



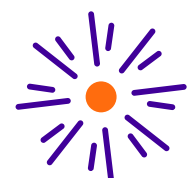
Sumamos energía,  
sumamos pasión

Reporte Integral  
de Sostenibilidad,  
Operación y Mercado

**2023**



# Contenido



PÁGINA

**3**

PÁGINA

**10**

PÁGINA

**13**

PÁGINA

**31**

PÁGINA

**93**

PÁGINA

**285**

PÁGINA

**356**





## Carta de la gerencia

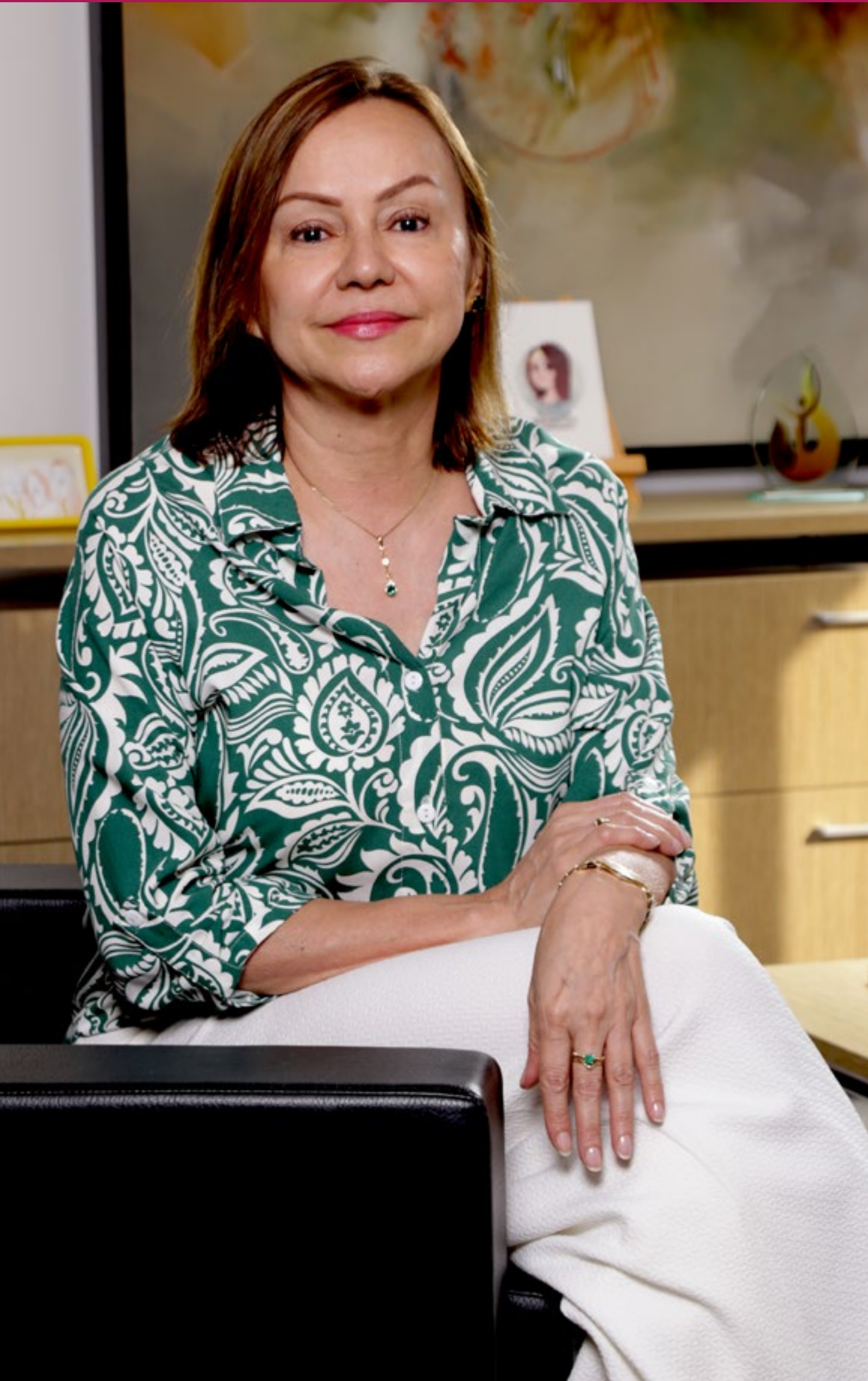
---

2023, un año en el que trabajamos por los colombianos con excelencia integral, anticipación, innovación y liderazgo.

---







## 2023, un año en el que trabajamos por los colombianos con excelencia integral, anticipación, innovación y liderazgo

**E**l compromiso de mantener encendida a Colombia nos permitió avanzar y seguir anticipándonos a los desafíos de un sector que se enfrenta a la necesidad de contar con una transición energética eficiente, ordenada, segura y centrada en el ser humano.

Uno de los principales retos que afrontamos como país y, especialmente, desde el sector eléctrico, fue la consolidación del fenómeno de El Niño, condición que lleva a la operación del sistema y a la administración del mercado a situaciones que exigen el total compromiso de quienes hacemos parte de la cadena del servicio eléctrico, para que los colombianos cuenten con la energía que requieren para sus actividades. En este sentido, desde XM participamos en espacios interinstitucionales de planeación y análisis, entre ellos la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento a la Situación Energética (CACSSSE), en los que dimos señales para la toma de medidas preventivas para contar con la disponibilidad de recursos de generación y transmisión, y mitigar riesgos asociados a la salud financiera del Mercado de Energía Mayorista (MEM).

### Hechos para sentirnos orgullosos

Junto con la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) lanzamos el Sistema de Información del Mercado de Energía Mayorista (SIMEM), primer portal de datos abiertos del sector eléctrico en Colombia, creado en cumplimiento de la Resolución CREG 101 018 de 2022 y administrado por XM.

Con el SIMEM se tiene mayor interoperabilidad de los sistemas de información de los diferentes actores del sector para una gestión más eficiente en los procesos; de esta manera, se da un paso esencial para facilitar el análisis de datos y responder a la creciente demanda de información del sector.

Adicionalmente, iniciamos con algunos agentes del mercado el paralelo del Sistema de Administración del Mercado (SAM) para los procesos de liquidación. En el último trimestre del año se integraron a este todos los agentes del Sistema de Transmisión Nacional (STN) para procesos de Liquidación de Administración de Cuentas (LAC).



En los premios Ámbar, ganamos en la categoría de investigación en la XIX Jornada de Distribución de Energía Eléctrica, por el diseño de Hierro, herramienta basada en el aprendizaje reforzado para planear rutas de restablecimiento del Sistema Interconectado Nacional.

Nos emociona haber recibido el reconocimiento a nuestro proyecto “Implementación de nuevas tecnologías para validar técnicamente la integración de nuevos actores como DERs mediante agregadores y su prestación de servicios auxiliares en el sistema de potencia colombiano”, que ganó el premio CIER de Innovación 2023 en la fase nacional.

Así mismo, en los Premios Portafolio fuimos finalistas en la categoría de Innovación con EcoGox, primera plataforma en Latinoamérica con *blockchain* enfocada en la certificación, registro, trazabilidad y redención de certificados de energía renovable (REC, por su sigla en inglés).

Estos reconocimientos destacan el papel de XM en la investigación y el desarrollo del sector eléctrico.

Consecuentes con los retos que plantea nuestra estrategia 2030, en 2023 actualizamos nuestra estructura organizacional y ajustamos algunos procesos para responder al desafío de seguir siendo un actor relevante en la transición energética y continuar apalancando el crecimiento de nuestra compañía a partir de la excelencia integral, la innovación y el fortalecimiento de la confianza con los grupos de interés.

Entendemos que el futuro del mercado energético colombiano debe mantenerse en las mejores manos. Esa es, precisamente, la motivación del Plan Energía x Educación (ExE), una propuesta de los empleados de XM que financia la educación superior de estudiantes de Ingeniería Eléctrica y Energética de la Universidad Nacional de Medellín y la Universidad de Antioquia. Me llena de satisfacción que en 2023 esta

iniciativa nos permitió contar con seis practicantes que están aplicando sus conocimientos y aprendiendo para aportar al sector eléctrico con competencias técnicas y una mirada integral.

En 2023 continuamos desarrollando nuestro talento, motor fundamental de nuestros logros. Finalizamos el año con 369 empleados, de los cuales el 35 % somos mujeres, gracias al trabajo enfocado en la promoción de la equidad e igualdad de género y que recibió su auditoría de mantenimiento del sello plata Equipares obtenido en 2021.

Lanzamos el sello de liderazgo XM que nos permite el desarrollo de las capacidades requeridas para impactar positivamente el sector. De otro lado, fortalecimos nuestro modelo de carrera técnica con 118 personas en desarrollo de sus capacidades para efectuar un adecuado proceso de sucesión en requerimientos de perfil técnico.

En relación con los componentes del clima organizacional, el compromiso alcanzó el 93 % y el soporte para el éxito, 92 %, ambos muy positivos.

## La transición energética, una realidad del sector

Coherente con la estrategia de XM y con los pilares de la transición energética en Colombia, hemos avanzado en el desarrollo de capacidades, conocimiento y alianzas estratégicas para dar señales integrales y oportunas a la institucionalidad del sector para propender por la seguridad, confiabilidad, flexibilidad y resiliencia del Sistema Interconectado Nacional. Consecuentes con lo anterior, hemos hecho diversas propuestas encaminadas a fortalecer la operación del sistema y promover un mercado que responda a las necesidades de la transición.

En los premios Ámbar, ganamos en la categoría de investigación, por el diseño de Hierro, herramienta basada en el aprendizaje reforzado para planear rutas de restablecimiento del Sistema Interconectado Nacional.

Finalizamos el año con

**369**  
**empleados.**

De los cuales el

**35 %**

somos mujeres.





En 2023 elaboramos el mapa de ruta para el cierre de brechas identificadas por el Centro Nacional de Despacho (CND), el cual contiene acciones que le permiten a XM estar preparada para la transición energética. En este sentido, logramos el apoyo de GPST (The Global Power System Transformation Consortium), que reúne a nivel mundial la experiencia de una red de operadores de sistemas, fabricantes, empresas de servicios públicos, organismos de normalización e instituciones de investigación para acelerar las soluciones que posibilitan que las redes de todo el mundo funcionen con energía 100 % renovable.

A través de la ayuda de GPST, en XM pudimos contar con expertos que nos acompañaron como ponentes en el 5.º Foro XM con ponencias técnicas de relevancia sectorial y nacional. Adicionalmente revisamos el mapa de ruta de XM, del cual se recibieron observaciones y se priorizaron acciones; en ese sentido, realizamos capacitaciones especializadas al talento humano de XM, se programaron tres visitas de trabajo y referenciamiento internacional para varios de nuestros expertos. Sumado a esto, se está llevando a cabo una consultoría con EPRI (Electric Power Research Institute) para el centro de control del futuro en XM y se tienen previstas capacitaciones especiales para el regulador en Colombia.

De otro lado, en 2023 publicamos en el *Journal International Electric Power Systems Research* un texto que explica el modelo inteligente en el que se construyó un sistema híbrido con inteligencia artificial para la optimización de ajustes de relés de distancia, logrando así un hito que ubica a XM como pionero en la optimización de ajustes de las protecciones; además, participamos como coautores del libro *Mecanismos de mercado para una transición energética resiliente en Colombia* que hace parte de los entregables de Energética 2030, iniciativa que reunió a Estado, academia y empresa.

## Las buenas prácticas corporativas

Durante el 2023, y considerando el compromiso de autonomía de XM con todos los grupos de interés y con el sector eléctrico colombiano, por decisión de la administración de la empresa y como parte de la autorregulación que caracteriza a XM, se ejecutó una auditoría externa con el fin de verificar el cumplimiento de las obligaciones establecidas para XM en el contrato interadministrativo de compraventa de acciones, por el que Ecopetrol adquirió en el año 2021 la participación que el Ministerio de Hacienda y Crédito Público poseía en ISA.

Dicha auditoría concluyó que XM cumple con todos los compromisos a su cargo y entregó a la administración algunas oportunidades de mejora que contribuirán a fortalecer el Gobierno corporativo por lo que nos encontramos diseñando planes para su implementación.

De otro lado, resaltamos la realización del 11.º Foro de Ética del sector eléctrico colombiano, espacio académico creado con el propósito de propiciar reflexiones, acciones y compromisos alrededor de la ética y el fortalecimiento de la transparencia empresarial.

**En 2023 continuamos desarrollando nuestro talento, motor fundamental de nuestros logros y de las metas que nos fijamos para el mediano y largo plazo.**



## XM y la importancia de su rol en el sistema eléctrico colombiano

En 2023, gracias al trabajo articulado con la institucionalidad y con los agentes del sector eléctrico, se logró atender la demanda de energía de los colombianos con 79,390 GWh de generación en Colombia, más 530 GWh que importamos desde Ecuador; mientras que, a través de nuestras interconexiones internacionales de electricidad, exportamos hacia Ecuador 1293 GWh. Resaltamos que la diferencia entre la demanda y la generación más las importaciones corresponde a la Demanda No Atendida (DNA) que fue de 64 GWh.

En 2023 se declararon en operación comercial 32 proyectos de generación, lo que representa 1,142 MW de nuevas plantas. De estas, 56.2 % corresponde a capacidad hidráulica, 25.7 % a térmica y 18.1 % proviene de plantas que aprovechan la energía del sol. En estos proyectos se destaca el ingreso de las unidades 3 y 4 de Hidroituango, cada una con una capacidad de 300 MW; con la entrada de estas dos unidades, esta planta de generación completa una capacidad efectiva neta de 1,200 MW.

Respecto a la transmisión de energía, nos complace informar que en 2023 ingresaron 36 nuevos proyectos, que suman al país un total de 697 kilómetros de líneas de transmisión, lo que asegura un mayor respaldo para la operación del sistema. Destacamos la incorporación de la línea Bolívar- Sabanalarga de 66 km a un nivel de tensión de 500 kV.

En el 2023 liquidamos 48.32 billones de pesos en transacciones del mercado, dentro de los cuales administramos 15.07 billones de pesos en transacciones en la bolsa de energía. Además, a través del SICEP, se crearon 109 convocatorias, de las que el 44 % se adjudicó con plazos hasta el año 2041.

Además, liquidamos y facturamos transacciones para los 12 meses del año y registramos 11,725 fronteras comerciales y 1359 contratos de largo plazo. Así mismo, liquidamos y facturamos cargos por uso para los 12 meses, aprobamos 748 garantías por 13.25 billones de pesos y se administraron 4.07 billones en prepagos.

En 2023 se declararon en operación comercial

**32 proyectos**  
de generación, lo que representa  
**1,142 MW**  
de nuevas plantas.

**56.2 %**



**25.7 %**



**18.1 %**





## Innovación, esencia de XM

En XM creemos firmemente en la innovación al servicio de la sostenibilidad y de ofrecer soluciones de base tecnológica que respondan a problemáticas globales. Es así como en 2023 lanzamos Ecoclíc, un portafolio de soluciones ambientales que integran tecnología *blockchain*, y Ecotrade, *marketplace* público para la compra y venta de los activos ambientales, mediante el uso de bonos, certificados y registros.

Ecoclíc, línea de negocio ambiental, incluye seis productos: EcoGox, Karbona, EcoRep, Biotrust, Ecotrade y EcoWaas, soluciones diseñadas para que, a partir de la ciencia, la tecnología, la experiencia y la experimentación, se genere valor sostenible para mejorar la vida en el planeta.

## Ciberseguridad

En 2023 seguimos fortaleciendo nuestra postura de ciberseguridad desde una perspectiva integral, partiendo de la infraestructura, los procesos, la cultura y las personas. Consecuentes con ello, evaluamos la madurez de la seguridad a partir de dos marcos internacionales e identificamos oportunidades de mejora que nos permiten afinar la hoja de ruta de ciberseguridad en XM.

Hemos fortalecido la ciberseguridad para abarcar todas las capas tecnológicas; iniciamos el abordaje de la convergencia de las tecnologías de la información y la tecnología operacional y, además, afianzamos convenios y cooperación con entidades nacionales e internacionales para contar con más información del entorno.

