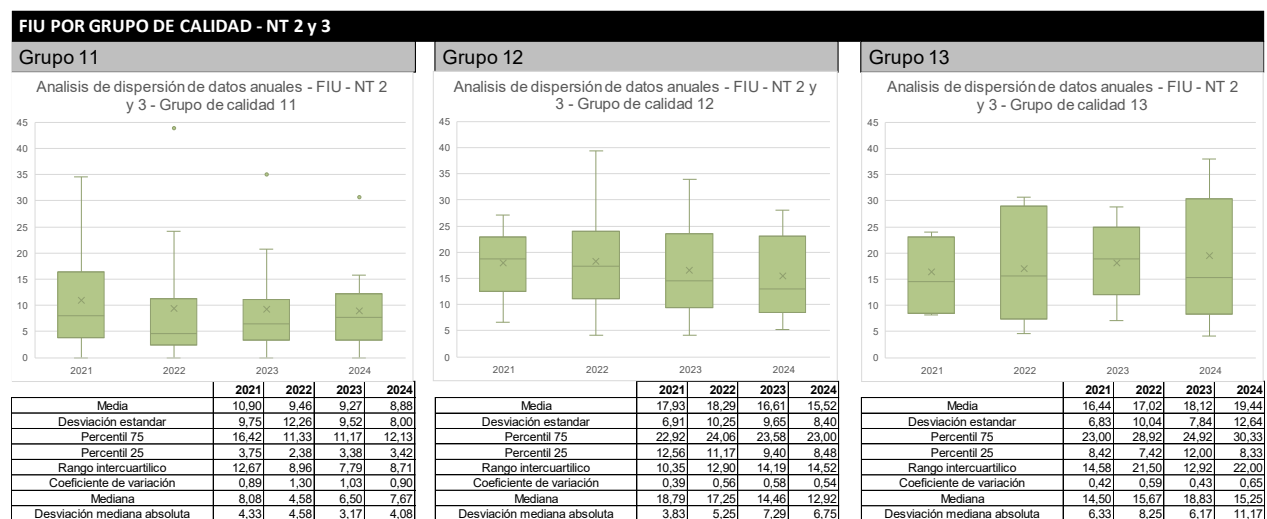


Figura 98. Análisis de dispersión del indicador FIU de los grupos de calidad 13, 12 y 13 – ruralidad 1



2.5.1.2.2.5 Grupo de calidad 21, 22, 23 – Ruralidad 2 – Nivel de tensión 2 y 3

En el caso de los grupos de calidad 21, 22 y 23, correspondientes al nivel de ruralidad 2, la mayor dispersión con respecto al indicador DIU y FIU se presenta en el grupo 23. Este grupo registra los valores más altos de rango intercuartílico, percentil 75 y desviación mediana absoluta tanto en el indicador DIU como FIU. Asimismo, se evidencian en este grupo los valores más elevados del indicador DIU y FIU, dado que tanto la media como la mediana de los años analizados son superiores respecto a los demás grupos de calidad del mismo nivel.

Figura 99. Análisis de dispersión del indicador DIU de los grupos de calidad 21, 22 y 23 – ruralidad 2

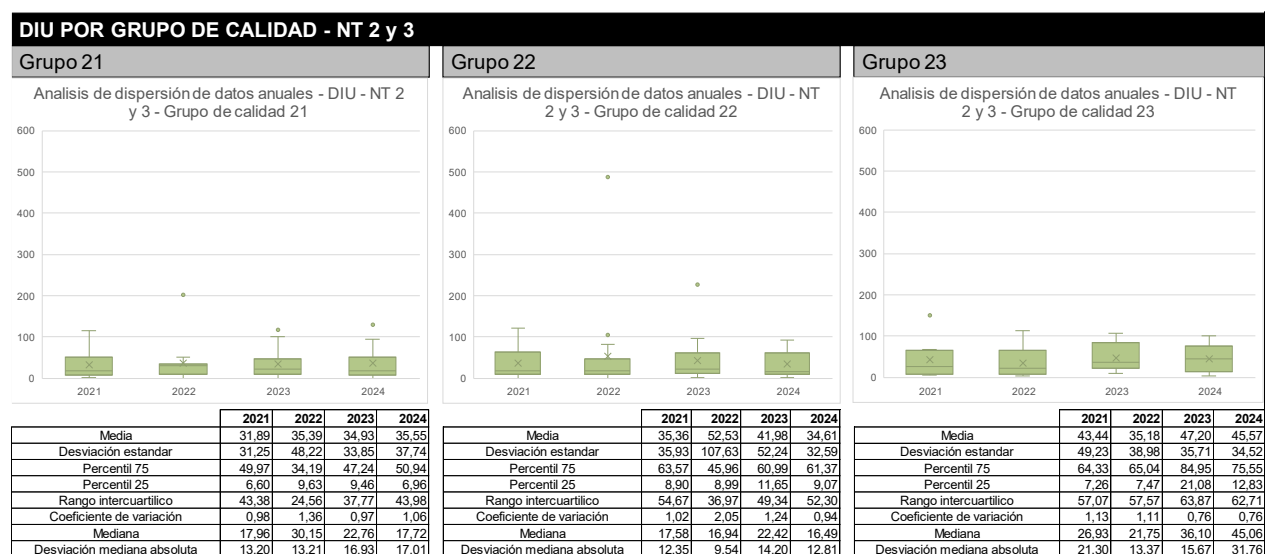
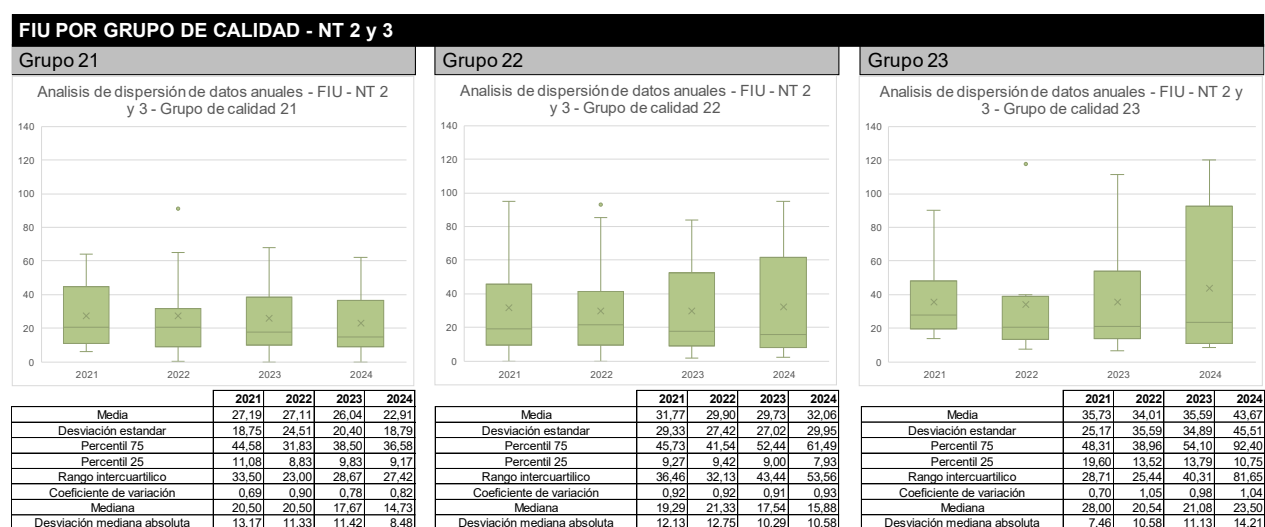


Figura 100. Análisis de dispersión del indicador FIU de los grupos de calidad 21, 22 y 23 – ruralidad 2



2.5.1.2.2.6 Grupo de calidad 31, 32, 33 – Ruralidad 3 – Nivel de tensión 2 y 3

Por otra parte, en el caso de los grupos de calidad 31, 32 y 33, asociados al nivel de ruralidad 3, se observa un comportamiento similar al descrito en los niveles anteriores. El grupo de calidad 33, correspondiente al nivel de riesgo más alto (riesgo 3), presenta la mayor dispersión en los indicadores DIU y FIU, lo cual se refleja en los valores más elevados de rango intercuartílico, desviación mediana absoluta y percentil 75.

Adicionalmente, este grupo también registra los valores absolutos más altos de los indicadores DIU y FIU entre los grupos analizados, ya que tanto la media como la mediana superan las observadas en los grupos de calidad 31 y 32 a lo largo de los periodos evaluados.

Figura 101. Análisis de dispersión del indicador DIU de los grupos de calidad 31, 32 y 33 – ruralidad 3

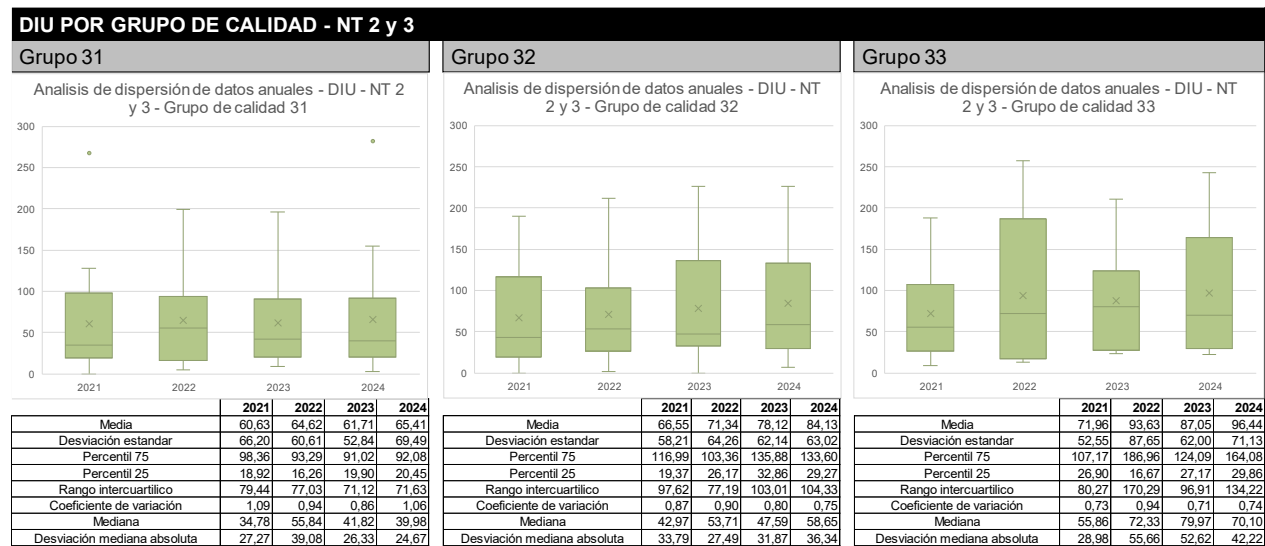
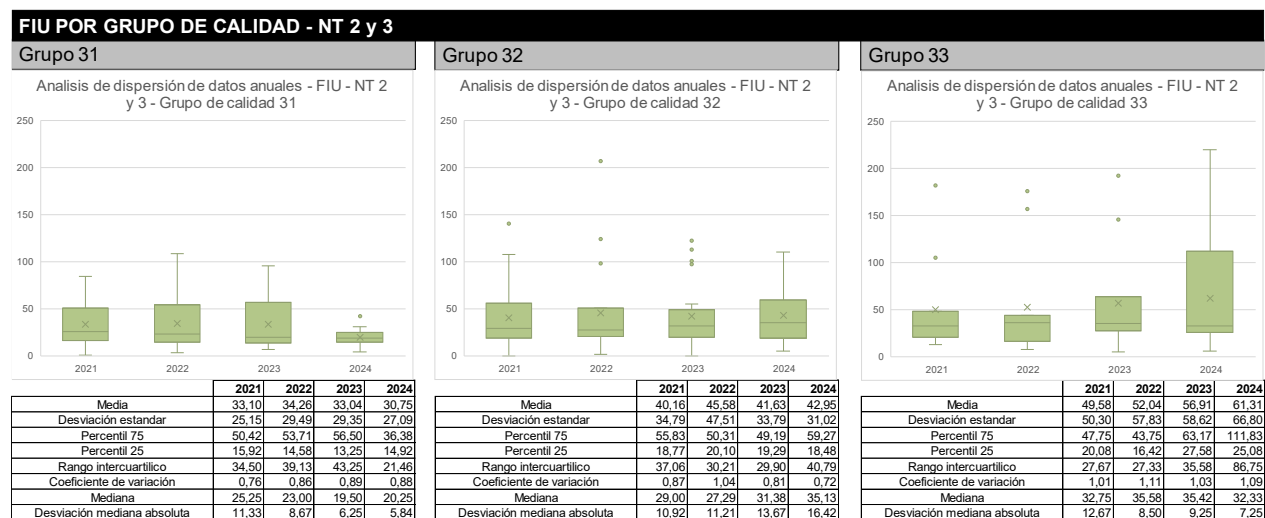


Figura 102. Análisis de dispersión del indicador FIU de los grupos de calidad 31, 32 y 33 – ruralidad 3



De acuerdo con el análisis realizado previamente se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- En la mayoría de los casos la mayor dispersión y los valores de los indicadores DIU y FIU se presentan en los grupos de calidad 13, 23 y 33, esta situación puede explicarse por el hecho de que estos grupos de calidad están asociados al nivel de mayor riesgo, conforme a la clasificación del Índice de Riesgo de Falla (IRF), el cual contempla variables como el nivel cerámico, la precipitación, la elevación sobre el nivel del mar, la densidad de descargas a tierra, los días con lluvia y la salinidad, estas condiciones incrementan significativamente la probabilidad de ocurrencia y severidad de eventos que afectan la continuidad del servicio.
- En el grupo de calidad 22 del nivel de tensión 1 y en el grupo de calidad 12 del nivel de tensión 2 y 3 se evidencian valores mayores del indicador DIU y mayor dispersión al compararlos con los grupos 23 y 13, respectivamente. Esto puede resultar

contraintuitivo pues lo esperado es que a mayor riesgo se tenga un peor indicador. Esta situación requiere analizar aspectos como esfuerzos realizados por los OR para las zonas rurales, o aspectos utilizados para la determinación de los niveles de riesgo en los grupos de calidad

- El análisis también evidencia que, en la mayoría de los casos, a medida que aumenta el nivel de riesgo dentro de cada uno de los niveles de ruralidad, los valores de los indicadores tienden a incrementarse, al igual que su dispersión. En efecto, al comparar los resultados por nivel de riesgo, se observa que los valores correspondientes al riesgo 2 son superiores a los del riesgo 1, y esta tendencia se mantiene con el riesgo 3, cuyos valores son aún más elevados en comparación con los del riesgo 2.
- Asimismo, al analizar los resultados en función del nivel de ruralidad, sin variar el nivel de riesgo, se observa que los valores de los indicadores y su dispersión tienden a incrementarse conforme aumenta dicho nivel. Esto es consistente con las condiciones operativas de las zonas rurales, las cuales, conforme a lo establecido en el artículo 30 de la Ley 388 de 1997 y los planes de ordenamiento territorial (POT) vigentes, presentan mayores dificultades en términos de operación, mantenimiento y acceso a infraestructura eléctrica. Estas condiciones estructurales generan una mayor variabilidad en la calidad del servicio, lo cual se refleja tanto en los valores de los indicadores como en su dispersión.

2.5.1.2.3 Análisis de compensaciones por calidad individual.

Este subcapítulo presenta el análisis de las compensaciones económicas que los OR deben efectuar a los usuarios de cada mercado de comercialización, cuando los indicadores de calidad individual del servicio de energía eléctrica superan los límites máximos establecidos en la regulación vigente en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018.

Según lo dispuesto en la metodología, las compensaciones por calidad individual se liquidan y aplican en periodos mensuales. La obligación de compensar surge cuando los indicadores de duración de las interrupciones (DIU - Duración Individual de las Interrupciones) y/o de frecuencia de las interrupciones (FIU - Frecuencia Individual de las Interrupciones) de un usuario específico superan los estándares mínimos de calidad garantizada (DIUG y FIUG) definidos para su nivel de tensión y área geográfica.

Una característica fundamental del mecanismo de cálculo de estas compensaciones, tal como se establece en la Resolución CREG 015 de 2018, es su diseño para ser progresivo en el tiempo. Es decir, que el valor de la compensación por cada hora de DIU o vez de FIU que exceda el límite garantizado aumenta año a año. Esta progresividad busca generar un incentivo económico creciente en los mercados de comercialización, motivando a sus operadores a reducir el número de usuarios que superan los límites de calidad garantizada, ya que el costo de las compensaciones se torna más oneroso con el paso del tiempo. Las compensaciones aplican de forma independiente tanto por la superación del límite de duración (DIUG) como por la superación del límite de frecuencia (FIUG).

Es relevante mencionar el tratamiento de las compensaciones destinadas a usuarios que se encuentran en mora en el pago de su factura de energía. De acuerdo con la regulación, un usuario en esta situación no tiene derecho a recibir directamente la compensación económica individual. El valor correspondiente a estas compensaciones no pagadas directamente al usuario en mora no se pierde, sino que se descuenta de los incentivos de calidad media que el OR podría recibir. De esta manera, el beneficio económico asociado a estas compensaciones no pagadas se traslada indirectamente a la totalidad de los usuarios del mercado de comercialización asociado a dicho OR, al aplicarse como una variación del cargo por incentivos de calidad del servicio que es un componente utilizado para calcular el cargo de distribución que pagan.

La fuente de información que se utilizó para realizar este análisis es el formato "TC2 - Facturación a Usuarios", el cual los OR deben reportar periódicamente en el Sistema Único de Información (SUI). Al explorar la calidad y completitud de los datos reportados en este formato, se identificaron algunas inconsistencias. Específicamente, la información disponible para antes del año 2021 resultó ser incompleta para varios mercados de comercialización. Esta situación podría estar relacionada con el proceso de aprobación de la resolución ingresos y cargos de la nueva metodología y la curva de transición en el reporte de los nuevos formatos requeridos por el SUI. Adicionalmente, se constató que algunos mercados no reportan la información de este formato (como Sibundoy), otros registran valores de compensaciones en cero para varios periodos, y para los mercados de Guaviare y Popayán no se registra información de compensaciones para el periodo analizado.

Por las razones expuestas sobre la calidad y completitud de los datos, y a diferencia de otros análisis presentados en este capítulo que pueden abarcan periodos desde el año 2021, se decidió centrar el análisis de las compensaciones por calidad individual en la información reportada a partir del año 2022.

Los resultados del análisis de las compensaciones por calidad individual reportadas en el formato TC2 del SUI para el periodo 2022-2024 se resumen en las Figura 103 y Figura 104:

Figura 103. Total de compensaciones por mercado de comercialización (2022-2024) MCOP²² Fuente: CREG con información SUI

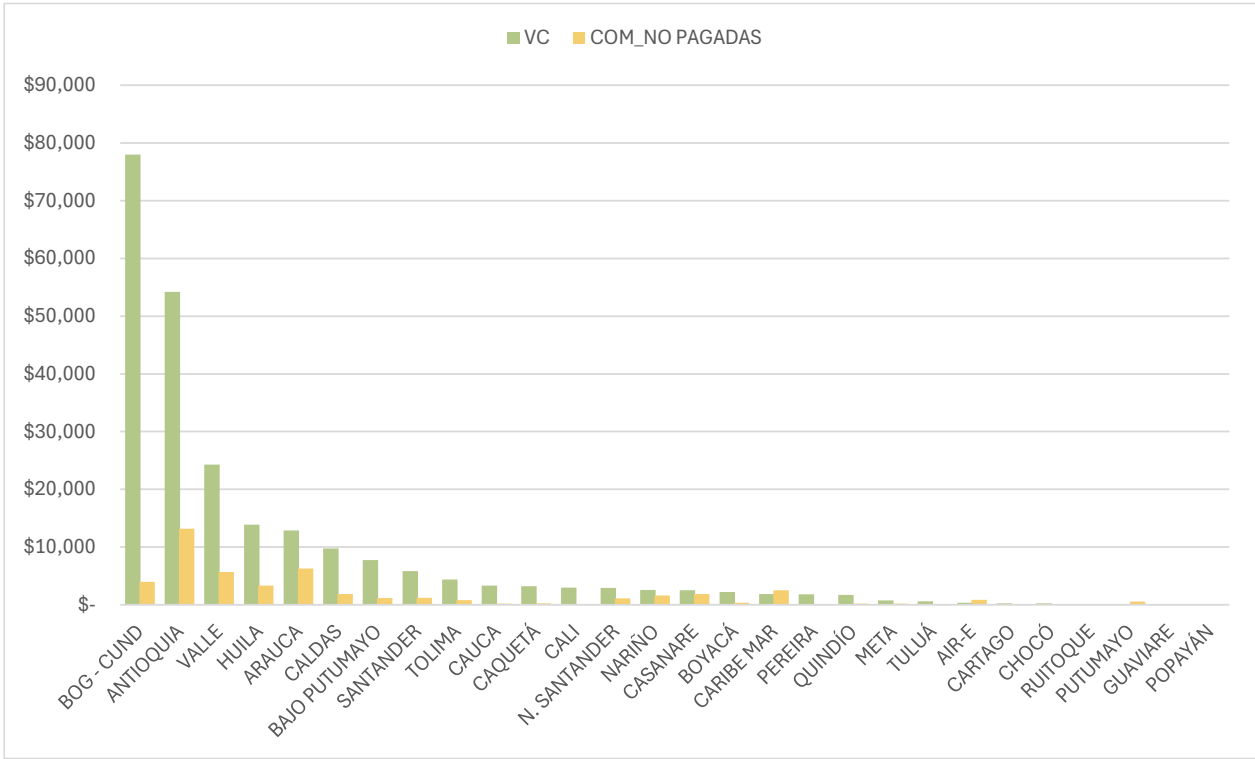
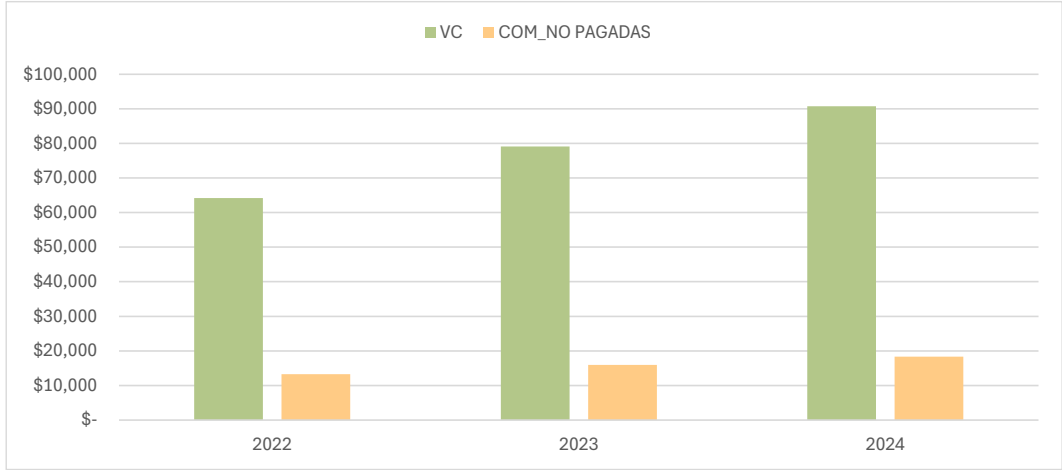


Figura 104. Resumen de Compensaciones por Calidad Individual agregado país (2022-2024) MCOP Fuente: CREG con información SUI



²² Convención:

VC: Valor Compensado a Usuarios

COM_NO_PAGADAS: Compensaciones No Pagadas a Usuarios en Mora

El valor total de las compensaciones no pagadas a usuarios en mora (COM_NO PAGADAS) para el periodo 2022-2024 se sitúa en aproximadamente \$47.482 MCOP. Este monto representa el valor que, al no ser pagado directamente a los usuarios en mora, se descuenta de los incentivos de calidad media para el respectivo mercado, beneficiando indirectamente al resto de usuarios del mercado.

Un hecho relevante encontrado, es la dinámica observada en los mercados de Air-e, Caribe Mar y Putumayo, donde el valor de las compensaciones no pagadas a usuarios en mora (COM_NO PAGADAS) supera al valor de las compensaciones efectivamente liquidadas en factura (VC). Esto muestra que en estos mercados la mayoría de los usuarios que perciben niveles de calidad del servicio inferiores a los exigidos, a su vez, son usuarios que se encuentran en mora.

Los datos de la Figura 103 revelan una alta concentración del valor total de las compensaciones en los mercados de mayor tamaño del país: Bogotá-Cundinamarca, Antioquia y Valle. Esta observación es consistente con la escala de sus operaciones, que atienden a un número significativamente mayor de usuarios en comparación con otros mercados.

Sin embargo, se observa que los mercados de la costa Caribe (Air-e y Caribe Mar) reportaron cifras de compensación total (VC + CONP) relativamente bajas en comparación con mercados de tamaño similar en otras regiones del país. Esto se pudo deber a que los límites definidos para la Costa utilizando la información del año 2016 arrojaron valores altos, que fueron fácilmente superados con las inversiones realizadas.

Por otra parte, la Figura 104 evidencia un crecimiento anual sostenido del monto total compensado a nivel nacional, pasando de aproximadamente \$77.500 MCOP en 2022 a más de \$109.000 MCOP en 2024. Este comportamiento es el resultado directo del diseño regulatorio establecido en el capítulo 5 de la Resolución CREG 015 de 2018. El mecanismo establece que el valor a compensar por cada hora o interrupción que exceda el límite individual (DIUG y FIUG, respectivamente) aumenta progresivamente cada año.

El análisis se complementa con la evolución de la cantidad de usuarios sujetos a compensación a nivel nacional durante el periodo 2021-2024, detallada en el Anexo 6.7. Para el Nivel de Tensión 1 (NT1), la proporción de usuarios compensados se mantuvo en un rango del 6% al 10%. Se identifica una tendencia general decreciente en dicha proporción para todas las categorías de ruralidad. No obstante, al analizar por nivel de riesgo, se evidencia una trayectoria creciente en el número de usuarios compensados clasificados en los niveles de riesgo 2 y 3.

En cuanto al Nivel de Tensión 2 (NT2), la proporción de usuarios compensados es significativamente superior a la de NT1, llegando a duplicarla en ciertos periodos. Destaca que este indicador ha alcanzado valores máximos del 26% para usuarios clasificados en la categoría de riesgo 1. Adicionalmente, se constata una tendencia creciente en el número de usuarios compensados para las categorías de ruralidad y para los niveles de riesgo 2 y 3, indicando un reto mayor en la mejora de la calidad para este segmento de la red.

2.5.1.3 Análisis jurídico de las exclusiones de eventos

El artículo 136 de la Ley 142 de 1994 establece que la prestación continua de un servicio de buena calidad es la obligación principal de la empresa en el contrato de servicios públicos y que el incumplimiento de la empresa en la prestación continua del servicio se denomina, para los efectos de esta Ley, falla en la prestación del servicio.

Dentro de los criterios para definir el régimen tarifario se establece que toda tarifa tendrá un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras. Un cambio en estas características se considerará como un cambio en la tarifa.

En ese sentido, la CREG ha definido un esquema de incentivos que se aplica con base en la calidad que en promedio brinda el OR a todos los usuarios que atiende y un esquema de compensaciones que se enfoca en la calidad que de manera individual recibe cada usuario de ese sistema.

En relación con los eventos excluibles, la Comisión entiende que son aquellos hechos que le impiden a la empresa gestionar de manera ágil la recuperación del servicio y por ende no se deben tener en cuenta para el cálculo de los indicadores de calidad promedio y calidad individual. Estos eventos son los que se enuncian en el numeral 5.2.2. del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018.

No obstante, en los literales g y h del numeral 5.2.2. antes mencionado se hace exigible un soporte dado por autoridad competente a efectos de que se puedan validar las exclusiones al momento de realizar la verificación de la información, de la siguiente manera:

g. Los debidos a catástrofes naturales, tales como erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremotos, maremotos, huracanes, ciclones y/o tornados. El OR debe mantener el soporte dado por la autoridad competente que declaró esta situación para la validación de las exclusiones durante el proceso de verificación de la información. En un término no mayor a 12 horas el OR debe informar al comercializador y este a su vez al usuario, la causa del evento y la fecha y hora estimada de recuperación del suministro del servicio de energía eléctrica.

h. Los debidos a actos de terrorismo. El OR debe mantener el soporte dado por la autoridad competente que declaró esta situación para la validación de las exclusiones durante el proceso de verificación de la información. En un término no mayor a 12 horas el OR debe informar al comercializador y este a su vez al usuario, la causa del evento y la fecha y hora estimada de recuperación del suministro del servicio de energía eléctrica.

La Comisión ha manifestado en varias oportunidades que la regulación sobre calidad del servicio de energía eléctrica establecida en el numeral 5.2 del Anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 tiene como objetivo incentivar al OR a disminuir la cantidad y la duración de los eventos programados y no programados que se producen en los elementos que componen sus sistemas, ya sea a través de la ejecución de inversiones o a través de la gestión ágil y oportuna de todos los eventos.

Sin embargo, en aplicación de las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 015 de 2018 y particularmente frente al tema del soporte requerido en los literales g y h del numeral 5.2.2., se ha analizado la posibilidad de considerar una modificación, debido a

los inconvenientes manifestados por los OR, gremios y SSPD para la consecución del referido documento, pues pese a tener claridad respecto de las autoridades competentes encargadas del manejo de situaciones provenientes de desastres naturales y orden público, no ha sido fácil para los OR obtener de ellas los respectivos soportes que demuestren la ocurrencia de dichos eventos. Además, su obtención puede superar los plazos requeridos para el reporte de los eventos y el cálculo de indicadores previstos en la regulación.

2.5.2 Calidad del servicio en el STR

Este análisis pretende conocer, por medio de herramientas estadísticas, el comportamiento de los eventos de indisponibilidad en el Sistema de Transmisión Regional, tanto a nivel individual por activo como a nivel agregado por grupos de activos, con el fin de identificar patrones, recurrencias y tendencias relevantes que puedan influir en la calidad del servicio en los STR. Además, se busca identificar el desempeño de la calidad a nivel nacional y en los diferentes mercados de comercialización, frente a las exigencias de calidad establecidas en la Resolución CREG 015 de 2018 identificadas como las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAI), sobre las cuales se calculan incentivos y compensaciones aplicables a los Operadores de Red.

2.5.2.1 Análisis a nivel nacional

Este apartado se desarrolla en concordancia con lo establecido en el numeral 5.1.5 de la Resolución CREG 015 de 2018, el cual define los valores de MHAI aplicables a los grupos de activos establecidos en la regulación, que en caso de ser superados generan compensaciones a los agentes.

Tabla 13. Máximas horas anuales de indisponibilidad

Grupos de activos	MHAI
Conexión de OR al STN	65
Equipo de compensación	18
Línea del STR	38
Barraje sin bahías de maniobra	15
Barraje con bahías de maniobra	30

Por simplicidad, para el ejercicio se consideraron ventanas anuales comprendidas entre enero y diciembre, desde 2014 hasta 2024, abarcando así un periodo general de once años. La información utilizada fue obtenida a partir de la base de datos suministrada por XM, radicada en la CREG con el número E2025002203 del 14 de febrero de 2025, mediante la cual se recibió el registro de eventos asociados a los activos del STR, incluyendo sus respectivas fechas de ocurrencia, el nombre del activo y el subsistema al que se encuentra asociado. Dicha información también contempla la causa de los eventos, las exclusiones aplicadas y la identificación del agente operador correspondiente a cada activo.

La conformación de los subsistemas, basada en lo establecido en el numeral 5.1.4.2 de la Resolución CREG 015 del 2018, es utilizada en el análisis hecho en este documento con el fin de que la evaluación del desempeño en la calidad del servicio de los activos del STR se haga en las mismas condiciones en las que se verifican las MHAÍ.

En una primera etapa, se evalúan las horas totales de indisponibilidad con el fin de determinar el desempeño de las exigencias regulatorias por parte de los diferentes grupos. Los resultados obtenidos se comparan entre años, lo que permite identificar los periodos con mayor cantidad de horas de indisponibilidad y, adicionalmente, calcular el porcentaje anual de grupos de activos que superaron los límites establecidos.

La segunda parte del análisis incorpora la evaluación de dispersión basado en todos los datos correspondientes a los activos que registraron eventos de indisponibilidad. Este análisis permite evaluar la variabilidad en el comportamiento de las indisponibilidades a lo largo de los diferentes años, facilitando la identificación de periodos con mayor o menor dispersión en los resultados. Lo anterior permite evidenciar años en los cuales el desempeño frente a las exigencias regulatorias fue más homogéneo o heterogéneos respectivamente.

El análisis de dispersión se apoya en el cálculo de diversas medidas estadísticas descriptivas, tales como la media, mediana, desviación estándar, desviación mediana absoluta, percentiles (25 y 75), rango intercuartílico y coeficiente de variación. Estas métricas permiten caracterizar la distribución y estabilidad del comportamiento de los activos, ofreciendo información para interpretar la magnitud y consistencia de los niveles de indisponibilidad observados en cada periodo evaluado.

2.5.2.1.1 Conexión del OR al STN

De acuerdo con lo establecido en el numeral 5.1.4.2, el grupo de activos correspondiente a la conexión del OR al STN está conformado por el transformador que se conecta directamente al STN, así como por todas las bahías de transformador que lo vinculan al SIN, siempre que estas sean remuneradas dentro de la actividad de distribución. También se incluyen en este grupo aquellos transformadores que, aunque no se conectan al STN, cuentan con al menos dos devanados operando en el nivel de tensión 4, junto con sus respectivas bahías en dicho nivel. Adicionalmente, según lo indicado en el numeral 5.1.5, se aclara que las bahías asociadas forman parte integral del grupo de activos denominado “conexión del OR al STN”.

Con base en la información caracterizada, se analizaron un total de 203 subsistemas asociados al grupo de activos Conexión del OR al STN. La mayoría de estos se encuentran vinculados a los mercados de Bogotá - Cundinamarca, Caribe Mar, Antioquia, AIR-E y Valle tal como se presenta en la Tabla 14. Los mercados de comercialización con mayor cantidad de grupos de activos en esta categoría son Bogotá - Cundinamarca, Caribe Mar, Antioquia, Air-e y Valle, tal como se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 14. Cantidad de Grupos de Activos Conexión al STN por mercado.
Fuente: CREG con información XM

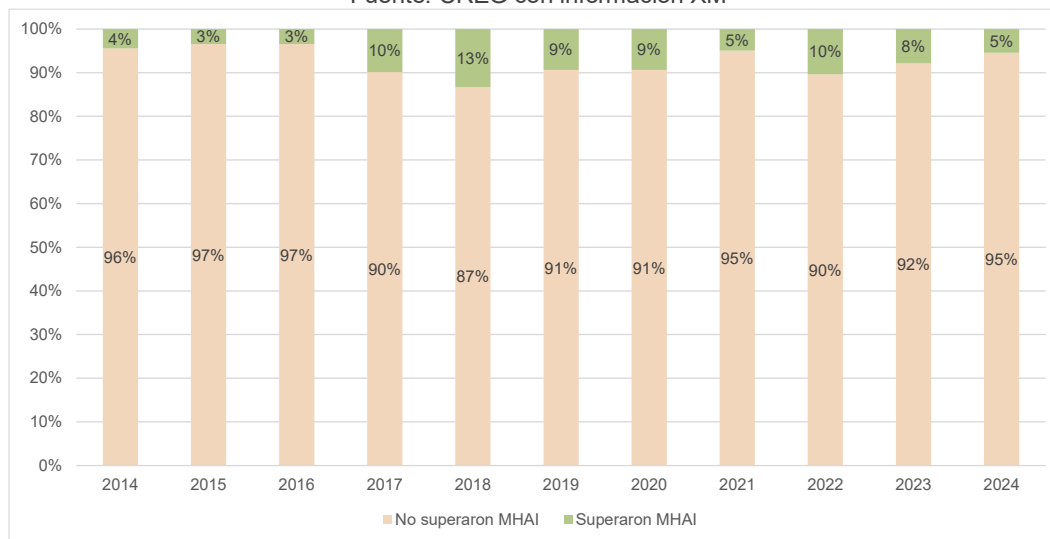
Mercado	Cantidad de subsistemas
BOG - CUND	38

Mercado	Cantidad de subsistemas
CARIBE MAR	29
CALDAS	9
BOYACÁ	9
ARAUCA	6
SANTANDER	12
ANTIOQUIA	27
META	3
VALLE	23
AIR-E	25
HUILA	4
NORTE DE SANTANDER	7
TOLIMA	4
CAUCA	2
NARIÑO	3
BAJO PUTUMAYO	1
CALI	1
Total de subsistemas	203

Con el propósito de determinar una visión general a nivel nacional, se llevó a cabo un análisis preliminar en el cual los subsistemas fueron clasificados según el desempeño de dicha exigencia. Para ello, se efectuó un conteo general de los subsistemas la superaron y de aquellos que no lo hicieron, permitiendo así consolidar un porcentaje global por año (Ver Figura 105).

Al analizar dichos porcentajes se identificó que un alto número de subsistemas, aproximadamente el 90%, no superaron las exigencias definidas en cada vigencia anual. El desempeño más deficiente respecto a los indicadores establecidos se presentó en el año 2018, con un porcentaje del 13%. No obstante, los años en los que se registró el mayor número de grupos de activos que no superaron la exigencia fueron 2015 y 2016. (Ver Figura 105)

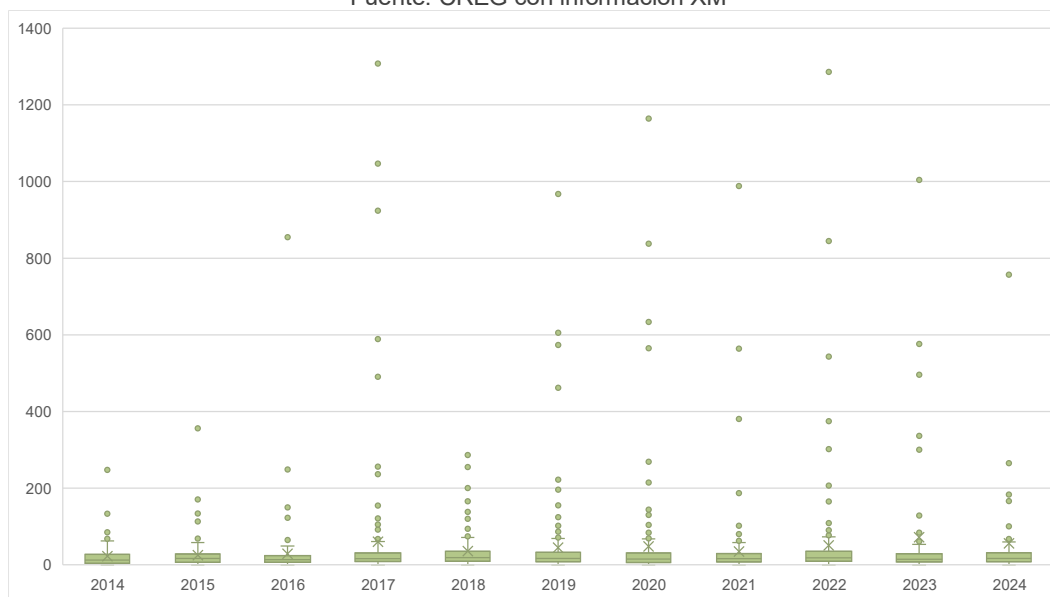
Figura 105. Desempeño de las exigencias en el grupo de activos de conexión del OR al STN.
Fuente: CREG con información XM



En cuanto al análisis de dispersión de los datos anuales totales para el grupo de Conexión del OR al STN se observa que la media anual de duración de indisponibilidad se ha mantenido, en general, por debajo del valor de referencia regulatorio de 65 horas, excepto en el año 2023, donde el promedio alcanzó 72 horas, superando de forma significativa la exigencia y marcando un comportamiento atípico respecto a los años anteriores.

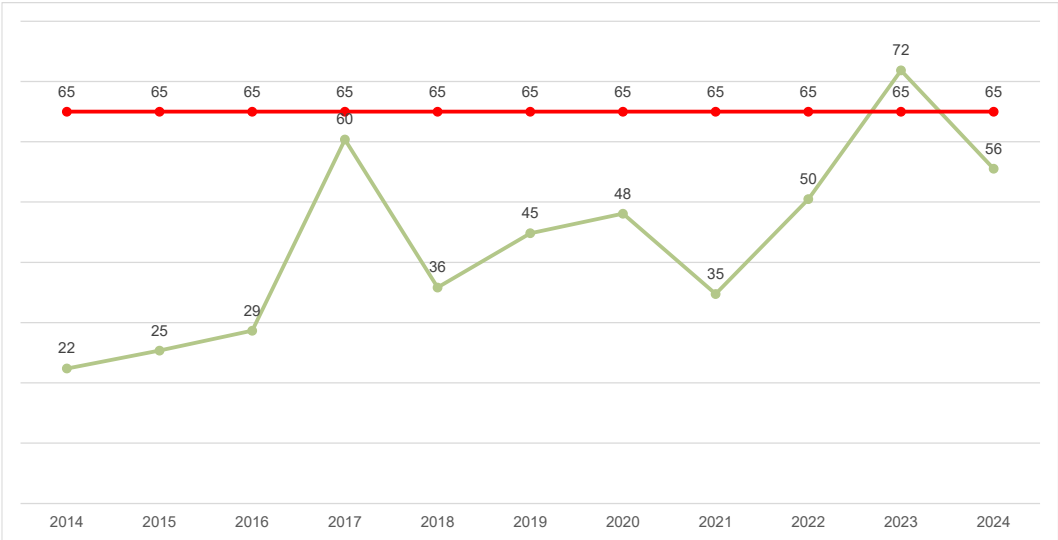
No obstante, el rango intercuartílico se ha mantenido relativamente constante, lo que sugiere una estabilidad dentro del 50% central de los datos (Ver Tabla 15). Sin embargo, la presencia de valores extremos por fuera de este rango se evidencia claramente en la Figura 106, donde los datos externos se han vuelto más frecuentes e intensos desde el año 2016.

Figura 106. Análisis de dispersión anual del grupo de activos del Conexión del OR al STN.
Fuente: CREG con información XM



De otra parte, a pesar de que en la mayoría de los años la media está por debajo del umbral regulatorio (ver Figura 107), el análisis de dispersión revela una elevada variabilidad, especialmente a partir de 2016. Este fenómeno se intensifica en los años 2017, 2023 y 2024, donde la desviación estándar alcanza valores de 175, 401 y 323, respectivamente, y el coeficiente de variación supera ampliamente el 1 (Ver Tabla 15). Esto indica que, existen grupos de activos con indisponibilidades muy por encima del promedio, distorsionando los resultados agregados.

Figura 107. Promedio anual vs MHAI – Conexión del OR al STN.
Fuente: CREG con información XM



Al observar la mediana, se identifica que todos los años se encuentran muy por debajo de la exigencia (Ver Tabla 15). Los valores oscilan entre 12 y 19 horas, lo que indica que al menos el 50% de los subsistemas tuvieron indisponibilidades por debajo de la exigencia establecida. Esto sugiere que el problema no radica en la mayoría de los activos, sino en un grupo reducido con altos valores de indisponibilidad que afecta la media.

El análisis del percentil 75 reafirma esta situación, ya que, en todos los años dicho valor se mantiene por debajo del umbral regulatorio de 65 horas, con un máximo de 35 horas en 2018. Esto implica que incluso el 75% de los subsistemas estuvieron dentro de las MHAI, lo cual es un indicador favorable si se excluye aquellos subsistemas que tuvieron superaron muy por encima de la exigencia.

Tabla 15. Medidas estadísticas descriptivas Conexión al STN.
Fuente: CREG con información XM

Medidas estadísticas descriptivas	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Media	22	25	29	61	36	45	48	35	35	72	55
Desviación estándar	31	40	82	175	49	112	138	97	97	401	323
Percentil 75	27	28	24	32	35	32	31	30	30	29	32
Percentil 25	4	7	7	9	9	8	6	8	8	7	8
Rango intercuartílico	23	22	18	23	26	24	25	22	22	21	23
Coeficiente de variación	1,4	1,6	2,9	2,9	1,4	2,5	2,9	2,8	2,8	5,6	5,8

Medidas estadísticas descriptivas	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Mediana	12	17	14	16	19	17	15	16	16	15	16
Desviación mediana absoluta	10	11	9	10	11	11	10	9	9	9	10
MHAI	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65	65

2.5.2.1.2 Equipo de compensación.

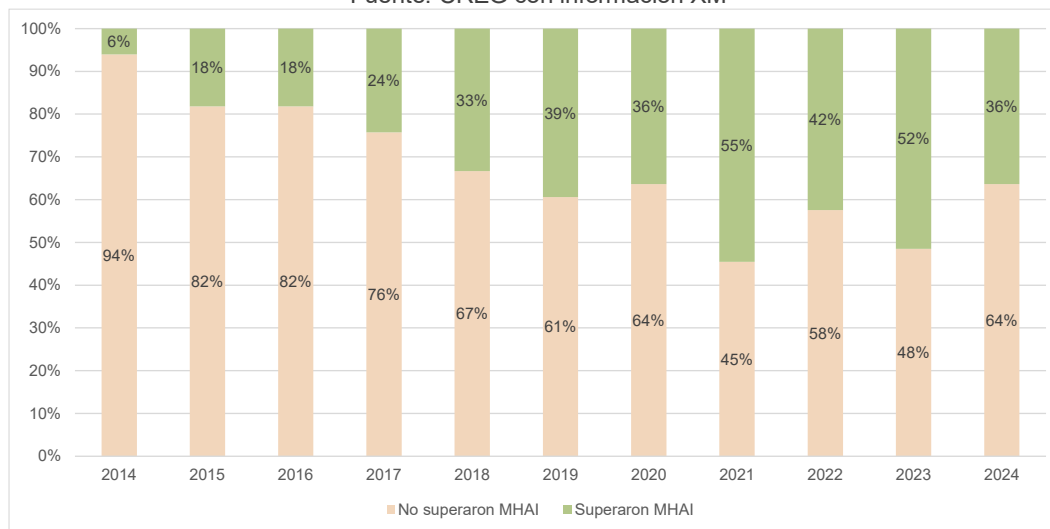
En concordancia con el numeral 5.1.4.2 este grupo de activos está constituido por el respectivo equipo de compensación y las bahías que lo conectan al STR. Con base en la información caracterizada, se analizaron un total de 33 subsistemas asociados al grupo de activos de Equipos de compensación. La mayoría de estos se encuentran vinculados a los mercados de Bogotá – Cundinamarca, Caribe Mar y Meta tal como se representa en la Tabla 16.

Tabla 16. Cantidad de Grupos de Activos Equipo de Compensación por mercado.
Fuente: CREG con información XM

Mercado	Cantidad de subsistemas
BOG - CUND	10
CARIBE MAR	8
META	9
AIR-E	2
NORTE DE SANTANDER	3
ANTIOQUIA	1
Total de subsistemas	33

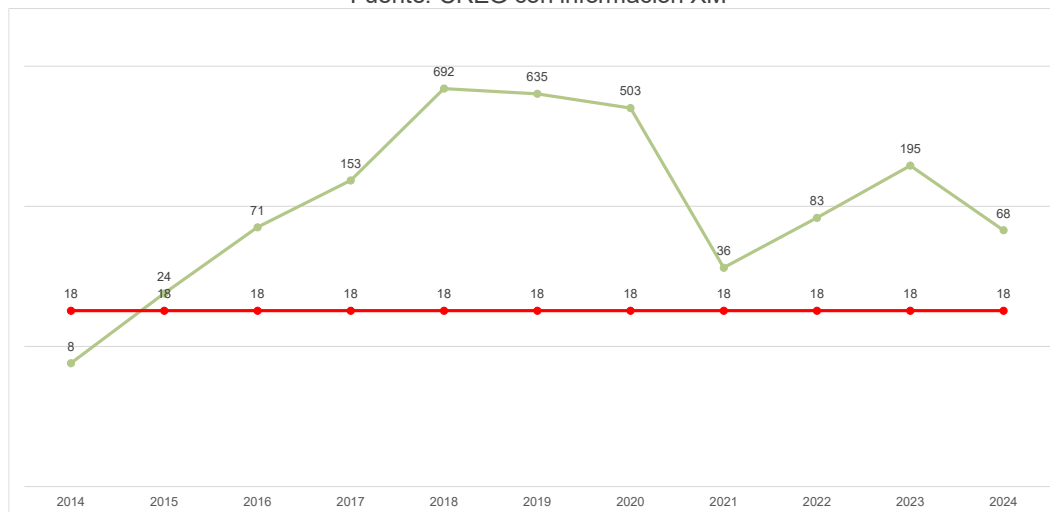
Así como en el caso anterior se realiza el análisis a nivel nacional en cuanto a la duración de los eventos, entendida como la indisponibilidad de los activos, y contrastarla con los límites establecidos por las MHAI, se identificó una variación en el desempeño de las exigencias en los años analizados. El menor porcentaje de mercados que superaron la exigencia se presentó en el año 2014 con un total de 6% de los subsistemas; por su parte el año en el que se presentó el desempeño más deficiente fue en el 2021 con un total de 55%. (Ver Figura 108)

Figura 108. Desempeño de las exigencias en el grupo de activos Equipo de Compensación.
Fuente: CREG con información XM



Durante el periodo de análisis, en el grupo de activos de Equipo de compensación se evidencia un comportamiento altamente variable, con un incremento importante en los valores promedio de duración de indisponibilidad desde el año 2015. Mientras que en 2014 la media se mantiene por debajo del umbral regulatorio, a partir de 2016 se registran valores que exceden la exigencia de 18 horas, alcanzando máximos de 692 horas en 2018 y 635 horas en 2019. Aunque entre 2021 y 2024 se observa una tendencia a la baja, los promedios siguen siendo significativamente mayores al límite normativo (ver Figura 109).

Figura 109. Promedio anual vs MHAÍ – Equipo de compensación.
Fuente: CREG con información XM



Por su parte, la mediana, que refleja el comportamiento central de los datos sin estar influenciada por los valores extremos, se mantiene por debajo de la meta en los primeros cinco años. No obstante, entre 2019 y 2024, la mediana también comienza a superar el umbral, lo que indica que el bajo desempeño dejó de estar concentrado solo en unos pocos activos para volverse más generalizado dentro del grupo (ver Tabla 17).

El percentil 75 presenta un comportamiento alto, aunque en años como 2015, 2017, 2018, 2021, 2023 y 2024 este indicador se encuentra relativamente cerca del umbral, en otros años como 2016, 2019, 2020 y 2022 los valores son considerablemente altos. Esto indica que un menor porcentaje de subsistemas puede tener un desempeño aceptable con respecto a las exigencias establecidas, esto se evidencia por medio del percentil 25 (ver Tabla 17).

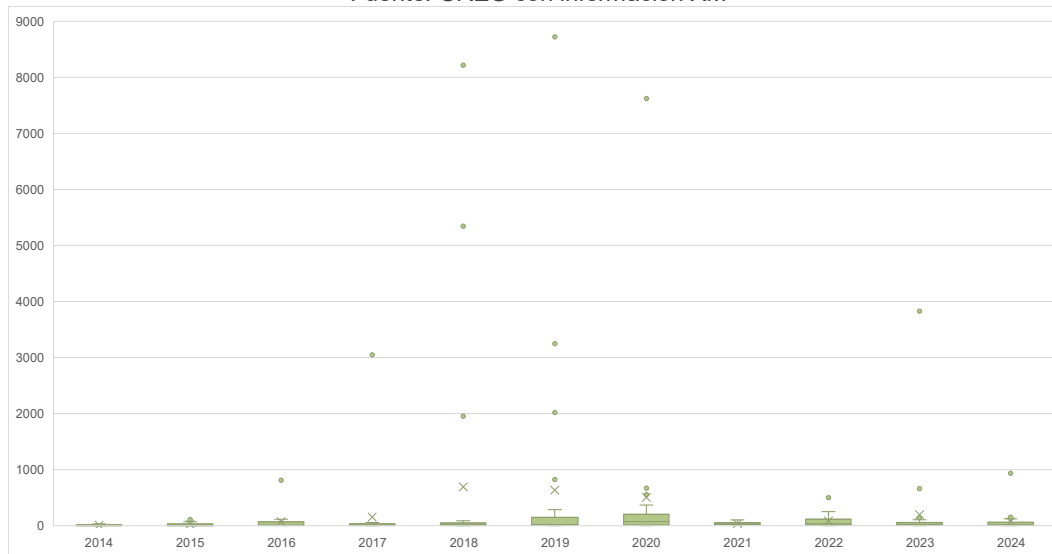
Tabla 17. Medidas estadísticas descriptivas Equipo de Compensación.
Fuente: CREG con información XM

Medidas estadísticas descriptivas	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Media	8	24	71	153	692	635	503	36	83	195	68
Desviación estándar	11	32	180	647	2011	1842	1687	26	119	723	175
Percentil 75	14	29	68	31	49	146	201	53	113	56	60
Percentil 25	0,4	1	3	2	1	9	9	20	9	8	4
Rango intercuartílico	13	28	65	29	48	138	191	33	103	48	55
Coefficiente de variación	1	1	3	4	3	3	3	1	1	4	3
Mediana	3	9	12	10	16	20	72	31	32	28	15
Desviación mediana absoluta	2	8	10	8	16	18	62	15	26	19	11
MHAI	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18

Estas diferencias se explican por una distribución fuertemente asimétrica y con alta dispersión, como se observa en la desviación estándar de la Tabla 17 y en la Figura 110, donde se identifican múltiples valores atípicos, algunos superiores a 8000 horas. Los coeficientes de variación mayores a 1 y la elevada desviación mediana absoluta refuerzan la idea de un grupo con alta heterogeneidad y fuerte presencia de subsistemas con comportamientos extremos.

A partir de 2021 se logra una estabilización relativa tanto en la media como en la mediana, aunque en 2023 se registra un repunte con 195 horas promedio. No obstante, el rango intercuartílico se mantiene en niveles intermedios lo que indica que el 50% central de los datos aún presenta una amplitud considerable. En conclusión, el grupo de activos de Equipo de compensación reflejan un comportamiento altamente influenciado por valores extremos.

Figura 110. Análisis de dispersión anual del grupo de activos del Equipo de compensación.
Fuente: CREG con información XM



2.5.2.1.3 Línea del STR

De acuerdo con lo establecido en el numeral 5.1.4.2, este grupo de activos está constituido por el circuito que conecta dos subestaciones del STR (o más de dos subestaciones si hay conexiones en T). Incluye las bahías de línea con las que se opera su conexión al STR.

Con base en la información caracterizada, se analizaron un total de 623 subsistemas asociados al grupo de activos de líneas del STR. La mayoría de estos se encuentran vinculados a los mercados de Bogotá - Cundinamarca, Valle, Antioquia, Caribe Mar y Boyacá tal como se presenta en la Tabla 18.

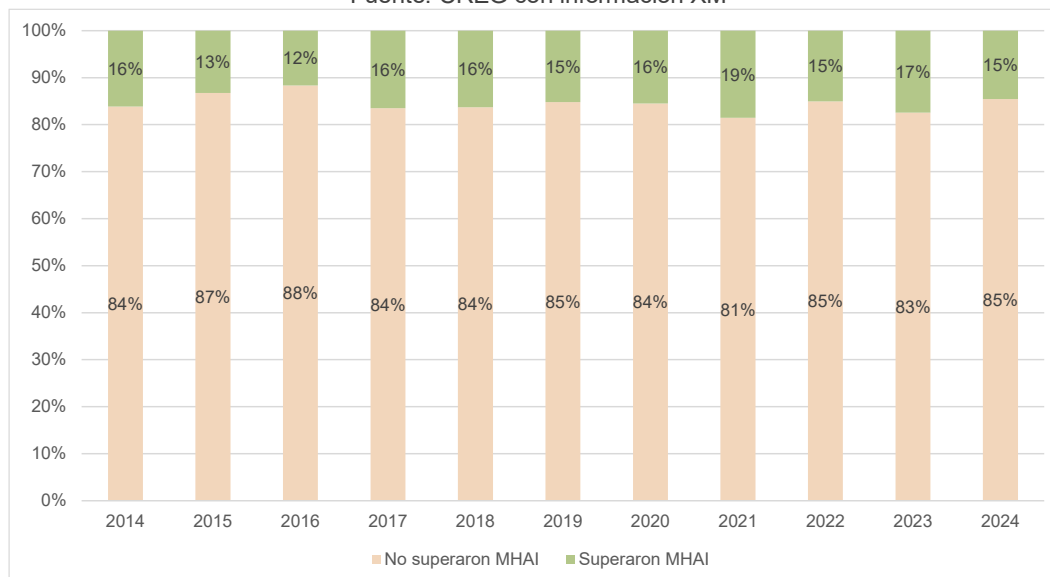
Tabla 18. Cantidad de Grupos de Activos Línea del STR por mercado.
Fuente: CREG con información XM

Mercado	Cantidad de subsistemas
NORTE DE SANTANDER	15
CALI	12
HUILA	12
ANTIOQUIA	93
BOG - CUND	126
CALDAS	29
VALLE	101
ARAUCA	1
AIR-E	36
SANTANDER	32
META	15
BOYACÁ	48
CARIBE MAR	59

Mercado	Cantidad de subsistemas
NARIÑO	16
CAUCA	8
CHOCÓ	4
TOLIMA	2
PEREIRA	3
BAJO PUTUMAYO	2
CASANARE	8
CAQUETÁ	1
Total de subsistemas	623

Al analizar la duración de los eventos, entendida como la indisponibilidad de los activos, y al contrastarla con los límites establecidos por las MHAÍ, se identificó que un alto porcentaje de los subsistemas, aproximadamente el 80%, tuvo un desempeño aceptable con relación a las exigencias regulatorias en cada uno de los años. En este caso el mayor porcentaje de mercados que superaron las MHAÍ se presentó en el año 2021 con un 19%, y los años con mejor desempeño se presentó en el 2015 y 2016 con un 87% y 88% respectivamente.

Figura 111. Desempeño de las exigencias establecidas para el grupo de activos de conexión del OR al STN.
Fuente: CREG con información XM



El análisis de dispersión, ilustrado en la Figura 112, muestra que durante todos los años se presentan valores atípicos de gran magnitud, algunos de los cuales superan ampliamente las 3000 e incluso las 8000 horas. Estos casos explican las elevadas desviaciones estándar, por ejemplo, 500 en 2016 y 474 en 2015, y los altos coeficientes de variación entre 3 y 7 en varios años, lo que confirma que el comportamiento global está fuertemente influenciado por pocos subsistemas con indisponibilidades atípicas (Ver Tabla 19). Por su parte, el rango intercuartílico se ha mantenido relativamente constante a lo largo del tiempo, situándose entre 24 y 33 horas, mientras que la desviación mediana

absoluta oscila entre 11 y 13, lo que sugiere que la mayoría de los activos presentan una dispersión contenida en torno a la mediana (Ver Tabla 19).

Figura 112. Análisis de dispersión anual del grupo de activos de Líneas del STR
Fuente: CREG con información XM

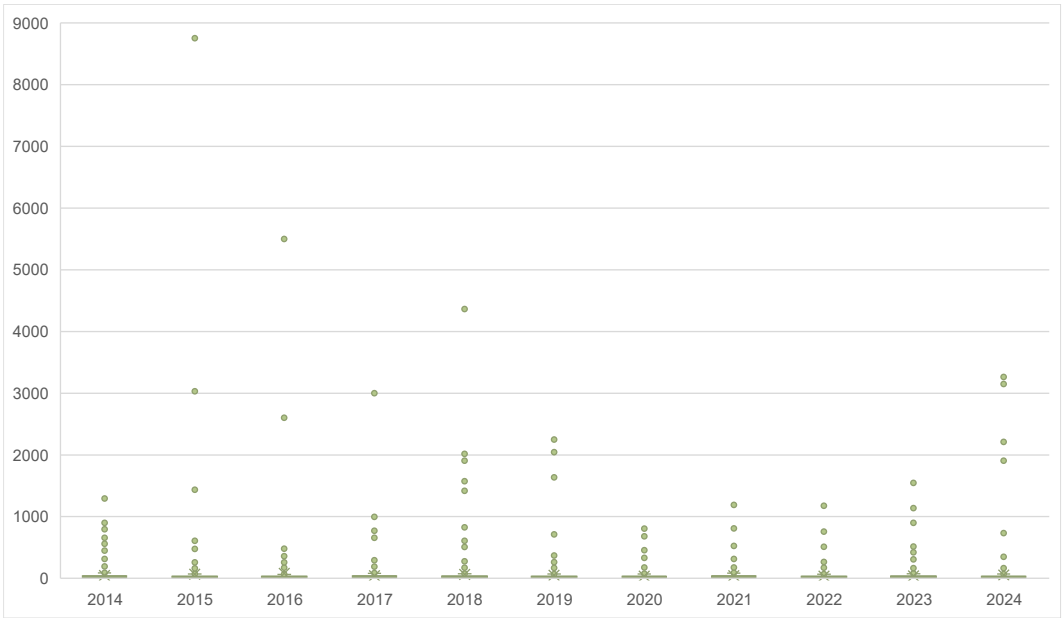
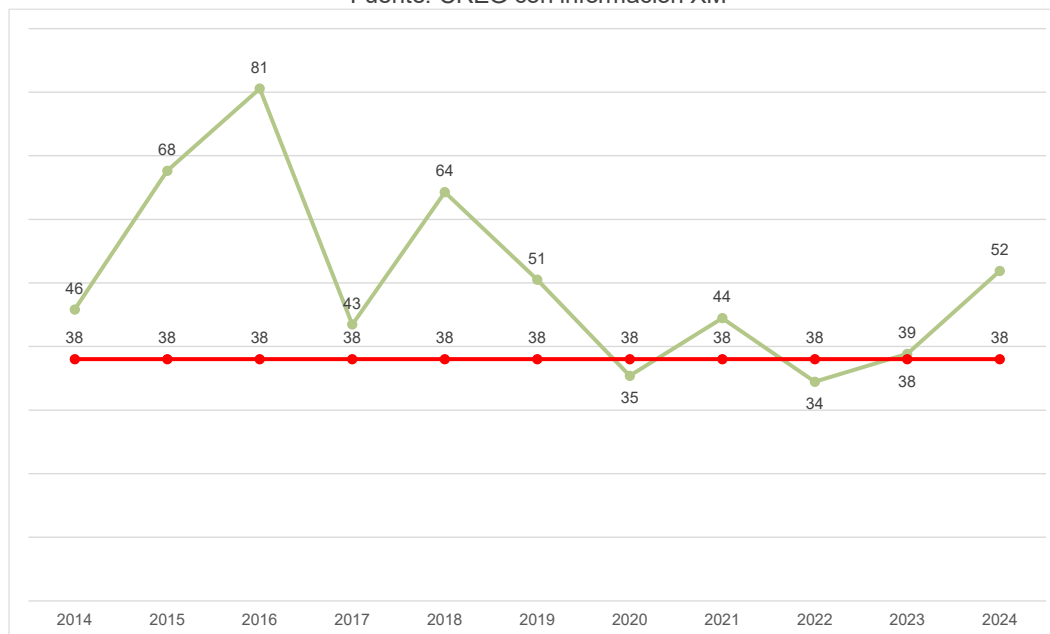


Tabla 19. Medidas estadísticas descriptivas Líneas del STR.
Fuente: CREG con información XM

Medidas estadísticas descriptivas	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Media	46	68	81	43	64	51	35	44	34	39	52
Desviación estándar	116	474	500	166	276	189	75	106	95	109	250
Percentil 75	40	34	32	38	36	33	33	38	32	35	33
Percentil 25	7	8	8	8	9	8	8	7	8	8	7
Rango intercuartílico	33	26	24	30	26	25	25	31	24	27	25
Coefficiente de variación	3	7	6	4	4	4	2	2	3	3	5
Mediana	17	15	16	18	17	16	18	16	16	18	18
Desviación mediana absoluta	12	11	11	12	12	11	11	13	11	11	12
MHAI	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38

En cuanto a la duración de las indisponibilidades del grupo de activos de Líneas del STR durante el periodo del 2014 al 2024 se evidencia una variabilidad considerable en los valores promedio, los años 2015, 2016 y 2018 presentan las medias más elevadas, todas por encima de las 38 horas establecidas como exigencias regulatorias. Asimismo, en 2014, 2017, 2021 y 2024 la media también supera el umbral, aunque con valores más próximos al límite. Los únicos años en los que no se excede la exigencia son 2020 y 2022; sin embargo, en ambos casos las medias se aproximan al valor máximo permitido (Ver Figura 113).

Figura 113. Promedio anual vs MHAÍ Líneas del STR
Fuente: CREG con información XM



La mediana, por su parte, se mantiene por debajo de la exigencia en todos los años, con valores entre 15 y 18 horas. Esto indica que al menos el 50% de los activos tiene una duración de indisponibilidad inferior al límite regulatorio. En efecto, el percentil 75, que representa el valor por debajo del cual se encuentra el 75% de los datos, también se encuentra desde el 2015 hasta el 2024, por debajo o justo en el límite de 38 horas. En la mayoría de los años, este indicador se ubica entre 32 y 38 horas, reflejando que incluso tres cuartas partes de los grupos de activos logran mantenerse en rangos aceptables. No obstante, en el año 2024 se evidencia que un menor porcentaje de grupos de activos no superan la exigencia en comparación con el resto de los años analizados (Ver Tabla 19).

No obstante, así como en los casos anteriores, la contradicción entre el desempeño de la mediana y percentiles, frente a la persistencia de valores elevados en la media, pone en evidencia un fenómeno claro de asimetría en la distribución de los datos. Es decir, existen pocos subsistemas con comportamientos atípicos, que concentran gran parte de las horas de indisponibilidad y elevan de forma considerable la media anual, sin afectar sustancialmente la mediana ni el percentil 75.

2.5.2.1.4 Barraje sin bahía de maniobra

De acuerdo con lo establecido en el numeral 5.1.4.2, el grupo de activos está constituido por el módulo de barraje y las bahías de acople, transferencia o seccionamiento, en caso de que cuente con estas.

Con base en la información caracterizada, se analizaron un total de 179 subsistemas asociados al grupo de activos de Barrajes sin bahías de maniobra. La mayoría de estos se encuentran vinculados a los mercados de Bogotá - Cundinamarca, Antioquia y Valle tal como se presenta en la Tabla 20.

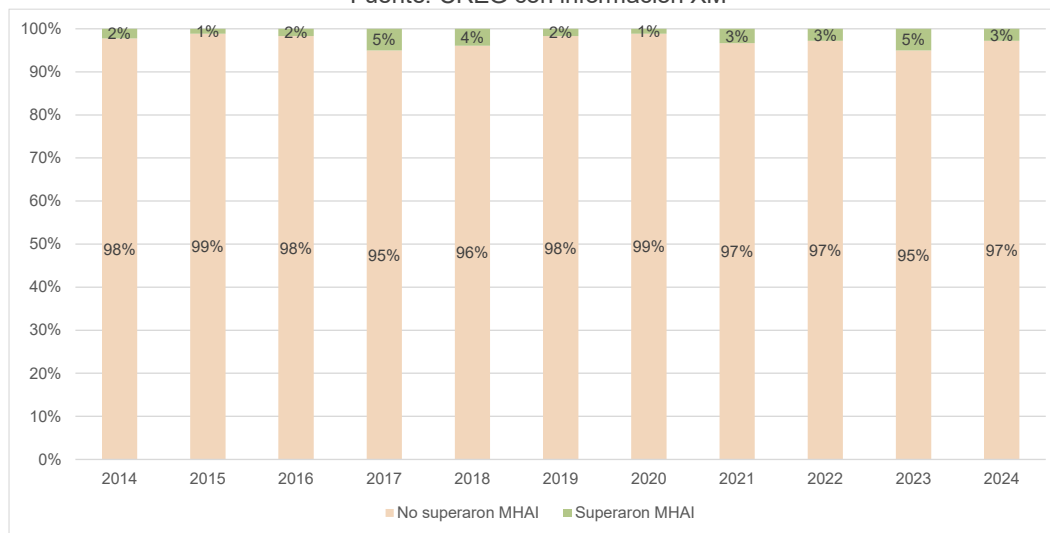
Tabla 20. Cantidad de Grupos de Activos Barraje sin bahías de maniobra por mercado.
Fuente: CREG con información XM

Mercado	Cantidad de subsistemas
ARAUCA	2
CAUCA	2
PUTUMAYO	1
NARIÑO	7
BAJO PUTUMAYO	2
VALLE	15
NORTE DE SANTANDER	8
BOG - CUND	42
ANTIOQUIA	34
CHOCÓ	4
BOYACÁ	10
CASANARE	2
SANTANDER	10
HUILA	5
CARIBE MAR	18
AIR-E	10
META	5
CAQUETÁ	1
CALI	1
Total de subsistemas	179

Al analizar la indisponibilidad de los activos y contrastarla con los límites establecidos por las MHAI, se identificó que un alto porcentaje de los subsistemas, aproximadamente el 95%, no superaron las exigencias definidas en cada vigencia anual. El mayor porcentaje de mercados que superaron las MHAI se presentó en los años 2017 y 2023, con un 5%. No obstante, los años en los que se registró el mayor número de subsistemas que no superaron las exigencias fueron 2015 y 2020. (Ver Figura 114)

Figura 114. Desempeño de las exigencias establecidas para el grupo de activos de conexión del OR al STN.

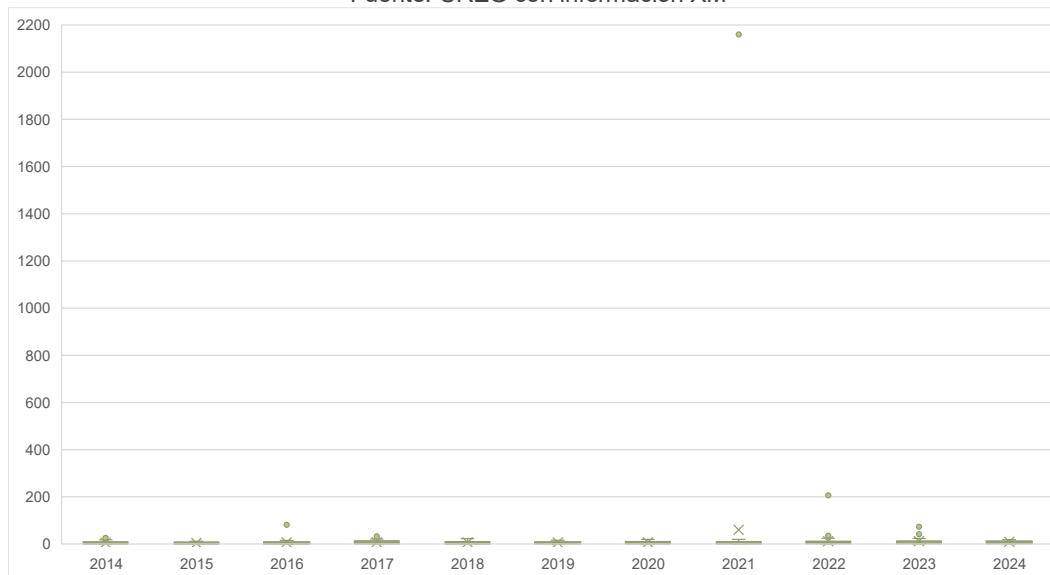
Fuente: CREG con información XM



Desde el punto de vista de la dispersión, la desviación estándar y el coeficiente de variación muestran estabilidad en la mayoría de los años. Sin embargo, en 2021 se observa un pico anómalo, con una desviación estándar de 340 horas y un coeficiente de variación de 5, reflejo del impacto de los datos extremos que también se evidencia en la Figura 115. Este comportamiento no se repite en otros años, donde los indicadores de dispersión son bajos y consistentes (Ver Tabla 21).

Figura 115. Análisis de dispersión anual del grupo de activos de Barraje sin bahías de maniobra

Fuente: CREG con información XM

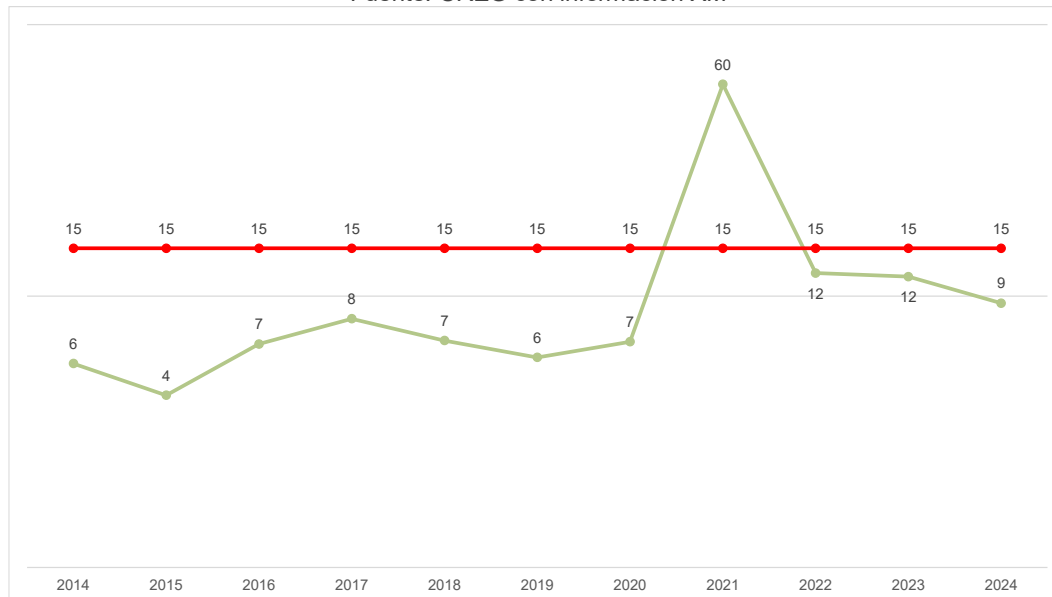


Durante el periodo del 2014 al 2024, el grupo de activos de Barraje sin bahías de maniobra muestra un desempeño mayoritariamente favorable en cuanto a duración de indisponibilidad. La media anual se mantiene consistentemente por debajo de la exigencia de 15 horas, con excepción del año 2021, en el cual se registra un valor de 60 horas, atribuible a un caso atípico extremo evidenciado en la Figura 115. En años como

2014, 2015 y 2019, el promedio se ubica entre un umbral de 4 y 6 horas, lo cual indica las menores horas de indisponibilidad del periodo analizado.

Figura 116. Promedio anual vs MHA1 Barraje sin bahías de maniobra.

Fuente: CREG con información XM



Por otra parte, la mediana que representa el comportamiento central sin distorsiones por datos extremos permanece muy por debajo de la exigencia en todos los años analizados, oscilando entre 0,2 y 7 horas, lo cual confirma que al menos el 50% de los subsistemas no superaron las exigencias regulatorias. Este hallazgo es especialmente relevante, ya que refuerza que el desempeño general del grupo no se ve comprometido por los pocos casos extremos (Ver Tabla 21).

El percentil 75, que indica el valor por debajo del cual se ubica el 75% de los datos, también es consistentemente inferior al umbral de 15 horas. Incluso en 2021, el año con la media más elevada, el percentil 75 se mantiene en 9 horas, lo cual refleja que la mayoría de los subsistemas sigue dentro de la exigencia, y que el aumento del promedio obedece a un número muy limitado de registros anómalos.

Tabla 21. Medidas estadísticas descriptivas Barraje sin bahías de maniobra.

Fuente: CREG con información XM

[illegible]

En conclusión, el grupo de activos de Barraje sin bahías de maniobra presenta un desempeño favorable con respecto a las exigencias regulatorias. La media, mediana y percentil 75 se mantienen por debajo de las 15 horas en prácticamente todo el periodo, con excepción de un único año (2021) afectado por un valor extremo. Este resultado indica que la gran mayoría de los activos opera dentro de los límites establecidos, y que los indicadores globales pueden verse distorsionados por uno o dos casos excepcionales.

2.5.2.1.5 Barraje con bahías de maniobra

De acuerdo con lo establecido en el numeral 5.1.4.2, este grupo de activos está constituido por el módulo de barraje y las bahías de acople, transferencia o seccionamiento, en caso de que cuente con estas.

Con base en la información caracterizada, se analizaron un total de 96 subsistemas asociados al grupo de activos de Barraje con bahías de maniobra. La mayoría de estos se encuentran vinculados a los mercados de Bogotá - Cundinamarca, Valle, Antioquia, Caldas y Caribe Mar tal como se presenta en la Tabla 22.

Tabla 22. Cantidad de Grupos de Activos Barraje con bahías de maniobra por mercado.
Fuente: CREG con información XM

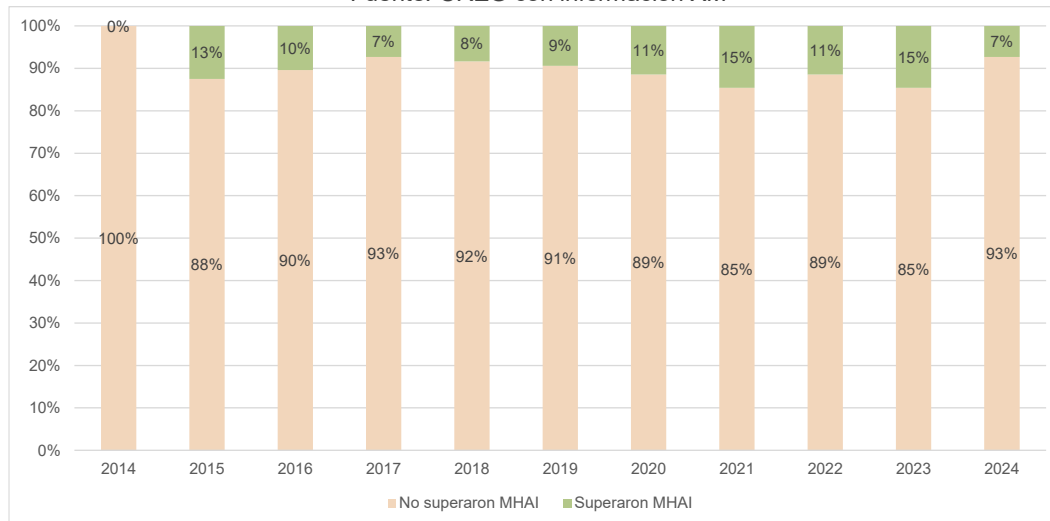
Mercado	Cantidad de subsistemas
CALDAS	14
BOG - CUND	17
ANTIOQUIA	7
VALLE	26
CARIBE MAR	8
CAUCA	3
PEREIRA	2
CALI	2
TOLIMA	1
NARIÑO	1
NORTE DE SANTANDER	2
BOYACÁ	3
AIR-E	4
META	4
HUILA	1
SANTANDER	1
Total de subsistemas	96

Así como en el caso de los grupos anteriores, al realizar el análisis con base en la indisponibilidad de los activos y al contrastarla con los límites de MHAI, se identificó que aproximadamente el 91% de los subsistemas en cada año no supero la exigencia establecida en la regulación. No obstante, el año 2021 y 2023 el porcentaje de

subsistemas que superaron dicha exigencia fue el más alto en comparación con el resto del periodo (Ver Figura 117).

Figura 117. Desempeño de las exigencias establecidas para el grupo de activos de Barraje con bahías de maniobra.

Fuente: CREG con información XM

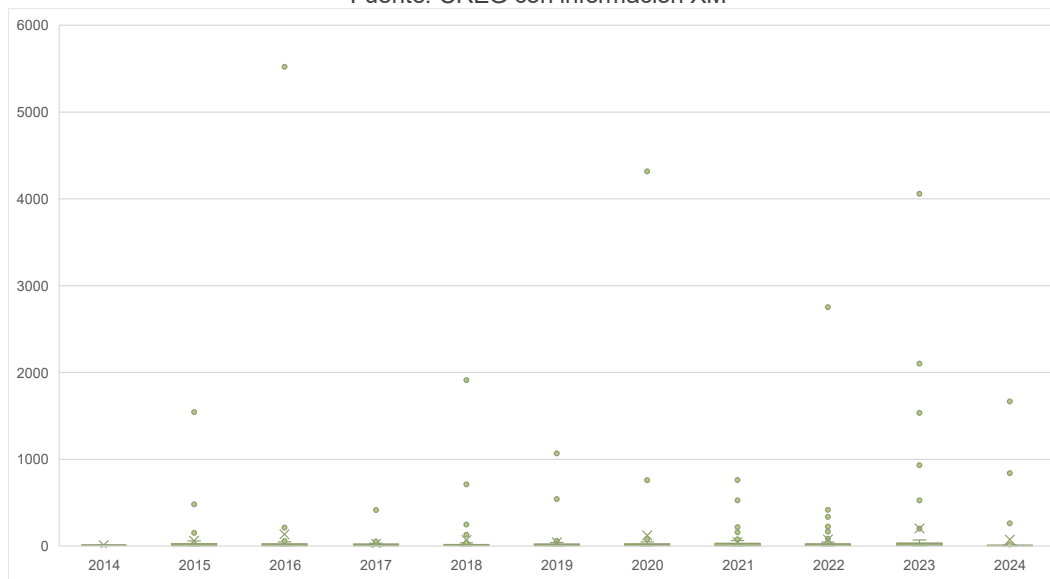


Con relación a la dispersión, la variabilidad del comportamiento del grupo de activos de Barraje con bahías de maniobra es extrema y se ve reflejada en varios indicadores, por ejemplo, la desviación estándar es alta en 2015 y sobre todo en 2023, lo que evidencia la presencia de valores atípicos extremos. Esto se confirma en la Figura 118, donde se observan valores superiores a 5000 horas.

Por su parte, el coeficiente de variación, que permite comparar la dispersión relativa con respecto a la media, alcanza valores de 7 en 2015 y 2023. Esto significa que la dispersión es hasta 7 veces mayor que el valor promedio, lo cual indica falta total de homogeneidad en esos años. El rango intercuartílico también muestra una gran variabilidad. En 2023, el valor alcanza 78 horas, mientras que en años como 2017 o 2024 es de apenas 8 o 9 horas, lo que reafirma el comportamiento del grupo de activos en estos años (Ver Tabla 23).

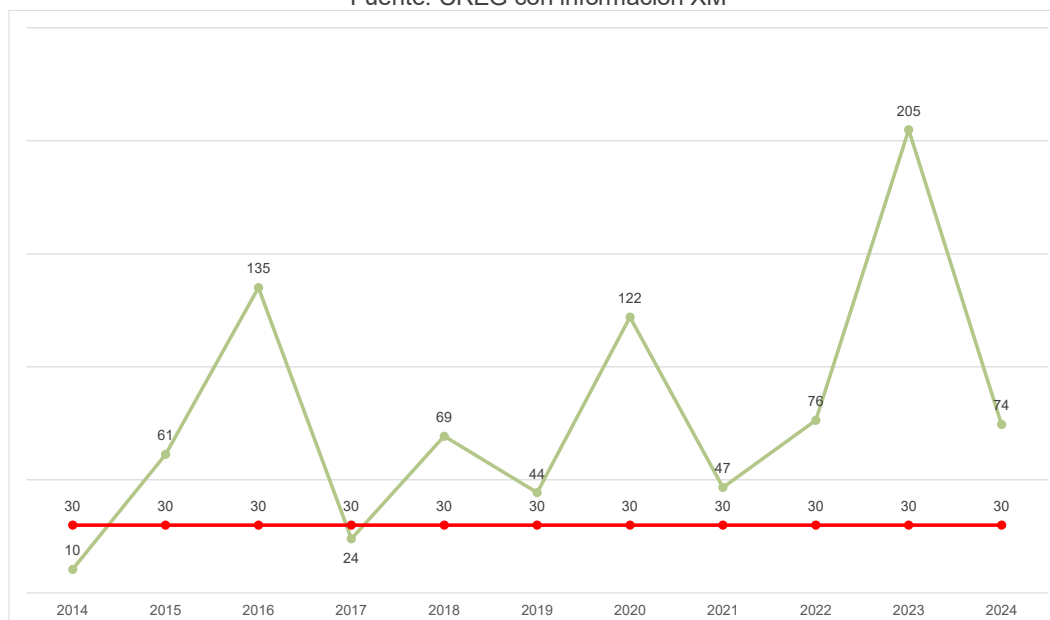
La desviación mediana absoluta, también presenta valores altos en años 2020, 2021, 2022 y 2023, lo que corrobora que la dispersión no solo proviene de pocos casos extremos, sino también de una heterogeneidad real en el comportamiento del grupo.

Figura 118. Análisis de dispersión anual del grupo de activos de Barraje con bahías de maniobra
Fuente: CREG con información XM



De igual manera, durante el periodo de 2014 al 2024, el grupo de activos de Barraje con bahías de maniobra evidencia un comportamiento altamente inestable con respecto a la duración de las indisponibilidades. Aunque en algunos años como 2014 y 2017 la media se ubica por debajo de la exigencia, en la mayoría de los años supera ampliamente el umbral regulatorio. Los picos más críticos se presentan en 2016, 2020 y 2023, siendo estos años los de mayores horas que superaron las exigencias (ver Figura 119).

Figura 119. Promedio anual vs MHAI Barraje con bahías de maniobra
Fuente: CREG con información XM



La mediana, que refleja el comportamiento central sin la distorsión de los valores extremos, se encuentra por debajo de la exigencia en la mayoría de los años, con valores que oscilan entre 4 y 24 horas. Esto indica que al menos el 50% de los activos presentan un desempeño aceptable con relación a las exigencias regulatorias, pero no evita que los

valores extremos disparen la media y generen una percepción global de superación de los límites (Ver Tabla 23).

El percentil 75 resulta particularmente revelador, ya que, en los años 2015, 2016, 2021 y 2023 presenta valores superiores a la exigencia de 30 horas, alcanzando máximos de hasta 125 y 83 horas. Esto indica que, en dichos años, al menos el 25% de los grupos de activos superaron ampliamente el límite permitido. No obstante, en los años restantes, el 75% de los grupos de activos logró mantenerse dentro de la exigencia regulatoria (Ver Tabla 23).

Tabla 23. Medidas estadísticas descriptivas.
Fuente: CREG con información XM

Medidas estadísticas descriptivas	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Media	10	61	135	24	69	44	122	47	76	205	74
Desviación estándar	-	439	146	19	13	17	62	14	17	1466	4
Percentil 75	-	125	46	9	23	27	15	32	17	83	10
Percentil 25	-	3	7	0,4	2	5	3	9	6	5	1
Rango intercuartílico	-	122	38	9	21	21	12	23	11	78	8
Coeficiente de variación	-	7	1	1	0,2	0,4	1	0,3	0,2	7	0,1
Mediana	8	9	23	9	11	9	6	24	10	8	4
Desviación mediana absoluta	2	6	2	2	9	6	18	12	17	17	4
MHAI	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30	30

2.5.2.2 Análisis por mercado

Este análisis permite desagregar el comportamiento de los grupos de activos del STR según el mercado al cual estén asociados los subsistemas, proporcionando una visión territorial que complementa el enfoque nacional. Esta perspectiva facilita la identificación de mercados en los cuales se superan las exigencias de manera recurrente, así como la caracterización de regiones con un desempeño sobresaliente de las exigencias regulatorias.

Así como en el caso del análisis a nivel nacional, este apartado se desarrolla en concordancia con el numeral 5.1.5 de la Resolución CREG 015 de 2018, el cual establece los valores de Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad (MHAI) aplicables a los diferentes grupos de activos del STR. El desempeño de estas exigencias es evaluado considerando la agregación de datos por mercado, lo que permite identificar aquellos donde se concentra el mayor número de eventos o donde los niveles de indisponibilidad promedio superan con mayor frecuencia los umbrales regulatorios.

Para efectos del análisis, se mantiene la misma ventana de observación definida en el enfoque nacional, es decir, periodos anuales comprendidos entre enero y diciembre para los años 2014 a 2024. La información utilizada fue suministrada por XM, con el detalle de los eventos asociados a cada activo del STR, incluyendo fechas, causas, duración, subsistema asociado y agente responsable. La agrupación de los activos por mercado se

realizó con base en la categorización de subsistemas establecida en el numeral 5.1.4.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.

En primera instancia, se presentan los resultados del promedio de horas de indisponibilidad por subsistema dentro de cada mercado, lo cual permite identificar los casos en los que no se superaron las exigencias regulatorias y en los cuales el desempeño deficiente fue considerable. Es información se corrobora con base en el conteo de los subsistemas que superaron las exigencias establecidas, proporcionando una medida adicional para evaluar la magnitud del desempeño en cada mercado. Con base en la información obtenida de los promedios de horas de indisponibilidad por mercado, se analizan los tres casos en los cuales se presentaron la mayor cantidad promedio de horas en el periodo de análisis.

Este análisis aporta elementos clave para visibilizar de manera integral y a nivel regional el grado de alineación con las exigencias regulatorias, permitiendo tomar medidas ante posibles desviaciones generalizadas en los mercados, o, en su defecto, respaldar aquellos casos puntuales con comportamientos consistentes frente a lo establecido.

2.5.2.2.1 Conexión del OR al STN.

En esta sección se analiza el comportamiento del grupo de activos de Conexión del OR al STR, enfocado en su desempeño por mercado. El objetivo es identificar los subsistemas y mercados con mayor impacto en términos de superación de las exigencias establecidas por la Resolución CREG 015 de 2018. Para ello, se examina el promedio de horas de indisponibilidad por subsistema y la cantidad de subsistemas que superan las exigencias en los diferentes años del periodo evaluado.

Con base en lo anterior, se obtiene la cantidad de subsistemas total por mercado, denotando que Bogotá – Cundinamarca, Caribe Mar, Antioquia y Air-e tienen la mayor cantidad de subsistemas (Ver Tabla 24).

Tabla 24. Cantidad total de subsistemas por mercado
Fuente: CREG con información XM

Mercado	Cantidad total de subsistemas
BOG – CUND	38
CARIBE MAR	28
CALDAS	9
BOYACÁ	9
ARAUCA	6
SANTANDER	12
ANTIOQUIA	30
META	3
VALLE	17
AIR-E	27
HUILA	4
N. SANTANDER	7
TOLIMA	6

Mercado	Cantidad total de subsistemas
CAUCA	2
NARIÑO	3
PUTUMAYO	1
CALI	1

De igual manera, se calcula la cantidad de subsistemas por mercado y por año que superaron las exigencias regulatorias, resaltando los mercados de Bogotá – Cundinamarca y Air-e los cuales tienen un bajo desempeño en todos los años (Ver Tabla 25).

Tabla 25. Cantidad total de subsistemas por mercado y por año que superaron las exigencias regulatorias

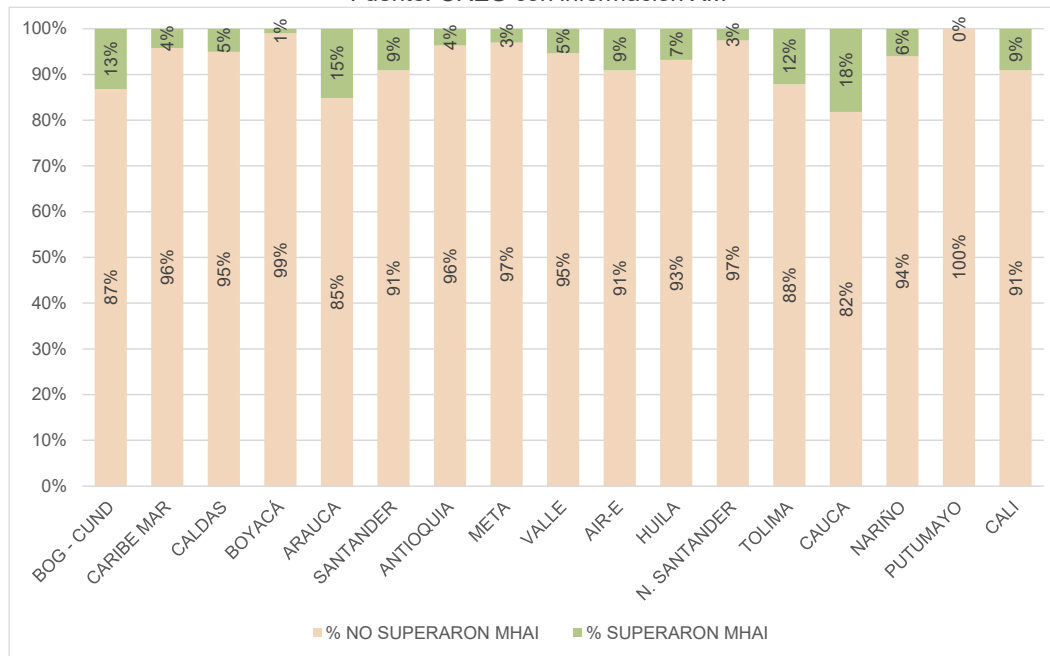
Fuente: CREG con información XM

Mercado	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
BOYACÁ			1								
META					1						
CALI										1	
N. SANTANDER	1								1		
NARIÑO	1								1		
HUILA						1	1			1	
CAUCA		1			1		1	1			
CALDAS				1	1			1	2		
ANTIOQUIA				2	3	1	1	1	3	1	
TOLIMA							2	2	1	1	2
ARAUCA	2		1		3	2	1			1	
VALLE	1		1	4	1	1	1				1
SANTANDER		3	1	1	1	2		1	2		1
CARIBE MAR	1	1	1		1		3	1	2	2	1
AIR-E	1	1	1	3	3	4	7	1	3	2	1
BOG - CUND	2	1	1	9	12	8	2	2	6	7	5

A partir de lo anterior, se realiza una ponderación general del desempeño con base en las exigencias regulatorias en los once años analizados. En la Figura 120 se observa que los mercados de Cauca, Arauca y Bogotá - Cundinamarca tienen el mayor porcentaje de indisponibilidad en comparación con los demás mercados, esto se debe a que la cantidad de subsistemas que estuvieron indisponibles en algunos años fue alta con respecto al total de subsistemas por mercado.

Figura 120. Porcentaje de subsistemas que superaron la exigencia de Conexión al STN – por mercado.

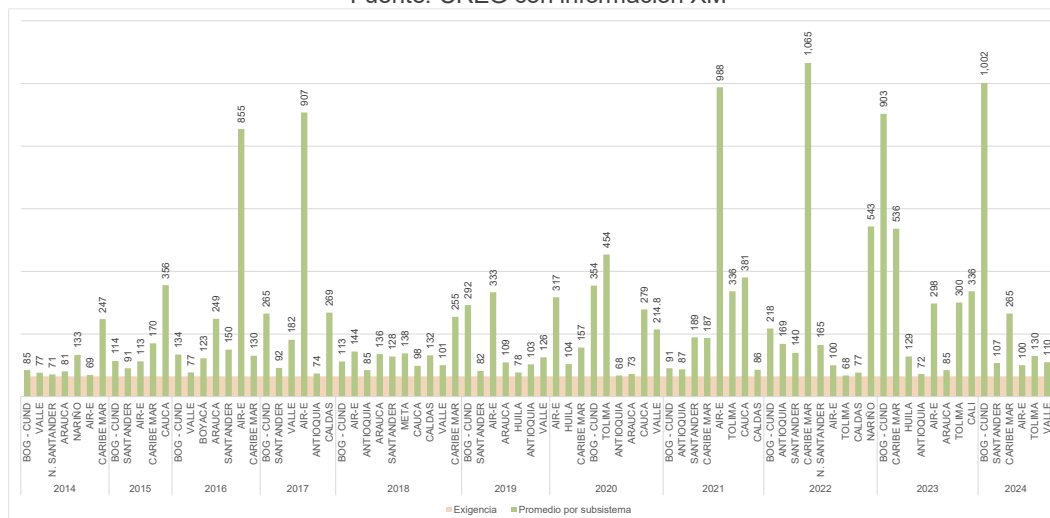
Fuente: CREG con información XM



Por otra parte, la Figura 121 muestra el promedio de horas de indisponibilidad por subsistema que superó las exigencias regulatorias en los distintos mercados, durante el periodo 2014–2024 (área naranja indica el umbral de exigencia). El análisis evidencia una alta variabilidad tanto entre años como entre mercados, con picos donde se superan las MHAÍ significativos en periodos específicos. Los valores más alto se presentan en 2017, 2021, 2022 y 2024 (Ver Figura 121).

En el año 2017, el mercado de Air-e se destaca por registrar un promedio de 907 horas de indisponibilidad por subsistema (Ver Figura 121). Los subsistemas que presentaron eventos y, además, superaron las exigencias regulatorias durante ese año fueron Termoflores, Cuestecitas y Tebsa. Del total de horas de indisponibilidad asociadas a este mercado, el 48% correspondió a causas forzadas, mientras que el 46% estuvo relacionado con mantenimientos programados (Ver Figura 121).

Figura 121. Promedio de horas de indisponibilidad de cada subsistema que superaron la exigencia – por mercado.
Fuente: CREG con información XM



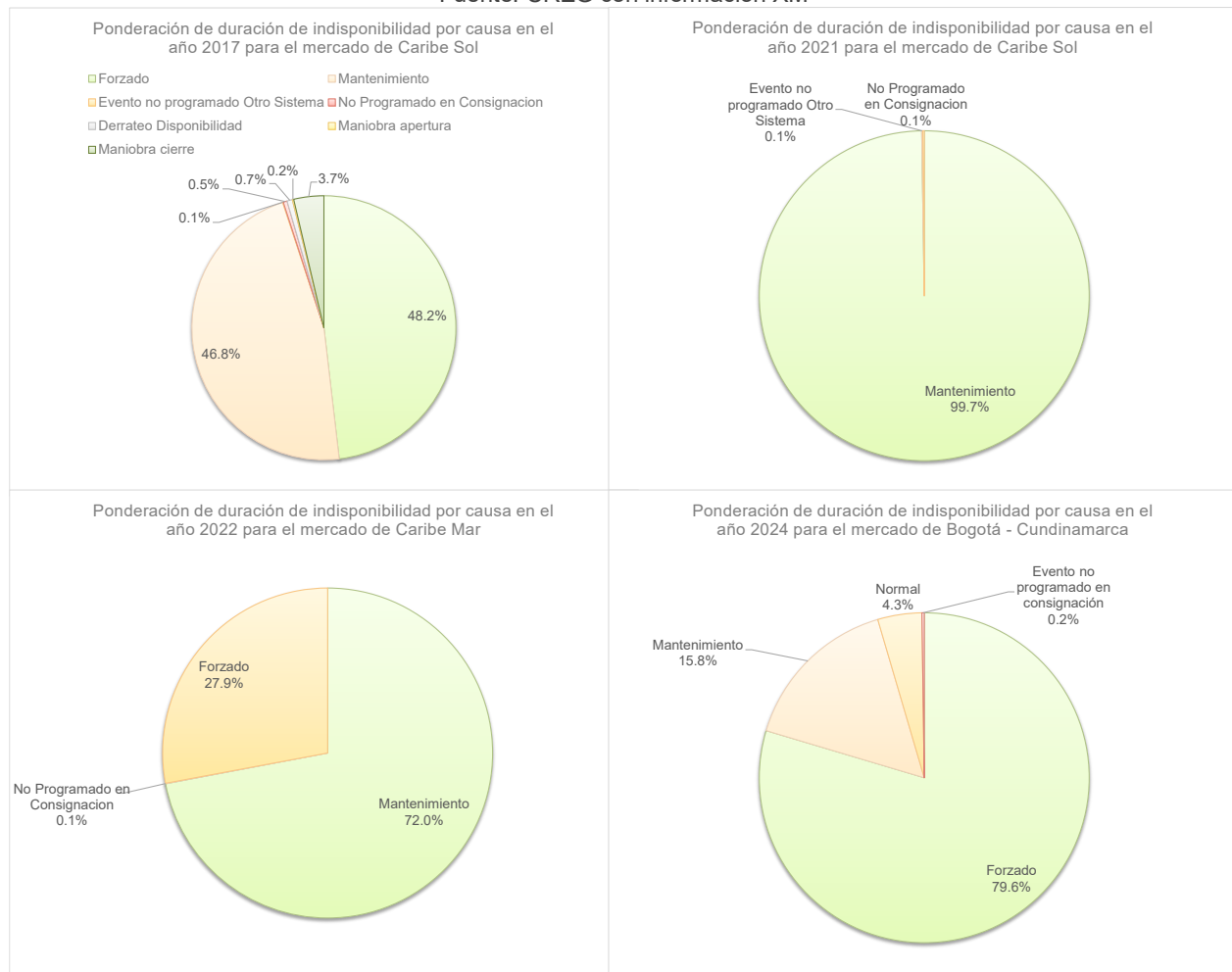
En el año 2021, el mercado de Air-e vuelve a presentar el valor más alto de promedio de horas de indisponibilidad por subsistema llegando a las 988 horas (Ver Figura 123), sin embargo, en este año y para ese mercado solo se presentaron eventos en el subsistema de Termoflores, dos de ellos con una duración prolongada y los cuales tuvieron como causa mantenimientos programados llegando a ser un 99% del total de horas de indisponibilidad (Ver Figura 123). Esto evidencia la existencia de eventos prolongados en pocos subsistemas, lo cual marca una criticidad en la calidad del servicio y elevadas compensaciones.

Para el año 2022, el mercado con mayor cantidad de horas indisponibles por subsistema es Caribe Mar, con 1.065 horas. Este es el valor más alto del periodo analizado, los subsistemas que presentaron eventos en el año fueron Valledupar y Ternera con 72% de las horas asociadas a mantenimientos programados (Ver Figura 123).

En el año 2024, el mercado de Bogotá – Cundinamarca presenta un valor promedio de horas de indisponibilidad por subsistema de 1.002 horas (ver Figura 123). Este resultado se deriva de indisponibilidades en los subsistemas de Concordia, La Guaca, Tunal y Bacatá, los cuales registraron eventos de larga duración en los que el 79% de las horas correspondieron a eventos forzados y el 16% a mantenimientos programados (Ver Figura 123).

Figura 122. Ponderación de duración de indisponibilidad por causa en el año 2017, 2021, 2022 y 2024 para los mercados de Air-e, Caribe Mar y Bogotá - Cundinamarca.

Fuente: CREG con información XM



En general, el comportamiento evidenciado en este grupo de activos permite concluir que el impacto en cuanto a la superación de las MHAI varía significativamente entre mercados y años, y que existen casos puntuales donde un pequeño número de subsistemas con horas prolongadas de indisponibilidad elevan el promedio, afectando la calidad de servicio del mercado correspondiente. Por otra parte, se evidencia que el mayor porcentaje de horas de indisponibilidad en los mercados de Bogotá – Cundinamarca y Air-e se presentaron por causas de mantenimientos programados o por eventos forzados.

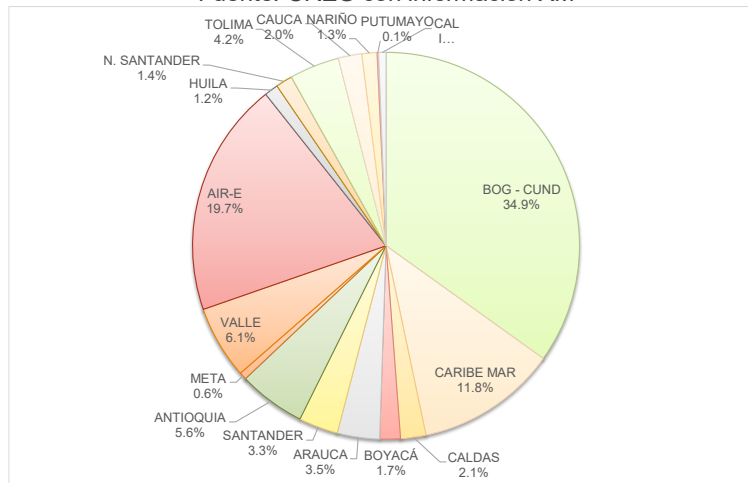
Al analizar el total de horas indisponibles se evidencia que los subsistemas del mercado de Bogotá – Cundinamarca contemplan un total de 34,9%, de Air-e un 19,7% y Carime Mar 11,8%. No obstante, a pesar de que estos mercados tuvieron la mayor indisponibilidad del total, el porcentaje de subsistemas indisponibles asociados en el mercado de Bogotá – Cundinamarca es de 13% y el de Air-e es de 9%, lo que significa una mayor cantidad de horas promedio de indisponibilidad por subsistema (Ver Figura 123).

Por otra parte, otros mercados obtuvieron el mayor porcentaje de subsistemas indisponibles en el periodo analizado, a pesar de esto las horas de indisponibilidad totales

de los subsistemas se estiman en porcentajes bajos, lo que indica que el promedio de horas indisponibles no es alto (Ver Figura 123).

Figura 123. Porcentaje de horas en las cuales se superaron las exigencias – por mercado.

Fuente: CREG con información XM



Ahora bien, al analizar las horas de indisponibilidad de los subsistemas que no superaron las exigencias regulatorias en cada mercado, durante el periodo 2014–2024, se observa que a lo largo de los once años ninguno de los mercados superó el umbral regulatorio, es decir, todos los promedios por subsistema que aparecen en la Figura 124, Figura 125 y Figura 126 se mantuvieron por debajo del límite exigido.

No obstante, aunque en general hubo horas de indisponibilidad por debajo de los límites regulatorios, se observan diferencias en los márgenes entre mercados. Por ejemplo, en años como 2015, 2019 y 2020, 2021 y 2022, ciertos subsistemas como, Norte de Santander, Cauca o Arauca, muestran promedios de horas cercanos al límite regulatorio (entre 40 y 65 horas), lo que podría interpretarse como situaciones donde, si bien se no superó la exigencia, hubo un riesgo de sobrepasarla.

Figura 124. Análisis de los mercados que no superaron las exigencias del año 2014 al 2017.

Fuente: CREG con información XM

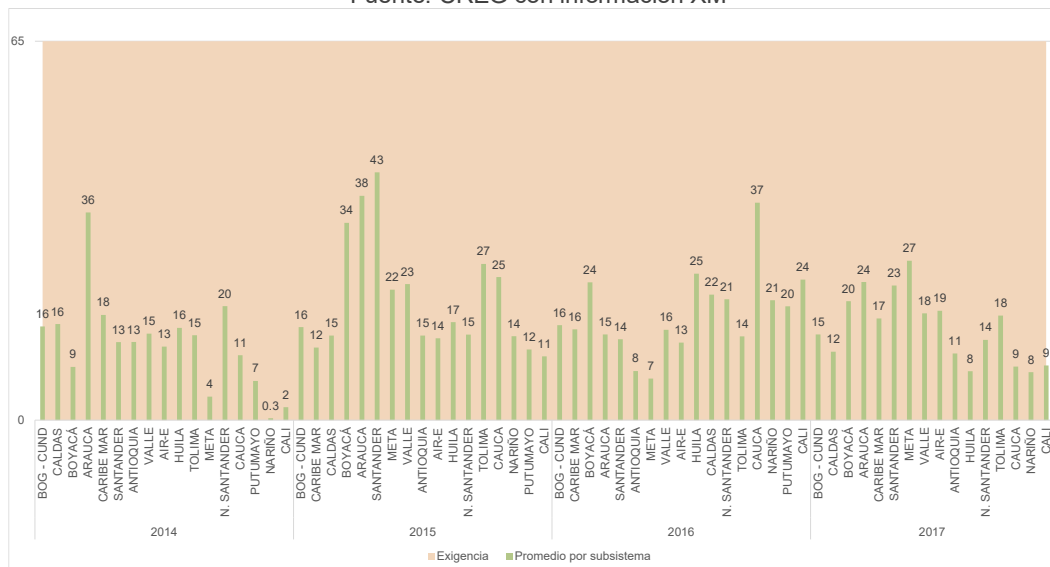


Figura 125. Análisis de los mercados que no superaron las exigencias del año 2018 al 2021.
Fuente: CREG con información XM

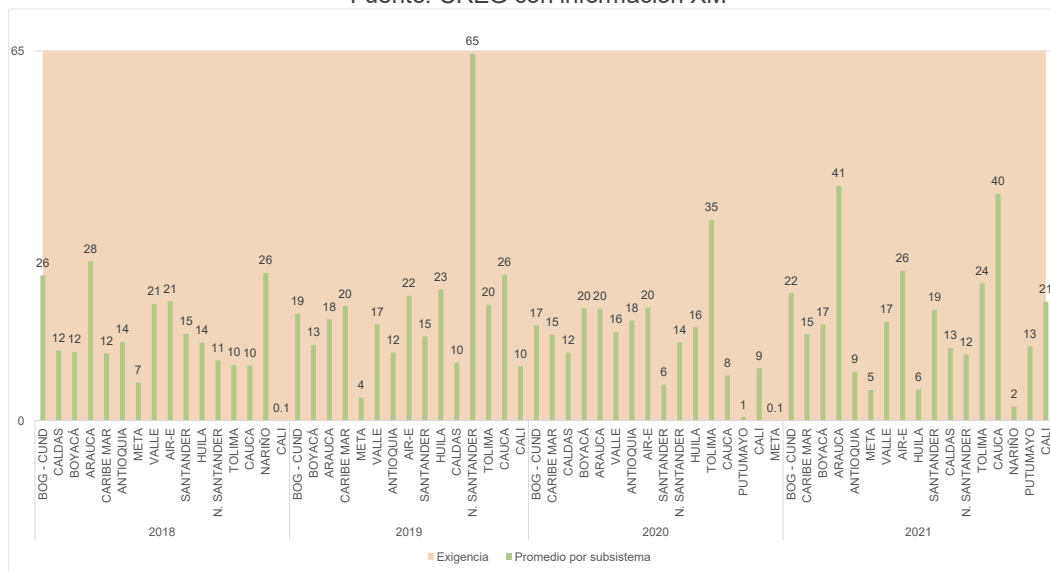
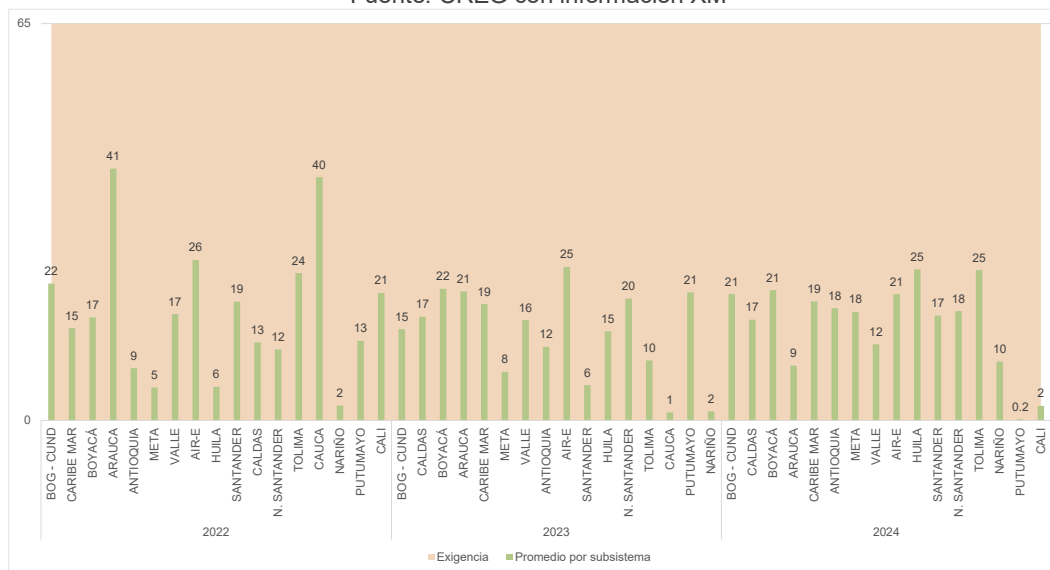


Figura 126. Análisis de los mercados que no superaron las exigencias del año 2022 al 2024.
Fuente: CREG con información XM



2.5.2.2.2 Equipo de Compensación

En este caso se analiza el comportamiento del grupo de activos de Equipo de compensación, con el fin de identificar los mercados y subsistemas que presentan un menor desempeño frente a los límites establecidos por la Resolución CREG 015 de 2018. Para ello, se examina el promedio de horas de indisponibilidad por subsistema y la cantidad de subsistemas que superan las exigencias en los diferentes años del periodo evaluado.

Con base en lo anterior, se obtiene inicialmente la cantidad de subsistemas total por mercado, denotando que Bogotá – Cundinamarca, Caribe Mar, Antioquia y Air-e tienen la mayor cantidad de subsistemas (Ver Tabla 26).

Tabla 26. Cantidad total de subsistemas por mercado – Equipo de Compensación
Fuente: CREG con información XM

Mercado	Cantidad total de subsistemas
BOG – CUND	10
CARIBE MAR	8
META	9
ANTIOQUIA	1
AIR-E	2
N. SANTANDER	3

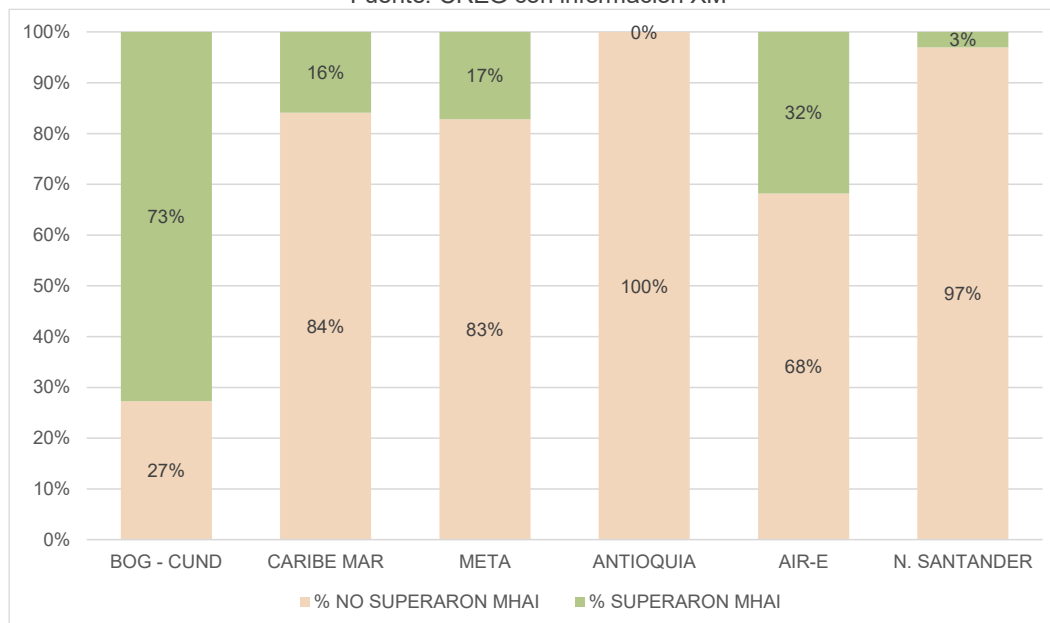
A su vez, se obtiene la cantidad de subsistemas por mercado y por año que superaron las exigencias regulatorias, resaltando los mercados de Caribe Mar y Bogotá – Cundinamarca los cuales tienen un bajo desempeño en la mayoría de los años (Ver Tabla 27).

Tabla 27. Cantidad total de subsistemas por mercado y por año que no superaron las exigencias regulatorias – Equipo de compensación
Fuente: CREG con información XM

Mercado	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
N. SANTANDER											1
AIR-E						1	1	1	2	2	
CARIBE MAR	1	1		3	1	1	1	3	1	1	1
META			4			1		4	1	5	2
BOG - CUND	1	5	2	5	10	10	10	10	10	9	8

En consecuencia, se realiza una ponderación general del desempeño con base en las exigencias regulatorias en los once años analizados. En la Figura 127 se observa que el mercado de Bogotá – Cundinamarca presenta el mayor porcentaje de horas que superaron los límites regulatorios en comparación con los demás mercados, esto se debe a que en los años del 2018 al 2022 se presentaron indisponibilidades en el 100% de los subsistemas (Ver Tabla 27).

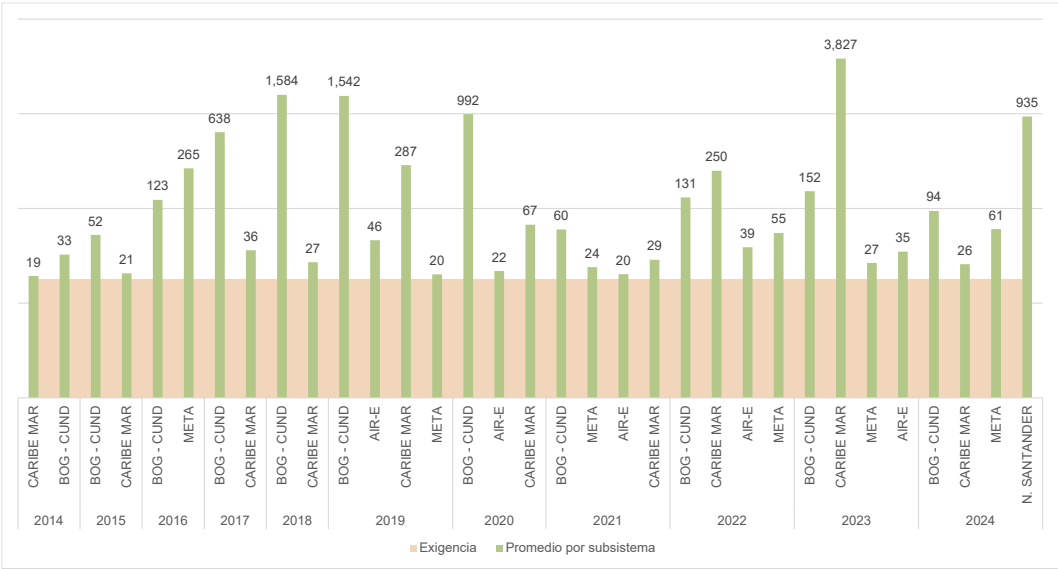
Figura 127. Porcentaje de grupo de activos que superaron la exigencia de Equipo de compensación – por mercado.
Fuente: CREG con información XM



Por otra parte, en la Figura 128 se observa que entre los años 2018, 2019, 2020 y 2023 el mercado de Bogotá – Cundinamarca y Caribe Mar concentraron las mayores horas promedio de indisponibilidad por subsistema, superando en todos los casos las 900 horas. En el año 2018, Bogotá – Cundinamarca alcanzó un promedio de 1.584 horas con eventos en los subsistemas de El Sol, Salitre, Ubaté, Tibabuyes, Bacatá y Usme. Esta situación se repite en 2019 con 1.542 horas y en 2020 con 992 horas, ambos años con eventos en los mismos subsistemas del 2018. Sin embargo, en 2023, el mercado de Caribe Mar reporta el valor promedio de horas de indisponibilidad por subsistema más alto de todo el periodo analizado, con un total de 3.827 horas, concentrado en el subsistema Ternera.

Esta condición resulta aún más relevante si se considera que solo 1 subsistema del mercado de Caribe Mar presentó esa cantidad de horas de indisponibilidad en el año 2023, lo que resalta la ocurrencia de un evento prolongado.

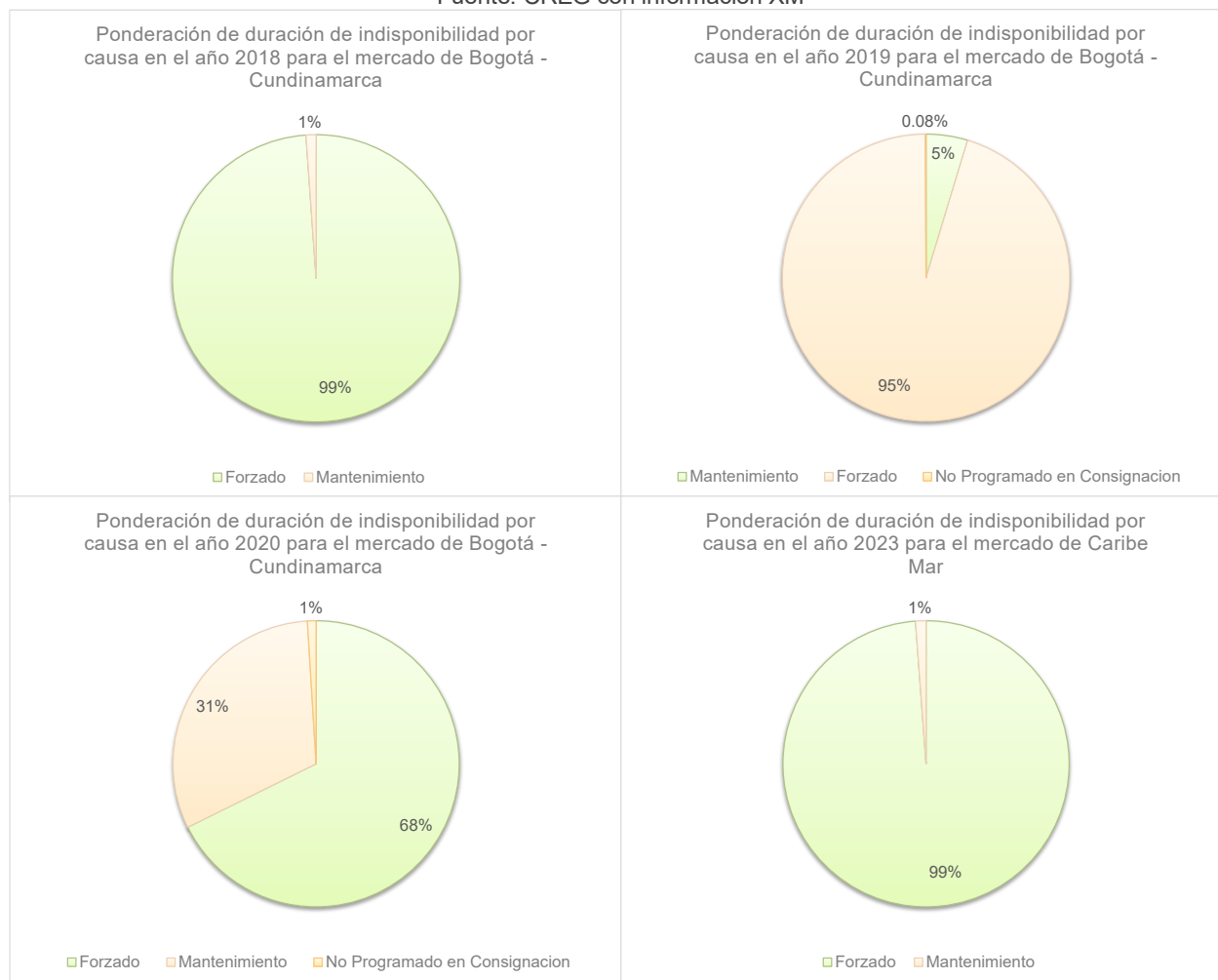
Figura 128. Promedio de horas de indisponibilidad de cada subsistema que superaron la exigencia – por mercado.
Fuente: CREG con información XM



Del total de horas de indisponibilidad asociadas a los mercados de Bogotá – Cundinamarca y Caribe Mar en los años de 2018 al 2020 y 2023, la causa de las indisponibilidades corresponde mayormente a eventos forzados (Ver Figura 129).

Figura 129. Ponderación de duración de indisponibilidad por causa en el año 2018, 2019, 2020 y 2023 para el mercado de BOGOTÁ – CUNDINAMARCA y CARIBE MAR

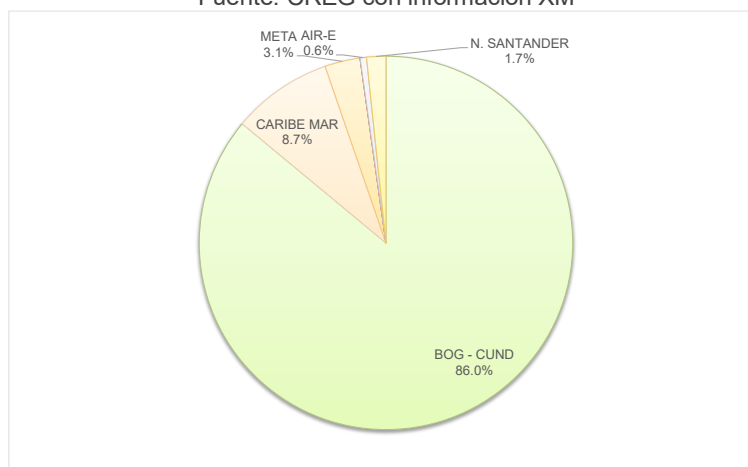
Fuente: CREG con información XM



De igual manera al analizar el total de horas indisponibles se evidencia que los subsistemas del mercado de Bogotá – Cundinamarca contemplan un total de 86% y los del mercado de Caribe Mar un porcentaje de 8.7%. En este caso, el mercado de Bogotá – Cundinamarca cuenta con el mayor porcentaje de indisponibilidad y el de horas que superaron las exigencias dando a entender que fue el mercado con mayor criticidad en este grupo de activos. (Ver Figura 130).

Figura 130. Porcentaje de horas en las que se superaron las exigencias – por mercado.

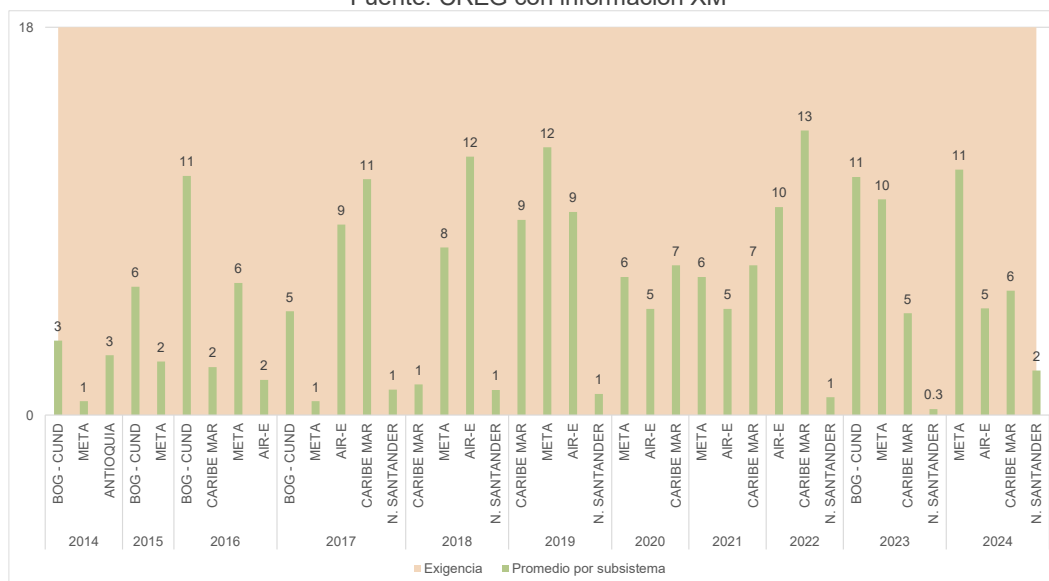
Fuente: CREG con información XM



Ahora bien, la Figura 131 presenta el comportamiento del promedio de horas de indisponibilidad de los subsistemas que no superaron las exigencias regulatorias en los distintos mercados, durante el periodo 2014–2024. Sin embargo, se observan diferencias relevantes en los márgenes del desempeño, especialmente en mercados como Caribe Mar, Air-e y Bogotá – Cundinamarca que en varios años registraron valores cercanos al límite, con promedios que oscilan entre 11 y 13 horas. El año 2022 se destaca por registrar el valor más alto dentro del rango de cumplimiento, en particular en el mercado de Caribe Mar, que alcanza hasta las 13 horas.

Figura 131. Análisis de los mercados que no superaron las exigencias del año 2014 al 2024.

Fuente: CREG con información XM



2.5.2.2.3 Línea del STR.

En esta sección se analiza el comportamiento del grupo de activos de Línea del STR, enfocado en su desempeño por mercado. El objetivo es identificar los subsistemas y mercados con mayor impacto en términos de desempeño de las exigencias establecidas

por la Resolución CREG 015 de 2018. Para ello, así como en los casos anteriores se examina el promedio de horas de indisponibilidad por subsistema y la cantidad de subsistemas que superan las exigencias en los diferentes años del periodo evaluado.

Para tal fin, se debe tener en cuenta inicialmente la cantidad de subsistemas total por mercado, denotando que Bogotá – Cundinamarca, Valle y Antioquia tienen la mayor cantidad de subsistemas de este grupo de activos (Ver Tabla 28).

Tabla 28. Cantidad total de subsistemas por mercado – Línea del STR
Fuente: CREG con información XM

Mercado	Cantidad total de subsistemas
N. SANTANDER	15
CALI	12
HUILA	12
ANTIOQUIA	94
CARIBE MAR	66
BOG - CUND	129
CALDAS	29
VALLE	71
ARAUCA	1
AIR-E	43
SANTANDER	33
META	15
BOYACÁ	44
NARIÑO	16
CAUCA	8
TOLIMA	21
PEREIRA	3
PUTUMAYO	2
CASANARE	8
CAQUETA	1

De igual manera, se obtiene la cantidad de subsistemas por mercado y por año que superaron las exigencias regulatorias, resaltando los mercados de Caribe Mar, y Air-e los cuales tienen un bajo desempeño en todos los años y su cantidad es alta considerando el total de subsistemas en cada uno de ellos (Ver Tabla 29).

Tabla 29. Cantidad total de subsistemas por mercado y por año que superaron las exigencias regulatorias.
Fuente: CREG con información XM

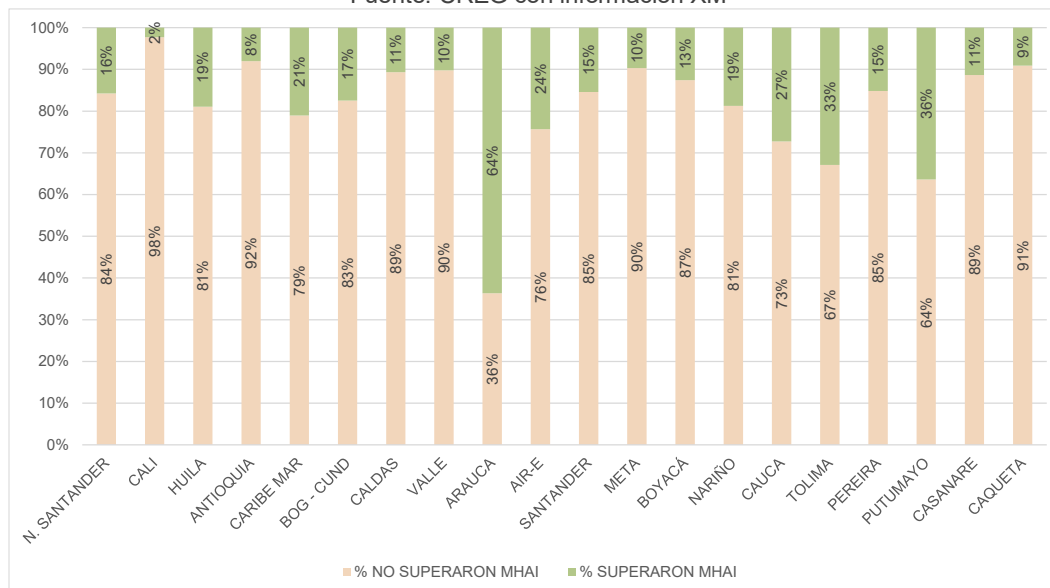
MERCADO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
N. SANTANDER	3	1	3	2	4	2	5	3	1	1	1
CALI									1	2	
HUILA	5	2	1	3	3	2	1	1		5	2
ANTIOQUIA	10	12	10	8	8	7	5	7	3	8	5
CARIBE MAR	14	9	10	10	15	12	18	20	13	19	13

MERCADO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
BOG - CUND	19	18	14	21	28	24	22	28	25	28	21
CALDAS	1	3	3	3	4	6	2	5	5	1	1
VALLE	4	5	2	19	5	7	5	7	2	12	12
ARAUCA	1			1	1	1		1	1		1
AIR-E	11	9	6	12	10	14	10	16	11	9	7
SANTANDER	7	7	4	6	6	3	7	6	5	4	1
META	3	2		2		1		1	1	1	5
BOYACÁ	4	3	7	8	9	5	5	4	7	5	4
NARIÑO	4	1	3	1	1	3	3	2	8	4	3
CAUCA	4	1	3		1	3	1		1	5	5
TOLIMA	9	8	4	5	4	4	12	14	7	4	5
PEREIRA				1	2		1				1
PUTUMAYO	2	2	1			1			1		1
CASANARE			2	1	1			1	2	1	2
CAQUETA											1

De acuerdo con lo anterior, se realiza una ponderación general del desempeño con base en las exigencias regulatorias en los once años analizados. En la Figura 132 se observa que los mercados de Arauca, Chocó y Bajo Putumayo tienen el mayor porcentaje de indisponibilidad en comparación con los demás mercados, esto se debe a que la cantidad de subsistemas que estuvieron indisponibles en algunos años fue alta con respecto al total de subsistemas por mercado. Por ejemplo, en el año 2014, 2015 y 2016 se presentó indisponibilidad en 4 de los 4 subsistemas que se asocian al mercado de Chocó, lo que representa una indisponibilidad del 100% en esos años (Ver Tabla 29).

Figura 132. Porcentaje de subsistemas que superaron las metas – por mercado.

Fuente: CREG con información XM



Por otra parte, la Figura 133, Figura 134 y Figura 135 muestran el promedio de horas de indisponibilidad por subsistema que superó las exigencias regulatorias en los distintos mercados, durante el periodo 2014–2024 (línea verde indica el umbral de exigencia). El análisis evidencia una alta variabilidad tanto entre años como entre mercados, con picos significativos en los cuales se superaron las exigencias en periodos específicos. Los valores más alto se presentan en 2015, 2016 y 2024.

En el año 2015, se destaca el mercado de Cauca con un promedio de horas de indisponibilidad por subsistema de 1.436 (Ver Figura 133). En este caso las horas de indisponibilidad se presentan solo en el subsistema Cabama (Cauca) – Santander con un 85% de las horas asociadas con mantenimientos programados y un 13% con eventos no programados en consignación (Ver Figura 136).

Para el año 2016 el mercado de Caribe Mar es aquel que tiene el promedio de horas de indisponibilidad por subsistema más alto, alcanzando un valor de 1.232 horas. En este caso los subsistemas que se asocian a la superación de las MHAÍ son Bocagrande – Bosque, Cospique - Ternera, El Banco - El Paso, El Carmen - San Jacinto - Calamar – Gambote, El Copey - El Paso, Gambote – Ternera, Magangue – Since, Tierra Alta - Urra y Cospique – Membrillal. Del total de horas de indisponibilidad asociadas a este mercado, el 43% correspondió a maniobras de apertura, mientras que el 42% estuvo relacionado con eventos no programados por otro sistema (Ver Figura 136).

Figura 133. Promedio de horas de indisponibilidad de cada subsistema que superaron la exigencia – por mercado del 2014 al 2017

Fuente: CREG con información XM

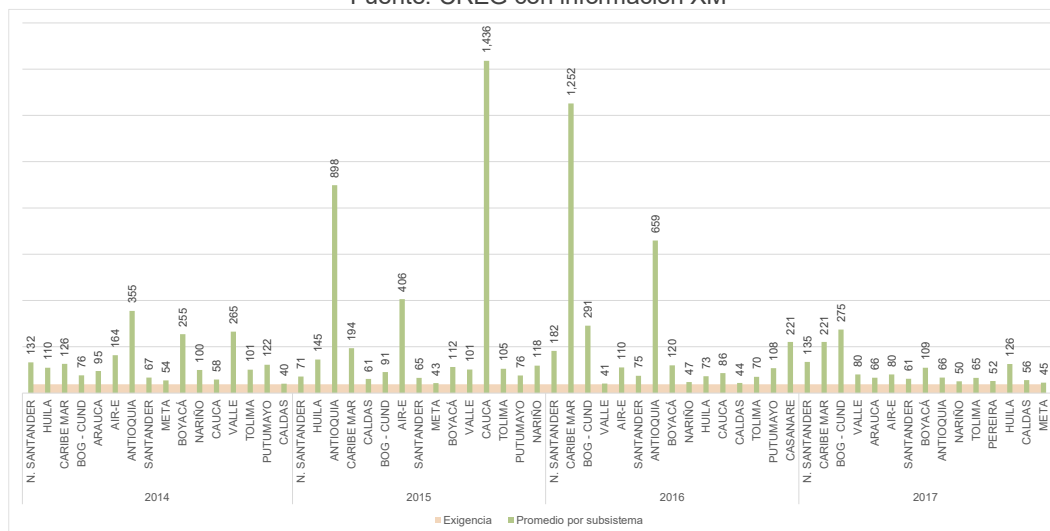
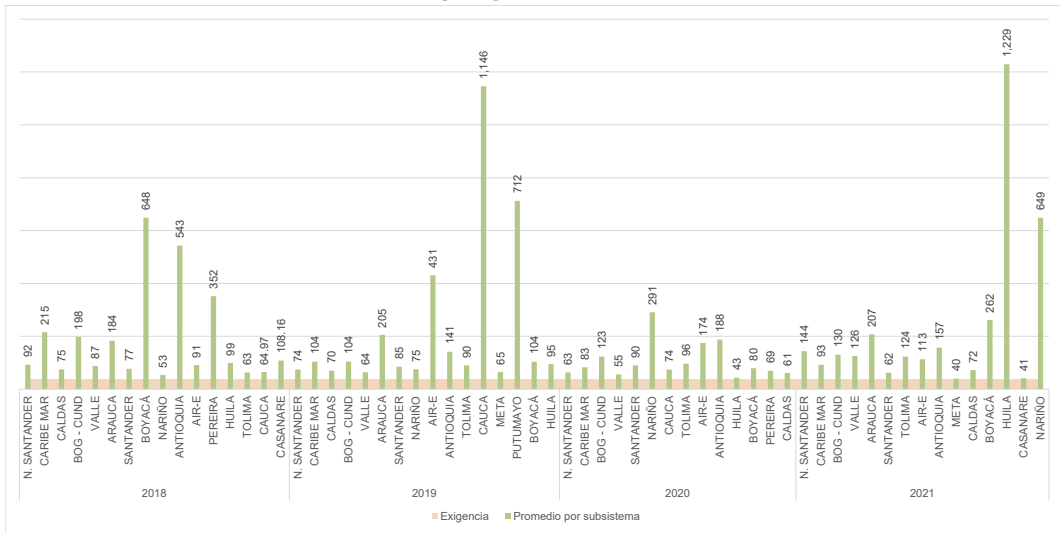


Figura 134. Promedio de horas de indisponibilidad de cada subsistema que superaron la exigencia – por mercado del 2018 al 2021

Fuente: CREG con información XM



En el año 2024, el mercado de Caquetá registró el promedio más alto de horas de indisponibilidad por subsistema en todo el periodo analizado, alcanzando un total de 3.264 horas. Este valor corresponde a eventos ocurridos en el subsistema Centro (Florencia) – Doncello, siendo el 100% de las horas atribuibles a eventos forzados (ver Figura 136).

Figura 135. Promedio de horas de indisponibilidad de cada subsistema que superaron la exigencia – por mercado del 2022 al 2024

Fuente: CREG con información XM

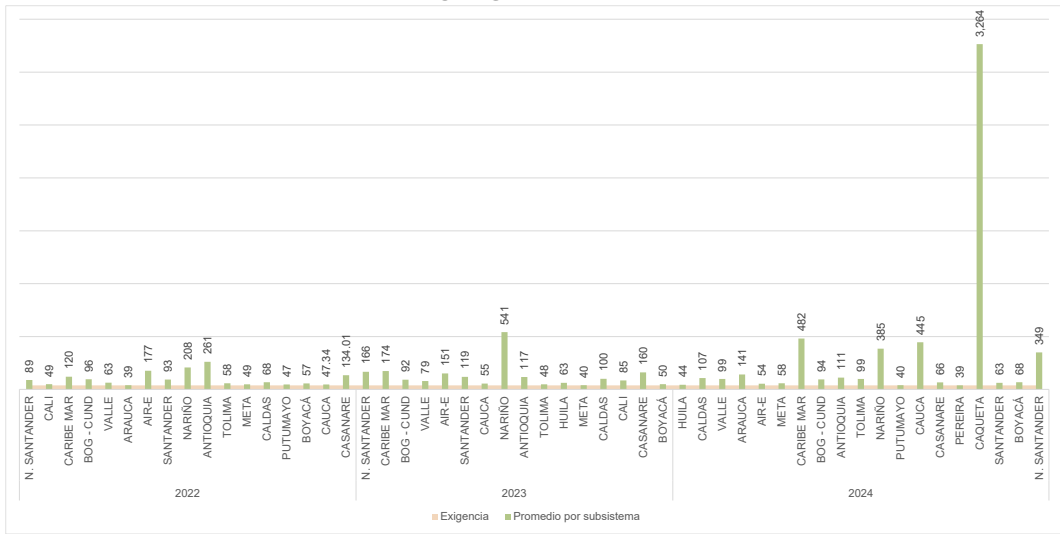
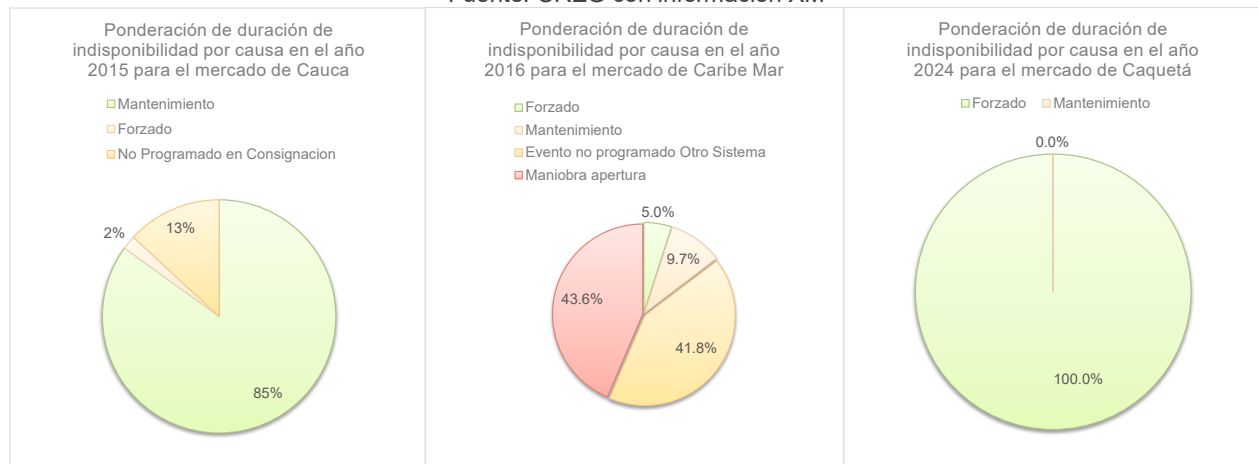


Figura 136. Ponderación de duración de indisponibilidad por causa en el año 2015, 2016 y 2024 para el mercado de Cauca, Caribe Mar y Caquetá

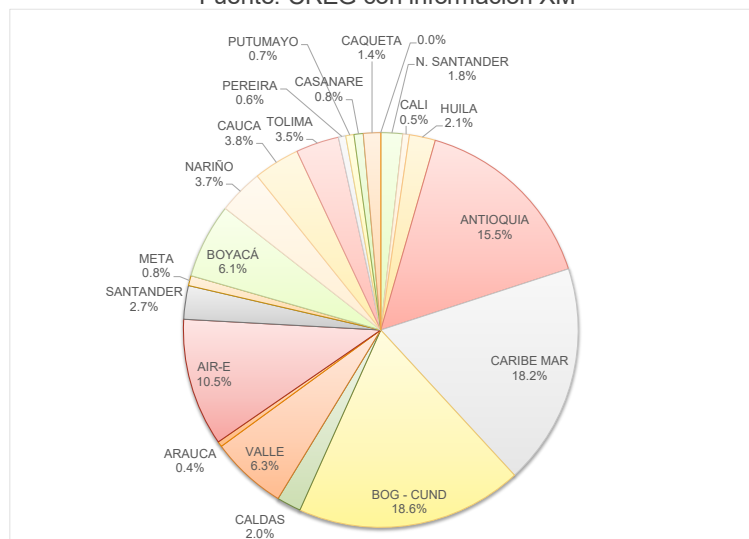
Fuente: CREG con información XM



Al analizar el total de horas indisponibles se evidencia que los subsistemas del mercado de Bogotá – Cundinamarca contemplan un total de 18.6%, de Caribe Mar un 18.2% y de Antioquia el 15.5%. No obstante, a pesar de que estos mercados tuvieron la mayor indisponibilidad del total, el porcentaje de subsistemas indisponibles asociados en el mercado de Bogotá – Cundinamarca es de 17%, de Caribe Mar es de 21% y Antioquia es de 8% lo que significa una mayor cantidad de horas promedio de indisponibilidad por subsistema (Ver Figura 137).

Figura 137. Porcentaje de horas en las que se superaron las exigencias – por mercado.

Fuente: CREG con información XM



Ahora bien, las Figuras 138, 139, 140 y 141 presentan el promedio anual de horas de indisponibilidad por subsistema que no superaron la exigencia regulatoria en los diferentes mercados entre los años 2014 y 2024. El área sombreada de color naranja representa el umbral establecido por la regulación para cada grupo de activos, lo que permite visualizar el margen con el cual se ha mantenido el desempeño.

Sin embargo, al observar en detalle, se identifican años y mercados en los que los promedios por subsistema se aproximan al límite permitido, especialmente en los mercados de Bajo Putumayo, Pereira, Caquetá, Chocó, Arauca y Caquetá, en los años de 2015, 2016, 2017 2019, 2020, 2022 y 2024, con valores entre 30 y 35 horas. Estos niveles, si bien no superan los límites normativos, indican un comportamiento al borde de la exigencia.

Figura 138. Análisis por mercados que no superaron las exigencias del año 2014 al 2016.

Fuente: CREG con información XM

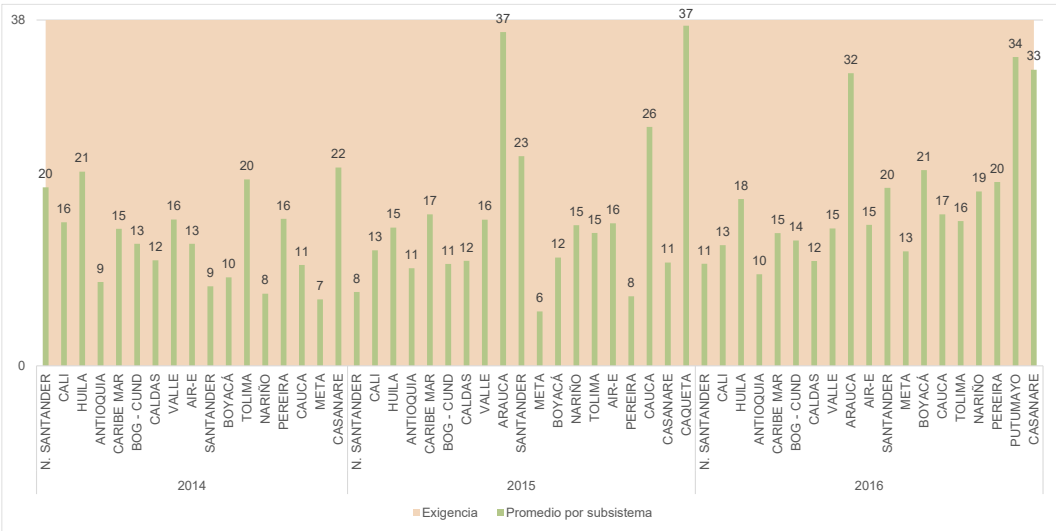


Figura 139. Análisis por mercados que no superaron las exigencias del año 2017 al 2019.

Fuente: CREG con información XM

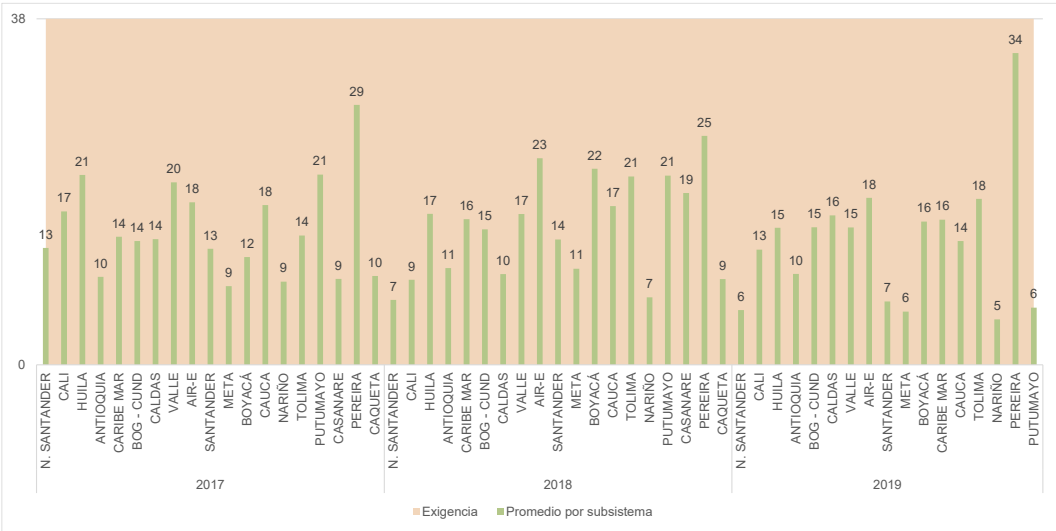


Figura 140. Análisis por mercados que no superaron las exigencias del año 2020 al 2022.

Fuente: CREG con información XM

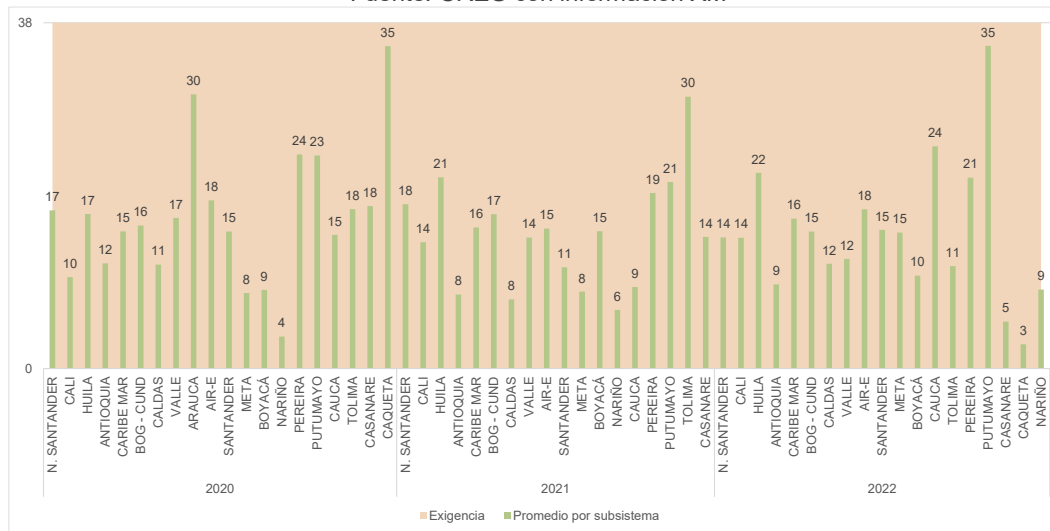
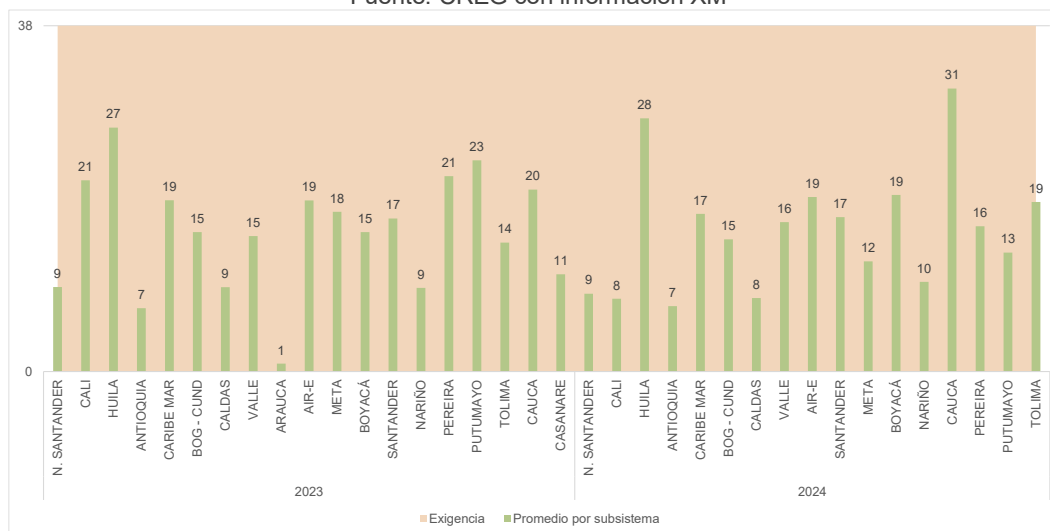


Figura 141. Análisis por mercados que no superaron las exigencias del año 2023 al 2024.

Fuente: CREG con información XM



2.5.2.2.4 Barraje sin bahías de maniobra

En esta sección se analiza el comportamiento del grupo de activos de Barraje sin bahías de maniobra, enfocado en su desempeño por mercado. El objetivo es identificar los subsistemas y mercados con mayor impacto en términos de desempeño con base en las exigencias establecidas por la Resolución CREG 015 de 2018. Para ello, se examina el promedio de horas de indisponibilidad por subsistema y la cantidad de subsistemas que superan las exigencias en los diferentes años del periodo evaluado.

Para ello, se debe tener en cuenta inicialmente la cantidad de subsistemas total por mercado, denotando que Bogotá – Cundinamarca, Antioquia y Caribe Mar tienen la mayor cantidad de subsistemas de este grupo de activos (Ver Tabla 30).

Tabla 30. Cantidad total de subsistemas por mercado
Fuente: CREG con información XM

Mercado	Cantidad total de subsistemas
ARAUCA	2
CAUCA	2
PUTUMAYO	3
NARIÑO	7
VALLE	10
NORTE DE SANTANDER	8
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	43
ANTIOQUIA	35
CHOCÓ	1
BOYACÁ	9
CASANARE	2
TOLIMA	4
CARIBE MAR	21
SANTANDER	10
HUILA	5
AIR-E	10
META	5
CAQUETA	1
CALI	1

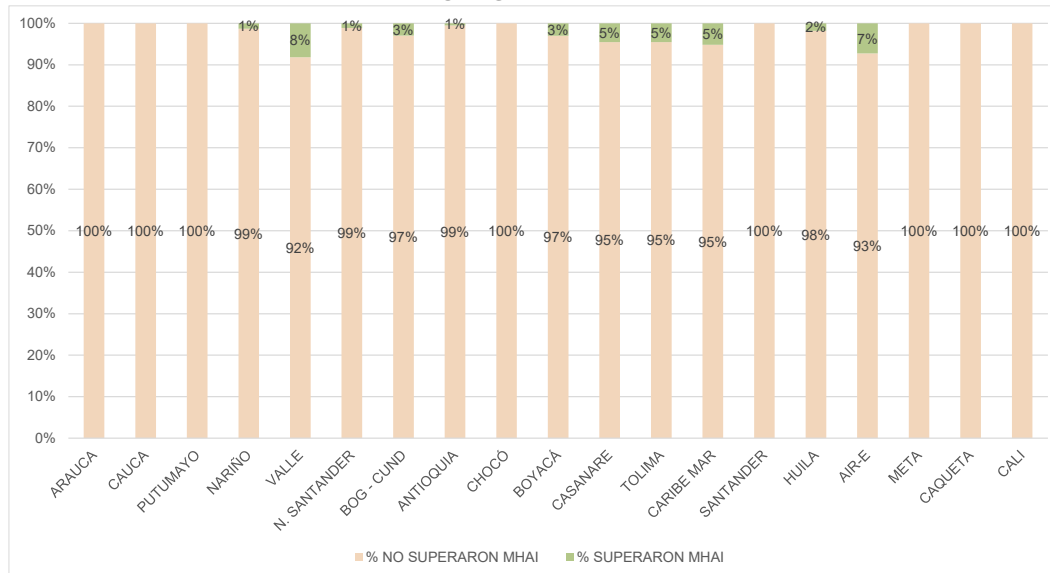
De igual manera, se obtiene la cantidad de subsistemas por mercado y por año que superaron las exigencias regulatorias, resaltando los mercados de Caribe Mar, Bogotá – Cundinamarca y Air-e los cuales tienen un bajo desempeño en todos los años (Ver Tabla 31).

Tabla 31. Cantidad total de subsistemas por mercado y por año que superaron las exigencias regulatorias
Fuente: CREG con información XM

Mercado	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
NARIÑO									1		
N. SANTANDER							1				
CASANARE											1
HUILA										1	
ANTIOQUIA		1			1						
BOYACÁ				1				1		1	
AIR-E	1	1	1		1	1		2		1	
VALLE			1	3		1			2	1	1
CARIBE MAR	2			1	2		1	1	1	1	3
BOG - CUND	1		1	2	2	1		2	1	4	

Con base en lo anterior, se realiza una ponderación general del desempeño con base en las exigencias regulatorias en los once años analizados. En la Figura 142 se observa que los mercados de Air-e y Valle tienen el mayor porcentaje de indisponibilidad en comparación con los demás mercados, esto se debe a que la cantidad de subsistemas que estuvieron indisponibles en algunos años fue alta con respecto al total de subsistemas por mercado.

Figura 142. Porcentaje de grupo de activos que superaron las exigencias regulatorias – por mercado.
Fuente: CREG con información XM



La Figura 143 presenta el promedio de horas de indisponibilidad por subsistema en los mercados que superaron las exigencias regulatorias durante el periodo 2014–2024. La franja naranja representa el umbral de exigencia establecido por la regulación. En los años 2016, 2021, 2022 y 2024 se evidencian picos superiores a las 70 horas, siendo 2021 el año con el mayor valor promedio registrado, correspondiente al mercado de Bogotá – Cundinamarca, lo que refleja la presencia de eventos con una duración prolongada.

Los subsistemas asociados a estos eventos de indisponibilidad fueron, en 2016, el subsistema El Salto en el mercado de Bogotá – Cundinamarca, y en 2021, los subsistemas Morato y Gorgonzola. Por su parte, en el mercado del Valle, las indisponibilidades estuvieron relacionadas con eventos en los subsistemas Santa Bárbara y Vijes, mientras que, en 2024, correspondió al subsistema Sucromiles.

En cuanto a las causas de las indisponibilidades en los subsistemas, en 2016, el 60% de las horas registradas en el mercado de Bogotá – Cundinamarca se atribuyeron a eventos no programados en consignación, mientras que el 40% restante correspondió a mantenimientos programados. Para el año 2021, la totalidad de las horas (100%) fue causada por mantenimientos programados, en 2022, esta causa representó el 92% del total de horas, y en 2024, el 65% de las horas estuvo asociado nuevamente a eventos no programados en consignación (Ver Figura 144).

Figura 143. Promedio de horas de indisponibilidad de cada subsistema que superaron la exigencia – por mercado.
Fuente: CREG con información XM

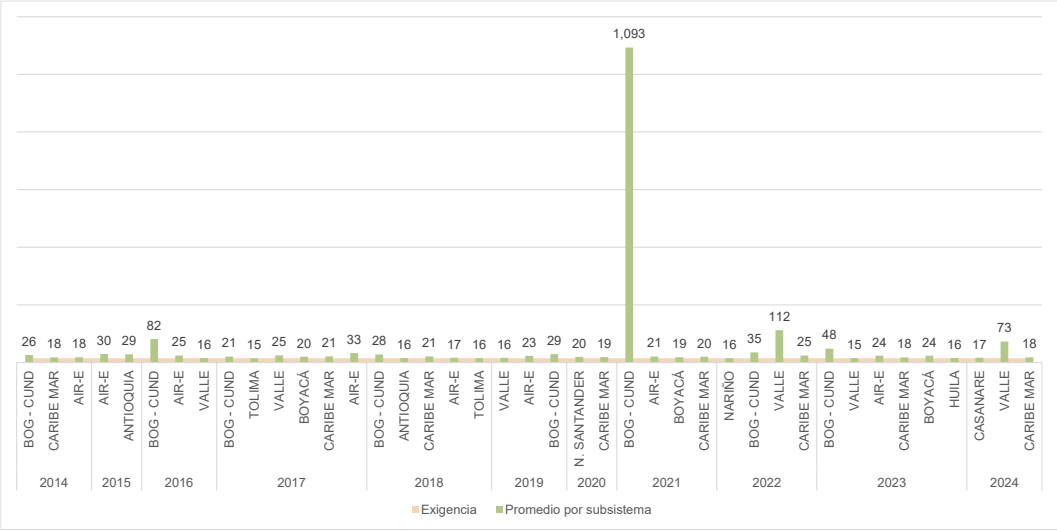
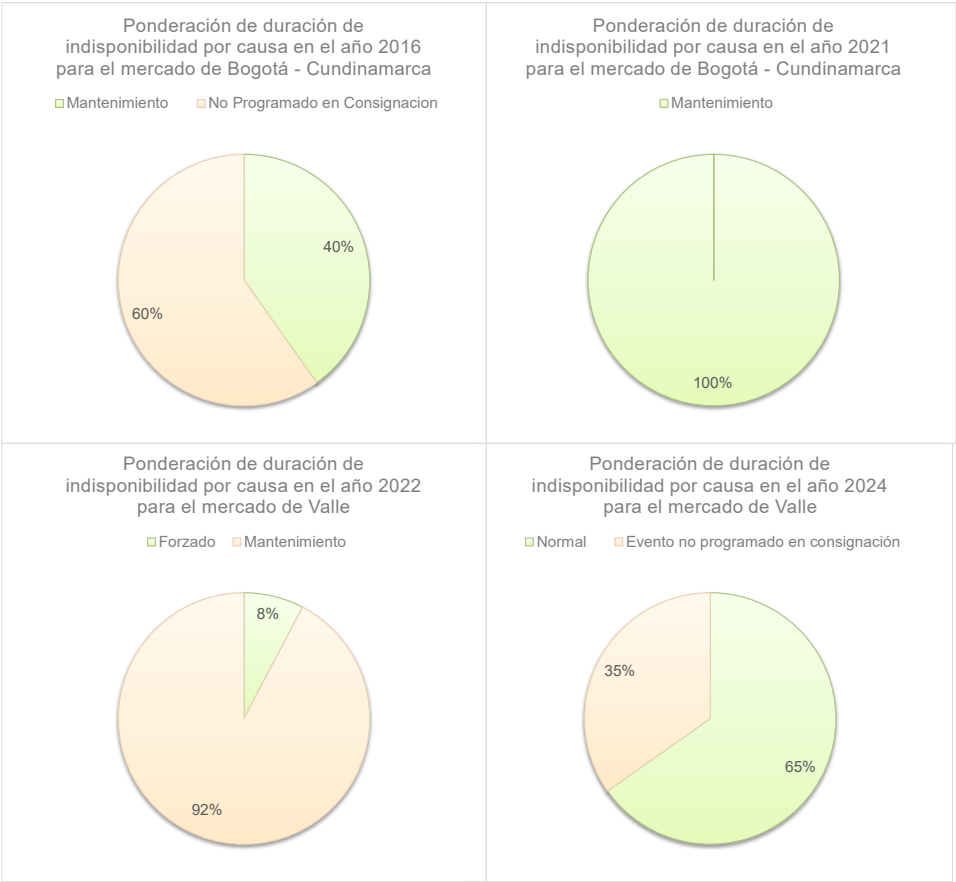


Figura 144. Ponderación de duración de indisponibilidad por causa en el año 2016, 2021, 2022 Y 2024 para los mercados de Bogotá – Cundinamarca y Valle
Fuente: CREG con información XM

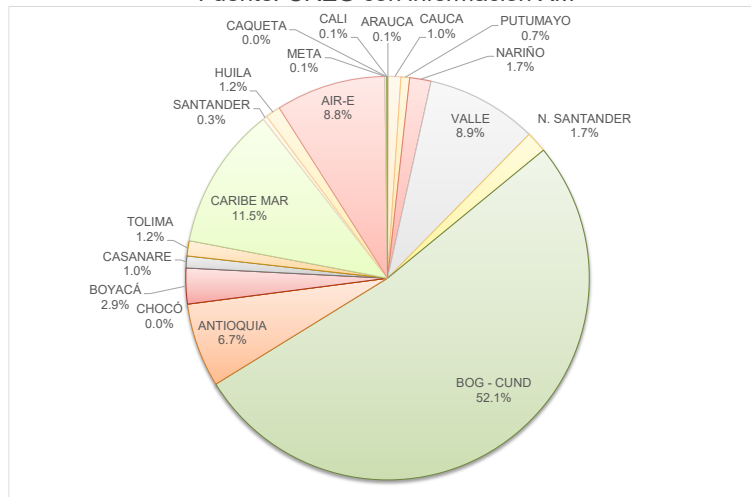


De igual manera al analizar el total de horas de indisponibilidad totales se evidencia que los subsistemas del mercado de Bogotá – Cundinamarca contemplan un total de 52%.