Mejoramos nuestro centro de ciberseguridad (SOC) e incorporamos procesos y herramientas al plan de continuidad del negocio frente a eventos de seguridad informática. De esta manera XM mantiene el aprendizaje continuo para lograr la mayor cobertura posible con planes estratégicos clave, que reduzcan incertidumbres operacionales y fortalezcan la confianza con los grupos de interés.

## Resultados financieros

El patrimonio de XM se encuentra dividido entre las actividades reguladas, asociadas a la operación del CND y la administración del MEM, y las actividades no reguladas, correspondientes a inversiones en sociedades, innovación y otros servicios.

Al cierre del año 2023 los activos de XM llegaron a 437,911 millones de pesos, lo que representa una variación positiva del 47 %, mientras que los pasivos fueron de 379,924 millones de pesos, lo que equivale a un incremento de 50 %. El patrimonio cerró el año en 57,987 millones de pesos, un 28 % más que en el 2022.

Producto de las actividades reguladas, los activos llegaron a 409,625 millones de pesos, lo que representa un incremento del 49 %, los pasivos fueron de 377,578 millones de pesos con una variación positiva de 50 % y el patrimonio cerró en 32,047 millones de pesos, un 39 % más que en 2022. Mientras que, para las actividades no reguladas, los activos llegaron a 28,286 millones de pesos con un incremento del 17 %, los pasivos fueron de 2,346 millones de pesos con una variación positiva superior al 24 % y el patrimonio cerró en 25,940 millones de pesos, un 16 % más que en 2022.

Los resultados financieros arrojan un ebitda de 39,452 millones de pesos. El ebitda depurado de las partidas, que no generan utilidad neta según la remuneración de XM, fue de 5,782 millones de pesos, lo cual representa un incremento del 4 % frente al año inmediatamente anterior.

Al cierre del año 2023 los activos de XM llegaron a

**437,911 millones de pesos,**

lo que representa una variación positiva del 47 %.





**En cuanto al estado de resultados, cerramos el año con una utilidad neta de 18,309 millones de pesos, de los cuales:**

- Aproximadamente **6,844 millones de pesos** provienen de la gestión por la operación del CND y la administración del MEM.
- Y **11,465 millones** de pesos corresponden a inversiones en sociedades, innovación, otros servicios diferentes al CND y MEM y beneficios tributarios.
- Aproximadamente el **26 % de la utilidad total del año proviene de los beneficios tributarios** que gestiona la compañía ante el Ministerio de Ciencia y Tecnología.

XM cuenta con una participación accionaria en la Cámara de Riesgo Central de Contraparte (CRCC) del 8.17 % y durante el año recibió dividendos por 692 millones de pesos, producto de los resultados financieros del año 2022 de esta compañía.

Nuestra filial Inteia, donde tenemos una participación del 85 %, cerró el año con una utilidad neta de 4,543 millones de pesos y entregó dividendos en 2023 por 1,081 millones de pesos.

En XM ratificamos nuestro compromiso con los colombianos para responder a los retos que plantean la incorporación de nuevas tecnologías operacionales, el fenómeno de El Niño, la transición energética, la ciberseguridad, la excelencia integral, la generación de valor sostenible a nuestros grupos de interés y el desarrollo de nuestro talento humano.

Nos inspira que Colombia se mantenga encendida y, de esta manera, aportar a la competitividad y sostenibilidad del país.

  
María Nohemi Arboleda Arango  
Gerente general de XM





# Acerca de este informe

Este reporte corresponde a la gestión de la compañía en la vigencia comprendida entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2023.







“Trabajar en equipo es el mejor camino para el cumplimiento de nuestras metas”.

Liliana Pineda Hernández  
Directora de Asuntos Corporativos de XM

GRI's asociados: 2-1, 2-2, 2-3, 2-5, 2-14, 2-26

## Acercas de este informe

**E**n XM vemos el 2023 como un año de consolidación, resultados muy satisfactorios y nuevos desafíos. Demostramos que trabajar en equipo es el mejor camino para el cumplimiento de nuestras metas y, con ello, ratificamos que la excelencia integral, la innovación y el talento de nuestra gente son fuente de pasión y potencia de nuestra energía. La ruta para el 2024 la trazamos convencidos de la relevancia que tiene para el país nuestra función como operadores del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administradores del Mercado de Energía Mayorista (MEM).

En este *Reporte de sostenibilidad, operación y mercado*, publicado en abril de 2024, compartimos los principales resultados de nuestra gestión, enmarcados en las dimensiones ambiental, social y económica, que nos permiten seguir generando valor para la sociedad, el mercado, nuestro talento humano y la empresa.

Compartir estos logros y aprendizajes no solo es relevante para saber cómo nos fue en 2023, también nos sirve como guía para mirar en perspectiva los avances alcanzados en el cumplimiento de los objetivos estratégicos y proyectar nuestro futuro con base en lo establecido en la estrategia 2030 y los valores que identifican a XM.

La medición propia que hicimos en 2022 de la reputación y la sostenibilidad de la organización ha sido la base sobre la cual hemos estructurado este reporte, esto no hubiera sido posible sin la contribución de nuestros grupos de interés. Su opinión y sus conceptos son fundamentales para saber en qué punto nos encontramos y a dónde queremos llegar, esa es la guía que nos indica el camino hacia la excelencia integral.

**Como resultado de ese ejercicio, los temas materiales priorizados para el 2023 fueron los siguientes:**

- Seguridad y salud en el trabajo para empleados directos e indirectos.
- Estrategia de mitigación y adaptación a los efectos del cambio climático.
- Coherencia con el cumplimiento del propósito superior.
- Anticipación y preparación ante los desafíos y tendencias.
- Cumplimiento de la promesa de valor con rigor y excelencia.
- Capacidad para cumplir los objetivos financieros y de negocio con visión de largo plazo aprovechando las oportunidades y garantizando la vigencia corporativa.
- Independencia respecto al gobierno y terceros.
- Estrategia adecuada de crecimiento.
- Comportamiento ético, íntegro y transparente.

Este Reporte de sostenibilidad, operación y mercado se publica de manera anual y corresponde a la empresa XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P. (compañía de servicios públicos mixta, ubicada en la calle 12 Sur # 18 - 168 bloque 2, Medellín, Colombia); en la vigencia comprendida entre el 01 de enero y el 31 de diciembre de 2023 (correspondiente al período objeto de los estados financieros), de acuerdo con los estándares del Global Reporting Initiative (GRI).





Dicha información es revisada por el Comité de Gerencia de la organización y se presenta un resumen a la Junta Directiva de XM.

Por transparencia y trazabilidad de la información de este Reporte, la empresa consultora KPMG se encargó de la verificación externa y el cumplimiento de estos indicadores. Este año se hizo una revisión de los siguientes temas materiales priorizados según el estándar GRI:

1. GRI 418-1 Reclamaciones fundamentadas relativas a violaciones de la privacidad del cliente y pérdida de datos del cliente.
2. GRI 201-1 Valor económico directo generado y distribuido.
3. GRI 405-1 Diversidad en órganos de gobierno y empleados.
4. GRI 205-1 Operaciones evaluadas para riesgos relacionados con la corrupción.
5. GRI 205-2 Comunicación y formación sobre políticas y procedimientos anticorrupción.
6. GRI 401-1 Contrataciones de nuevos empleados y rotación de personal.
7. Indicador CREG: Número de retrasos en la liquidación y facturación de transacciones en el MEM.
8. Hitos del plan táctico. Anticipación y preparación ante los desafíos y tendencias.
9. GRI 405-2 Ratio entre el salario básico y la remuneración de mujeres y de hombres.
10. GRI 205-3 Incidentes de corrupción confirmados y medidas tomadas.

En XM consideramos de la mayor importancia que nuestros grupos de interés tengan información actualizada y detallada de nuestra gestión, resultados y aprendizajes. Consecuentes con ello, este documento amplía su visión y señala los retos en los que se enfoca nuestro trabajo en 2024 desde una perspectiva ambiental, social y de gobernanza.

Desde la Dirección de Asuntos Corporativos de XM estamos disponibles para escuchar sus opiniones, inquietudes, consultas o solicitudes relacionadas con el contenido de este Reporte, así como sobre la aplicación de las políticas y prácticas de la organización, las cuales pueden compartir a través del correo electrónico [comunicaciones@xm.com.co](mailto:comunicaciones@xm.com.co).

Agradecemos a nuestros grupos de interés el apoyo recibido este año en el que, una vez más, juntos iluminamos a Colombia, y contribuimos a la competitividad y al crecimiento del sector y del país.

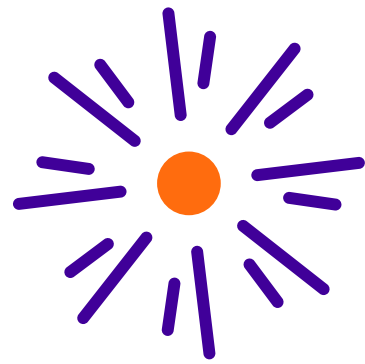
¡Gracias!

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Liliana Pineda H.'.

**Liliana Pineda Hernández**

**Directora de Asuntos Corporativos**





# Factsheet:

## Nuestra compañía

---

Nuestra organización

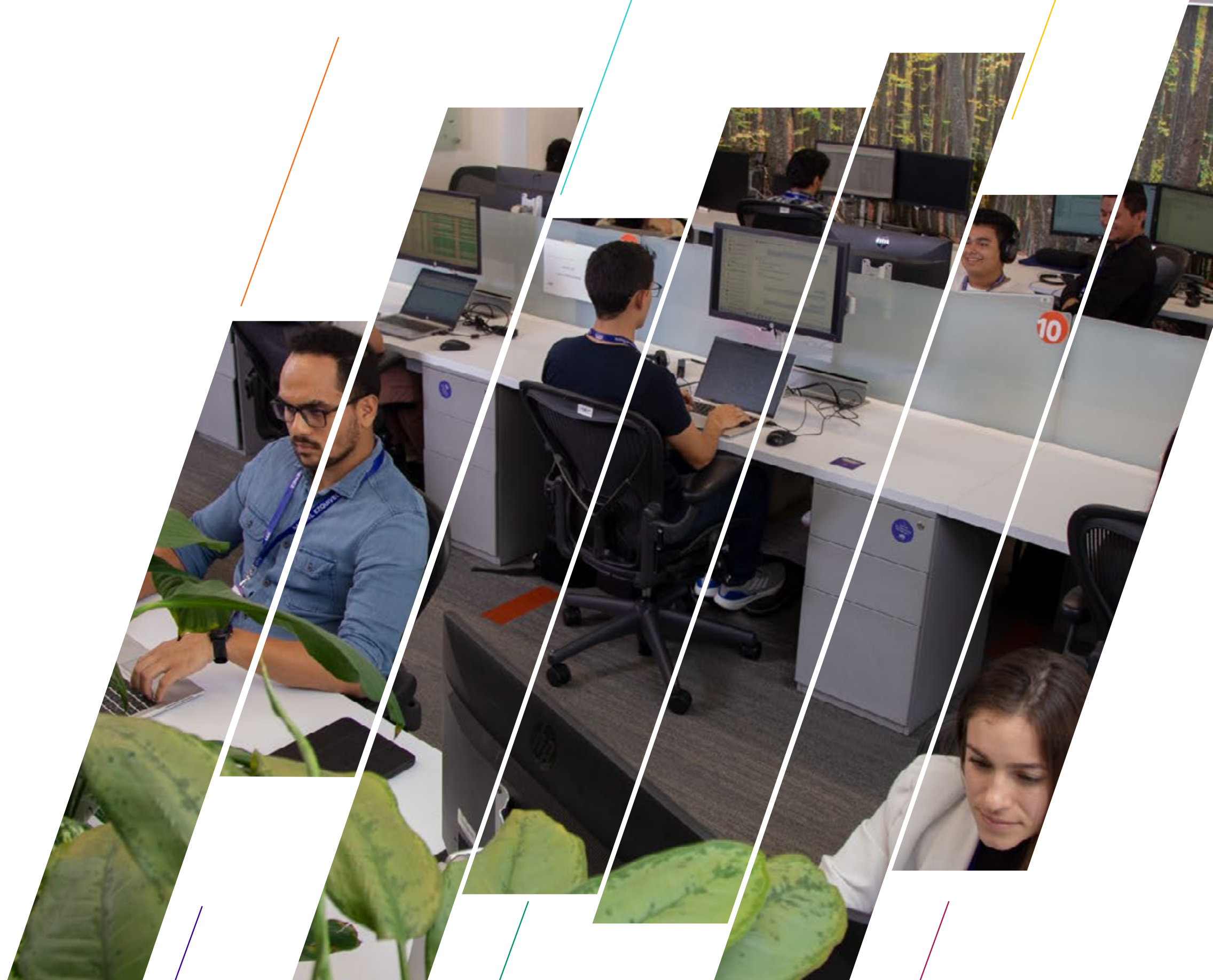
---

Marco estratégico

---

Logros del 2023

---





Gri 2-6.

Factsheet:

## Nuestra organización

**E**n XM nos inspira que Colombia se mantenga encendida. Para aportar a la competitividad y sostenibilidad del país contamos con un equipo humano de hombres y mujeres que trabajan con PASIÓN para afrontar los desafíos del sector eléctrico colombiano.

### ¿Quiénes somos?

Somos los operadores del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administramos el Mercado de Energía Mayorista (MEM) en Colombia. Para esto cumplimos con las siguientes funciones:

- Centro Nacional de Despacho (CND)
- Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC)
- Liquidador de Cuentas de cargos por uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional, (LAC)

Además, administramos las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) de corto plazo con Ecuador.

### Países en los que tenemos presencia:

Tenemos presencia en Colombia y administramos las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) de corto plazo con Ecuador.

**Participación accionaria:**

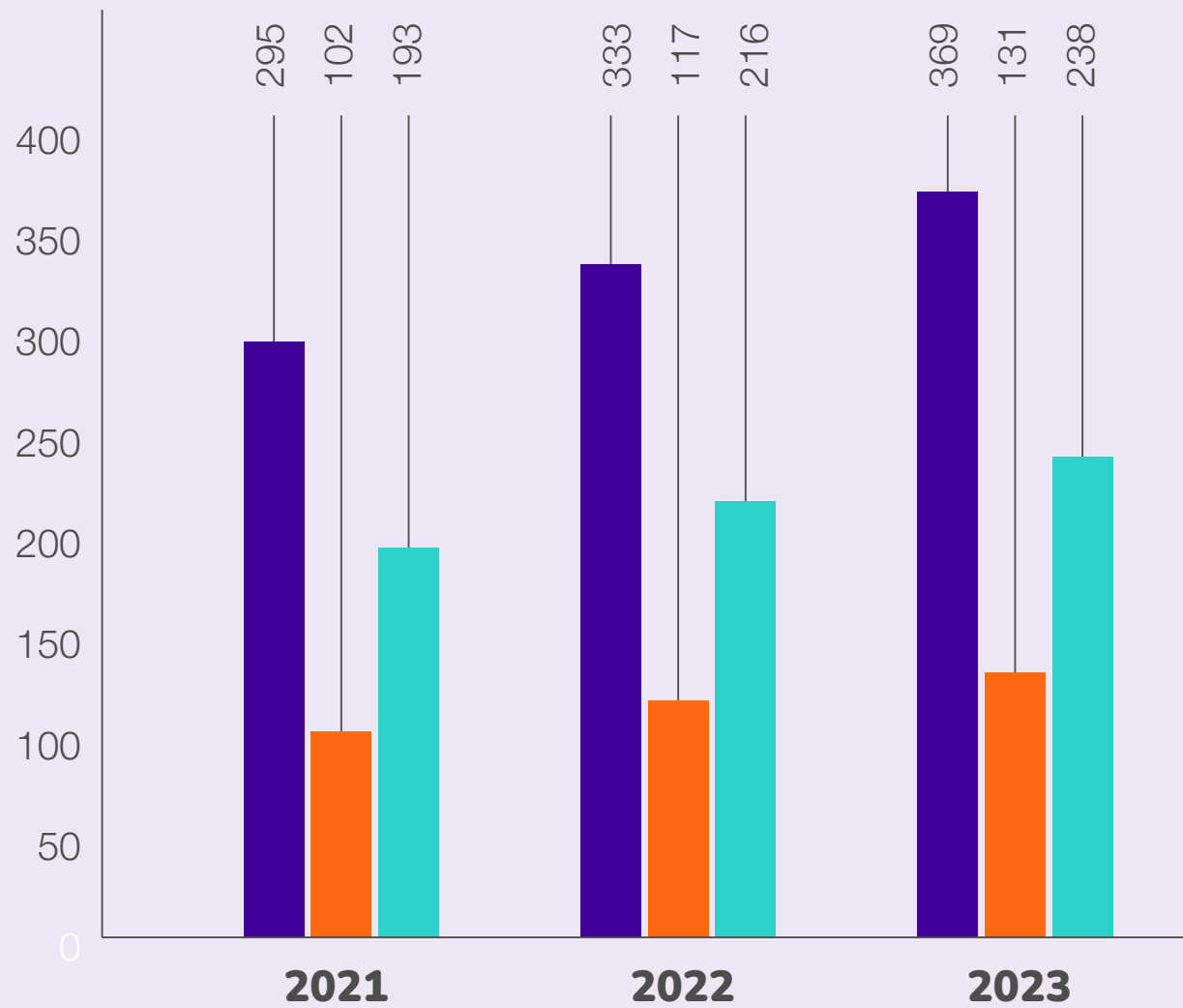
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.:	<b>99.73 %</b>
Corporación Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico – CIDET:	<b>0.06 %</b>
Fondo de Empleados de ISA – FEISA:	<b>0.06 %</b>
Bolsa de Valores de Colombia - BVC :	<b>0.06 %</b>
Financiera de Desarrollo Nacional S.A.:	<b>0.06 %</b>