En este caso, a pesar de que el mercado de Bogotá – Cundinamarca tuvo la mayor cantidad de horas de indisponibilidad, el porcentaje de subsistemas asociados es de 3%, lo que corrobora la existencia de eventos con duración prolongada. Por otra parte, los mercados de Air-e y Valle cuentan con el 8,8% y 8,9% de las horas totales de indisponibilidad de este grupo de activos, sin embargo, el 8% de los subsistemas presentaron indisponibilidades, esto evidencia otra situación en la que se presentan horas de indisponibilidad considerables con una cantidad alta de subsistemas. (Ver Figura 145).

Figura 145. Porcentaje total por mercado de las horas de indisponibilidad

Fuente: CREG con información XM



Ahora bien, al analizar las horas de indisponibilidad de los subsistemas que no superaron las exigencias regulatorias en cada mercado, durante el periodo 2014–2024, se observa que el desempeño es evidente, con diferencias en los márgenes en cada mercado. Por ejemplo, en años como 2014, 2016, 2020, 2021, 2022 y 2024, ciertos subsistemas como, Nariño, Valle, cauca o N. de Santander, muestran promedios de horas cercanos al límite regulatorio (entre 11 y 14 horas), lo que podría interpretarse como situaciones donde, si bien se no se superó la exigencia, hubo un riesgo de sobrepasarla.

Figura 146. Análisis por mercados que no superaron las exigencias del año 2014 al 2019.

Fuente: CREG con información XM

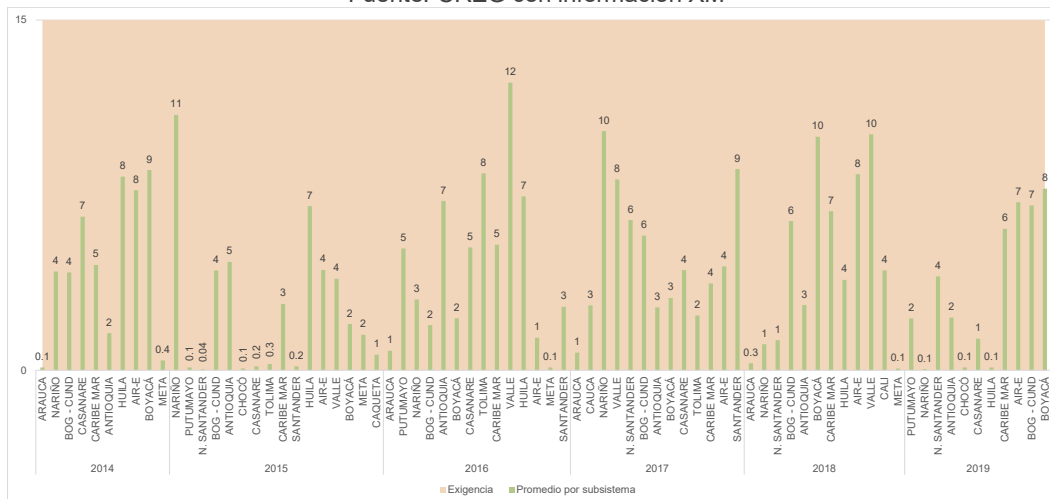
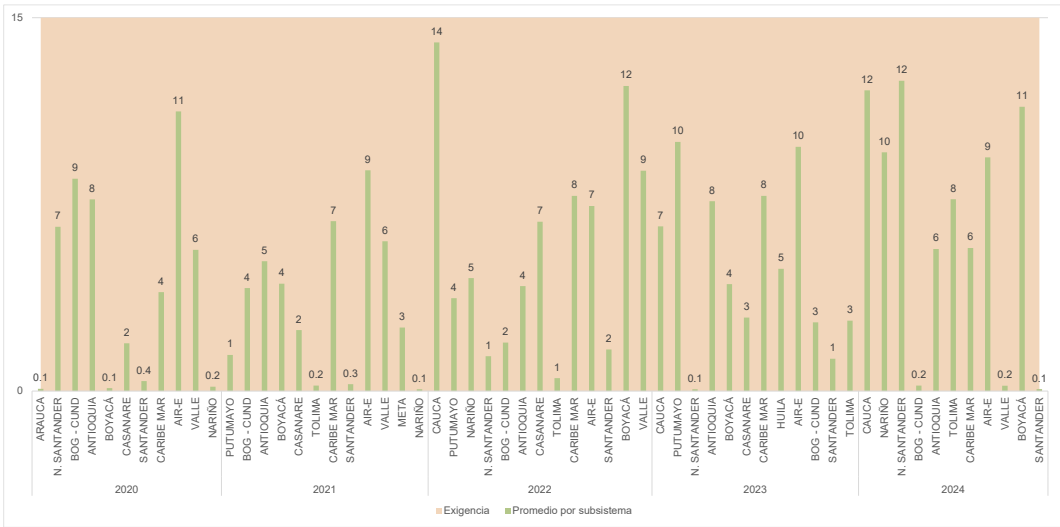


Figura 147. Análisis por mercados que no superaron las exigencias del año 2020 al 2024.
Fuente: CREG con información XM



2.5.2.2.5 Barraje con bahía de maniobra

En esta sección se analiza el comportamiento del grupo de activos de Barraje con bahía de maniobra, enfocado en su desempeño por mercado. El objetivo es identificar los subsistemas y mercados con mayor impacto en términos de desempeño con relación a las exigencias establecidas por la Resolución CREG 015 de 2018. Para ello, se examina el promedio de horas de indisponibilidad por subsistema y la cantidad de subsistemas que superan las exigencias en los diferentes años del periodo evaluado.

Para ello, se debe tener en cuenta inicialmente la cantidad de subsistemas total por mercado, denotando que Valle, Bogotá – Cundinamarca, y Caldas tienen la mayor cantidad de subsistemas de este grupo de activos (Ver Tabla 32).

Tabla 32. Cantidad total de subsistemas por mercado
Fuente: CREG con información XM

Mercado	Cantidad total de subsistemas
CALDAS	14
BOG - CUND	17
ANTIOQUIA	7
VALLE	17
CARIBE MAR	11
CAUCA	3
PEREIRA	2
CALI	2
TOLIMA	5
NARIÑO	1
N. SANTANDER	2
BOYACÁ	3
AIR-E	6
META	4

Mercado	Cantidad total de subsistemas
HUILA	1
SANTANDER	1

A su vez, se obtiene la cantidad de subsistemas por mercado y por año que superaron las exigencias regulatorias, resaltando los mercados de Valle, Bogotá – Cundinamarca y Air-e los cuales tienen un bajo desempeño en la mayoría de los años (Ver Tabla 33).

Tabla 33. Cantidad total de subsistemas por mercado y por año que superaron las exigencias regulatorias.
Fuente: CREG con información XM

Mercado	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
AIR-E	2		1	2	1		2	1	1	
BOG - CUND	2	1			3		2	3	4	3
BOYACÁ		1							1	
VALLE		1	3	1			5	2	4	2
CARIBE MAR				2		2		3	1	
HUILA					1				1	
TOLIMA						2				
N. SANTANDER							1			
ANTIOQUIA								1	1	
META									1	2

Con base en lo anterior, se realiza ponderación general del desempeño con base en las exigencias regulatorias en los once años analizados. En la Figura 148 se observa que el mercado de Huila, Air-e, y Boyacá tienen el mayor porcentaje de horas que superaron los limites exigidos en comparación con los demás mercados, esto se debe a que en algunos mercados se presentaron indisponibilidades en el 100% de los subsistemas.

Figura 148. Porcentaje de subsistemas que superaron las exigencias – por mercado.
Fuente: CREG con información XM



Por otra parte, la Figura 149 muestra la evolución del promedio de horas de indisponibilidad por subsistema en los mercados que superaron las MHAJ durante el periodo analizado. Se destacan picos significativos en los años 2018, 2022 y 2023, siendo el 2023 el de mayor criticidad, con un promedio de 1.824 horas en el mercado de Bogotá – Cundinamarca. Este valor está asociado a los subsistemas Noroeste, Termozipa, La Loma y Río, e implica la ocurrencia de eventos de larga duración, superando ampliamente el umbral regulatorio.

De igual forma, en los años 2018 y 2022 se registran promedios elevados de horas de indisponibilidad por subsistema. En 2018, el mercado de Caribe Mar alcanzó 1.081 horas, atribuibles a eventos en los subsistemas Proeléctrica y Nueva Montería. En 2022, el mercado de Bogotá – Cundinamarca registró un promedio de 960 horas, asociado a los subsistemas de Salitre, Termozipa y Tunal.

Al analizar la distribución de la duración de indisponibilidad por causa en los años 2018, 2022 y 2023, se observa que la mayor proporción corresponde a mantenimientos programados y eventos forzados. No obstante, en 2022, el mercado de Bogotá – Cundinamarca también presenta un 32% de las horas asociadas a eventos programados en consignación (Ver Figura 150).

Figura 149. Promedio de horas de indisponibilidad de cada subsistema que superaron la exigencia – por mercado.
Fuente: CREG con información XM

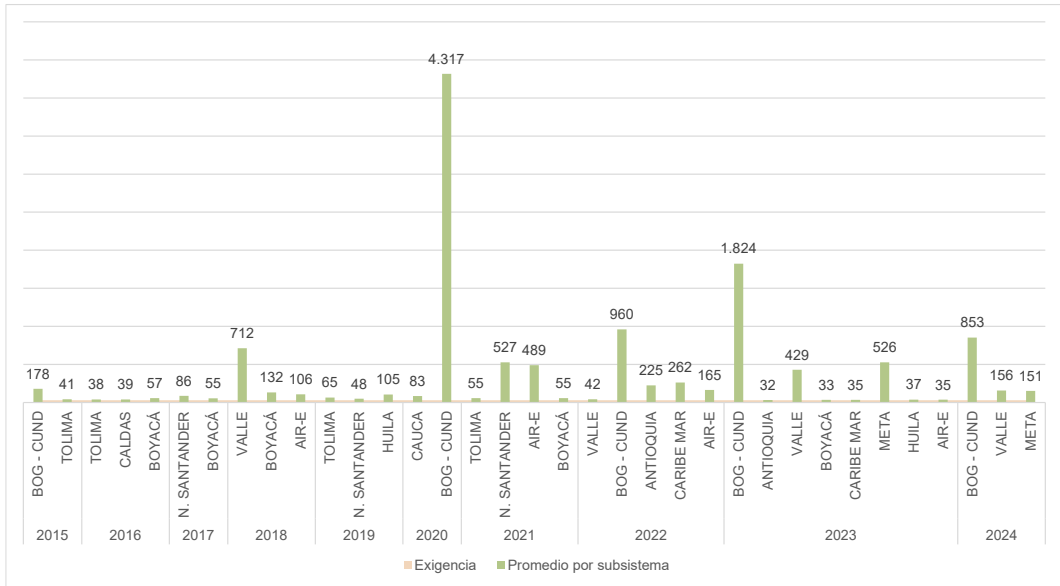
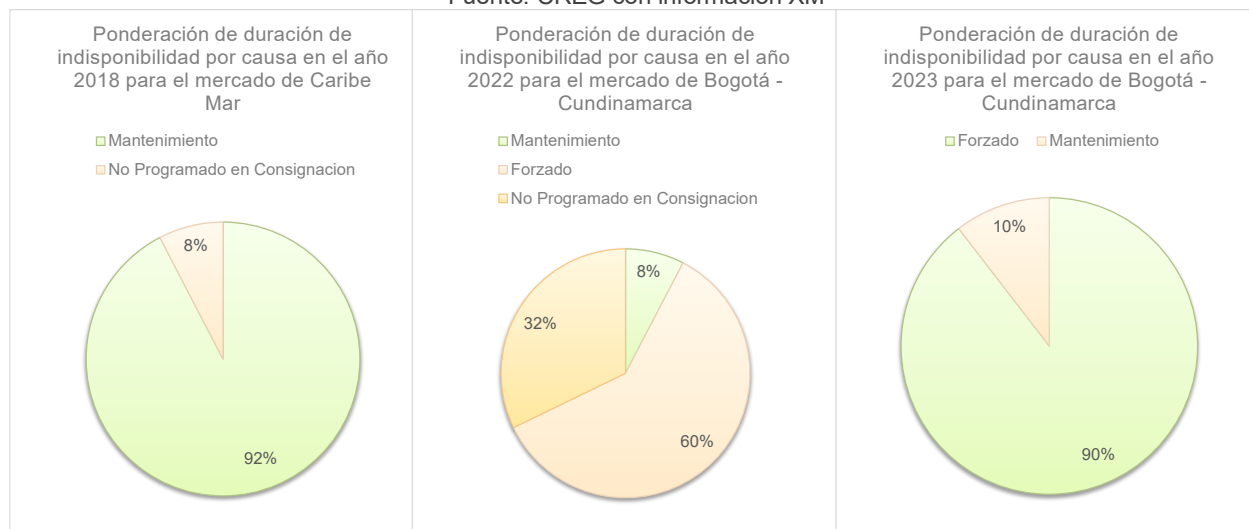


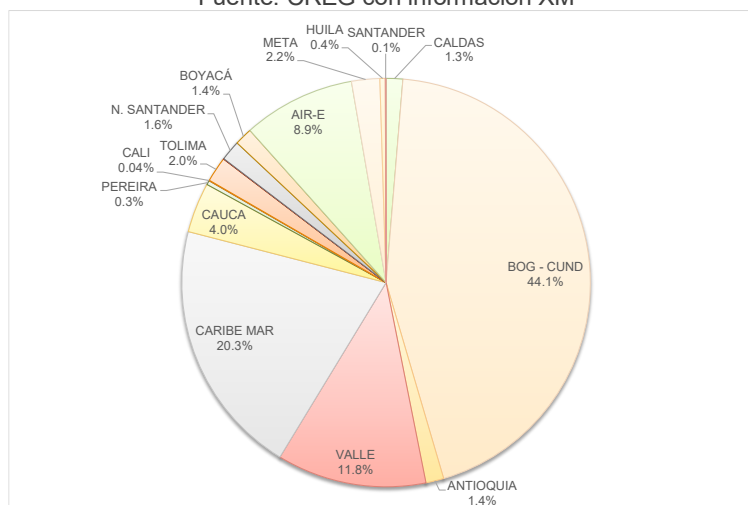
Figura 150. Ponderación de duración de indisponibilidad por causa en los años 2018, 2022 y 2023 para el mercado de Valle y Bogotá – Cundinamarca
Fuente: CREG con información XM



De igual manera al analizar el total de horas indisponibles se evidencia que los subsistemas del mercado de Bogotá – Cundinamarca contemplan un total de 48% y los del mercado de Caribe Mar y Valle un porcentaje de 21.9% y 10.5% respectivamente. No obstante, a pesar de que estos mercados tuvieron la mayor indisponibilidad del total, el porcentaje de subsistemas indisponibles asociados con el mercado de Bogotá – Cundinamarca es de 12% lo que significa una mayor cantidad de horas promedio de indisponibilidad por subsistema (Ver Figura 151).

Por otra parte, otros mercados obtuvieron el mayor porcentaje de subsistemas indisponibles en el periodo analizado, a pesar de esto las horas de indisponibilidad totales de los subsistemas se estiman en porcentajes bajos, lo que indica que el promedio de horas indisponibles no es alto (Ver Figura 151).

Figura 151. Porcentaje de horas en las que se superaron las exigencias – por mercado.
Fuente: CREG con información XM



En cuanto a las horas de indisponibilidad de los subsistemas que no superaron las exigencias regulatorias en cada mercado, durante el periodo 2014–2024, se observa que el desempeño es evidente, con diferencias en los márgenes en cada mercado. Por ejemplo, en años como 2015, 2021, 2022 y 2023, ciertos subsistemas como, Meta y Boyacá, muestran promedios de horas cercanos al límite regulatorio (entre 21 y 25 horas), lo que podría interpretarse como situaciones donde, si bien se mantuvo por debajo del límite regulatorio la exigencia, hubo un riesgo de sobrepasarla.

Figura 152. Análisis de los mercados que no superaron las exigencias del año 2014 al 2019.
Fuente: CREG con información XM

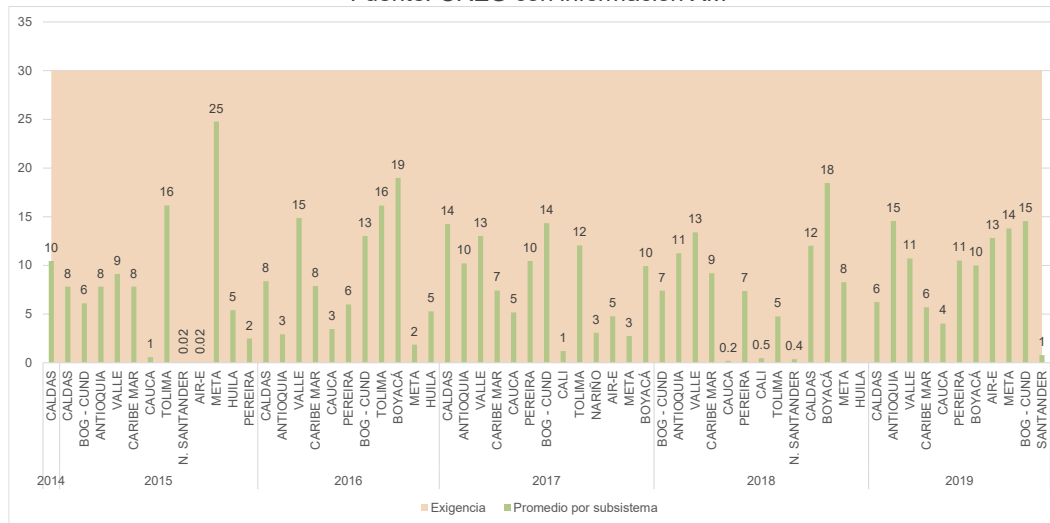


Figura 153. Análisis de los mercados que no superaron las exigencias del año 2020 al 2024.
Fuente: CREG con información XM



2.5.2.3 Análisis de duración de indisponibilidad por causa y activos

Este análisis se realiza teniendo en cuenta la duración de las indisponibilidades por causa y por activo, con el fin de identificar los principales eventos que afectan la disponibilidad en el STR. La evaluación considera la proporción que representa cada tipo de causa sobre el total de tiempo de indisponibilidad registrado por activo, permitiendo así

establecer patrones de comportamiento, detectar activos con alta recurrencia de eventos forzados o no programados, y reconocer aquellos cuya salida del servicio obedece mayoritariamente a mantenimientos planificados o procesos de expansión.

Para efectos de representación gráfica, las causas han sido identificadas con letras tal como se muestra en la Tabla 34, esta codificación se utiliza con el propósito de simplificar la visualización de los resultados y facilitar la interpretación comparativa entre los activos. La figura resultante resume de forma porcentual la composición de los eventos de indisponibilidad por causa para cada activo, permitiendo una lectura clara de las categorías dominantes de cada uno.

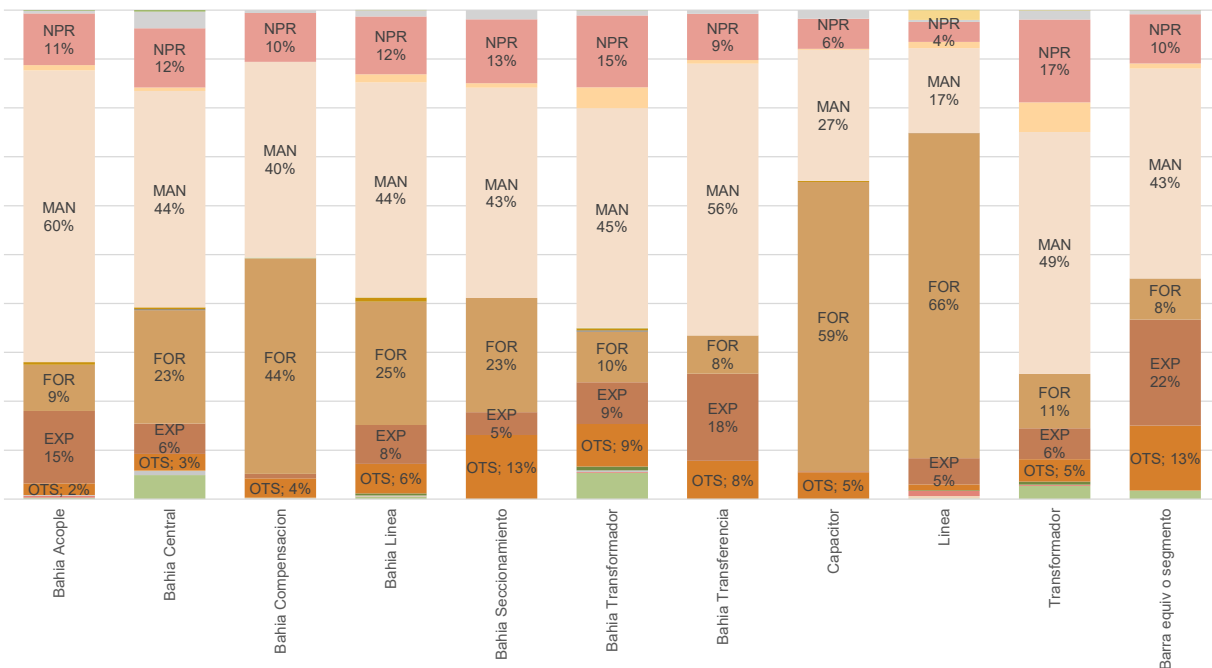
Dentro del análisis realizado se pudo observar 19 tipos de eventos que van desde los activos de STN hasta riesgo de vida humana.

Tabla 34. Medidas estadísticas descriptivas.
Fuente: CREG con información XM

Letra referencia	Causa
STN	Activos STN
TERR	Actos de terrorismo
ESP	Actuación de esquemas suplementarios debido a eventos no programados en el sistema
NAT	Catástrofe natural
PRB	Cierre Pruebas
OPR	Condición operativa
DIS	Derrateo Disponibilidad
OTS	Evento no programado Otro Sistema
EXP	Expansión
FOR	Forzado
CND	Instrucción CND
APR	Maniobra apertura
CIE	Maniobra cierre
MAN	Mantenimiento
MMY	Mantenimiento mayor
NPR	No Programado en Consignación
NOR	Normal
POT	Obras Entidades Estatales - Modificaciones POT
RIE	Riesgo Vida Humana

Figura 154. Distribución porcentual de eventos de indisponibilidad por causa y por activo.

Fuente: CREG con información XM



Con base en la gráfica de distribución porcentual de eventos de indisponibilidad por activo, se identifican patrones diferenciados en la naturaleza de las causas que afectan la disponibilidad operativa de cada uno de ellos. El análisis considera los activos y agrupa las causas de indisponibilidad en categorías tales como mantenimiento programado, eventos forzados, expansiones, condiciones normales de operación, entre otros.

En términos generales, se evidencia que la categoría de “MAN” o mantenimiento representa la principal causa de indisponibilidad en la mayoría de los activos. Específicamente, activos como Bahía de Acople, Bahía Central, Bahía Línea, Bahía Seccionamiento, Bahía Transformador, Bahía Transferencia, Transformador y Barra equivalente registran participaciones superiores al 40% bajo esta clasificación, alcanzando incluso un 59,6% en el caso de Bahías de Acople.

Por otro lado, se observa una participación significativa de los eventos “FOR” o forzados en activos como Bahía de compensación con aproximadamente un 44%, Capacitor con 59% y líneas con 66%, donde dicha causa se posiciona como la más representativa en esos casos. También se identifican porcentajes relevantes de eventos forzados en activos como Bahía Central, Bahía de línea, Bahía de seccionamiento y Transformador.

Asimismo, en activos como Barra equivalente o segmento de barra y Bahía de transferencia, se destaca la participación de los eventos “EXP” o de expansión, con un 22% y un 18% del total, respectivamente. También se identifican porcentajes relevantes de expansión en los activos de Bahía de Acople y Bahía de Transferencia, lo cual podría estar asociado a intervenciones de crecimiento del sistema o integración de nueva infraestructura.

En cuanto a las causas clasificadas como no programados en consignación o “NPR” en la Figura 154, si bien no representan la mayoría en ningún activo, mantienen una

presencia constante. Destacan los activos Transformador y Bahía de Transformador, donde estas categorías alcanzan el 16% y 14% respectivamente.

En cuanto a la causa de Evento no programado en otro sistema o “OTS”, en la Figura 154 se evidencia que, en los activos de Bahía de seccionamiento, Bahía de transformador y Barra Equivalente dicha causa presenta una participación que oscila entre el 8% y el 13% del total de eventos registrados. Esta condición sugiere que una proporción relevante de las indisponibilidades en estos activos está asociada a fallas o intervenciones externas, ajenas a su propia infraestructura, posiblemente vinculadas a elementos del Sistema de Transmisión Nacional (STN) u otros sistemas conectados.

2.5.2.4 Análisis de resultados y conclusiones

En términos generales, los resultados muestran comportamientos heterogéneos entre los grupos analizados. El grupo de activos de Barraje sin bahías de maniobra y de Conexión del OR al STN los cuales destacan por su consistencia y desempeño favorable frente a la meta, con valores de media y mediana notablemente inferiores al umbral de 15 y 65 horas, salvo una excepción puntual en 2021 y 2023 respectivamente.

En contraste, los grupos de activos de Línea del STR, Equipo de compensación y Barraje con bahías de maniobra evidencian mayores dificultades para mantenerse por debajo de la exigencia. En estos tres casos, se observa que la media supera reiteradamente la meta, alcanzando valores significativamente elevados en varios años del periodo analizado. Esto indica que los tiempos de indisponibilidad se han visto altamente impactados por eventos atípicos. Sin embargo, al comparar con la mediana, se evidencia que muchos de las horas en las que se superaron las MHAÍ responden a un número reducido de activos con valores extremos, más que a un problema generalizado. Este hallazgo se refuerza con los altos valores de desviación estándar, que en varios años superan incluso las mil horas, mostrando una alta variabilidad entre activos.

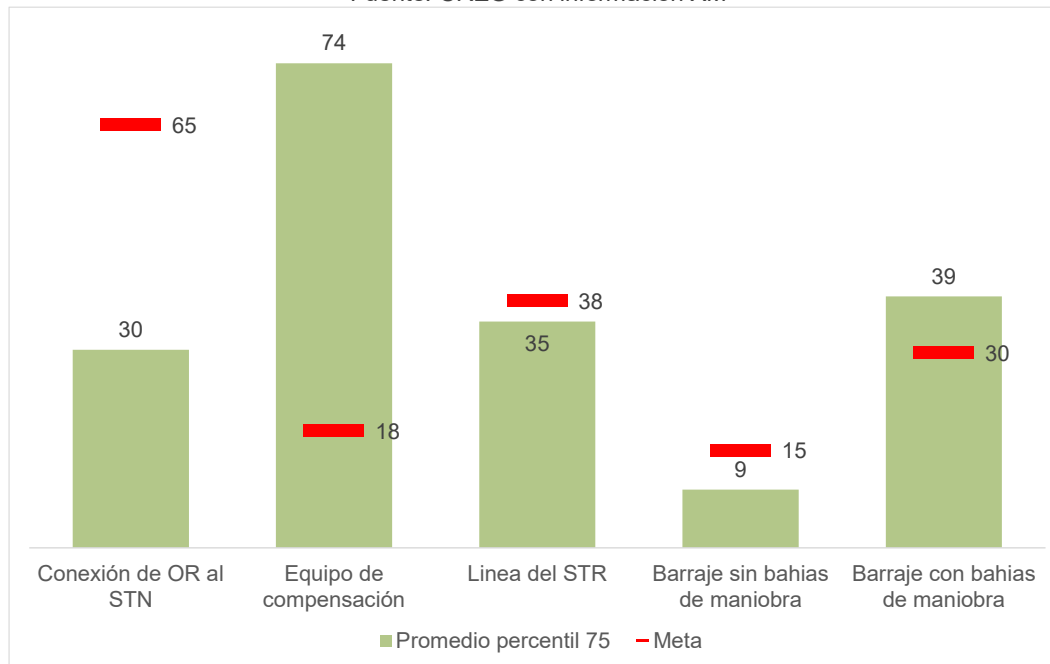
Una métrica clave para complementar este análisis es el percentil 75, ya que permite identificar si el bajo desempeño con respecto a la exigencia es estructural dentro de los grupos de activos. En los grupos de activos de Conexión del OR al STN, Línea del STR, Barraje sin bahías de maniobra y Barraje con bahías de maniobra, se observa que en varios años al menos el 75% de los grupos de activos no superaron la exigencia regulatoria establecida. En contraste, el grupo de activos de Equipos de compensación presentó un comportamiento menos favorable, con niveles de indisponibilidad más elevados, en los cuales únicamente en el año 2014 el 75% de los grupos de activos se mantuvo por debajo de la exigencia, y aun así, este valor se registró muy cercano al umbral permitido.

Esta situación evidencia que, en términos generales, cerca del 75% de los grupos de activos de Conexión del OR al STR, Línea del STR y Barraje sin bahía de maniobra no superaron las exigencias establecidas en la Resolución CREG 015 de 2018. El porcentaje restante corresponde a casos atípicos con altas horas de indisponibilidad, los cuales elevan significativamente la media anual. En contraste, los grupos de activos de Equipos de compensación y Barraje con bahías de maniobra presentan un desempeño más bajo haciendo que el 75% de los datos analizados superen las MHAÍ. En el caso de los

Equipos de compensación, se registraron valores atípicos elevados de duración entre 2015 y 2024, mientras que en el grupo de Barraje con bahías de maniobra esta situación se concentró principalmente en los años 2015, 2016 y 2023 (Ver Figura 155).

Figura 155. Comparativo del promedio del percentil 75 de duración de indisponibilidades frente a las exigencias por subsistema

Fuente: CREG con información XM



Por otra parte, el análisis por mercados del periodo 2014–2024 permitió establecer diferencias significativas en el comportamiento de los subsistemas del STR frente al desempeño de las exigencias regulatorias definidas en la Resolución CREG 015 de 2018. A lo largo del periodo evaluado, si bien la mayoría de los mercados y subsistemas mantuvieron sus indicadores dentro de los límites permitidos, se identificaron subsistemas de algunos mercados con comportamientos atípicos en cuanto a la duración y recurrencia de los eventos de indisponibilidad.

Uno de los principales hallazgos es que existen mercados que, a pesar de contar con un número reducido de grupos de activos, registraron altos promedios de horas de indisponibilidad, lo cual es indicativo de la presencia de eventos prolongados, tal es el caso del mercado de Bogotá – Cundinamarca el cual tiene un porcentaje de subsistemas del 16% en el que se superan las MHAÍ pero registra el 34% de las horas totales de indisponibilidad analizadas (Ver Figura 156 y Figura 157). Esta condición fue evidente al comparar los resultados con el análisis de las variables estadísticas por grupos de activos a nivel nacional, donde se confirma que dichos eventos generan una distorsión significativa en las métricas agregadas. Así mismo, se identificaron casos en los que la cantidad de horas promedio fue alta en conjunto con un número elevado de subsistemas por mercado, lo que sugiere afecciones en múltiples activos de forma simultánea.

Figura 156. Porcentaje general de grupos de activos que superaron las exigencias por mercado
Fuente: CREG con información XM

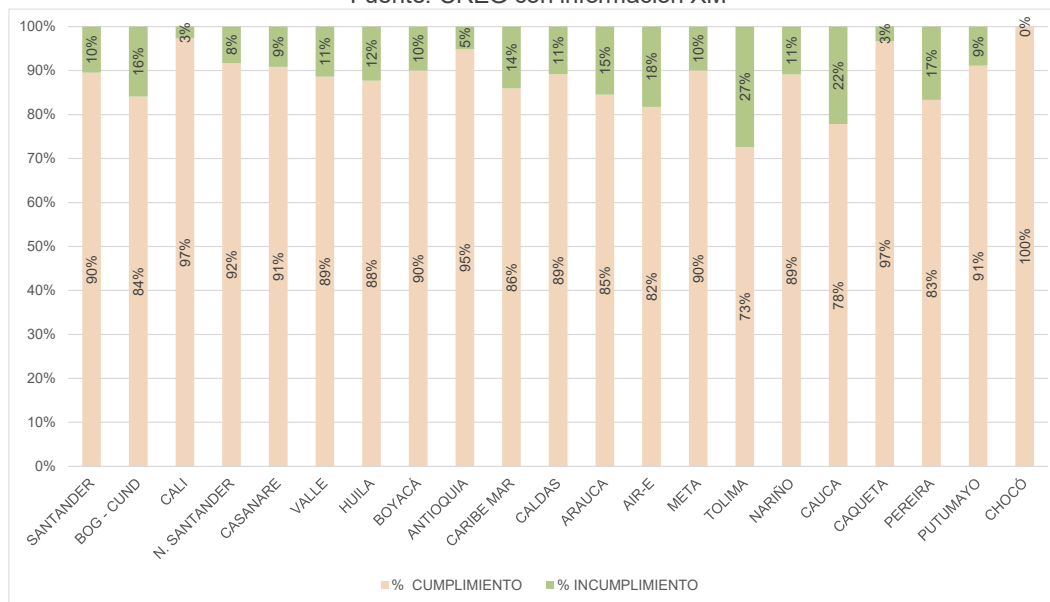
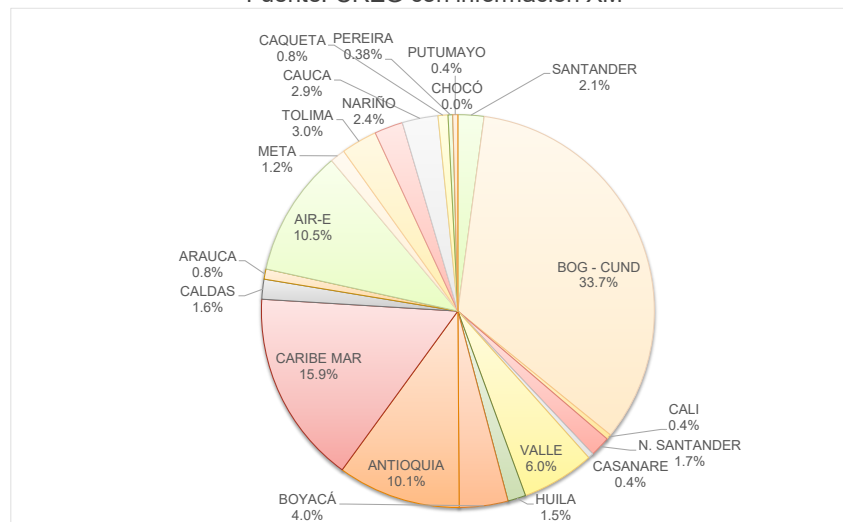


Figura 157. Horas de indisponibilidad por mercado.
Fuente: CREG con información XM



Además, se observó que los promedios en los cuales se superaron las MHAi por subsistema más altos se concentraron en los grupos de activos de Equipo de compensación y Barraje con bahías de maniobra (Ver Figura 128 y Figura 149), lo cual es coherente con lo evidenciado en el análisis nacional, donde estos grupos presentan los desempeños más críticos frente a la exigencia de MHAi (Ver Figura 155). Esto sugiere una revisión general de las exigencias establecidas en la metodología.

En cuanto a las causas asociadas a los eventos donde se superaron las exigencias regulatorias, se evidenció que la mayoría de las horas de indisponibilidad corresponden a mantenimientos programados, eventos forzados, y en menor medida, a eventos no programados en consignación (Ver Figura 154). Esto también se pudo observar en la evaluación de causas de los mercados con promedios de indisponibilidad altos en el análisis por mercado (Ver Figuras 122, 129, 136, 144, 150).

Finalmente, es importante resaltar que los eventos de larga duración tienen un impacto alto en los indicadores estadísticos de los grupos de activos, afectando negativamente desempeño regulatorio tanto a nivel nacional como en cada mercado. A nivel de mercados, se identificaron casos críticos como Bogotá – Cundinamarca, Caribe Mar y Air-e, donde las indisponibilidades fueron considerables y, en muchos casos, asociadas a eventos de mantenimiento extensos o causas forzadas de alta duración. Estas situaciones comprometen la calidad del servicio en dichas regiones y aumentan el valor de las compensaciones.

2.5.2.5 Energía no suministrada

Con respecto a la estimación de la Energía No Suministrada, ENS, que se utiliza para determinar las compensaciones que deben asumir los OR cuando se presentan eventos que pueden causar un alto impacto en el sistema, la Comisión realizará análisis que permitan evaluar si las disposiciones y fórmulas incluidas en la regulación permiten reconocer de la manera más precisa posible este tipo de eventos, considerando que ante situaciones de mala calidad en los pronósticos de demanda se afecta la adecuada aplicación de las compensaciones.

Adicionalmente, considerando los comentarios recibidos en respuesta a la Circular CREG 144 de 2025, la Comisión revisará los aspectos resaltados por los interesados, con el fin de identificar las situaciones planteadas y las alternativas de solución, así como otros temas que se identifiquen durante la elaboración de la propuesta y que no hayan sido abarcados en este documento, de forma que puedan ser revisados por la Comisión e incluidos en los análisis que se presenten con la propuesta regulatoria de la nueva metodología.

2.6 Pérdidas de energía

Las pérdidas de energía eléctrica fueron incluidas Capítulo 7 del Anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, donde se establecieron los lineamientos específicos para su cálculo, asignación y aplicación en los diferentes niveles de tensión del sistema de distribución. Existen múltiples elementos para calcular las pérdidas de energía y que a su vez tienen efecto en su reconocimiento en tarifa, por lo cual a continuación se presenta un contexto general previo al diagnóstico de este componente en aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018.

La infraestructura de un OR se divide, generalmente, en cuatro segmentos o etapas denominados niveles de tensión, como se vio en la sección relacionada con inversiones. Los niveles de tensión son agrupaciones de activos que utilizan el mismo voltaje de operación (por ejemplo: baja tensión, media tensión, alta tensión y extra alta tensión), y que en la distribución de energía se denominan niveles de tensión 1, 2, 3 y 4.

Estas etapas son importantes debido a que en el proceso de distribución de energía, el nivel de voltaje se disminuye gradualmente, con el objeto de ir transportando cantidades de energía con la menor cantidad de pérdidas posibles e ir entregándola a los usuarios según sus necesidades. De hecho, existen usuarios que reciben el servicio en niveles de tensión 4, 3 y 2, pero la mayor cantidad de usuarios (99% del total nacional) lo recibe en nivel de tensión 1 (baja tensión) que es donde se ubican los usuarios residenciales.

De acuerdo con lo mencionado, la energía que se entrega en el nivel de tensión 1 debió pasar por el nivel 4 y en su paso produjo un porcentaje de pérdidas. Lo mismo ocurrió en su paso por el nivel de tensión 3 y en el nivel de tensión 2. Finalmente, en el nivel de tensión 1, donde la recibe el usuario residencial, se produce la mayor cantidad de pérdidas.

Las pérdidas en cada una de las etapas son denominadas pérdidas por nivel de tensión (variables $P_{j,4,m,t}$ para las del nivel 4, $P_{j,3,t}$ para el nivel 3, $P_{j,2,t}$ para el nivel 2 y $P_{j,1,t}$ para el nivel de tensión 1) y por ello existen pérdidas reconocidas de manera independiente en cada nivel de tensión, que para efectos de su cobro son acumuladas de manera proporcional al paso de la energía en cada uno de los niveles, mediante las fórmulas que se presentan en el numeral 7.2 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018 para producir las variables $PR_{n,j,t}$ que se definen como los factores para referir las medidas de energía del nivel de tensión n (n es el nivel de tensión y puede ser 4, 3, 2 o 1) de un OR determinado al STN, sitio donde se realizan todas las transacciones en el mercado mayorista de energía en el país.

De esta manera, por ejemplo, se obtiene el factor $PR_{1,j,t}$ del nivel 1 (mediante el cual se calculan las tarifas del servicio para el 99% de los usuarios). El subíndice t de la variable mencionada obedece al cambio temporal de la variable de pérdidas, dado que el factor de pérdidas individual del nivel de tensión 4 varía mensualmente mientras que los índices de los demás niveles de tensión varían en forma anual (para aquellos OR a quienes se les reconocen pérdidas adicionales los índices de niveles 3, 2, y 1 se van reduciendo anualmente mientras que para los OR a quienes no se reconocen pérdidas adicionales, los índices son fijos en el tiempo e iguales a los índices eficientes).

Ya se explicó que la variable $PR_{1,j,t}$ es la que combina las pérdidas independientes de cada nivel de tensión para reflejar las pérdidas en el recorrido de la energía por todos los niveles hasta entregar la energía en el nivel 1. Ahora bien, el cálculo de las pérdidas reconocidas por cada nivel de tensión (en el caso de nuestro ejemplo se reconoce por la variable $P_{j,1,t}$) se realiza con base en las categorías de pérdidas técnicas, no técnicas eficientes y adicionales (esta última clasificación para algunos casos).

En los sistemas que tienen pérdidas de energía que se consideran eficientes, es decir, en aquellos sistemas que han realizado gestión y reducción de sus pérdidas hasta el grado en el que una gestión para disminuirlas costaría más que su reconocimiento, las pérdidas reconocidas son iguales a las pérdidas eficientes; mientras que en los sistemas con pérdidas de energía superiores a las eficientes, como parte de la metodología de incentivos para su reducción, en cumplimiento de lo ordenado por el Decreto 387 de 2007²³, las pérdidas reconocidas dependen directamente del grado de inversión que se realice en dichos sistemas.

Es decir, entendiendo que una inversión superior al promedio histórico puede tener un efecto importante en la reducción de pérdidas, a mayor inversión mayor reconocimiento de pérdidas superiores a las eficientes, hasta llegar al total reconocimiento de pérdidas

²³ Modificado por los Decretos números 4977 de 2007 y 1937 de 2013.

en aquellos casos donde la inversión sea muy superior al promedio, como se presenta en la tabla 7 del numeral 7.1.4.3.1 del anexo general de la resolución CREG 015 de 2018, así:

Tabla 35. Variable $Ptr_{j,1,t}$ según inversión y pérdidas iniciales (Res. CREG 015 de 2018)

% de Inversión	$PT_{j,1,0} \geq 23\%$	$23\% > PT_{j,1,0} \geq 19,1\%$	$19,1\% > PT_{j,1,0} \geq 15,2\%$	$15,2\% > PT_{j,1,0} \geq 11,3\%$
$X_{r,t} \geq 7\%$	$PT_{j,1,0}$	$PT_{j,1,0}$	$PT_{j,1,0}$	$PT_{j,1,0}$
$7\% > X_{r,t} \geq 6\%$	19,1%	$PT_{j,1,0}$	$PT_{j,1,0}$	$PT_{j,1,0}$
$6\% > X_{r,t} \geq 5\%$	15,2%	15,2%	$PT_{j,1,0}$	$PT_{j,1,0}$
$5\% > X_{r,t} \geq 4\%$	11,3%	11,3%	11,3%	$PT_{j,1,0}$
$4\% > X_{r,t}$	$Pe_{j,1}$	$Pe_{j,1}$	$Pe_{j,1}$	$Pe_{j,1}$

Como ejemplo, en el caso de un sistema que tenga pérdidas totales medidas en el nivel de tensión ²⁴ iguales a 17% (le aplica la columna 4 de la tabla de 5 columnas), puede tener unas pérdidas reconocidas en función del grado de inversión que realice en su sistema. Las pérdidas reconocidas serán iguales a las pérdidas eficientes ($Pe_{j,1}$) si dicho OR invierte anualmente un valor equivalente al 3% (respecto del valor de su sistema), es decir que no tiene reconocimiento adicional dado que no hace esfuerzos de inversión superiores a la referencia mínima mientras que si el mismo OR invirtiese valores superiores al 5% puede tener el reconocimiento del total de sus pérdidas ($PT_{j,1,0}$), es decir 17%.

De esta manera, la tabla permite que las pérdidas sean reconocidas en función del esfuerzo de inversión que se haga, permitiendo que posteriormente ese mismo OR tenga posibilidad de presentar niveles de pérdidas inferiores al inicial, hasta llegar a las eficientes.

No obstante, independientemente de que un OR invierta anualmente lo suficiente para aplicar al reconocimiento de sus pérdidas totales, este reconocimiento va disminuyendo gradualmente año a año hasta que en el año 10 (a partir del 2019), se llegue al reconocimiento únicamente de las pérdidas eficientes, independientemente del nivel de inversión realizado.

Ahora bien, ya se mencionó que para los OR que presentan niveles de pérdidas eficientes, las pérdidas reconocidas son iguales a la suma de pérdidas técnicas más pérdidas no técnicas eficientes, estas últimas son aquellas cuya gestión puede costar más que su reconocimiento; mientras que para los OR que presentan niveles de pérdidas superiores a las eficientes, las pérdidas reconocidas pueden estar compuestas por pérdidas técnicas, pérdidas no técnicas eficientes y pérdidas no técnicas superiores a las eficientes (estas últimas son denominadas “pérdidas adicionales”), las que son reconocidas en función de su inversión, como se mencionó anteriormente.

²⁴ $PT_{j,1,0}$ – pérdidas totales en el nivel de tensión 1 a diciembre del año anterior al momento de presentación de la solicitud de ingresos.

Adicionalmente, la metodología vigente estableció, en cumplimiento del Decreto 387 de 2007, la posibilidad de solicitar la aprobación de planes de reducción de pérdidas, en los que se reconocen ingresos adicionales por inversiones en activos no directamente asimilables a UC para reducir las pérdidas de energía, siempre y cuando los OR interesados presentaran un plan estructurado y técnicamente justificado, y condicionados al cumplimiento de una senda de reducción de pérdidas, como se verá más adelante.

El presente capítulo comprende el diagnóstico de las pérdidas de energía durante la vigencia de la actual metodología de distribución e incorpora los siguientes análisis:

- Evolución de las pérdidas totales para el periodo 2019-2023
- Evaluación del Plan de Reducción de Pérdidas.
- Evolución del Cargo por concepto del plan de reducción de pérdidas – CPROG
- Pérdidas Adicionales

2.6.1 Evolución de las Pérdidas Totales

La presente sección tiene como objetivo realizar un diagnóstico de la evolución de las pérdidas totales de energía eléctrica en los mercados de comercialización atendidos por los operadores de red del país durante el periodo de aplicación de la metodología de remuneración establecida en la Resolución CREG 015 de 2018. Este análisis constituye un insumo inicial para el desarrollo de la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica.

El contexto regulatorio de las pérdidas de energía combinó incentivos a su reducción para los casos más críticos y mecanismos para el mantenimiento de la eficiencia en los demás, por lo que resulta necesario evaluar los resultados agregados a nivel nacional e individuales para cada mercado. Por consiguiente, este capítulo procederá a presentar y analizar la evolución observada del indicador de pérdidas totales (IPT) para el conjunto de los Operadores de Red del país durante el periodo de vigencia de la CREG 015 de 2018, con el fin de identificar tendencias, evaluar la efectividad general de los mecanismos implementados y extraer lecciones aprendidas para la futura regulación.

La metodología definió el cálculo del IPT en el numeral 7.1.4.1 de su anexo general de la siguiente forma:

$$IPT_{j,t} = \frac{PT_{j,t}}{\sum_{n=1}^4 \sum_{m=3}^{m-14} (Ee_{j,n,m} - FeNS_{j,n,m}) - \sum_{n=1}^4 \sum_{m=3}^{m-14} FsOR_{j,n,m}}$$

Donde:

(...)

$PT_{j,t}$: Pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR j , para el año t , expresadas en kWh.

$IPT_{j,t}$: Índice de pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización servido por el OR j , para el año t . Al inicio del plan, t igual a cero, $t = 0$, corresponde al año que finaliza en la fecha de corte.

$E_{e,j,n,m}$: Energía de entrada al sistema del OR j en el nivel de tensión n durante el mes m , expresada en kWh, calculada como se establece en el numeral 7.3.7.1.

$E_{s,j,n,m}$: Energía de salida del sistema del OR j en el nivel de tensión n durante el mes m , expresada en kWh, calculada como se establece en el numeral 7.3.7.2.

$FeNS_{j,n,m}$: Flujo de energía desde niveles de tensión superiores en el sistema del OR j , al nivel de tensión n , durante el mes m , expresado en kWh, calculado como se establece en el numeral 7.3.7.3.

$FsOR_{j,n,m}$: Flujo de energía de salida desde el sistema del OR j en el nivel de tensión n , a otros STR y/o SDL, durante el mes m , expresado en kWh. Corresponde a la suma de las energías medidas en las fronteras comerciales entre OR, sin referir al STN, registradas en el ASIC

n : Corresponde al nivel de tensión para el cual se determina la energía. Toma los valores de 1, 2, 3 o 4.

(...)

A continuación, en la Tabla 36 se presenta en un mapa de calor la evolución del IPT para los distintos mercados de comercialización del país durante el periodo de vigencia de la Resolución CREG 015 de 2018. Caber mencionar que en los siguientes análisis no se incluyeron todos los mercados de comercialización por ausencia o inconsistencia de información:

Tabla 36. Mapa de calor de los Índices de Pérdidas Totales (IPT) de los mercados de comercialización del país.
Fuente: CREG con información LAC

MERCADO	IPT ₀	2019	2020	2021	2022	2023
ARAUCA	31.09%	34.61%	37.72%	35.58%	30.71%	33.73%
CARIBE_MAR	25.46%	25.46%	26.35%	27.68%	25.76%	26.38%
CASANARE	23.03%	21.91%	23.08%	28.11%	25.28%	25.97%
AIR-E	27.21%	27.21%	31.19%	30.60%	27.19%	25.14%
SIBUNDOY	18.65%	23.99%	22.76%	21.64%	18.66%	22.91%
CHOCO	20.88%	17.43%	23.30%	20.01%	16.15%	22.40%
CAQUETA	17.54%	18.60%	19.81%	22.72%	21.97%	22.09%
NARIÑO	15.32%	21.77%	21.12%	20.86%	18.97%	20.32%
BAJO_PUTUMAYO	15.50%	14.52%	15.98%	16.52%	16.23%	17.26%
POPAYAN	7.44%	19.51%	19.83%	25.41%	24.49%	16.52%
GUAVIARE	20.71%	18.29%	18.21%	17.48%	15.65%	16.45%
META	12.34%	11.63%	11.89%	12.12%	13.59%	14.60%
HUILA	13.67%	12.28%	12.58%	14.17%	13.62%	14.06%
N. SANTANDER	13.54%	12.85%	12.77%	13.49%	14.45%	13.53%
TOLIMA	15.98%	15.66%	14.20%	13.42%	12.63%	13.06%
CARTAGO	16.92%	18.24%	16.05%	12.72%	12.54%	12.98%
PUTUMAYO	13.84%	14.10%	21.03%	31.74%	14.68%	12.80%
CAUCA	11.50%	11.44%	10.06%	11.03%	10.76%	12.08%
SANTANDER	10.97%	10.70%	12.12%	12.68%	11.40%	11.99%
ANTIOQUIA	6.87%	10.48%	8.79%	11.69%	11.82%	10.59%

CALI	9.49%	13.44%	13.16%	10.48%	9.59%	10.53%
VALLE	9.71%	8.99%	9.24%	9.60%	9.25%	10.12%
BOG-CUND	8.16%	8.26%	8.44%	9.08%	8.88%	9.17%
PEREIRA	8.98%	9.19%	9.39%	9.08%	8.87%	9.15%
TULUA	6.94%	6.95%	7.03%	8.71%	8.01%	8.01%
QUINDÍO	8.36%	7.62%	8.54%	8.28%	7.89%	7.86%
CALDAS	8.24%	7.27%	8.33%	8.01%	7.56%	7.65%
BOYACA	6.69%	5.99%	7.06%	6.64%	6.65%	6.14%

El análisis de los datos presentados en la permite identificar las siguientes tendencias y características clave en la evolución de las pérdidas totales a nivel de mercado:

1. **Heterogeneidad Persistente entre Mercados:** La observación más inmediata es la diversidad en los niveles de los IPT entre los diferentes mercados de comercialización. Se evidencian brechas importantes, reflejando las distintas realidades técnicas, geográficas, socioeconómicas y de gestión de cada mercado, lo cual da pautas para motivar el estudio de enfoques diferenciados en el marco de una regulación general.
2. **Mercados con Niveles de Pérdidas Controlados:** Existe un grupo de mercados que, durante el periodo analizado, han mantenido consistentemente niveles de pérdidas totales comparativamente bajos. Como ejemplo están los mercados de CALDAS, BOYACÁ y QUINDÍO, cuyos IPT se han mantenido, en términos generales, en un rango que podría considerarse bajo en comparación con sus pares, oscilando aproximadamente entre el 2% y el 8%.
3. **Mercados con Altos Niveles de Pérdidas:** En contraste, otros mercados presentan niveles de IPT estructuralmente elevados y persistentes, representando los mayores desafíos en materia de reducción de pérdidas a nivel nacional. Los mercados de Air-e y Caribemar así como Arauca y Casanare, se destacan en este grupo.
4. **Comportamientos Atípicos y Volatilidad:** Se observa el caso particular del mercado de Putumayo, Popayán y Sibundoy los cuales presentan un comportamiento con variaciones importantes en su IPT a lo largo del periodo. Este tipo de volatilidad requiere un análisis más profundo para comprender sus causas subyacentes.

Por otra parte, cabe mencionar una característica metodológica del cálculo del Índice de Pérdidas Totales (IPT) aplicado durante la vigencia de la metodología actual. El cálculo se ha basado, en la práctica, en la consideración de flujos de energía unidireccionales para los Niveles de Tensión 3, 2 y 1.

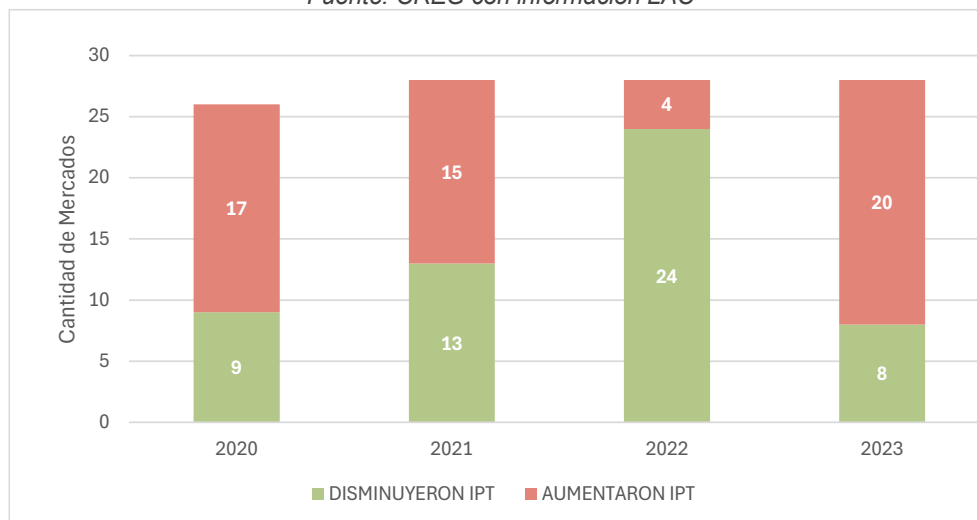
Esta aproximación estuvo influenciada por la realidad operativa inicial, donde muchos mercados de comercialización aún no disponían de la totalidad de los puntos de medición,

registrados ante el ASIC, requeridos en sus fronteras de distribución cuando la metodología entró en firme.

La capacidad de medir y registrar adecuadamente todos los flujos, incluyendo posibles inversiones de flujo como por ejemplo por generación distribuida, depende críticamente de esta infraestructura. Por ello, contar con una medición completa y fiable en todas las fronteras comerciales sigue siendo un elemento clave para mejorar la precisión en la determinación de las pérdidas eficientes del sistema de una manera dinámica como se viene incorporando en el STR.

Adicionalmente, para complementar la visión de la evolución individual, se realizó un análisis de la dinámica del IPT anualmente. Específicamente, se cuantificó para cada año del periodo evaluado, el número de OR que presentaron una disminución en su IPT respecto al año anterior, y cuántos, por el contrario, registraron un aumento. En la Figura 158 se presentan los resultados:

*Figura 158. Variación del IPT por mercado respecto al año anterior.
Fuente: CREG con información LAC*



Este análisis revela que el año 2022 se destaca como el periodo en que la mayor cantidad de OR consiguió reducir su IPT en comparación con el año anterior (2021). Por el contrario, el año 2023 fue el periodo en que la mayor cantidad de OR experimentó un incremento en su IPT respecto al año anterior (2022).

Estos resultados sugieren una volatilidad en el desempeño anual agregado a nivel de número de operadores, comportamiento que requiere que se profundice en las causas que lo generaron.

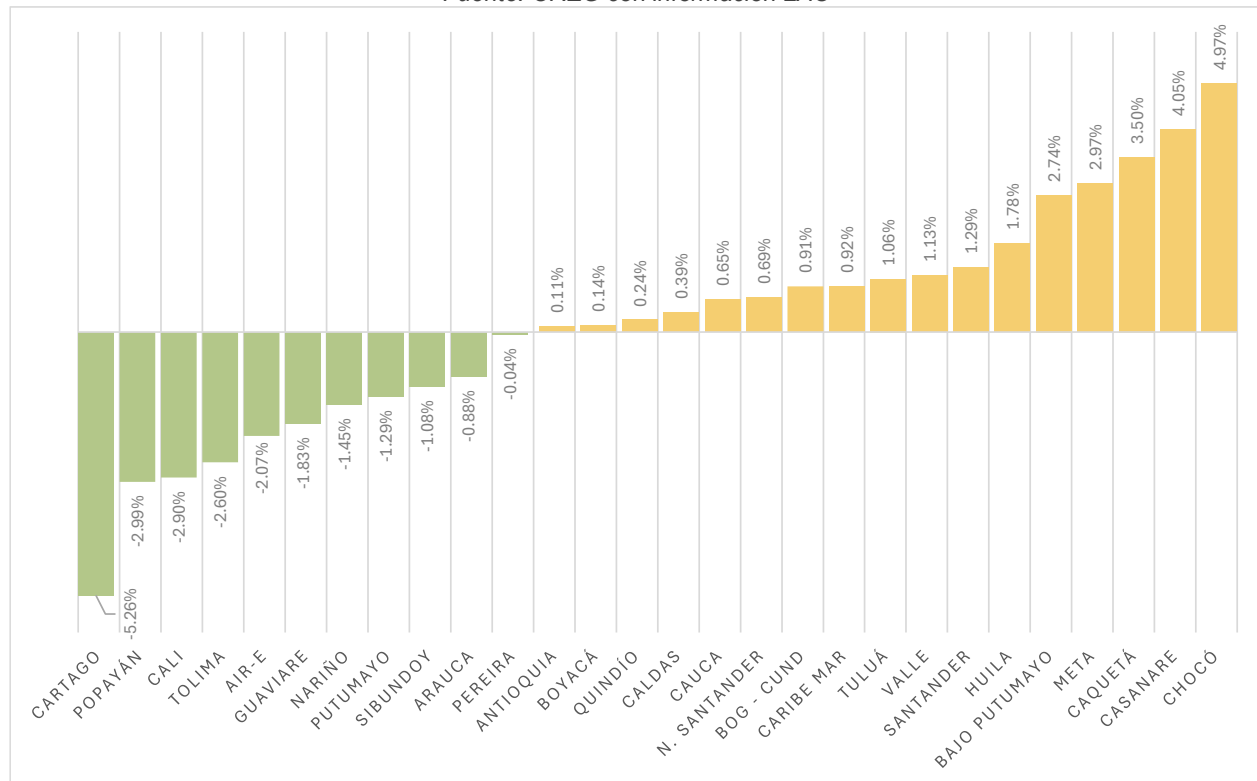
A continuación, para obtener una perspectiva sobre la gestión de pérdidas a lo largo de todo el periodo tarifario, se analiza la variación neta del IPT de cada OR entre el inicio y el fin del periodo evaluado. Específicamente, se compara el IPT del año 2023 con el del año 2019. La Figura 159 ilustra esta variación, expresada en puntos porcentuales, para cada mercado.

Es necesario precisar que, para los operadores de la Costa Caribe, la comparación se realiza entre los años 2021 y 2023. Esto se debe a su incorporación posterior al marco

metodológico bajo las condiciones del régimen transitorio especial establecido para la región Caribe.

Figura 159. Variación de los puntos de pérdidas entre los años 2019 y 2023.

Fuente: CREG con información LAC



Del análisis de esta variación acumulada durante el periodo analizado, se desprenden dos observaciones (más detalle en el Anexo 6.4 de este documento):

1. **Desempeño de los OR en el marco del Plan de Reducción de Pérdidas:** Al examinar específicamente a los OR que se acogieron voluntariamente al Plan de Reducción de Pérdidas, se encuentra que solo cinco (5) de ellos lograron una disminución efectiva de su IPT entre el año inicial y final de referencia.
2. **Desempeño General:** Considerando el universo total de operadores, se constata que únicamente once (10) de los veintiocho (28) OR evaluados consiguieron reducir su IPT durante el periodo completo de aplicación de la metodología (o el periodo aplicable para los OR de la costa). El hecho de que una mayoría de los operadores (18 de 28) no lograra una reducción neta de sus pérdidas durante la vigencia de la CREG 015 sugiere la existencia de dificultades generalizadas en la gestión efectiva de este indicador o posibles limitaciones en el impacto de los mecanismos regulatorios implementados.

Adicionalmente a los análisis por mercado individual, se realizó una estimación agregada del IPT a nivel nacional. Este indicador nacional se calculó mediante una ponderación de los IPT individuales de cada mercado de comercialización, utilizando como factor de peso

la participación de la energía de entrada (kWh) a cada mercado de comercialización respectivo en el total nacional.

Es fundamental destacar el tratamiento particular que requirieron los datos correspondientes a los mercados atendidos por los operadores de la Costa Caribe para la construcción de esta serie histórica nacional. Debido a dos factores principales:

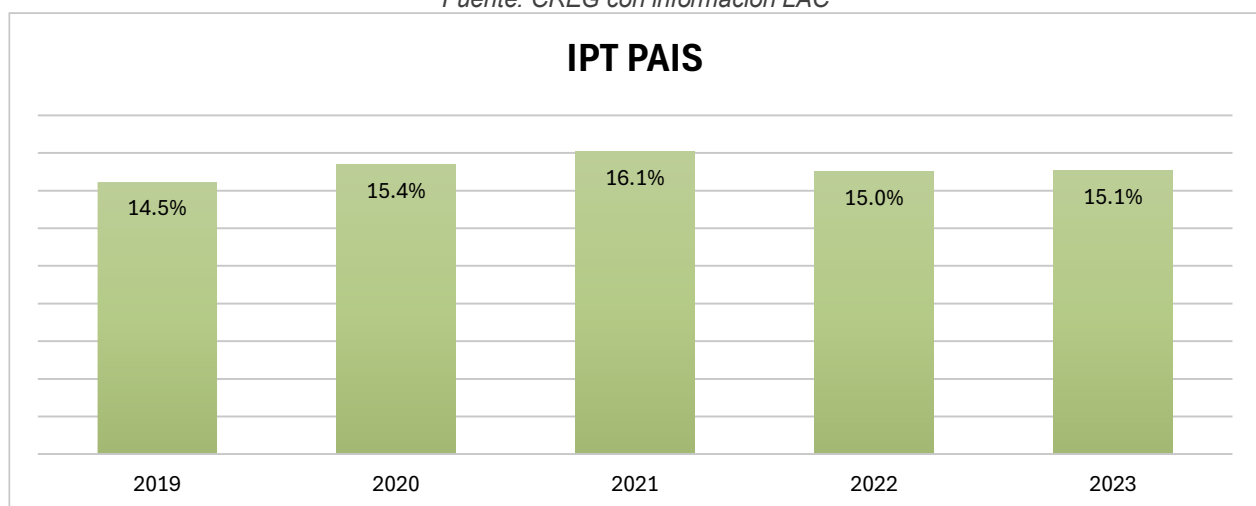
1. **Impacto Significativo:** Estos mercados presentan históricamente los índices de pérdidas más elevados del país y, simultáneamente, representan una participación considerable en la demanda nacional de energía. Por lo tanto, sus IPT tienen una influencia determinante en el indicador nacional ponderado.
2. **Entrada Diferida al Marco Regulatorio:** Estos operadores iniciaron la aplicación plena de la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018 a partir del año 2021.

Dada esta entrada diferida, para asegurar la consistencia y representatividad de la serie del IPT nacional durante todo el periodo de análisis, se utilizaron las siguientes fuentes de información específicas para los IPT de estos mercados en los años previos a 2021:

- **Para el año 2019:** Se empleó el **IPT inicial (IPT_0)** establecido para estos mercados en la resolución particular de la CREG que aprobó sus ingresos bajo la metodología actual.
- **Para el año 2020:** Se utilizó el IPT calculado y reportado por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), conforme a las disposiciones transitorias derivadas de la Resolución CREG 167 de 2020.

Con estas consideraciones metodológicas, se procedió a calcular el IPT nacional ponderado cuya evolución se detalla en la Figura 160:

Figura 160. Índice de Pérdidas Totales País
Fuente: CREG con información LAC



Se observa un incremento sostenido del IPT nacional durante los primeros tres años de vigencia de la Resolución CREG 015 de 2018. Posteriormente, esta tendencia se revierte, mostrando una disminución en los años subsiguientes. No obstante, es relevante destacar que, al finalizar el periodo de análisis, el nivel del IPT nacional no logró retornar al valor registrado en el año inicial.

Es relevante mencionar que el periodo de incremento del IPT nacional coincide con la emergencia sanitaria por COVID-19. Si bien se requiere un análisis más profundo para establecer causalidades definitivas, esta coincidencia temporal plantea la hipótesis de que las condiciones socioeconómicas adversas y los cambios operativos asociados a la pandemia pudieron haber contribuido al aumento inicial de las pérdidas agregadas en el país.

Del análisis diagnóstico realizado sobre la evolución de las pérdidas totales de energía en los mercados de comercialización del país durante el periodo de aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018, se desprenden las siguientes conclusiones principales:

Se confirma la existencia de brechas significativas y persistentes en los IPT entre los distintos mercados de comercialización. Mientras algunos OR operan con niveles relativamente bajos y controlados (entre 2% y 8%), otros enfrentan niveles elevados.

A nivel nacional agregado, el IPT ponderado mostró un incremento durante los primeros años del periodo, seguido de una tendencia a la baja posterior, aunque sin retornar al nivel inicial al cierre de 2023. La coincidencia temporal del periodo de aumento con la emergencia sanitaria por COVID-19 sugiere una posible influencia de factores socioeconómicos y operativos asociados a la pandemia sobre este comportamiento.

La mayoría de los OR (18 de 28) no lograron una reducción neta en su IPT al comparar el final del periodo (2023) con el inicio (2019 o 2021 para la costa). Aunque hubo casos de mejora, el hecho de que solo 11 de 28 consiguieron disminuir sus pérdidas indica dificultades generalizadas y un avance limitado en la consecución de los objetivos de reducción durante la vigencia de la metodología.

Se reconoce que la metodología de cálculo del IPT bajo la metodología de remuneración actual, al asumir en la práctica flujos unidireccionales (debido en parte a la falta de medición de la totalidad de las fronteras de distribución), presenta limitaciones para capturar con total precisión la realidad de los flujos energéticos, especialmente ante la creciente penetración de generación distribuida. La disponibilidad de medición completa y fiable en todas las fronteras es esencial para incorporar un mecanismo más exacto y oportuno para el cálculo de las pérdidas.

En conjunto, este diagnóstico evidencia que, si bien la Resolución CREG 015 de 2018 introdujo mecanismos para la gestión de pérdidas, los resultados han sido variados. La persistencia de altas pérdidas en varios mercados, el limitado éxito general en la reducción neta, y las alertas sobre datos y mecanismos específicos, señalan la necesidad de que la próxima metodología revise y fortalezca el enfoque regulatorio en cuanto a las pérdidas de energía.

2.6.2 Plan de Reducción de Pérdidas

En esta sección se presenta una serie de análisis que conforman el diagnóstico del plan de reducción de pérdidas. Antes de exponerlos, se narra una breve descripción de los antecedentes que motivaron la implementación de este mecanismo y la forma en que está diseñado el mismo.

2.6.2.1 Aplicación del Decreto 387 de 2007

El Decreto 387 de 2007 por el cual se establecen las políticas generales en relación con la actividad de comercialización del servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones estableció en su artículo tercero que para asegurar que los beneficios derivados de la competencia se extiendan a todos los usuarios del servicio de energía eléctrica, la CREG debía adoptar normas que garantizaran el tratamiento simétrico en la asignación de derechos y obligaciones entre los agentes comercializadores minoristas que operan en el Sistema Interconectado Nacional, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

“... c) La regulación creará los mecanismos para incentivar la implantación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica de corto, mediano y largo plazo para llegar a niveles eficientes en cada mercado de comercialización;

d) El Operador de Red será el responsable por la gestión integral de las pérdidas de energía en el mercado de comercialización asociado a sus redes;

e) La CREG le reconocerá al OR el costo eficiente del plan de reducción de Pérdidas No Técnicas, el cual será trasladado a todos los usuarios regulados y No regulados conectados al respectivo mercado”

Mediante el Decreto 1937 de 2013 el Gobierno Nacional dispuso en su artículo 1° lo siguiente:

“Aplicación de los Planes de Reducción de Pérdidas. Los planes de reducción de pérdidas ordenados por los literales c), d) y e) del artículo 3° del Decreto 387 de 2007 entrarán en aplicación una vez entren en vigencia los cargos de distribución aprobados mediante la metodología de remuneración de la actividad de distribución que reemplace la establecida en la Resolución CREG 097 de 2008.

La CREG establecerá las acciones requeridas para que los Operadores de Red presenten sus Planes de Reducción de Pérdidas, conforme a la metodología de remuneración de la actividad de distribución.” (Subrayado fuera de texto).

Para el cumplimiento del mandato de política pública establecido en los citados Decretos, la CREG incorporó en el numeral 7.3 del Anexo general de la Resolución 015 de 2018, la metodología para la aprobación de los Planes de Gestión de Pérdidas y en el numeral 7.3.2, también del Anexo general, definió la fórmula de cálculo del costo total del Plan de Reducción de Pérdidas del Operador de Red.

En ese sentido, la CREG dio cumplimiento al mandato legal del Gobierno Nacional a través de la actual metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica que reemplazó la establecida en la Resolución CREG 097 de 2008.

Bajo este entendimiento, en los análisis posteriores para la expedición de la nueva metodología de distribución de energía eléctrica no se tendrán en cuenta las disposiciones de los Decretos 387 de 2007 y 1937 de 2013, habida consideración de que la aplicación de la disposición se encontraba de manera explícita condicionada a la expedición de la metodología mediante la cual se reemplazara la contenida en la Resolución 097 de 2008, sin hacerlo extensivo a regulaciones futuras a expedir por parte de la CREG sobre este particular, es decir que se agotaba en ese instante.

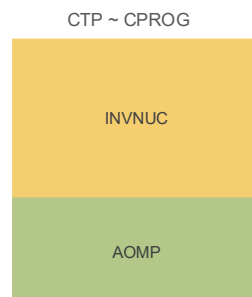
2.6.2.2 Diagnóstico del desempeño del plan de reducción de pérdidas.

La Resolución CREG 015 de 2018 abordó la gestión de las pérdidas de energía introduciendo mecanismos diferenciados. Reconociendo la heterogeneidad de los mercados y los desafíos particulares que enfrentan algunos OR en materia de pérdidas, la regulación estableció un esquema de incentivos específico y opcional, materializado a través de los planes de reducción de pérdidas.

Este mecanismo se dirigió a aquellos OR que atendían mercados cuyas pérdidas reconocidas en el Nivel de Tensión 1 superaban el umbral eficiente definido por la CREG en la fecha de corte establecida para el cálculo tarifario.

Los planes de reducción se remuneran a través de la variable CPROG, que hace parte del componente de pérdidas, PR, que a su vez conforma el costo unitario, CU, dado en \$/kWh. La variable CPROG se calcula con base en el costo total del plan, CTP, monto en pesos que fue aprobado por la Comisión para cada OR en aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018. Como se muestra en la Figura 161, el costo total del plan, CTP, tiene un componente base asociado con los gastos de AOM destinados a la gestión de pérdidas que se reconoce con independencia de que el OR cuente con plan de reducción de pérdidas. Sobre este, con la aplicación voluntaria al plan de reducción de pérdidas se reconoce un monto adicional opcional para el reconocimiento de inversiones en activos no directamente asimilables a UC para reducir las pérdidas de energía, siempre y cuando los OR interesados presentaran un plan estructurado y técnicamente justificado, orientado a la reducción de dichas pérdidas.

Figura 161 Conformación del costo total del plan de reducción de pérdidas. Fuente: CREG.



La remuneración de la componente de inversión, INVNUC, de los planes de reducción de pérdidas está condicionada al cumplimiento de las metas aprobadas para cada OR de acuerdo con el numeral 7.3.1.1 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018:

$$0 < IPTS_{j,t} - IPTS_{j,t+1} < 0,14 * (IPT_{j,0} - IPTS_{j,9})$$

Donde:

$IPT_{j,0}$: Índice de pérdidas totales del mercado atendido por el OR j al inicio del plan.

$IPTS_{j,0}$: Índice de pérdidas totales de la senda propuesto por el OR j en el año t.

Cuando el resultado final del índice IPT supera la meta aprobada para ese período, conlleva la suspensión del plan de reducción de pérdidas. Este incumplimiento constituye causal para la suspensión de la remuneración de los recursos recibidos para inversión a través de la variable INVNUC. En este caso, el cobro del CPROG se reduce únicamente a la proporción destinada al mantenimiento de pérdidas y la remuneración de la inversión puede ser reanudada cuando desaparezcan las causales de suspensión.

Adicionalmente, el plan de reducción de pérdidas se cancela en caso de reincidencia en el incumplimiento de las metas establecidas para cada OR, lo que implica de acuerdo con el mecanismo vigente, la devolución de los recursos recibidos por el OR durante los periodos de incumplimiento a los usuarios del respectivo mercado de comercialización.

No obstante, por medio del artículo 5 de la Resolución CREG 167 de 2020 se introdujo una modificación temporal en las condiciones de suspensión del reconocimiento de las inversiones asociadas a los planes de reducción de pérdidas establecida en el literal a) de numeral 7.3.6.1 de la Resolución CREG 015 del 2018 de la siguiente manera:

- “(...) Para los OR que hayan presentado su solicitud de aprobación de ingresos con base en la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018, no se aplicará esta causal de suspensión para el segundo y tercer año del plan de reducción de pérdidas. A partir del cuarto año del plan de reducción de pérdidas se siguen aplicando todas las disposiciones definidas en la Resolución CREG 015 de 2018. (...)”
- “(...) Para los OR que presenten o hayan presentado solicitud de aprobación de ingresos con base en la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018 y la Resolución CREG 010 de 2020, no se aplicará esta causal de suspensión para el primero y segundo año del plan de reducción de pérdidas, cuando el índice de pérdidas totales de estos años sea igual o inferior al del año anterior. A partir del tercer año del plan de reducción de pérdidas se siguen aplicando todas las disposiciones definidas en la Resolución CREG 015 de 2018. (...)”

En ese sentido, en el primer caso no se aplicaría la suspensión para los años 2020 y 2021 y para el segundo caso, correspondiente a los mercados del régimen transitorio especial para la región Caribe, no se aplicaría la suspensión para los años 2021 y 2022 cuando el IPT fuera igual o menor al del año anterior.

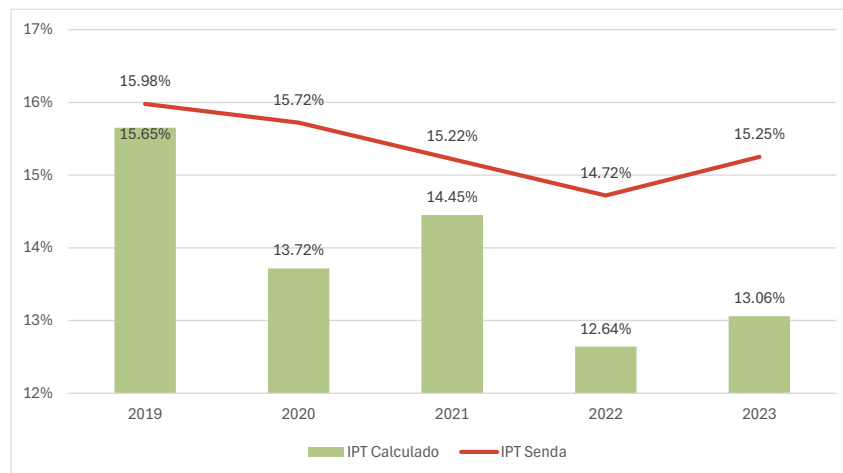
Como se ha mencionado, la aplicación al plan de reducción de pérdidas era opcional, según lo definido en el numeral 7.1.3. de le anexo de la resolución CREG 015 de 2018, y solo podían aplicar los OR que presentaran índices de pérdidas en nivel de tensión 1, a la fecha de corte, superiores a los reconocidos. Fueron más de 20 operadores los que

contaron con la opción de aplicar a este plan, no obstante, terminaron aplicando y aceptando únicamente once: Air-e, Caribemar, Valle del Cauca, Guaviare, Cartago, Cali, Cauca, Chocó, Huila, Norte de Santander y Tolima.

Conforme a lo señalado previamente, a continuación, se presenta el análisis del cumplimiento del plan de reducción de perdidas anual de cada OR, con base en la senda (IPTS) definida por resolución particular para cada OR y el IPT calculado y publicado por el LAC para el periodo comprendido entre los años 2019 y 2023.

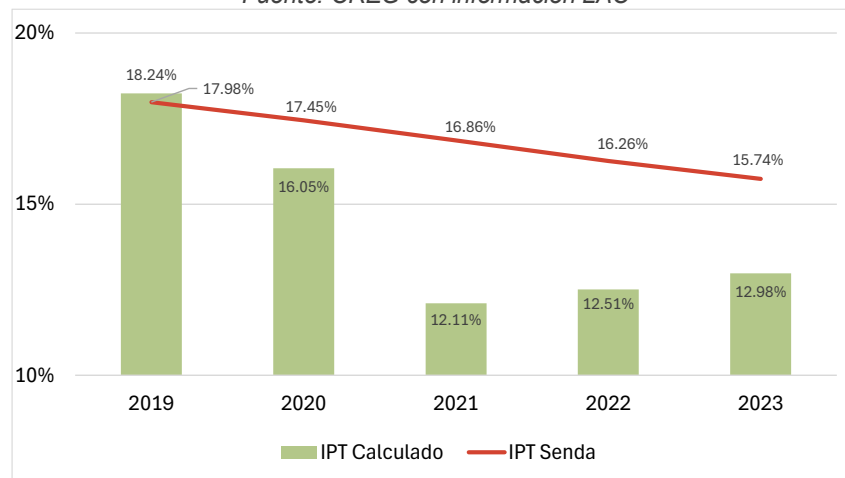
Los mercados de Cartago, Tolima, Guaviare y Valle del Cauca fueron los que presentaron mayor nivel de cumplimiento para los periodos analizados. Es notable el caso particular del mercado de Tolima en donde no se presentó incumplimiento alguno de la senda como se puede observar en la Figura 162:

*Figura 162 Cumplimiento del plan de reducción de pérdidas – mercado de TOLIMA
Fuente: CREG con información LAC*



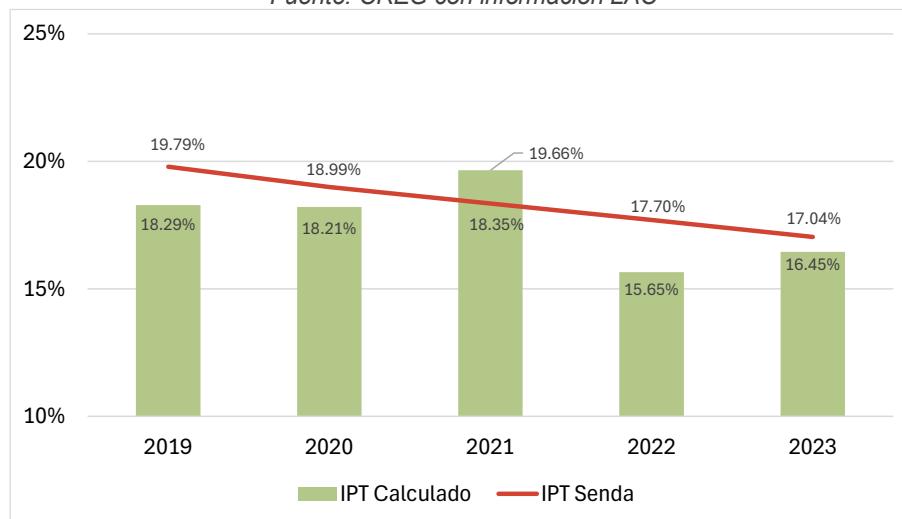
Para el caso del mercado de Cartago el IPT del año 2019 superó la senda establecida dando lugar a la suspensión del plan en el siguiente periodo del plan (año 2020). En los años subsiguientes el no presentó incumplimientos del plan incluso en los años de la pandemia ocasionada por el COVID-19 (ver Figura 163).

Figura 163 Cumplimiento del plan de reducción de pérdidas – mercado de CARTAGO
Fuente: CREG con información LAC



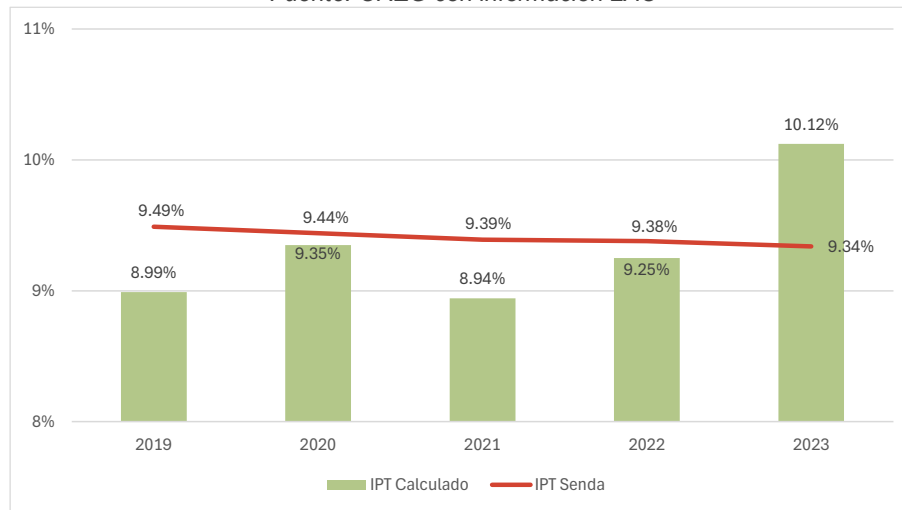
Por otra parte, el mercado de Guaviare no cumplió con la senda definida durante el año 2021, sin embargo, fue cobijado por las medidas transitorias establecidas en la Resolución CREG 167 del 2020, por consiguiente, no se le suspendió el plan de reducción de pérdidas. No obstante, en los años subsiguientes el mercado continuó el cumplimiento de dicha la senda, como se puede evidenciar en la Figura 164.

Figura 164 Cumplimiento del plan de reducción de pérdidas – mercado de GUAVIARE
Fuente: CREG con información LAC



Para el mercado del Valle del Cauca se presentó incumplimiento para el año 2023 lo que derivó en la suspensión del plan de reducción de pérdidas durante el siguiente año (ver Figura 165).

Figura 165 Cumplimiento del plan de reducción de pérdidas – mercado de VALLE DEL CAUCA
Fuente: CREG con información LAC



Los mercados de Air-e, Cali , Cauca, Chocó, Huila y Norte de Santander, no cumplieron las metas definidas en la senda por más de dos periodos, en algunos casos dos periodos consecutivos.

A pesar de esto, en varios casos no se efectuó la cancelación del plan de reducción de perdidas ya que el incumplimiento se presentó en el periodo transitorio de la Resolución CREG 167 de 2020, exceptuando los mercados de Huila y Cauca para los cuales si se configuró la cancelación del plan por incumplimiento consecutivo, ambos para la evaluación del año 2023. Estos dos mercados no fueron remunerados con recursos para la inversión, por lo cual esta situación no conllevó a la devolución de los recursos en los periodos de incumplimiento.

Figura 166 Cumplimiento del plan de reducción de pérdidas – mercado de AIR-E
Fuente: CREG con información LAC

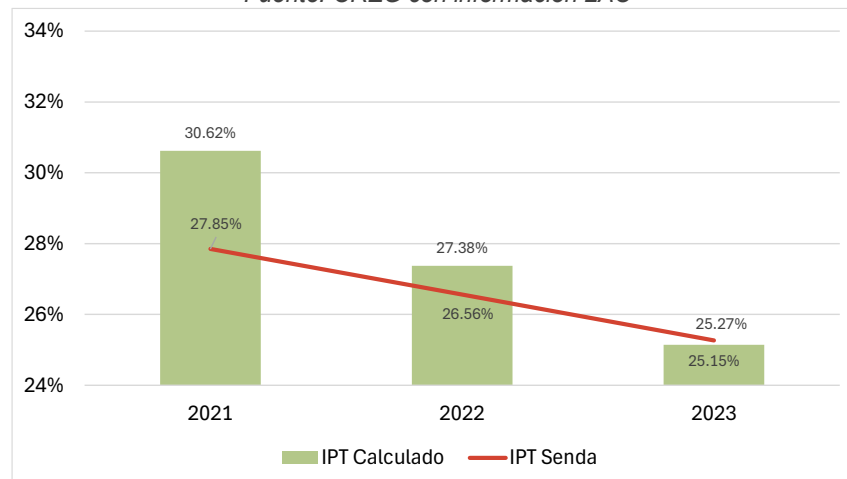


Figura 167 Cumplimiento del plan de reducción de pérdidas – mercado de CALI
Fuente: CREG con información LAC

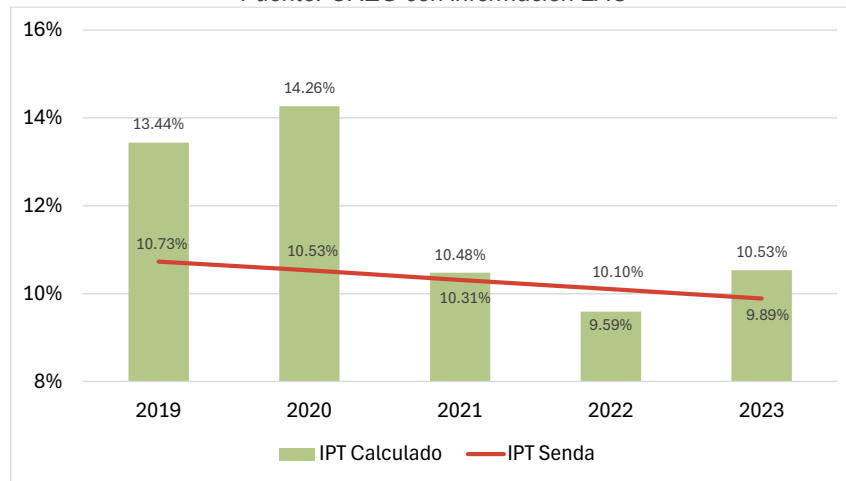


Figura 168 Cumplimiento del plan de reducción de pérdidas – mercado de CAUCA
Fuente: CREG con información LAC

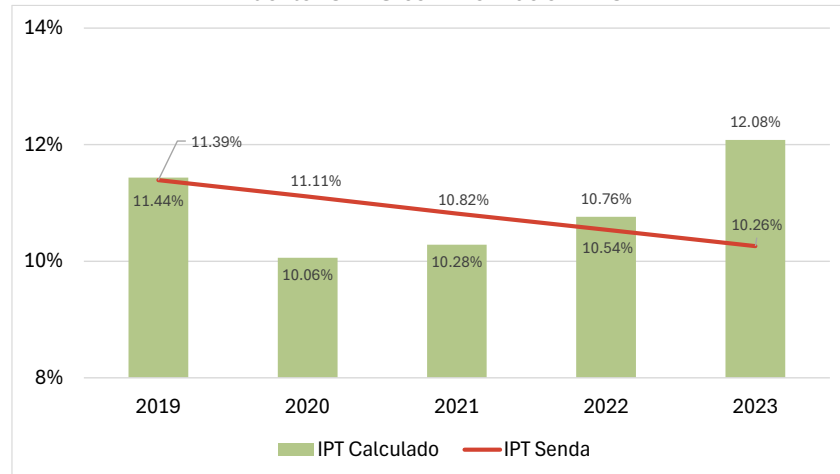


Figura 169 Cumplimiento del plan de reducción de pérdidas – mercado de CHOCÓ
Fuente: CREG con información LAC

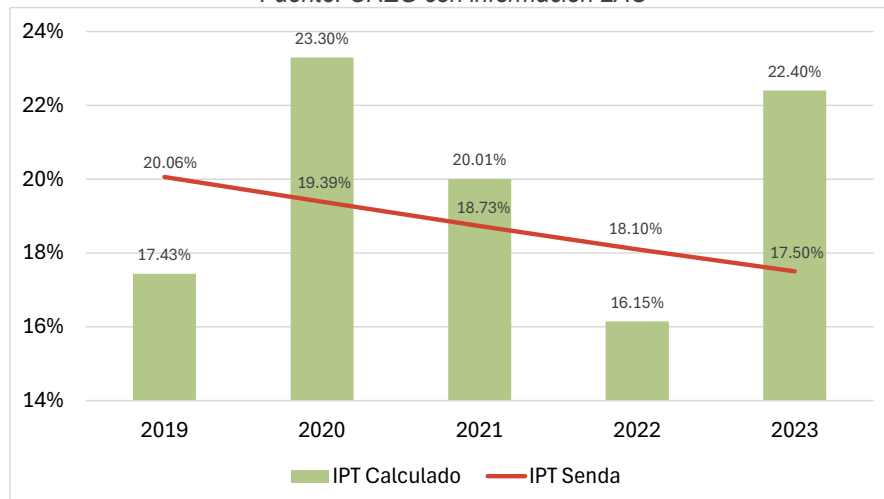


Figura 170 Cumplimiento del plan de reducción de pérdidas – mercado de HUILA
Fuente: CREG con información LAC

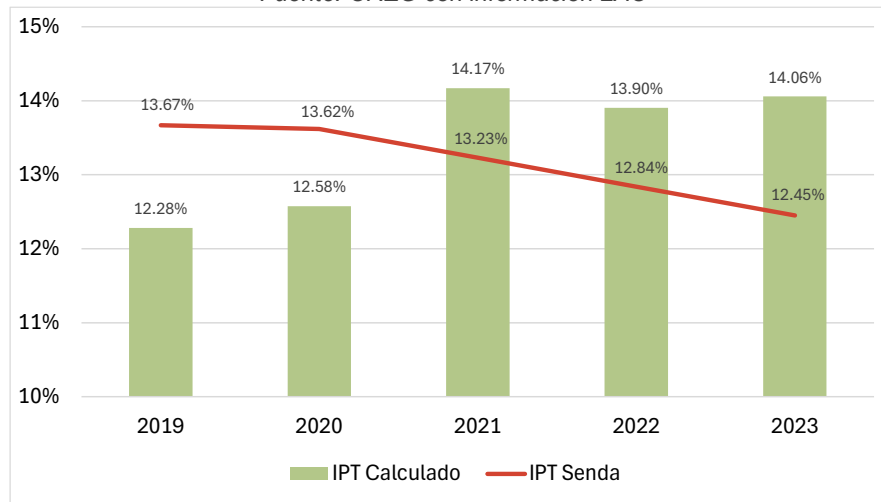
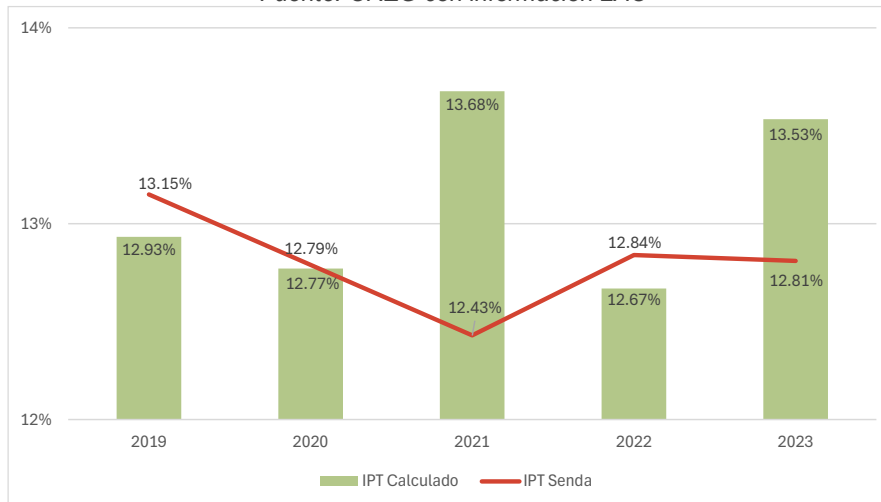
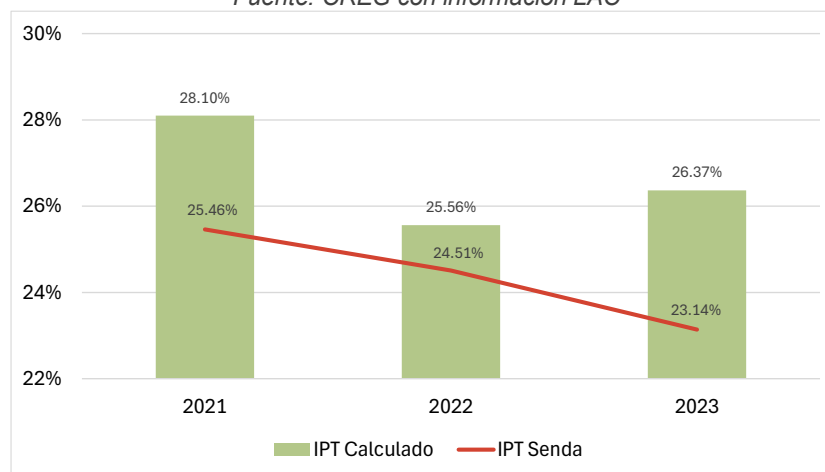


Figura 171 Cumplimiento del plan de reducción de pérdidas – mercado de NORTE DE SANTANDER
Fuente: CREG con información LAC



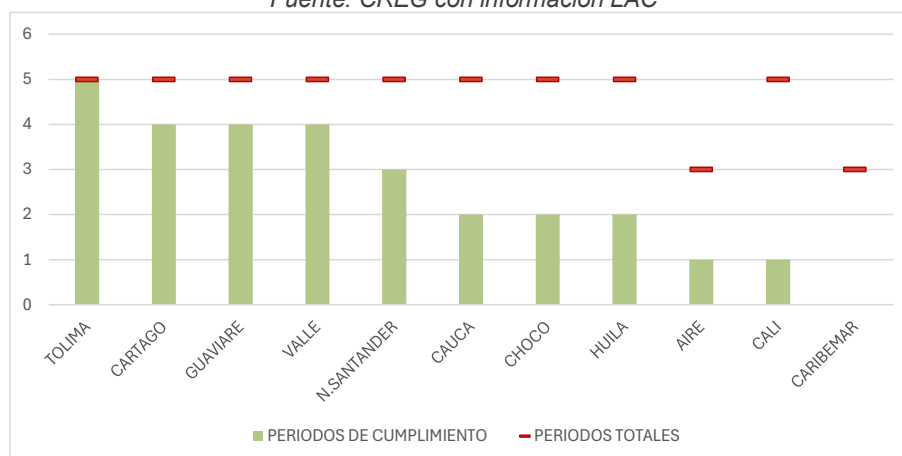
Así mismo, el mercado de Caribemar superó en todos los periodos la senda definida (Ver Figura 172). En este caso particular dicho mercado fue objeto de suspensión para el año 2021 debido a que, aunque estuvo amparado por las medidas transitorias de la Resolución CREG 167 de 2020, su IPT fue superior al del año anterior. Posteriormente, su plan fue cancelado en la evaluación realizada por el LAC en abril de 2025. Dado que Caribemar recibió recursos por concepto de la variable INVNUC asociada al plan de reducción de pérdidas, la cancelación en este caso implica la devolución de ingresos de acuerdo con el mecanismo establecido en la metodología vigente.

Figura 172 Cumplimiento del plan de reducción de pérdidas – mercado de CARIBEMAR
Fuente: CREG con información LAC



Con el propósito de presentar un resumen del cumplimiento del plan de reducción de pérdidas en la Figura 173 se presenta la cantidad de periodos en los cuales los OR cumplieron dicho plan. Como se mencionó, el OR que atiende el mercado de Tolima logró cumplir la senda definida en los cinco periodos. Por otra parte, los OR que atienden los mercados de Cartago, Guaviare, y Valle del Cauca lograron cumplir el plan de reducción de perdidas en cuatro periodos; esta situación no fue la misma para el caso de los demás operadores que presentaron cumplimientos para un menor número de periodos.

Figura 173 Cantidad de periodos en los cuales los OR cumplieron el plan de reducción de perdidas.
Fuente: CREG con información LAC

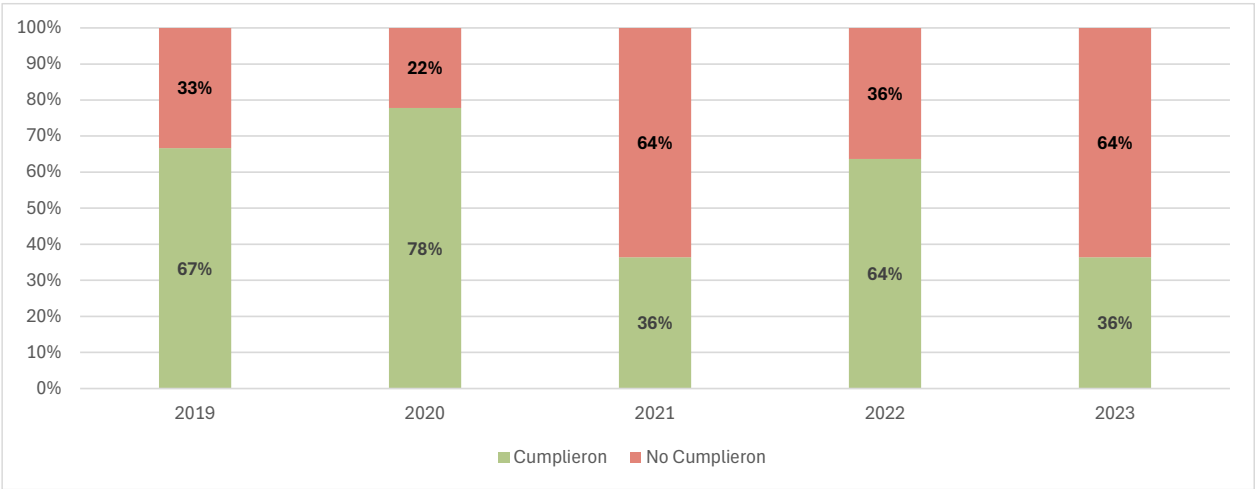


En consecuencia, y con el fin de complementar el anterior análisis se estimó el valor porcentual de los operadores que cumplieron el plan de reducción de perdidas por año. Como se presenta en la Figura 174, Para el año 2019 el 67% de OR cumplieron el plan y el 33% no lo lograron. En el año 2020 el porcentaje de OR que cumplieron con el plan, aumentó a un 78% y aquellos que no lo hicieron disminuyó a 22%. No obstante, en el año 2021 solo el 36% de los OR cumplieron el plan y el 64% no lo logró; este resultado podría estar relacionado con la situación generada por la emergencia sanitaria presentada en el país.

En el año 2022, el porcentaje de OR que cumplieron el plan aumentó a un 64%; sin embargo, en el año 2023 se observa nuevamente una reducción en el cumplimiento del plan, alcanzando un porcentaje 36% (Ver Figura 174).

Esto indica que, a pesar de las metas aprobadas a los OR para reducir las pérdidas, el cumplimiento del plan en el año 2023 con respecto al año 2019 se redujo en un 31%. Esto quizás se deba a que para el quinto año las metas de la senda se vienen acotando a niveles de mayor exigencia.

Figura 174 Porcentaje de Operadores que Cumplieron/ No cumplieron el plan de reducción de pérdidas
Fuente: CREG con información LAC



Respecto a la remuneración asociada a los planes de reducción de pérdidas, en la Tabla 37 se detalla el INVNUC anual por mercado. Los OR que atienden los mercados de Cali, Cauca, Choco, Huila, Norte de Santander y Tolima a pesar de que cuentan con un plan de reducción de perdidas, no han recibido remuneración por inversiones (INVNUC) debido a que el modelo costo – eficiente utilizado por la Comisión para determinar el valor eficiente del plan de reducción de perdidas, arrojó un resultado que solo alcanzó para cubrir el costo histórico del mantenimiento de pérdidas de estos operadores. En ese orden de ideas los OR que cuentan con remuneración de inversiones aprobada en el plan de reducción de pérdidas son lo que atienden los mercados de Air-e, Caribemar, Cartago, Guaviare y Valle del Cauca.

Tabla 37 Remuneración de inversiones anuales en el plan de reducción de pérdidas por OR expresados en COP Dic-2017 Fuente: CREG

MERCADO	REMUNERACION (MCOP)
AIR-E	\$ 248,364
CARIBEMAR	\$ 125,609
VALLE	\$ 4,819
GUAVIARE	\$ 1,127
CARTAGO	\$ 609
CALI	-

MERCADO	REMUNERACION (MCOP)
CAUCA	-
CHOCÓ	-
HUILA	-
N. SANTANDER	-
TOLIMA	-

De igual manera, a continuación, en la Figura 175 y Figura 176 se muestra la remuneración total de costos de inversión y gastos de mantenimiento asociados con el plan de reducción y/o mantenimiento de pérdidas para cada mercado. En términos de remuneración neta, los mercados con mayor remuneración por concepto de CPROG han sido los que atienden los mercados de Air-e, Caribemar, Bogotá – Cundinamarca y Antioquia, es importante mencionar que los mercados de la Costa fueron evaluados por tres periodos en vez de cinco, debido a que su primer año de aplicación en la metodología partió en el 2021. No obstante, si se analiza la remuneración con base en la participación respecto el costo de reposición de referencia, presentado en la Figura 177, se observa que los OR con mayor remuneración siguen siendo Air-e y Caribemar con una marcada diferencia respecto a los demás OR.

Según la Figura 177 para el caso particular de las remuneraciones aprobadas para los mercados de Caribemar y Air-e se evidencia que la mayor proporción se debe al concepto de INVNUC, este valor es mayor que el aplicado en otros mercados con remuneración de inversiones aprobadas, sin embargo, esto no se ha visto reflejado en el desempeño su índice de perdidas IPT (Ver Figura 178)

Figura 175 Ingresos por planes de mantenimiento y/o reducción de pérdidas \$/Dic 2017
Fuente: CREG Resolución de Aprobación de Ingresos particulares

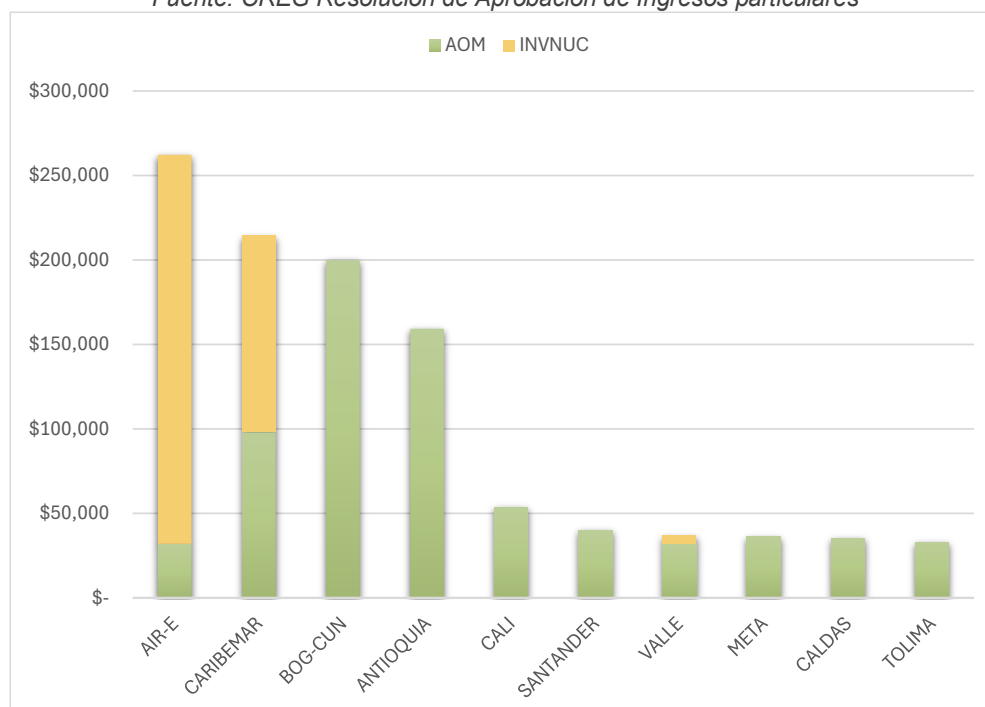


Figura 176 Ingresos por planes de mantenimiento y/o reducción de pérdidas \$/Dic 2017
Fuente: CREG Resolución de Aprobación de Ingresos particulares

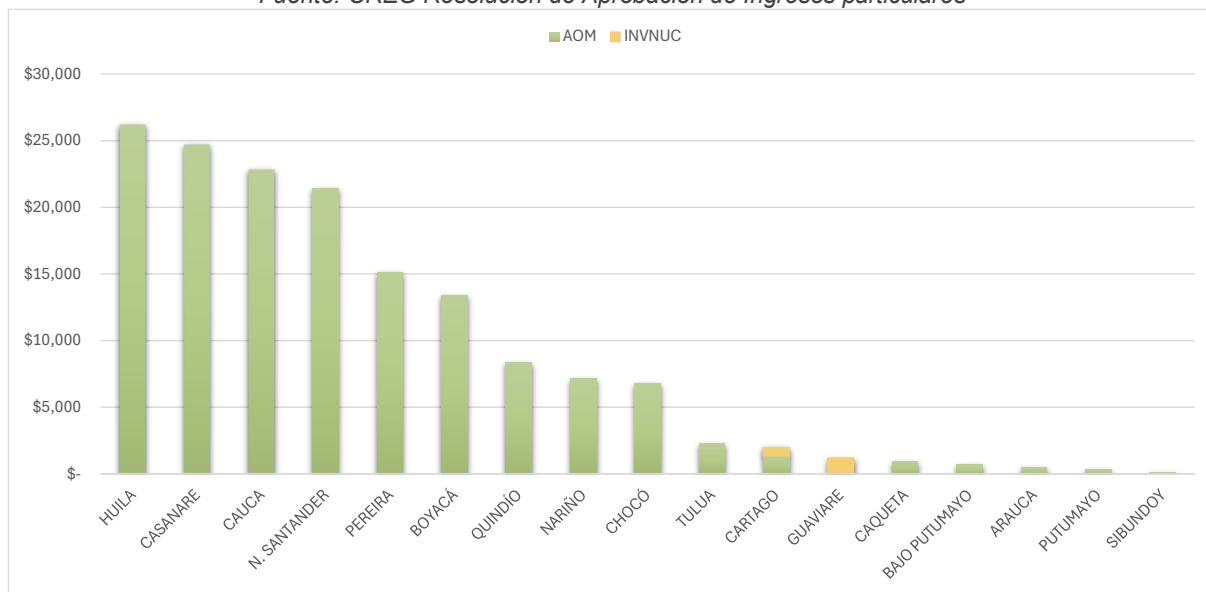
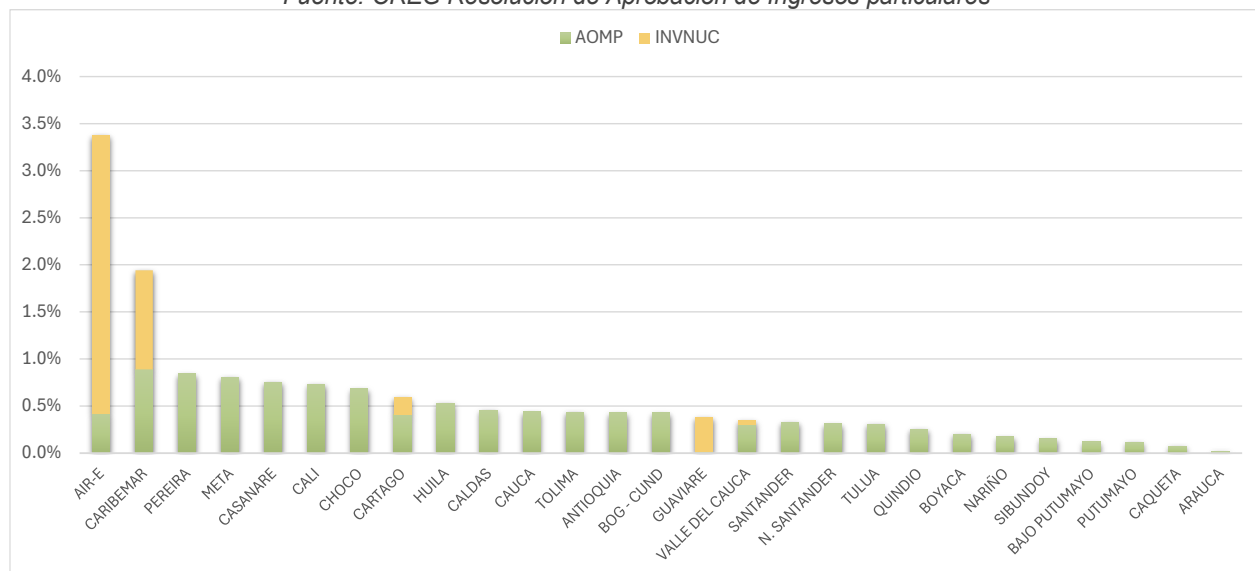
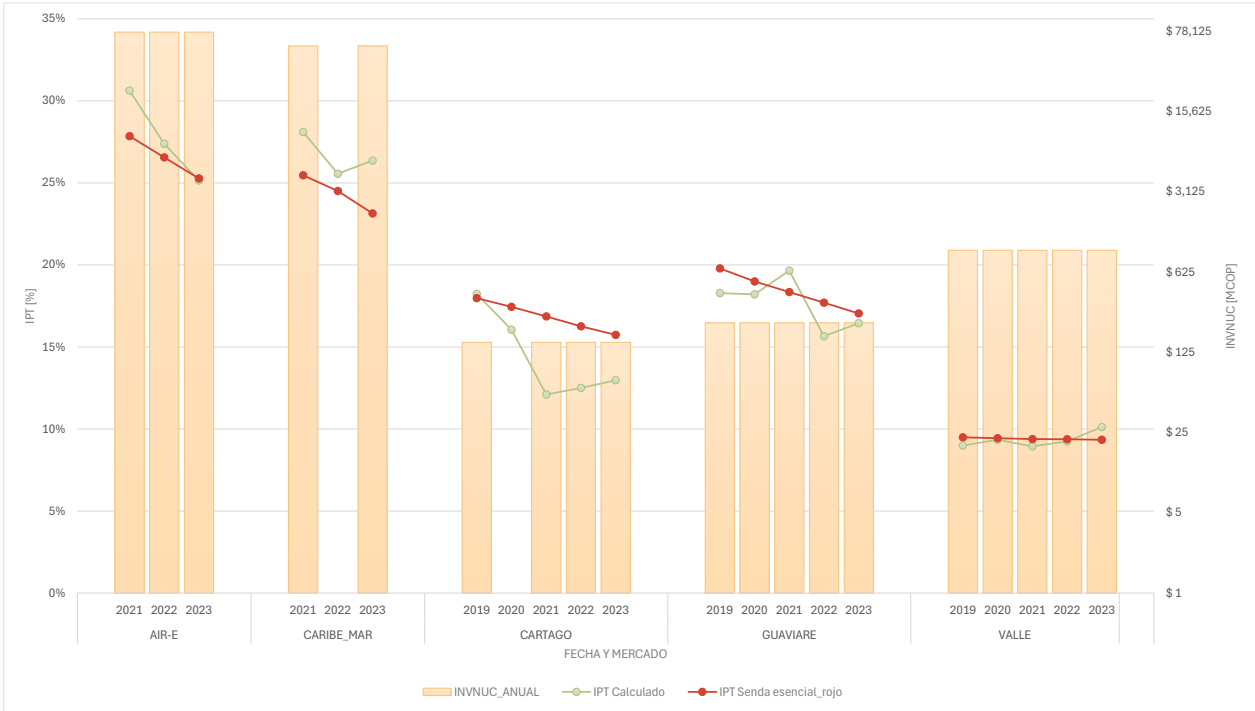


Figura 177 Porcentaje de ingresos por planes de pérdidas con base al CRR
Fuente: CREG Resolución de Aprobación de Ingresos particulares



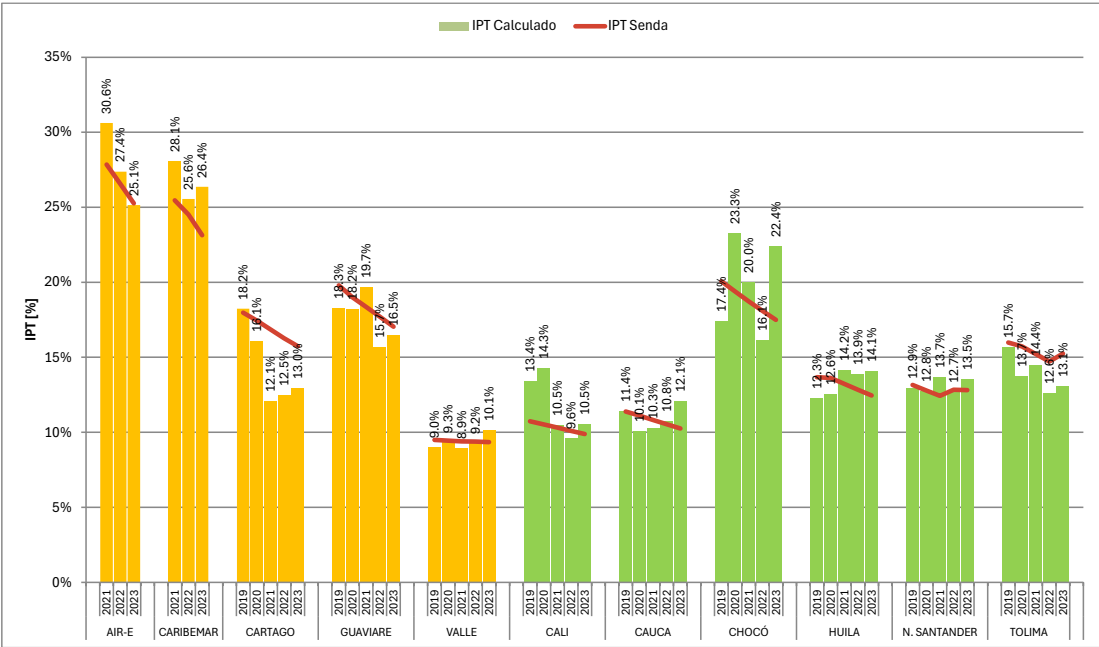
Como parte adicional del análisis con relación a la remuneración de las inversiones aprobadas para los OR que atienden los mercados que recibieron incentivos en los planes de reducción de pérdidas, en la Figura 178 se evidencia que, con diferencia, la mayor remuneración por inversiones se ha efectuado en los mercados del Caribe, no obstante, para estos mercados no se cumplieron las metas establecidas en la mayoría de los periodos. Caso contrario sucede con los mercados de Cartago y Guaviare, los cuales a pesar de tener la menor remuneración por inversión de todo el grupo que cuenta con incentivos, cumplieron las metas en cuatro de los cinco periodos analizados.

Figura 178 Remuneración por inversión comparado con el IPT en mercados con incentivos
Fuente: CREG con información LAC



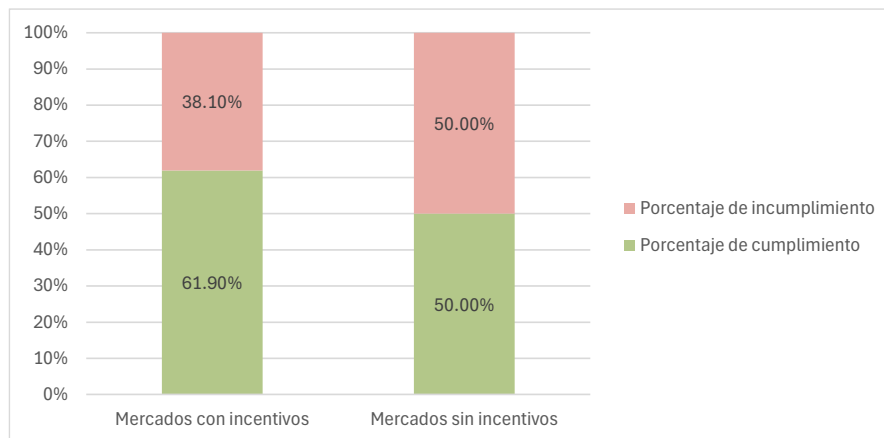
Por otra parte, se realizó la evaluación del cumplimiento de las metas para todos los mercados que optaron por el plan de reducción de pérdidas. Los cinco mercados a los cuales se les aprobó el incentivo se representan de color dorado en la Figura 179; por otra parte, en la misma figura se encuentran los seis mercados que no recibieron incentivos representados de color verde. En ambos grupos existen mercados que cumplieron parcialmente las metas establecidas en el plan de reducción de pérdidas.

Figura 179 Índices de pérdidas para OR con y sin incentivo
Fuente: CREG con información LAC



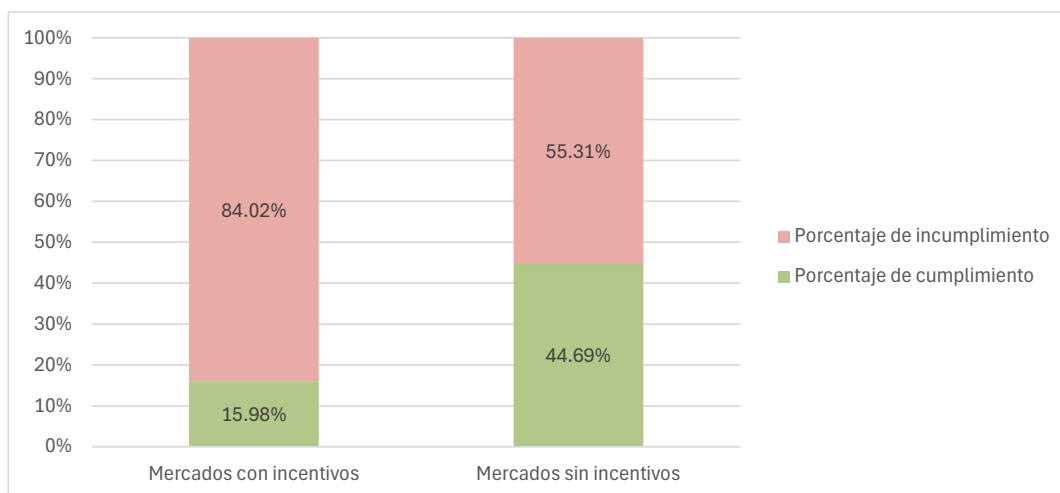
De acuerdo con categorización realizada con base en la aprobación de los incentivos para remuneración de inversión en los planes de reducción de perdidas, la Figura 180 muestra un conteo de los periodos de cumplimiento e incumplimiento en cada uno de los grupos. Para el caso de los mercados con incentivos se cumplieron las metas en el 61,9% de los periodos los analizados. No sucede lo mismo para los mercados sin incentivos los cuales en el 50% de los periodos analizados los OR cumplieron las metas.

*Figura 180 Porcentaje de periodos de cumplimiento e incumplimiento de OR con y sin incentivos.
Fuente: CREG con información LAC*



Para evaluar el impacto desde otra óptica, se realizó una variación del análisis anterior ponderando los periodos por la energía de entrada de cada mercado. En la Figura 181 se encuentran los resultados, y se observa que el cumplimiento adquiere una nueva dimensión: en el grupo de mercados con incentivos aprobados, los periodos de cumplimiento representan apenas el 15,98% del total de la energía considerada. Por el contrario, en los mercados que no contaron con incentivos, este indicador de cumplimiento asciende al 44,69%. Esta situación sugiere que, a pesar de la existencia de un esquema de incentivos, su efectividad es limitada, ya que la gran mayoría de la energía (84,02%) en este grupo fluye hacia mercados que no están alcanzando sus metas de reducción de pérdidas.

Figura 181 Porcentaje de periodos con metas cumplidas para OR con y sin incentivos ponderado con base a la energía de entrada. Fuente: CREG con información LAC



Del análisis diagnóstico realizado sobre la implementación y resultados del Plan de Reducción de Pérdidas establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, se desprenden las siguientes conclusiones para la revisión de la próxima metodología tarifaria:

La efectividad del Plan de Reducción de Pérdidas ha sido marcadamente desigual entre los once OR que se acogieron a él. Mientras que algunos mercados como Tolima, Cartago y Guaviare demostraron un cumplimiento de metas consistente, otros, incluyendo los de mayor remuneración, presentaron incumplimientos recurrentes. A nivel agregado, se observa una tendencia notable: el porcentaje de OR que cumplió su meta anual disminuyó del 67% en 2019 al 36% en 2023, lo que sugiere una pérdida de efectividad del mecanismo a lo largo del tiempo o una creciente dificultad para alcanzar metas más exigentes.

Un hallazgo significativo de este análisis es la falta de una correlación directa y positiva entre la magnitud de la remuneración por inversiones (INVNUC) y el éxito en la reducción de pérdidas. Los mercados que recibieron los mayores montos de inversión aprobada (Air-e y Caribemar) exhibieron el desempeño más bajo en el cumplimiento de metas. Por el contrario, el mercado con el mejor desempeño (Tolima) no recibió remuneración por INVNUC, y otros con buen desempeño (Cartago y Guaviare) lo lograron con montos de inversión comparativamente bajos. Los datos demuestran que la existencia de un incentivo financiero para inversiones en activos no asimilables a UC no fue, por sí solo, un factor determinante para el cumplimiento de las metas de reducción de pérdidas.

Al ponderar el análisis por la energía de los mercados, se hace evidente que el 84% de la energía correspondiente a mercados con incentivo de inversión fluyó hacia sistemas que no cumplieron sus metas. Esto sugiere que otros factores, como la gestión operativa, las condiciones socioeconómicas del mercado y el compromiso organizacional del OR, juegan un papel preponderante en la efectividad de los planes.

Si bien los mecanismos de suspensión y cancelación del plan se aplicaron en casos de incumplimiento (ej. Caribemar, Huila y Cauca), su impacto como herramienta disuasoria parece limitado, especialmente en los mercados con niveles más críticos. La flexibilización introducida por la Resolución CREG 167 de 2020, aunque justificada por la pandemia, atenuó temporalmente la exigibilidad del esquema, permitiendo que algunos OR continuaran recibiendo remuneración a pesar de no alcanzar sus metas.

El diagnóstico evidencia que el diseño actual del Plan de Reducción de Pérdidas, si bien conceptualmente orientado a resolver una necesidad específica (remunerar inversiones para la gestión de pérdidas que no se remuneran por UC), no ha logrado generar los resultados esperados de manera generalizada. La débil conexión entre el esfuerzo financiero reconocido por la regulación (INVNUC) y el resultado final obtenido (reducción del IPT) es una señal de que el mecanismo de incentivos debe ser revisado integralmente.

2.6.3 Cargo por concepto del plan de reducción de pérdidas - CPROG

El cargo por concepto del Plan de Reducción de Pérdidas (CPROG) fue el instrumento diseñado en la regulación para viabilizar la ejecución de los programas de reducción de pérdidas no técnicas y remunerar el mantenimiento de las pérdidas de energía. Su marco normativo, consolidado en la Resolución CREG 015 de 2018 pero con antecedentes en regulaciones previas, establece que el CPROG (\$/kWh) remunera dos componentes principales: i) los costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) asociados al plan de mantenimiento de pérdidas, y ii) las inversiones que no son asimilables a Unidades Constructivas (INVNUC), como el fortalecimiento de la medición y la implementación tecnologías (software y comunicaciones) para el control de pérdidas.

La aplicación de este cargo, para los mercados que fueron objeto del plan de reducción de pérdidas, estuvo en función al cumplimiento anual de las metas de reducción aprobadas por la Comisión. La regulación estipuló que el incumplimiento en un año conlleva a la suspensión del reconocimiento del componente de inversión, mientras que el incumplimiento durante dos años consecutivos resultaba en la cancelación definitiva del plan y la obligación del Operador de Red (OR) de devolver los montos recibidos por inversión (INVNUC_i) durante los años de incumplimiento. A continuación, se presentan las gráficas de la evolución del cargo CPROG para los mercados de comercialización del país categorizadas por rangos del valor del cargo remunerado:

Figura 182 CPROG - Grupo 1
Fuente: CREG con información LAC

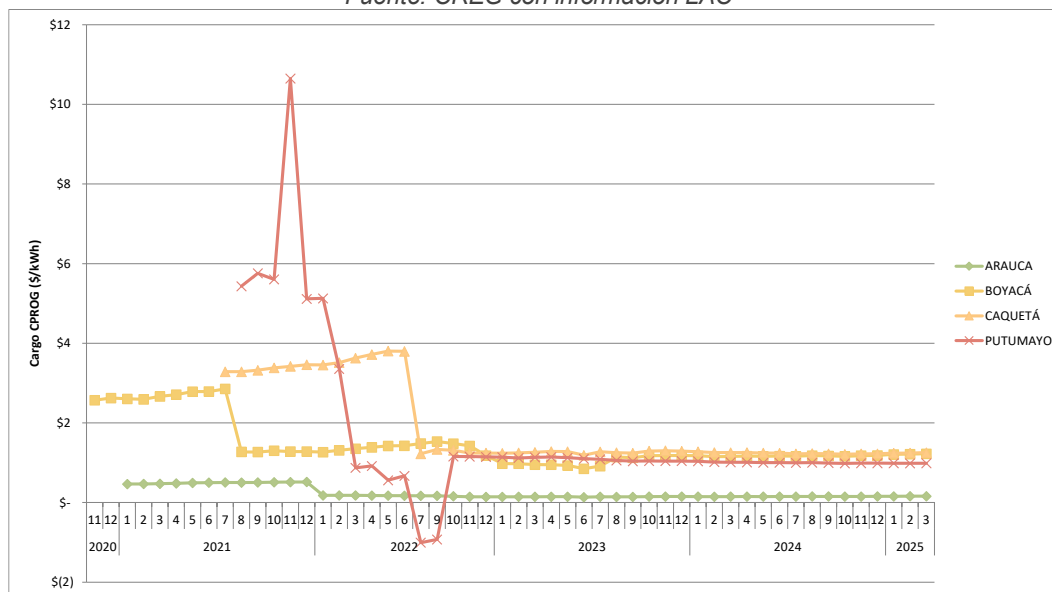


Figura 183 CPROG - Grupo 2
Fuente: CREG con información LAC

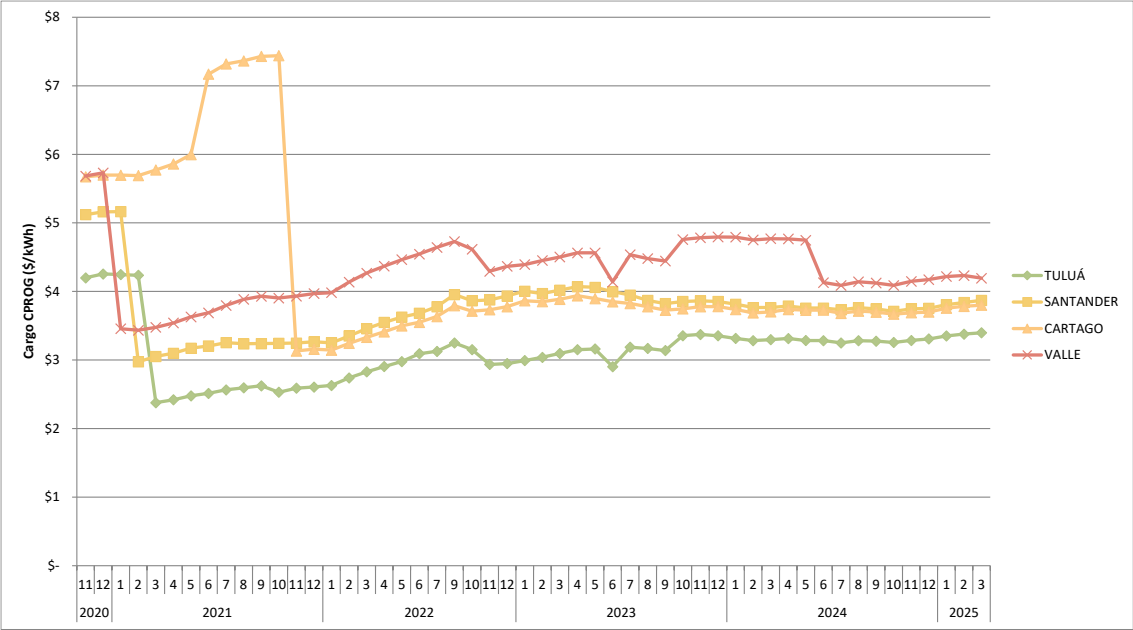


Figura 184 CPROG - Grupo 3
Fuente: CREG con información LAC



Figura 185 CPROG - Grupo 4
Fuente: CREG con información LAC

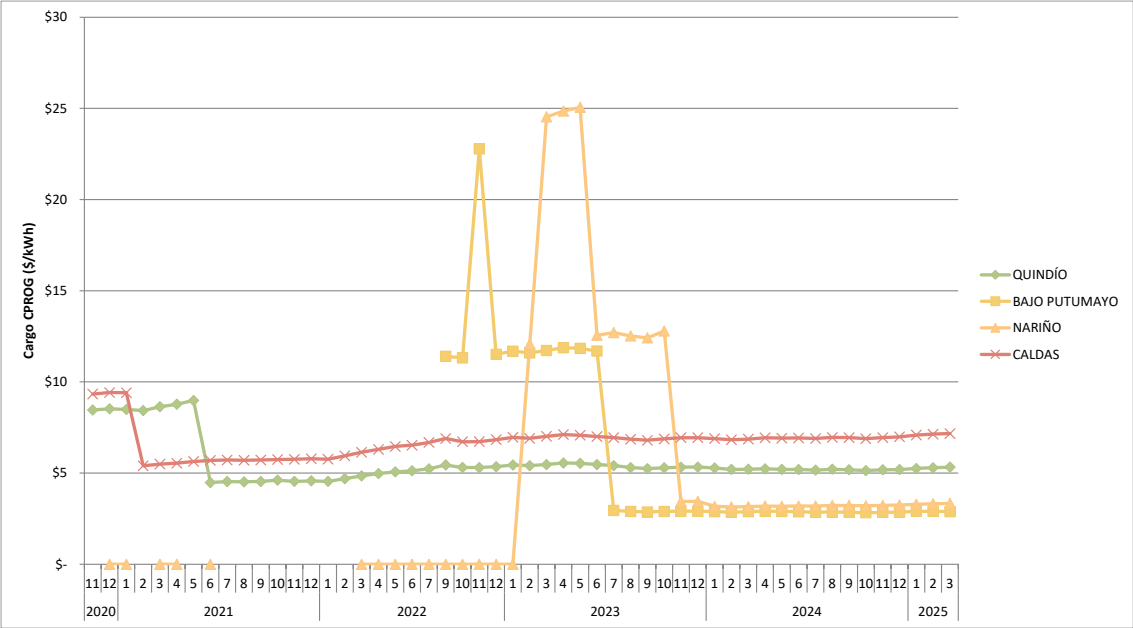


Figura 186 CPROG - Grupo 5
Fuente: CREG con información LAC

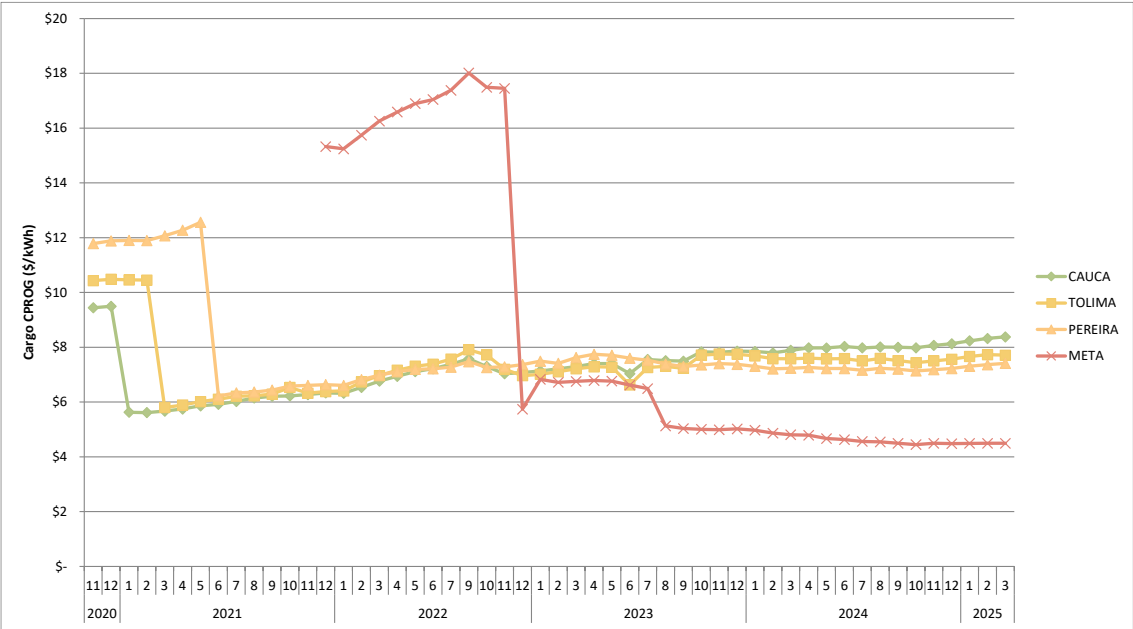
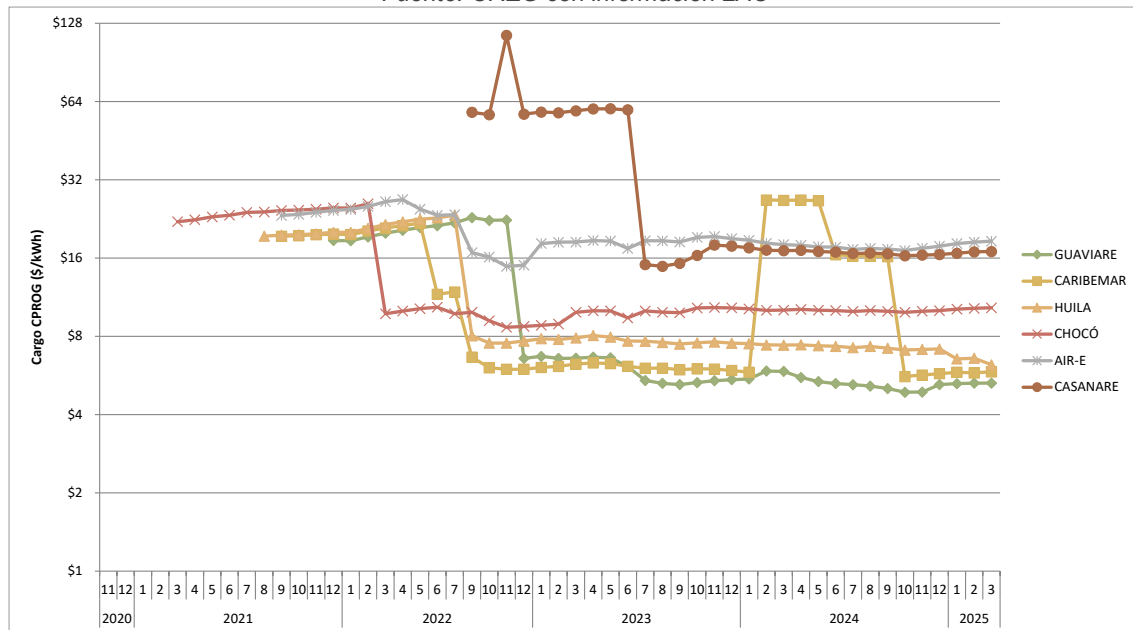


Figura 187 CPROG - Grupo 6
Fuente: CREG con información LAC



Un análisis de la evolución mensual del CPROG, durante el periodo de vigencia de la resolución, revela como característica principal una marcada y, en ocasiones, alta volatilidad en la mayoría de los mercados que lo aplicaron, como se evidencia en las gráficas presentadas. Esta volatilidad no es un reflejo de variaciones en los costos operativos mensuales, sino el resultado de la mecánica de liquidación y de ajustes regulatorios específicos.

Se presentaron ajustes transitorios por la entrada diferida de los operadores de red a la actual metodología de distribución, cuyo propósito fue remunerar a los OR por los ingresos no percibidos desde el primer año. Este mecanismo concentró la recuperación de los ingresos de varios meses en un periodo de doce (o menos), provocando picos en el cargo significativos y puntuales en diversos mercados. El caso de Casanare, con valores que superaron los \$100/kWh, es un ejemplo notable del impacto de estos ajustes.

La suspensión del componente de inversión del CPROG por incumplimiento de metas causó caídas abruptas del cargo, debido a que este cargo se reducía a la remuneración únicamente del AOM. Caso contrario, la posterior reactivación del plan, en caso de volver a cumplir la meta, ocasionó incrementos importantes en el cargo.

Por otro lado, en este análisis se ha observado una débil correlación entre la magnitud del incentivo económico y la efectividad en la reducción de pérdidas. La evidencia sugiere que la aprobación de un flujo de caja significativo, cómo es el caso de las empresas del Caribe, no fue un factor determinante para garantizar el éxito del plan, como se observa en la Figura 187 del Grupo 6, estos mercados presentaron valores de CPROG elevados en comparación con sus pares (hasta \$19/kWh), reflejo de la importante remuneración por INVNUC que les fue aprobada. Sin embargo, como se analizó en secciones anteriores, estos mercados exhibieron un cumplimiento de metas deficiente.

En contraste, se encuentran los casos de alto desempeño con bajo o nulo incentivo de inversión. El caso más notable es el del mercado de Tolima mostrado en la Figura 186 (Grupo 5), que alcanzó el cumplimiento de la totalidad de sus metas de reducción de pérdidas sin haber recibido remuneración por INVNUC. Complementando esta observación, mercados como Cartago y Guaviare lograron un desempeño destacado en el plan ya que incumplieron sus metas en un solo periodo a pesar de haber sido remunerados con montos de INVNUC inferiores a los de otros operadores (entre \$3/kWh y \$5/kWh).

La dinámica del cargo también reflejó la aplicación de las consecuencias por incumplimiento. Mercados como el de Cartago y Caribemar, tras no alcanzar su meta de 2019 y 2021 respectivamente, experimentaron una caída de su CPROG, reflejando la suspensión de la remuneración por inversión y demostrando que el mecanismo de control regulatorio operó como fue diseñado en dichos casos.

2.6.4 Pérdidas Adicionales

En el diagnóstico del contexto previo a la Resolución CREG 015 de 2018 (CREG 097 de 2008), se encontró que los niveles de inversión en los SDL habían sido históricamente bajos, lo cual se reflejaba, entre otros aspectos, en una larga edad promedio de los activos y, consecuentemente, en niveles elevados de pérdidas técnicas y no técnicas en algunos mercados de comercialización.

Para abordar esta situación y estimular la modernización y eficiencia de las redes más rezagadas, la metodología incorporó un esquema específico de reconocimiento de pérdidas adicionales. Este mecanismo actuó como un incentivo a la inversión, dirigido específicamente a aquellos OR cuyas pérdidas reales en el Nivel de Tensión 1 (NT1) superaban el nivel eficiente reconocido inicialmente por la regulación.

La condición para acceder a este incentivo era la ejecución de un esfuerzo de inversión significativo, definido como la ejecución de inversiones anuales superiores al 4% del Costo de Reposición de Referencia del OR. Bajo este cumplimiento, se permitía al OR reconocer en el cargo de distribución hasta la totalidad de sus pérdidas reales de NT1 existentes en la fecha de corte.

Si bien las pérdidas reconocidas remuneradas como incentivo son las de NT1, es importante señalar que su costo reconocido se distribuyó entre los usuarios de todos los niveles de tensión conectados a dicho OR. No obstante, este reconocimiento adicional fue concebido como un esquema transitorio; la remuneración asociada a estas pérdidas adicionales se diseñó para disminuir progresivamente a lo largo de un periodo de 10 años, convergiendo finalmente hacia el nivel de pérdidas eficiente establecido como meta regulatoria.

Como resultado del diagnóstico, se identificó que 13 de los 29 OR cumplieron, en al menos un periodo durante la vigencia de la metodología CREG 015 de 2018, con los requisitos establecidos para acceder al reconocimiento de pérdidas adicionales. Este mecanismo, como se explicó anteriormente, fue concebido como un incentivo transitorio

a la inversión para aquellos OR con niveles iniciales de pérdidas en NT1 superiores al referente eficiente.

Las siguientes gráficas presentan por un lado la evolución anual de las pérdidas reconocidas para cada nivel de tensión para estos 13 OR y, desagregando el componente correspondiente a las pérdidas eficientes (sin remuneración de pérdidas adicionales) y el componente de pérdidas adicionales reconocido bajo este esquema.

Por otro lado, para evaluar el impacto directo de este reconocimiento de pérdidas adicionales sobre los cargos de distribución de cada nivel de tensión, se realizó una comparación entre el cargo unitario de distribución del Nivel de Tensión i (D_{tn}) incluyendo los incentivos de pérdidas adicionales, y un cargo (D_{ten}) hipotético calculado considerando únicamente las pérdidas eficientes establecidas por la regulación.

Figura 188 Porcentaje de pérdidas por nivel de tensión y evolución del cargo por uso de Distribución para el mercado atendido por AIR-E

Fuente: CREG con información LAC

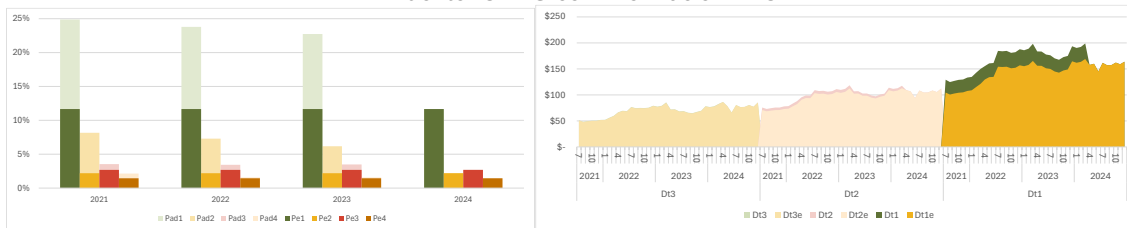


Figura 189 Porcentaje de pérdidas por nivel de tensión y evolución del cargo por uso de Distribución para el mercado atendido por CARIBEMAR

Fuente: CREG con información LAC

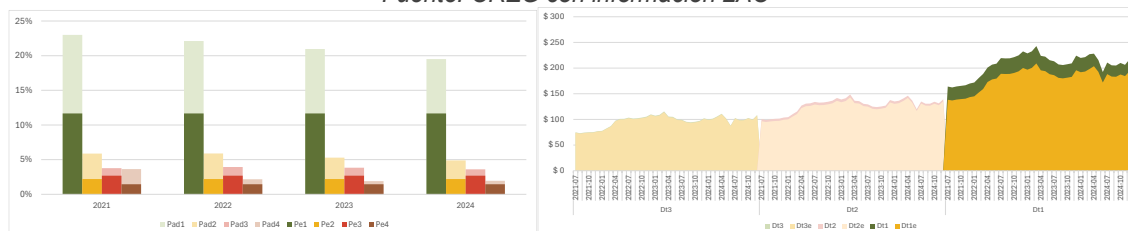


Figura 190 Porcentaje de pérdidas por nivel de tensión y evolución del cargo por uso de Distribución para el mercado atendido por TOLIMA

Fuente: CREG con información LAC

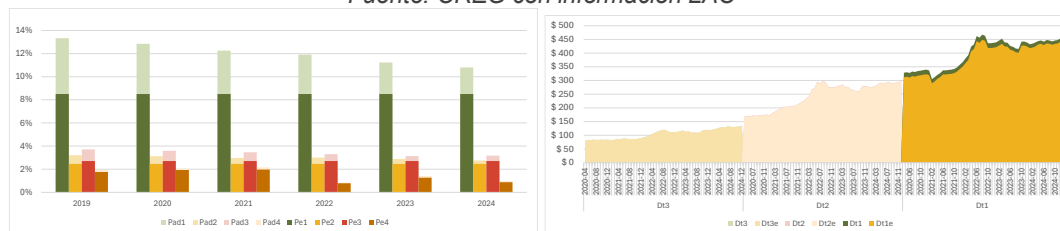


Figura 191 Porcentaje de pérdidas por nivel de tensión y evolución del cargo por uso de Distribución para el mercado atendido por NORTE DE SANTANDER

Fuente: CREG con información LAC

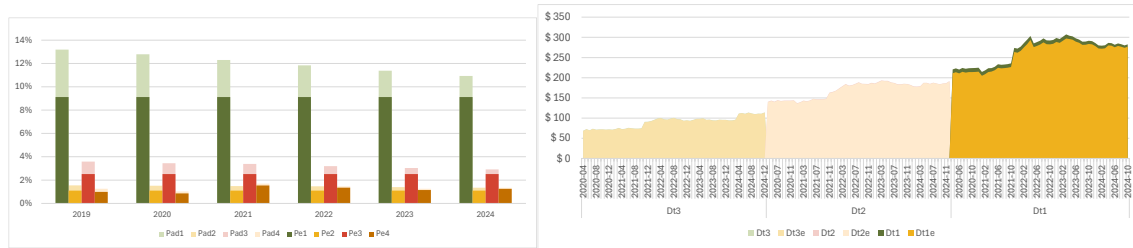


Figura 192 Porcentaje de pérdidas por nivel de tensión y evolución del cargo por uso de Distribución para el mercado atendido por CALI

Fuente: CREG con información LAC

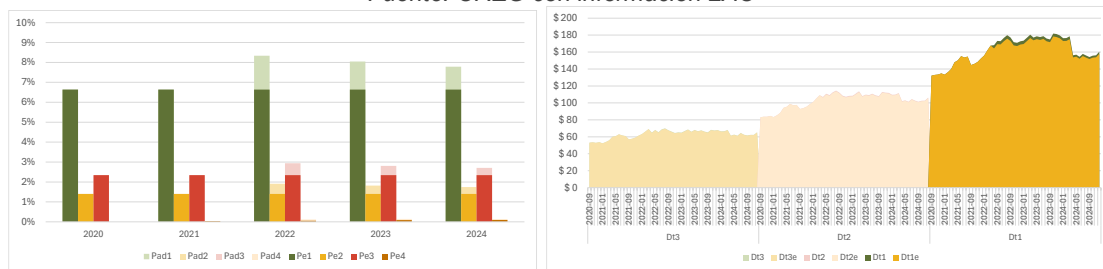


Figura 193 Porcentaje de pérdidas por nivel de tensión y evolución del cargo por uso de Distribución para el mercado atendido por CAUCA

Fuente: CREG con información LAC

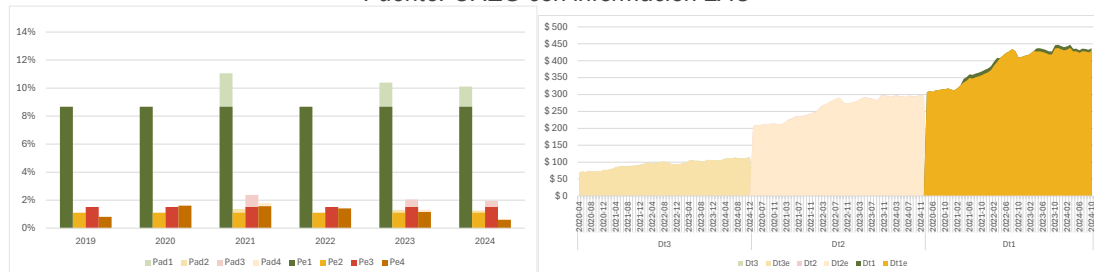


Figura 194 Porcentaje de pérdidas por nivel de tensión y evolución del cargo por uso de Distribución para el mercado atendido por HUILA

Fuente: CREG con información LAC

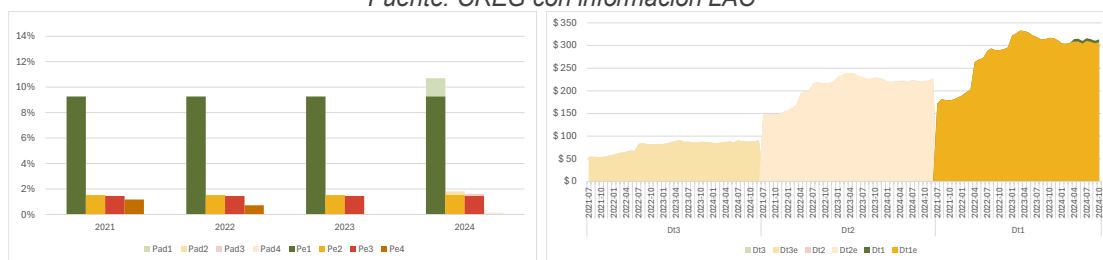


Figura 195 Porcentaje de pérdidas por nivel de tensión y evolución del cargo por uso de Distribución para el mercado atendido por CARTAGO

Fuente: CREG con información LAC

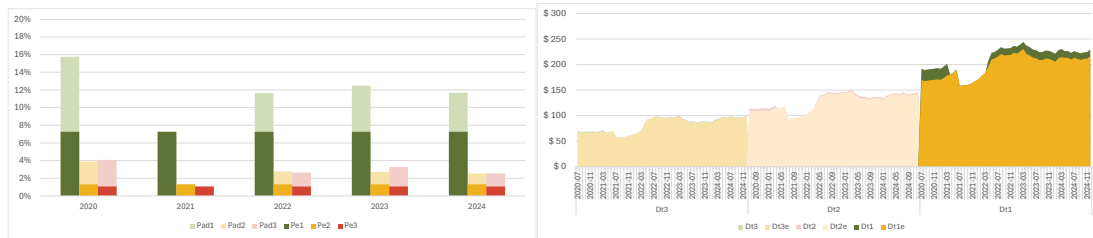


Figura 196 Porcentaje de pérdidas por nivel de tensión y evolución del cargo por uso de Distribución para el mercado atendido por BOYACÁ

Fuente: CREG con información LAC

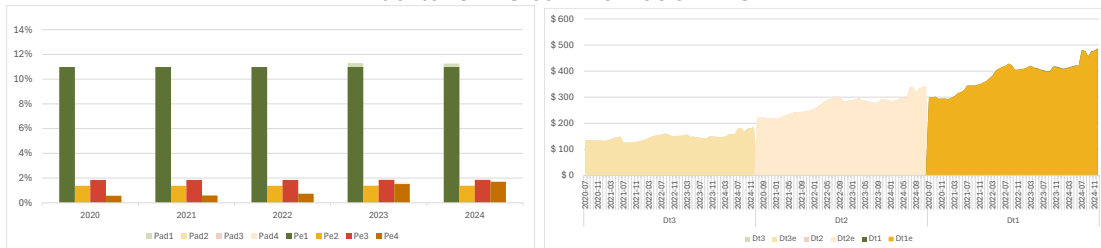


Figura 197 Porcentaje de pérdidas por nivel de tensión y evolución del cargo por uso de Distribución para el mercado atendido por CAQUETÁ

Fuente: CREG con información LAC

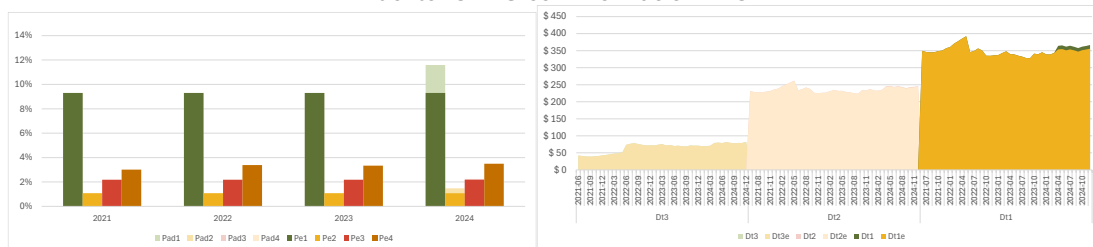


Figura 198 Porcentaje de pérdidas por nivel de tensión y evolución del cargo por uso de Distribución para el mercado atendido por CASANARE

Fuente: CREG con información LAC

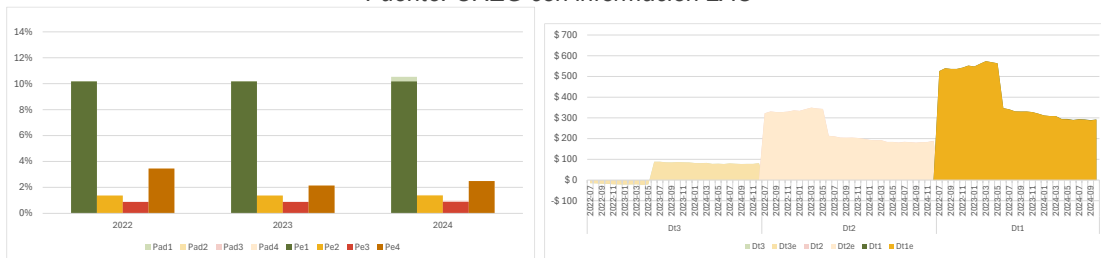


Figura 199 Porcentaje de pérdidas por nivel de tensión y evolución del cargo por uso de Distribución para el mercado atendido por GUAUVIARE
Fuente: CREG con información LAC

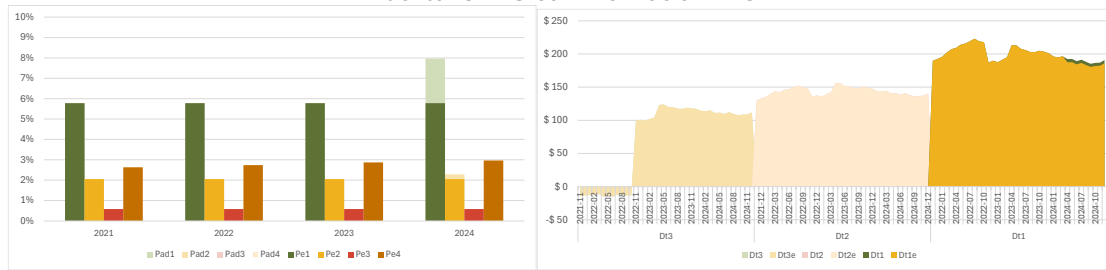
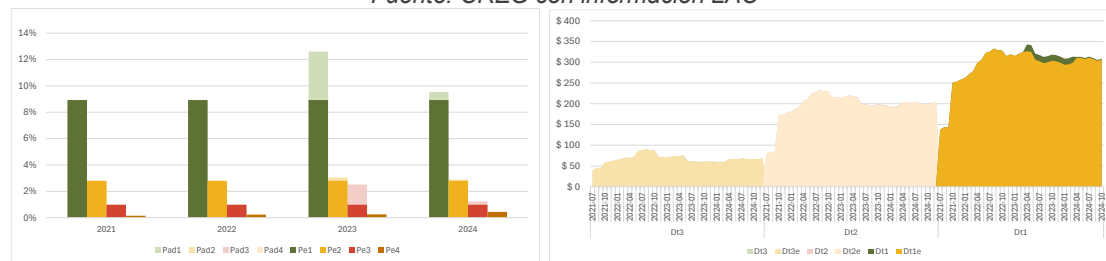


Figura 200 Porcentaje de pérdidas por nivel de tensión y evolución del cargo por uso de Distribución para el mercado atendido por PUTUMAYO
Fuente: CREG con información LAC



Del análisis de las gráficas anteriores se observan los siguientes aspectos principales respecto al reconocimiento de pérdidas adicionales:

1. Los OR que operan los mercados de la región Caribe (Air-e y Caribemar) fueron los mayores beneficiados con el reconocimiento de pérdidas adicionales de manera consistente durante la mayor parte de la aplicación de la metodología, esto se debe a que las pérdidas de NT1 iniciales para estos mercados fueron altas. Se nota, sin embargo, que Air-e dejó de cumplir los requisitos de inversión para este reconocimiento en el último año del periodo analizado.
2. En estos mercados, durante los periodos de máximo reconocimiento de pérdidas adicionales, la diferencia entre el Dt real y el Dt hipotético (solo con pérdidas eficientes) llegó a representar casi un 25% del cargo Dt total para el Nivel de Tensión 1.
3. Los OR que atienden los mercados de Tolima, Norte de Santander y Cartago también accedieron a este reconocimiento de forma recurrente a lo largo de casi todo el periodo de aplicación de la metodología.
4. Un tercer grupo de OR, que incluye a Cali, Cauca, Huila, Boyacá, Putumayo, Caquetá, Casanare y Guaviare calificaron para el reconocimiento de pérdidas adicionales de manera intermitente, cumpliendo los criterios de inversión solo en años específicos dentro del periodo tarifario.

5. El análisis comparativo de los cargos Dt revela cómo se distribuyó el costo de las pérdidas adicionales entre los diferentes niveles de tensión en donde los valores máximos incrementales para cada nivel de tensión fueron 24%, 7% y 1% para los niveles de tensión 1, 2 y 3 respectivamente. Si bien la estructura tarifaria implica que los usuarios de niveles de tensión superiores (NT2, NT3, NT4) contribuyen a cubrir los costos totales del SDL, se evidencia que el mayor impacto incremental derivado del reconocimiento de pérdidas adicionales recayó sobre el Nivel de Tensión 1 (NT1). En otras palabras, aunque los niveles superiores participaron en la financiación, el aumento porcentual del cargo Dt fue significativamente más pronunciado para los usuarios conectados a NT1.

Con el propósito de dimensionar el impacto económico de este mecanismo, en la Figura 201 y en la Figura 202, se presentan los ingresos anuales estimados percibidos por los OR correspondientes exclusivamente al reconocimiento de las pérdidas adicionales.