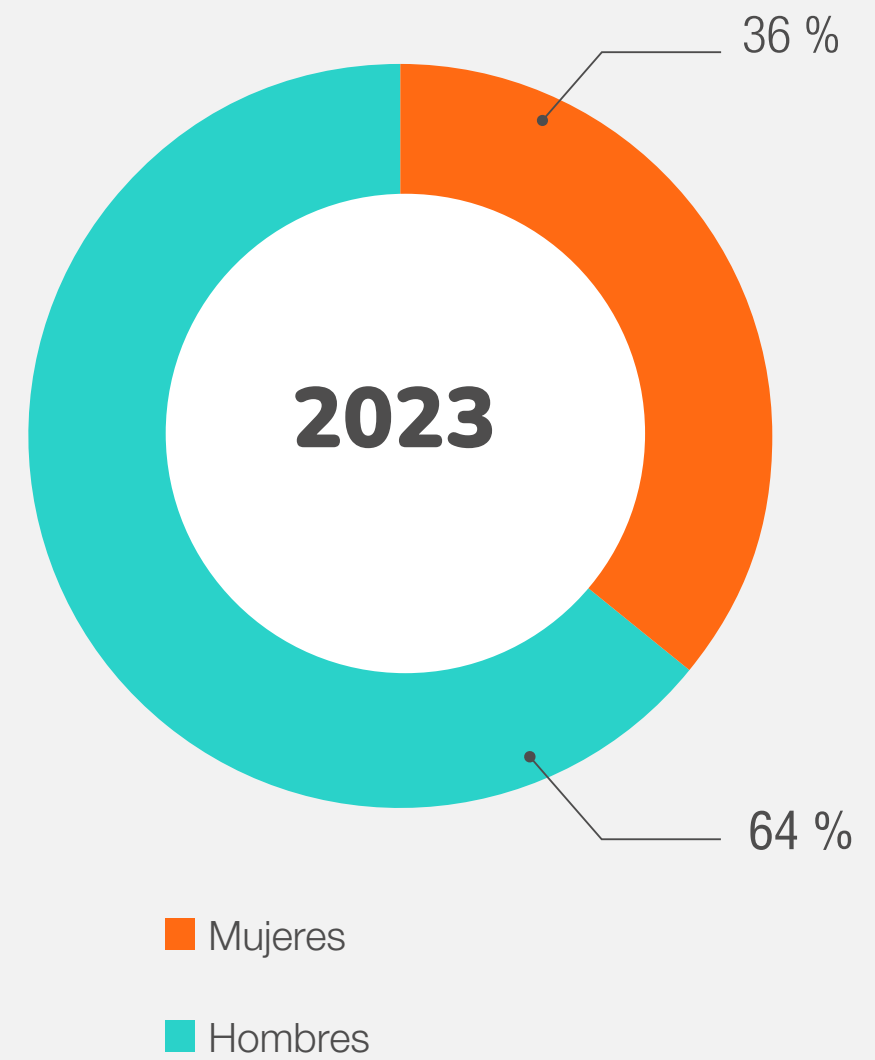


### La composición de nuestro equipo de trabajo



- Total de trabajadores
- Total de trabajadoras mujeres
- Total de trabajadores hombres

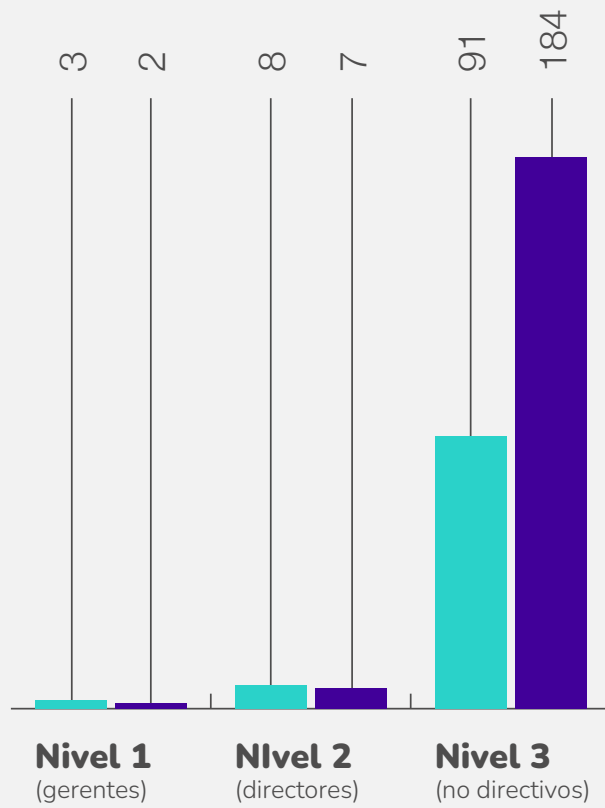
### Participación en porcentaje 2023



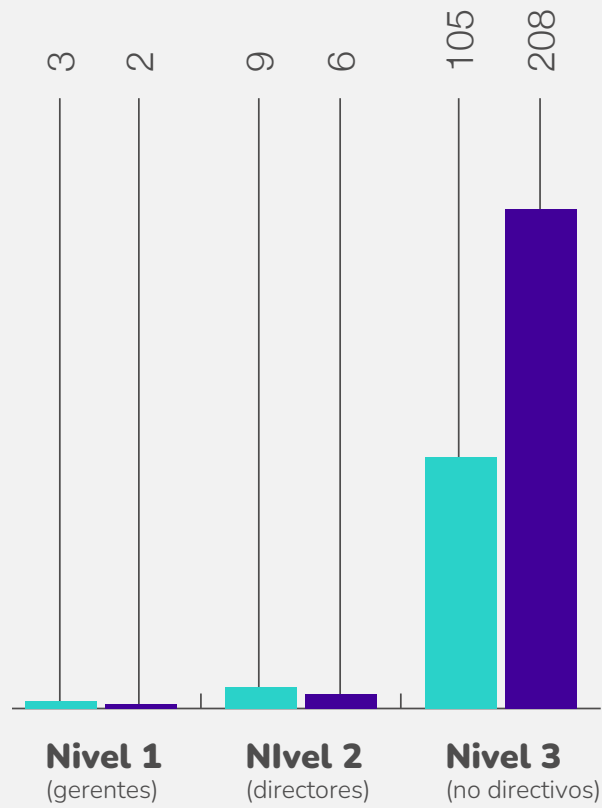


### Total de trabajadores por nivel de cargo

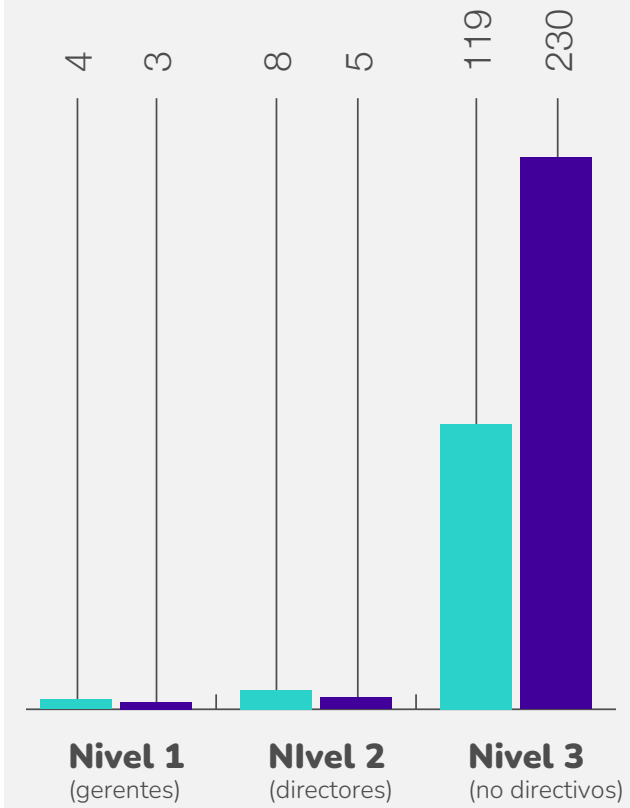
■ Mujeres ■ Hombres



2021

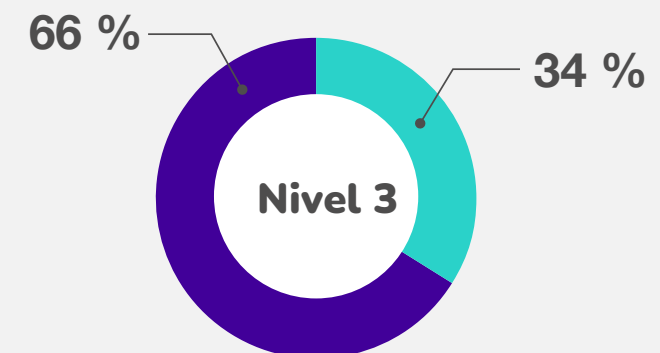
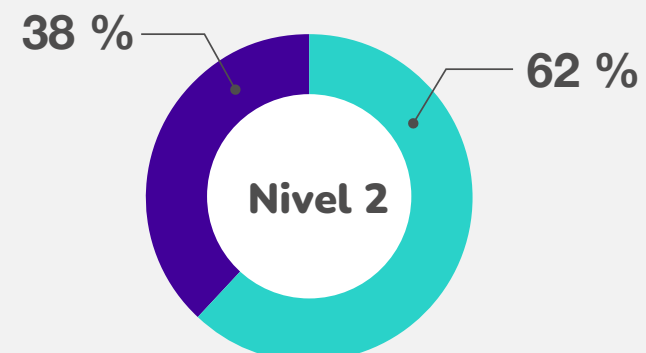
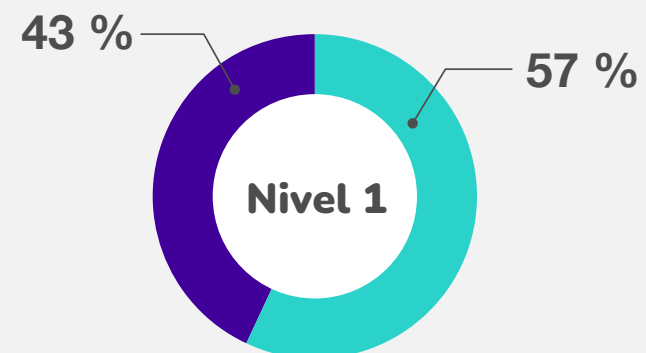


2022



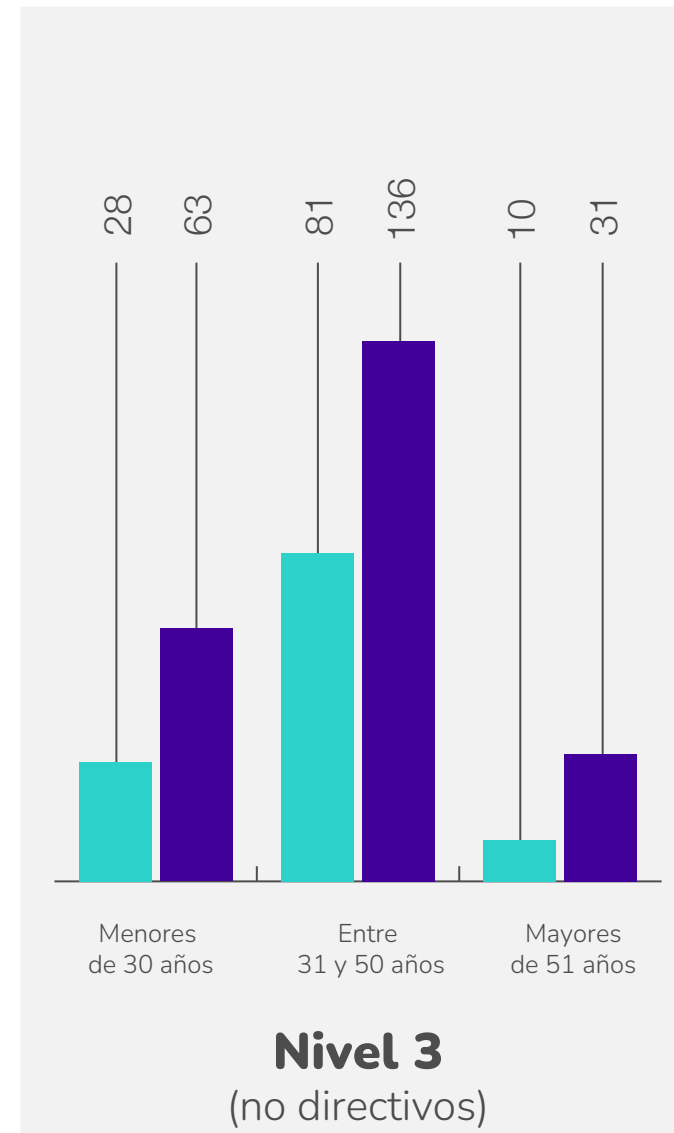
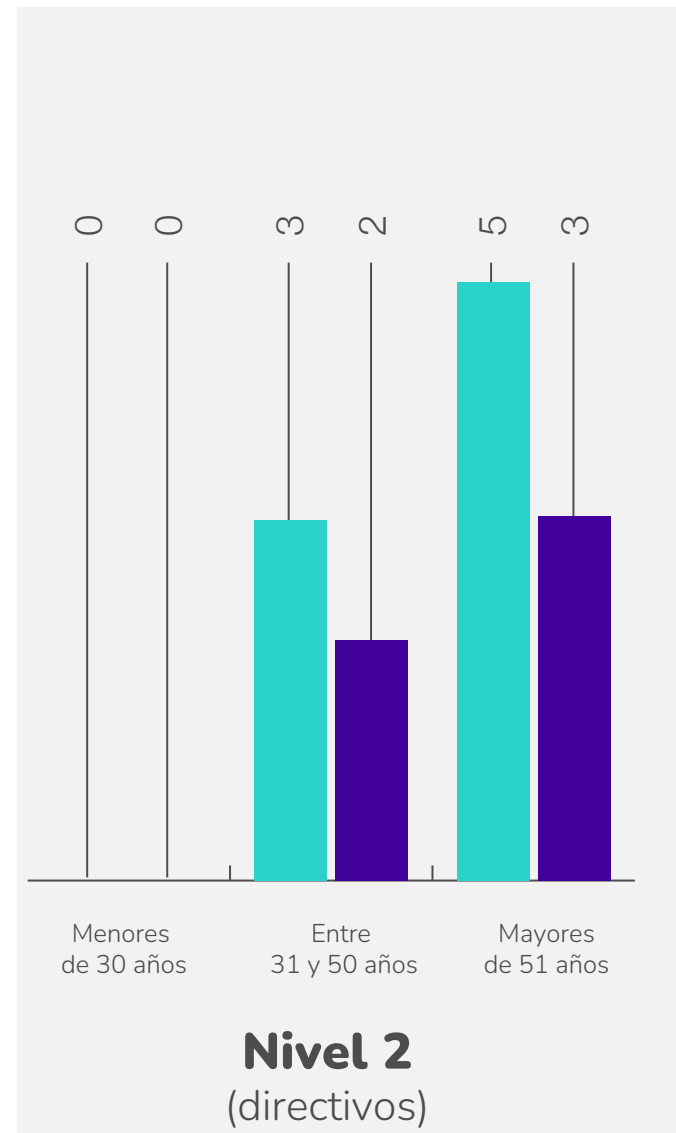
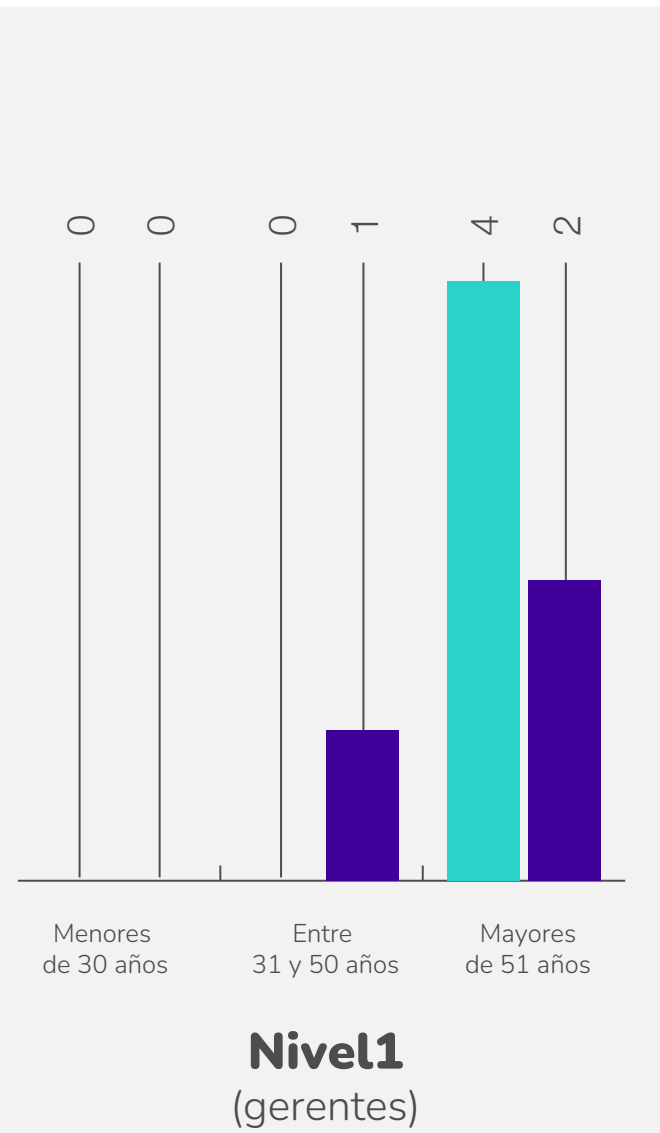
2023