Figura 201 Ingresos Anuales por Pérdidas Adicionales (miles de millones de COP) – Mercados con mayores ingresos
Fuente: CREG con información LAC

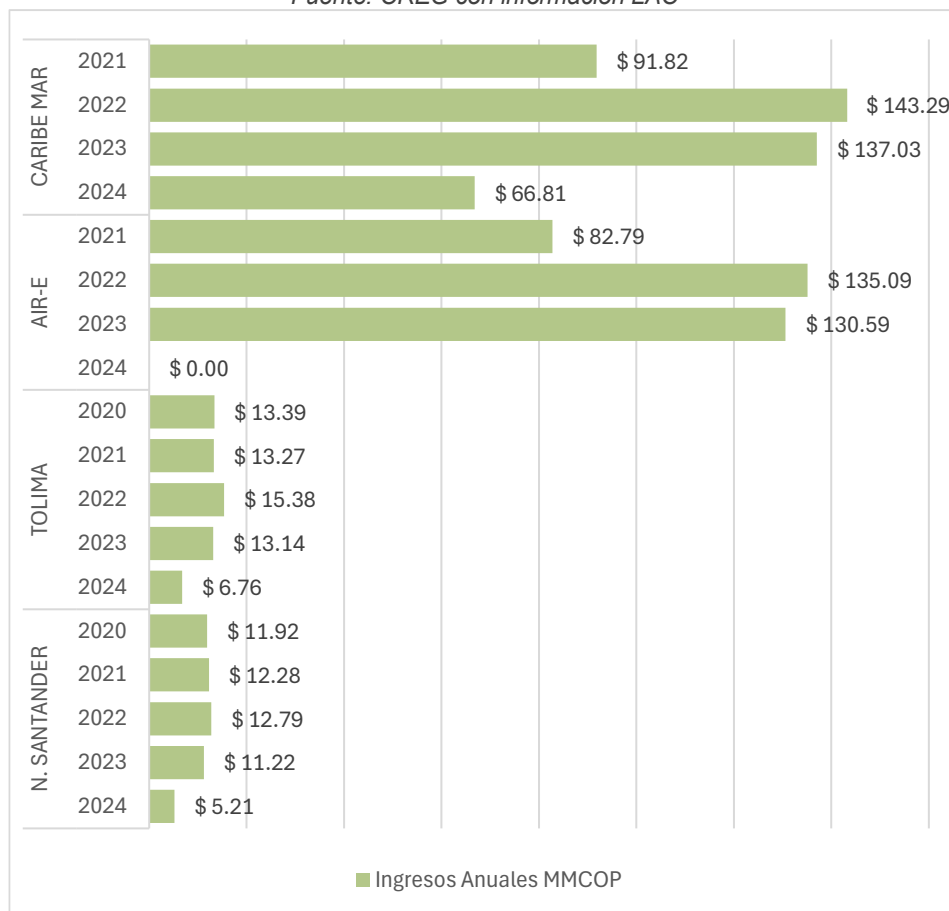
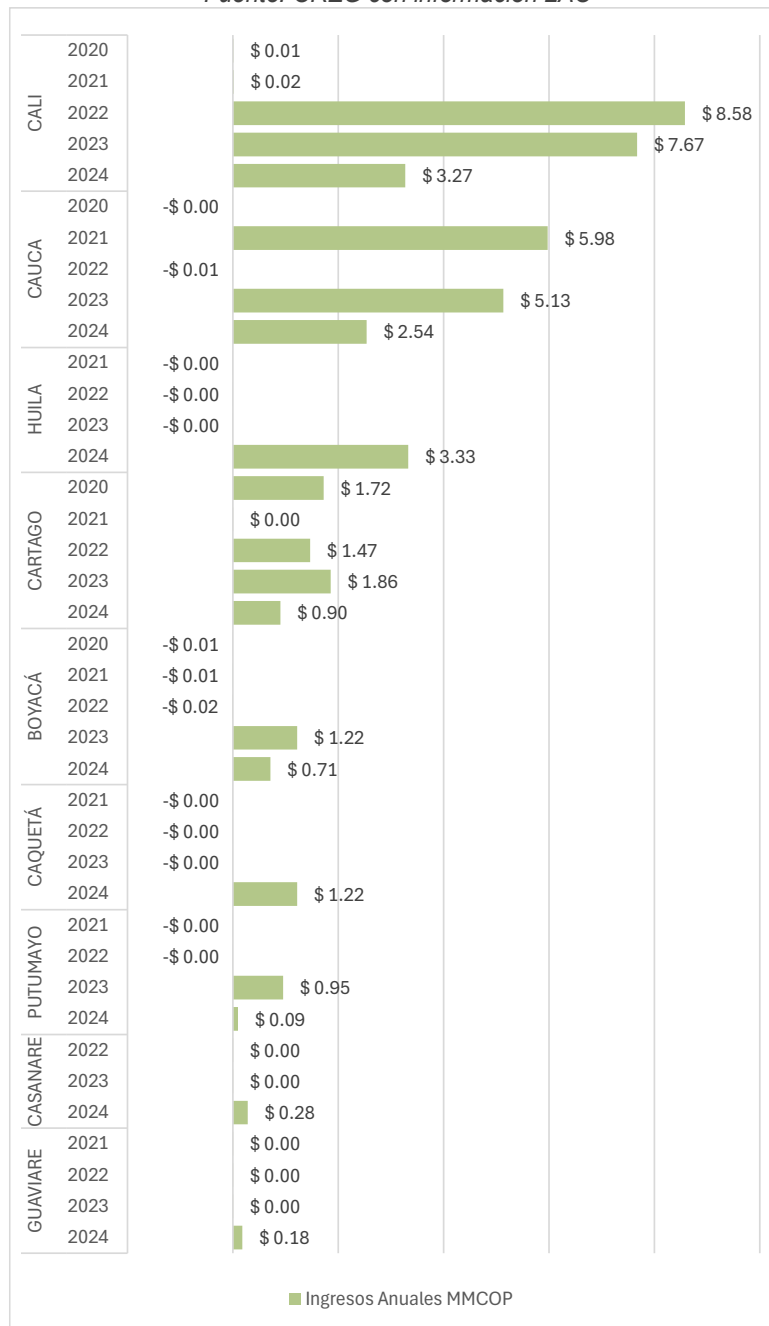


Figura 202 Ingresos Anuales por Pérdidas Adicionales (miles de millones de COP) – Mercados con menores ingresos²⁵

Fuente: CREG con información LAC

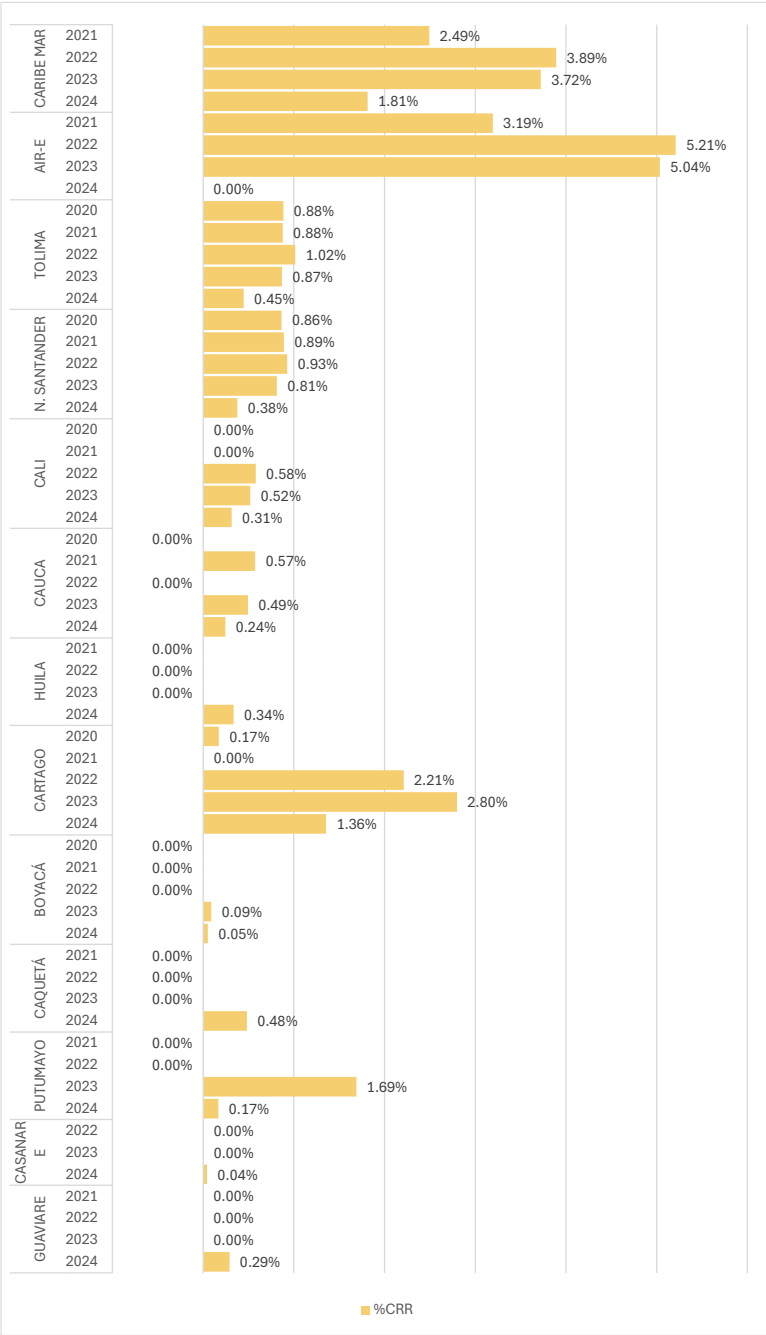


Considerando la significativa diversidad en el tamaño de los mercados atendidos por cada OR, se realizó un análisis normalizado para evaluar la relevancia relativa de estos ingresos. La siguiente gráfica (Figura 203) muestra los ingresos por pérdidas adicionales

²⁵ Los mercados no presentados en la gráfica no recibieron ingresos por los incentivos de pérdidas adicionales

expresados como un porcentaje del Costo de Reposición de Referencia (CRR) de cada OR respectivo:

Figura 203 Participación de los ingresos por Pérdidas Adicionales respecto a Costo de Reposición de Referencia CRR²⁶. Fuente: CREG con información LAC



²⁶ Los mercados no presentados en la gráfica no recibieron ingresos por los incentivos de pérdidas adicionales

Se evidencia, tanto en valores absolutos (Figura 201) como, de forma más acentuada, en términos relativos a la valoración de sus activos (Figura 203), que los OR de la región Caribe fueron los principales receptores de ingresos por concepto de pérdidas adicionales. Esto es consistente con el diseño del incentivo, orientado a sistemas con altas pérdidas iniciales en NT1.

El análisis normalizado (Figura 203), también confirma que, para los mercados de Tolima, Norte de Santander y Cartago, los ingresos por pérdidas adicionales representaron una proporción significativa y sostenida respecto a su CRR durante el periodo tarifario.

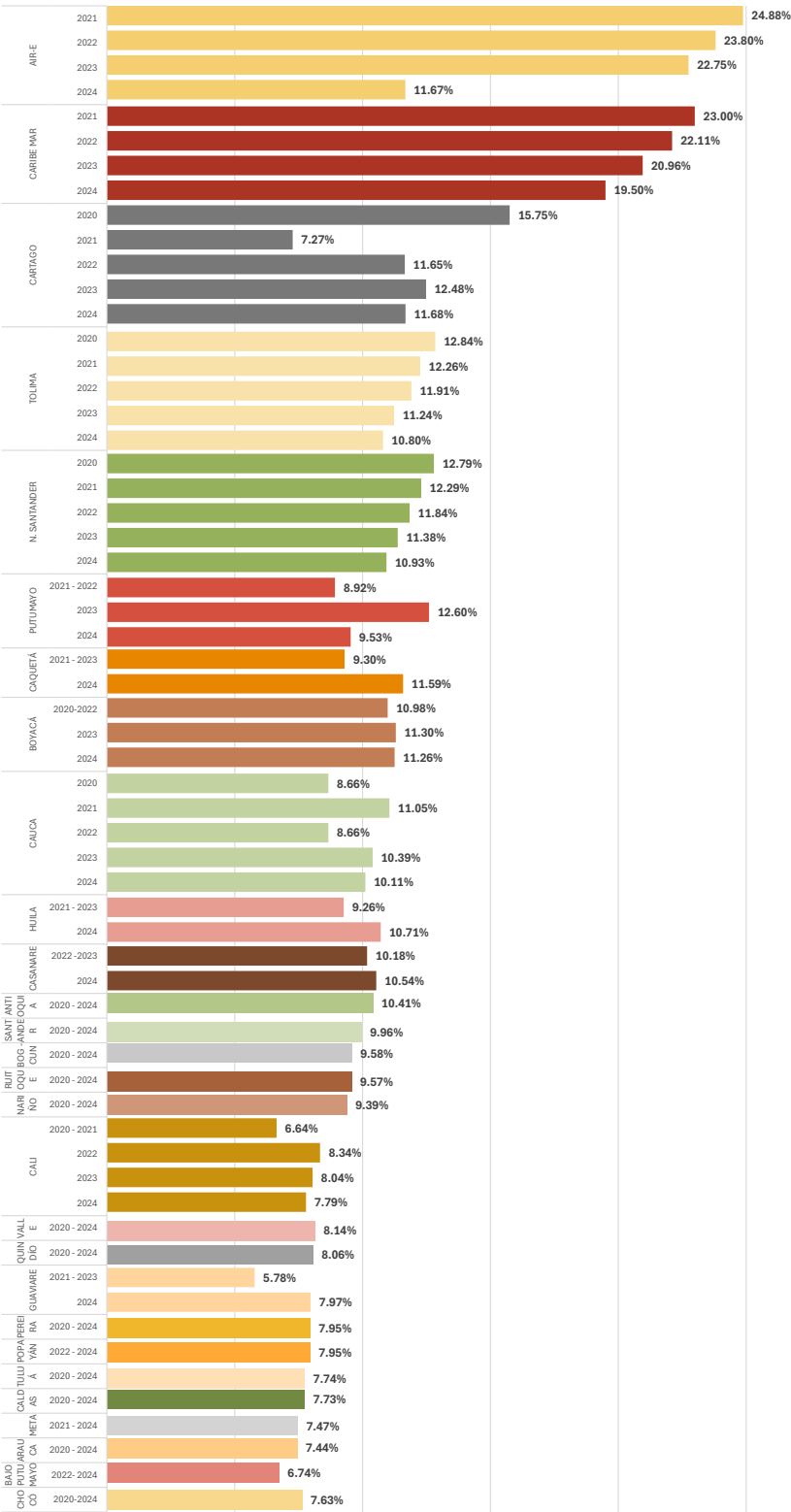
Adicionalmente, con el fin de presentar un panorama completo de la remuneración por pérdidas reconocidas a nivel nacional, la siguiente gráfica (Figura 204), muestra la evolución anual de las pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1, Pj1, (suma del componente eficiente y, si aplica, el adicional) para todos los OR durante el periodo analizado.

Para aquellos OR que accedieron de forma recurrente al reconocimiento de pérdidas adicionales que atienden los mercados de Air-e, Caribemar, Cartago, Tolima y Norte de Santander la gráfica permite visualizar el efecto de la senda decreciente aplicada a dicho componente de pérdidas adicionales. Esto se traduce en una reducción paulatina de sus pérdidas totales reconocidas a lo largo del tiempo, conforme al diseño transitorio del esquema establecido en la metodología

Los operadores de los mercados Air-e, Caribemar, Cartago presentan los niveles más elevados de pérdidas reconocidas durante la mayor parte del periodo. En el extremo opuesto, OR que atienden los mercados como Bajo Putumayo, Arauca y Meta figuran entre aquellos con las menores pérdidas reconocidas en tarifa.

Es importante recordar que el nivel de pérdidas reconocidas para cada OR parte de una base establecida al inicio del periodo regulatorio (Resolución CREG 015 de 2018 y sus aprobaciones de ingresos y cargos individuales), la cual consideró las características particulares y la información disponible para cada mercado en ese momento. Las diferencias observadas en la gráfica reflejan tanto esas condiciones iniciales como la aplicación posterior de las sendas de eficiencia y, en su caso, del esquema de pérdidas adicionales.

Figura 204 Pérdidas Reconocidas en el Nivel de Tensión 1 (Pj1).
Fuente: CREG con información LAC



Basándose en los aspectos desarrollados en el diagnóstico de las pérdidas adicionales se resaltan las siguientes conclusiones de cara a la revisión regulatoria que se espera realizar para la próxima metodología tarifaria:

El mecanismo de reconocimiento de pérdidas adicionales fue efectivamente implementado como un incentivo transitorio a la inversión, dirigido a OR con altos niveles iniciales de pérdidas en NT1. Se constató que 13 de los 21 OR accedieron a este reconocimiento en algún momento durante la vigencia de la metodología, cumpliendo los criterios establecidos (principalmente, inversión superior al 4% del CRR).

La aplicación de este esquema resultó en una concentración de los beneficios económicos. Los OR que operan en la región Caribe (Air-e y Afinia) y aquellos en mercados como Tolima, Norte de Santander y Cartago fueron los principales receptores, tanto en términos absolutos como, de manera más notable, en proporción a su base de activos (CRR).

El análisis indica una heterogeneidad en los niveles de pérdidas totales reconocidas entre los distintos OR a nivel nacional. Estas diferencias se originan tanto en las condiciones de partida y características de cada mercado (reflejadas en las aprobaciones iniciales) como en la aplicación diferencial del esquema de pérdidas adicionales que son directamente proporcionales a los niveles de pérdidas del nivel de tensión 1 en la fecha de corte.

Una lección clave derivada de este diagnóstico es la limitación inherente de vincular un incentivo a la inversión tan específico exclusivamente a la condición de remunerar las pérdidas iniciales de nivel de tensión 1. Si bien fue útil para abordar situaciones críticas, este enfoque puede no ser suficiente para estimular la inversión en eficiencia, calidad y la mejora continua en OR que ya operan cerca o por debajo de los niveles eficientes reconocidos.

Los factores identificados sobre la aplicación, impacto y limitaciones del esquema actual de incentivos a la inversión a través de pérdidas adicionales subrayan la necesidad de una revisión integral en la próxima metodología. Se requiere evaluar diseños alternativos o complementarios que puedan:

- Reconocer con proporcionalidad los esfuerzos y costos asociados a la ejecución de inversiones en diversos contextos.
- Asegurar una mejor articulación entre los planes de inversión y los resultados efectivos en la reducción de pérdidas.
- Buscar mecanismos para distribuir de una forma más equilibrada los incentivos por inversión en todos los niveles tensión.

2.7 Energía reactiva

En esta sección se analiza el transporte de energía reactiva sus efectos en la red de distribución. Para tener un contexto más detallado, se sugiere consultar el documento CREG 901 056 de 2024²⁷, en el cual se introduce el contexto histórico regulatorio sobre el tema.

Para determinar si la energía reactiva transportada supera los límites permitidos se utiliza el indicador denominado factor de potencia, que es una medida de la eficiencia con que se utiliza la energía eléctrica en un sistema. Es un indicador cuantitativo del aprovechamiento adecuado de la energía eléctrica y se calcula como la relación entre la potencia activa (también conocida como potencia real) y la potencia aparente en un sistema eléctrico.

Su valor oscila entre 0 y 1, cuando el F.P está cerca de 1, indica que toda la potencia absorbida se transforma en trabajo útil. En cambio, las cargas que tengan un factor de potencia distinto a 1 consumen o inyectan energía reactiva a la red para su funcionamiento. Este transporte de energía reactiva provoca un aumento en la utilización de la red que puede llevar a un uso ineficiente de la infraestructura para el transporte y distribución de energía y puede también llegar a afectar la estabilidad del sistema y la eficiencia de la transmisión y distribución de energía.

Las principales causas de un factor de potencia bajo se deben al uso de motores eléctricos de inducción parcialmente cargados, equipos electrónicos como variadores de velocidad, arrancadores suaves, rectificadores, entre otros. Por otro lado, la mejora del factor de potencia en una instalación trae consigo varios beneficios, tales como la reducción de la tarifa de electricidad, el aumento de la eficiencia de la instalación, la prevención de sobrecargas en los transformadores, entre otras.

Un factor de potencia inductivo suele encontrarse al operar dispositivos y equipos como motores eléctricos, transformadores, lámparas fluorescentes con balasto de reactancia inductiva, y otros dispositivos que contienen bobinas. Por otro lado, un factor de potencia capacitivo es común en cargas de centros de datos (equipos como computadoras, sistemas de refrigeración y fuentes de alimentación conmutadas), edificios comerciales (debido a sistemas de iluminación LED y climatización), hospitales, y usuarios residenciales con equipos electrónicos o electrodomésticos que utilizan fuentes de alimentación electrónicas.

Una práctica común entre los reguladores de otros países al establecer esquemas tarifarios, particularmente en la remuneración de redes eléctricas (lo que en Colombia se denomina distribución o transporte), es la implementación de incentivos para la gestión de energía reactiva, promoviendo que los usuarios utilicen la energía de manera más eficiente en sus instalaciones eléctricas. Estos costos, por ejemplo, pueden ser

²⁷ Disponible en el Gestor Normativo de la CREG o directamente a través del siguiente enlace: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Resoluci%C3%B3n_CREG_101_035_2024/Documento_CREG_901_056_2024.pdf

adicionales a las tarifas si los usuarios generan o consumen un exceso de energía reactiva sobre los límites definidos.

Debido a la naturaleza predominantemente inductiva de las redes de distribución o transmisión, la demanda de energía reactiva por parte de las cargas conectadas a los sistemas de potencia produce caídas significativas de tensión, lo que hace que la variable de voltaje salga de los límites operativos establecidos, poniendo en riesgo la calidad y continuidad del suministro. En contraste, las inyecciones de potencia reactiva pueden ocasionar un aumento de la tensión, lo que puede generar condiciones peligrosas y difíciles de controlar. Por ello, con el fin de mantener condiciones de operación técnicamente adecuadas, es crucial que los usuarios tengan restricciones sobre las cantidades de potencia o energía reactiva que intercambian con la red.

La regulación actual contempla un esquema de incentivos buscando evitar el transporte de energía reactiva en exceso por el sistema de distribución, como parte de una serie de aspectos que se han ido ajustando en el tiempo, como se muestra en la siguiente sección.

Desde la perspectiva del usuario que debe ajustar sus instalaciones para evitar costos mayores por el transporte de energía reactiva inductiva en exceso sobre los límites, la solución comúnmente utilizada es la instalación de bancos de condensadores. Estos se instalan para suministrar una cantidad determinada de energía reactiva capacitiva que compensa el requerimiento de energía reactiva inductiva de las cargas eléctricas de la instalación. De esta manera, la energía reactiva no tendrá que transportarse por la red de distribución, sino que se genera localmente, liberando así capacidad de la red.

2.7.1 Contexto regulatorio

En los últimos 30 años la CREG ha abordado el tema de transporte de energía reactiva en el contexto de la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica. En el marco de la metodología de remuneración del cargo de distribución, con relación al capítulo 12 de la resolución CREG 015 del 2018, se realiza un diagnóstico para evaluar los costos de transporte de energía reactiva. En el presente diagnóstico, en primera instancia, se relatan las regulaciones impartidas por la CREG sobre el tema bajo estudio.

a) Resolución CREG 024 De 1995: Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación.

Esta resolución establece que la generación de potencia reactiva es un servicio asociado a la generación de energía y es considerada como un servicio complementario.

b) Resolución CREG 025 de 1995: Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

Esta resolución indica que los generadores deben proveer control de tensión y potencia reactiva debido a que dicha potencia es un servicio asociado a la generación. También,

establece la necesidad de compensación reactiva como parte del análisis de planeamiento operativo y los equipos que se usan para ello (condensadores y reactores).

Menciona los equipos de compensación reactiva conectado al sistema del Usuario en tensiones iguales o superiores a 110 kV y que el CND debe supervisar en tiempo real los flujos de potencia reactiva por las líneas y transformadores y la generación reactiva de las unidades despachadas centralmente.

En el numeral 8.2.4. **modelos de control de plantas eólicas y solares fotovoltaicas conectadas al STN y STR**. Numeral adicionado con el Artículo 5 de la Resolución 60 de 2019. Para el caso de plantas solares fotovoltaicas y eólicas que se conecten al STN y STR será responsabilidad de los agentes representantes entregar al CND, 6 meses antes de su entrada en operación, los modelos preliminares de la planta de generación y sus controles asociados para los estudios de simulación RMS en la herramienta utilizada por el CND. Estos modelos deben incluir los requisitos técnicos definidos en la presente resolución, para el control de frecuencia y potencia activa, el control de tensión y potencia reactiva, así como permitir el ajuste de los parámetros que definen estas funcionalidades.

c) Resolución CREG 009 de 1996: Por la cual se modifica y complementa la Resolución CREG 080 de 1995 y se adoptan decisiones en materia de tarifas de energía eléctrica.

En el Artículo 3 de esta resolución se establece que “cuando la energía reactiva registrada sea mayor o igual al 50% de la energía activa consumida, durante el mismo periodo de facturación, las empresas liquidarán los excedentes sobre este 50% de esta energía reactiva con la tarifa de la respectiva energía activa”.

Vale la pena indicar que un consumo de energía reactiva mayor o igual a un 50% de la energía activa consumida corresponde a un factor de potencia en la demanda igual a 0.9 (puntualmente, a 0.894). Según la revisión del marco regulatorio, esta resolución es la primera que establece cobros por consumo de reactivos en exceso sobre este límite específico.

d) Resolución CREG 099 de 1997: Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local.

En el artículo 5o. Transporte de energía reactiva se aclara que “El consumo de energía reactiva en el Sistema Interconectado Nacional, en caso de que ésta sea mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) entregada a un usuario de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local, el exceso sobre este límite se considerará como energía activa para efectos de liquidar el cargo por uso del respectivo sistema”.

e) Resolución CREG 108 de 1997: Por la cual se señalan criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con la facturación,

comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario, y se dictan otras disposiciones.

Allí se establece que el factor de potencia inductivo debe ser igual o superior a 0.90. A su vez, el OR debe exigir a aquellas instalaciones que violen este límite la instalación de equipos apropiados para controlar y medir la energía reactiva. Cabe resaltar que a diferencia de la Resolución CREG 009 de 1996, en esta resolución se especifica que el factor de potencia para el cual se exige la instalación de equipos de control y medición de energía reactiva es de naturaleza inductiva.

También, establece que en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica se controla el factor de potencia de los usuarios no residenciales, como también de los residenciales conectados a un nivel de tensión superior al 1 (este aspecto fue derogado en la Resolución CREG 047 de 2004).

f) Resolución CREG 070 de 1998: Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

Se establecen los requisitos generales de los equipos de medida, entre ellos los medidores de potencia reactiva y menciona que el factor de potencia de la carga conectada por el usuario no deberá ser inferior al establecido en la Resolución CREG 108 de 1997 o las normas que la modifiquen y sustituyan, esto es 0.90.

En el Artículo 4.2.4 indica “El factor de potencia inductivo o en atraso (coseno phi inductivo) de la instalación de un usuario deberá ser igual o superior a cero punto noventa (0.90). Este factor se determinará horariamente y cuando el medidor no cuente con registros horarios, se hará el cálculo para un periodo de facturación.”

Inicialmente, esta resolución no estableció parámetros con relación al factor de potencia capacitivo o en adelanto.

g) Resolución CREG 082 de 2002: Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

En el artículo 11. Transporte de energía reactiva se menciona que el en caso de que la energía reactiva consumida por un Usuario sea mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada período horario, el exceso sobre este límite, en cada periodo, se considerará como energía activa para efectos de liquidar mensualmente el cargo por uso del respectivo sistema.

h) Resolución CREG 047 de 2004: Por la cual se modifica la resolución CREG 108 de 1997.

En esta normativa se define la potencia reactiva como la cantidad de kVarh transportados a través de las redes que conforman los STR y SDL registrados mediante los equipos de

medida de energía reactiva ubicados en las fronteras comerciales de los respectivos usuarios.

Esta resolución modifica el artículo 25 de la 108 de 1997, indicando que el control del factor de potencia se da en el consumo de energía reactiva de los usuarios finales, para los que se liquida y cobra siguiendo el artículo 11 de la Resolución CREG 082 de 2002. De igual forma, se define que el cobro se calcula solamente con el componente de distribución y no con el valor total de la tarifa.

Finalmente, se indica que el OR puede exigir a las instalaciones que excedan el factor de potencia inductivo (0.90) que instalen equipos apropiados para controlar y medir la energía reactiva.

i) Resolución CREG 097 de 2008: Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

En esta resolución se estableció la función del comercializador como recaudador de los costos del transporte de energía reactiva en exceso. Relacionado con el transporte de energía reactiva, se especifica que en caso de que la energía reactiva consumida por un usuario del STR o SDL fuera mayor al 50% de la energía activa que le fuera entregada en cada periodo horario, el exceso sobre este límite, en cada periodo, se consideraría como energía activa para efectos de liquidar mensualmente el cargo por uso del respectivo sistema.

También, la resolución enunció que los costos del transporte de la energía reactiva en exceso son recaudados por el comercializador.

Finalmente, se estableció que el OR puede conectar equipos de medida de energía reactiva para identificar a aquellos usuarios o fronteras comerciales que, por su consumo de energía reactiva, estén obligados al pago de esta.

j) Resolución CREG 015 de 2018: Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

Dicha resolución, en el capítulo 12, desarrolla lo relacionado con la determinación del costo por el transporte de energía reactiva. Se “exceptúa de pago del costo de transporte de energía reactiva a las plantas generadoras, las cuales están obligadas a participar en el control de tensión por medio de la generación o absorción de potencia reactiva”.

En esta resolución se mantiene el estándar del factor de potencia en 0,9 para el caso del transporte de la energía reactiva inductiva mientras que estableció que el factor de potencia para la energía reactiva capacitiva debe ser igual a la unidad ($FP = 1$), ante la ausencia de dicho estándar en el sistema.

Finalmente, esta resolución incluye un factor multiplicador M que influye en el cobro de un usuario que se encuentra por fuera de los límites ($FP=0,9$ en atraso o $FP=1$ en adelanto) de manera que, si no se realiza una corrección adecuada, el costo por energía reactiva crecerá mensualmente, hasta alcanzar un factor igual a 12.

El costo incremental del transporte de energía reactiva en exceso sobre los límites a quien no haya corregido sus instalaciones particulares para evitarlo, es el principal incentivo para que dicho usuario alcance su motivación económica y pueda efectuar las correcciones particulares, en beneficio del resto de usuarios del sistema quienes soportan los costos adicionales producidos por el transporte de energía reactiva en exceso (mayores pérdidas de energía, menor capacidad de transporte en la infraestructura disponible y variación de voltaje descontrolada), mientras el usuario que incurre en el transporte en exceso no efectúe las correcciones necesarias. Así, los recursos aportados al sistema por parte de los usuarios que incurren en exceso sobre los límites son distribuidos entre los usuarios (50% disminuyendo las tarifas) y el OR del sistema afectado.

k) Resolución CREG 199 de 2019: Por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018.

En esta resolución la Comisión aplazó la entrada en vigencia del crecimiento del factor M en un año, con el objeto de permitir que algunos usuarios pudiesen efectuar las inversiones necesarias para cumplir con los límites permitidos. los rangos permitidos. Respecto al factor M, se hicieron los siguientes cambios (ver Figura 205)

I. Cuando el exceso de energía reactiva se presente durante cualquier período horario, en 10 días o menos de un mismo mes calendario, entonces la variable M será igual a 1.

En caso contrario, si dicha duración se da por más de 10 días en un mismo mes calendario, la variable M será igual a 1 durante los primeros 12 meses en los que se presente esta circunstancia, contando desde los consumos del mes de enero de 2020.

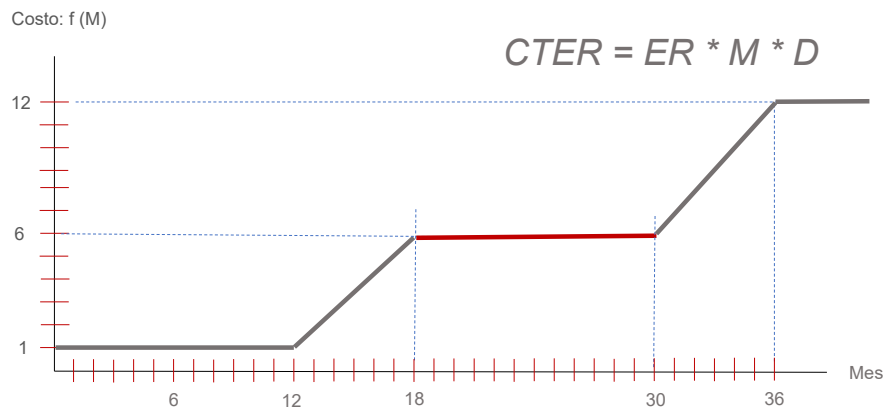
II. A partir del décimo tercer mes de transporte de energía reactiva con la misma condición, esta M se incrementará mensualmente en una unidad hasta alcanzar el valor de 6 y se mantendrá durante 12 meses consecutivos (ver línea roja en la Figura 205).

III. En caso de persistir el transporte de energía reactiva en exceso, a partir del mes siguiente la variable continuará incrementándose mensualmente en una unidad hasta alcanzar el valor de 12.

IV. Si la energía reactiva sobre el límite desaparece durante más de tres meses consecutivos, la variable M reiniciará a partir de 1, en caso contrario, seguirá con un valor de 12 en la variable M.

Por último, el costo de transporte de energía reactiva en exceso sería liquidado y facturado directamente por el OR al comercializador que represente el usuario causante del transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite, quien a su vez trasladará este cobro al usuario final.

Figura 205 Valores posibles para la variable M



Se aclara en el Parágrafo 1 que durante el mes siguiente al de entrada en vigencia de la presente resolución, los comercializadores de energía deben enviar información relativa a la aplicación del capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018, incluyendo lo dispuesto en este artículo, a todos sus usuarios no residenciales y a aquellos que tengan medición de energía activa y reactiva.

l) Resolución CREG 195 de 2020: Por la cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018.

Esta resolución modificó el parágrafo 1 del Artículo 16 la Resolución CREG 015 de 2018, aplazando nuevamente la entrada en vigor de las disposiciones relacionadas con el factor M considerando que las inversiones de algunos usuarios, previstas para solucionar el tema de la energía reactiva, tuvieron que ser desplazadas en el tiempo para atender aspectos impuestos por la pandemia.

Con este último aplazamiento, a partir de enero de 2021 se cuentan los doce meses antes del incremento de la variable M para quienes continúen excediendo los límites establecidos.

m) Decreto 0929 de 2023: Las resoluciones anteriores se suman al Decreto 0929 de 2023 del MME, que modifica el Decreto 1073 de 2015 y establece que los pequeños generadores (con potencia nominal menor a 1 MW) están exentos al cobro por los excesos de reactiva producidos.

Se aclara en el **PARÁGRAFO 2o.** Los usuarios que cuenten con sistemas de autogeneración a pequeña escala a partir de FNCER están exentos del cobro de energía reactiva". Entendiendo por FNCER Las Fuentes No Convencionales de Energía Renovables.

Adicionalmente, el artículo 5 del Decreto 0929 de 2023 dispuso que, respecto de los estándares de la energía reactiva, la CREG: "deberá actualizar la regulación vigente frente a su cobro con el fin de evitar lesiones injustas a los usuarios. Para ello deberá

revisar, entre otros, el cobro asimétrico de energía reactiva capacitiva e inductiva y las penalizaciones por flujo reincidente de energía reactiva.”.

n) Resolución CREG 101 035 de 2024: Por la cual se modifica el numeral 4.2.4 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998.

En la que se establece que “El factor de potencia inductivo o en atraso (coseno phi inductivo) de la instalación de un usuario deberá ser igual o superior a cero punto noventa (0.90). Este factor se determinará horariamente y cuando el medidor no cuente con registros horarios, se hará el cálculo para un periodo de facturación.

El factor de potencia capacitivo o en adelanto (coseno phi capacitivo) de un usuario deberá ser igual o superior a cero punto noventa (0.90) para usuarios de los niveles de tensión I y II, igual o superior a cero punto noventa y cinco (0.95) para usuarios en el nivel de tensión III e igual o superior a cero punto noventa y ocho (0.98) para usuarios en el nivel de tensión IV. Para determinar si el factor de potencia capacitivo cumple los anteriores límites se calculará la relación entre la suma aritmética de la energía reactiva durante un periodo de facturación (mensual, bimestral o trimestral) respecto de la cantidad de energía activa en el mismo periodo, independientemente del tipo de medidor utilizado.”

De esta manera, se introdujo una tolerancia para el factor de potencia capacitivo por nivel de tensión y se especificó su cálculo para un periodo de facturación.

Teniendo en cuenta que se ha regulado el transporte de energía reactiva mediante el factor de potencia, para tener un referente internacional a continuación se presenta un comparativo del factor de potencia en diferentes países.

Tabla 38 Factor de potencia en diferentes países. Fuente: CREG

PAÍS	SIN CLASIFICAR	INDUCTIVO	CAPACITIVO
México	0.9		
Ecuador	0.92		
Perú	0.95		
Argentina	0.95		
India	0.9		
Escocia	0.95		
Brasil		0,92-0,98	0,92-0,98
Chile		0,93-0,98	0,96-1
España		0.95	0,96-1
Canadá		0.9	0.95
Suráfrica		0.9	0.9
USA		0.9	0.95

Esta resolución dio cumplimiento parcial al artículo 5 del Decreto 0929 de 2023, por lo que de manera coordinada en el presente procedimiento de actualización de la

metodología para la remuneración de la actividad de distribución se incluirán los estudios que conduzcan a reemplazar el esquema de cobro de reactiva establecido mediante la Resolución CREG 015 de 2018.

Adicionalmente, la implementación de tecnologías de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) facilitará, entre otras cosas, una medición precisa de los flujos de energía reactiva en las instalaciones de los usuarios, lo que permitirá la aplicación adecuada de los cobros y exenciones correspondientes por parte de los operadores de red y comercializadores.

2.7.2 Análisis de reactiva medida y facturada

Para facilitar el análisis se definieron cuatro grupos, según el consumo máximo de energía presentado en el periodo tarifario. A cada usuario se le asignó su consumo máximo en el periodo bajo estudio, y se organizaron de manera descendente, luego se repartieron en grupos de manera tal que cada grupo representara el 25% de la suma de los consumos máximos de todos los usuarios. De esta manera el G4 contiene los usuarios con el consumo máximo más alto y va disminuyendo hasta el G1. El conjunto de datos quedó como lo indica la Tabla 39.

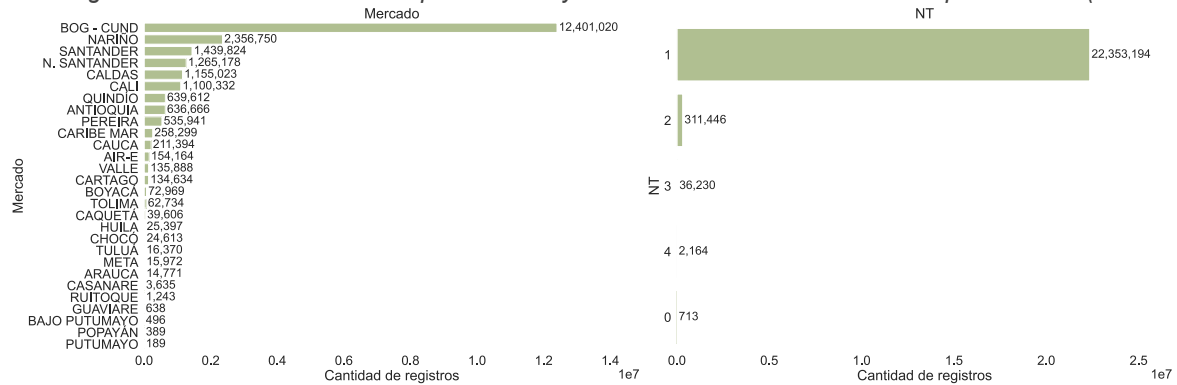
Tabla 39 Grupos por consumo máximo. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)

Grupo	Cantidad de reportes	Cantidad de usuarios
G4	1,421	50
G3	33,371	1,200
G2	591,709	22,854
G1	34,168,973	3,342,874

El análisis se realizó a partir de 2021 debido a que en el 2020 el reporte de información de energía reactiva disponible en el SUI no discrimina entre inductiva y capacitiva.

Como se muestra en la Figura 206, el 54.62% de los reportes corresponden al mercado de Bog-Cund y el 98.46% a usuarios de NT1

Figura 206 Distribución de datos por mercado y nivel de tensión. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)



Revisando la información por estrato el 13.41% de los reportes corresponden al sector comercial y el 28.48% al estrato residencial bajo. Con respecto al tipo de tarifa el 99.49% son usuarios regulados, como se ve en la Figura 207. Acerca de la ubicación el 79.23% son reportes de inmuebles urbanos, como se evidencia en la Figura 208 y en términos de condiciones especiales el 96.64% no tienen condiciones especiales.

Figura 207 Distribución de datos por estrato-sector y tipo de usuario. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)

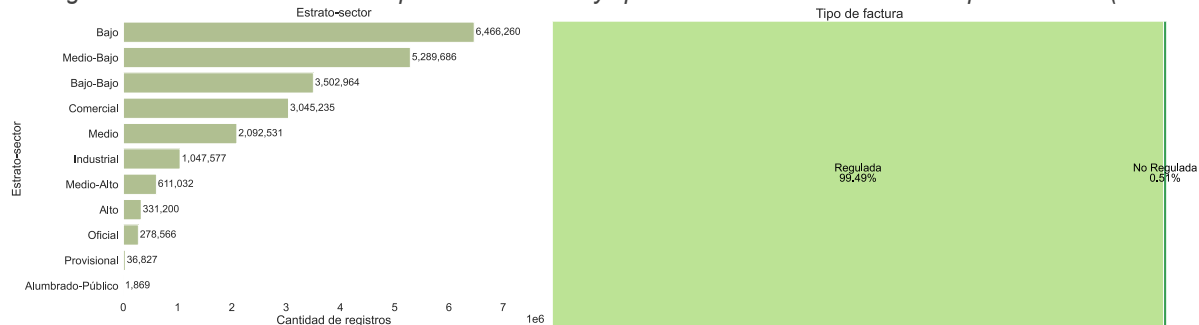
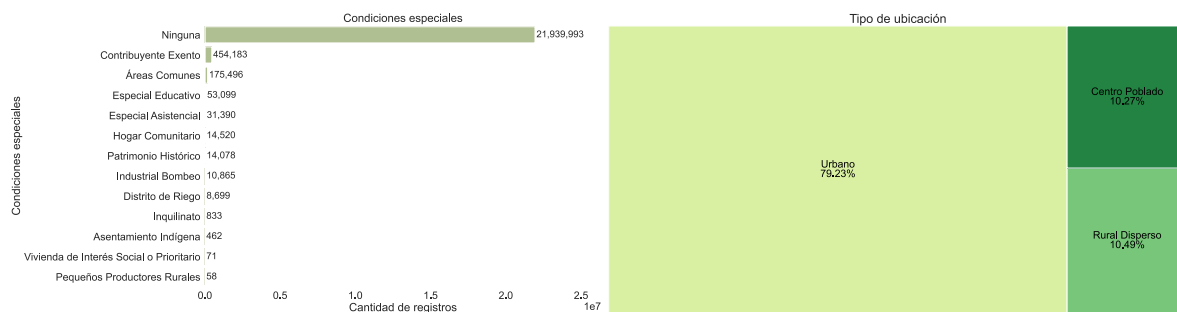
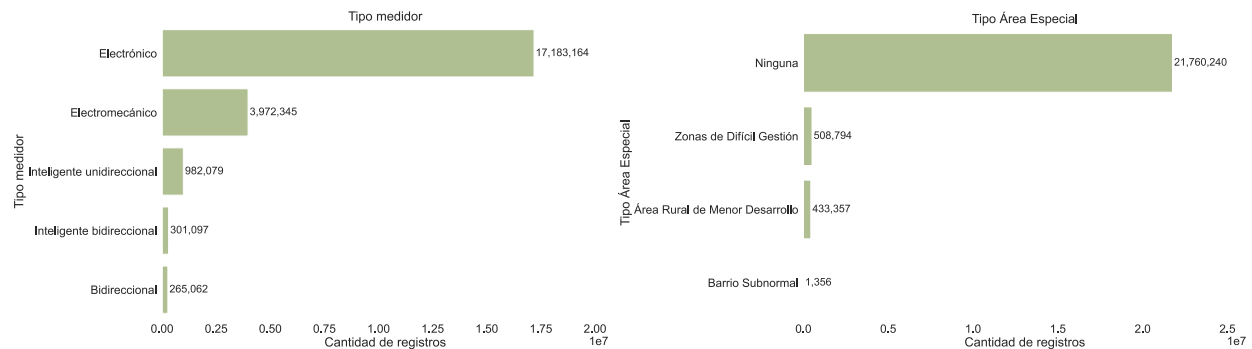


Figura 208. Distribución de datos por condiciones especiales y ubicación. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)



Respecto a los tipos de medidor en la base de datos prima el medidor electrónico con 75.68%, 95.84% de los registros no se clasifican como área especial y el 99.84% no son autogeneradores, como se muestra en la Figura 209.

Figura 209. Distribución de datos por tipo de medidor y área especial. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)



Como se evidencia en la Tabla 40 el consumo promedio de energía es de 2,936 kWh, el promedio de la energía reactiva inductiva medida supera el promedio de la energía reactiva capacitiva medida por 923 kVAR/h y 47 kVAR/h facturado. Nótese que se reportan valores negativos de pesos facturados por energía reactiva y su máximo de \$512 millones de pesos corresponde a un usuario del G4 contribuyente exento del sector industrial del mercado de Boyacá. El 99.97% de los usuarios de la base reportan energía reactiva inductiva medida superior a cero, de los cuales 16.58% facturan energía reactiva inductiva y por otro lado el 0.67% de los usuarios informan energía reactiva capacitiva medida superior a cero con un 84.09% de facturación de energía capacitiva.

Tabla 40 Estadísticos descriptivos. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)

Medida	Promedio	Min	25%	50%	75%	Max	Desv. Estándar (desv Std)
Consumo por usuario (kWh)	2,936	40	80	124	235	340,107,863	154,521
E. reactiva ind. medida (kVAR/h)	945	-	25	57	137	26,769,320	50,165
E. reactiva ind. fact (kVAR/h)	57	-	-	-	-	3,972,541	3,591
E. reactiva cap. medida (kVAR/h)	21	-	-	-	-	3,969,355	3,574
E. reactiva cap. fact (kVAR/h)	10	-	-	-	-	3,764,239	2,564
E. Reactiva fact (\$)	14,246	(259,382,038)	-	-	-	512,364,653	388,456
Factor M	1	1	1	1	1	12	1
Capacidad Autogeneración	0.11	-	-	-	-	53,675	26
Val. Fact por consumo Usu (\$)	1,552,866	(259,870,679)	53,135	83,186	160,114	67,263,164,987	60,005,565
Tarifa Ene. React.	368	-	-	-	-	9,906	1,180
Q_ind	0.521	0.000	0.209	0.455	0.940	2.000	0.365
Q_cap	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	2.000	0.024

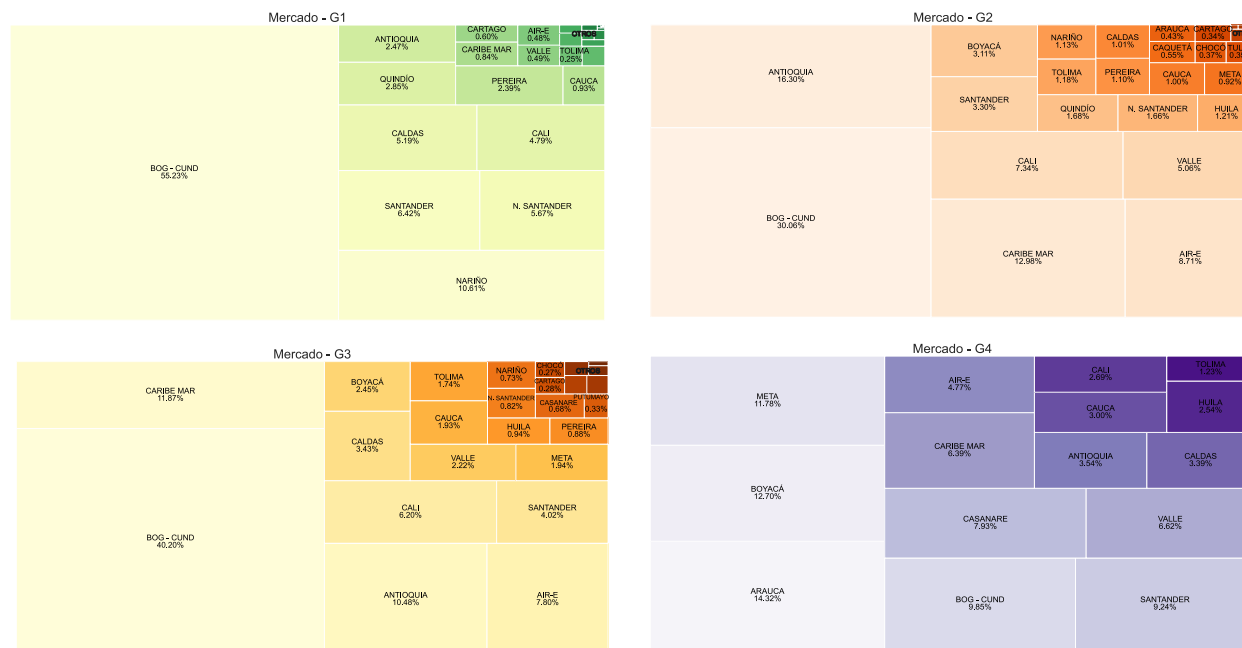
Las distribuciones de los consumos de energía inductiva y capacitiva por grupos de consumo (Tabla 41) evidencia que el promedio de consumo de energía reactiva aumenta en consecuencia con el aumento de consumo, pero en contraparte se observa que la tarifa promedio de energía reactiva disminuye.

Tabla 41 Promedios de energía medida y facturada por grupo de usuarios. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)

Variable	G1	G2	G3	G4
Consumo por usuario (kWh)	477	34,837	766,948	11,963,389
E. reactiva ind. medida (kVAr/h)	188	9,761	242,330	3,938,881
E. reactiva ind. fact (kVAr/h)	25	798	5,364	128,735
E. reactiva cap. medida (kVAr/h)	1.95	294	4,712	116,458
E. reactiva cap. fact (kVAr/h)	1.46	136	2,286	41,785
E. Reactiva fact (\$)	7,173	240,896	954,794	7,932,243
Val. Fact por consumo Usu (\$)	340,248	21,516,171	361,962,995	4,552,133,540
Tarifa Ene. React.	367	419	95	18

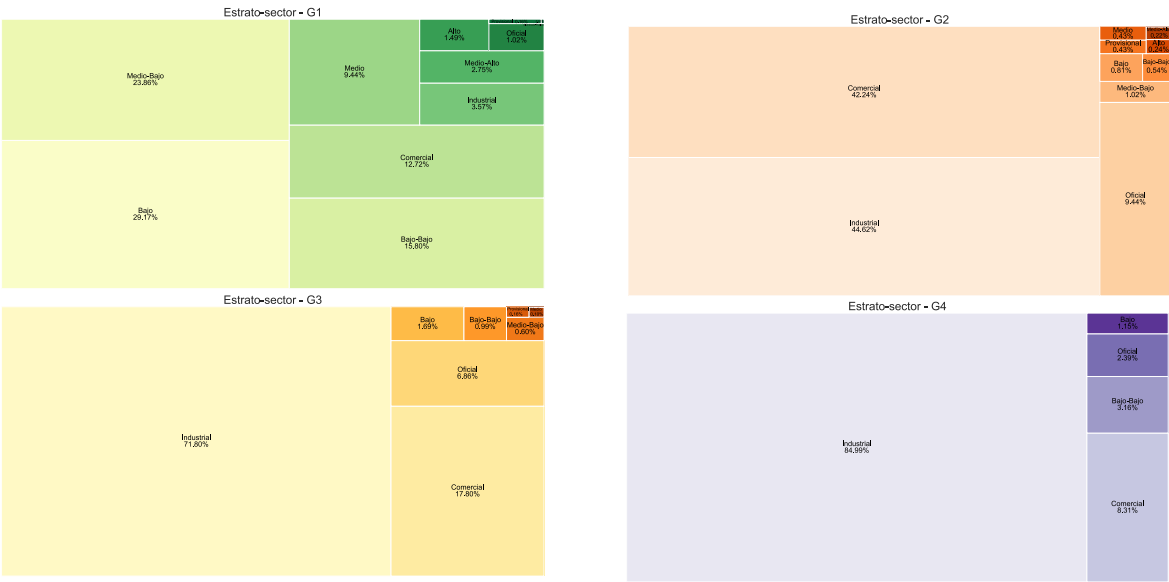
Como lo ilustra la Figura 210 en los grupos G1, G2, G3 priman registros correspondientes al mercado de Bogotá-Cundinamarca, mientras que el grupo G4 la mayoría de los registros corresponden al mercado de Arauca.

Figura 210. Distribución de mercado por grupo. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)



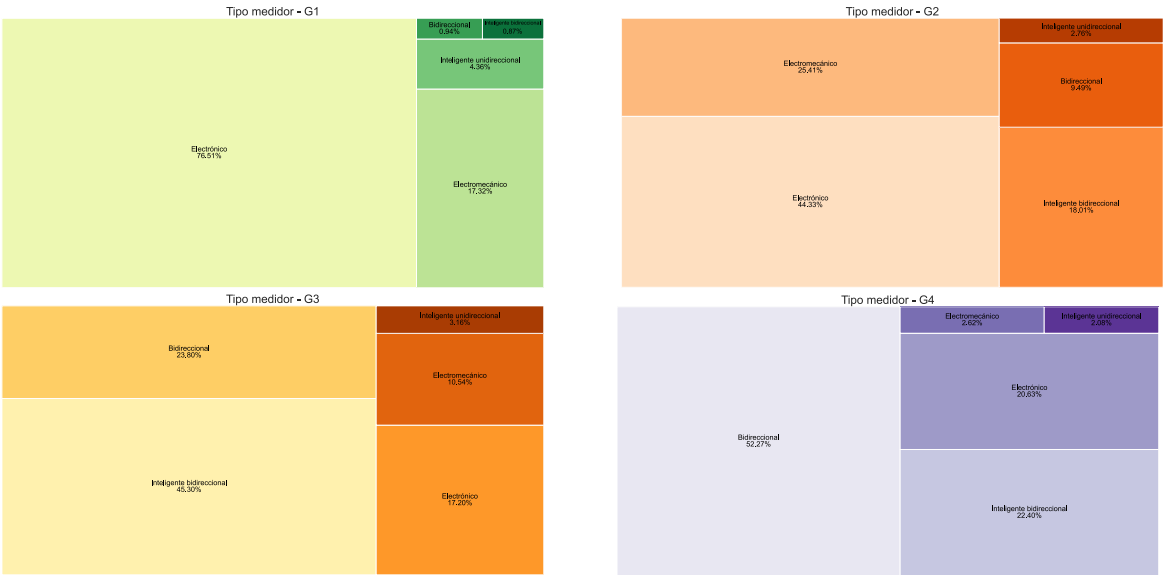
En el G1, a diferencia de los otros grupos, predominan los usuarios de estrato bajo y del sector comercial, mientras que en los otros grupos la mayoría de los registros corresponden al sector industrial y comercial.

Figura 211. Distribución de estrato por grupo. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)



Con respecto al tipo de medidor, se ve en la Figura 212 que en los dos primeros grupos (G1 y G2) el medidor electrónico es el más usual, y para los grupos de alto consumo (G3 y G4) es común el uso de medidores bidireccionales.

Figura 212. Distribución de tipo de medidor por grupo. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)



En términos de la energía medida y facturada por año, de acuerdo con la Tabla 42, se identifica que el año con mayor consumo promedio (kW/h) es en el 2024, pero el mayor valor consolidado corresponde al 2023. Por otro lado, la tarifa promedio de energía reactiva (\$ por kVAr/h) alcanza su máximo en el 2022.

Tabla 42 Energía medida y facturada por año. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)

Medida	Agregación	2021	2022	2023	2024
Consumo por usuario (kWh)	Promedio	1,594	2,896	3,401	8,613
Consumo por usuario (kWh)	Suma (Millones)	15,083	16,649	19,299	15,631
E. reactiva ind. medida (kVAr/h)	Promedio	565	943	1,055	2,586
E. reactiva ind. medida (kVAr/h)	Suma (Millones)	5,345	5,423	5,989	4,693
E. reactiva ind. fact (kVAr/h)	Promedio	34	59	65	145
E. reactiva ind. fact (kVAr/h)	Suma (Millones)	317	340	369	263
E. reactiva cap. medida (kVAr/h)	Promedio	11	26	24	53
E. reactiva cap. medida (kVAr/h)	Suma (Millones)	104	147	137	97
E. reactiva cap. fact (kVAr/h)	Promedio	5	12	14	17
E. reactiva cap. fact (kVAr/h)	Suma (Millones)	48	69	77	31
E. Reactiva fact (\$)	Promedio	5,334	14,395	20,093	41,968
E. Reactiva fact (\$)	Suma (Millones)	50,488	82,754	114,035	76,162
Val. Fact por consumo Usu (\$)	Promedio	678,254	1,496,904	1,967,999	4,993,341
Val. Fact por consumo Usu (\$)	Suma (Millones)	6,419,486	8,605,613	11,169,026	9,061,756
Tarifa Ene. React.	Promedio	246	534	486	110

Con respecto a los mercados mostrados en la Tabla 43, aunque Bogotá-Cundinamarca es el que más factura (\$) y tiene la mayor tarifa promedio de energía reactiva (\$ por kVAr/h), los mayores promedios facturados (\$) son en el mercado de Putumayo y para energía reactiva facturada (\$) es del mercado de Meta.

Tabla 43 Facturación por mercado. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)

Mercado	E. Reactiva fact (\$)		Tarifa Ene. React.	Val. Fact por consumo Usu (\$)	
	Promedio	Suma (Millones)		Suma (Millones)	Promedio
Bog - Cund	8,175	101,382.62	626.82	860,726	10,673,884
Antioquia	31,175	19,848.04	16.39	6,253,089	3,981,129
Caribe Mar	92,470	23,885.03	130.82	15,080,682	3,895,325
Caribe Sol	110,607	17,051.65	48.84	15,518,792	2,392,439
Cali	25,525	28,086.18	101.79	2,083,441	2,292,477
Meta	520,713	8,316.83	176.62	128,758,067	2,056,524
Santander	13,643	19,643.03	37.34	1,186,043	1,707,694
Boyacá	209,859	15,313.20	211.02	21,707,875	1,584,002
Valle	80,926	10,996.92	79.54	7,537,339	1,024,234
Caldas	6,352	7,336.45	6.29	755,669	872,815
Arauca	60,471	893.22	241.01	55,632,363	821,746
Casanare	153,367	557.49	173.62	172,547,853	627,211
Norte de Santander	6,796	8,598.65	8.07	428,946	542,694
Nariño	5,048	11,897.08	75.36	206,470	486,598
Cauca	64,844	13,707.62	96.90	2,195,906	464,201
Huila	331,141	8,409.99	189.27	16,295,652	413,861
Pereira	14,745	7,902.55	37.92	628,518	336,849

Mercado	E. Reactiva fact (\$)		Tarifa Ene. React.	Val. Fact por consumo Usu (\$)	
Quindío	8,171	5,226.04	73.39	505,597	323,386
Tolima	150,749	9,457.10	260.65	5,015,193	314,623
Caquetá	29,664	1,174.85	395.31	3,218,538	127,473
Chocó	15,339	377.53	175.85	4,513,095	111,081
Cartago	16,076	2,164.32	28.29	600,787	80,886
Tuluá	55,997	916.67	73.26	3,880,381	63,522
Putumayo	161,147	30.46	100.47	230,035,694	43,477
Ruitoque	59,125	73.49	130.39	6,675,166	8,297
Popayán	129,848	50.51	241.73	12,205,602	4,748
Guaviare	113,673	72.52	117.87	3,769,265	2,405
Bajo Putumayo	139,169	69.03	192.33	4,637,875	2,300

Con respecto a energía reactiva inductiva/capacitiva Bogotá-Cundinamarca es el que más factura (kVAR/h), pero el promedio mayor corresponde a Putumayo y el máximo promedio de energía reactiva capacitiva facturada es del mercado de Popayán.

Tabla 44 Energía activa y reactiva inductiva por mercado. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)

Mercado	Consumo por usuario (kWh)		E. reactiva ind. fact (kVAR/h)	
	Promedio	Suma (Millones)	Promedio	Suma (Millones)
Bog - Cund	1,600	19,847.20	32.45	402.39
Caribe Sol	25,523	3,934.67	823.53	126.96
Boyacá	52,999	3,867.28	1,501.48	109.56
Caribe Mar	25,122	6,488.88	382.00	98.67
Cali	3,583	3,942.55	80.40	88.46
Santander	2,751	3,960.98	52.10	75.02
Antioquia	11,233	7,151.54	116.06	73.89
Nariño	268	632.42	18.90	44.54
Valle	14,670	1,993.42	304.65	41.40
Tolima	9,311	584.11	634.54	39.81
Caldas	1,784	2,060.74	29.57	34.15
Meta	262,375	4,190.65	1,965.51	31.39
Norte de Santander	769	972.32	23.84	30.16
Pereira	1,133	607.05	39.63	21.24
Cauca	4,060	858.36	91.01	19.24
Quindío	745	476.30	21.63	13.83
Huila	29,534	750.07	477.50	12.13
Casanare	321,428	1,168.39	1,882.26	6.84
Cartago	1,058	142.41	42.67	5.75
Arauca	167,620	2,475.92	260.67	3.85
Caquetá	4,468	176.98	96.35	3.82

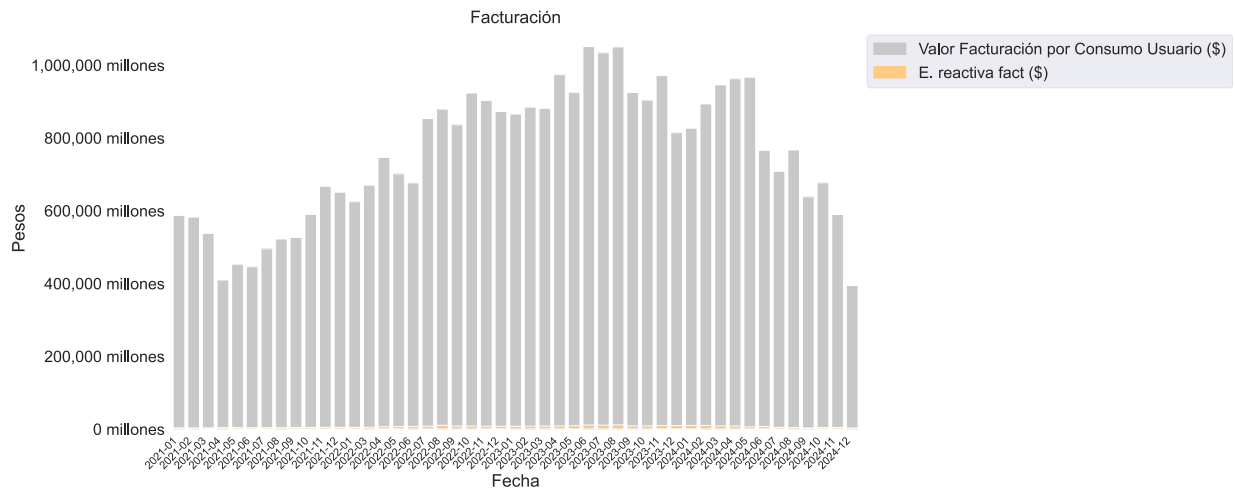
Mercado	Consumo por usuario (kWh)		E. reactiva ind. fact (kVAr/h)	
Tuluá	5,846	95.71	169.66	2.78
Chocó	7,003	172.37	91.97	2.26
Putumayo	437,333	82.66	3,119.82	0.59
Ruitoque	11,050	13.74	221.24	0.28
Bajo Putumayo	6,659	3.30	480.68	0.24
Popayán	20,323	7.91	192.88	0.08
Guaviare	5,499	3.51	-	-

Tabla 45 Energía activa y reactiva capacitiva por año. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)

Mercado	Consumo por usuario (kWh)		E. reactiva cap. fact (kVAr/h)	
	Promedio	Suma (Millones)	Promedio	Suma (Millones)
Bog - Cund	1,600	19,847.20	4.27	52.90
Caribe Sol	25,523	3,934.67	233.99	36.07
Boyacá	52,999	3,867.28	421.35	30.75
Santander	2,751	3,960.98	15.59	22.44
Antioquia	11,233	7,151.54	26.98	17.18
Caribe Mar	25,122	6,488.88	47.59	12.29
Cali	3,583	3,942.55	8.39	9.23
Cauca	4,060	858.36	41.96	8.87
Valle	14,670	1,993.42	48.61	6.61
Caldas	1,784	2,060.74	4.68	5.40
Meta	262,375	4,190.65	300.01	4.79
Norte de Santander	769	972.32	3.26	4.13
Pereira	1,133	607.05	6.70	3.59
Huila	29,534	750.07	113.76	2.89
Tolima	9,311	584.11	37.43	2.35
Quindío	745	476.30	3.39	2.17
Cartago	1,058	142.41	5.51	0.74
Nariño	268	632.42	0.26	0.62
Casanare	321,428	1,168.39	152.24	0.55
Tuluá	5,846	95.71	27.41	0.45
Popayán	20,323	7.91	605.82	0.24
Arauca	167,620	2,475.92	9.68	0.14
Bajo Putumayo	6,659	3.30	133.29	0.07
Ruitoque	11,050	13.74	27.53	0.03
Chocó ³	7,003	172.37	1.31	0.03
Caquetá ^j	4,468	176.98	0.39	0.02
Putumayo	437,333	82.66	63.10	0.01
Guaviare	5,499	3.51	-	-

De acuerdo con la Figura 213, la facturación de consumo de energía reactiva es bajo en comparación con la facturación de consumo.

Figura 213. Valor facturado por energía activa y reactiva inductiva. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)



De acuerdo con la Figura 214, a mayor detalle para los mercados de más facturación total y promedio, se evidencia una tendencia general descendente en las mediciones de energía reactiva inductiva a partir de junio del 2023 en el mercado de Bogotá – Cundinamarca, mientras que la energía reactiva capacitiva medida mantiene un comportamiento estable. Putumayo tiene variaciones significativas de energía inductiva medida con valores atípicos bajos a mediados de año (desde el 2022) y con un aumento de energía reactiva capacitiva previo a la caída. Popayán presenta un descenso general de energía reactiva, y los valores de energía capacitiva se estabilizan en junio de 2023.

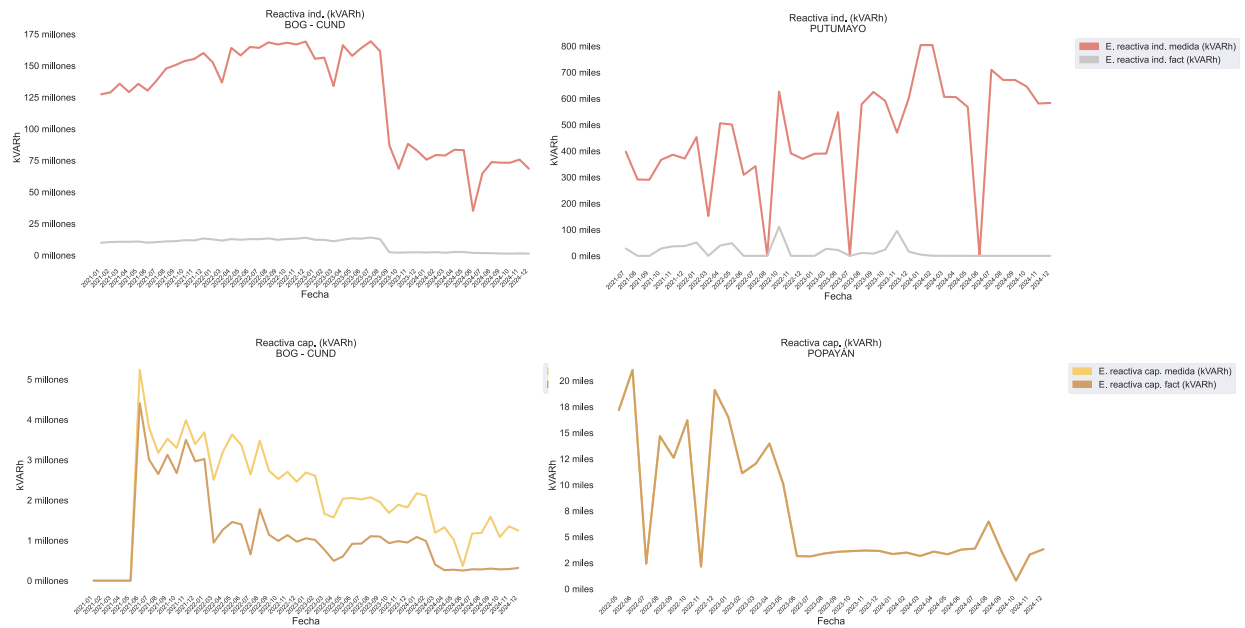
La energía reactiva, tanto capacitiva como inductiva medida no es facturada en su totalidad, como se observa en la Figura 215. Para el mercado de Bogotá-Cundinamarca se ha presentado una tendencia descendente y con un pico para la reactiva capacitiva en el mes junio del 2021 aproximadamente 2.56 veces más grande que el valor promedio.

Por otro lado, Putumayo alcanza un valor máximo de energía reactiva facturada en noviembre del 2023 a pesar de que el pico de energía reactiva medida se encuentra en los primeros meses del 2024. A su vez, en Popayán el máximo es en junio de 2022, y en este mercado se resalta que los valores de energía reactiva capacitiva medida y facturada son iguales para todo el periodo de análisis, por lo que no se evidencia el efecto de la Resolución CREG 101 035 2024 que entró en vigencia el 13 de febrero de 2024 introduciendo tolerancia para el factor de potencia capacitivo.

Figura 214. Histórico de energía reactiva medida para Bogotá – Cundinamarca, Putumayo y Popayán. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)



Figura 215. Reactiva medida y facturada para Bog-Cund, Putumayo y Popayán. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)



Según la Resolución CREG 195 del 2020, a partir de enero de 2021 se cuentan los doce meses antes del incremento de la variable M para quienes continúen excediendo los límites establecidos, por lo tanto, se analizan los datos del factor M a partir del 2022.

De los datos bajo estudio el 2.22% de los registros equivalentes al 0.72% de los usuarios cuentan con al menos una lectura con Factor M mayor a uno, lo cual indica que en algún momento presentaron un exceso de energía reactiva. Sobresale que en los mercados de Popayán y Guaviare el mayor factor M es 1. Para el análisis de factor M, se restringe el conjunto de datos a estos usuarios que reportaron aumento del factor M en el histórico.

Para caracterizar los usuarios con respecto a las variables que pueden cambiar en el tiempo, a cada usuario se le asigna la mayor moda²⁸ para el NT, Estrato/sector, tipo de ubicación, tipo de tarifa, autogenerador, tipo de generación, Tipo de área y condiciones especiales.

En la Tabla 46 en la que se presentan las variaciones de factor M, el mercado que tiene mayor aumento y disminución promedio es Putumayo pero los 4 usuarios que representan el 100% recuperan un comportamiento ideal del factor M (valor 1). Por otro lado, 18 de los 26 mercados tienen más del 50% de usuarios con aumento neto de factor M²⁹.

Tabla 46 Variación del factor M por mercado. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)

MERCADO	Aumento promedio	Disminución promedio	% con aumento neto	% que reinciden
Chocó	5.00	0.00	100.00	100.00
Ruitoque	5.00	4.47	13.33	93.33
Arauca	6.09	0.73	90.91	90.91
Santander	10.08	4.73	69.46	89.48
Quindío	9.68	2.14	82.13	87.46
Norte de Santander	8.53	3.04	73.51	85.14
Pereira	6.93	2.24	75.94	83.13
Casanare	8.85	2.87	78.63	82.91
Caldas	8.19	2.02	78.55	82.35
Caquetá	11.40	8.20	40.00	80.00
Tolima	8.34	3.24	66.37	78.32
Nariño	7.09	1.63	76.40	78.17
Boyacá	9.33	3.94	63.72	77.21
Cartago	8.06	3.00	68.57	77.14
Caribe Sol	7.21	2.13	71.98	77.13
Antioquia	7.80	3.02	64.97	75.58

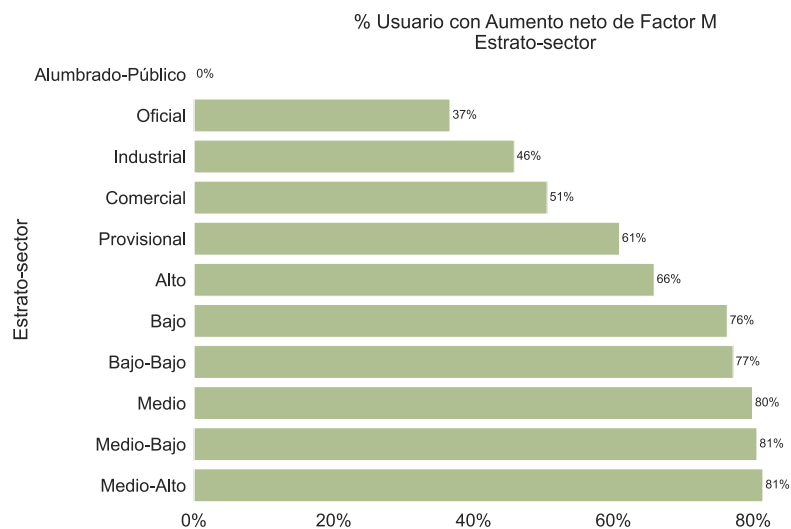
²⁸ Valor que más se repite

²⁹ Entiéndase aumento neto del usuario cuando el aumento histórico de factor M es mayor a la disminución histórica.

MERCADO	Aumento promedio	Disminución promedio	% con aumento neto	% que reinciden
Bog - Cund	8.86	4.37	58.02	75.43
Meta	9.62	3.45	67.98	75.10
Putumayo	18.25	18.25	0.00	75.00
Valle	3.74	2.77	25.39	68.30
Cali	6.87	3.02	56.79	65.57
Caribe Mar	6.95	3.43	55.57	65.13
Tuluá	3.33	2.64	22.22	64.41
Huila	8.50	4.67	43.86	53.07
Cauca	7.52	5.16	40.16	51.56
Bajo Putumayo	4.33	2.67	33.33	33.33

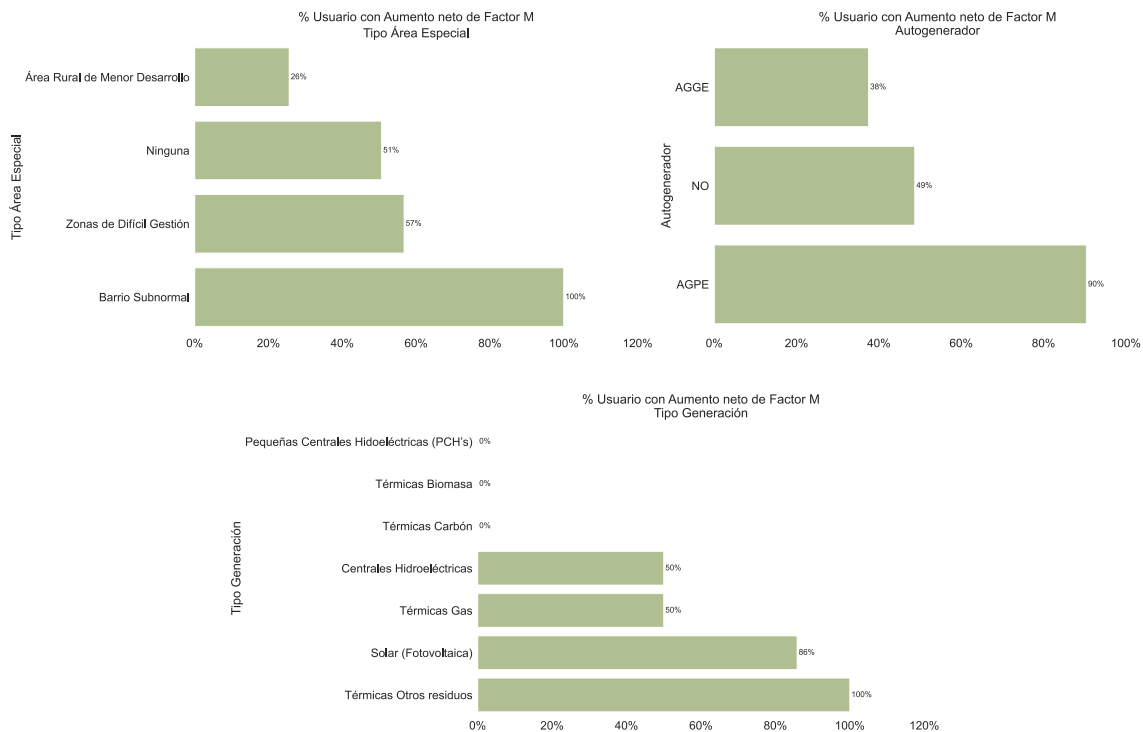
En términos de Estrato y sector (Figura 216) el sector que representa un mayor porcentaje de usuarios con aumento neto de Factor M es el sector provisional (14 de 23 usuarios) y el estrato medio-alto (191 de 234 usuarios).

Figura 216. Aumento neto del factor M por estrato-sector. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)



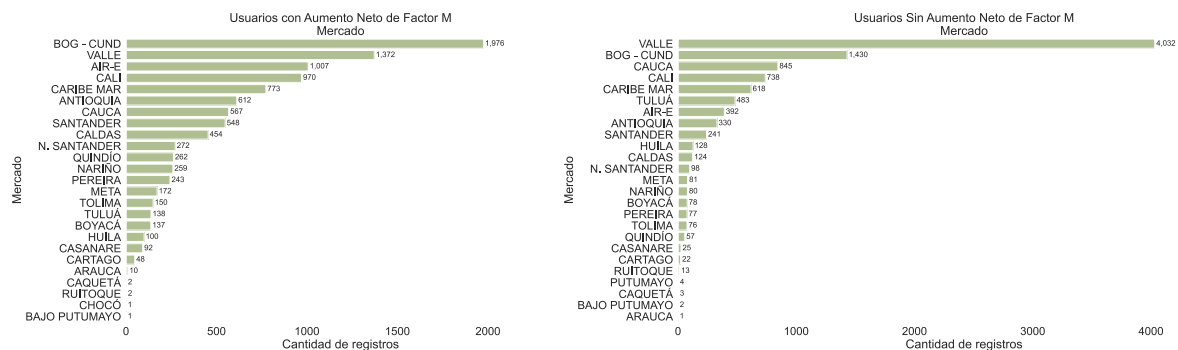
Se resalta que, respecto a los tipos de áreas especiales, el único usuario de barrio subnormal que ha presentado energía reactiva en exceso tiene aumento neto de Factor M. El 90.4% (773 de 855) de los usuarios con AGPE también tienen aumento neto, sin embargo estos usuarios estaban exentos del cobro si controlaban tensión en coordinación con el OR y, a partir de la expedición del Decreto 0929 de 2023 del MME, exentos sin ninguna condición. Por otro lado, de 1,039 usuarios con autogeneración solar fotovoltaica y exceso de reactiva 892 tienen aumento neto de factor M.

Figura 217. Porcentaje de usuarios con aumento neto del factor M por tipo de área especial, autogenerador, tipo de generación y tipo de medidor. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)



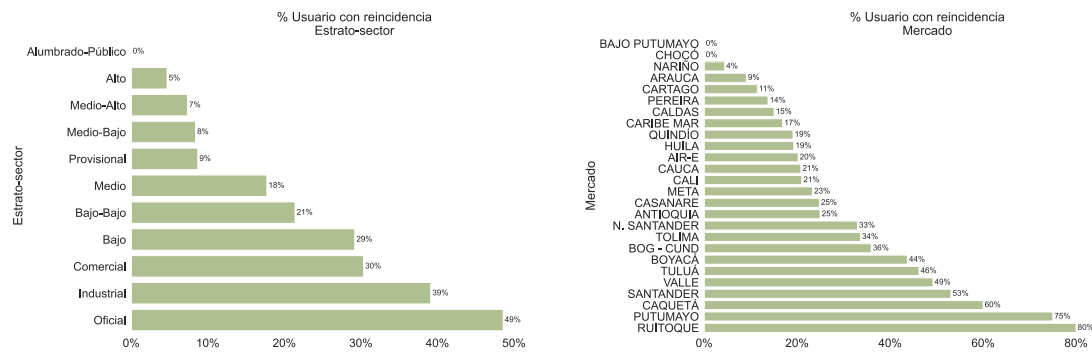
En el conjunto de usuarios con aumento neto de factor M el mercado de mayor participación es el de Bogotá – Cundinamarca, mientras que en el conjunto de usuarios que retomaron un factor M de 1 predomina el mercado del Valle, de acuerdo con la Figura 218.

Figura 218. Distribución de usuarios con aumento de factor M por mercado. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)



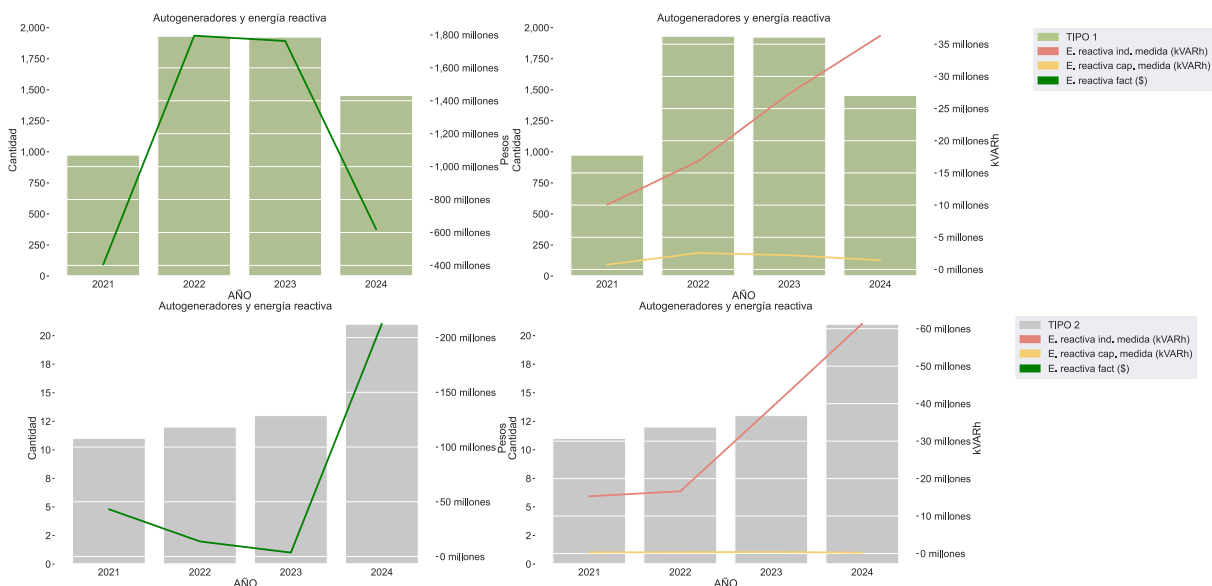
Con respecto a usuarios que reinciden, es decir, que a pesar de que corrigen su comportamiento, en algún momento vuelven a incurrir en el transporte en exceso de energía reactiva, el estrato con mayor reincidencia es “bajo” con un 29%, mientras que en el sector oficial reincide el 49% de los usuarios. Adicionalmente, el 57% de los mercados (16 de 28 mercados iniciales) tiene un porcentaje de reincidencia superior al 20%.

Figura 219. Porcentaje de usuarios con reincidencia de aumento del factor M por estrato-sector y mercado. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)



Teniendo en cuenta que en el **Decreto 0929 de 2023** se establece que los pequeños generadores (con potencia nominal menor a 1 MW) están exentos al cobro por los excesos de reactiva producidos, se define una variable que diferencia los autogeneradores asignando TIPO 1 a aquellos que cumplen con que la capacidad de autogenerador sea menor a 1000kW y TIPO 2 para los que no. Como lo evidencia la Figura 220, relacionado con consecuencias del decreto, la cantidad de autogeneradores tipo 1 disminuye del 2023 al 2024 y a pesar de que la energía reactiva inductiva aumente, la facturación de energía reactiva (\$) disminuye.

Figura 220. Variación de reactiva medida y facturada. Fuente: CREG a partir de SUI (TC1-TC2)



A partir de junio del 2023 (fecha en la que se expidió el Decreto 0929 de 2023) se observa que con respecto al periodo desde el 2021 a la fecha, hay 878 usuarios de TIPO 1 que empezaron a ser reportados como autogeneradores, con una alta concentración en los mercados de Caribemar y Caldas con 145 y 139 usuarios respectivamente. Comparados con los que habían sido reportados en vigencias anteriores, estos nuevos

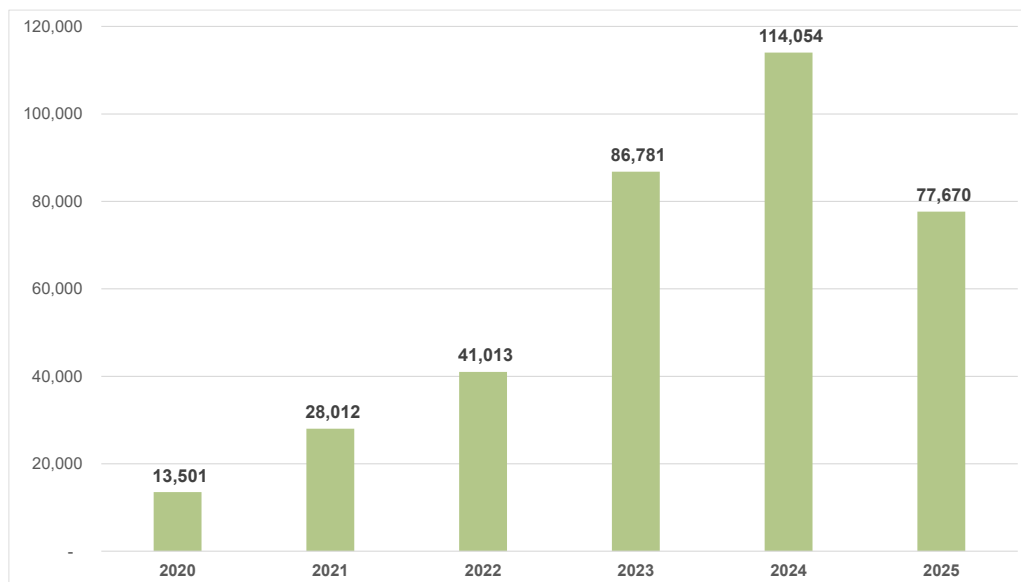
autogeneradores, tienen un promedio de consumo de energía superior, consumen 25,433 kW/h comparado contra 6,982 kW/h (diferencia de 18,451 kW/h). Y respecto a energía reactiva inductiva medida los nuevos autogeneradores consumen en promedio 6,465 kVAR/h, lo cual se diferencia en 4,278 kVAR/h de los promedios anteriores (2,187 kVAR/h).

2.7.3 Ingresos por concepto de reactiva

Como complemento al análisis descriptivo de la subsección anterior, las siguientes figuras presentan la relación de ingresos reportados al LAC recaudados en aplicación de lo dispuesto en el Capítulo 12 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018.

En la Figura 221 se encuentra el total de ingresos recibidos por los OR por concepto de cobros por transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite, donde se observa que para 2024, dichos ingresos en el agregado país fueron cercanos a los 114 mil millones de pesos.

Figura 221 Total ingresos (millones COP) reportados al LAC de energía reactiva transportada en exceso periodo 2020-2025. Fuente: CREG con información LAC.



De la Figura 222 se desprende que la mayor parte de estos ingresos vienen de usuarios conectados en niveles de tensión 1 y 2, y en la clasificación por mercados de la Figura 223 se muestra que los cobros se concentran principalmente en los mercados de Bogotá-Cundinamarca, Antioquia y Cali, donde se concentran más de la mitad de ingresos totales.

Figura 222 Total ingresos (millones COP) reportados al LAC por NT de energía reactiva transportada en exceso periodo 2020-2025. Fuente: CREG con información LAC.

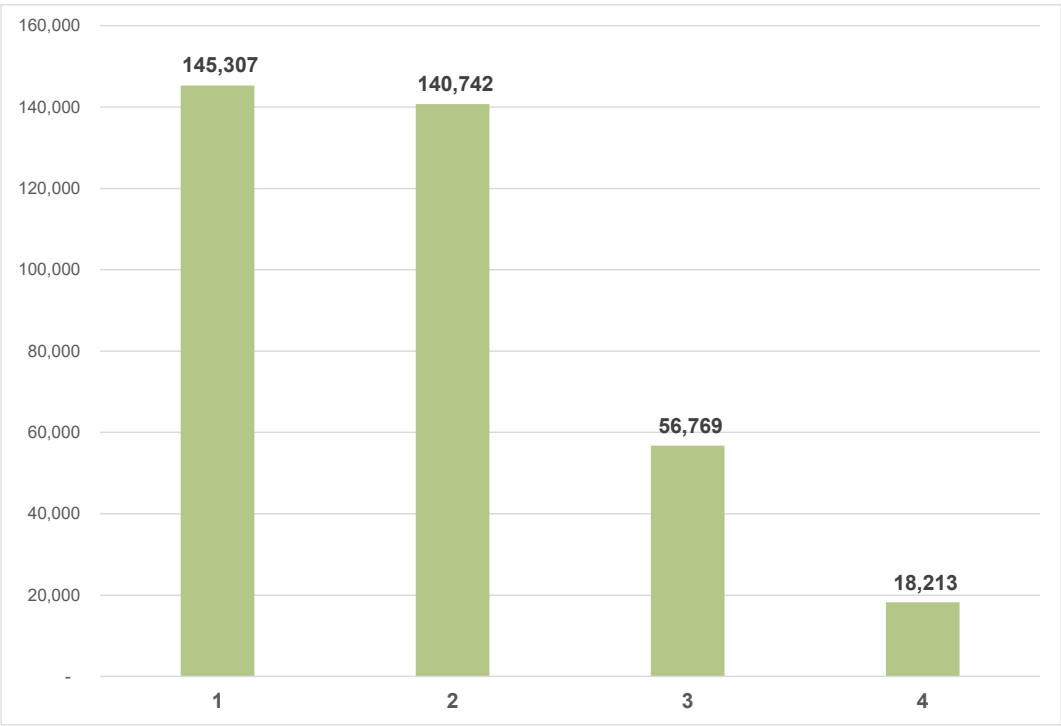
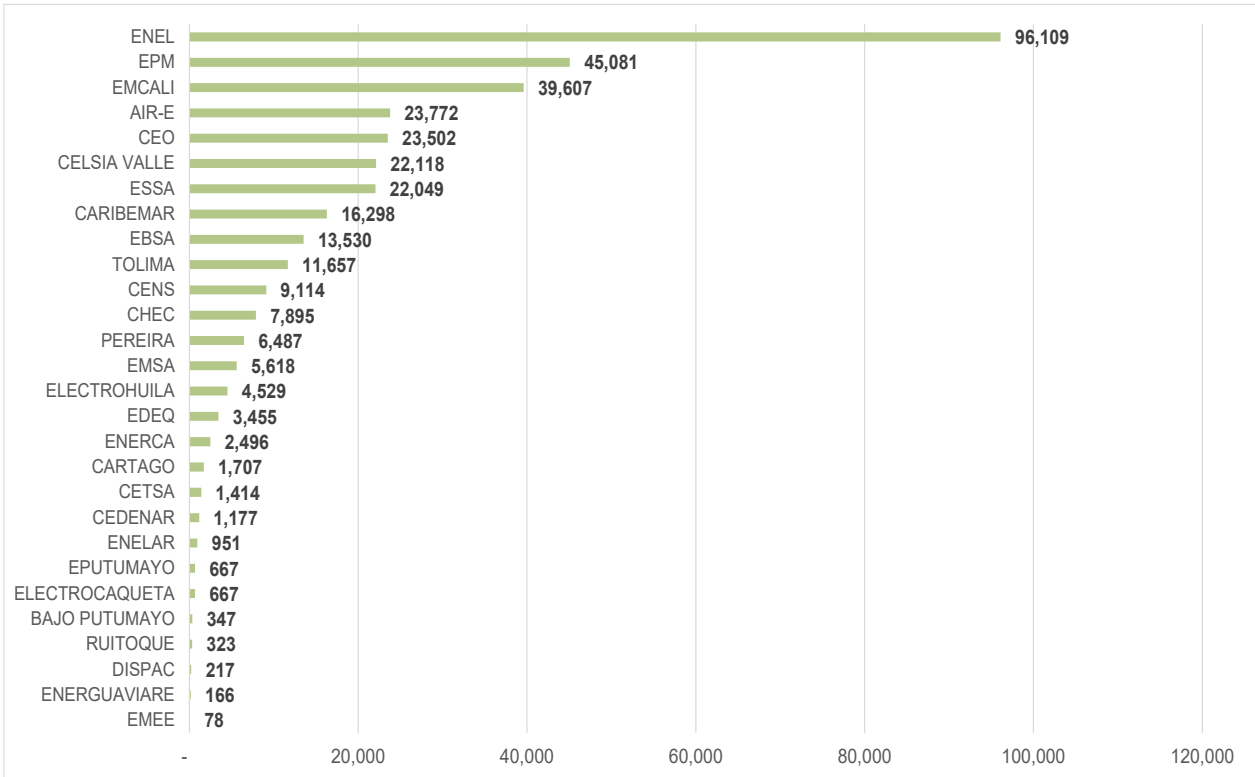


Figura 223 Total ingresos (millones COP) reportados por OR al LAC de energía reactiva transportada en exceso periodo 2020-2025. Fuente: CREG con información LAC.



A manera de conclusión, se tiene que si se lograra reducir el alto consumo de energía reactiva inductiva en el sector, se generarían beneficios para los OR, lo que resultaría en una mejora en la calidad del servicio para el usuario final.

La reincidencia superior al 20% en el 57% de los mercados indica una posible necesidad de ajuste en el incentivo (factor M), así como la necesidad de un análisis adicional para evaluar las causas por las que las soluciones empleadas por los usuarios para reducir el transporte de energía reactiva no sean permanentes.

Teniendo en cuenta que el incentivo genera valor anual monetario facturado por energía reactiva superior a 50,000 millones de pesos, se propone analizar la viabilidad de replantear los porcentajes de uso de dicho valor para dirigir un porcentaje para el financiamiento de la instalación de AMI.

Por otro lado, el aumento de 878 usuarios autogeneradores tipo 1 posterior a la expedición del **Decreto 0929 de 2023** relacionado al creciente promedio de consumos, crea la necesidad de realizar un seguimiento con mayor detalle a los usuarios autogeneradores, para determinar su posible impacto o beneficio en el sistema.

Finalmente, se encuentra conveniente la revisión de estrategias o mecanismos para mejorar la calidad de información reportada, en relación con el registro de energía reactiva, teniendo en cuenta las inconsistencias encontradas en el SUI.

2.8 Costo de respaldo

El cálculo y cobro de los cargos por respaldo de la red en la Resolución CREG 015 de 2018 se fundamenta en la necesidad de un usuario autogenerador conectado al STR o al SDL de un OR por mantener constante su suministro de energía en caso de fallas o ausencia de su sistema de autogeneración. La agregación de estos cargos anuales hace parte de los ingresos por otros conceptos definidos en la resolución que son descontados de los ingresos anuales percibidos por el uso de los activos por cada nivel de tensión.

La forma en que están actualmente definidas las reglas y cálculos de los cargos por respaldo de la red es producto de la constante evolución y refinamiento del marco regulatorio en materia de distribución de energía eléctrica en el país, las nuevas tecnologías que se integran al SIN y de conformidad con las necesidades que los usuarios han manifestado a lo largo de los periodos tarifarios transcurridos.

En la Resolución CREG 084 de 1996, que reglamentó las actividades de los autogeneradores conectados al SIN, estos podían obtener el respaldo a través de un comercializador. En el caso de usuarios regulados, este respaldo se calculaba con base en las tarifas reguladas; para los usuarios no regulados el respaldo debía ser contratado con cualquier comercializador del mercado y podrían negociar libremente el valor del mismo considerando los componentes del costo unitario (generación, transmisión, distribución, comercialización) y demás variables relacionadas con la energía de respaldo a suministrar. Independientemente del tipo de usuario, el uso del respaldo se daba cuando la potencia promedio demandada por el usuario era mayor a la potencia requerida por el mismo para cubrir su demanda con la autogeneración (demanda suplementaria). Este cálculo no consideraba las exigencias a las que podía estar sometido el sistema de

distribución o transmisión regional para brindar el respaldo requerido, como los límites de capacidad de las redes de transmisión o distribución, limitaciones operativas y la posible necesidad por parte del agente encargado de mantener las reservas de capacidad.

Con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 082 de 2002, por la cual se aprobó la metodología para el establecimiento de cargos por uso del STR y SDL de los OR, los cargos por respaldo de la red se fijaron con un valor máximo por kilovoltiamperio, kVA, de capacidad requerida el cual podía ser negociable entre las partes y era actualizada mediante el indexador IPP. Esta resolución reconoció que los usuarios que requieren respaldo exigen que la red mantenga una capacidad disponible y dispuesta para los momentos en que se necesite dicho respaldo. Los usuarios autogeneradores, llamados autoprodutores en ese entonces, con una capacidad instalada mayor a 0.5 MVA podían solicitar la suscripción de un contrato de respaldo con el comercializador encargado pagando el valor negociado y los cargos asignados por uso cuando este haga uso de la red, esto implicaba que el OR del sistema donde estaba conectado el autogenerador no tuviera que garantizar capacidad del sistema para el respaldo cuando estos no lo contrataban. Por otro lado, los usuarios autogeneradores de menos de 0.5 MVA tenían derecho al respaldo, pagando solo los cargos por uso al momento de demandar energía de la red.

Luego, con la Resolución CREG 097 de 2008, que corresponde a la actualización de la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica, el cálculo del cargo de respaldo se definió en proporción a los kVA requeridos para el respaldo con respecto de los kVA del transformador conectado aguas arriba considerando para el nivel de tensión al cual se conectaba el usuario el valor de los activos desde el lado de baja de la transformación hasta el punto de conexión más un componente de AOM, dejando a un lado el cargo fijo por kVA. Además, se transfirió la responsabilidad de la administración y cobro de los contratos del comercializador al OR, y se incluyeron normas para la suscripción de los contratos para brindar mayor claridad entre el usuario autogenerador y el OR. Si bien con esta resolución se obtuvo una mayor precisión en la asignación de los costos del respaldo acercándose cada vez al costo de la red, aún existían retos en temas como la garantía anual que debían dar los OR sobre las capacidades de respaldo contratadas y la forma que en estos cargos debían considerarse en la remuneración del cargo de distribución.

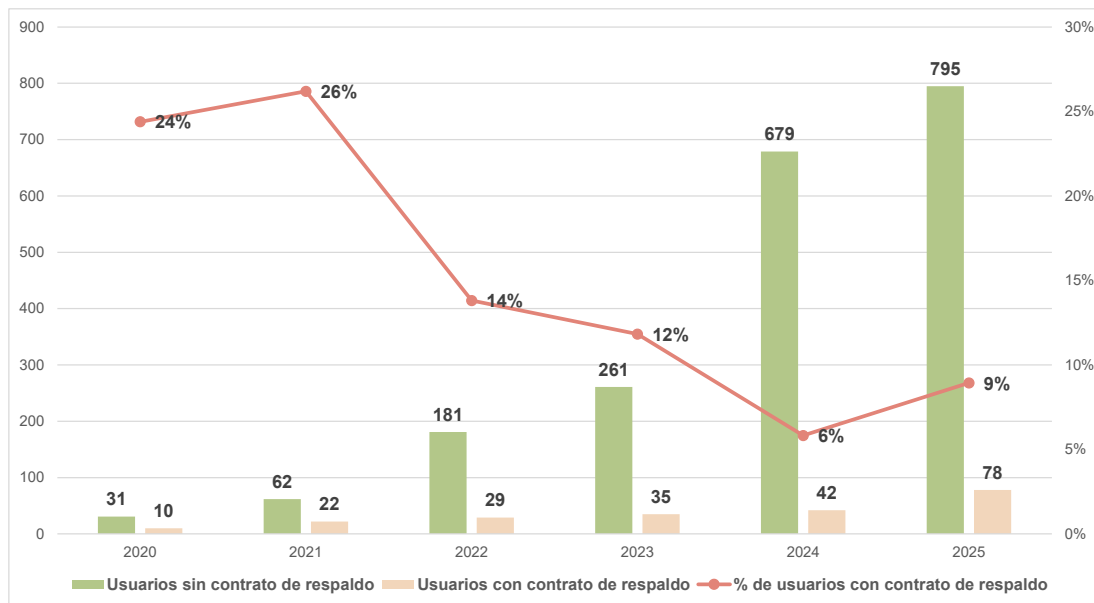
Con la expedición de la Resolución CREG 015 de 2018 se presentó un esquema distinto donde los usuarios pagasen costos más eficientes de la red respecto a los cargos por respaldo de la red. Para lograr esto, el cálculo del cargo abarcó el componente de distribución del costo unitario, el nivel de tensión y la cargabilidad del circuito al cual está conectado el usuario objeto del respaldo. Esta formulación fue parte de un periodo de transición de 5 años desde la entrada en vigencia de la Resolución CREG 015 de 2018 donde aún se consideraba de manera proporcional durante esos 5 años el cálculo con la metodología anterior (Resolución CREG 097 de 2008). Adicionalmente, dentro de las reglas establecidas en esta resolución se destaca la obligatoriedad de un usuario autogenerador con capacidad instalada igual o mayor a 100 kW de suscribir un contrato de respaldo de red con el OR, independientemente de la capacidad solicitada.

Si bien en la metodología actual el impacto de estos ingresos sobre los ingresos totales percibidos por la actividad de distribución de energía ha sido menor durante el periodo

tarifario, se ha identificado para los últimos 5 años un incremento tanto en este rubro como en la cantidad de usuarios que lo requieren. En las siguientes gráficas se puede observar la evolución y la distribución de ingresos por cargos de respaldo desde el año 2020 hasta lo corrido del año 2025, es importante aclarar que los datos consideran usuarios autogeneradores con capacidad instalada mayor a 100 kW y su cantidad, así como los ingresos reportados (valores a diciembre de 2017) hacen referencia a los meses corridos del año.

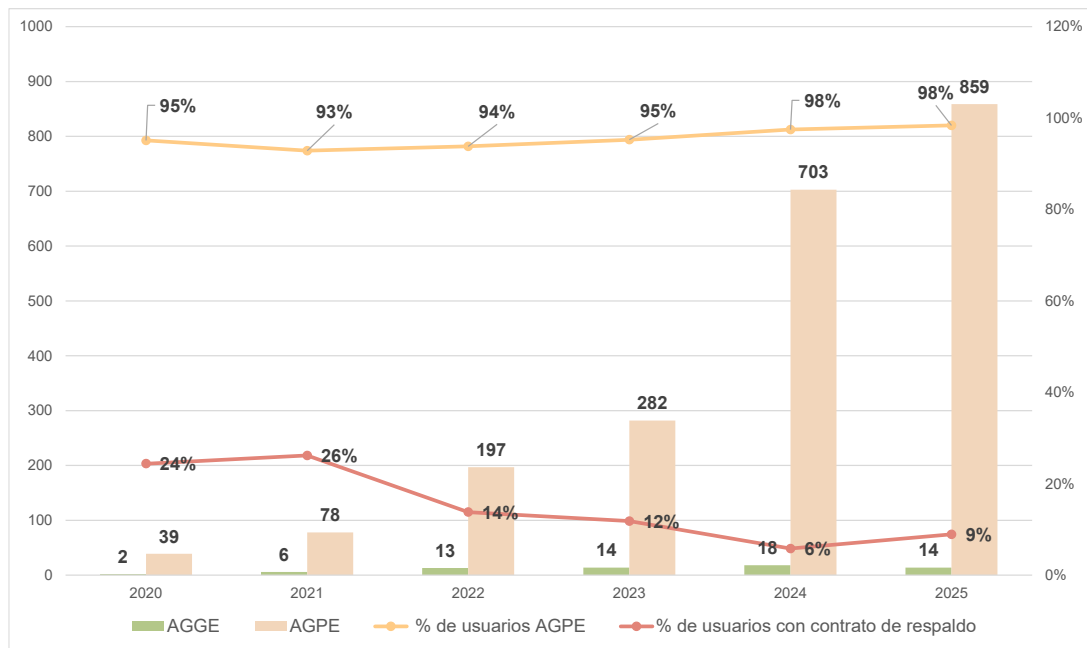
Las siguientes gráficas fueron construidas con base en la información reportada por los OR en el **Formato TC1. Caracterización de usuarios** de las resoluciones SSPD 20192200020155 y 20212200012515. En este formato se encuentra información asociada a los usuarios conectados a las redes de un OR, el comercializador que lo atiende y atributos como tipo de autogenerador (AGPE o AGGE), capacidad del autogenerador, tipo de generación, fecha de entrada en operación y capacidad del contrato de respaldo en caso de contar con uno.

Figura 224 Evolución de usuarios autogeneradores con capacidad instalada mayor a 100 kW. Fuente: CREG. Formato TC1 SUI.



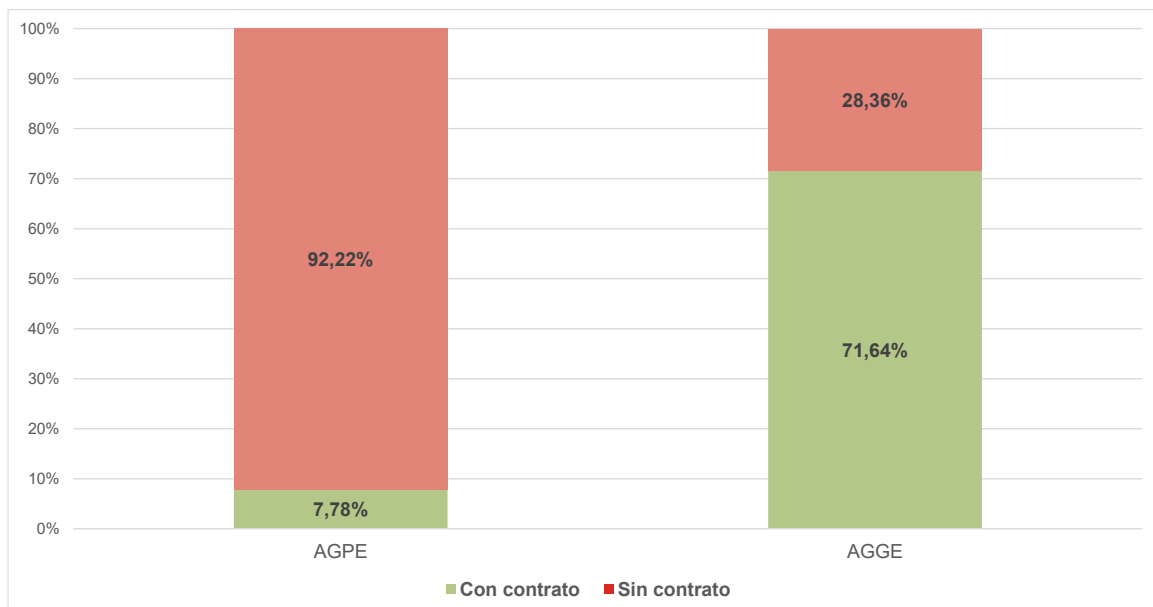
La gráfica mostrada muestra un incremento progresivo en los usuarios autogeneradores; sin embargo, se puede notar que la cantidad de usuarios que han suscrito contratos de respaldo de la red en proporción al total de usuarios ha disminuido significativamente.

Figura 225 Evolución de usuarios autogeneradores AGGE y APGE y suscripción de contratos de respaldo. Fuente: CREG. Formato TC1 SUI.



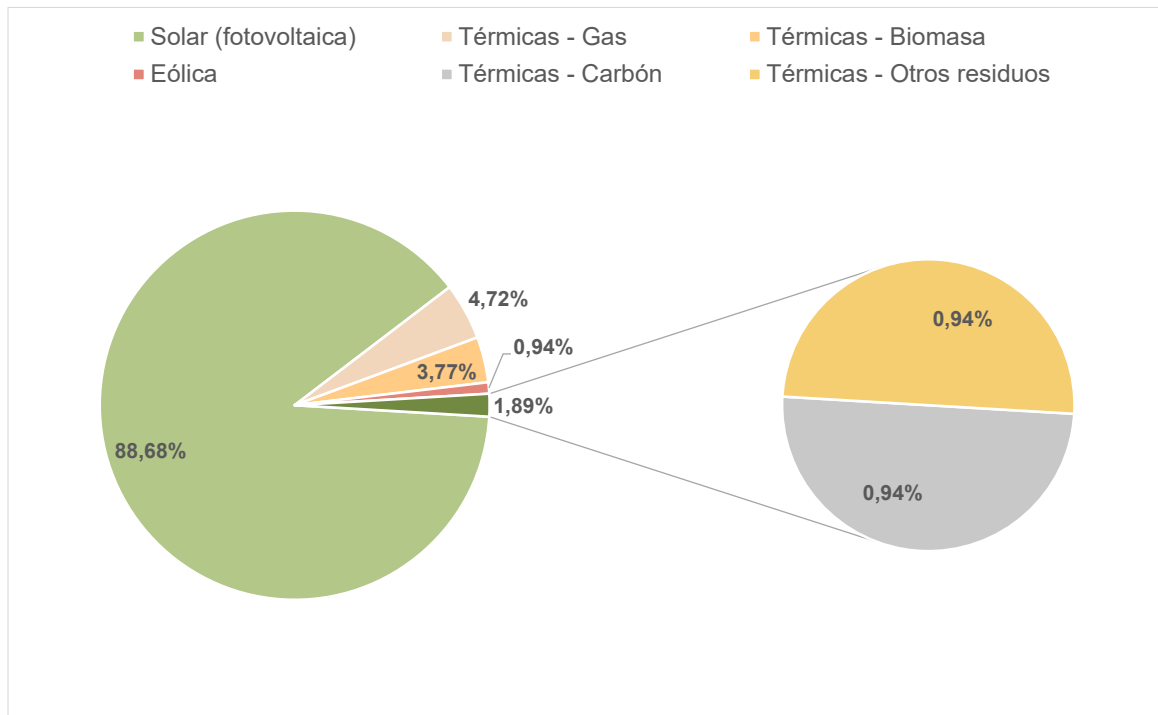
Respecto a la clasificación por autogenerador, es evidente que los Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) con capacidad instalada igual o mayor a 100 kW cada vez se han integrado más al sistema superando el 90% del total de usuarios autogeneradores como se puede observar en la línea amarilla; sin embargo, este incremento no es proporcional a la cantidad de usuarios que suscriben contratos de respaldo como se observa en la línea roja.

Figura 226 Distribución de usuarios AGPE y AGGE con y sin contrato de respaldo. Fuente: CREG. Formato TC1 SUI.



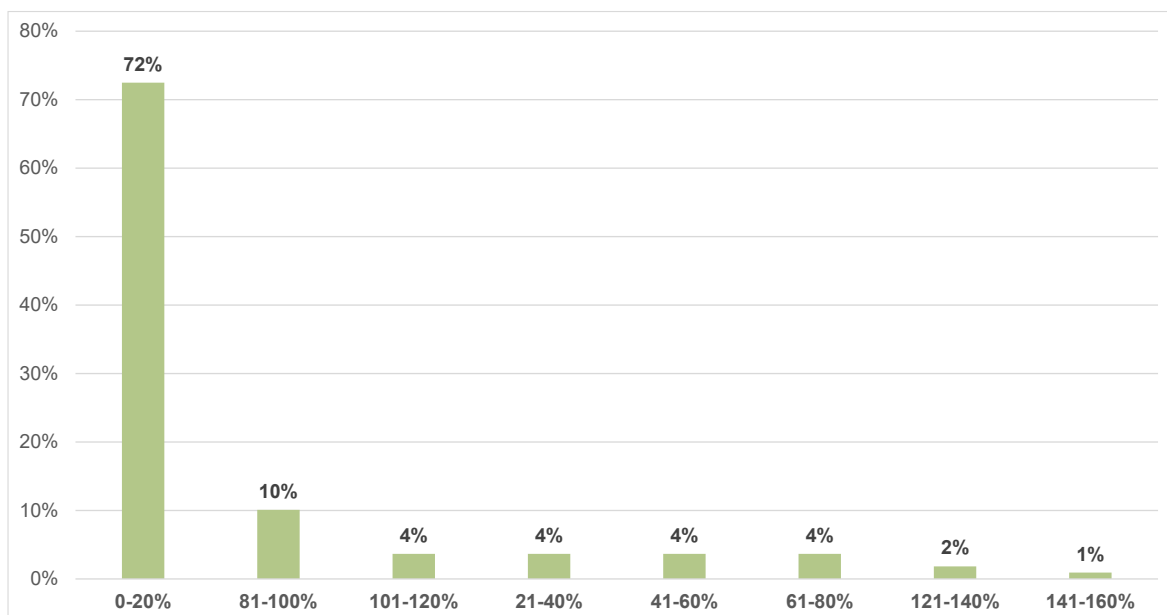
En total, solo el 7.78% de los usuarios AGPE reportados han suscrito un contrato de respaldo de red en comparación al 71.64% de usuarios AGGE.

Figura 227 Distribución del tipo de fuente de energía de usuarios autogeneradores con capacidad instalada mayor a 100 kW. Fuente: CREG. Formato TC1 SUI.



Respecto al tipo de fuente utilizada para la autogeneración, es evidente que la energía de tipo solar fotovoltaica domina sobre las demás fuentes de energía para los usuarios que han suscrito contratos de respaldo de la red con un 88,68%.

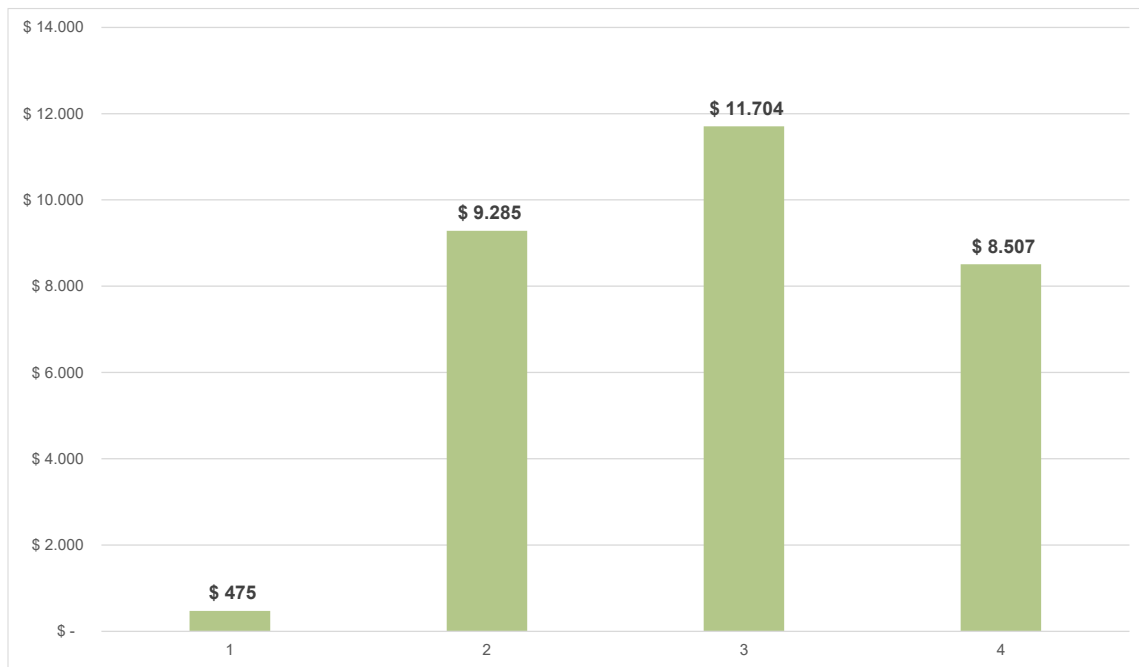
Figura 228 % de potencia contratada respecto a la autogeneración vs % de usuarios con capacidad de autogeneración igual o mayor a 100 kW con contratos de respaldo de la red. Fuente: CREG. Formato TC1 SUI.



Algo importante a destacar, es que cada año hay un incremento de los usuarios que contratan entre el 1% y el 20% de la capacidad total de autogeneración, llegando a un total de 72% de todo el periodo de análisis, inclusive, se reportan usuarios que solamente contratan 1 kW de potencia para respaldo.

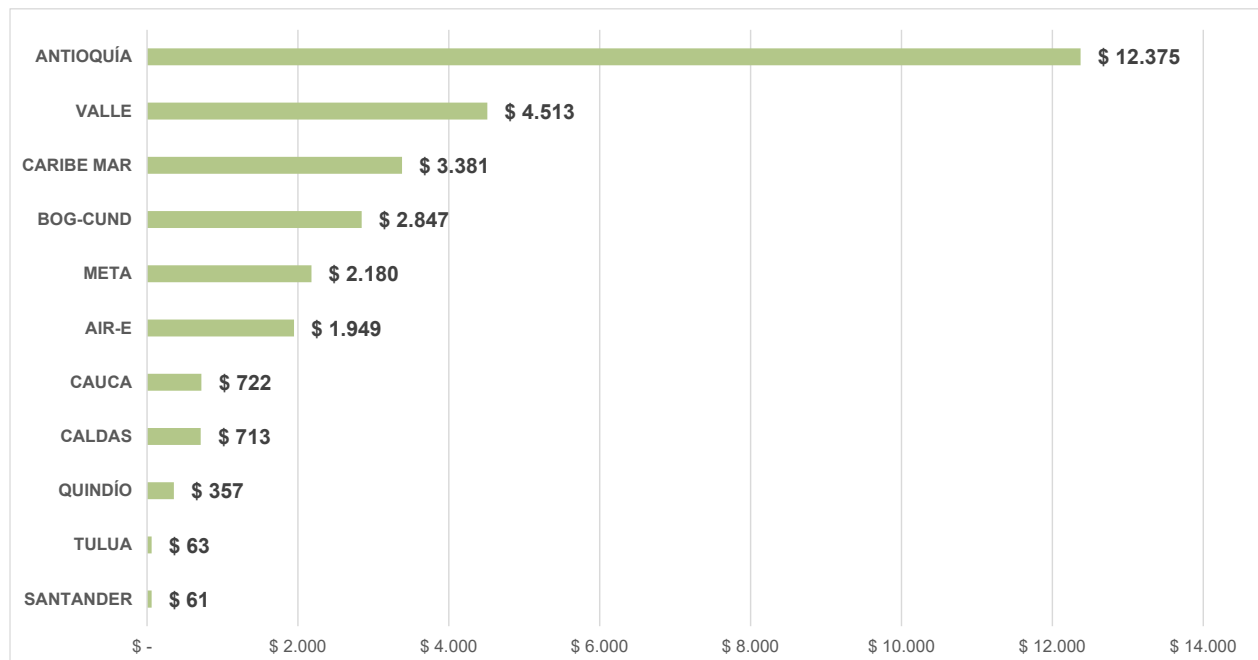
Ahora bien, la información utilizada para el análisis de ingresos por concepto de cargo de respaldo fue suministrada por XM S.A. E.S.P.:

Figura 229 Ingresos por respaldo (millones COP) reportados por nivel de tensión. Fuente: CREG con información LAC



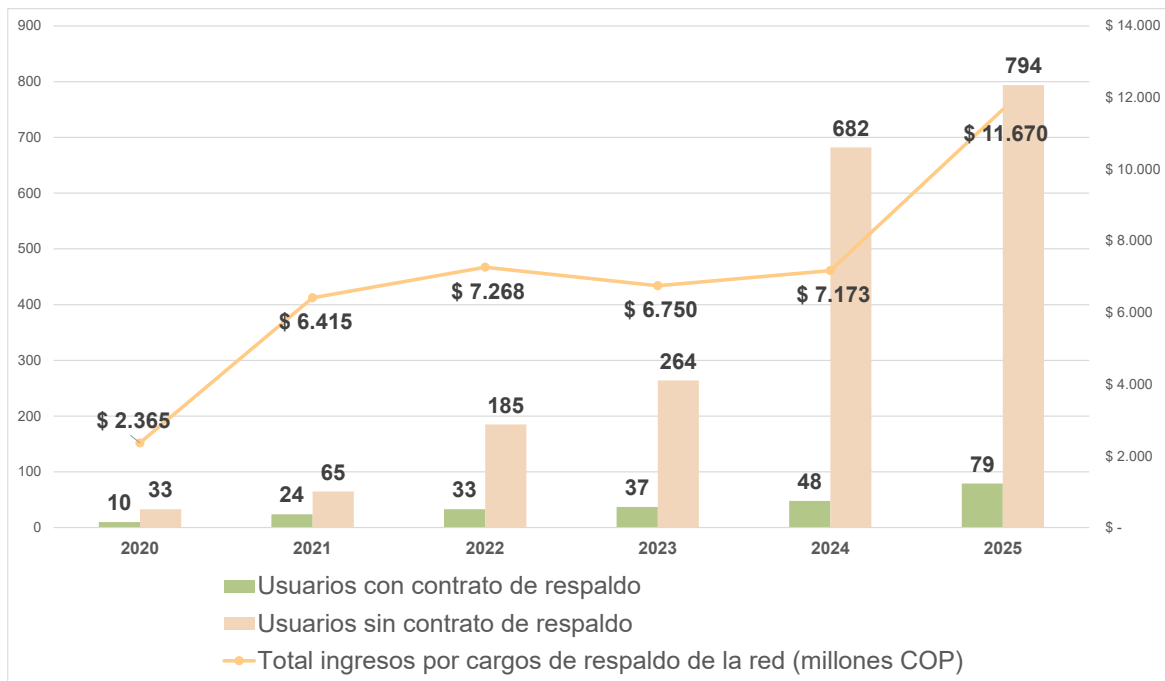
Respecto a los ingresos reportados hasta 2024, estos se encuentran concentrados en los niveles de tensión 2, 3 y 4. Se identifica que para el nivel de tensión 3 se encuentran los mayores ingresos por este concepto, además, los usuarios en el nivel de tensión 1 se reportan los menores ingresos.

Figura 230 Ingresos por respaldo (millones COP) reportados por OR. Fuente: elaboración propia a partir de información entregada por XM S.S. E.S.P.



Según la distribución de ingresos por mercado atendido por OR, Antioquía concentra la mayor cantidad de ingresos respecto de los demás mercados con información reportada por este concepto. Por otra parte, se observan ingresos acumulados por respaldo para Caribe Mar, Valle, Bogotá - Cundinamarca, Meta, y Air-E superiores a 1000 millones de pesos, mientras que Cauca, Caldas, Quindío, Tuluá y Santander reportan ingresos inferiores. Los demás mercados que no aparecen en la figura anterior no cuentan ingresos por respaldo reportados para el cálculo de cargos por parte del LAC.

Figura 231 Evolución de ingresos por respaldo (Millones COP) para usuarios con capacidad de autogeneración igual o mayor a 100 kW. Fuente: elaboración propia a partir de información entregada por XM S.S. E.S.P y TC1 SUI.



Si bien los ingresos por este concepto se han incrementado a lo largo del periodo de estudio, el aumento de la cantidad de usuarios que no suscriben contratos de respaldo va en aumento.

A partir de los datos observados, se considera pertinente que la comisión adelante estudios y análisis detallados que estén orientados a revisar los criterios regulatorios vigentes relacionados con la suscripción de contratos de respaldo de la red y sus condiciones. Se hace relevante analizar y evaluar con mayor profundidad la creciente participación de usuarios autogeneradores que no suscriben contratos de respaldo de la red a pesar de estar obligados a ello ya que podría afectar los principios de eficiencia respecto a la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica y por lo tanto del esquema tarifario actual. Por último, la incorporación progresiva de Fuentes no Convencionales de Energía, FNCER, las comunidades energéticas y la evolución regulatoria serán parámetros de gran importancia a considerar para la modificación del esquema de cálculo de los cargos por respaldo de la red y sus condiciones.

2.9.1. CONCLUSIONES

En relación con los cargos por respaldo de red, es necesario revisar tanto el costo en que incurre el sistema para proporcionar el respaldo que determinado usuario autogenerador requiera en su caso particular, como el valor que debe asumir el usuario que requiere el respaldo teniendo en cuenta criterios de eficiencia así como un equilibrio con los presentes objetivos de gobierno en relación con la transición energética y masificación de autogeneración y comunidades energéticas que utilicen energías renovables y puedan requerir respaldo de red.

Asimismo, se propone considerar alternativas para la implementación de tarifas binomias por energía y potencia en la componente de distribución, las cuáles son una generalización del esquema implementado en el cargo por respaldo.

2.9 Evaluación de cargos horarios

De manera general, actualmente a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica se le liquidan sus consumos con tarifa monomía (donde el costo del kWh tiene un precio único o plano, independientemente de la hora en la que se consuma), siendo sólo algunos los que pueden acceder a una liquidación con tarifas horarias o por franjas gracias a que tienen acceso a un equipo de medida con medición horaria conforme a las características del servicio que requieren, y que está asociado principalmente a algunos componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio donde hoy no se tiene en cuenta la distribución.

Lo anterior, indica que la medición horaria es un requisito indispensable para acceder a la aplicación de tarifas horarias y se espera que con la implementación de medición inteligente sea una realidad ya que está dirigido a que su despliegue sea para la totalidad de los usuarios del servicio en el país, adicional a los otros beneficios que esto conlleva como reducción de costos de comercialización y reconexiones del servicio en tiempos más cortos, así como enviar señales de precio al usuario y permitir su participación activa en la demanda de energía para aplanar las curvas de consumo.

Con la expedición de la metodología de remuneración de la actividad de distribución definida a través de la Resolución CREG 015 de 2018, en cumplimiento del Decreto 2492 de 2014, se estableció el cálculo de los cargos de distribución horarios por nivel de tensión que aplicarán a todos los usuarios conectados al sistema de distribución de un operador de red con la condición de que dispongan de un equipo de medición con registro horario; sin embargo, estos no han sido aplicados ya que su inicio se encuentra sujeto a la entrada en vigencia de la resolución que reemplace la Resolución CREG 119 de 2007, de forma que se establezca el cálculo del costo unitario de prestación del servicio de forma horaria.

2.9.1 Estado actual

Con la expedición de la Resolución CREG 015 de 2018, se planteó inicialmente que el cálculo y la aplicación de los cargos de distribución horarios iniciarían dos meses después de que todos los OR contaran con resoluciones particulares de aprobación de ingresos y cargos. Esta condición se cumplió en el primer semestre de 2022 pero, luego del proceso de consulta, a través de la Resolución CREG 222 de 2021 la Comisión realiza una modificación sujetando el inicio de la aplicación de estos cargos a la armonización de las

señales horarias en el costo unitario de prestación del servicio³⁰. Adicionalmente, para revisar la aplicación de cargos horarios en las áreas de distribución ADD³¹.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios elaboró el Formato **T11. Información ASIC y LAC – Distribuidor** perteneciente a las resoluciones de cargue de información al SUI SSPD 20192200020155 de 2019 y SSPD 20212200012515 de 2021, donde estableció que el LAC debía reportar mensualmente los valores de cargos horarios por nivel de tensión de cada OR; sin embargo, consultada la base de datos del SUI, se evidencia que estos valores vienen siendo reportados en cero lo que confirma que aún no vienen siendo calculados.

En la Resolución CREG 015 de 2018, se obligó al LAC a determinar anualmente para cada STR los periodos de carga máxima, media y mínima³². Consultada la información publicada por el LAC, se tienen las siguientes gráficas y tablas:

Figura 232 Periodos de carga máxima, media y mínima STR NORTE 2019-2023
Fuente: CREG con información LAC

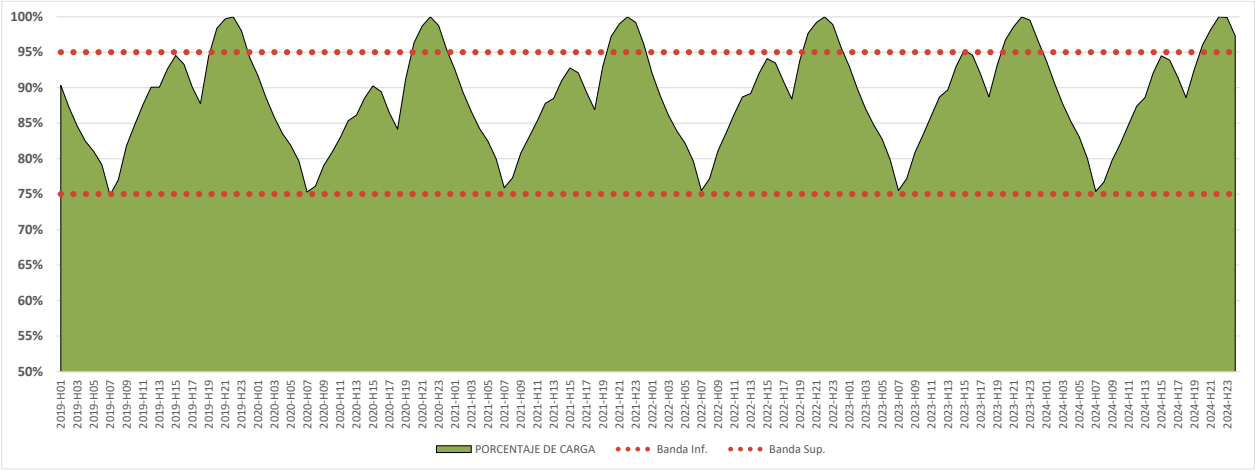


Tabla 47 Conteo de periodos de carga máxima, media y mínima STR NORTE 2019-2023
Fuente: CREG con información LAC

STR	AÑO	Nro. PERIODO DE CARGA			% PERIODO DE CARGA		
		MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA
STR NORTE	2019	4	19	1	17%	79%	4%
STR NORTE	2020	5	19		21%	79%	0%
STR NORTE	2021	5	19		21%	79%	0%

³⁰ Conforme a la Circular CREG 121 de 2024, la CREG tiene dentro de su agenda regulatoria 2025 publicar para consulta una propuesta de modificación a la Resolución CREG 119 de 2007.

³¹ El artículo 4 del Decreto 2492 de 2014, que modificó el artículo 3 del Decreto 388 de 2007, estableció que para “Para cada ADD, la CREG definirá Cargos por Uso únicos por Nivel de Tensión de suministro y hora del día.”

³² Período de Carga Máxima = Porcentaje de Carga >95%; Período de Carga Media = Porcentaje de Carga >75% y <= 95%; Período de Carga Mínima = Horas del día no consideradas en los períodos de carga máxima y media.

STR	AÑO	Nro. PERIODO DE CARGA			% PERIODO DE CARGA		
		MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA
STR NORTE	2022	5	19		21%	79%	0%
STR NORTE	2023	6	18		25%	75%	0%
STR NORTE	2024	5	19		21%	79%	0%

Con base en lo anterior, se tiene entonces que, para los últimos seis años, el STR NORTE presenta periodos de carga media en un 78,5%, seguido de periodos de carga máxima con un 20,8% y, por último, periodos de carga mínima en un 0,7%.

Figura 233 Periodos de carga máxima, media y mínima STR CENTRO SUR 2019-2023
Fuente: CREG con información LAC

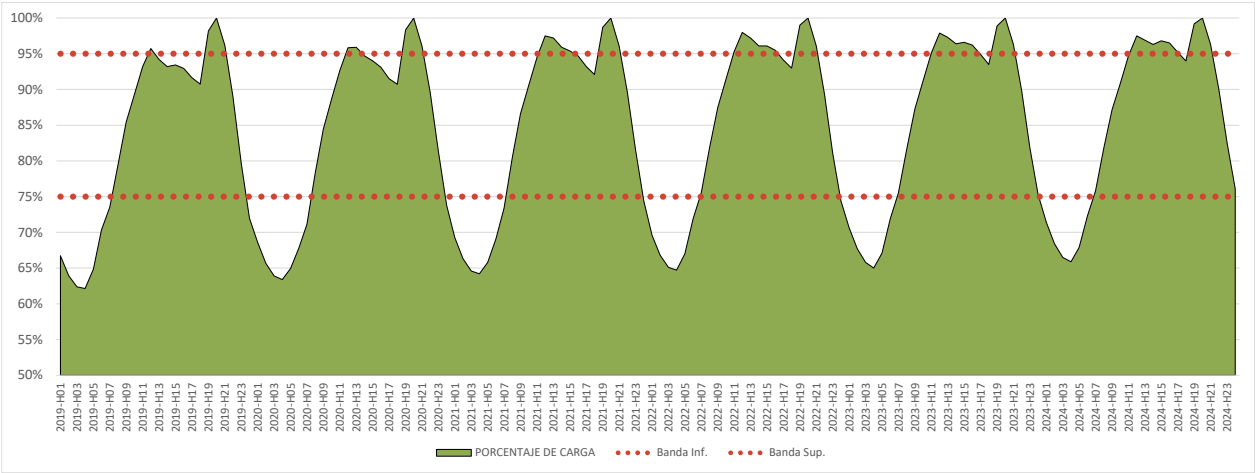


Tabla 48 Conteo de periodos de carga máxima, media y mínima STR CENTRO SUR 2019-2023
Fuente: CREG con información LAC

STR	AÑO	Nro. PERIODO DE CARGA			% PERIODO DE CARGA		
		MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA	MÁXIMA	MEDIA	MÍNIMA
STR CENTRO-SUR	2019	4	12	8	17%	50%	33%
STR CENTRO-SUR	2020	5	11	8	21%	46%	33%
STR CENTRO-SUR	2021	7	9	8	29%	38%	33%
STR CENTRO-SUR	2022	9	8	7	38%	33%	29%
STR CENTRO-SUR	2023	9	9	6	38%	38%	25%
STR CENTRO-SUR	2024	9	9	6	38%	38%	25%

Para el STR CENTRO SUR, para los últimos seis años, los periodos de carga máxima y mínima tiene una participación del 29,9% y 29,8% respectivamente, mientras que el periodo de carga media corresponde a un 40,3%.

2.9.2 Aplicación

Teniendo en cuenta que a la fecha no se han aplicado los cargos de distribución horarios a la espera de la expedición de una resolución que establezca el cálculo del costo unitario de prestación del servicio horario, se analizará la pertinencia de mantener las reglas de

la Resolución CREG 015 de 2018 hasta que puedan ser aplicadas, con el objeto de conocer el impacto de su aplicación, o de actualizarlas con una nueva propuesta.

2.10 Calidad de la potencia

Aunque los aspectos regulatorios relacionados con el seguimiento y la evaluación de la calidad de la potencia no han sido tradicionalmente un tema central en la metodología de distribución de energía eléctrica, la Comisión, ha evidenciado la necesidad de retomar este importante acápite que también propende por mejorar las características de prestación del servicio a los usuarios, atendiendo así, las disposiciones que las leyes 142 y 143 de 1994 dictan sobre el particular.

Al respecto, si bien la resolución CREG 025 de 1995, *“Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional”*, fue la primera norma en materia de regulación energética en presentar disposiciones relacionadas con la calidad de la energía eléctrica, desde la misma fase de planeación de desarrollo de un proyecto, así como en la operación de este en el SIN.

Posteriormente, fue la misma Comisión, quien dispuso mediante la resolución CREG 070 de 1998, abordar aspectos en materia de calidad de la potencia eléctrica de forma particular en los STR y SDL del SIN. Para dicho efectos, definió en su artículo 6.2, que: *“La calidad de la potencia entregada por un OR, se relaciona con las desviaciones de los valores especificados para las variables de tensión y la forma de las ondas de tensión y corriente”*, razón por la cual, dispuso de una serie de medidas para monitorear, controlar y corregir los diferentes parámetros atípicos en cuanto la calidad de la energía eléctrica (voltaje y/o corriente), entregado por los OR a los usuarios conectados a sus redes.

De acuerdo con las disposiciones establecidas por la norma ibidem, se dispuso que todas las empresas de distribución de energía eléctrica presentes en el SIN, deben:

- Instalar equipos de medición de calidad de la potencia eléctrica, que evalúen permanentemente el cumplimiento de los estándares del servicio a los usuarios conectados a sus redes, almacenando entre otra información, las variables que se disponen en la resolución en comento.
- Cumplir los estándares de calidad de la onda, en materia de posibles desviaciones en la Frecuencia y la magnitud de la Tensión en estado estacionario, asumiendo como límites los valores establecidos en el Código de Operación que hace parte del Código de Redes³³. De igual manera, atendiendo a los indicadores para evaluar la Distorsión Armónica de la Onda de Tensión, definiendo los límites permisibles para los niveles de tensión 1, 2, 3 y 4.
- Hacer uso de los mecanismos establecidos en la norma ibidem, para lograr que los posibles causantes y/o presuntos afectados de las desviaciones en los parámetros,

³³ Comisión de Regulación para Energía y Gas Combustible – CREG, resolución CREG 025 de 1995 (24 de julio de 1995), *“Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional*. DO 41.937.

procedan a corregirlos, y/o solicitar el resarcimiento correspondiente por los daños y perjuicios causados.

- Dar respuesta de fondo a los usuarios que presenten reclamaciones por presuntos daños en equipos y electrodomésticos, asociados con la calidad de la potencia, evaluando y demostrando que la presunta afectación se dio por causas no inherentes al servicio de energía eléctrica suministrado. Ahora bien, en caso de que sea por causa de una condición propia de la red, realizando las acciones a que hay lugar.

Posteriormente, mediante la resolución CREG 082 de 2002, la Comisión reconoció a todos los OR, las Unidades Constructivas - asociadas con la adquisición y procesamiento de datos, que fueran instaladas según las disposiciones de la resolución CREG 070 de 1998, al igual que los Sistemas de Medida y de Registro de Eventos.

Seguidamente, en el año 2005, fue publicada para aplicación y cumplimiento la resolución CREG 024 de 2005, *“Por la cual se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de distribución de energía eléctrica”*, contenidas en la resolución CREG 070 de 1998. Por medio de esta resolución, se definió de forma específica, cuáles eran los indicadores con los que se realizaría seguimiento y evaluación a la calidad de la onda suministrada por los diferentes OR en el SIN.

Resolución, que luego fue ajustada mediante la resolución CREG 016 de 2007, en donde se modificaron las UC definidas para realizar seguimiento a la calidad de la potencia, los plazos para la instalación de los equipos de medida y el inicio del registro de los datos, así como, aspectos propios de las normas con las que se definen los valores máximos de algunos de los indicadores, el almacenamiento de esos datos y el reporte de los mismos a la CREG, así como, los plazos para corregir las deficiencias en la calidad de la potencia suministrada.

De los mencionados actos administrativos, vale la pena también destacar, que:

- Algunos de los indicadores, a pesar de estar definidos en la citada resolución, no se establecieron como de estricto cumplimiento. Dentro de este grupo se encuentran: La medición de los hundimientos y picos de tensión, los parpadeos (flickers), perceptibilidad de fluctuaciones de tensión durante un período de tiempo corto y las variaciones de corta duración, que si son verificadas y tenidas en cuenta en otros países.
- Dentro de los indicadores que se establecieron de estricto cumplimiento, están: Las desviaciones de la frecuencia y magnitud de la tensión de estado estacionaria, así como la distorsión armónica de la onda de tensión (THDV).
- Para cada uno de los nodos con equipos de medición de calidad de la potencia instalados, en los que el OR cuente con el reconocimiento de las UC correspondientes, debe reportar semanalmente a la CREG los parámetros que en la mencionada resolución se dispuso. Lo anterior, con base en los lineamientos dispuestos en las citadas resoluciones y/o demás actos administrativos establecidos por la Comisión para dichos efectos.
- Se definieron los tiempos para que los agentes encontraran las posibles fuentes causantes de las afectaciones detectadas, al igual que los plazos para contactar al presunto infractor y se buscara una solución a esos problemas. Así mismo, se

establecieron las acciones que se debían realizar en caso de no identificarse la fuente de la perturbación y/o que no se realizaran las acciones correspondientes.

Para el año 2012, la Comisión presentó un proyecto de resolución, bajo la Resolución CREG 065 de 2012³⁴, con la cual buscaba escalar el seguimiento de los diferentes indicadores de calidad de la potencia a todo el SIN. Entre los aspectos más destacables que se planteaban, se encuentran, la creación del Sistema de medición y registro de calidad de la potencia, SMRCP, el tiempo destinado para el montaje e implementación del SMRCP, al igual que para el inicio del reporte de información de CPE a la CREG. De igual modo, la publicación de informes semestrales de CPE por cada agente, entre otros. Proyecto que, al momento, no se ha materializado en un nuevo marco regulatorio que mejore las disposiciones que rezan en las Resoluciones CREG 024 de 2005 y CREG 016 de 2007.

Con base en lo anterior, es clara para la CREG la necesidad de reevaluar las disposiciones vigentes en esta materia, por diferentes razones, como son: i) la aparición e incorporación de nuevas tecnologías de generación en el SIN, ii) la masificación de elementos de corte y maniobra en la red, iii) participación cada vez más latente de cargas no lineales en la red, iv) la longitud que tienen algunos circuitos en el SIN, v) entre otros. Condiciones, que claramente pueden afectar la calidad de la energía entregada a los usuarios, por lo que se propone analizar alternativas para incluir el tema de calidad de la potencia como parte de la próxima metodología de distribución.

En línea con lo expuesto, y con el objetivo de tener una mejor lectura de cómo se está manejado este tema en otros países, se realizó un ejercicio de revisión de la normativa aplicable en otras latitudes, donde se encontró:

³⁴ “Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende establecer las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables en el Sistema Interconectado Nacional”

PAÍS	AÑO DE PUBLICACIÓN	NORMA	ENTIDAD EMISORA DE LA NORMA	OBJETIVO	ESQUEMA DE CONTROL
Perú	1997 (Ha recibido 10 modificaciones desde su promulgación. La última en el año 2011)	Normas Técnicas de los Servicios Eléctricos D.S. N°02097-EM	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERG MIN	Establecer los niveles mínimos de calidad de los servicios eléctricos, incluido el alumbrado público, y las obligaciones de las empresas de electricidad y los Clientes que operan bajo el régimen de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844. Los niveles de calidad de los servicios eléctricos se dividen en: ▪ Calidad de Producto: Relacionado con la calidad de la potencia. ▪ Calidad de Suministro: Se refiere a la calidad en términos de continuidad. ▪ Calidad de Servicio Comercial: Asociado con el servicio al cliente. ▪ Calidad de Alumbrado Público a controlar	El control de la calidad de los servicios eléctricos se realiza en los siguientes aspectos: a) Calidad de Producto: - Magnitud de la Tensión; - Frecuencia; - Perturbaciones (Flicker y Tensiones Armónicas). Para dichos efectos, realizan mediciones mediante equipos debidamente certificados y cuyas especificaciones técnicas hayan sido previamente aprobadas por la Autoridad. Una vez ejecutados: El prestador presenta la muestra de puntos en los que se realizará mediciones, con lo que se busca garantizar por lo menos el siguiente número de lecturas válidas: 1. Uno (1) por cada cincuenta (50) puntos de entrega a Clientes con suministros en muy alta, alta y media tensión. 2. En una muestra representativa del número de barras de salida en baja tensión de subestaciones MT/BT. Existe un consejo privado conformado por todos los agentes de la cadena, conocido como Comité de Operación Económica del Sistema (COES), que está obligado a investigar e identificar, a través de un análisis estrictamente técnico, a los integrantes del sistema responsables por el incumplimiento con la calidad de producto y suministro; para que en tiempo no mayor a quince (15) días calendario de ocurrido el hecho, presente ante la Autoridad el respectivo informe, con la debida justificación técnica, con el objetivo que los responsables de las posibles afectaciones, realicen las retribuciones correspondientes a las empresas afectadas, retribuyéndolos por las compensaciones que pudieron haber pagado por faltas que no sean culpa de estos. Los aspectos relacionados con este tópico se localizan principalmente en el “TÍTULO QUINTO, 5. CALIDAD DE PRODUCTO”, de la Norma Técnica de los Servicios Eléctricos
Chile	2019, su última actualización fue publicada el 3 de mayo de 2024, a través de la	Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución	Comisión Nacional de Energía - CNE	Establecer las exigencias y estándares que deberán cumplir los concesionarios de servicio público de distribución de	El control de la calidad del producto entregado a los clientes y usuarios propios, y de terceros, se realiza a partir del monitoreo de las siguientes variables: FLUCTUACIONES DE TENSIÓN Y FRECUENCIA:

PAÍS	AÑO DE PUBLICACIÓN	NORMA	ENTIDAD EMISORA DE LA NORMA	OBJETIVO	ESQUEMA DE CONTROL
	Resolución Exenta N° 209 de la Comisión Nacional de Energía (CNE)			electricidad y las empresas que sean propietarias, arrendatarias, usufructuarias o que operen, a cualquier título, instalaciones de distribución de energía eléctrica, ambas en adelante e indistintamente “Empresa(s) Distribuidor(as)” o “Distribuidora(s)”, respecto de: 1. Calidad Producto. 2. Calidad Suministro. 3. Calidad Comercial.	▪ Regulación de tensión ▪ Desequilibrio de tensión. - Monitoreo de Variaciones Rápidas de Tensión: Las variaciones rápidas de tensión, sean estos Huecos de Tensión o sobretensiones, deberán detectarse, medirse y registrarse de acuerdo con lo establecido en la norma IEC 61000-4-30:2015. - Monitoreo de Frecuencia. DISTORSIÓN ARMÓNICA DE TENSIÓN Y SEVERIDAD DE PARPADEO: - Distorsión Armónica de Tensión. - Severidad de Parpadeo o Flicker: DISTORSIÓN ARMÓNICA DE CORRIENTE Y FACTOR DE POTENCIA ▪ Distorsión Armónica de Corriente para Usuarios en Media Tensión. ▪ Distorsión Armónica de Corriente para Usuarios en Baja Tensión. ▪ Factor de potencia En caso de que las mediciones realizadas demuestren un incumplimiento de las exigencias establecidas en el Título 3 de la norma, por parte de un Usuario, la Empresa Distribuidora deberá comunicar al Usuario dicho incumplimiento, adjuntando los antecedentes correspondientes. 1. usuario cuenta 30 días presentar plan de normalización no mayor a 60 días hábiles. 2. La empresa tiene 10 días hábiles para contestar, y a los 30 días deberá comenzar a validar el plan presentado. Las Empresas Distribuidoras deberán implementar Campañas de Medición, con el objetivo de verificar el cumplimiento de las exigencias de Calidad de Producto en distintos puntos de la Red de Distribución. Las Empresas Distribuidoras deberán analizar las mediciones obtenidas en las Campañas de Medición y aquellas obtenidas a través de los equipos de medida ubicados en la Cabecera de los Alimentadores, con el objetivo de determinar el cumplimiento de las exigencias establecidas. Las Empresas Distribuidoras, en caso de detectar incumplimientos a las exigencias establecidas para la Calidad de Producto, deberán informar dichos incumplimientos a la

PAÍS	AÑO DE PUBLICACIÓN	NORMA	ENTIDAD EMISORA DE LA NORMA	OBJETIVO	ESQUEMA DE CONTROL
					Superintendencia, adjuntando los antecedentes correspondientes y un plan de normalización, para subsanar el incumplimiento respectivo.
Brasil	2021	Procedimiento de Distribución - PRODIST - Resolución Normativa ANEEL Nº 956/2021	Agencia Nacional de Energía Eléctrica - ANEEL	Establecer los procedimientos para la Distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional – PRODIST, los cuales, regulan y estandarizan las actividades técnicas relacionadas con la operación y desempeño de los sistemas de distribución de electricidad. La calidad del suministro eléctrico del servicio de energía eléctrica se regula desde tres aristas, como son: 1. Calidad del producto. 2. Calidad del servicio. 3. Calidad comercial	En el módulo 8 - Calidad del Suministro Eléctrico, se definen los fenómenos relacionados con la calidad del producto, entendidos aquí como aquellos relacionados con la conformidad de la onda de tensión en regímenes permanentes y transitorios, estableciendo sus indicadores, valores de referencia, metodología de medición y gestión de quejas. Dentro de los fenómenos a los que se les hace seguimiento y control se encuentran: fenómenos de estado estacionario: ▪ Variaciones de tensión en estado estacionario. ▪ Factor de potencia. ▪ Distorsión armónica ▪ Desbalance de voltaje ▪ Fluctuación de voltaje: Pst, Plt y Pst95 %. ▪ Variación de frecuencia. fenómenos de régimen transitorio ▪ Variaciones de tensión a corto plazo. Anualmente, la agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL, realiza el sorteo de la muestra de usuarios a los que cada empresa distribuidora deberá realizar mediciones de calidad del producto, utilizando criterios estadísticos aleatorios, con base en las Bases de Datos Geográficas de Distribuidoras. Año tras año, la base de medición muestral aumenta. La Resolución Normativa ANEEL Nº 956/2021, también dispone de un módulo denominado: - Compensación por Daños Eléctricos, donde se establece los procedimientos que debe atender el distribuidor al momento de analizar los procesos de compensación por daños eléctricos.

PAÍS	AÑO DE PUBLICACIÓN	NORMA	ENTIDAD EMISORA DE LA NORMA	OBJETIVO	ESQUEMA DE CONTROL
Ecuador	2023	Resolución Nro. ARCERNNR-003/2023	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables - ARCERNNR	Establecer los indicadores, índices y límites de calidad del servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica; y, definir los procedimientos de medición, registro y evaluación a ser cumplidos por las empresas eléctricas de distribución y consumidores, según corresponda. Para dichos efectos, ARCERNNR dispuso que los atributos de calidad a partir de los cuales se evaluaría la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica se revisaran mediante los siguientes índices: 1. Calidad del producto. 2. Calidad del servicio técnico. 3. Calidad del servicio comercial. 4. Calidad del consumidor	El regulador ecuatoriano estableció en la Resolución Nro. ARCERNNR-003/2023, dentro de las obligaciones que tienen las empresas distribuidoras: Prestar el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica a los consumidores finales, cumpliendo con los requerimientos de calidad exigidos, así como, levantar, registrar, procesar y analizar la información necesaria para la determinación de todos los índices e indicadores de calidad, e implementar campañas de medición para la evaluación de la calidad de producto, conforme lo establecido en la citada resolución. Dentro de los diferentes índices antes mencionados, establecieron los siguientes indicadores (Capítulo II): Calidad del producto: a) Nivel de voltaje b) Perturbaciones rápidas de voltaje (Flicker) c) Distorsión armónica de voltaje d) Desequilibrio de voltaje. Calidad del consumidor: El aspecto de calidad evaluado al consumidor se efectuará conforme el siguiente índice: a) Distorsión armónica de corriente En Ecuador se realizan campañas para la medición de la calidad de la potencia, para dichos efectos las empresas de distribución deberán establecer un plan anual, donde indiquen la cantidad de mediciones a realizar y los puntos donde se van a ejecutar: Por lo que para dichos efectos deberá con todos los equipos que se requieren instalar. Para cada mes, la medición, registro y almacenamiento de los valores en cada punto seleccionado se efectuará durante un período de evaluación no inferior a siete (7) días continuos, en intervalos de 10 minutos. Las mediciones se realizan en barras de subestaciones (AT/MT), grandes consumidores conectados en AT, transformadores de distribución y usuarios en MT y BT.

PAÍS	AÑO DE PUBLICACIÓN	NORMA	ENTIDAD EMISORA DE LA NORMA	OBJETIVO	ESQUEMA DE CONTROL
Costa Rica	2015	Resolución RJD-070-2015: Supervisión de la calidad del suministro eléctrico en baja y media tensión.	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos	La Resolución tiene como objeto, entre otros: - Uniformar y definir los valores de los parámetros físicos, que caracterizan a la tensión de suministro a los clientes. - Definir los criterios normalizados con los cuales las empresas eléctricas tratarán las perturbaciones eléctricas que se suscitan en la red de distribución nacional, en relación con los aspectos siguientes: identificación, registro, conteo y tratamiento.	En la Resolución RJD-070-2015, la Autoridad Reguladora indicó que los indicadores que permiten conocer calidad de la tensión de suministro, tanto en media como en baja tensión, son: - Frecuencia de red, amplitud y desbalance de la tensión de suministro, con sus respectivos límites de variación. - Las variaciones de corta duración de la tensión de suministro y sus límites tolerables en cuanto a magnitud, duración y repetición. - Los límites en la magnitud y los umbrales de las distorsiones en la tensión, introducidas por los equipos propiedad de los abonados o usuarios, en las redes de distribución a baja y media tensión. Para la evaluación de la calidad de la tensión de suministro, las empresas distribuidoras deben ejecutar programas de medición y registro, los cuales se realizan atendiendo a un criterio aleatorio, tanto a nivel geográfico, como de características de la red y del tipo de usuario. Escenario, a partir del cual la Autoridad Reguladora escoge para cada distribuidora, el conjunto de ramales de red de baja tensión asociados a un transformador de distribución de uso general a estudiar para su programa de mediciones anual, en su área de concesión. La cantidad de ramales de red a estudiar corresponderá a un porcentaje de hasta un 3% del total de los transformadores de distribución de uso general, según lo determine la Autoridad Reguladora en función del tamaño de la empresa y del resultado de las mediciones de la empresa, las efectuadas por ella o de las efectuadas por un tercero que para este efecto contrate. El conjunto de ramales de red a estudiar se elegirá de manera aleatoria de forma que comprenda la totalidad de su área de concesión y esté estratificada en función de la distribución topológica de los servicios y del uso final de la electricidad, haciendo uso del sistema de vinculación usuario-red. Los resultados del programa de mediciones se utilizarán para la rectificación de servicios con deficiencias. Para cada ramal de red la empresa eléctrica deberá efectuar un análisis integral que incluya la medición y registro de tensión suministrada en al menos cuatro puntos del ramal, la revisión preventiva, predictiva y correctiva de conductores, empalmes, base de medidores y otros, de acuerdo con los

PAÍS	AÑO DE PUBLICACIÓN	NORMA	ENTIDAD EMISORA DE LA NORMA	OBJETIVO	ESQUEMA DE CONTROL
					criterios establecidos en el anexo II de esta norma. Una vez se realicen las mediciones, se generan los correspondientes informes por parte de las empresas, y se mantendrán disponibles para lo que requiera la autoridad regulatoria. En paralelo, dicha autoridad realizará las auditorías que considere pertinente para validar que se respete la calidad del suministro.
Reino Unido	2023	Código de Planeación: Deberá ser cumplido por todos los operadores de redes de distribución, los Generadores, Proveedores y Clientes potenciales y existentes conectados o que busquen conectarse a un Sistema de Distribución, a los que se hará referencia como Usuarios. Es aplicable en Escocia, Inglaterra y Gales. Está conformado por EL Código de Planificación y conexión, El Código de Operación de Distribución, El Código de Registro de Datos de Distribución	Oficina de Mercados de Gas y Electricidad (OFGEM)	Definir los procedimientos que permiten una gestión equitativa y eficiente de las situaciones técnicas cotidianas en el sector del suministro eléctrico, contemplando una amplia gama de condiciones operativas que probablemente se presenten tanto en circunstancias normales como excepcionales.	Dentro del Código de Distribución y Conexión, se encuentran las variables de operación de todo el sistema eléctrico de distribución, con las cuales se busca garantizar que los Operadores de Red de Distribución (ORD) planificarán y desarrollarán sus Sistemas de Distribución con un estándar no inferior al establecido en la Recomendación de Ingeniería P2, «Seguridad del Suministro», o cualquier otro estándar de planificación que los ORD adopten periódicamente. Dentro de las variables objeto de seguimiento y control se encuentran: - Variación de Frecuencia: Deberá controlarse dentro de los límites de 49,5 50,5 Hz de acuerdo con los principios delineados por la normativa técnica. Definiendo de forma particular, condiciones diferentes a las antes mencionadas. - Control de Voltaje: Cualquier extensión o conexión al Sistema de Distribución del Operador de Red de Distribución (ORD) deberá diseñarse de forma que no afecte negativamente al control de tensión empleado en dicho Sistema. - Perturbaciones de tensión: La distorsión de la forma de onda de la tensión del sistema, causada por ciertos tipos de equipos, puede causar molestias a los usuarios del sistema de distribución del operador de red (ORD) o daños a los aparatos conectados. Para limitar estos efectos, se aplicará lo siguiente a las cargas de los usuarios conectadas al sistema de distribución del ORD: a) Las fluctuaciones de tensión deberán cumplir con los límites y requisitos aplicables para la evaluación y medición establecidos en el Anexo 1 del DGD, Artículo 6, Recomendación de ingeniería P28, Edición 2, "Fluctuaciones de tensión y conexión de equipos perturbadores a los

PAÍS	AÑO DE PUBLICACIÓN	NORMA	ENTIDAD EMISORA DE LA NORMA	OBJETIVO	ESQUEMA DE CONTROL
					sistemas de transmisión y redes de distribución en el Reino Unido”. b) El contenido armónico de una carga deberá cumplir con los límites establecidos en el Anexo 1 del DGD, Artículo 1, Recomendación de ingeniería G5, Número 5, “Distorsión armónica de voltaje y conexión de fuentes armónicas y/o plantas resonantes a sistemas de transmisión y redes de distribución en el Reino Unido”. c) El desequilibrio de fase (tensión) deberá cumplir con los niveles establecidos en el Anexo 1 del DGD, Artículo 7, Recomendación de ingeniería P29, “Límites de planificación para el desequilibrio de tensión en el Reino Unido para 132 kV y menos”. - Cambios de paso de voltaje: Para los cambios de voltaje causados por la conexión y desconexión del Equipo del Usuario o la Demanda del Cliente al Sistema de Distribución del DNO, se aplica un límite general de $\pm 3\%$ de acuerdo con la Recomendación de Ingeniería P28 Edición 2. - Operación con reenganche automático y protección monofásica: Al conectarse al Sistema de Distribución del Operador de Red de Distribución (ORD), el Usuario debe tener en cuenta que dicho sistema puede contar con funciones de reenganche automático o conmutación secuencial. El ORD, previa solicitud, proporcionará detalles sobre dichas funciones para que el Usuario pueda tenerlas en cuenta en el diseño del Sistema del Usuario, incluyendo las medidas de protección

A partir de lo mostrado anteriormente, es clara la necesidad que existe a nivel nacional de una revisión y actualización de la normativa colombiana relacionada con la evaluación, seguimiento y mejoramiento de la calidad de la potencia eléctrica en los sistemas de transmisión regional y distribución local, y se definan las bases para llevar la medición de estos parámetros al STN, por lo que se considera relevante estudiar alternativas para que estos indicadores hagan parte del esquema de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica.

De igual forma, estudiar mecanismos que permitan realizar acciones rápidas de corrección de los indicadores que no estén cumpliendo con lo definido en la normativa, y se brinden mayores herramientas tanto a la entidad encargada de la vigilancia, inspección

y control de los prestadores del servicio de energía eléctrica, como a las empresas de distribución y a los usuarios.

La incorporación en la metodología de remuneración de distribución del concepto de calidad de la potencia, va en línea con lo propuesto por la Comisión a través de la Resolución CREG 701 038 de 2024, donde se establecen los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional, que, si bien aún se encuentra en proceso de consulta, propuso incorporar un esquema de seguimiento de la calidad del servicio comercial que tiene un impacto en el margen operacional del comercializador cuando no se alcancen los indicadores planteados incidiendo en el componente de comercialización.

3. COMENTARIOS RECIBIDOS

3.1 Circular 144 de 2025

El 28 de marzo de 2025, se emitió la Circular 144 de 2025, mediante la cual la CREG señaló que se encuentra realizando la actualización de la metodología de remuneración de la actividad de distribución en el Sistema Interconectado (SIN), la cual actualmente está establecida por la Resolución 015 de 2018. Mediante esta comunicación, se invitó a los operadores de red y demás interesados a formular comentarios que permitan nutrir las bases de análisis para la definición de la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el próximo periodo tarifario. La Comisión propuso a los interesados la evaluación de asuntos como planes de inversión, calidad del servicio de los STR y SLD, las pérdidas de energía, el reconocimiento de costos y gastos de AOM y nuevas tecnologías, entre otros.

Se recibió un total de 225 comentarios, con 123 propuestas de ajuste. De la totalidad de comentarios 53 trataron de asuntos de planes de inversión, 52 sobre calidad del servicio, 17 sobre pérdidas de energía y 15 sobre reconocimiento de costos y gastos de AOM, como se muestra en la Tabla 49. Estos comentarios fueron recibidos de un total de 19 interesados que representan a gremios de operadores y consumidores, así como de Operadores de Red y particulares. Se debe señalar que la pluralidad de interesados se ve reflejada también en visiones regionales diferentes, que también plantean diferencias en los distintos mercados y perfiles de los Operadores de Red. La presente sección refleja los temas que recibieron mayor atención por parte de los interesados.

Tabla 49 Comentarios recibidos en respuesta a la Circular CREG 144 de 2025.

No	Tema	No. Comentarios
1.	Inversión	53
2.	Calidad	52
3.	Indexador	2
4.	Calidad de Potencia	1
5.	AOM	15
6.	Periodo Tarifario	1
7.	Energía Reactiva	8
8.	Pérdidas	17
9.	Nuevas Tecnologías	11
10	Remuneración	4

No	Tema	No. Comentarios
11.	Periodo Tarifario	1
12	Respaldo	1
13.	Otros Temas	58
Total		225

En materia de planes de inversión, dentro de los comentarios principales se manifestó que los componentes que constituyen las Unidades Constructivas no reflejan la realidad del mercado y las circunstancias macroeconómicas actuales, las cuáles se han visto afectadas por limitaciones en las cadenas de suministro, crisis en las cadenas logísticas e incrementos en los precios de materiales como acero, cobre o concreto.

Hay gran interés respecto a los tiempos de aprobación y estructuración actual de las Unidades Constructivas. Se señaló que los requisitos, procedimientos y tiempos de procesamiento aprobación de planes de inversión, pueden generar efectos con efectos posteriores a la ejecución de la inversión por parte del Operador de Red, al ser activos necesarios. También se menciona que deben generar criterios unificados para la evaluación y aprobación de planes de inversión por parte de la comisión. Por otro lado, se sugiere aumentar la transparencia en los planes de inversión, mediante la publicación de montos de inversión y mayor seguimiento a la ejecución de dichos planes.

En relación con calidad del servicio, los comentarios reflejan un reconocimiento a la implementación de indicadores como el SAIDI y el SAIFI, que permiten alinear la remuneración con la calidad del servicio prestado. Sin embargo, se sugiere fortalecer el seguimiento riguroso a los indicadores de calidad, para mantener la senda correcta.

Algunos interesados también sugieren evaluar la posibilidad de definir estándares de calidad segmentada, de acuerdo con la densidad de clientes y potencia. Incluso se propone la creación de metas de indisponibilidad según la ubicación de los activos.

Por otro lado, se señala que los eventos de exclusión no reflejan la situación actual del país y se sugiere evaluar y modificar algunas de estas causales, sobre todo las relacionadas con soportes y certificados que justifiquen dichos eventos.

En relación con pérdidas de energía, se señala que el incentivo puede ser más claro en la nueva metodología, incluso estableciendo un incentivo directo de inversión en reducción de pérdidas. También se expresa que la metodología actual, solamente incluye el reconocimiento de pérdidas técnicas, pero las no técnicas no están incluidas, lo cual no refleja la situación real de los Operadores de Red. Se propone evaluar las Causales para la Cancelación de Pérdidas, particularmente a las que se refieren al incumplimiento de metas del plan durante dos periodos de evaluación y la de reincidencia en las causales de incumplimiento del plan, ya que son gravosas para los Operadores.

En relación con reconocimiento de costos y gastos de AOM, los interesados señalaron que la señal regulatoria en materia de activos nuevos y activos existentes no es clara. Por otro lado, se señala que la situación actual del país trae retos en materia jurídica, ambiental y social, que aumentan los costos de las actividades de ejecución de algunos proyectos, por lo cual es necesario realizar ajustes que reflejen dicha realidad.

En relación con Nuevas Tecnologías, los comentarios sugieren la creación de incentivos directos para promover nuevas tecnologías, como micro PMI o la implementación de AMI.

También se sugiere incluir las soluciones de almacenamiento como activos de red y el diseño de tarifas en el contexto de la energía descentralizada.

En el apartado de Otros Temas, los interesados sugieren mayor coordinación y unificación de formatos que permitan entregas de información unificada entre XM, CREG y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios; También se señaló que es necesario regular los esquemas de usuarios aislados dentro de la metodología del SIN y la necesidad de implementación de cargos binomios de distribución, para equilibrar autogeneradores con los demás actores.

3.2 Misión transmisión - UPME

A finales de diciembre de 2024³⁵ la UPME publicó el Plan Maestro de Modernización y Expansión de la Infraestructura de Transmisión Eléctrica, compuesto por dos tomos. En el primero, se incluyó un capítulo denominado *Habilitadores Técnicos, Regulatorios y Normativos* en el cual la entidad identificó diversos desafíos que pueden impactar la continuidad y puesta en operación de proyectos identificados como necesarios para asegurar la capacidad de transporte por la red de transmisión del SIN.

En este capítulo se identificaron aspectos relacionados con nuevas tecnologías como compensadores, bancos de baterías, conductores de alta temperatura y FACTS, así como aspectos relacionados con la flexibilidad y estabilidad del sistema, en relación con la actualización de sistemas de protecciones o sistemas de medición y monitoreo con mayores capacidades.

Además se mencionan también aspectos relacionados con la priorización de proyectos, licencias ambientales, entre otros.

Si bien el documento tiene un enfoque principalmente hacia la transmisión de energía de que trata otra metodología independiente a la que establece las reglas para la remuneración de la actividad de distribución, también le compete a esta última en relación con el STR, así como a las conexiones con el STN que deben estar coordinadas para asegurar la correcta operación del sistema eléctrico.

Adicionalmente, varias de las tecnologías mencionadas pueden tener aplicación tanto en transmisión como en distribución, por lo que es pertinente su revisión.

Tanto las comunicaciones recibidas y la información suministrada en respuesta a la Circular 144 de 2025 como los aspectos identificados por la UPME serán tenidos en cuenta, en el marco de las competencias de la Comisión, como parte de los análisis detallados para la definición de alternativas regulatorias para determinar la propuesta de la nueva metodología para la remuneración de la actividad de distribución, de acuerdo con los requisitos normativos y el procedimiento de análisis de impacto normativo aplicable para las metodologías tarifarias.

³⁵ <https://www.upme.gov.co/simec/energia-electrica/mision-transmision/>

4. PROBLEMA

El presente capítulo parte del diagnóstico detallado de los resultados de la aplicación de la metodología de remuneración de la actividad de distribución, establecida en la Resolución CREG 015 de 2018. Si bien dicho marco regulatorio fue diseñado con los objetivos de incentivar la eficiencia, mejorar la calidad del servicio y promover las inversiones necesarias para la sostenibilidad del sistema, el análisis evidencia que, tras un ciclo de aplicación, persisten desafíos estructurales y han surgido nuevas circunstancias que se deben abordar para la consecución plena de dichos objetivos.