#### % 2023

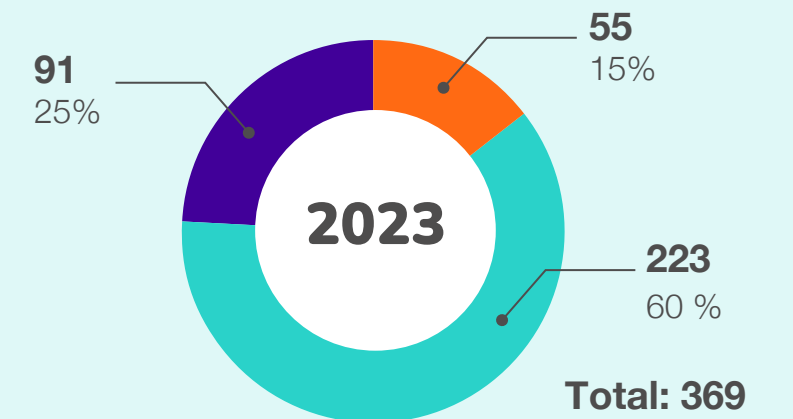
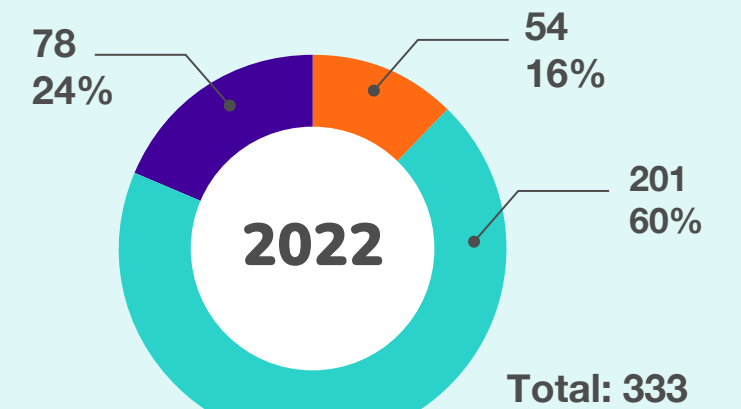
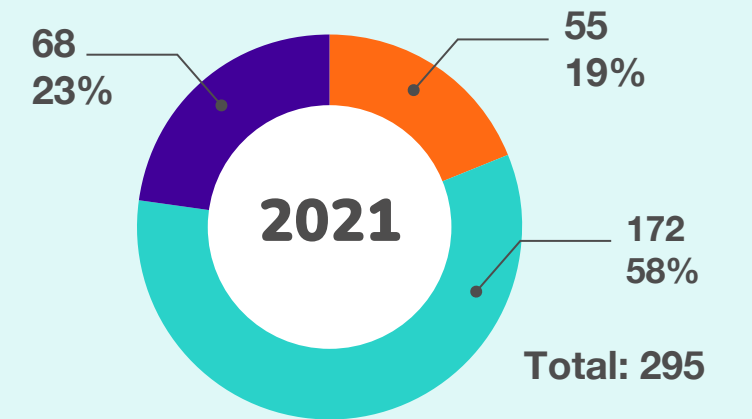


### Trabajadores por rango de edad 2023

Mujeres Hombres



Menores de 30 años  
Entre 31 y 50 años  
Mayores de 51 años







## Resultados de la gestión del SIN y MEM 2023

### Utilidad neta

(en millones de pesos)

**2021: 11,290**

**2022: 10,873**

**2023: 18,309**

### Ebitda

(en miles de millones de pesos)

**2021: 38.4**

**2022: 37.8**

**2023: 39.4**

### Ebitda depurado\*

(en miles de millones de pesos)

**2021: 8.4**

**2022: 5.5**

**2023: 5.7**

\*Ebitda depurado de aquellas partidas que no generan impacto financiero en la utilidad de XM, dado el esquema actual de remuneración; estas son el gravamen a los movimientos financieros (GMF) del mercado y los componentes de inversiones reguladas.

### Tributos pagados

(en millones de pesos)

**2021: 39,070**

**2022: 51,119**

**2023: 80,932\***

\*Mayor Gravamen a los movimientos financieros (GMF) por mayores transacciones del mercado de energía.

### Compras totales (antes de IVA)

(en millones de pesos)

**2021: 93,237**

**2022: 121,478**

**2023: 182,646**

### Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)

(equivalente en toneladas de CO<sub>2</sub>)

**2021: 226.77\***

**2022: 320.94**

**2023: 422.06\*\***

\*Las emisiones de 2021 fueron actualizadas teniendo en cuenta los ajustes realizados en verificación por Icontec.

\*\*Información en verificación por Icontec.

## Resultados relevantes del Mercado de Energía Mayorista (MEM) en 2023

### Transacciones del Mercado

(en billones de pesos)

**2021: 26.1\***

**2022: 33.76**

**2023: 48.32**

\*La información de 2022 fue actualizada con nuevas versiones de la liquidación.

### Transacciones en bolsas de energía

(en billones de pesos)

**2021: 3.1**

**2022: 6.3**

**2023: 12.6**

### Administración dinero del Mercado\*

(en billones de pesos)

**2021: 7.16**

**2022: 9.98\*\***

**2023: 16.04**

\*Incluye: transacciones en bolsa, cargos por uso, fondos y transacciones internacionales.

\*\*La información de 2022 fue actualizada con nuevas versiones.

### Precio promedio en bolsa de energía

(en pesos/kwh)

**2021: 151.2\***

**2022: 218.27**

**2023: 572.47**

\*La información de 2021 fue actualizada con nuevas versiones de la liquidación.

### Precio promedio ponderado en contratos

(en pesos/kwh)

**2021: 231.9\***

**2022: 269.51**

**2023: 280.47**

\*La información de 2021 fue actualizada con nuevas versiones de la liquidación.

### Exportación de energía

(en millones de dólares)

**2021: 10.56**

**2022: 29.88**

**2023: 283.90\***

\*Las exportaciones de energía en el año 2023 crecieron 179 % respecto al año 2022. Adicional a ello, por el fenómeno de El Niño, durante los meses de octubre y noviembre las exportaciones de energía eléctrica se atendieron únicamente con combustibles líquidos a partir de la Resolución MME 40619 de 2023 que posteriormente fue modificada por la Resolución MME 40718 de 2023.

### Importación de energía

(en millones de dólares)

**2021: 19.45**

**2022: 5.73**

**2023: 49.59\***

\*En el año 2023, por el fenómeno de El Niño, la energía eléctrica tuvo un mayor costo que en el 2022, el precio promedio ponderado de las importaciones pasó de 143.57 COP/kwh en el 2022 a 396.63 COP/kwh en el 2023, lo que representa un crecimiento en precios del 176 %. Adicionalmente, en energía, las importaciones crecieron un 233 % respecto al año 2022, principalmente en los meses de mayo, junio y julio.

### Garantías bancarias asociadas al riesgo de crédito

(en billones de pesos)

**2021: 5.1**

**2022: 8.1**

**2023: 13.25\***

\*Se presenta un aumento significativo en el valor garantizado, principalmente por el aumento del precio de bolsa durante el 2023.

### Contratos bilaterales entre agentes del Mercado

(en billones de pesos)

**2021: 19.08**

**2022: 23.73**

**2023: 26.45**

### Garantías de cumplimiento de conexión de las plantas a la red

(en billones de pesos)

**2021: 1.97**

**2022: 2.54**

**2023: 2.25**

### Garantías de cargo por confiabilidad

(en millones de dólares)

**2021: 478**

**2022: 567**

**2023: 543**

### Número de fronteras registradas

**2021: 28,851**

**2022: 32,717**

**2023: 36,040**



## Resultados relevantes del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en 2023

### Número de agentes registrados

**2021: 286**

**2022: 295**

**2023: 299**

### Capacidad Efectiva Neta (CEN) del Sistema Interconectado Nacional (SIN) (MW)

**2021: 17,762\***

**2022: 18,777**

**2023: 19,918**

\*La CEN de 2021 fue actualizada a partir de un concepto emitido por la CREG que indica que la capacidad instalada de autogeneradores a pequeña escala no se considera para la CEN del SIN.

### Generación de energía (GWh)

**2021: 73,934**

**2022: 76,908**

**2023: 80,687**

### Demanda de energía del SIN (GWh)

**2021: 74,117\***

**2022: 76,654**

**2023: 79,985**

\*Demanda de energía (GWh) = generación de energía (76,905.30 GWh) + importaciones netas de energía (159 GWh - 465 GWh) + DNA (54.8 GWh).  
Importaciones netas = importaciones - exportaciones.

### Emisiones por generación de energía del SIN (millones TON CO<sub>2</sub>e/año)

**2021: 9.4**

**2022: 8.6**

**2023: 14.26**

### Demanda no atendida

**64 GWh**

(la diferencia entre la demanda y la generación más las importaciones).

### Operación comercial

**32 proyectos** de generación:

**1092 MW** más de capacidad

de energía para el sistema.

### Por tipo de proyecto:

**25 proyectos de generación solar: 207 MW**

**4 hidráulicos (641 MW)**

**2 térmicos (243 MW)**



### Transmisión de energía

**36 proyectos** ingresaron al sistema en 2023.

**705 nuevos kilómetros**

de líneas de transmisión para respaldar la operación del SIN.

**48.32 billones** de pesos liquidados en transacciones del mercado.

**15.07 billones** de pesos administrados en transacciones en la bolsa.

**112 convocatorias** creadas por intermedio del SICEP (**44 %** fueron adjudicadas con plazos hasta el año 2041).

A la operación de generación hidráulica de Hidroituango entraron las unidades 3 y 4, con una capacidad de 300 MW cada una. Con esto, el proyecto completó una capacidad efectiva neta de 1200 MW.

### Liquidamos y facturamos

transacciones para los **12 meses del año**

**11,725 fronteras**

comerciales registradas.

**1,359 contratos** de largo plazo.

Liquidamos y facturamos cargos por uso para los **12 meses** del año.

**748 garantías** aprobadas por **13.25 billones** de pesos.

Administramos **4.07 billones** de pesos en prepagos.

## Marco estratégico: Nos mueve la pasión

El propósito de XM se encamina a mejorar la calidad de vida de los colombianos, construir un futuro sostenible para todos y contribuir a la superación de los desafíos del sistema eléctrico y la tecnología.



### ¿Para qué lo hacemos?

- Mejorar la calidad de vida de los colombianos e impulsar un cambio positivo en el mundo.
- Aportar a la seguridad energética, lograr una transición ordenada, eficiente y centrada en el ser humano.
- Brindar la mejor energía.
- Contribuir al desarrollo sostenible.

### ¿Qué hacemos?

Para alcanzar este propósito, ofrecemos los siguientes servicios y soluciones:

- **Servicios de energía**
  - » Operación de sistemas de potencia y administración de mercados de energía con altos estándares de calidad, confiabilidad y economía.
  - » Diseño y desarrollo de soluciones innovadoras de energía y tecnológicas que contribuyen a la transformación del sector eléctrico.
- **Soluciones para el desarrollo sostenible**
  - » Diseño y desarrollo de soluciones innovadoras y tecnológicas que contribuyen a disminuir el impacto de la acción climática y a optimizar el uso de los recursos.

### ¿Cómo lo hacemos?

Buscamos articular la búsqueda de la excelencia, al considerar todos los frentes e impactos, los grupos de interés, diferentes horizontes de tiempo, la humanización de los valores y el alineamiento con el propósito para la toma de decisiones.

Para cumplir con este propósito hemos definido siete objetivos estratégicos para el año 2030:

## Objetivos estratégicos



### Valor a la sociedad:

- Realizar, articular y desarrollar propuestas o soluciones de impacto en beneficio del sector, para estar preparados en la transición y transformación.
- Promover la Alianza Sector Eléctrico Carbono Neutral (ASECN) en los agentes del mercado y el Gobierno Nacional, con el fin de evitar y reducir 1350 toneladas de CO<sub>2</sub> propias.



### Valor al mercado:

- Mantener altos estándares de seguridad, confiabilidad y economía, y un índice de excelencia integral de al menos 90 %.



### Valor empresarial:

- Intensificar la digitalización: mantener una plataforma adecuada y vigente en un 90 % y fortalecer la seguridad de la información.
- Diseñar y desarrollar soluciones innovadoras y tecnológicas que contribuyan a la acción climática, a optimizar el uso de los recursos y al desarrollo sostenible.
- Duplicar la utilidad neta en términos reales respecto a la del 2018.



### Valor al talento:

- Contar con el talento requerido para responder a los retos actuales y futuros de XM.