Esta problemática se manifiesta a través de las siguientes señales:

- **Pérdidas de Energía:** A pesar del incentivo de los planes de reducción de pérdidas aprobados, el Índice de Pérdidas Totales del Sistema Interconectado Nacional (SIN) no ha mostrado la mejora esperada, cerrando en 2023 en un valor cercano al 15%, ligeramente deteriorado en comparación al registrado al inicio del periodo regulatorio en 2019. Esto indica que los mecanismos actuales no están generando la tracción suficiente para gestionar eficientemente las pérdidas técnicas y no técnicas.

Así mismo, existe una limitación metodológica para determinar las energías de entrada en los niveles de tensión del SDL, esto se debe a que la infraestructura de medición de las fronteras de distribución no se ha terminado de desplegar en su totalidad.

- **Calidad del Servicio:** Aunque los indicadores agregados de calidad media a nivel nacional (SAIDI y SAIFI) muestran una mejora promedio superior al 40% y los indicadores de calidad individual (DIU y FIU) muestran en promedio una mejora en el percentil 85 de los grupos de calidad, aún existe alta disparidad regional y usuarios con niveles de calidad deficientes, por lo que se considera que existe aún espacio de mejora en la mayoría de los mercados, principalmente en cuanto a la dispersión de los niveles de calidad de usuarios que pertenecen a un mismo grupo de calidad y las brechas que existen entre las zonas urbanas y las rurales.
- **Inversión:** Si bien el volumen de inversión ejecutado aumentó en comparación con el periodo tarifario anterior, con un promedio superior al 4% anual, su distribución es heterogénea. Algunos Operadores de Red presentan niveles anuales de inversión promedio insuficientes (inferiores al 2%), lo que compromete la reposición y expansión de la red.

En cuanto al envejecimiento de los activos el comportamiento fue heterogéneo, en donde resalta la modernización de los centros de control y equipos de subestación, como el envejecimiento de los transformadores de potencia y equipos de control y comunicaciones, lo cual representa un riesgo para la confiabilidad futura del sistema.

Por otra parte, se requiere realizar una revisión al mecanismo de incentivos por la ejecución de inversiones en función del reconocimiento de pérdidas adicionales para garantizar una mejor simetría en la remuneración.

- **AOM:** La metodología actual remunera los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) a partir de una línea base histórica, sin incorporar incentivos directos a la eficiencia en el gasto. Adicionalmente, la remuneración de AOM adicional por nuevas inversiones genera un riesgo latente de reconocer costos asociados a

conceptos distintos que no son propios de los gastos en la actividad de distribución, erosionando la eficiencia del esquema.

El reporte de la información de gastos se debe optimizar con el fin de facilitar el seguimiento transparente y fluido de estos.

- **Transporte de Energía Reactiva:** El esquema para controlar el transporte de energía reactiva en exceso, basado en el "factor M", ha demostrado ser insuficiente. La reincidencia de esta condición en más del 20% de los usuarios para el 57% de los mercados evidencia que el incentivo no logró corregir la conducta de manera efectiva, generando ineficiencias técnicas y costos para el sistema.
- **Otros aspectos sobre Inversiones:** La metodología actual puede presentar oportunidades de mejora en el reconocimiento de activos que, si bien son necesarios para la operación, no constituyen Unidades Constructivas (UC) eléctricas. Específicamente:
 - ❖ **Reconocimiento de Activos No Eléctricos:** La base de activos no eléctricos se definió como un porcentaje fijo sobre la Base Regulatoria de Activos Eléctricos (BRAE), por lo que transcurrido el presente periodo tarifario es pertinente revisar los criterios de su reconocimiento.
 - ❖ **Reconocimiento de Terrenos:** El valor de los terrenos actualmente se determina con base en valores catastrales y áreas típicas predefinidas para ciertas UC, donde las áreas estándar podrían no corresponder a las condiciones reales, lo que hace pertinente revisar el mecanismo para su remuneración.
- **Barreras Regulatorias a la Modernización y Transición Energética:** El marco vigente presenta rigideces que pueden obstaculizar el despliegue de nuevas tecnologías y modelos de negocio, tales como los Recursos Energéticos Distribuidos, las Comunidades Energéticas y la masificación de la Infraestructura de Medición Avanzada.
- **Heterogeneidad Estructural de los Mercados:** Como hallazgo transversal, el diagnóstico revela una marcada heterogeneidad entre los mercados de comercialización que va más allá de su tamaño. Esta disparidad, ya evidenciada en los análisis específicos de calidad del servicio (notable disparidad regional), inversión (niveles heterogéneos entre mercados) y pérdidas (estancamiento a nivel nacional que oculta realidades divergentes), constituye una situación que se debe abordar.

Esto a su vez sugiere que un enfoque regulatorio homogéneo puede que no sea óptimo, al no reconocer las distintas realidades operativas, geográficas y socioeconómicas de cada mercado. La regulación vigente podría estar imponiendo exigencias elevadas para unos y poco ambiciosas para otros, limitando la eficiencia global del esquema.

En este sentido, los temas de estudio que hagan parte del proceso de actualización de la presente metodología deben considerar, como parte del análisis, los aspectos que resulten relevantes asociados a la diversidad del país, como parte de la propuesta resultante, que, manteniendo su carácter general, englobe estos aspectos particulares que hacen parte inherente de la prestación del servicio de energía eléctrica y de la actividad de distribución.

- **Mecanismos para captar factores exógenos:** La existencia de factores exógenos que inciden de manera directa sobre el desempeño de las empresas tales como: condiciones geográficas y ambientales, alta densidad de vegetación, complejidades en el acceso, situaciones de orden público, entre otros, requieren ser revisados para buscar alternativas que permitan abordar estos factores a través de diseños de esquemas diferenciados con el fin de reconocer las necesidades reales a quienes operan en entornos más complejos.
- **Calidad de la Potencia:** Si bien la regulación define criterios sobre la calidad de la potencia, actualmente la metodología de distribución no contiene directamente aspectos relacionados con el tema, teniendo en cuenta que las perturbaciones momentáneas en las ondas de tensión y corriente pueden ser percibidas como calidad deficiente por parte de los usuarios.

4.1 Justificación

La necesidad de ajustar la metodología se justifica por la persistencia de los problemas descritos que pueden generar efectos adversos sobre el funcionamiento eficiente de la actividad de distribución de energía. Las principales razones se exponen a continuación:

- **Impacto Económico sobre el Usuario Final:** La ineficiencia en la gestión de pérdidas y en los gastos de AOM se traduce directamente en un costo mayor de la prestación del servicio, que es trasladado vía tarifa a los usuarios finales, afectando la competitividad del país y la economía de los hogares.
- **Calidad de Vida y la Productividad:** Las deficiencias en la calidad del servicio, especialmente en las zonas más rezagadas, impactan negativamente la calidad de vida de los ciudadanos e imponen costos a la actividad productiva y comercial por interrupciones no programadas.
- **Confiabilidad y Seguridad del Sistema:** El envejecimiento de activos y una inversión insuficiente amenazan la sostenibilidad y confiabilidad a largo plazo de la infraestructura de distribución, incrementando el riesgo de fallas de mayor escala.
- **Posibles Barreras para la Transición Energética:** Un marco regulatorio que no facilita activamente la integración de nuevas tecnologías retrasa los beneficios asociados a la descarbonización, la digitalización y la democratización del sector energético, contraviniendo los objetivos de política pública nacional.

4.2 Causas y consecuencias

TEMA	CAUSA	CONSECUENCIA
Pérdidas	Declaratoria de emergencia ambiental y sanitaria ocasionada por el COVID-19.	La situación económica de la ciudadanía incentivó un aumento de las pérdidas no técnicas. Asimismo las restricciones de acceso por las reglas de

TEMA	CAUSA	CONSECUENCIA
		aislamiento dificultaron actividades de medición, corrección de situaciones ilegales y demás gestión por parte de las empresas.
	Decisión de las empresas de reducir inversiones, para algunos mercados.	Menor ejecución de proyectos de reposición y expansión del sistema.
	Eficacia baja de algunas acciones tomadas por las empresas para la gestión de pérdidas no técnicas.	Incumplimiento de metas anuales de reducción de pérdidas.
	No se cuenta con la totalidad de fronteras de distribución para determinar las pérdidas reales y reconocidas con mayor exactitud.	Los índices calculados no necesariamente reflejan la realidad de las empresas.
Inversiones	Flujo de caja insuficiente para ejecutar inversiones (Res. 167 de 2020 dio más flujo de caja, remuneración de inversiones anticipadas, incentivos calidad servicio, energía reactiva, compartición infraestructura)	Deterioro en la calidad del servicio percibida por los usuarios y en las pérdidas de energía del sistema.
	Cruce de cuentas entre actividades (Opción tarifaria, compras de energía, falta de pago de subsidios)	Flujo de caja insuficiente para la actividad de distribución, causado por deudas asociadas a la actividad de comercialización.
Calidad del servicio	Dispersión de usuarios	Algunos usuarios en cola de circuito o en zonas de alta dispersión están recibiendo una calidad que no cumple con los límites regulatorios establecidos. Los usuarios en estas zonas perciben una calidad del servicio insuficiente, a pesar de que las empresas cumplen

TEMA	CAUSA	CONSECUENCIA
		con los indicadores individuales garantizados por grupo de calidad.
	Dificultad de verificación de las causas de exclusión de eventos. (Fuerza mayor, caso fortuito, causa extraña) Falta aclarar y mejorar criterios y pruebas para su reconocimiento.	Se presentan dificultades para contar con los soportes de las exclusiones, lo cual afecta la transparencia de los indicadores y la eficacia del esquema de incentivos y compensaciones.
Calidad de la potencia	La regulación no contempla límites ni esquemas de incentivos para las perturbaciones momentáneas en las señales de tensión y corriente (que se excluyen actualmente de los indicadores de continuidad)	Perturbaciones momentáneas contribuyen a una baja percepción de la calidad por parte de los usuarios.

4.3 Actores Involucrados

En el ejercicio del diagnóstico se han logrado identificar los siguientes actores involucrados en esta problemática, estos son:

- **Usuarios:** Residenciales, comerciales, industriales y oficiales, quienes son los receptores finales del servicio.
- **Operadores de Red (OR):** Empresas encargadas de la planificación, inversión, operación y mantenimiento de las redes de distribución, y principales sujetos de la regulación.
- **Comercializadores de energía eléctrica:** Empresas encargadas de la intermediación comercial entre los agentes que prestan los servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica y los usuarios de dichos servicios.
- **Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG):** Entidad responsable del diseño, ajuste y supervisión del marco regulatorio.
- **Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD):** Entidad encargada de la vigilancia y control sobre la prestación del servicio.
- **Otras Entidades del Gobierno Nacional:** Principalmente el Ministerio de Minas y Energía, el Departamento Nacional de Planeación y la Unidad de Planeación Minero - Energética (UPME), quienes definen la política energética del país.

- **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
- **Nuevos Actores del Mercado:** Propietarios de recursos energéticos distribuidos, comunidades energéticas, proveedores de tecnología (AMI, almacenamiento) y otros actores emergentes que buscan participar en el mercado.

5. OBJETIVOS

A partir del ejercicio realizado en el diagnóstico y la caracterización del problema se definieron los siguientes objetivos que permitirán identificar oportunidades y proponer mejoras para optimizar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica:

5.1 Inversión:

- Evaluar los criterios y mecanismos para el reconocimiento y valoración de activos, tanto para las unidades constructivas definidas en la regulación vigente y las especiales, como terrenos y activos no eléctricos, identificando áreas de mejora para asegurar una remuneración más precisa y ajustada a la realidad operativa del sector.
- Revisar y ajustar los esquemas actuales de incentivos a la inversión, especialmente aquellos relacionados con pérdidas adicionales, buscando mecanismos que garanticen una adecuada correspondencia entre la inversión y los incentivos.
- Desarrollar alternativas para optimizar el reporte y seguimiento de información regulatoria sobre inversiones, facilitando la transparencia, eficiencia y la toma de decisiones informadas.

5.2 Calidad del Servicio (SDL y STR):

- Evaluar la pertinencia de ajustar las exigencias de disponibilidad del Sistema de Transmisión Regional (STR) y revisar alternativas para estimar la Energía No Suministrada (ENS).
- Proponer ajustes a los esquemas de incentivos actuales y a los criterios para la definición de exigencias y valores de referencia, con el objetivo de continuar reduciendo la dispersión regional y alcanzar mejoras homogéneas y sostenidas en la calidad del servicio del SDL con criterios de eficiencia técnica y económica.
- Identificar alternativas para optimizar el reporte de información sobre calidad del servicio, mejorando los criterios para la verificación de los eventos y causas excluibles.

5.3 Administración, Operación y Mantenimiento (AOM):

- Encontrar alternativas al modelo actual de eficiencia en la remuneración de los gastos AOM, incorporando incentivos directos a la eficiencia del gasto.

- Analizar la viabilidad de utilizar un modelo simplificado para la remuneración de los gastos de AOM.
- Revisar alternativas para optimizar el reporte y seguimiento de información sobre los gastos AOM, promoviendo una gestión más eficiente y transparente.

5.4 Pérdidas de Energía:

- Identificar y evaluar alternativas relacionadas con la gestión de pérdidas de energía y su remuneración.
- Explorar nuevos mecanismos para acelerar el despliegue de las fronteras de distribución faltantes.

5.5 Energía Reactiva:

- Revisar el esquema de incentivos vigente, incluyendo una verificación del “factor M”, para reducir eficazmente el transporte de energía reactiva en exceso.
- Establecer mecanismos para un mejor seguimiento del transporte de energía reactiva por tipo de usuario y evaluar el impacto del Decreto 0929 del 2023 en el sistema.
- Analizar la posibilidad de actualizar los criterios para la destinación de los ingresos obtenidos por el cobro de transporte de energía reactiva en exceso y optimizar la integridad y consistencia de la información reportada.

5.6 Cargo por Respaldo:

- Revisar las reglas para la determinación del costo por respaldo y los criterios para la suscripción de contratos de respaldo con el fin de evitar barreras para la implementación de los recursos renovables.
- Evaluar métodos para calcular el cargo por respaldo, considerando el tipo de fuente utilizada y periodos horarios específicos.
- Analizar la posibilidad de adoptar tarifas binomias como alternativa para reflejar de mejor manera la asignación de costos en el sistema.

5.7 Evaluación de cargos horarios:

- Analizar la pertinencia de mantener las reglas de la Resolución CREG 015 de 2018 hasta que puedan ser aplicadas, con el objeto de conocer el impacto de su aplicación, o de actualizarlas con una nueva propuesta.

5.8 Calidad de la Potencia:

- Evaluar alternativas para incorporar aspectos de calidad de la potencia dentro de la metodología de remuneración de la actividad de distribución
- Analizar la posibilidad de incorporar esquemas de incentivos asociados a la calidad de la potencia.

5.9 Impulso a la transición energética:

- Revisar y proponer medidas de ajuste en el marco regulatorio actual, para armonizar la incorporación efectiva de nuevas tecnologías, Recursos Energéticos Distribuidos, Comunidades Energéticas e Infraestructura de Medición Avanzada.

5.10 Heterogeneidad Estructural de los Mercados:

- Revisar alternativas para incorporar criterios diferenciales dentro del marco regulatorio general que permita abordar efectivamente las particularidades de cada mercado.
- Evaluar la viabilidad de esquemas diferenciados para reconocer adecuadamente factores exógenos que puedan afectar el desempeño de los Operadores de Red, tales como condiciones geográficas, ambientales y socioeconómicas, dificultad de acceso y situaciones de orden público, entre otros, enmarcados dentro de la aplicación de los criterios tarifarios definidos en la Ley.

6. ANEXOS

6.1 Inversiones por OR – Reportes al LAC

Tabla 50 Inversión anual promedio por OR durante el periodo 2008-2017. Valores en miles de millones de COP. Fuente: CREG

MERCADO	CRII - CRINR + CRIFO (COP Dic 2007)	CRII + CRIN (COP Dic 2007)	Delta (COP Dic 2007)	Inversión anual (COP Dic 2017)	CRR (COP Dic 2017)	Xr,t (%)
GUAVIARE	46	45	(0.82)	(0.11)	61	-0.18%
SIBUNDOY	11	11	0.12	0.02	15	0.11%
CARIBEMAR	2,360	2,693	332	35	3,681	0.95%
CALDAS	985	1,134	149	19	1,562	1.19%
QUINDÍO	289	336	47	6	459	1.28%
CALI	943	1,081	138	19	1,479	1.28%
VALLE	1,334	1,573	239	33	2,150	1.52%
CARTAGO	40	49	9	1.1	66	1.60%
AIR-E	1,500	1,896	396	42	2,593	1.61%
CHOCÓ	118	142	24	3	198	1.66%
BOG - CUND	5,544	6,857	1,313	163	9,375	1.74%
NARIÑO	499	612	114	16	837	1.86%
TULUÁ	88	110	22	3	150	2.00%
HUILA	578	725	147	20	991	2.03%
ARAUCA	267	348	81	10	476	2.13%
PEREIRA	197	263	66	8	360	2.28%
BAJO PUTUMAYO	60	82	22	3	113	2.43%
N. SANTANDER	765	1,052	286	36	1,438	2.47%
ANTIOQUIA	3,944	5,452	1,509	188	7,454	2.52%
CAUCA	563	761	198	27	1,041	2.61%
BOYACÁ	734	996	262	36	1,362	2.63%
TOLIMA	801	1,107	306	42	1,513	2.76%
SANTANDER	1,252	1,811	559	69	2,477	2.81%
CAQUETÁ	123	185	62	8	253	3.06%
META	413	662	250	31	906	3.43%
PUTUMAYO	30	53	23	3	73	4.01%
RUITOQUE	3.4	9.6	6.2	0.8	13.1	5.90%
CASANARE	160	481	321	40	657	6.06%
POPAYÁN	1.4	4.4	3.0	0.4	6.0	6.82%

Tabla 51. Inversiones ejecutadas por OR. Valores en miles de millones de COP dic-2017. Fuente: CREG, LAC³⁶.

MERCADO	CRR	2008-2017	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Variación
BOG - CUND	9,375	163	575	377	431	495	501	458	
ANTIOQUIA	7,454	188	221	296	342	360	424	475	
CARIBEMAR	3,681	35	35	35	271	262	292	283	
AIR-E	2,593	42	42	42	327	188	81	32	
SANTANDER	2,477	69	156	135	151	179	144	107	
VALLE	2,150	33	142	124	154	118	176	93	
CALDAS	1,562	19	62	41	47	37	30	33	
TOLIMA	1,513	42	122	126	158	119	121	86	
CALI	1,479	19	42	37	85	20	90	13	
NORTE DE SANTANDER	1,362	36	73	68	69	64	88	62	
BOYACÁ	1,362	36	173	99	87	83	124	114	
CAUCA	1,041	27	28	48	25	47	42	43	
HUILA	992	20	25	17	24	34	40	11	
META	906	31	53	64	16	27	19	29	
NARIÑO	837	16	16	19	26	21	15	19	
CASANARE	657	40	-	4	5	5	32	7	
ARAUCA	476	10	25	13	7	7	5	4	
QUINDÍO	360	6	22	25	27	19	36	34	
PEREIRA	360	8	15	16	15	14	13	17	
CAQUETÁ	253	8	14	9	1	7	30	16	
CHOCÓ	198	3	5	4	6	3	2	4	
TULUÁ	150	3	7	7	8	2	2	2	
BAJO PUTUMAYO	113	3	1	10	1	1	2	2	
PUTUMAYO	113	3	4	5	6	3	4	4	
CARTAGO	66	1	13	0.5	5	6	7	5	
GUAVIARE	61	-0.1	-	1	0.4	2	3	2	
SIBUNDOY	61	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	
RUITOQUE	13	0.8	-	4	0.2	-	0.5	1	
POPAYÁN	6	0.4	-	-	1.3	0.2	0.6	0.6	
PAÍS	41,670	860	1,870	1,626	2,293	2,123	2,324	2,024	

³⁶ Los valores indicados en negrilla para los años 2019, 2020 y 2021 fueron tomados de la información reportada por algunos OR al LAC.

Tabla 52. Nivel de inversión por OR. Valores en miles de millones de COP dic-2017. Fuente: CREG, LAC.

MERCADO	CRR	2008-2017	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Variación
BOG - CUND	9,375	1.7%	6.1%	4.0%	4.6%	5.3%	5.3%	4.9%	
ANTIOQUIA	7,454	2.5%	3.0%	4.0%	4.6%	4.8%	5.7%	6.4%	
CARIBEMAR	3,681	0.9%	0.9%	0.9%	7.4%	7.1%	7.9%	7.7%	
AIR-E	2,593	1.6%	1.6%	1.6%	12.6%	7.3%	3.1%	1.3%	
SANTANDER	2,477	2.8%	6.3%	5.4%	6.1%	7.2%	5.8%	4.3%	
VALLE	2,150	1.5%	6.6%	5.8%	7.1%	5.5%	8.2%	4.3%	
CALDAS	1,562	1.2%	3.9%	2.7%	3.0%	2.4%	1.9%	2.1%	
TOLIMA	1,513	2.8%	8.0%	8.4%	10.4%	7.9%	8.0%	5.7%	
CALI	1,479	1.3%	2.8%	2.5%	5.7%	1.3%	6.1%	0.9%	
NORTE DE SANTANDER	1,362	2.6%	5.4%	5.0%	5.0%	4.7%	6.5%	4.5%	
BOYACÁ	1,362	2.6%	12.7%	7.3%	6.4%	6.1%	9.1%	8.4%	
CAUCA	1,041	2.6%	2.6%	4.6%	2.4%	4.5%	4.0%	4.1%	
HUILA	992	2.0%	2.5%	1.7%	2.4%	3.4%	4.0%	1.1%	
META	906	3.4%	5.9%	7.1%	1.7%	3.0%	2.1%	3.2%	
NARIÑO	837	1.9%	2.0%	2.2%	3.1%	2.5%	1.8%	2.3%	
CASANARE	657	6.1%	-	0.6%	0.7%	0.8%	4.9%	1.1%	
ARAUCA	476	2.1%	5.1%	2.7%	1.5%	1.6%	1.0%	0.9%	
QUINDÍO	360	1.6%	6.1%	6.8%	7.4%	5.3%	10.0%	9.6%	
PEREIRA	360	2.3%	4.3%	4.5%	4.3%	3.8%	3.5%	4.7%	
CAQUETÁ	253	3.1%	5.6%	3.6%	0.2%	2.8%	11.9%	6.4%	
CHOCÓ	198	1.7%	2.6%	1.9%	3.1%	1.6%	0.8%	2.0%	
TULUÁ	150	2.0%	4.4%	4.3%	5.2%	1.1%	1.7%	1.2%	
BAJO PUTUMAYO	113	2.4%	0.5%	9.0%	0.9%	0.5%	1.7%	1.7%	
PUTUMAYO	113	2.6%	3.6%	4.8%	5.2%	2.6%	3.2%	3.5%	
CARTAGO	66	1.6%	20.3%	0.7%	6.8%	9.2%	10.3%	7.3%	
GUAVIARE	61	-0.2%	-	1.4%	0.6%	3.3%	4.5%	4.0%	
SIBUNDOY	61	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%	
RUITOQUE	13	5.9%	-	34.0%	1.4%	0.0%	3.7%	4.6%	
POPAYÁN	6	6.8%	-	-	21.7%	2.7%	10.4%	10.1%	
PAÍS	41,670	2.1%	4.5%	3.9%	5.5%	5.1%	5.6%	4.9%	

6.2 Inversiones por OR – Inventarios de activos

Tal como se menciona en los numerales 2.3.2 y 2.3.3 del documento, fue necesario aplicar varios criterios para la selección y depuración de la información reportada por los OR en los informes de ejecución. Algunos de los criterios utilizados para depuración corresponden principalmente a:

- Registros que reportaron de forma incorrecta el Identificador Único de Activo, IUA, en los formatos INVA e INVTR por año.
- Registros que no pudieron ser cruzados entre INVA e INVTR por año a través del IUA e IUA ajustado para BRAE reportado.
- Registros con campos vacíos, con errores o mal diligenciados (nivel de tensión, categoría de activo, tipo de inversión, fracción costo, porcentaje de uso, año de entrada en operación).
- Para la ejecución de inversiones, en algunos casos se hizo uso del INVA aprobado en resoluciones CREG como base de información.

A continuación, se presentan las inversiones ejecutadas discriminadas por mercado, año, nivel de tensión y tipo de inversión para el periodo 2018-2023.

Si bien el primer año del plan de inversiones fue 2019, se muestran también las inversiones de las empresas que incluyeron lo ejecutado durante 2018 como parte del primer año del plan, con base en el artículo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018.

Tabla 53 Inversiones (millones COP dic-2017) ejecutadas por año y mercado según inventarios periodo 2018-2023.
Fuente: CREG

MERCADO	Año						Total general OR
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
CARIBE MAR	-	-	-	253.200	206.898	224.509	684.606
AIR-E	-	-	-	278.460	171.076	80.771	530.307
CAQUETA	-	-	12.641	11.201	12.612	18.898	55.351
NARIÑO	84.954	21.986	31.012	30.408	6.856	12.462	187.677
VALLE	35.057	126.252	122.856	147.914	65.000	107.944	605.023
N. SANTANDER	-	6.415	117.546	60.060	61.168	91.869	337.059
CAUCA	-	23.902	59.818	29.008	81.003	40.185	233.918
TULUÁ	3.923	6.537	3.900	7.499	1.554	3.372	26.786
CALDAS	-	53.281	38.186	45.552	38.168	32.976	208.163
CHOCÓ	-	3.032	513	3.278	3.299	1.207	11.329
BOYACÁ	73.420	159.406	113.130	128.771	81.508	323.388	879.624
QUINDÍO	-	7.410	8.922	3.687	690	34.691	55.400
BAJO PUTUMAYO	-	3.023	25.462	922	594	4.598	34.599
PEREIRA	-	14.060	10.055	10.337	9.240	18.827	62.518
HUILA	-	28.239	6.667	15.843	33.389	36.990	121.128
CALI	3.773	4.466	103.717	88.695	79.036	15.580	295.267
CARTAGO	-	13.954	405	4.448	3.145	6.819	28.770
POPAYÁN	178	267	65	1.001	-	469	1.981
SIBUNDOY	-	-	151	464	328	41	985
META	-	42.499	6.455	1.531	884	6.543	57.911
BOG - CUND	-	517.166	406.669	372.162	467.959	462.507	2.226.462
ARAUCA	-	11.586	9.970	5.067	4.473	6.452	37.547
CASANARE	-	-	4.034	5.672	5.183	25.636	40.524
ANTIOQUÍA	-	200.871	287.689	314.018	342.897	379.037	1.524.512
SANTANDER	-	130.168	123.310	30.396	160.445	132.959	577.278
GUAVIARE	-	-	598	182	470	158	1.407
PUTUMAYO	-	3.456	3.756	3.968	32.174	2.794	46.148
RUITOQUE	-	6.315	615	-	-	330	7.260
TOLIMA	61.828	119.090	108.181	152.696	82.383	102.398	626.577
Total Año	263.133	1.503.380	1.606.323	2.006.436	1.952.433	2.174.411	9.506.116

Tabla 54 Inversiones (millones COP dic-2017) ejecutadas por mercado y nivel de tensión según inventarios periodo 2018-2023. Fuente: CREG

MERCADO	Nivel de tensión					Total general
	0	1	2	3	4	
CARIBE MAR	26.910	85.271	344.082	126.192	102.152	684.606
AIR-E	67.940	86.473	246.244	45.853	83.797	530.307
CAQUETA	15.789	2.317	14.379	15.845	7.021	55.351
NARIÑO	450	19.178	40.194	74.743	53.113	187.677
VALLE	66.079	68.280	205.373	144.272	121.019	605.023
N. SANTANDER	6.997	121.508	126.661	52.662	29.231	337.059
CAUCA	21.141	122.240	47.204	34.920	8.412	233.918
TULUÁ	3.554	3.426	14.278	4.885	642	26.786
CALDAS	13.717	70.641	56.810	21.576	45.419	208.163
CHOCÓ	-	2.776	5.457	261	2.835	11.329
BOYACÁ	63.915	271.934	118.481	71.221	354.072	879.624
QUINDÍO	1.932	9.523	21.264	10.404	12.277	55.400
BAJO PUTUMAYO	24.965	3.541	5.894	200	-	34.599
PEREIRA	3.422	18.324	27.231	7.368	6.173	62.518
HUILA	8.500	27.174	70.484	10.790	4.180	121.128
CALI	8.499	17.269	85.429	57.433	126.636	295.267
CARTAGO	14.066	2.286	3.550	5.534	3.334	28.770
POPAYÁN	-	610	935	436	-	1.981
SIBUNDOY	-	163	822	-	-	985
META	848	5.875	3.317	8.327	39.544	57.911
BOG - CUND	77.188	301.270	1.257.552	263.107	327.345	2.226.462
ARAUCA	435	9.389	20.268	6.911	544	37.547
CASANARE	96	4.260	7.182	4.414	24.572	40.524
ANTIOQUÍA	82.734	417.034	722.062	119.404	183.278	1.524.512
SANTANDER	11.552	148.288	204.743	54.015	158.679	577.278
GUAVIARE	-	158	823	403	24	1.407
PUTUMAYO	816	7.814	6.485	5.251	25.783	46.148
RUITOQUE	3.306	1.069	2.885	-	-	7.260
TOLIMA	20.759	177.485	193.070	151.115	84.148	626.577
Total NT	545.609	2.005.574	3.853.159	1.297.541	1.804.232	9.506.116

Tabla 55 Inversiones (millones COP dic-2017) por categoría de activo ejecutadas por mercado según reportes de ejecución periodo 2018-2023. Fuente: CREG

MERCADO	Bahías y celdas	Centro de control	Comp. reactiva	Equipos de control y com.	Equipos de línea	Equipos de S/E	Líneas aéreas	Líneas subt.	Otros activos S/E	Redes de dist.	Transf. de dist.	Transf. de potencia	Total general
CARIBE MAR	74.579	23.518	794	22.622	71.475	10.762	288.480	26.553	22.222	31.615	53.656	58.331	684.606
AIR-E	71.129	65.762	1.753	24.511	25.493	14.818	155.312	28.818	19.347	9.754	76.719	36.891	530.307
CAQUETA	6.785	15.639	-	4.846	2.395	1.027	14.431	143	1.796	1.010	1.306	5.973	55.351
NARIÑO	40.326	407	-	5.485	4.876	2.273	78.645	-	10.457	13.620	5.558	26.031	187.677
VALLE	129.113	62.376	790	24.891	49.744	14.035	154.946	19.216	24.124	29.519	38.761	57.508	605.023
N. SANTANDER	22.198	6.394	158	10.760	21.327	2.029	139.773	1.302	2.798	104.956	16.552	8.813	337.059
CAUCA	7.859	20.840	-	6.520	22.574	2.129	40.262	2.333	640	90.359	31.881	8.519	233.918
TULUÁ	1.443	3.494	-	324	6.351	100	10.544	453	252	1.439	1.987	398	26.786
CALDAS	20.465	13.446	-	14.850	7.003	3.367	46.337	4.619	3.373	50.700	19.942	24.060	208.163
CHOCÓ	185	-	-	822	1.350	-	5.991	-	-	994	1.782	206	11.329
BOYACÁ	106.131	20.144	-	33.464	43.278	10.608	226.060	6.549	152.601	251.567	20.367	8.856	879.624
QUINDÍO	3.680	1.842	-	4.664	6.555	801	9.538	3.170	417	7.074	2.450	15.210	55.400
BAJO PUTUMAYO	1.508	24.503	-	-	1.937	100	2.128	-	882	1.724	1.817	-	34.599
PEREIRA	1.873	3.422	-	6.133	1.996	1.334	21.516	4.970	-	12.240	6.084	2.951	62.518
HUILA	2.764	8.500	-	180	54.867	58	21.959	1.112	16	12.285	14.889	4.497	121.128
CALI	87.953	7.626	-	9.442	3.969	3.245	90.790	23.581	17.177	2.520	14.749	34.215	295.267
CARTAGO	783	14.066	-	646	849	73	4.246	685	-	1.435	851	5.136	28.770
POPAYÁN	298	-	-	74	282	93	545	79	-	262	348	-	1.981
SIBUNDOY	-	-	-	-	-	-	822	-	-	163	-	-	985
META	13.390	848	-	2.282	3.017	1.863	-	-	4.149	-	5.875	26.487	57.911
BOG - CUND	162.115	64.825	-	47.576	142.521	41.518	431.520	844.982	92.202	100.737	200.532	97.933	2.226.462
ARAUCA	733	435	-	377	1.793	142	21.382	7	39	2.073	7.316	3.251	37.547
CASANARE	1.146	96	-	201	828	70	30.452	569	757	1.756	2.503	2.145	40.524
ANTIOQUÍA	79.912	61.422	-	65.100	101.706	7.826	592.743	64.235	37.275	252.560	164.474	97.259	1.524.512
SANTANDER	61.151	10.750	-	26.302	51.860	6.616	183.340	15.689	4.503	98.214	50.074	68.778	577.278
GUAVIARE	-	-	-	509	530	89	122	-	-	158	-	-	1.407

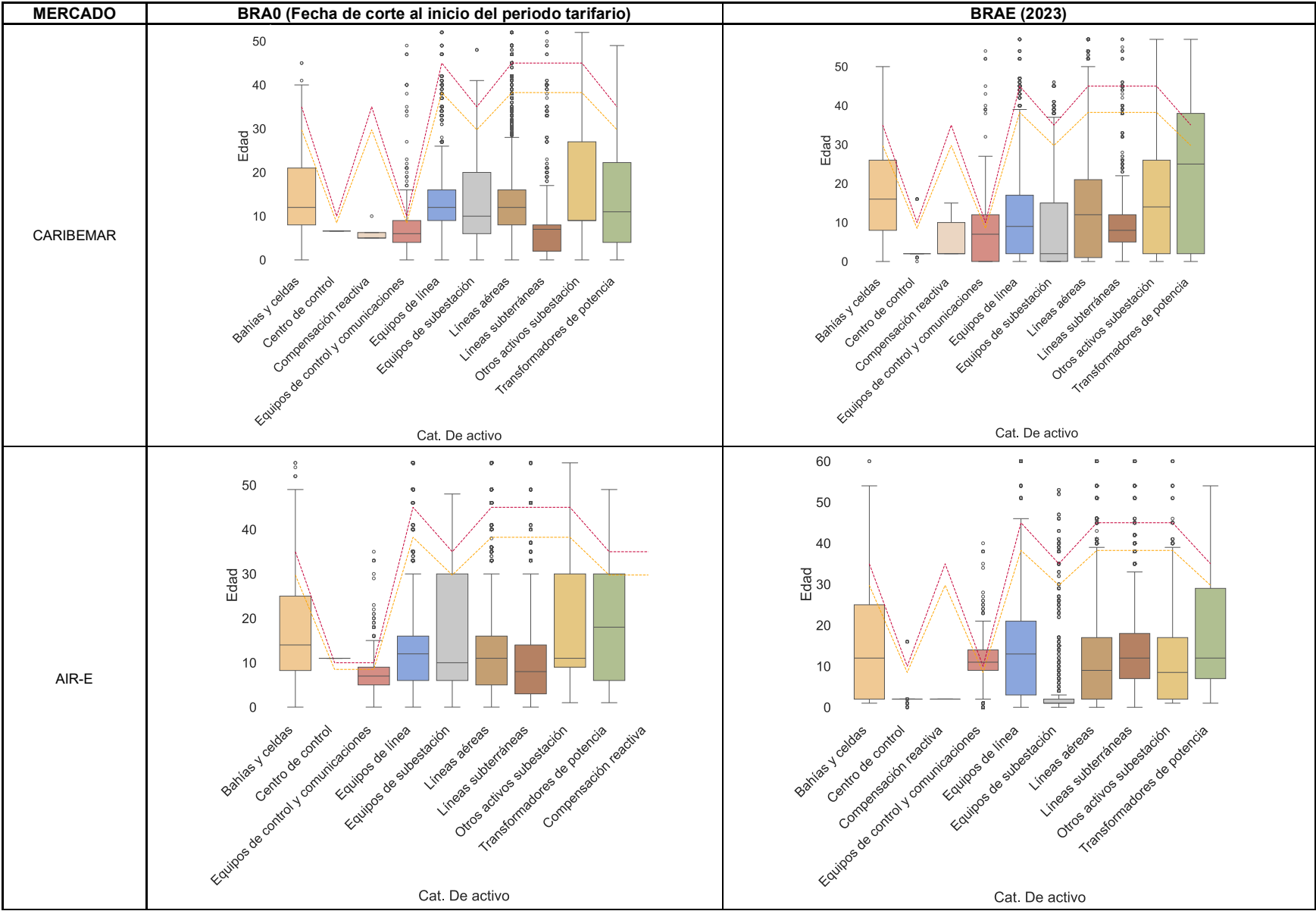
MERCADO	Bahías y celdas	Centro de control	Comp. reactiva	Equipos de control y com.	Equipos de línea	Equipos de S/E	Líneas aéreas	Líneas subt.	Otros activos S/E	Redes de dist.	Transf. de dist.	Transf. de potencia	Total general
PUTUMAYO	21.755	73	-	4.316	979	621	3.061	-	2.917	3.197	4.617	4.612	46.148
RUITOQUE	201	3.306	-	-	5	133	-	2.546	-	-	1.069	-	7.260
TOLIMA	113.652	17.487	-	30.923	58.954	6.263	130.546	26.183	20.464	96.941	80.543	44.618	626.577
Total Cat. Activo	1.033.123	451.221	3.494	347.821	688.516	131.993	2.705.493	1.077.794	418.409	1.178.870	826.704	642.678	9.506.116

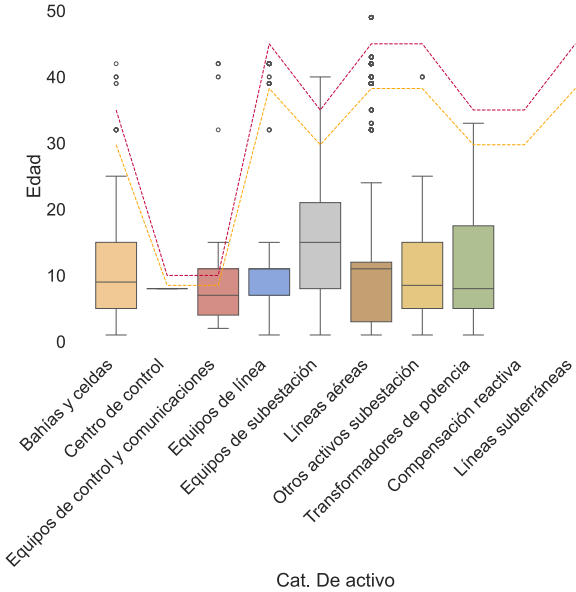
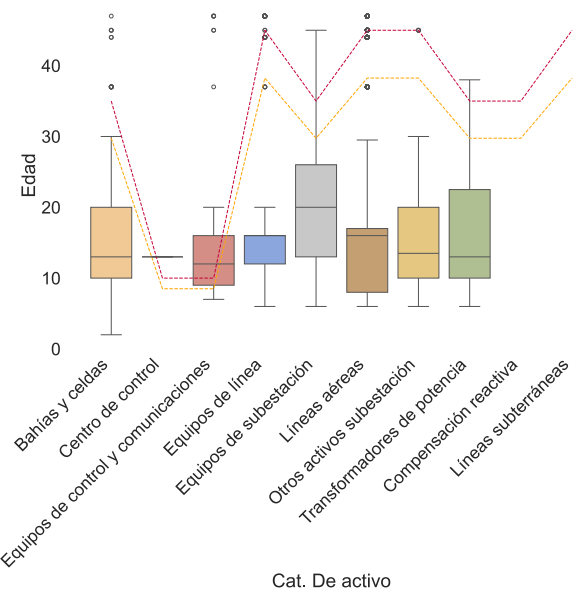
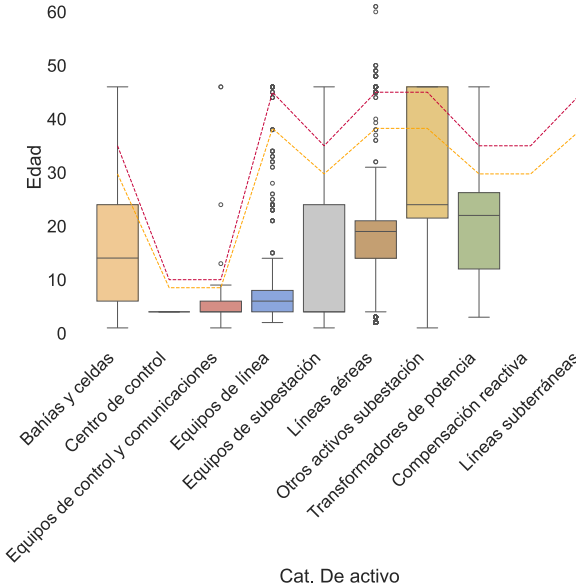
6.3 Antigüedad de activos por mercado

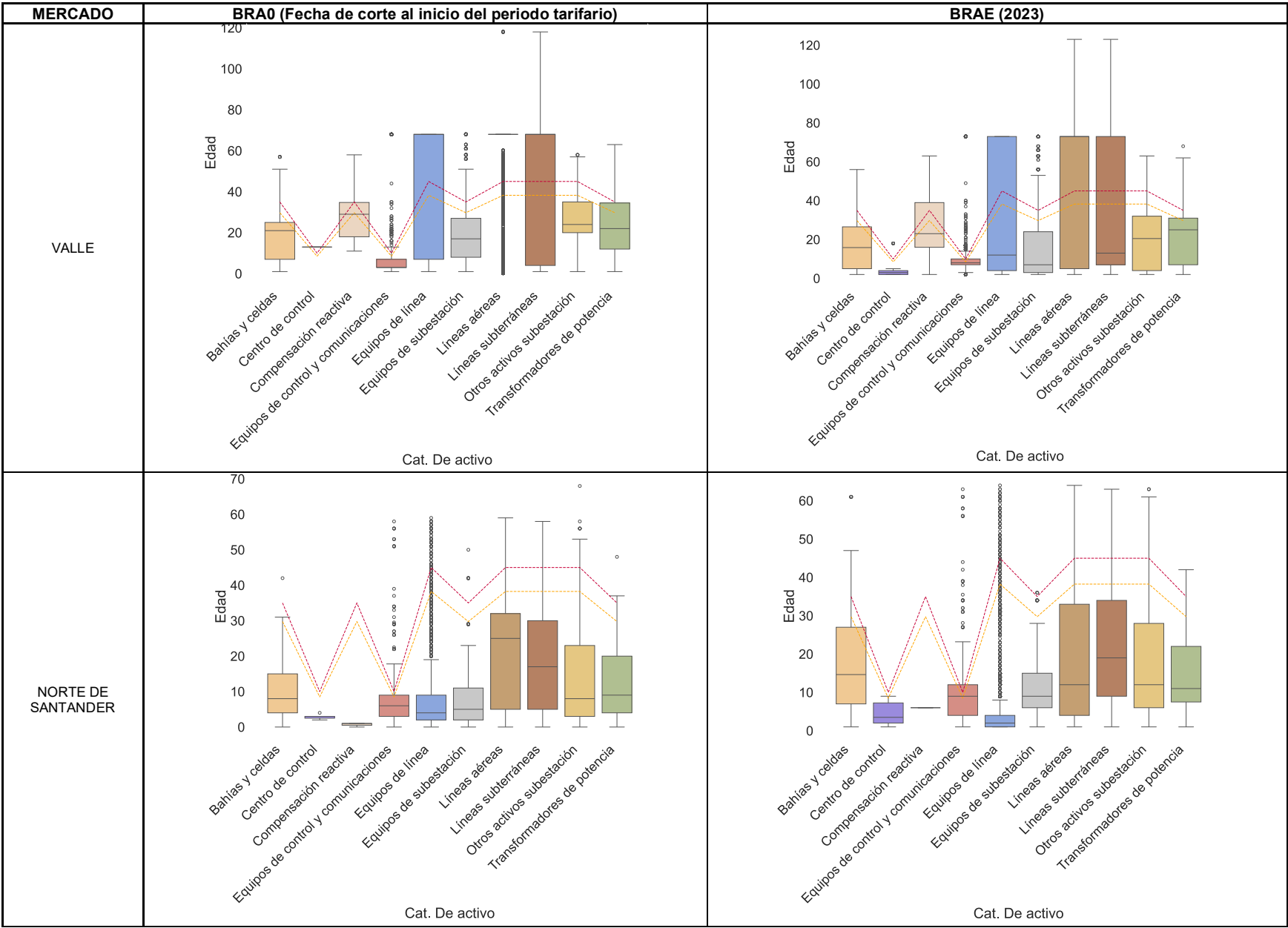
A continuación, se presenta un resumen de la antigüedad de activos por mercado de comercialización, al inicio del periodo tarifario y al final del año 2023. A raíz de los criterios mencionados en la sección de análisis de antigüedad de activos los siguientes OR no contaron con información suficiente para hacer los respectivos análisis a corte de 2023 y solo se presenta la información para el inicio del periodo tarifario:

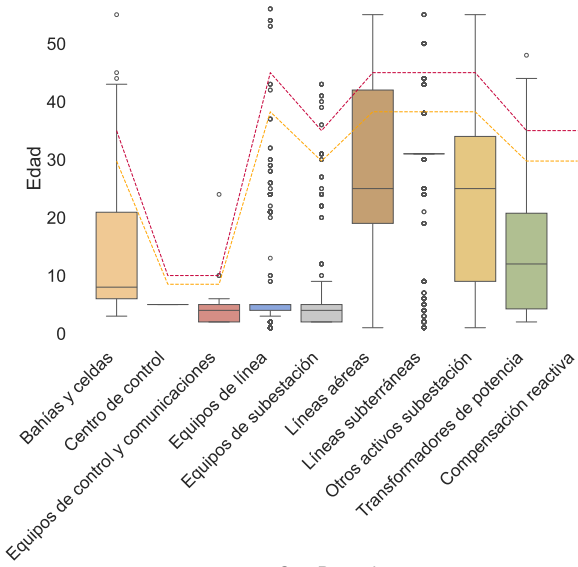
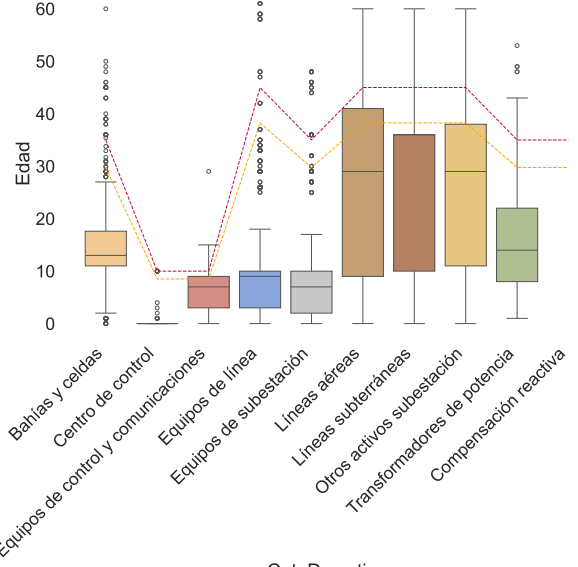
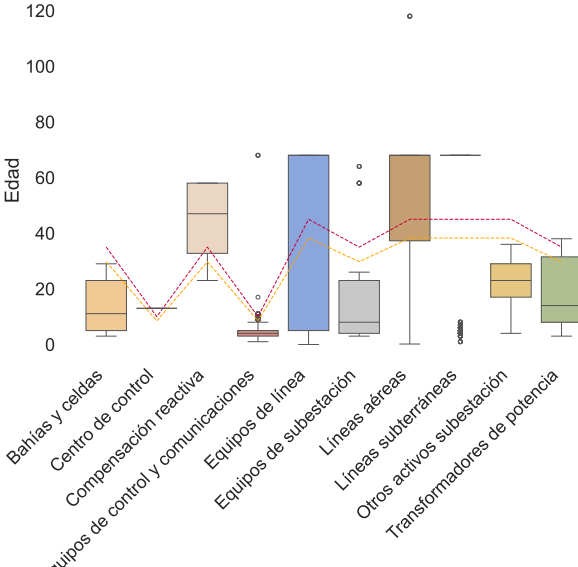
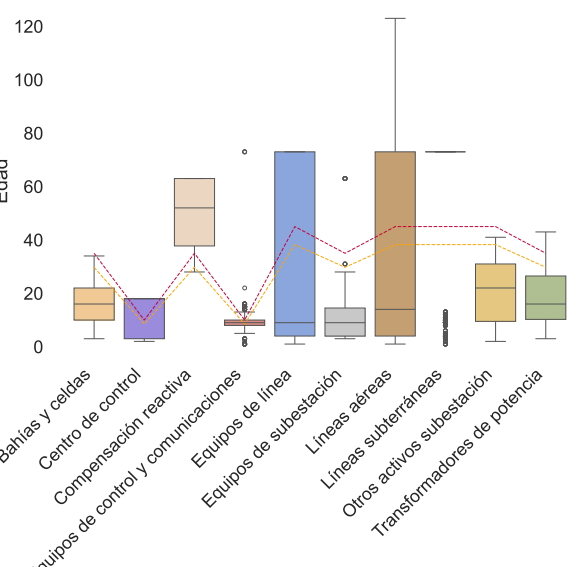
- CEDENAR (NARIÑO)
- EMEVASI (SIBUNDOY)
- ENERGUAVIARE (GUAVIARE)
- RUITOQUE

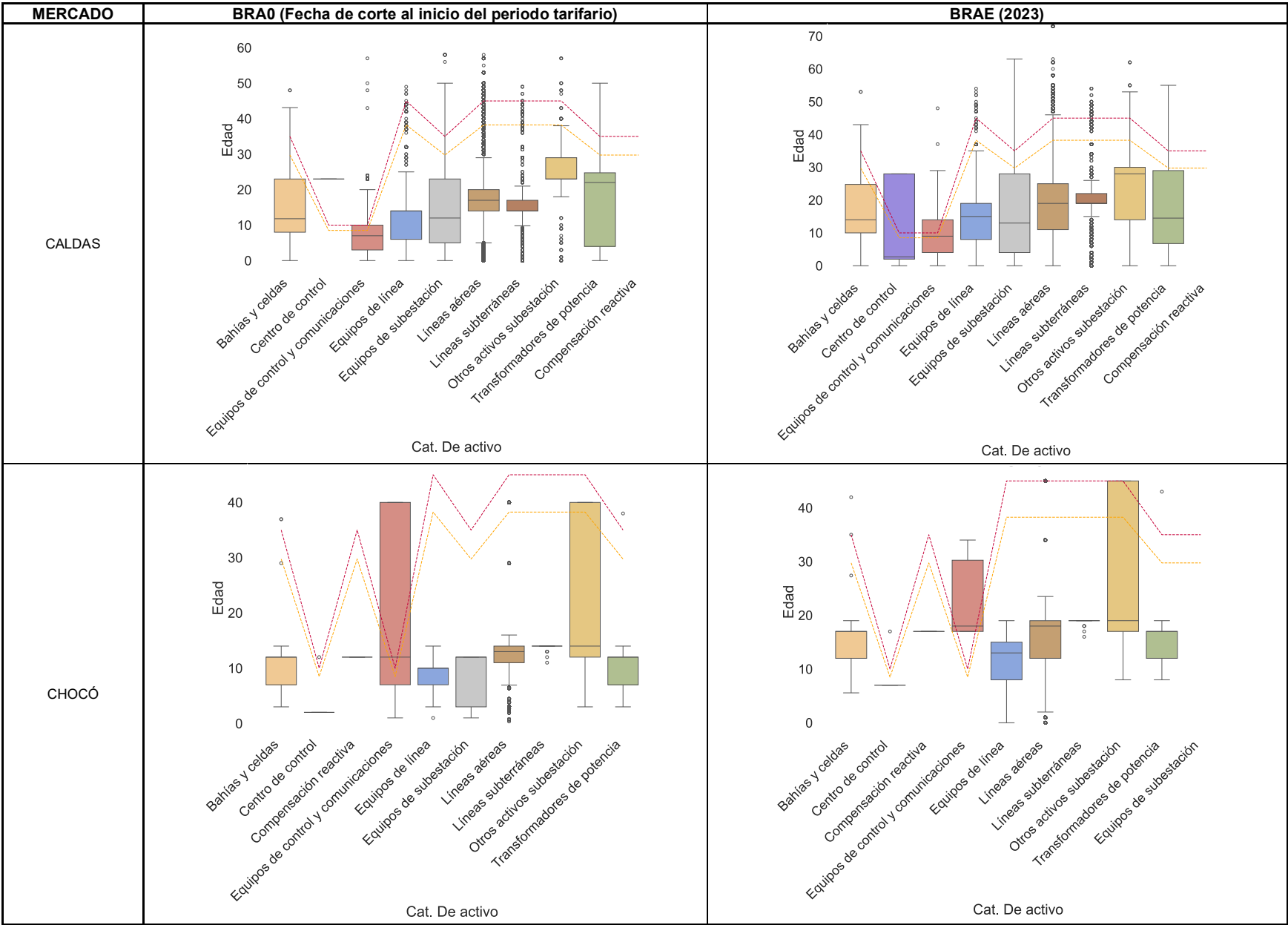
Tabla 56 Edad vs categoría de activos. Fuente CREG.

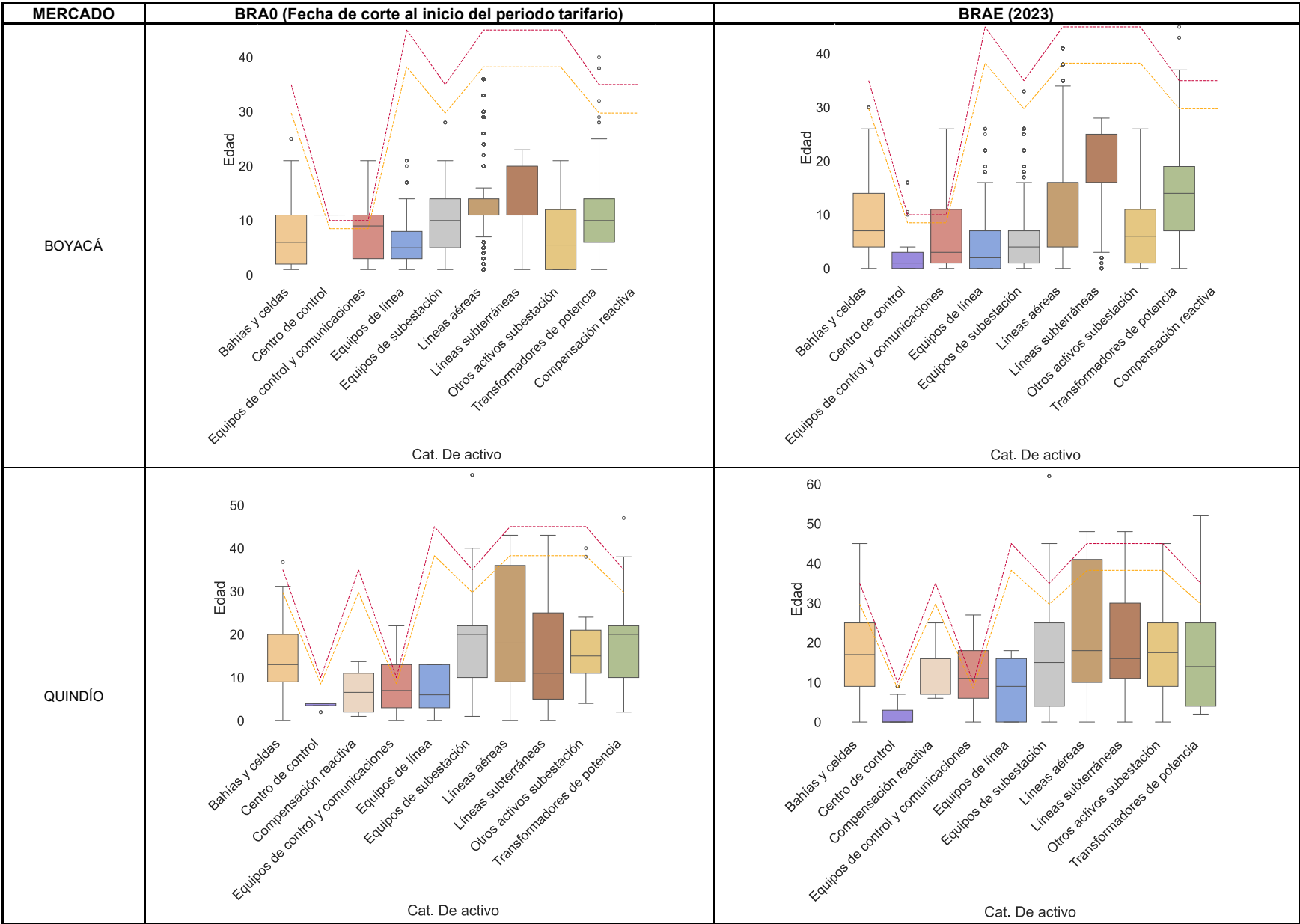


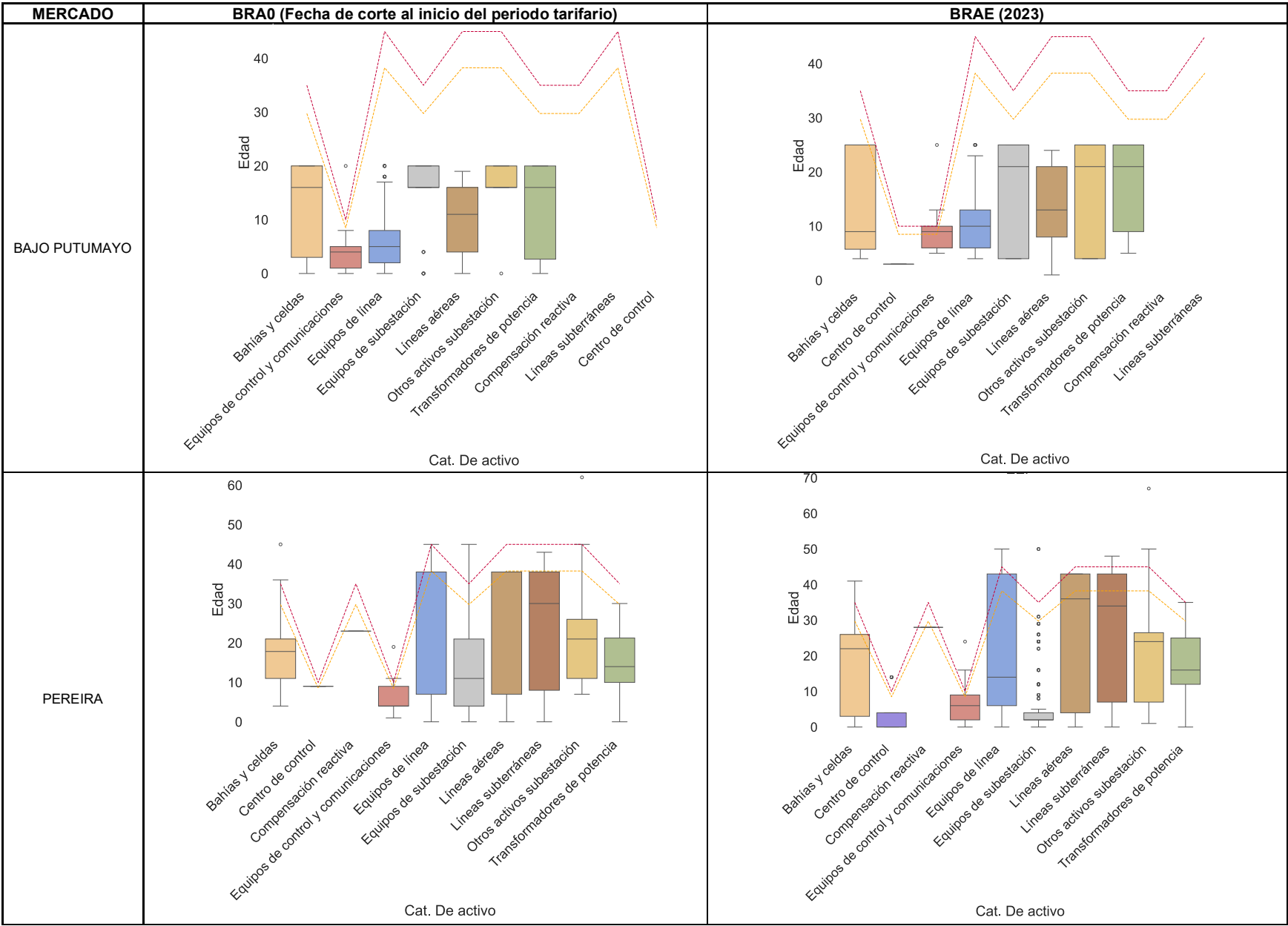
MERCADO	BRA0 (Fecha de corte al inicio del periodo tarifario)	BRAE (2023)
CAQUETÁ		
NARIÑO		Sin datos

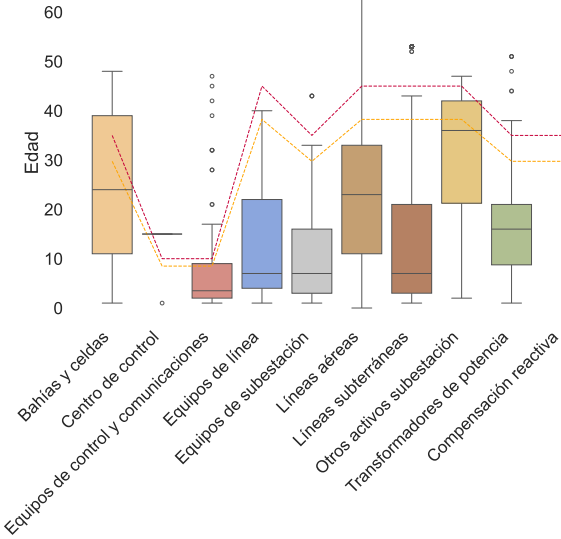
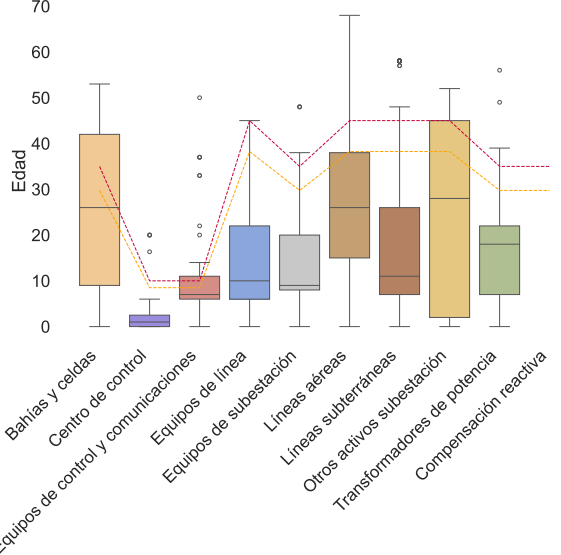
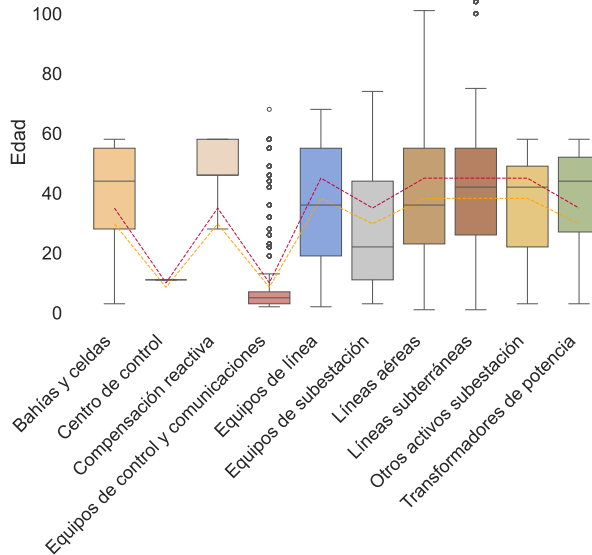
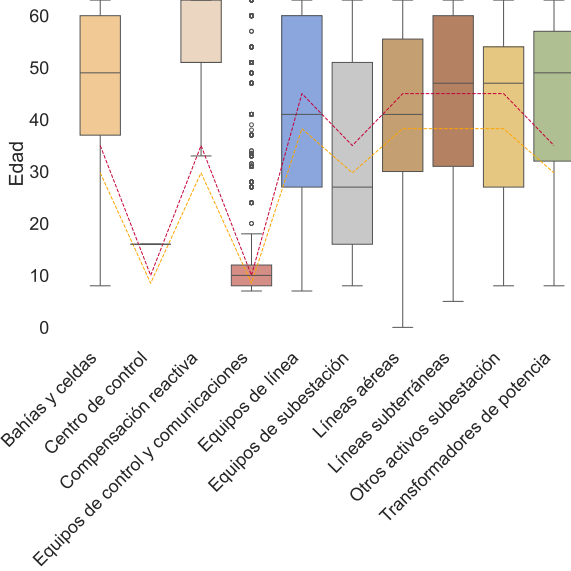


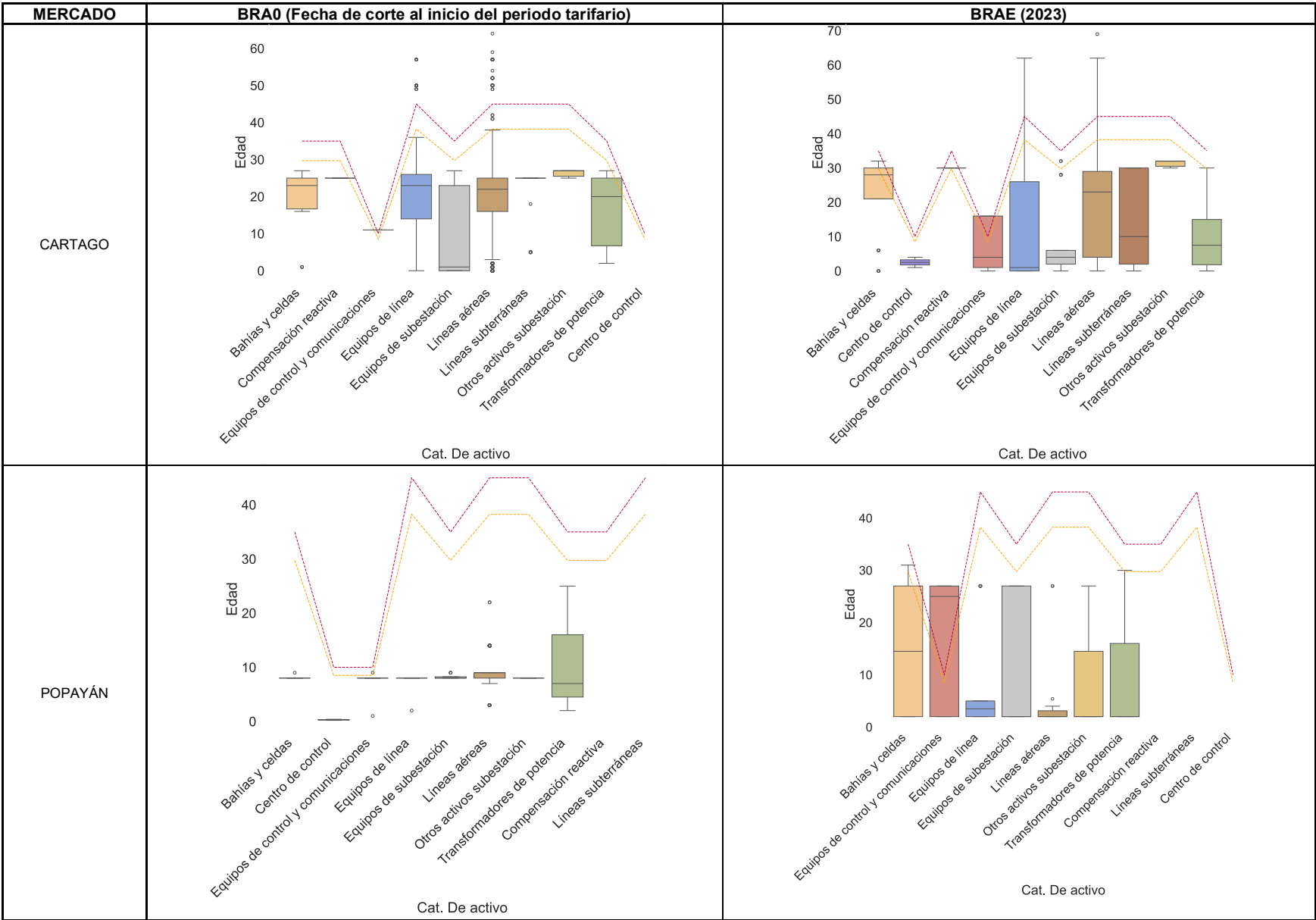
MERCADO	BRA0 (Fecha de corte al inicio del periodo tarifario)	BRAE (2023)
CAUCA	 Cat. De activo	 Cat. De activo
TULUÁ	 Cat. De activo	 Cat. De activo



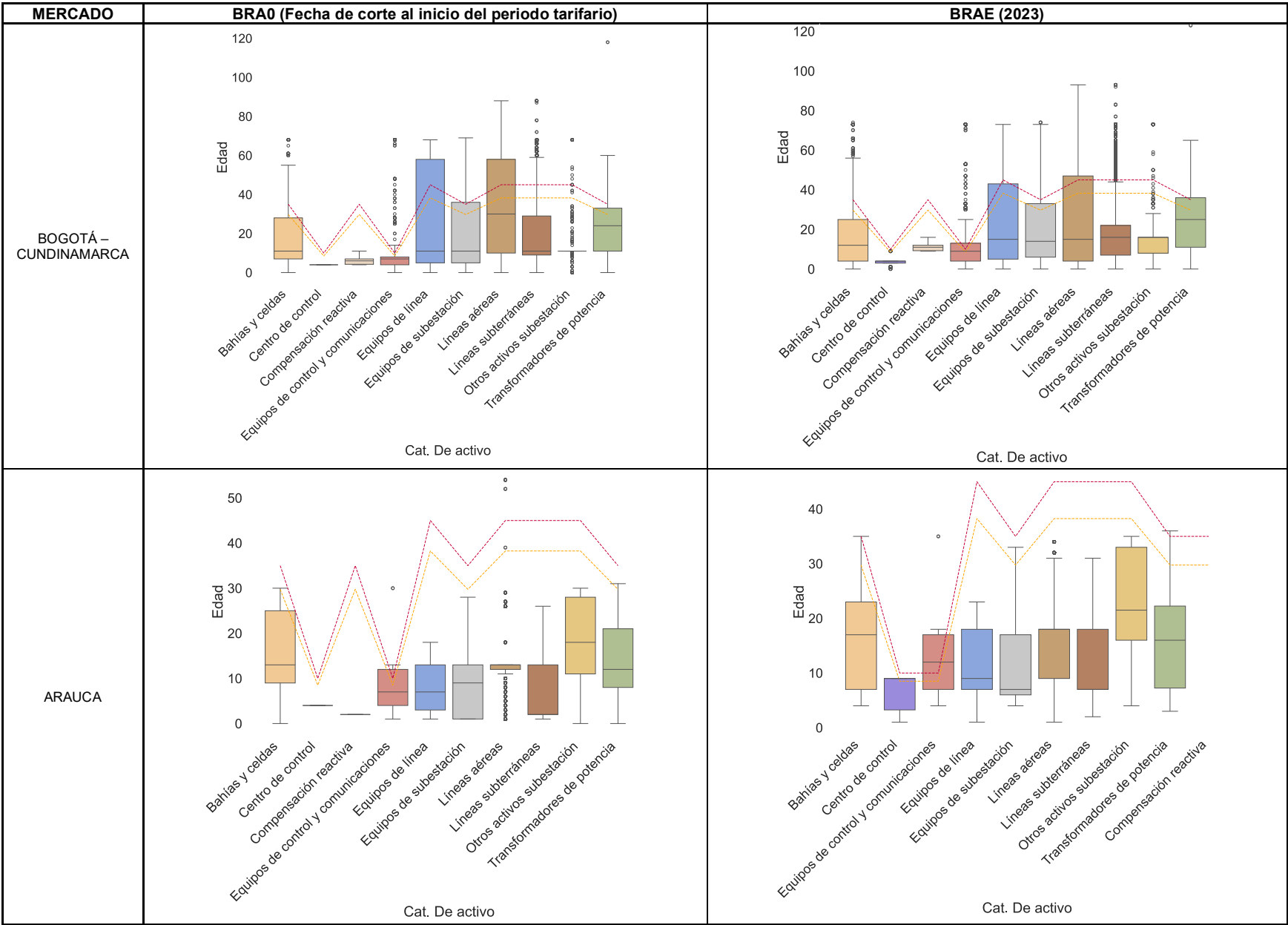


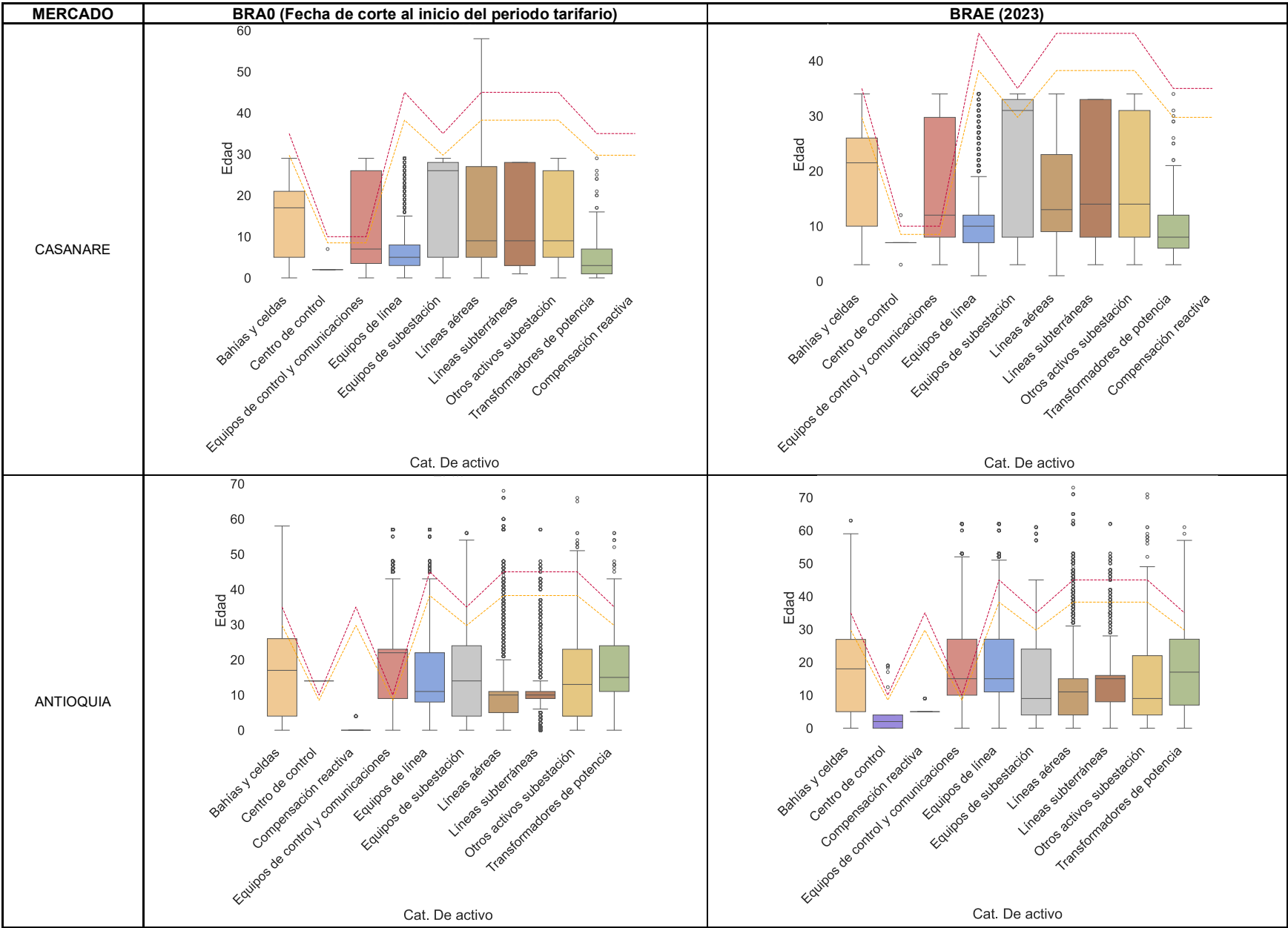


MERCADO	BRA0 (Fecha de corte al inicio del periodo tarifario)	BRAE (2023)
HUILA	 Edad Cat. De activo	 Edad Cat. De activo
CALI	 Edad Cat. De activo	 Edad Cat. De activo



MERCADO	BRA0 (Fecha de corte al inicio del periodo tarifario)	BRAE (2023)
SIBUNDOY	Edad Cat. De activo	Sin datos
META	Edad Cat. De activo	Edad Cat. De activo





MERCADO	BRA0 (Fecha de corte al inicio del periodo tarifario)	BRAE (2023)
SANTANDER	Edad Cat. De activo	Edad Cat. De activo
GUAVIARE	Edad Cat. De activo	Sin datos

MERCADO	BRA0 (Fecha de corte al inicio del periodo tarifario)	BRAE (2023)																																																																													
RUITOQUE	<table><caption>Approximate data from the box plot in RUITOQUE</caption><tr><th>Cat. De activo</th><th>Min</th><th>Q1</th><th>Median</th><th>Q3</th><th>Max</th><th>Outliers</th></tr><tr><td>Bahías y celdas</td><td>2</td><td>11</td><td>15</td><td>20</td><td>25</td><td></td></tr><tr><td>Centro de control</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td></td></tr><tr><td>Equipos de control y comunicaciones</td><td>0</td><td>1</td><td>10</td><td>20</td><td>22</td><td></td></tr><tr><td>Equipos de línea</td><td>0</td><td>3</td><td>11</td><td>20</td><td>23</td><td></td></tr><tr><td>Equipos de subestación</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>8, 9</td></tr><tr><td>Líneas aéreas</td><td>0</td><td>2</td><td>14</td><td>14</td><td>22</td><td></td></tr><tr><td>Líneas subterráneas</td><td>0</td><td>2</td><td>20</td><td>20</td><td>22</td><td></td></tr><tr><td>Transformadores de potencia</td><td>0</td><td>5</td><td>8</td><td>14</td><td>20</td><td></td></tr><tr><td>Compensación reactiva</td><td>0</td><td>5</td><td>8</td><td>14</td><td>20</td><td></td></tr><tr><td>Otros activos subestación</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td></td></tr></table>	Cat. De activo	Min	Q1	Median	Q3	Max	Outliers	Bahías y celdas	2	11	15	20	25		Centro de control	0	0	0	0	0		Equipos de control y comunicaciones	0	1	10	20	22		Equipos de línea	0	3	11	20	23		Equipos de subestación	0	0	0	0	0	8, 9	Líneas aéreas	0	2	14	14	22		Líneas subterráneas	0	2	20	20	22		Transformadores de potencia	0	5	8	14	20		Compensación reactiva	0	5	8	14	20		Otros activos subestación	0	0	0	0	0		Sin datos
Cat. De activo	Min	Q1	Median	Q3	Max	Outliers																																																																									
Bahías y celdas	2	11	15	20	25																																																																										
Centro de control	0	0	0	0	0																																																																										
Equipos de control y comunicaciones	0	1	10	20	22																																																																										
Equipos de línea	0	3	11	20	23																																																																										
Equipos de subestación	0	0	0	0	0	8, 9																																																																									
Líneas aéreas	0	2	14	14	22																																																																										
Líneas subterráneas	0	2	20	20	22																																																																										
Transformadores de potencia	0	5	8	14	20																																																																										
Compensación reactiva	0	5	8	14	20																																																																										
Otros activos subestación	0	0	0	0	0																																																																										

6.4 Tendencia del Índice de Pérdidas Totales para mercados con Plan de Reducción de Pérdidas.

Figura 234 Tendencia del Índice de Pérdidas Totales – AIR-E
Fuente: CREG con información LAC

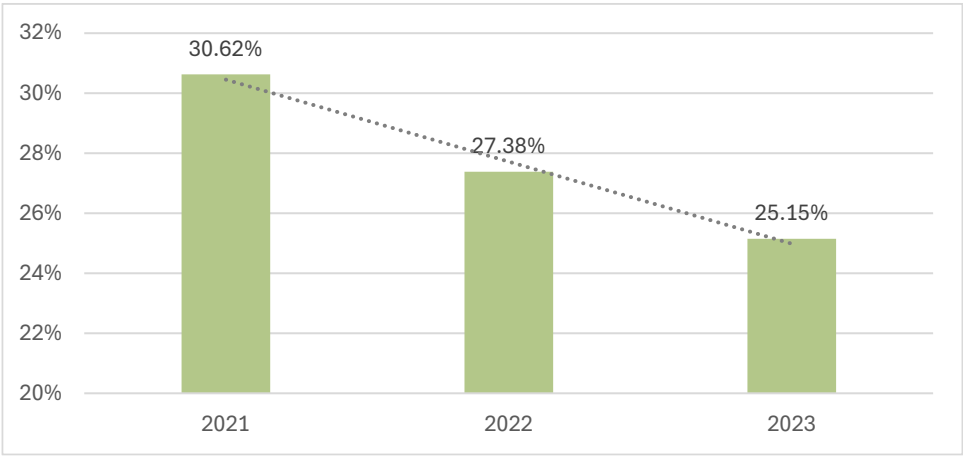


Figura 235 Tendencia del Índice de Pérdidas Totales – Caribemar
Fuente: CREG con información LAC