**Para monitorear el cumplimiento de estos objetivos contamos con el cuadro de indicadores y metas de 2023 de máximo nivel para la organización**

**Indicadores y metas 2023**

		Resultados 2023	Valor referencia	Valor meta
<p><b>Valor al mercado</b></p>	• Eficiencia cronograma proyectos de máximo nivel	<b>96 %</b>	<b>95 %</b>	<b>100 %</b>
	• Eficiencia en costos proyectos de máximo nivel	<b>141 %</b>	<b>97 %</b>	<b>100 %</b>
	• Gasto AOM	<b>\$186,168 mill</b>		<b>≤ \$191,730 mill</b>
<p><b>Valor empresarial</b></p>	• Utilidad neta	<b>\$18,309 mill</b>	<b>\$12,660 mill</b>	<b>\$13,293 mill</b>
	• Ingresos nuevos servicios	<b>5,400 mill</b>	<b>\$5,546 mill</b>	<b>≤ \$5,546 mill</b>
	• Cumplimiento de hitos iniciativas estratégicas	<b>13 hitos</b>	<b>4 hitos</b>	<b>13 hitos</b>
<p><b>Valor a la sociedad</b></p>	• Cumplimiento de indicadores CREG	<b>11</b>	<b>10</b>	<b>11</b>
	• Reducción emisiones de CO <sub>2</sub>	<b>272</b>		<b>≤ 145 toneladas</b>
<p><b>Valor al talento</b></p>	• Frecuencia del total de lesiones registrables (TRIF: Total Recordable Injuries Frequency)	<b>0</b>		<b>≤ 1.25</b>
	• Cobrimiento interno de cargos críticos	<b>75 %</b>	<b>40 %</b>	<b>50 %</b>



## Retos y oportunidades

Somos una empresa que se proyecta con una visión estratégica que marca la hoja de ruta para encarar los desafíos que se avecinan.

**Desde el punto de vista estratégico, el 2024 trae grandes retos y oportunidades para nosotros, algunos de estos son:**

- El fenómeno de El Niño que exige estar preparados desde la operación y desde el mercado con miras a mantener altos estándares de seguridad, confiabilidad y economía.
- Avanzar en la implementación del plan de preparación para la transición energética, que nos permita realizar, articular y desarrollar propuestas y soluciones de impacto que impulsen esta transformación del sector.
- Seguir trabajando con mayores esfuerzos y recursos para mantener una plataforma tecnológica y con ella responder a las necesidades del negocio, como la alta dinámica regulatoria y los estándares de ciberseguridad requeridos.
- Empezar iniciativas efectivas que permitan preparar al talento para cumplir con los retos del negocio y con los desafíos que trae la transición energética.
- Seguir posicionando a XM como un referente de innovación, mediante la implementación de nuevas soluciones tecnológicas que contribuyan al desarrollo sostenible.

## Percepción de los grupos de interés

Para establecer el impacto que nuestras acciones tienen en los diferentes grupos de interés establecimos las siguientes mediciones:



## Percepción en los grupos de interés

## Medición

### Reputación y sostenibilidad

**Análisis de conversación 360°:** para medir el estado de la reputación, recopilamos y analizamos la información pública de la conversación en medios de comunicación y redes sociales. Periodicidad: trimestral.

**Medición de reputación y sostenibilidad:** con esta conocemos las expectativas y percepciones de los grupos de interés, así como las claves para la construcción y los riesgos que, de materializarse, la destruirían. Periodicidad: bienal.

### Satisfacción de clientes

Encuesta de satisfacción de los servicios regulados prestados por el CND, ASIC y LAC con el fin de conocer la percepción de los agentes frente a estos, en cumplimiento de la Resolución CREG 174 de 2013 en su artículo 22. La última medición se realizó en 2022. Periodicidad: bienal.

### Transparencia empresarial

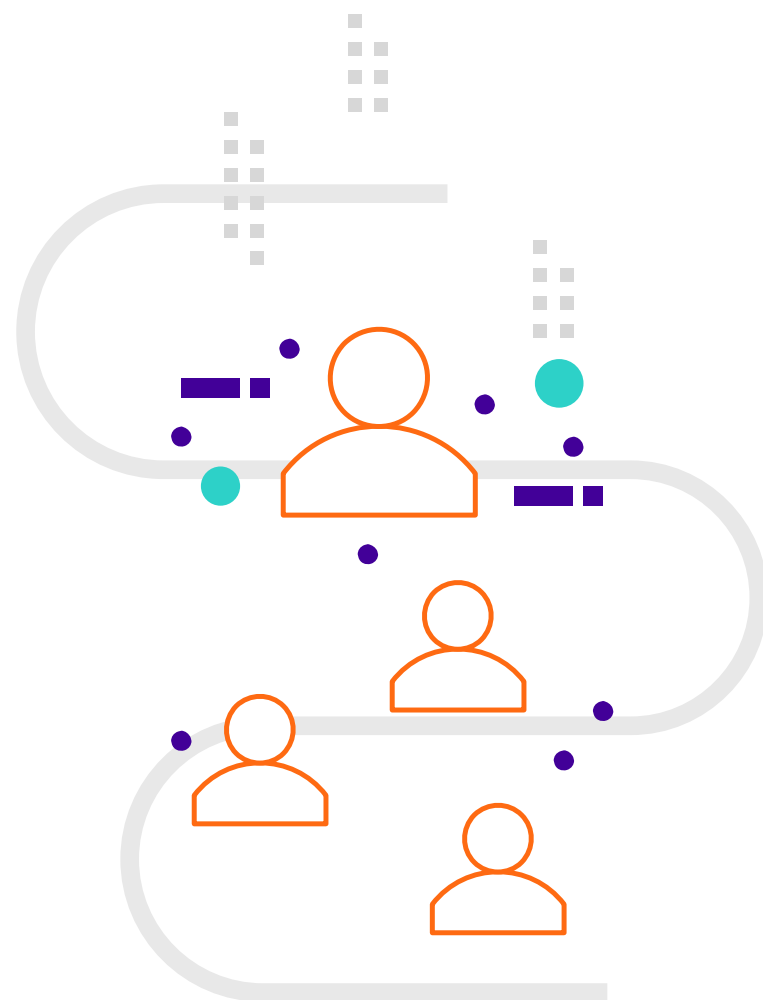
Tiene como objetivo fortalecer la gestión de riesgos de corrupción a través de instrumentos que contribuyen a prevenir, detectar y evitar la ocurrencia de riesgos de corrupción. XM ha participado de 6 mediciones en los últimos 9 años. Periodicidad: bienal.

### Indicador de excelencia operacional

Este nos sirve para medir de manera integral la forma como entregamos valor mediante los diferentes servicios y un mejoramiento continuo en todos los procesos. Periodicidad: trimestral.

### Indicador de excelencia integral

Mide de manera integral la percepción externa y los resultados internos en los aspectos anteriores: reputación, sostenibilidad, satisfacción de clientes, transparencia empresarial y excelencia operacional.





## Alianzas y afiliaciones

Generamos alianzas y hacemos parte de entidades nacionales e internacionales del sector eléctrico que nos permiten generar valor compartido:

- Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE), capítulo Colombia.
- Comité Colombiano de la Comisión de Integración Energética Regional (COCIER).
- Centro de Innovación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico (CIDET).
- Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones (Andesco).
- Asociación Colombiana de Actores del Mercado de Carbono (Asocarbono).
- Colombia Inteligente.
- Consejo Nacional de Operación (CNO) eléctrico y gas.
- APEX.
- GPST.
- RIAC.

10 alianzas estratégicas con entidades nacionales e internacionales nos ayudan a generar valor.

Para la aplicación de esta vigilancia hacemos uso de un análisis PESTELi que incluye variables del entorno político (P), económico (E), social (S), tecnológico (T), ecológico (E), legal (L) y de innovación (i).

## Metas, objetivos e indicadores

El marco estratégico de nuestra compañía está definido bajo una mirada integral que apunta a los propósitos que nos fijamos y a la manera como medimos el cumplimiento de las metas.

En ese orden de ideas, evaluamos constantemente los desafíos y las tendencias del mercado a través de la vigilancia estratégica y tecnológica, identificando riesgos y nuevas oportunidades. Para la aplicación de esta vigilancia hacemos uso de un análisis PESTELi que incluye variables del entorno político (P), económico (E), social (S), tecnológico (T), ecológico (E), legal (L) y de innovación (i), que facilitan la captación de información externa e interna.

Durante 2023 elaboramos tres informes de vigilancia estratégica y dos talleres para gerentes, directivos y miembros de la Junta Directiva.

## Tendencias

Las principales tendencias que se identificaron durante 2023 fueron:

- Aceleración tecnológica que implica cambios de paradigma.
- Cambio climático y presión por los recursos naturales.
- Flujo de la sociedad.
- Cambios en los modelos económicos.
- Entorno político cambiante.

Además, hubo seis tendencias en tecnología en 2023:

- Internet inmersivo para las empresas.
- Aprendizaje para creer en la inteligencia artificial.
- Dominar el caos multinube.
- Reimaginar la fuerza laboral en tecnología.
- Arquitecturas y ecosistemas descentralizados.
- Modernización de los ordenadores centrales que avanza a pasos agigantados.



Con base en estas tendencias identificadas, redefinimos nuestro propósito y los objetivos estratégicos planteados antes en este capítulo.

Al mismo tiempo, en los talleres que realizamos evidenciamos las amenazas que tenemos, y que son relevantes para la toma de decisiones. Algunas de estas son:

- El crecimiento del PIB del país ha sido inferior al esperado, en contraste con las alzas en la inflación y las tasas de interés.
- Según el Foro Económico Mundial, pese a que las expectativas para la transición energética a escala global son altas, se espera que haya una crisis de talento, en especial de líderes, para poder suplir el crecimiento esperado del sector en los próximos años.
- La inversión en *startups* para la región se ubicó en 8700 millones de dólares, lo que representa una caída del 51 % respecto a la inversión del 2022. Del total de *startups* de la región, el 19 % puede clasificarse como *rockstars*, es decir: han reportado un nivel fuerte de crecimiento y de rentabilidad.

### Aprendizajes

El equipo de Innovación ha intensificado su vigilancia competitiva y tecnológica para proveer de manera sistemática insumos de información que sean fuente clave de oportunidades de nuevos negocios.

## Comunicación de las medidas adoptadas

Para que los miembros de XM se enteren de las decisiones tomadas en relación con los objetivos y metas estratégicas, recurrimos a diversas estrategias de comunicación:

- **Informes de vigilancia estratégica y tecnológica:** para gerentes, directivos y miembros de la Junta Directiva.
- **Viernes del negocio:** espacio virtual con frecuencia quincenal en el que los trabajadores de todas las áreas conocen los informes relacionados con los desafíos y las tendencias que identificamos en la vigilancia.
- **Plenarias con empleados:** espacios presenciales para compartir con el talento humano en pleno los procesos en marcha de la empresa.
- **Comunicaciones internas:** aprovechamiento del uso de los medios de comunicación como correo electrónico, intranet, Yammer y celular corporativo para dar a conocer temas de interés.
- **Cafés con la gerencia:** oportunidad de compartir con la gerente general un espacio para revisar retos y logros por Dirección o Gerencia.

## Métricas e indicadores

Se dan tres niveles:

1. **Máximo nivel:** a los cuales el Comité de Gerencia y la Junta Directiva les hacen seguimiento.
2. **Primer nivel:** aquellos que monitorean el Comité de Gerencia y las 7 gerencias en XM.
3. **Segundo nivel:** el seguimiento de los equipos de trabajo pertenecientes a las 15 direcciones en XM.

Estos indicadores nos dan una radiografía del desempeño organizacional y alertas oportunas para tomar decisiones estratégicas que permitan la mejora continua en cada proceso.

Nuestra meta es sostener el índice de excelencia integral por encima del

**90 %**

Para evaluarlo permanentemente, incorporamos el concepto de excelencia integral como modo de pensar y actuar, y en él consideramos los frentes e impactos de nuestras acciones, los grupos de interés, los horizontes de tiempo, entre otros. La excelencia integral incorpora elementos y genera otros complementarios a la excelencia operacional que define a XM, estos son: la medición de reputación y sostenibilidad, la medición de satisfacción de clientes y la medición de transparencia empresarial. Todas son realizadas por terceros expertos.

De otro lado, en XM contamos con un indicador que facilita hacer seguimiento de los indicadores CREG, los cuales miden el cumplimiento de los estándares de seguridad, confiabilidad y economía establecidos en la Resolución CREG 100 de 2015:

- Calidad de los enlaces de comunicación del CND con los CRC.
- Nivel de tensión del Sistema.
- Frecuencia del Sistema.
- Publicación del despacho diario.
- Registro de fronteras comerciales y contratos de largo plazo.
- Liquidación y facturación de transacciones en el MEM.
- Liquidación y facturación de cargos por uso.
- Implementación de la regulación.
- Requerimientos de información.
- Aprobación de garantías.
- Entrega de informes sobre eventos en el STN y STR.

# 11

indicadores CREG  
se cumplieron  
satisfactoriamente en 2023

# 88.4 %

fue el índice de excelencia integral  
logrado por la compañía durante 2023





## Logros del 2023:

### Un año de reconocimiento y desarrollo en XM

**N**os llena de satisfacción informar que CO-CIER destacó a XM como un actor clave de la industria, al ser ganadores de la fase nacional en la categoría Descentralización con el proyecto “Implementación de nuevas tecnologías para validar técnicamente la integración de nuevos actores, como Recursos Energéticos Distribuidos (DER, por sus siglas en inglés), mediante agregadores y su prestación de servicios auxiliares en el sistema de potencia colombiano”.

#### **En los Premios Ámbar se reconoce nuestro espíritu innovador**

Nuestro compromiso con tener las mejores prácticas para el sector eléctrico colombiano fue reconocido en los Premios Ámbar, otorgados por la Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica (Asocodis).

En la XIX Jornada de Distribución de Energía Eléctrica, se nos otorgó el premio en Investigación, gracias al diseño de Hierro, herramienta basada en el aprendizaje reforzado para planear rutas de restablecimiento del Sistema Interconectado Nacional colombiano.

Hierro es una plataforma enfocada en mejorar la planificación de la restauración de la energía eléctrica

y permite determinar la mejor secuencia de acciones para restablecer la electricidad de manera segura y rápida, priorizando la atención a la demanda eléctrica. La metodología de la aplicación demostró su eficacia al ser entrenada con diferentes escenarios de demanda y representa una oportunidad para una restauración eficiente en caso de un apagón.

Sumado a ese reconocimiento fuimos finalistas en la categoría Innovación con el paper “Metodología basada en el análisis de datos topológicos para la detección de oscilaciones con datos de bajo muestreo, Dona”, que detecta automáticamente el comportamiento oscilatorio en la generación de energía. Los expertos reconocen que su aplicación es una oportunidad para el sector porque responde a retos de la transición energética y a la necesidad de detección oportuna de oscilaciones con datos de bajo muestreo, entre los que se destacan el creciente número de recursos de energía verde en los sistemas eléctricos que implican riesgos en su estabilidad y la alta dependencia de factores climáticos como el nivel de lluvias o los días de sol.

También fuimos finalistas en la categoría de Innovación y Desarrollo Tecnológico, con el *paper* de “Implementación de nuevas tecnologías para habilitar

---

**El reconocimiento a nuestro trabajo nos motiva a mantener firme el compromiso con la industria y el país**

---

nuevos actores como DERs mediante agregadores y la prestación de servicios auxiliares para el sistema eléctrico de potencia colombiano”. Este documento explica la plataforma que desarrollamos en XM, al tiempo que promueve y estudia el incremento de las Fuentes Distribuidas de Energía, las cuales son pequeñas fuentes de generación para el autoconsumo, dando protagonismo a nuevas tecnologías como la energía solar y sistemas de baterías, que le apuestan a seguir promoviendo la transición energética en el país.

#### **Innovación y sostenibilidad**

Fuimos finalistas en el Premio Portafolio en la categoría de Innovación con EcoGox, una plataforma de activos ambientales en Latinoamérica enfocada en la certificación, registro, trazabilidad y redención de certificados de energías renovables (REC).

EcoGox emplea nuevas tecnologías de la información como *blockchain* y automatización de datos para hacer sus procesos más seguros y eficientes. Con este producto ponemos al servicio de otros sectores de la economía las capacidades desarrolladas como operador del Sistema Interconectado Nacional en Colombia y administrador del Mercado de Energía Mayorista.



# Ecoclíc

Soluciones tecnológicas para la acción climática.



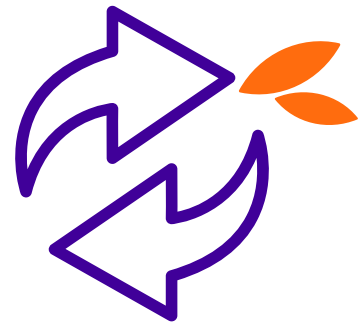
Además, realizamos el lanzamiento de Ecoclíc, un portafolio de soluciones que emplea tecnologías 4,0 para la gestión de activos ambientales que integran aparte de EcoGox:



- **Biotrust**, plataforma de registro de proyectos y unidades de biodiversidad que ofrece a las organizaciones la oportunidad de ser parte activa de la conservación, preservación y restauración de los ecosistemas.
- **Karbonoa**, plataforma especializada en el registro y certificación de iniciativas de mitigación y certificación de CO<sub>2</sub> para gestionar el impacto de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- **EcoRep**, plataforma líder en el mercado, diseñada para el registro y certificación de material transformado en economía circular.
- **EcoTrade**, *marketplace* público que facilita y permite la compra y venta de activos ambientales, en diferentes categorías, para empresas y personas que buscan aportar a la sostenibilidad.

La innovación y el desarrollo de nuevas herramientas para la industria energética fueron claves en el cumplimiento de objetivos en 2023.





---

Ambiental: Apuesta por la conservación

---

Social: Primero es la gente

---

Gobernanza: Los principios nos inspiran

---







Creemos que todas las acciones suman para asegurar un futuro sostenible para las próximas generaciones.

Gris asociados: 2-22, 2-23, 2-24, 2-25, 2-28, 2-29, 3-1, 3-2, 418-1

## Estrategia de sostenibilidad:

# Comprometidos con el futuro

El 2023 fue un año de hitos que permitieron seguir generando confianza, como el activo de máximo valor en la relación con nuestros pares, agentes del mercado y demás actores del sistema energético colombiano.

Aportamos a la seguridad energética, logramos una transición ordenada, eficiente y centrada en el ser humano y nos enfocamos en el compromiso de garantizar un Sistema sólido y estable. Esa es una misión que compartimos con los actores del ecosistema eléctrico.

El modelo de la gestión de la Dirección Asuntos Corporativos se sostiene en las prioridades estratégicas, los asuntos materiales y los compromisos que tenemos. Además, traza la ruta para la comunicación, el relacionamiento, la sostenibilidad y el posicionamiento de marca de XM.







## Construimos confianza con nuestros grupos de interés para aportar al desarrollo sostenible de Colombia

Una de las premisas del trabajo de XM es construir vínculos de confianza sólidos y estables con los grupos de interés. Desde hace tres años definimos un modelo de gestión reputacional que nos sirve de guía para cumplir con los objetivos estratégicos a través de nueve ámbitos y 37 atributos.

Durante 2023 mantuvimos un modelo que nos permitió estar al tanto de los riesgos reputacionales para la organización. Esa hoja de ruta fue clave para priorizar iniciativas alrededor de los asuntos materiales e involucrar actividades de consulta y validación, dirigidas a nuestros grupos de interés, que nos sirven para monitorear esos procesos y medir logros que consolidan tanto los impactos positivos como los negativos.

Además, con este modelo materializamos la imagen de XM como una empresa que brinda confianza y credibilidad y apalancamos el cumplimiento de nuestra misión mediante políticas que orientan nuestras acciones, y que aplican de manera transversal todas las actividades de la organización y sus relaciones comerciales::

- Política de información.
- Política de servicio.
- Política social.
- Política ambiental.
- Política de gestión humana.
- Política de comunicación.
- Política de Seguridad y Salud en el Trabajo (STT).
- Política de inversión.
- Política de gestión integral de riesgos.
- Política de control.
- Política de abastecimiento.

Conoce el detalle  
de las políticas

## Análisis de materialidad

La tarea no termina cuando se ejecuta un plan, sino cuando se le hace seguimiento para dimensionar su impacto. Sobre ese principio, durante 2022 adelantamos un proceso orientado a detectar aspectos relevantes, tanto para el negocio como para los grupos de interés, con miras al cumplimiento de los objetivos estratégicos de la compañía.



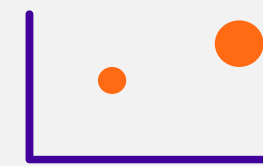
Definición de asuntos relevantes.



Validación interna con las áreas y miembros de la Junta Directiva a través de entrevistas a profundidad, sesiones de debate, panel de población informada y cuestionarios en línea.



Medición y validación con grupos de interés.



Construcción de la matriz de materialidad.

Este ejercicio nos permitió identificar 27 asuntos materiales, los cuales se mantienen para el 2023 ya que no se presentaron cambios en la lista de temas materiales con respecto al periodo objeto del informe anterior. Los asuntos materiales son categorizados y priorizados de acuerdo con el grupo de interés y su relevancia crítica. Estos se consolidaron como foco de trabajo durante 2022 y durante el 2023 fueron llevados en dos ocasiones al Comité de Junta y Gobierno Corporativo y a la Junta Directiva.











Nos enfocamos en la influencia de cada asunto material y su aporte en el logro de los objetivos estratégicos. También revisamos la capacidad de propiciar un impacto en la gestión de cada elemento del modelo, el desempeño de la compañía en cada asunto y los momentos en que XM fue protagonista en el ámbito externo —siempre teniendo en cuenta las expectativas del contexto y las tendencias—.



Tema material		Objetivos estratégicos	Políticas	Grupos de interés	ODS
Seguridad y salud en el trabajo para empleados directos e indirectos.	Interno Externo	 <b>Valor al talento:</b> Contar con el talento requerido para responder a los retos actuales y futuros de XM.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Política de Seguridad y Salud en el Trabajo</li> <li>Política de Gestión Humana</li> <li>Política de Gestión Integral de Riesgos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Talento humano</li> <li>Proveedores</li> <li>Gremios</li> </ul>	
Estrategia de mitigación y adaptación a los efectos del cambio climático.	Interno Externo	 <b>Valor a la sociedad:</b> Realizar, articular y desarrollar propuestas o soluciones de impacto en beneficio del sector, para estar preparados en la transición y transformación.   <b>Valor a la sociedad:</b> Promover la Alianza Sector Eléctrico Carbono Neutral (ASECN) en los agentes del mercado y el Gobierno Nacional, con el fin de evitar y reducir 1,350 toneladas de CO2 propias.   <b>Valor empresarial:</b> Diseñar y desarrollar soluciones innovadoras y tecnológicas que contribuyan a la acción climática, a optimizar el uso de los recursos y al desarrollo sostenible.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Política de Inversión</li> <li>Política de Información</li> <li>Política de Servicio</li> <li>Política Ambiental</li> <li>Política de Gestión Integral de Riesgos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Clientes</li> <li>Academia y entorno de innovación</li> <li>Talento humano</li> <li>Sociedad</li> <li>Medios de comunicación y líderes de opinión</li> <li>Estado</li> <li>Gremios</li> <li>Proveedores</li> </ul>	  
Coherencia con el cumplimiento del propósito superior.	Interno Externo	 <b>Valor empresarial:</b> Diseñar y desarrollar soluciones innovadoras y tecnológicas que contribuyan a la acción climática, a optimizar el uso de los recursos y al desarrollo sostenible.   <b>Valor empresarial:</b> Duplicar la utilidad neta en términos reales respecto a la del 2018.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Política Social</li> <li>Política Ambiental</li> <li>Política de Gestión Humana</li> <li>Política de Comunicación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Estado</li> <li>Clientes</li> <li>Academia y entorno de innovación</li> <li>Sociedad</li> <li>Medios de comunicación y líderes de opinión</li> <li>Gremios</li> <li>Talento humano</li> <li>Proveedores</li> </ul>	    

Tema material		Objetivos estratégicos	Políticas	Grupos de interés	ODS
<p>Anticipación y preparación ante los desafíos y tendencias.</p>	<p>Interno Externo</p>	<p> <b>Valor empresarial:</b> Diseñar y desarrollar soluciones innovadoras y tecnológicas que contribuyan a la acción climática, a optimizar el uso de los recursos y al desarrollo sostenible.</p> <p> <b>Valor empresarial:</b> Intensificar la digitalización: mantener una plataforma adecuada y vigente en un 90 % y fortalecer la seguridad de la información.</p> <p> <b>Valor a la sociedad:</b> Promover la Alianza Sector Eléctrico Carbono Neutral (ASECN) en los agentes del mercado y el Gobierno Nacional, con el fin de evitar y reducir 1,350 toneladas de CO2 propias.</p> <p> <b>Valor al talento:</b> Contar con el talento requerido para responder a los retos actuales y futuros de XM.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Política de Inversión</li> <li>• Política de Información</li> <li>• Política de Servicio</li> <li>• Política Ambiental</li> <li>• Política de Gestión Integral de Riesgos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Clientes</li> <li>• Academia y entorno de innovación</li> <li>• Talento humano</li> <li>• Medios de comunicación y líderes de opinión</li> <li>• Sociedad</li> <li>• Gremios</li> <li>• Proveedores</li> </ul>	  
<p>Cumplimiento de la promesa de valor con rigor y excelencia.</p>	<p>Interno Externo</p>	<p> <b>Valor al mercado:</b> Mantener altos estándares de seguridad, confiabilidad y economía, y un índice de excelencia integral de al menos 90 %.</p> <p> <b>Valor a la sociedad:</b> Realizar, articular y desarrollar propuestas o soluciones de impacto en beneficio del sector, para estar preparados en la transición y transformación.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Política de Información</li> <li>• Política de Servicio</li> <li>• Política de Gestión Integral de Riesgos</li> <li>• Política de Control</li> <li>• Política de Comunicación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estado</li> <li>• Medios de comunicación y líderes de opinión</li> <li>• Gremios</li> <li>• Clientes</li> <li>• Academia y entorno de innovación</li> <li>• Talento humano</li> <li>• Proveedores</li> <li>• Sociedad</li> <li>• Accionistas</li> </ul>	 



Tema material		Objetivos estratégicos	Políticas	Grupos de interés	ODS
<p>Capacidad para cumplir sus objetivos financieros y de negocio con visión de largo plazo aprovechando las oportunidades y garantizando la vigencia corporativa</p>	<p>Interno Externo</p>	<p> <b>Valor al mercado:</b> Mantener altos estándares de seguridad, confiabilidad y economía, y un índice de excelencia integral de al menos 90 %.</p> <p> <b>Valor empresarial:</b> Duplicar la utilidad neta en términos reales respecto a la del 2018.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Política de Inversión</li> <li>• Política de Gestión Integral de Riesgos</li> <li>• Política de Abastecimiento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estado</li> <li>• Clientes</li> <li>• Talento humano</li> <li>• Proveedores</li> <li>• Accionistas</li> <li>• Sociedad</li> </ul>	
<p>Independencia respecto al gobierno y terceros.</p>	<p>Interno Externo</p>	<p> <b>Valor a la sociedad:</b> Realizar, articular y desarrollar propuestas o soluciones de impacto en beneficio del sector, para estar preparados en la transición y transformación.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reglamento de Funcionamiento de la Junta Directiva</li> <li>• Código de Buen Gobierno</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estado</li> <li>• Medios de comunicación y líderes de opinión</li> <li>• Gremios</li> <li>• Clientes</li> <li>• Academia y entorno de innovación</li> <li>• Talento humano</li> <li>• Proveedores</li> <li>• Sociedad</li> <li>• Accionistas</li> </ul>	
<p>Estrategia adecuada de crecimiento.</p>	<p>Interno Externo</p>	<p> <b>Valor a la sociedad</b></p> <p> <b>Valor al mercado</b></p> <p> <b>Valor empresarial</b></p> <p> <b>Valor al talento</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Política de Información</li> <li>• Política de Servicio</li> <li>• Política de Seguridad y Salud en el Trabajo</li> <li>• Política Social</li> <li>• Política de Gestión Integral de Riesgos</li> <li>• Política Ambiental</li> <li>• Política de Inversión</li> <li>• Política de Gestión Humana</li> <li>• Política de Control</li> <li>• Política de Comunicación</li> <li>• Política de Abastecimiento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estado</li> <li>• Medios de comunicación y líderes de opinión</li> <li>• Gremios</li> <li>• Clientes</li> <li>• Academia y entorno de innovación</li> <li>• Talento humano</li> <li>• Proveedores</li> <li>• Sociedad</li> <li>• Accionistas</li> </ul>	

Tema material		Objetivos estratégicos	Políticas	Grupos de interés	ODS
<p>Comportamiento ético, integro y transparente.</p>	<p>Interno Externo</p>	<p> <b>Valor a la sociedad:</b> Realizar, articular y desarrollar propuestas o soluciones de impacto en beneficio del sector, para estar preparados en la transición y transformación.</p> <p> <b>Valor al talento:</b> Contar con el talento requerido para responder a los retos actuales y futuros de XM.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Código de Ética y Conducta</li> <li>• Guía de Gestión Anticorrupción y Soborno</li> <li>• Guía de Prevención del Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo</li> <li>• Guía Corporativa Gestión del Riesgo de Fraude</li> <li>• Código de Conducta para Proveedores</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estado</li> <li>• Medios de comunicación y líderes de opinión</li> <li>• Gremios</li> <li>• Clientes</li> <li>• Academia y entorno de innovación</li> <li>• Talento humano</li> <li>• Proveedores</li> <li>• Sociedad</li> <li>• Accionistas</li> </ul>	 



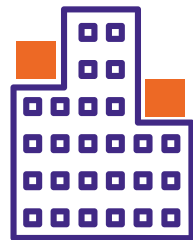


Fieles al compromiso con los grupos de interés, apalancamos y enfocamos las iniciativas que veníamos implementando para el fortalecimiento de las relaciones. Aunque no se realizaron consultas directas durante 2023, mantuvimos un relacionamiento constante con los grupos focales bajo la premisa de promover relaciones basadas en la confianza y la legitimidad.

## Grupo de interés

## Compromiso

### Estado



Respetar y promover el Estado de derecho y el cumplimiento de la normatividad aplicable, con transparencia y aplicación de reglas claras.

Promover un liderazgo propositivo y coordinado, como un agente activo de las transformaciones y la construcción de una política pública que contribuya al desarrollo de los sectores y los países.

### Medios de comunicación y líderes de opinión



Suministrar oportunamente información de carácter público.

### Gremios

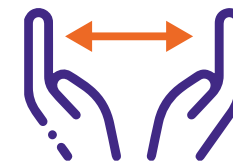


Prestar servicios con calidad y eficiencia y suministrar oportunamente información de carácter público.

## Grupo de interés

## Compromiso

### Clientes



Prestar servicios con calidad y oportunidad que satisfagan sus necesidades y fortalezcan relaciones de confianza.

Cumplir al 100 % los estándares de seguridad, confiabilidad y economía en la operación y administración del mercado ante la transformación del sector eléctrico.

Intensificar la digitalización y la seguridad de la información de procesos, incorporándola en nuevas ofertas de valor.

Actuar y gestionar de forma ética y transparente aplicando prácticas anticorrupción.

Atraer el mejor talento humano para brindar un servicio con la mejor infraestructura tecnológica y estándares de rigurosidad y excelencia.

Velar por la seguridad de la infraestructura y de la información de nuestros clientes.

Ofrecer soluciones eficaces ante nuevas oportunidades del mercado.

Cumplir con la promesa de valor al ser ágiles, prácticos, simples y transparentes en los procesos y desarrollos, a través de plataformas de activos ambientales, energía y sistemas transaccionales y de mercado.

**Nuestra relación con los grupos de interés de la compañía está fundamentada en la confianza, la transparencia y la legitimidad.**

## Grupo de interés

### Compromiso

#### Academia y entorno de innovación



Sumar capacidades y crear alianzas para mejorar la competitividad del sector y procurar beneficios mutuos y de interés general.

Construir y aprovechar de forma conjunta oportunidades y administrar riesgos.

Impulsar los productos y servicios de XM a través del relacionamiento con desarrolladores de proyectos ambientales, empresas de analítica de datos y comercializadores de energía.

#### Talento humano (empleados)



Realizar un seguimiento constante a la seguridad y salud del trabajo de empleados y contratistas a través del indicador de máximo nivel relacionado con el índice de frecuencia de accidentes propios y de contratistas.

Establecer programas de bienestar que permitan equilibrar la vida personal y profesional de los trabajadores con programas de formación, educativos y deportivos.

Asegurar la libre asociación, tal como se establece en el Código de Ética. Respetar el derecho de los empleados a participar en negociaciones, sean colectivas o no, y velar por la no discriminación en relación con los empleados vinculados a estas asociaciones.

## Grupo de interés

### Compromiso

#### Proveedores



Construir confianza mediante relaciones comerciales de beneficio mutuo.

Brindar un trato transparente y equitativo, fundamentado en criterios de eficiencia y competitividad.