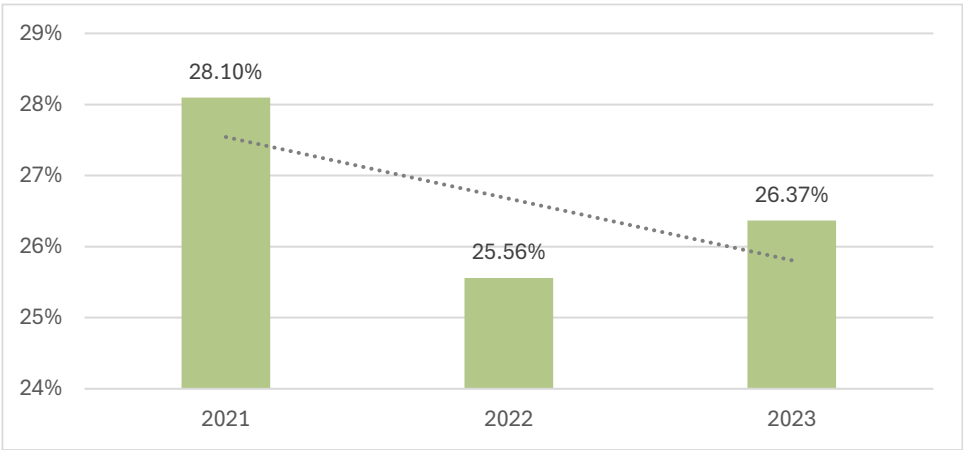


Figura 236 Tendencia del Índice de Pérdidas Totales – Cartago
Fuente: CREG con información LAC

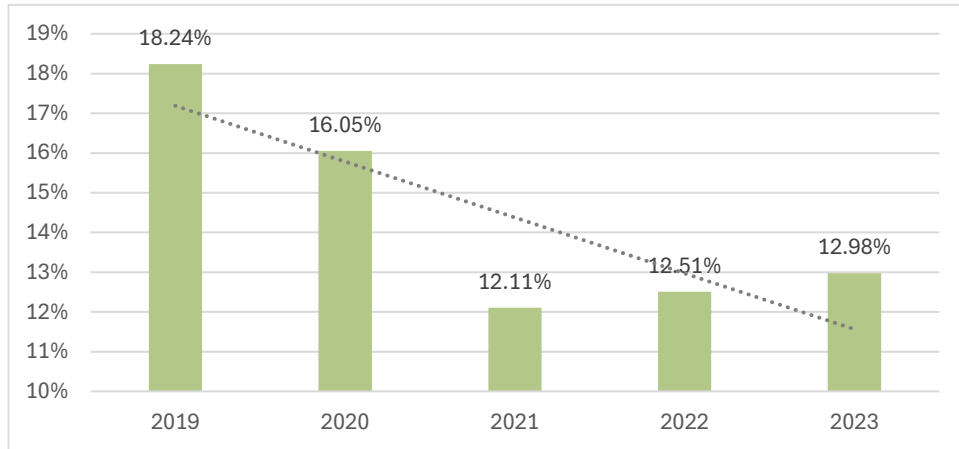


Figura 237 Tendencia del Índice de Pérdidas Totales – Guaviare
Fuente: CREG con información LAC

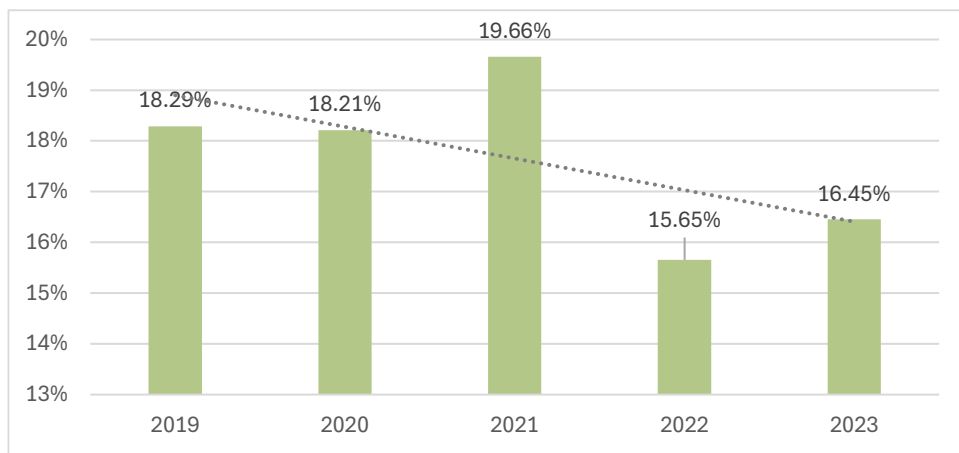


Figura 238 Tendencia del Índice de Pérdidas Totales - Valle del cauca
Fuente: CREG con información LAC

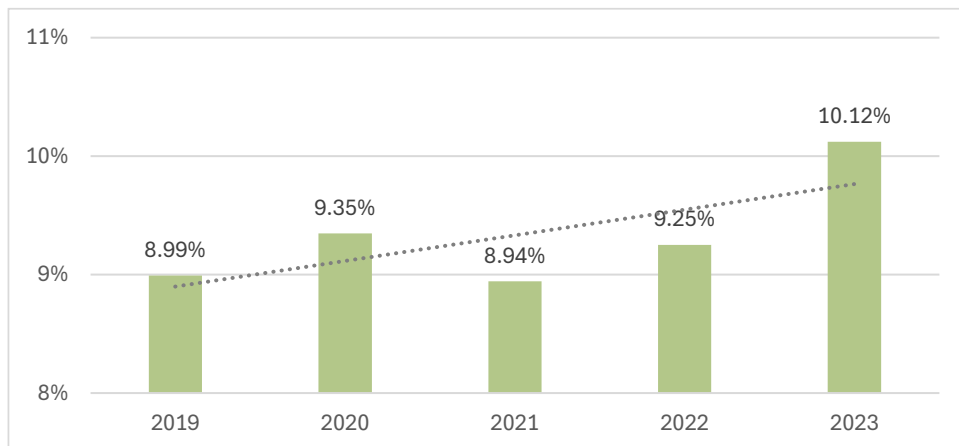


Figura 239 Tendencia del Índice de Pérdidas Totales – Cali
Fuente: CREG con información LAC

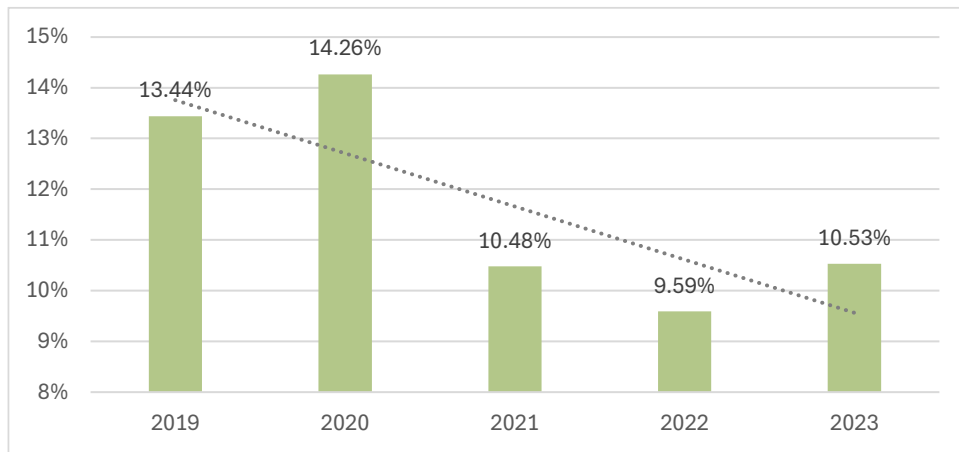


Figura 240 Tendencia del Índice de Pérdidas Totales – Cauca
Fuente: CREG con información LAC

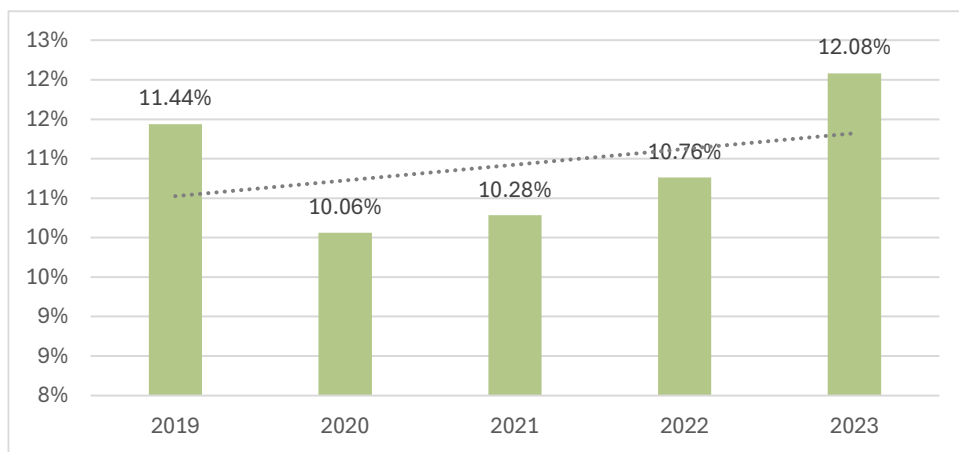


Figura 241 Tendencia del Índice de Pérdidas Totales – Choco
Fuente: CREG con información LAC

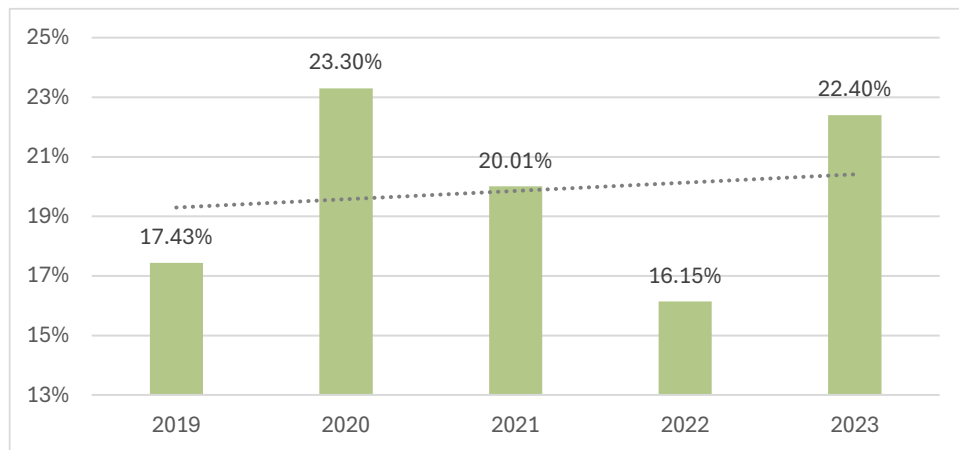


Figura 242 Tendencia del Índice de Pérdidas Totales - Norte de Santander
Fuente: CREG con información LAC

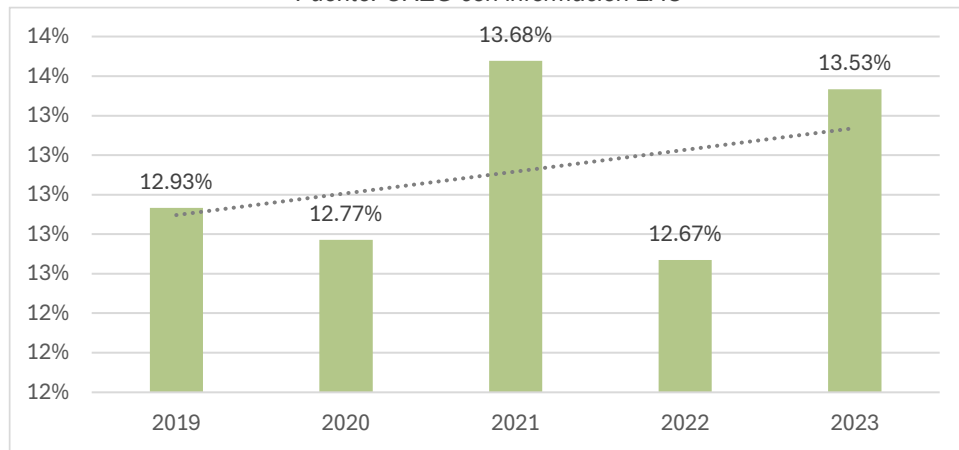


Figura 243 Tendencia del Índice de Pérdidas Totales - Huila
Fuente: CREG con información LAC

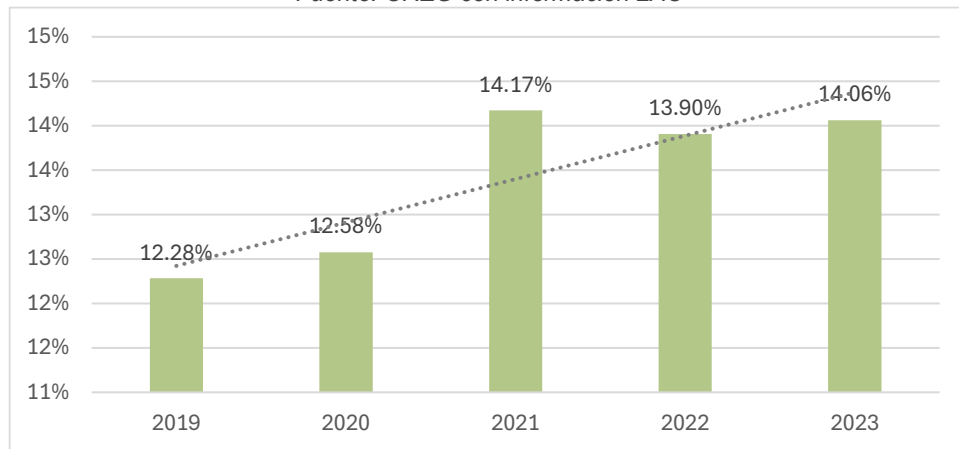
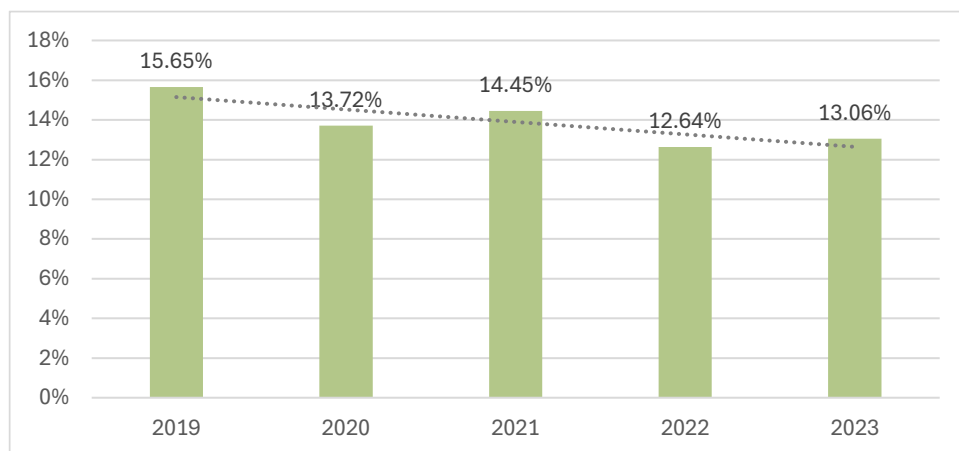


Figura 244 Tendencia del Índice de Pérdidas Totales - Tolima
Fuente: CREG con información LAC



6.5 Reducción del Índice de Pérdidas Totales interanual para mercados con Plan de Reducción de Pérdidas.

Figura 245 Reducción del IPT para el periodo del 2019 al 2020
Fuente: CREG con información LAC

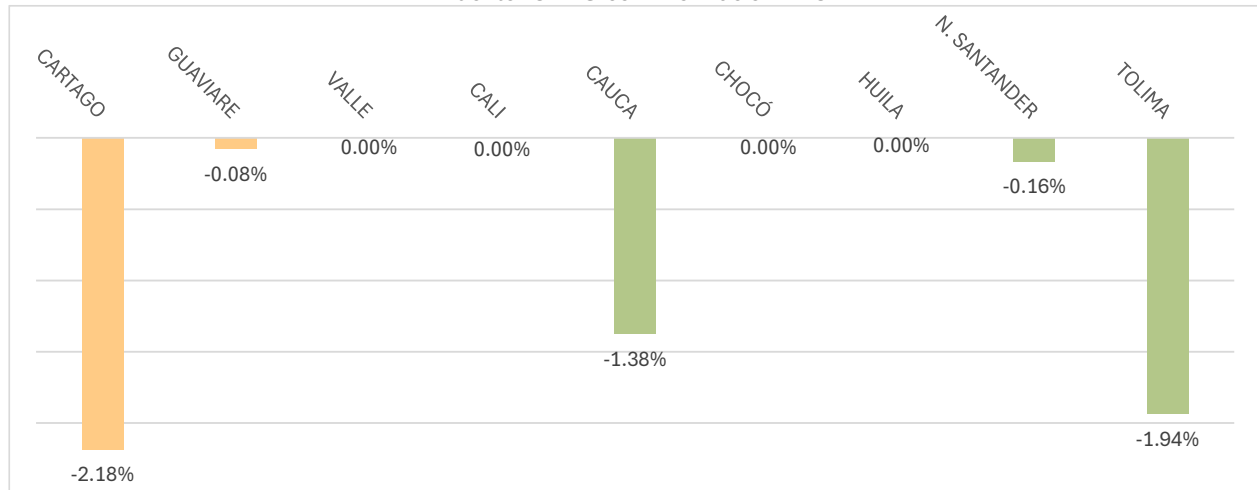


Figura 246 Reducción del IPT para el periodo del 2020 al 2021
Fuente: CREG con información LAC

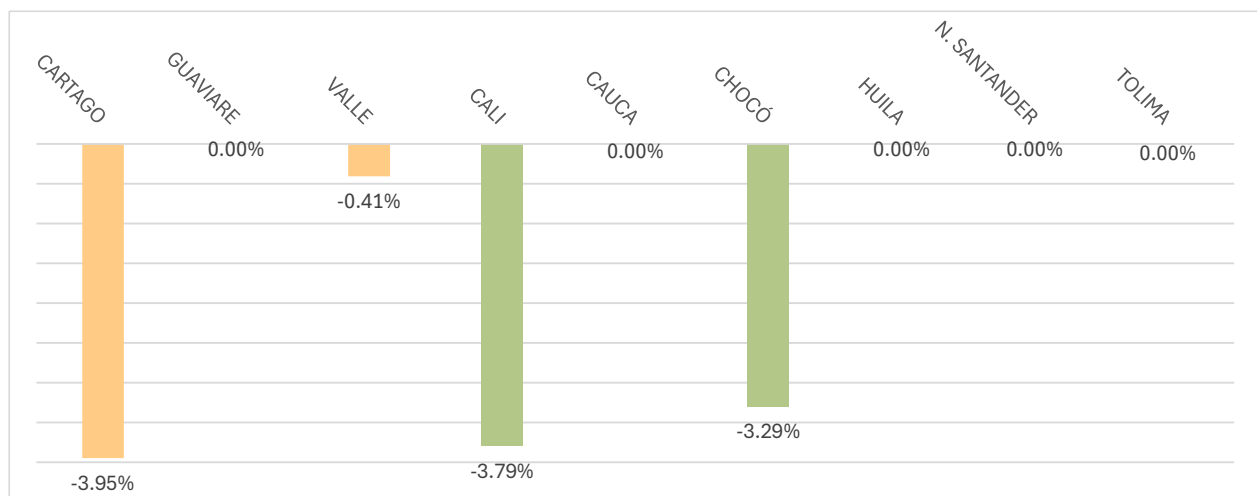


Figura 247 Reducción del IPT para el periodo del 2021 al 2022
Fuente: CREG con información LAC

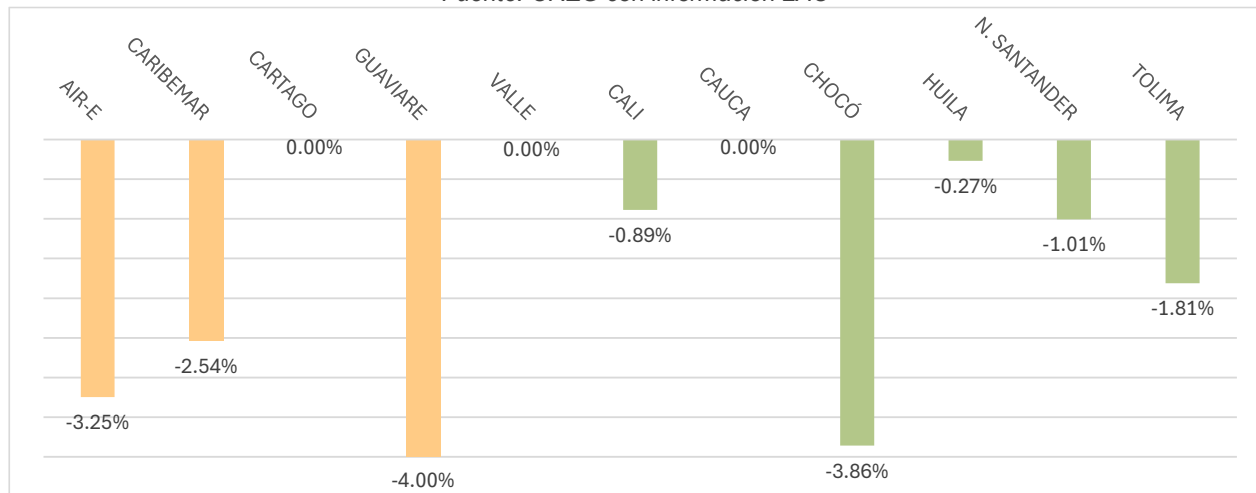
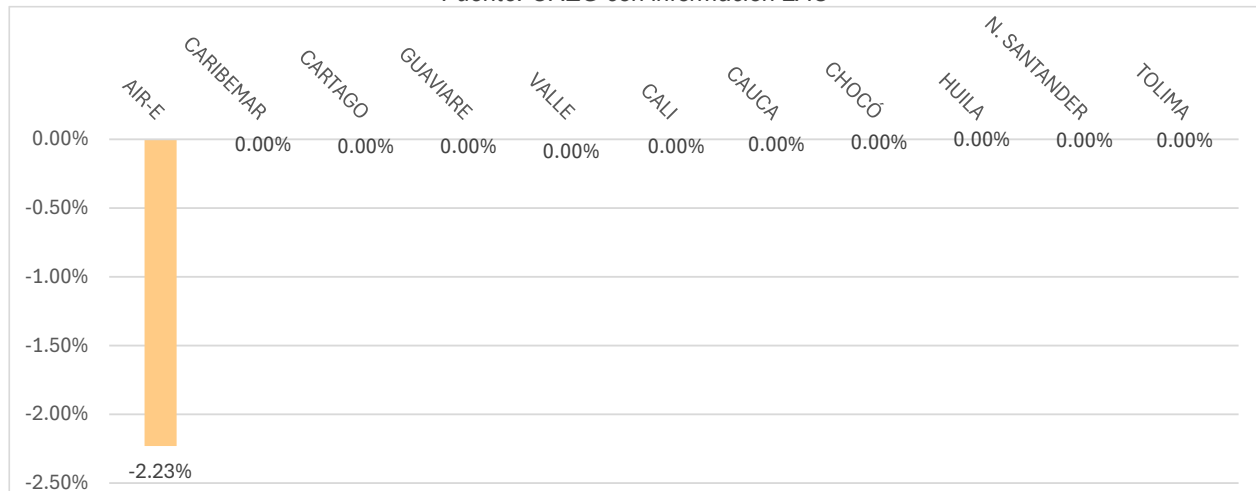


Figura 248 Reducción del IPT para el periodo del 2022 al 2023
Fuente: CREG con información LAC



6.6 Evolución del CPROG por mercado.

Las figuras del presente anexo muestran la evolución del cargo CPROG para cada mercado de comercialización. En cada caso, el área de color verde corresponde al cargo CPROG calculado y liquidado por el LAC de acuerdo con lo establecido en el numeral 7.3.5.1 del anexo general de la Resolución CREG 015 del 2018 y el área de color amarillo corresponde al ajuste adicional $AIMCP_{j,m}$ también realizado por el LAC como ajuste por la fecha de inicio del plan de reducción de pérdidas.

Para su interpretación, debe tenerse en cuenta lo indicado en el artículo 44 de la Resolución CREG 036 de 2019:

“Cuando un OR informe sobre el inicio de la ejecución del plan de reducción de pérdidas antes del 31 de marzo del año 1 del plan de inversiones, se aplicarán los nuevos ingresos a partir del primer día calendario del mes siguiente al de la aceptación.

Si ocurre después del 31 de marzo del año 1 del plan de inversiones, el LAC, en cada una de las liquidaciones de los primeros doce (12) meses de aplicación de la nueva

metodología, al calculado según lo establecido en el numeral 7.3.5.1, le adicionará el ajuste calculado como se describe a continuación:

$$AIMCP_{j,m} = \frac{\sum_{ma=1}^{NMA_j} (CPROG_{j,ma})}{12} * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_{aa}}$$

Donde:

- $AIMCP_{j,m}$: Ajuste a la variable $CPROG_{j,ma}$ del OR j a aplicar durante los doce (12) primeros meses de aplicación de la nueva metodología.
- $CPROG_{j,ma}$: Cargo en \$/kWh por concepto del plan, del mercado de comercialización j aplicable en el mes m .
- NMA_j : Numero de meses entre el 31 de marzo del año 1 del plan de inversiones y el último día calendario del mes anterior al del inicio de aplicación de la nueva metodología, para el OR j
- IPP_{m-1} : índice de precios del productor del mes $m - 1$
- IPP_{aa} : Índice de precios del productor del mes anterior al de inicio de aplicación de los cargos.”

Los valores de ajuste al cargo en cada uno de los mercados se deben a la diferencia entre la fecha de firmeza de la resolución en la cual la CREG aprobó las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados de la actividad de distribución de energía eléctrica con la fecha de inicio de aplicación de los planes de gestión de pérdidas (que coincide con la fecha de inicio de los planes de inversión).

Figura 249 CPROG Mensual – Antioquia
Fuente: CREG con información LAC

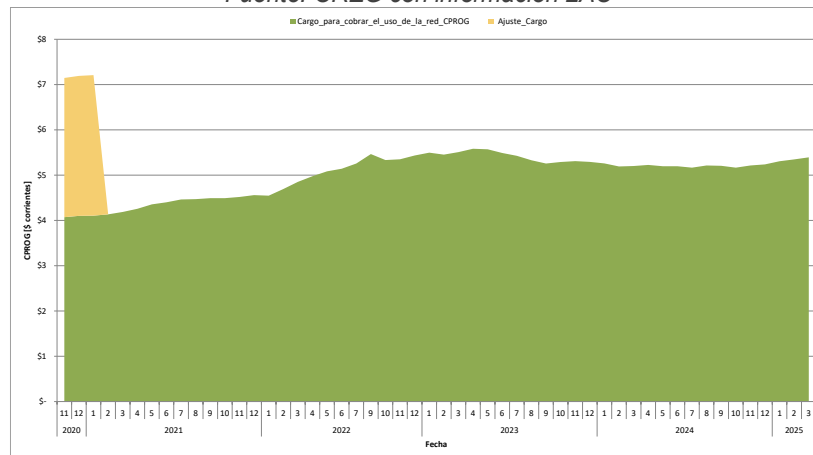


Figura 250 CPROG Mensual – Arauca
Fuente: CREG con información LAC

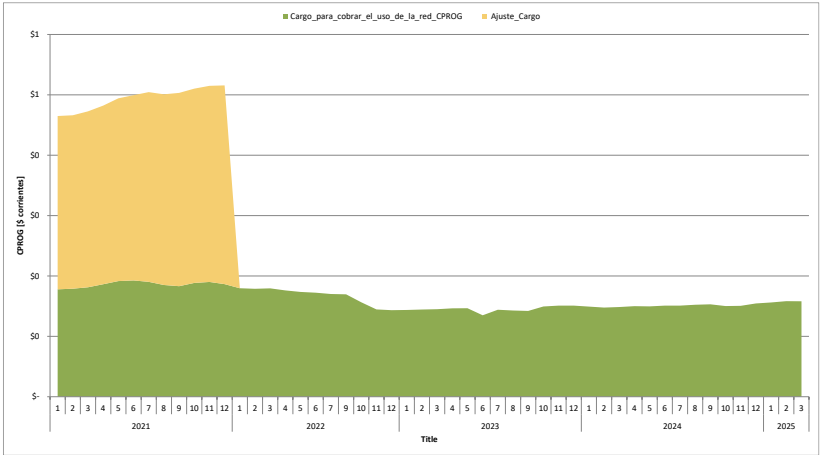


Figura 251 CPROG Mensual – Caldas
Fuente: CREG con información LAC

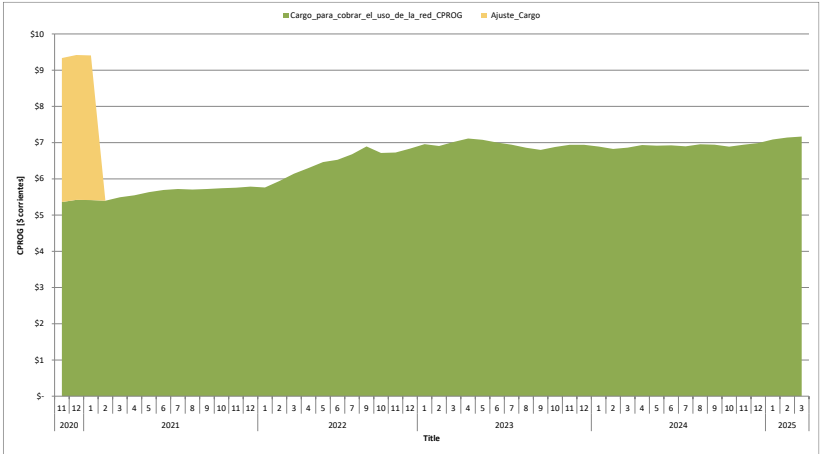


Figura 252 CPROG Mensual – Caquetá
Fuente: CREG con información LAC

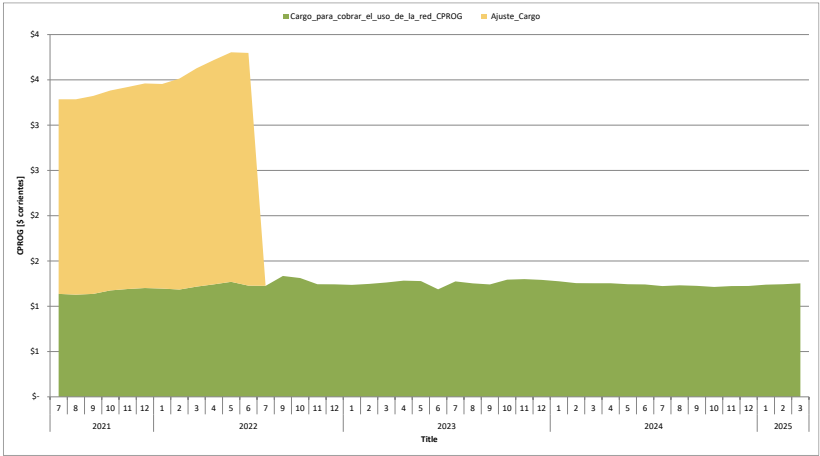


Figura 253 CPROG Mensual – Cauca
Fuente: CREG con información LAC

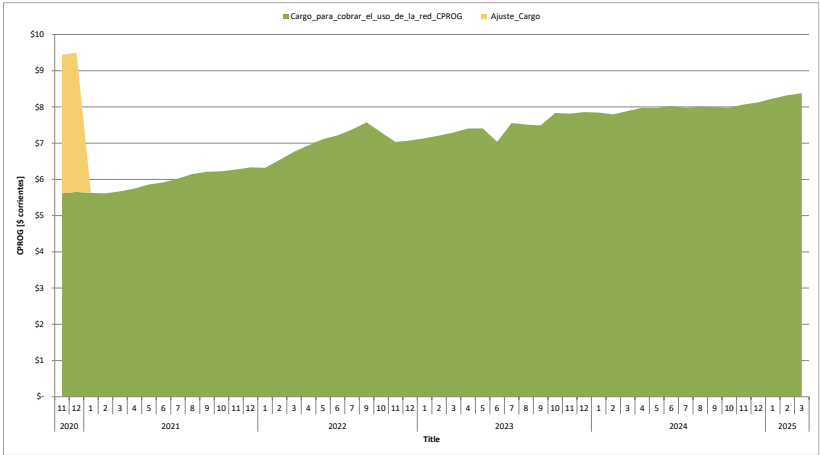


Figura 254 CPROG Mensual – Chocó
Fuente: CREG con información LAC

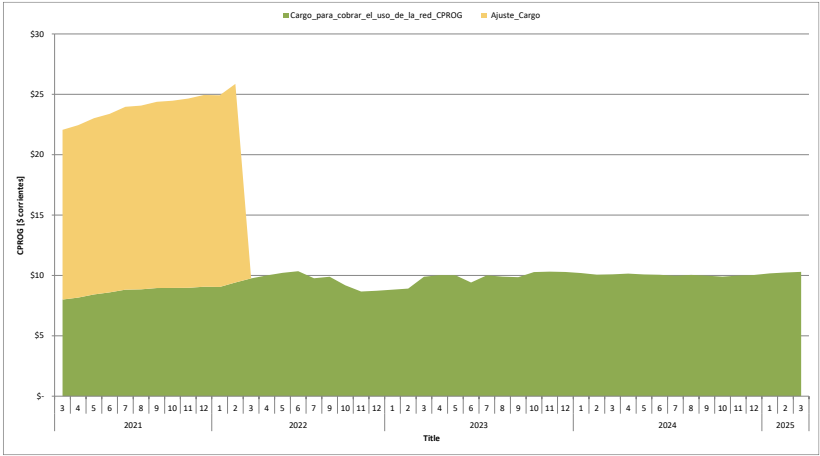


Figura 255 CPROG Mensual – Cali
Fuente: CREG con información LAC

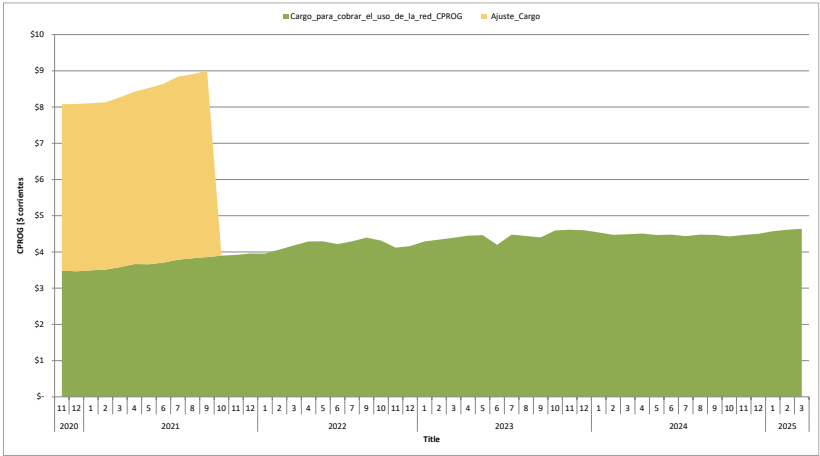


Figura 256 CPROG Mensual – Cartago
Fuente: CREG con información LAC

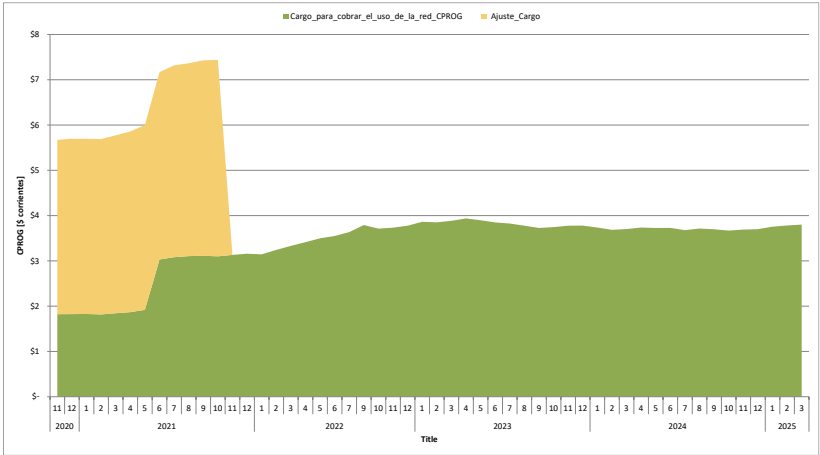


Figura 257 CPROG Mensual – Bogotá – Cundinamarca
Fuente: CREG con información LAC

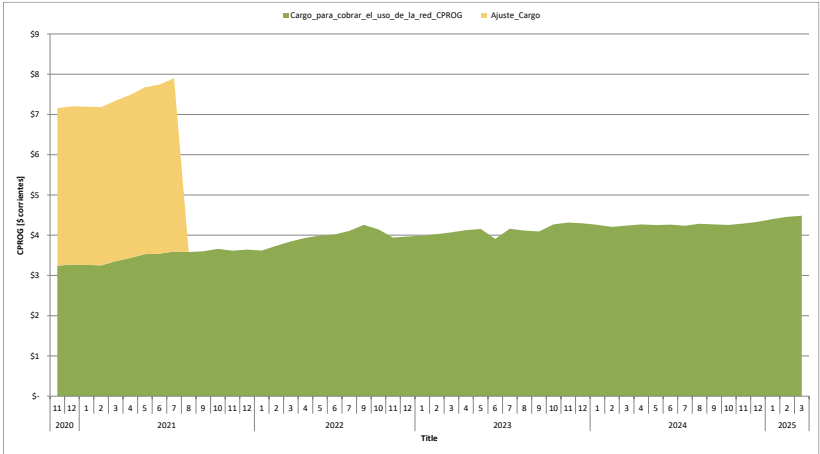


Figura 258 CPROG Mensual – Guaviare
Fuente: CREG con información LAC

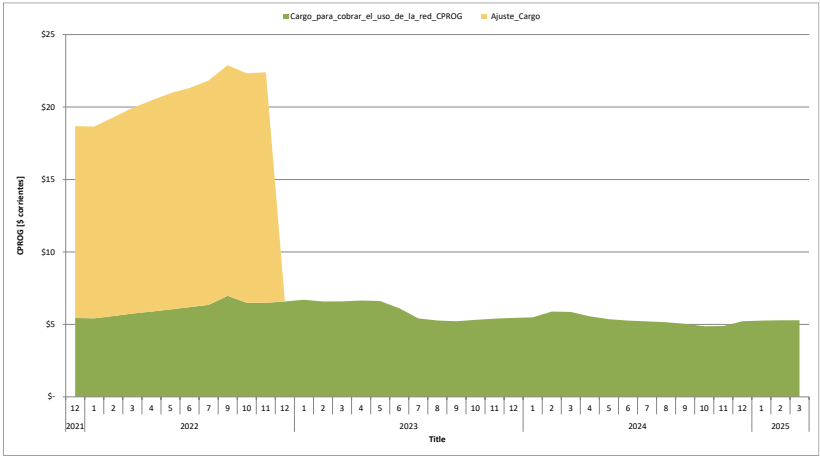


Figura 259 CPROG Mensual – Huila
Fuente: CREG con información LAC

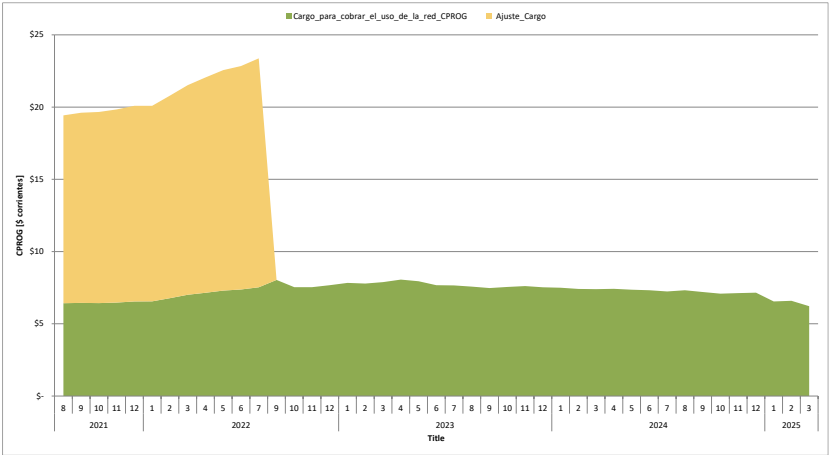


Figura 260 CPROG Mensual – Meta
Fuente: CREG con información LAC

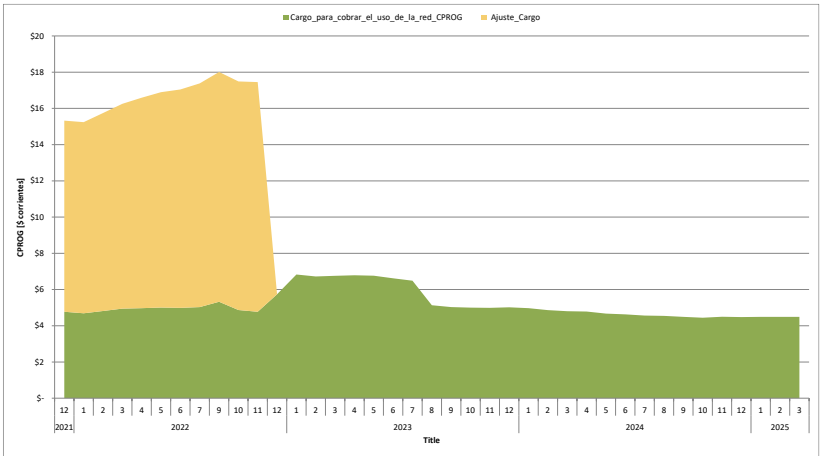
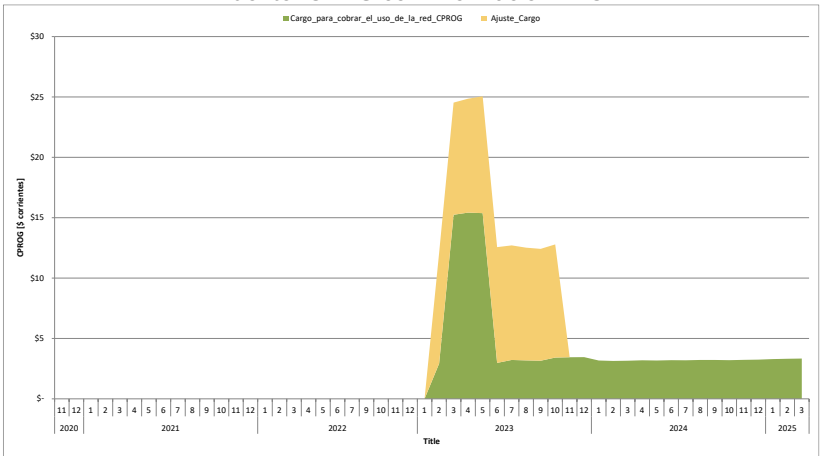
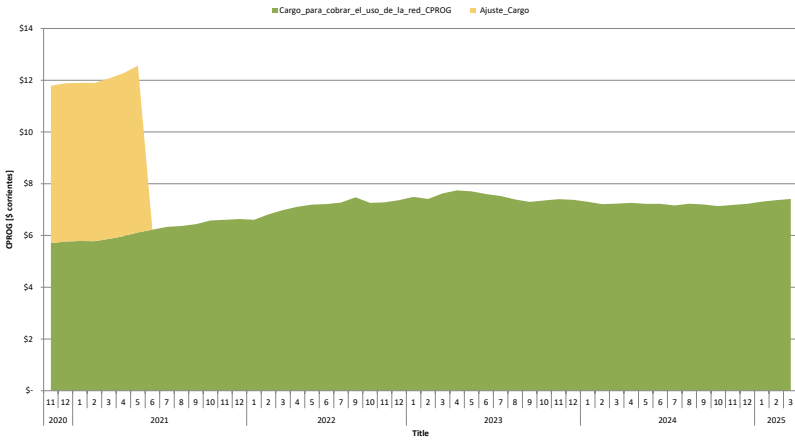


Figura 261 CPROG Mensual – Nariño
Fuente: CREG con información LAC



Fuente: CREG con información LAC



Fuente: CREG con información LAC

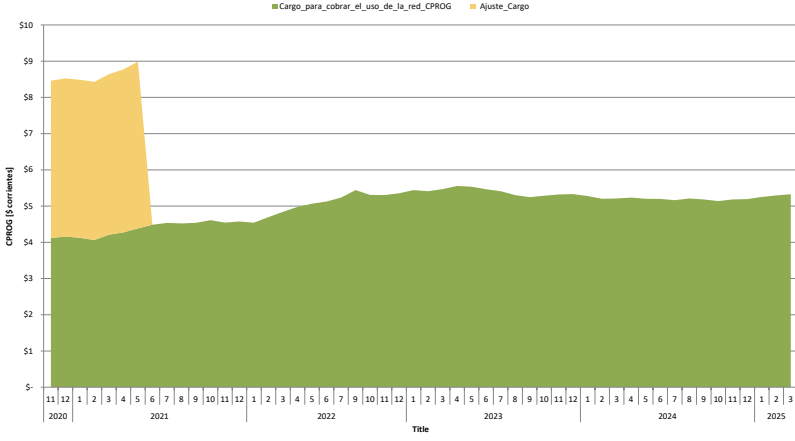


Figura 264 CPROG Mensual – Santander

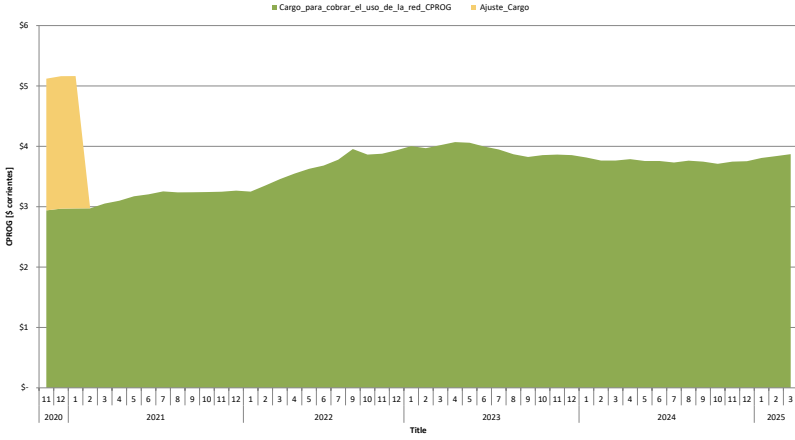


Figura 265 CPROG Mensual – Air-e
Fuente: CREG con información LAC

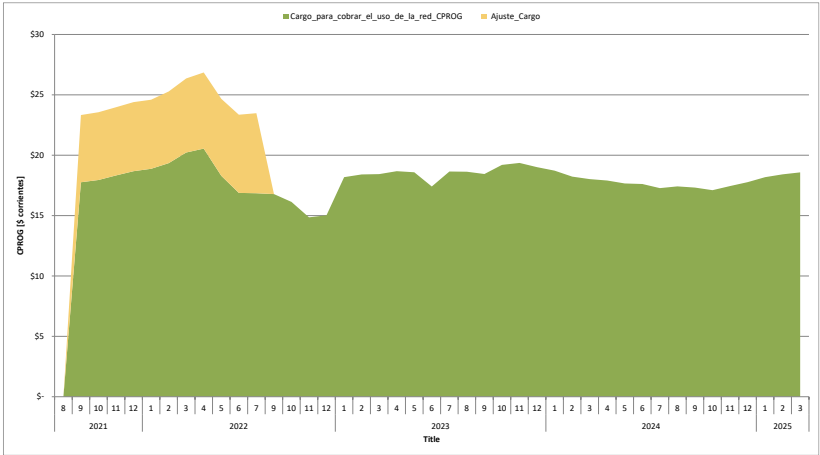


Figura 266 CPROG Mensual – Tolima
Fuente: CREG con información LAC

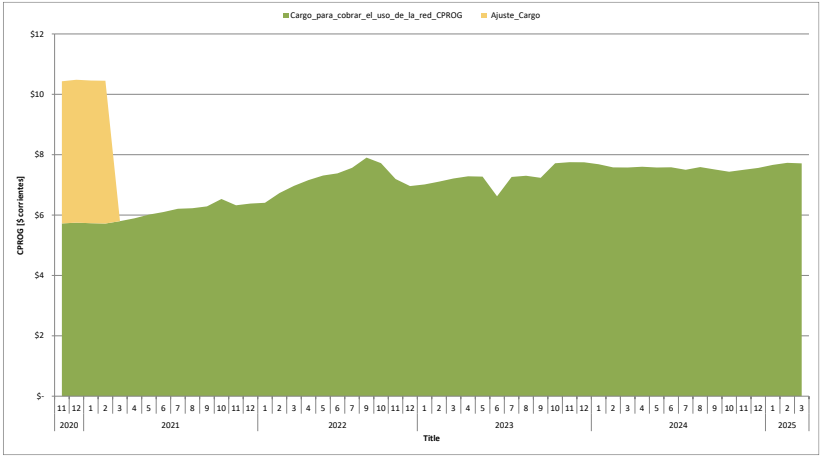


Figura 267 CPROG Mensual – Tuluá
Fuente: CREG con información LAC

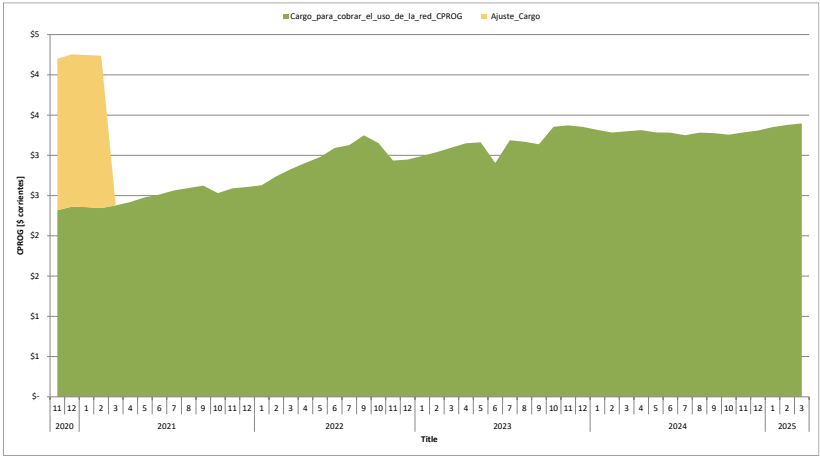


Figura 268 CPROG Mensual – Valle del Cauca
Fuente: CREG con información LAC

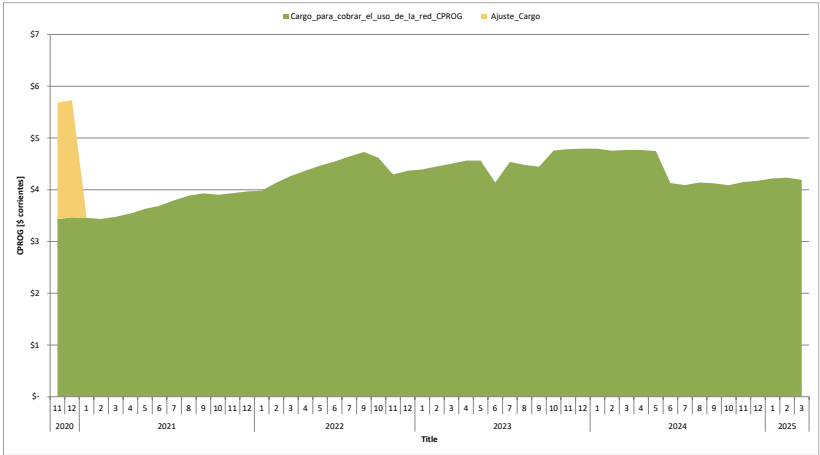


Figura 269 CPROG Mensual – Caribemar
Fuente: CREG con información LAC

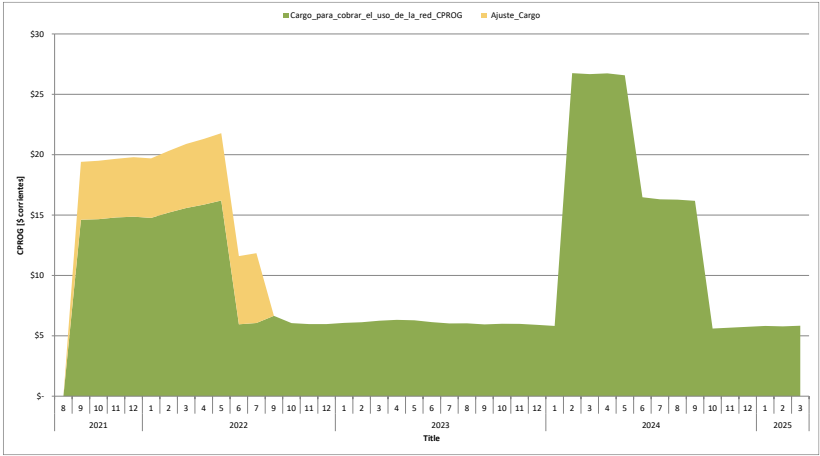


Figura 270 CPROG Mensual – Norte de Santander
Fuente: CREG con información LAC

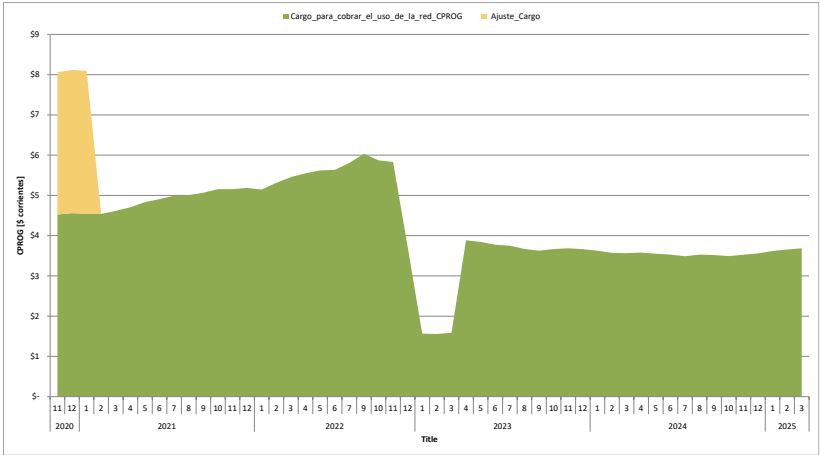


Figura 271 CPROG Mensual – Boyacá
Fuente: CREG con información LAC

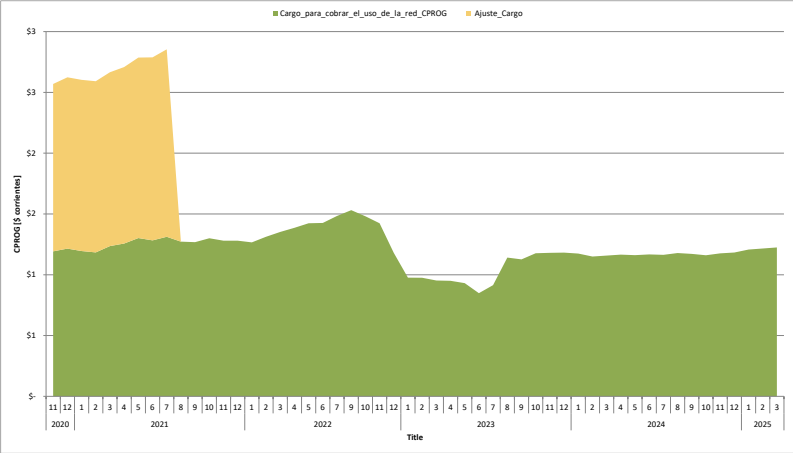


Figura 272 CPROG Mensual – Putumayo
Fuente: CREG con información LAC

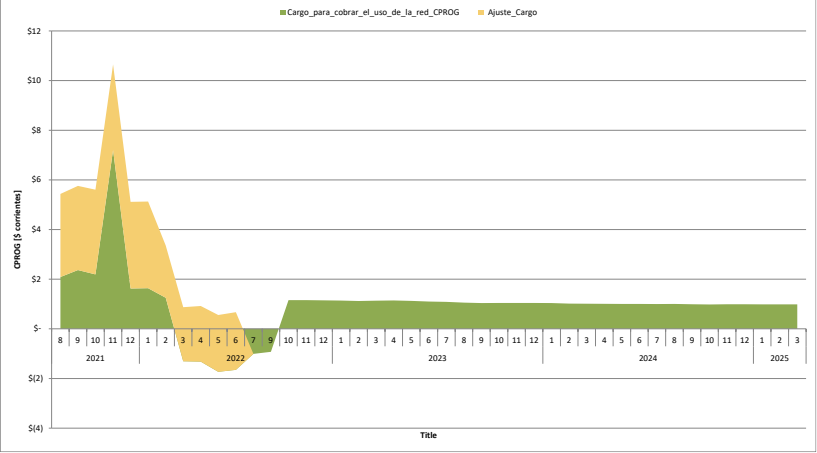


Figura 273 CPROG Mensual – Bajo Putumayo
Fuente: CREG con información LAC

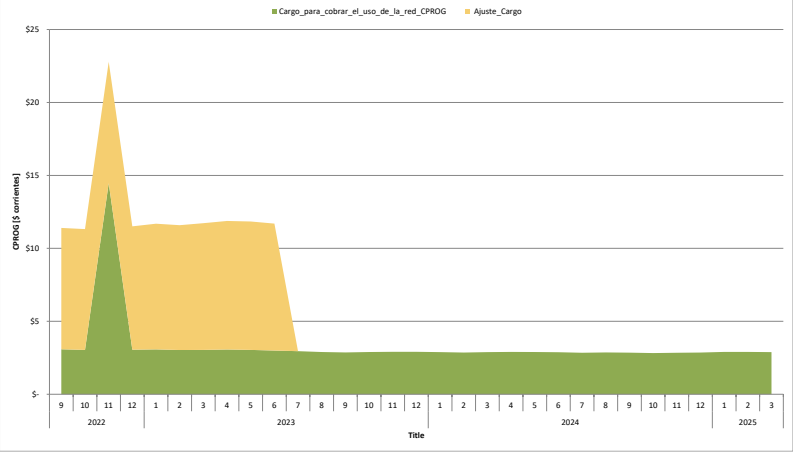
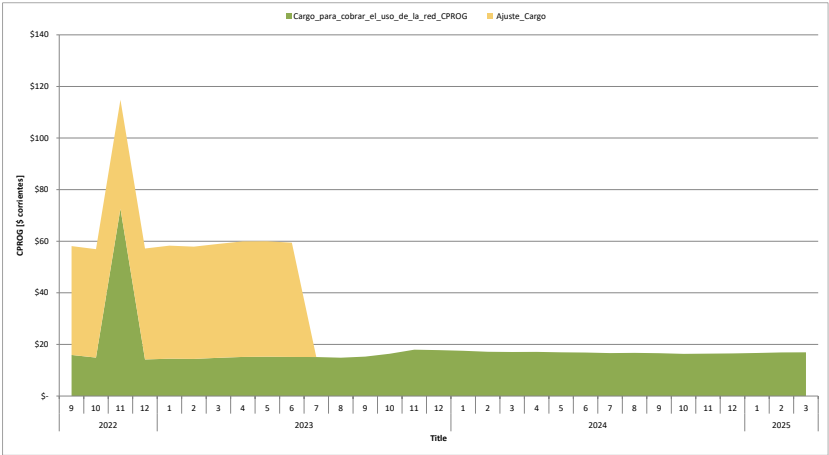


Figura 274 CPROG Mensual – Casanare
Fuente: CREG con información LAC



6.7 Usuarios sujetos a compensación por ruralidad y riesgo

Figura 275 Evolución de la cantidad de usuarios sujetos a compensación para nivel de tensión 1 y ruralidad 1
Fuente: CREG con información SUI

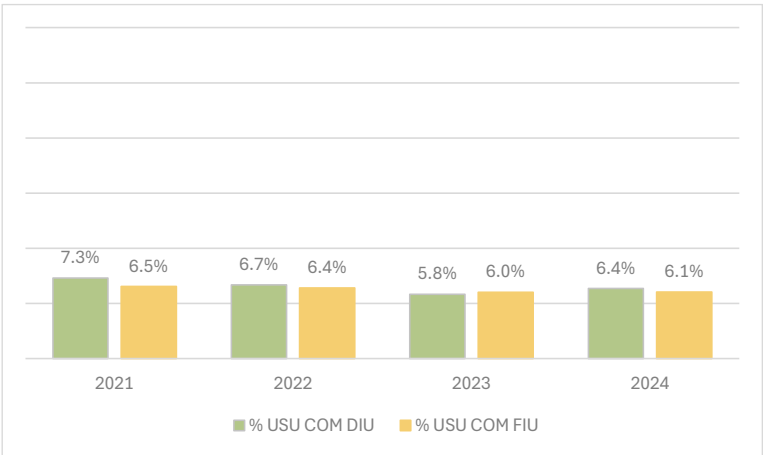


Figura 276 Evolución de la cantidad de usuarios sujetos a compensación para nivel de tensión 1 y ruralidad 2
Fuente: CREG con información SUI

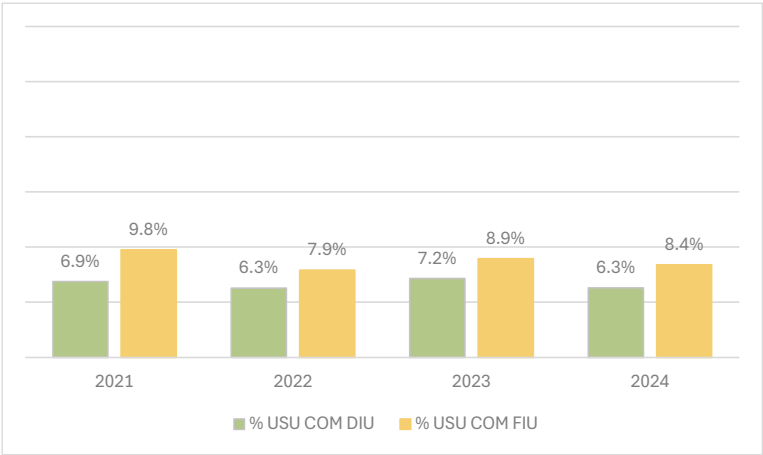


Figura 277 Evolución de la cantidad de usuarios sujetos a compensación para nivel de tensión 1 y ruralidad 3
Fuente: CREG con información SUI

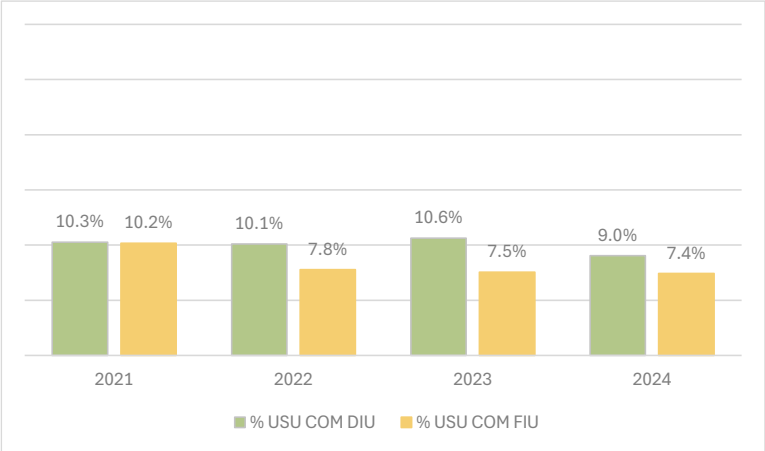


Figura 278 Evolución de la cantidad de usuarios sujetos a compensación para nivel de tensión 1 y riesgo 1
Fuente: CREG con información SUI

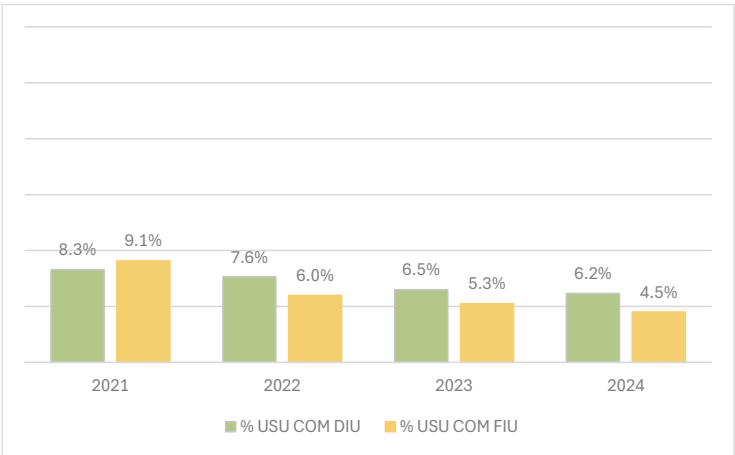


Figura 279 Evolución de la cantidad de usuarios sujetos a compensación para nivel de tensión 1 y riesgo 2
Fuente: CREG con información SUI

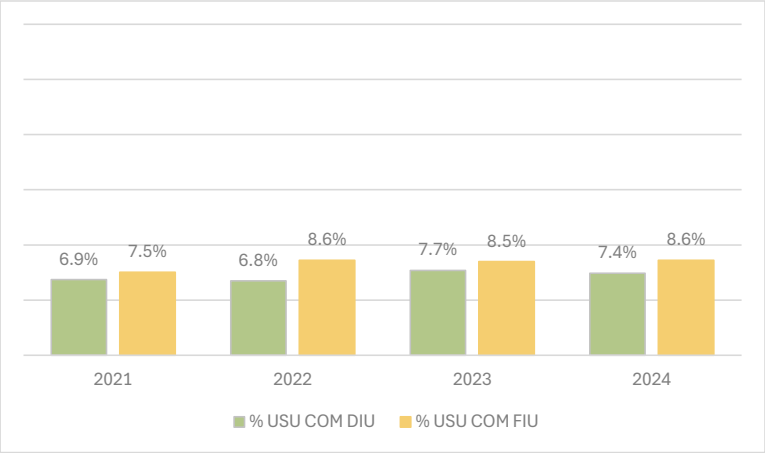


Figura 280 Evolución de la cantidad de usuarios sujetos a compensación para nivel de tensión 1 y riesgo 3
Fuente: CREG con información SUI

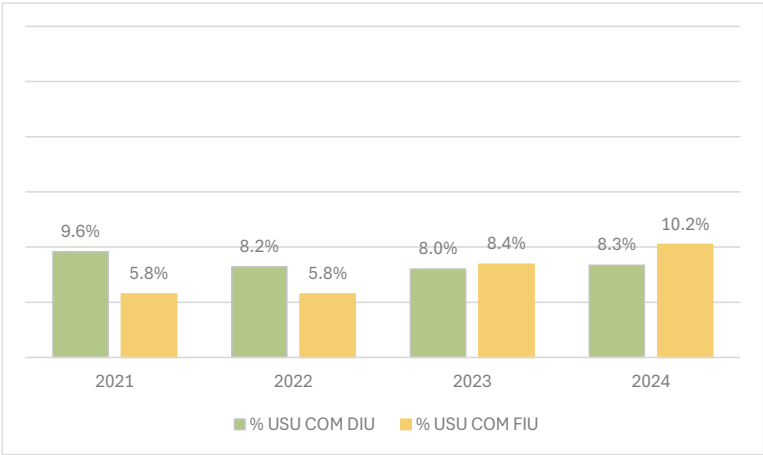


Figura 281 Evolución de la cantidad de usuarios sujetos a compensación para niveles de tensión 2 y 3 y ruralidad 1
Fuente: CREG con información SUI

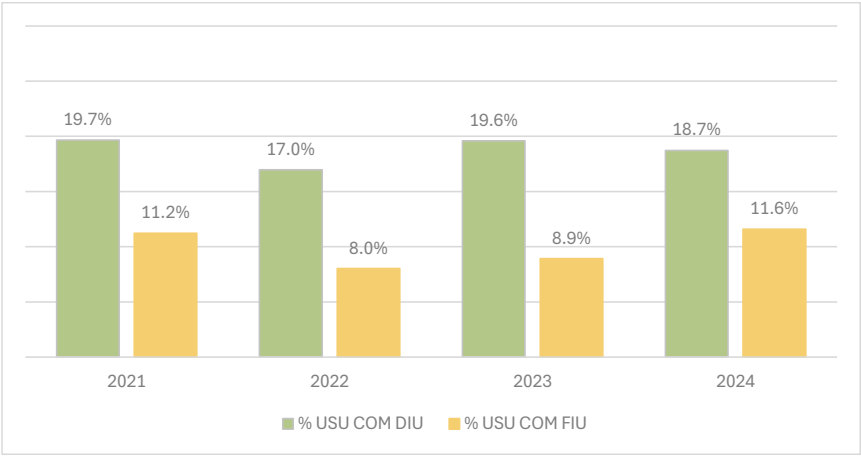


Figura 282 Evolución de la cantidad de usuarios sujetos a compensación para niveles de tensión 2 y 3 y ruralidad 2
Fuente: CREG con información SUI

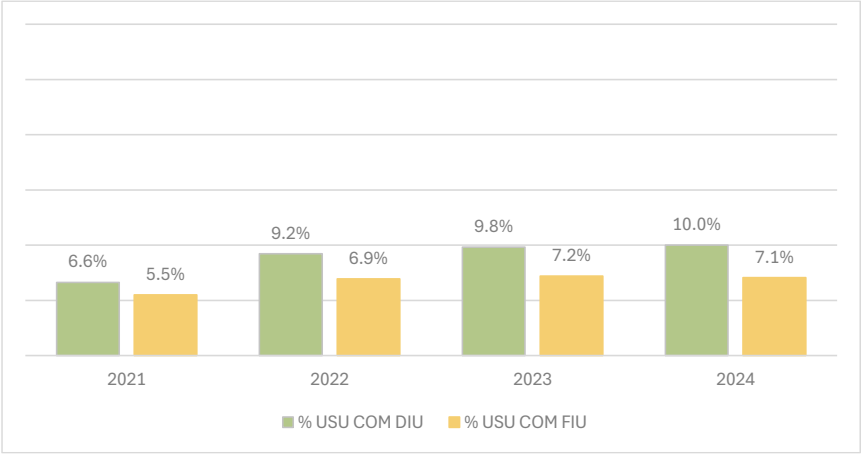


Figura 283 Evolución de la cantidad de usuarios sujetos a compensación para niveles de tensión 2 y 3 y ruralidad 1
Fuente: CREG con información SUI

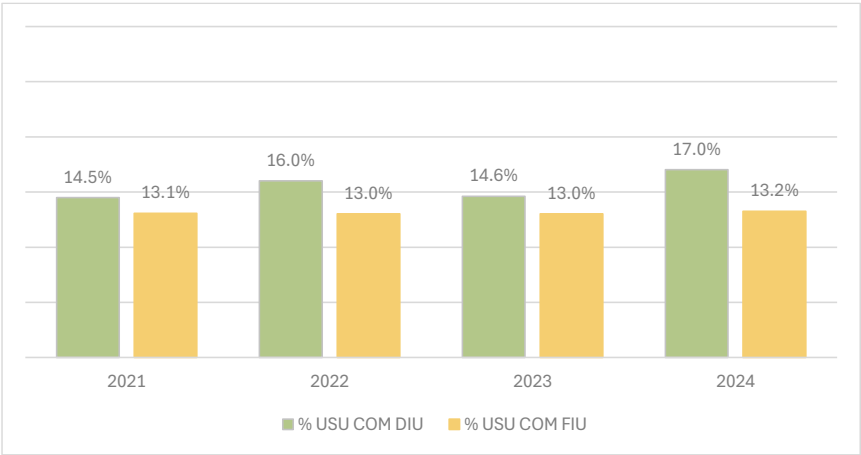


Figura 284 Evolución de la cantidad de usuarios sujetos a compensación para niveles de tensión 2 y 3 y riesgo 1
Fuente: CREG con información SUI

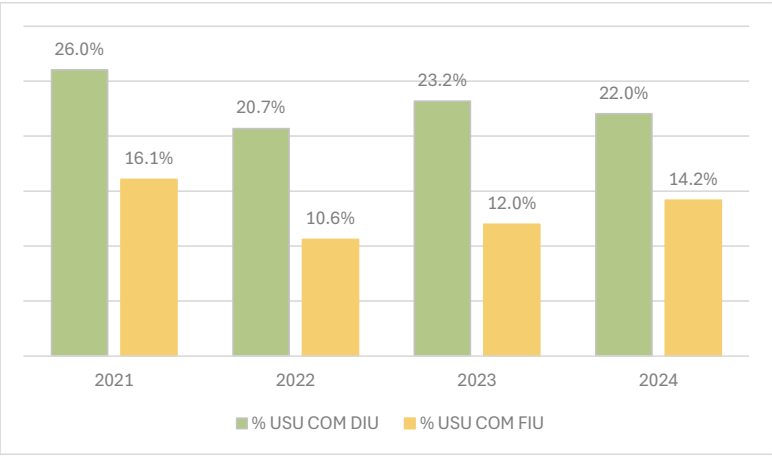


Figura 285 Evolución de la cantidad de usuarios sujetos a compensación para niveles de tensión 2 y 3 y riesgo 2
Fuente: CREG con información SUI

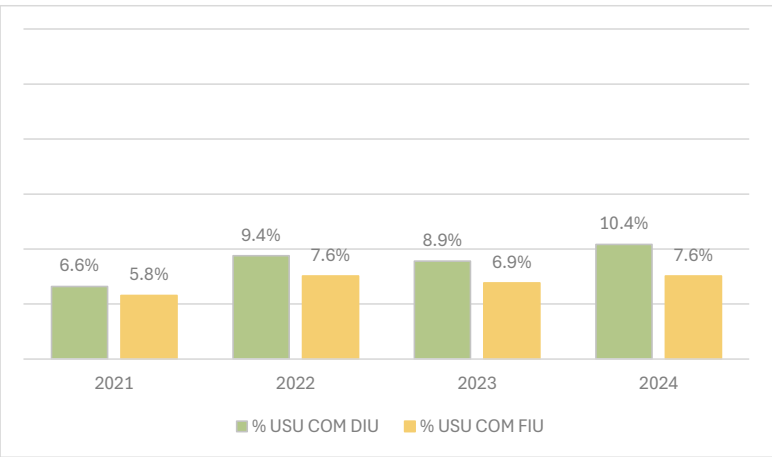
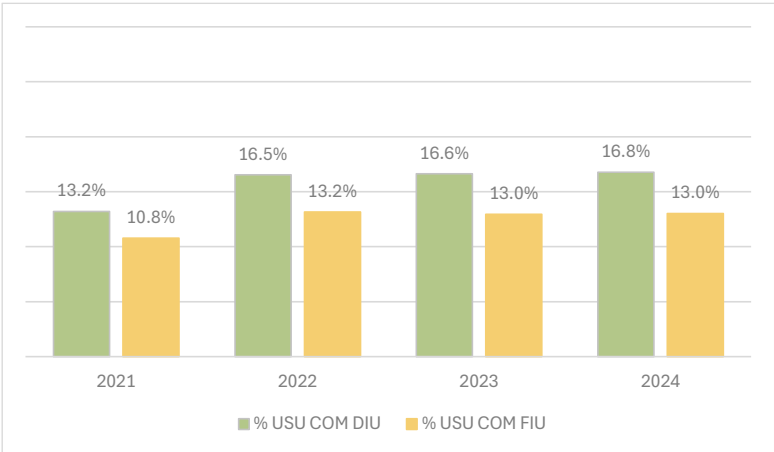


Figura 286 Evolución de la cantidad de usuarios sujetos a compensación para niveles de tensión 2 y 3 y riesgo 3
Fuente: CREG con información SUI



6.8 Reactiva - Detalles sobre el procesamiento de datos

Para realizar el análisis sobre transporte de energía reactiva se utilizaron los datos del sistema único de información (SUI) administrado por la SSPD, correspondientes al periodo 2019 - 2024 recolectados por medio de los formatos 1, 2 y 3 definidos en las resoluciones No. SSPD-20102400008055 del 16/03/2010, y, TC1 y TC2 en la resolución No. SSPD-20192200020155 del 25/06/2019 y No. SSPD - 20212200012515 del 26/03/2021. La consulta se actualizó el 12 de abril de 2025.

Como lo indican la Tabla 57 y la Tabla 58 hay reportes del periodo tarifario adquiridos mediante los dos formatos, teniendo en cuenta que los datos del formato 1 no incluyen información del factor M, debido a que el formato es previo a la Resolución CREG 015 de 2018, se toma la decisión de excluir estos datos del presente análisis. En la tabla 1 se observa un decrecimiento debido a que el formato era el oficial hasta el 2019 y en años posteriores se migro el reporte al formato TC1.

Tabla 57 Cantidad de usuarios reportados Formato 1. Fuente CREG con datos SUI.

Año	Cantidad de usuarios
2019	15.473.769
2020	18.366.140
2021	3.822.525
2022	205.869

Tabla 58 Cantidad de usuarios reportados Formato TC1. Fuente CREG con datos SUI.

Año	Cantidad de usuarios
2019	9.128.061
2020	12.267.664
2021	16.351.247

Año	Cantidad de usuarios
2022	16.954.412
2023	17.322.941
2024	17.768.344

Los reportes del TC1 evidenciados en la Tabla 58 indican un aumento significativo de usuarios. Se filtraron los datos correspondientes al 2019 bajo la razón de que la información de este periodo, para los correspondientes formatos, no es oficial (periodo de prueba).

El procesamiento de los datos obtenidos al integrar la información de los formatos de Caracterización de Usuarios (TC1) y Facturación a Usuarios (TC2), se realizó mediante cuatro pasos que se describen a continuación:

Paso 1. Consulta: Se seleccionan los reportes de tipo de factura inicial, con consumo de usuario superior a 39 kWh³⁷ y con consumo de energía reactiva inductiva o capacitiva medida superior a 0 kVARh. Por otro lado, se restringen los datos a aquellos posteriores a la fecha de inicio de reporte oficial al SUI para cada uno de los mercados.

Paso 2. Sin duplicados: Después de realizar la consulta se eliminan las filas duplicadas y al detectar más de un dato de factura inicial por usuario, por mercado, mes y año de reporte se evalúa la distribución de los porcentajes de duplicados superiores a cero por usuario, al validar con expertos, se excluye del conjunto de datos los usuarios de los que se registran más del 50% de registros duplicados, y para el resto de los usuarios con duplicados solo se obvia el mes en el que se presenta el problema.

Paso 3. Sin inconsistencia de reporte E. reactiva: Con el objetivo de evitar la inconsistencia de los reportes, se excluyen del análisis los registros en los cuales la energía reactiva facturada es mayor a la medida ya sea capacitiva o inductiva

Paso 4. Retiro adicional: Se retiran los registros correspondientes a febrero del 2022 debido a que contiene valores incoherentes del factor M considerando la resolución CREG No. 195 del 2020, también se excluyen registros en los que la energía medida reactiva es mayor al doble de la energía consumida y a lecturas sin medidor³⁸.

Bajo el procesamiento anterior, la cantidad de registros y de usuarios evoluciona como lo indica la Tabla 59, donde se resalta que la mayor caída porcentual de reportes se da en

³⁷ Correspondientes al promedio de percentil 15 de consumo (2020-2024) de usuarios con energía reactiva medida, para excluir del estudio los usuarios con bajos consumos.

³⁸ Las medidas registradas no corresponden a lecturas sino a aproximaciones.

el cuarto paso en el que se retiran el 2.32% de reportes que equivalen la exclusión de 1.28% de usuarios.

Tabla 59 Pasos de procesamiento. Fuente CREG con datos SUI – TC1-TC2.

No.	Paso	Cantidad reportes	Cantidad usuarios
1	Consulta	36,026,382	3,434,306
2	Sin duplicados	35,770,447	3,412,431
3	Sin inconsistencia de reporte E. reactiva	35,620,141	3,410,596
4	Retiro adicional	34,795,474	3,366,978

La distribución de datos por año (Tabla 60) indica que la mayoría de los registros corresponden al 2020 y que del 2023 al 2024 la diferencia es de 68,02%, donde el mayor cambio se da en los mercados de Bogotá – Cundinamarca y en Bajo Putumayo. Nótese que la cantidad de reportes es superior a la cantidad de usuarios dado a que corresponden a la facturación.

Tabla 60 Cantidad de usuarios y de reportes por año. Fuente CREG con datos SUI – TC1-TC2.

Año	Cantidad reportes	Cantidad usuarios
2020	12,091,727	2,808,337
2021	9,464,718	2,465,183
2022	5,748,941	699,341
2023	5,675,320	800,566
2024	1,814,768	244,768

Después de compilar y procesar la información se procede con el diagnóstico del transporte de la energía reactiva mediante el análisis de las siguientes variables: Usuario, mercado, año y mes de reporte, tipo de ubicación, nivel de tensión (NT), estrato_sector, tipo de tarifa, autogenerador, exporta energía, tipo de generación, tipo de área especial, condiciones especiales, tipo medidor, consumo por usuario (kWh), consumo energía reactiva inductiva medido (kVARh) , consumo de energía reactiva inductiva facturado (kVARh), consumo de energía reactiva capacitiva medida (kVARh), consumo de energía reactiva capacitiva facturada (kVARh), facturación consumo energía reactiva (\$), Valor Facturación por Consumo Usuario (\$), Capacidad Autogenerador (kW), tarifa energía reactiva y factor M.

Se definieron las variables adicionales de Q_ind y Q_cap que contienen la relación entre el consumo de energía activa y los valores de energía reactiva inductiva y capacitiva de manera independiente.