#### Sociedad



Respetar los derechos humanos, prestar servicios con calidad y eficiencia, suministrar oportunamente información de carácter público y contribuir al desarrollo sostenible.

Hacer una contribución proactiva al desarrollo socioeconómico y a la solución de los desafíos ambientales globales.

#### Accionistas



Respetar y promover el Estado de derecho y el cumplimiento de la normatividad aplicable, transparencia y aplicación de reglas claras.



## El relacionamiento con la prensa y los medios de comunicación

Mantenemos una dinámica activa con los medios de comunicación para informar de manera oportuna, clara y pedagógica sobre el sector eléctrico colombiano. En este punto, tenemos el reto de acercar las audiencias no expertas a nuestro sector, con un lenguaje más ameno y comunicando los principales hitos que nos enorgullecen.

En 2023 se publicaron 2488 noticias en medios de comunicación con mención a XM, de las cuales 2188 fueron positivas, 270 fueron neutras y 30 fueron negativas; alcanzando una favorabilidad del 99 % y una calificación en el termómetro reputacional de 9.17 sobre 10.

## Nos conocimos mejor y nos relacionamos mejor

En 2023 abrimos espacios que nos permitieron crear sinergias y ampliar las conversaciones sobre los temas estratégicos en la organización. Más de 300 personas participaron en cada una de las tres reuniones generales

y se realizaron más de 20 sesiones del Café con la Gerencia, donde se tomaron en cuenta las necesidades y expectativas de los empleados para identificar las propuestas de mejora que ayudan a impulsar la gestión; propuestas que serán evaluadas en el corto y largo plazo.

El año pasado compartimos con los grupos de interés en espacios que permitieron la transferencia de conocimiento, compartir avances, alinear las expectativas en relación con los cambios del sector y el flujo de información, necesarios

para cumplir el compromiso de mantener encendida a Colombia y mejorar las competencias de los diferentes agentes del mercado frente a los retos y dinámicas del sector energético colombiano.

Más de **300 personas** participaron en cada una de las tres reuniones generales.

En ese sentido, nos complace resaltar algunas iniciativas importantes:

- **Auditoría de sostenibilidad a proveedores:** se evaluó el desempeño de los proveedores en las diferentes dimensiones de la sostenibilidad y se propusieron medidas de fortalecimiento.
- **Los empleados se tomaron un Café con la gerencia:** en estos espacios se abordaron temas de interés para el talento humano y se aclararon dudas sobre aspectos de interés para ellos en el corto y largo plazo.
- **Con los clientes se llevó a cabo el 5.º Foro XM:** este estuvo enfocado en la modernización del mercado de cara a la transición energética.
- **Brindamos más espacio para socializar el rol de XM en el funcionamiento de la operación y el mercado:** la premisa fue generar interés y conciencia sobre la importancia de la compañía en el sistema energético colombiano.

Generamos contenido que nos permitió conectarnos con distintas audiencias:

Canal	Periodicidad	Número	Grupo de interés
En movimiento	Mensual	12 ediciones	Clientes
Doble vía	Trimestral	4 ediciones	Proveedores
La nota naranja	Mensual	12 ediciones	Talento humano XM
Sumando energías en 90 segundos	Mensual	12 ediciones	Talento humano XM
Boletín de proyectos	A demanda	8 ediciones	Talento humano XM

Además, en redes sociales sumamos esfuerzos para generar compromiso con los grupos de interés. Alcanzamos más de 4704 usuarios en nuestras redes sociales, crecimos más del 25 % en nuestros seguidores y generamos interacciones con más del 40 % de nuestros usuarios.

## Nuestras redes sociales



## Escuchamos a nuestros grupos de interés

El año pasado recibimos 47,209 solicitudes que tuvieron un promedio de respuesta de tres días, inferior al estipulado por la ley. Les dimos respuesta oportuna a las PQRS de nuestros grupos de interés.

Además, y con el objetivo de promover la interacción y dar a conocer el espacio de PQRS, en 2023 realizamos una campaña denominada “Comunícate” que contempló envíos por correo electrónico, publicaciones en redes sociales y página web para incentivar la participación de los grupos de interés en el mejoramiento de los canales de comunicación que tienen con XM, siendo destacada la línea de WhatsApp lanzada en el año 2022.

Nivel de atención	Solicitudes
<b>Primer nivel:</b> Atendidas por nuestro equipo de orientación clientes	3,553
<b>Segundo nivel:</b> Atendidas directamente por los procesos	4,771
<b>Tercer nivel:</b> Gestión de requerimientos – CRM	38,885

Año	Indicador de atención	Total de requerimientos	Total de requerimientos atendidos dentro de los plazos	Indicador de oportunidad en la respuesta
2023	0 a 8 días calendario	47,209	45,657	97 %
2022	0 a 8 días calendario	28,565	27,753	97 %*
2021	0 a 8 días calendario	22,067	11,920	94 %
	0 a 10 días calendario		10,147	96 %

\*El 2.7 % de la atención de los requerimientos que está por fuera del rango mencionado obedece a casos que, por su nivel de profundidad, necesitan más del tiempo definido para solucionarse. Ante estas situaciones, se justifican al solicitante oportunamente las razones. Solo el 0.3 % de los requerimientos fueron solucionados por fuera del tiempo contemplado en la política de servicio de XM.

## Respuesta a PQRS

Contamos con estándares de atención mediante los canales para dar respuesta oportuna a las PQRS de nuestros grupos de interés. En 2023 recibimos 4 sugerencias, 4 quejas y 1,787 reclamaciones.

Año	PQRS		
	Sugerencias	Quejas	Reclamos
2023	4	4	1787
2022	2	12	1067
2021	4	4	953



De las 1787 reclamaciones recibidas en el año, el 16 % se resolvieron a favor del cliente, lo que representa 294 reclamos correspondientes a:

Ventana	Cantidad
Operaciones Bolsa	119
Operaciones SIC	115
Operación CND	11
Enlace Financiera Mercado	8
Garantías de cumplimiento	6
Operaciones Contratos	4
Reclamación Información Operativa	4
Facturación LAC	3
Operaciones Financiera Mercado	3
Subastas de largo plazo	3
Analítica	2
Demandas operativas	2
Despacho económico	2
Enlace Agentes y Contactos	2
Enlace Bolsa	2
Enlace Fronteras	2
Evolución Negocio Transversales	2
Liquidación SIC	2
Controles	1
Gestión de entes externos	1
<b>Total</b>	<b>294</b>



En el 2023 recibimos dos reclamaciones provenientes de agentes del mercado asociadas con la vulnerabilidad en la protección de datos personales, las cuales fueron analizadas de acuerdo con el proceso establecido para estos casos. Una de ellas fue resuelta a favor del cliente.

Bajo el compromiso de ser claros con la información que manejamos, las solicitudes sobre el tratamiento de datos personales, son reportadas cada semestre a la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC). Adicionalmente, como parte de nuestro compromiso con el tratamiento y la gestión de los datos personales, en 2023 reportamos a la SIC las bases de datos personales que gestionamos en la compañía.





## Participación en gremios y asociaciones

Trabajamos de la mano con otros actores del ecosistema a través de la participación en gremios y asociaciones, fortaleciendo el sector eléctrico como un aliado del desarrollo sostenible de Colombia. Durante 2023 sumamos esfuerzos con instituciones públicas y privadas mediante alianzas estratégicas.

### Nacionales



Presidencia a cargo de XM



Presidencia a cargo de XM



Presidencia a cargo de XM

#### Hacemos parte de:



### Internacionales

#### Comité directivo:



#### Participamos de:







La sostenibilidad es un eje articulador de nuestro trabajo en XM, la adoptamos como parte del día a día y es el horizonte hacia el cual navegamos como organización.

## El futuro se escribe todos los días

La meta de consolidarnos como un actor relevante en la transición del sector eléctrico en el país nos llevó a efectuar una vigilancia rigurosa de los avances en la integración de energías renovables no convencionales. Este esfuerzo se encadena a la promoción de nuevas disposiciones para la eficiencia y modernización del mercado. Somos conscientes de esa responsabilidad y hemos contribuido con propuestas de valor, consideradas por el regulador, el Ministerio de Energía y demás actores, en la formulación de nueva normativa en el sector eléctrico de Colombia.

Durante este año también fomentamos el uso de fuentes renovables no convencionales y afrontamos desafíos asociados a la posibilidad de una presión por el suministro energético y al fenómeno de El Niño. Estas acciones evidenciaron el compromiso y la capacidad de adaptación de la compañía al sector eléctrico nacional.

Además, durante el periodo en el que las funciones de la CREG fueron asumidas por la Presidencia de la República, y durante la interinidad de los comisionados, brindamos acompañamiento continuo y transferimos conocimiento y experiencia para la expedición de los cambios normativos y la aplicación adecuada de la regulación en beneficio del sector y de la competitividad del país.

La sostenibilidad es un eje articulador de nuestro trabajo en XM, la adoptamos como parte del día a día y es el horizonte hacia el cual navegamos como organización. En este informe damos cuenta de nuestro desempeño en cada uno de los temas materiales que enmarcamos en tres criterios: **los ambientales**, que se pueden resumir en la pasión que aportamos a la generación del valor sostenible; **los sociales**, que se preocupan por el bienestar de nuestro talento humano; y **los de gobernanza**, que nos forjan en la independencia y nos motivan a brindarles la mejor energía a los colombianos.



Estamos comprometidos con crear valor sostenible para nuestros grupos de interés y generar impactos positivos en la sociedad y el medio ambiente, para contribuir a la agenda global enfocada en la neutralidad climática.

GRI's asociados: 2-4, 3-3, 201-2, 302-1; 304-3, 305-1, 305-2, 305-3, 305-4, 305-5, 305-6, 305-7

## Ambiental:

# Nuestra apuesta por la conservación del planeta

**E**n coherencia con el cumplimiento de nuestro propósito superior, entendemos cómo las acciones que van más allá del negocio se deben alinear y articular a iniciativas globales del entorno corporativo de XM para sumar energía a metas colectivas. Algunas de ellas son el desarrollo de nuestro país y el cuidado del planeta.

Esto lo ejecutamos a través de la **estrategia de mitigación y adaptación a los efectos de cambio climático** que entiende sus riesgos y oportunidades y los integra al negocio.

Además, la política ambiental contempla el compromiso que tenemos ante los grandes desafíos globales que enfrentamos en materia de biodiversidad y cambio climático. Por ello creamos una ruta para hacer la medición, la reducción y la compensación de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que generamos en nuestras actividades.

Bajo este marco de actuación corporativo, y en cumplimiento del marco legal en Colombia, nos sumamos a los compromisos asumidos por el país en el Acuerdo de París de 2015 y, basados en los pilares globales, trazamos una estrategia de largo plazo bajo un enfoque de sostenibilidad, en la que se propone una meta retadora en términos de disminución de emisiones de GEI.

# 272

toneladas de CO2 fueron reducidas o evitadas durante 2023.



Desde 2020 hacemos parte de la creación de la Alianza Sector Eléctrico Carbono Neutral (ASECN), que está conformada por 11 empresas del sector eléctrico y un gremio. La alianza tiene al Ministerio de Minas y Energía como líder y promotor y XM ocupa la Secretaría Técnica. El objetivo de esta alianza es trabajar de forma conjunta y voluntaria en el establecimiento de acciones y metas que faciliten alcanzar la carbono neutralidad de las actividades del Sistema Interconectado Nacional (SIN) antes del 2050.

De esta manera, la estrategia corporativa hacia 2030 tiene como meta prevenir la generación de 1350 toneladas de CO<sub>2</sub> propias y promover la eficiencia energética del sector eléctrico colombiano. En los últimos tres años tuvimos una meta de evitar o reducir 60 toneladas de CO<sub>2</sub> anuales. En 2020 se redujeron/evitaron 177.14, en 2021 se redujeron/evitaron 221 y 2022 se redujeron/evitaron 144.37.

Para 2023 nos propusimos hacer que ese aporte fuera más significativo, dado que identificamos en las revisiones periódicas de cumplimiento de los indicadores que la meta propuesta era muy inferior a lo que estábamos consiguiendo, por lo tanto, la meta se revaluó con aprobación de la Junta Directiva en febrero de 2023 y se aumentó a 140 toneladas de CO<sub>2</sub> reducidas o evitadas. En 2023 conseguimos una disminución de 272 toneladas de CO<sub>2</sub>, acercándonos a la meta que nos propusimos para 2030.

### ¿Qué logros conseguimos en 2023?

- Compensamos el 100 % de nuestras emisiones de GEI con la compra de bonos de carbono a un proyecto de mitigación de cambio climático en la región Caribe y certificados de energía renovable.
- Promovimos la Alianza Sector Eléctrico Carbono Neutral desde nuestro rol en la Secretaría Técnica.
- Mantuvimos la certificación Carbono Neutro que nos otorgó Icontec, al verificar y validar las emisiones de GEI para los alcances 1, 2 y 3.
- Superamos la meta de 2023 con la reducción de 272 toneladas de CO<sub>2</sub>.

**757 MWh**

fue nuestro consumo de energía en 2023.

**100 %**

correspondió a fuentes de energía renovables (fotovoltaica).

**7 toneladas**

emisiones por vuelos nacionales

**32.78 toneladas**

emisiones por vuelos internacionales.

**131 emisiones de GEI**

por desplazamiento de los operadores y vehículos disponibles.

**70.6 toneladas de CO<sub>2</sub>**

equivalente evitadas por teletrabajo y movilidad sostenible.

**1060 toneladas**

de residuos generadas.

**634 toneladas (63.5 %)**

eran residuos reciclables (aluminio, cartón, chatarra, PET, plástico, plegadiza, tetrapack, Polyboard, vidrio)

### Emisiones de gases de efecto invernadero:

	Resultados 2021	Resultado 2022	Resultado 2023
Emisiones alcance 1	0	0	0
Emisiones alcance 2 basadas en ubicación	78.75	77.19	130.84
Emisiones alcance 3	148.02	243.75	291.22
<b>Total de emisiones</b>	<b>226.77</b>	<b>320.94</b>	<b>422.06</b>



Para estar más cerca del cumplimiento de estas metas contamos con una gobernanza climática que nos ayuda a considerar todas aquellas cuestiones asociadas con el clima y a evaluarlas por intermedio de los máximos órganos institucionales y la guía de nuestros objetivos estratégicos.

Para finalizar, no hemos infringido las obligaciones o regulaciones legales, ni recibimos sanciones o multas por afectar el medio ambiente. Tampoco generamos emisiones de SOx, NOx, Hg, material particulado o Pb. Según nuestro inventario de GEI, otras emisiones diferentes a alcance 1 y 2 son CH4 y N2O.

---

**Termoemcali, primera empresa 100 % térmica, y Ser Colombia, primer gremio, se vincularon a la Alianza Sector Eléctrico Carbono Neutral en 2023.**

---

## **Seguimos firmes en nuestro reto**

El desarrollo del Plan de Gestión Climática que desplegaremos a partir de 2024 es uno de los hitos que incorporamos en la hoja de ruta de la estrategia de sostenibilidad hacia 2030. El propósito es claro: mantener la neutralidad de las emisiones de gases efecto de invernadero generadas en los alcances 1, 2 y 3 y seguir siendo una empresa carbono neutro. Para ello nos basaremos en los principios de la jerarquía de mitigación (evitar, reducir y compensar) para cumplir con estas metas y promover la eficiencia energética del sector eléctrico colombiano.

Este plan evidencia el compromiso de nuestros directivos y la organización en general. Nos interesa mantener una operación baja en emisiones de carbono y contribuir a un entorno limpio, que ayude a contrarrestar los efectos del cambio climático y conseguir las metas colectivas que el país se ha propuesto en los distintos acuerdos internacionales.



## La innovación como el mejor camino

Como parte de una filosofía corporativa, nos anticipamos y preparamos para atender los desafíos que el contexto nos plantea, así como a las tendencias que modifican la forma en la que trabajamos. Esto obliga a fortalecer nuestras capacidades para cumplir con los objetivos financieros y de negocio que nos planteamos, con una visión de largo plazo que permita aprovechar las oportunidades y mantener una vigencia corporativa.

Por esta razón hemos declarado este tema como material y le damos la importancia que se merece. Nuestros objetivos estratégicos nos

invitan a la implementación de una cultura de innovación como el mejor camino para realizar, articular y desarrollar propuestas y soluciones que tengan impacto y que beneficien al sector para prepararnos en la transición y transformación que dicho contexto produce.

Estas soluciones innovadoras y de base tecnológica contribuyen a avanzar en nuestras acciones contra los efectos del cambio climático, a optimizar recursos y a seguir en la ruta del desarrollo sostenible.

Durante 2023 adelantamos 10 proyectos de innovación, de los cuales cinco fueron reconocidos por Colciencias y cuatro son realizados con actores del ecosistema.

## Cultura de innovación

Como parte del desarrollo que exige implantar una cultura de innovación en nuestra organización, identificamos la necesidad de trabajar en metodologías como el agilismo y la experimentación, que nos entregan herramientas avanzadas para encontrar y diseñar productos y soluciones innovadoras.

En ese sentido, se han priorizado los espacios de formación aplicada y las sesiones de alineación de equipo, que enmarcan las nuevas formas de trabajo bajo la metodología de mentalidad ágil. En el corto

plazo esperamos que esta estrategia rinda frutos y que nos ayude a detectar las oportunidades de negocio a partir del diseño de soluciones centradas en el usuario, aprovechando las herramientas de empatía y prototipado rápido.

Estamos convencidos de que la innovación es el camino más directo para cumplir con nuestros objetivos estratégicos y contribuir a la sociedad.

**4,212 millones de pesos**

de inversión total en innovación dirigida a nuevos modelos de negocio.

**5,400 millones de pesos**

en ingresos por nuevos negocios en el 2023.

**1.47 % del total de los ingresos**

y ventas destinados a innovación

**6 posiciones (FTE)**

dedicadas a la innovación en nuevos modelos de negocio o emprendimientos (según los lineamientos estratégicos).

**1,248 millones de pesos**

de nuestros ingresos provinieron de la innovación (del negocio no regulado de XM, que incluye innovación y otros negocios).

La cultura de la innovación hace parte de nuestros objetivos estratégicos, porque nos permite proyectar soluciones de alto impacto para el sector.

Los proyectos de innovación y nuevos modelos de negocio que desarrollamos en 2023 se soportan en el modelo de innovación adyacente. Se enfocan en oportunidades para la reconfiguración de la industria energética, mejoras en la gestión ambiental y la convergencia de energía con industrias emergentes.

De este modo buscamos que dichos proyectos se apalanquen en las capacidades e incorporen tecnologías transformacionales, con ofertas de valor que marquen la diferencia en el mercado.

Estos proyectos han sido un aporte clave para cumplir los objetivos estratégicos y para avanzar en las acciones que desarrollamos para combatir el cambio climático y para incidir en la gestión de este riesgo en el sector eléctrico. Con estos servicios, además, diversificamos el portafolio de ingresos.

En este trabajo contamos con aliados importantes que fueron parte del proceso de innovación, tales como el CIDET, la Universidad Nacional de Colombia, la Universidad EIA, Estratek, Flink, Ceiba, entre otros.

Nuestro foco estuvo en los sectores de energía y ambiental, para contribuir al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible en los numerales relacionados con energías renovables (7), acción por el clima (13), industria, innovación e infraestructura (9) y alianzas (17), y con base en tecnologías como *blockchain*, analítica, gemelos digitales, IoT, UX, inteligencia artificial, entre otras.

## Nuestro foco estuvo en los sectores de energía y ambiental, para contribuir al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible.



### Logros en 2023

- Alineación del proceso de innovación: durante el año 2023 se revisó la gestión de iniciativas en XM. Estas definiciones permiten tener un entendimiento común de los alcances del equipo de innovación y de su actuar al interior de XM, así como de las herramientas clave para aplicar en el proceso de desarrollo de negocios.
- Iniciativas y líneas de innovación: en el embudo de innovación se trabajó durante el 2023 a partir de tres líneas estratégicas: ambiental, energía y transaccional y analítica.
- La línea ambiental se consolidó como un portafolio de plataformas para activos ambientales bajo la marca sombrilla Ecoclic.
- Se realizó el lanzamiento digital de la iniciativa de la línea transaccional y analítica para crear NFT con un enfoque social y ambiental.



## Iniciativas de innovación

Las iniciativas de innovación contribuyen al conocimiento externo y complementan las acciones externas de investigación y desarrollo. En ellas empleamos el enfoque denominado “Colaboración de I+D con socios externos”, ya que varios de los servicios se basan en conjuntos con diferentes actores del ecosistema de innovación.

Las iniciativas de innovación contribuyen al conocimiento externo y complementan las acciones externas de investigación y desarrollo.

Conoce más acá

### Algunas de estas iniciativas son:



- **Biotrust:** plataforma de registro y certificación de proyectos de biodiversidad y siembra de árboles para que las empresas aporten a la conservación, preservación y restauración de la biodiversidad. Esta iniciativa parte de una colaboración con Terrasos SAS para la exploración de nuevas oportunidades en el naciente mercado de biodiversidad.



- **EcoRep:** plataforma de registro y certificación para la transformación de material en el marco de los procesos de economía circular, con énfasis en la gestión de envases y empaques en productos de consumo masivo. Esta va de la mano con la validación y verificación de la información proporcionada por los actores, que está a cargo de la Fundación Socya, con la que se ha establecido un acuerdo para el desarrollo conjunto de la iniciativa.



- **EcoGoX:** Plataforma de registro y certificación de proyectos de energía renovable, que le permite a las empresas neutralizar o mitigar el impacto del consumo eléctrico en su huella de carbono (alcance 2).



- **Karbonoa:** Plataforma de registro y certificación de iniciativas de mitigación y sus resultados, que le permite a las organizaciones gestionar el impacto de sus emisiones de gases de efecto invernadero.



- **Identificación y priorización de servicios de flexibilidad claves para el sector eléctrico colombiano:** en esta iniciativa exploramos nuevos esquemas de flexibilidad que puedan, en un futuro cercano, ser implementados al SIN. En este proyecto de investigación se plantean estrategias para aplicación en:
  - » Regulación de frecuencia.
  - » Métodos de control.
  - » Despacho.
  - » Integración de fuentes de energía renovables.

En este proyecto de investigación participaron profesionales y técnicos de XM y de la Universidad EIA, aliado estratégico para su desarrollo.

## Nuevos modelos de negocio para el desarrollo sostenible

La estrategia con miras a 2030 nos permitió identificar la oportunidad de desarrollar nuevos modelos de negocio que se basan en nuestras capacidades para aportar al desarrollo sostenible. En 2018 decidimos trabajar en soluciones de certificación y registro que se soportan en el uso de nuevas tecnologías para el mercado de carbono, con el fin de asegurar la contabilidad de los créditos generados y la trazabilidad de la información de los proyectos de reducción y remoción de emisiones.

Este fue el primer paso que dimos en el diseño de servicios que nos brindaron la capacidad de generar trazabilidad, transparencia y confianza a diferentes mercados ambientales. Entre ellos, destacamos EcoGox, plataforma de certificación y registro de certificados de energía renovable (REC) para incentivar la implementación de energías renovables.

**En 2018 decidimos trabajar en soluciones de certificación y registro que se soportan en el uso de nuevas tecnologías para el mercado de carbono.**

En el mismo sentido, hemos adelantado el desarrollo de nuevos servicios de certificación y registro para créditos de biodiversidad, carbono y material transformado (economía circular), dando origen a las plataformas Karbonoa, Biotrust y EcoRep.

Para finalizar, detectamos la oportunidad de desarrollar un *marketplace* para la compra y venta de activos ambientales como créditos de carbono, certificados de energía renovable, créditos de biodiversidad y material transformado, generando así entornos confiables para su negociación.



Ecoclic integra este conjunto de soluciones de certificación y registro y compra y venta de activos ambientales como créditos de carbono, certificados de energía renovable, créditos de biodiversidad y material transformado, para desarrollar plataformas basadas en nuevas tecnologías que permitan generar trazabilidad, transparencia y confianza en los mercados ambientales.





Procuramos atraer y retener al mejor talento. Brindamos condiciones para que vivan en bienestar e integridad con sus familias y compañeros de trabajo.

GRI's asociados: 3-3, 2-7, 2-8, 2-21, 2-30, 201-1, 201-3, 401-1, 404-1, 404-3, 405-1, 405-2

## Social:

# En XM, el talento humano es una prioridad

Contamos con un talento humano que se destaca por sus capacidades humanas y profesionales. Sus actitudes y comportamientos se alinean con nuestros valores corporativos y dentro del marco de ética, integridad, corresponsabilidad y excelencia integral que nos caracteriza.

## Nuestro equipo

Empleados por grupo de edad	2023
Número de empleados generación Z	1
Porcentaje de empleados generación Z	0
Número de empleados <i>millennials</i>	275
Porcentaje de empleados <i>millennials</i>	0.75
Número de empleados generación X	83
Porcentaje de empleados generación X	0.22
Número de empleados <i>baby boomers</i>	10
Porcentaje de empleados <i>baby boomers</i>	0.03
Número de empleados generación silenciosa	0
Porcentaje de empleados generación silenciosa	0

Empleados por tipo de contrato	
Número de empleados mujeres con contrato laboral a término indefinido	119
Número de empleados hombres con contrato laboral a término indefinido	210
Número total de empleados con contrato laboral a término indefinido	329
Número de empleados mujeres con contrato laboral a término fijo	12
Número de empleados hombres con contrato laboral a término fijo	28
Número total de empleados con contrato laboral a término fijo	40
Número de empleados mujeres con contrato laboral jornada completa	131
Número de empleados hombres con contrato laboral jornada completa	238
Número total de empleados con contrato laboral jornada completa	369
Número de empleados mujeres con contrato laboral media jornada	0
Número de empleados hombres con contrato laboral media jornada	0
Número total de empleados con contrato laboral media jornada	0
Número de trabajadores mujeres con otro tipo de contratos (obra labor, aprendizaje, otros)	8
Número de trabajadores hombres con otro tipo de contratos (obra labor, aprendizaje, otros)	14
Número total de trabajadores con otro tipo de contratos (obra labor, aprendizaje, otros)	22
Número de empleados contratistas o con vinculación temporal	
Número de contratistas o personal temporal de la empresa	59

## Formación para su desarrollo

Sabemos que tenemos el potencial, la motivación y las competencias para ser los mejores, por eso le apostamos al desarrollo de las capacidades de nuestro equipo con actividades de formación y evaluación.

Esto nos ha llevado a liderar 32,709 horas en promedio para la formación de los 369 empleados en temas relevantes para sus funciones. Lo anterior representa una inversión de 2,910,467 millones de pesos con foco en programas de desarrollo para los empleados.

Formación			
Horas de formación	Mujeres	Hombres	Total
Número de horas de formación	11,959	20,750	32,709
Media de horas de formación	91.29	87.18	88.64
Formación por categoría laboral	Mujeres	Hombres	Total
Horas de formación nivel 1	594.95	2627.65	3222.6
Media de horas de formación nivel 1	149	876	460.37
Horas de formación nivel 2	802.9	389.55	1192.45
Media de horas de formación nivel 2	100	78	91.72
Horas de formación nivel 3	10,560.87	17,732.59	28,293.6
Media de horas de formación nivel 3	89	77	81.07



XM se esfuerza por mantener programas de formación y actualización para todos los empleados. Durante el 2023 se destacaron:

- **Programa Blockchain para XM. Diplomado Blockchain:** diseñado a la medida por nuestro aliado, la Universidad Eafit, mediante el cual capacitamos al público objetivo para que entendiera y aplicara las tecnologías derivadas de *blockchain* y su ecosistema. Con una intensidad horaria de 60 horas, en modalidad presencial, impactamos a 26 personas de diferentes áreas de la organización.
- **Viernes del negocio:** programa de transferencia de conocimiento para expandir la comprensión de temas específicos de la industria relevantes para la organización. Este encuentro se realiza durante una hora, los viernes cada quince días y cuenta con invitados expertos internos o externos. En las 21 sesiones de 2023 participaron 270 empleados.
- **Programa de inglés:** en alianza con la escuela especializada Berlitz realizamos un programa orientado a fortalecer el dominio de este idioma por parte de los 81 trabajadores participantes.
- **Carrera técnica:** fortalecimos nuestro modelo de carrera técnica con 118 personas en desarrollo de sus capacidades para efectuar un adecuado proceso de sucesión en requerimientos de perfil técnico.



Empleados que reciben evaluaciones periódicas del desempeño y desarrollo profesional	2023
Número de mujeres con evaluación de desempeño	122
Porcentaje de mujeres con evaluación de desempeño	33.06
Número de hombres con evaluación de desempeño	230
Porcentaje de hombres con evaluación de desempeño	62.33
Número de empleados con evaluación de desempeño categoría laboral 1 y 2	20
Porcentaje de empleados con evaluación de desempeño categoría laboral 1 y 2	5.42
Número de empleados con evaluación de desempeño categoría laboral 3	332
Porcentaje de empleados con evaluación de desempeño categoría laboral 3	89.97



## Clima organizacional

En 2023 aplicamos la encuesta de clima organizacional, esta vez de manera reducida, como complemento a la encuesta de riesgo psicosocial. En esta ocasión nos enfocamos en la evaluación de la matriz de efectividad, con el objetivo de revisar el nivel de compromiso de nuestros trabajadores para el desempeño de sus funciones y la consecución de sus indicadores.

Con ambas mediciones quisimos fortalecer nuestras realidades organizacionales con la implementación de planes de mejoramiento de acuerdo con los resultados obtenidos.

El Comité de Convivencia Laboral está integrado por ocho empleados, de los cuales, cuatro de ellos representan a los trabajadores y los otros cuatro representan a la empresa. Durante la vigencia de 2023 se realizaron siete sesiones mensuales de seguimiento y verificación a los canales de comunicación definidos para interponer las quejas de acoso laboral y sexual.

Además, el Comité participó en la auditoría preparatoria de Equipares y en sesiones quincenales de trabajo con GPST con el fin de ampliar la perspectiva de atención a casos relacionados con inclusión, diversidad y respuesta desde la perspectiva de la víctima. Para el 2024 esperan seguir fortaleciendo la pedagogía sobre la prevención al acoso y continuar gestión integrada en temas complementarios con el COPASST.

**La encuesta de clima organizacional nos ayuda a implementar planes de mejoramiento para el bienestar de los trabajadores.**





**96 %**

fue la adhesión a la encuesta de clima organizacional por parte de los trabajadores.

**93 %**

fue el resultado en la dimensión Compromiso (1 % por encima del 2022).

**92 %**

fue el resultado en la dimensión Soporte para el éxito (2 % por encima del 2022).

**Esta fue la dinámica de contratación para el 2023**

<b>Contratación y rotación</b>	
<b>Total de nuevas contrataciones</b>	<b>2023</b>
Número total de nuevas contrataciones de empleados	76
Número de vacantes llenadas con candidatos internos	9
Tasa total de nuevas contrataciones de empleados durante el periodo objeto del informe (nuevas contrataciones/total de empleados)	0.21
<b>Total de retiros de empleados</b>	
Número total de retiros de personal	32
Número total de retiros voluntarios (renuncias)	20
Número total de retiros no voluntarios (despidos y terminación de contratos)	12
Número total de retiros naturales (jubilación, término definido, muerte)	4
Número total de retiros por movilidad entre empresas	4
<b>Contrataciones por género</b>	
Número total de nuevas contrataciones de mujeres	25
Tasa de nuevas contrataciones de mujeres	33
El número total de nuevas contrataciones de hombres	51
Tasa de nuevas contrataciones de hombres	67

**Costo promedio de contratación**

Costo de contratación promedio en pesos	5,209,617
Costo de contratación promedio en dólares	1,363.04

**Rotación de empleados**

Retiros	40
Planta inicial	333
Planta final	369
Rotación por renuncia no voluntaria	12 %
Rotación por renuncia voluntaria	20 %
Rotación de grupo	0.11 %

**Tasa de rotación por género**

Retiros de mujeres	11
Planta inicial de mujeres	117
Planta final de mujeres	131
Rotación de mujeres	0.09 %
Retiros de hombres	29
Planta inicial de hombres	216
Planta final de hombres	238
Rotación de hombres	0.13 %



En XM trabajamos todos los días con pasión para llevar la mejor energía a los colombianos, cumpliendo con los criterios de economía, confiabilidad y seguridad. Si bien nuestra sede está en Medellín, contamos con personas provenientes de diferentes regiones del país:

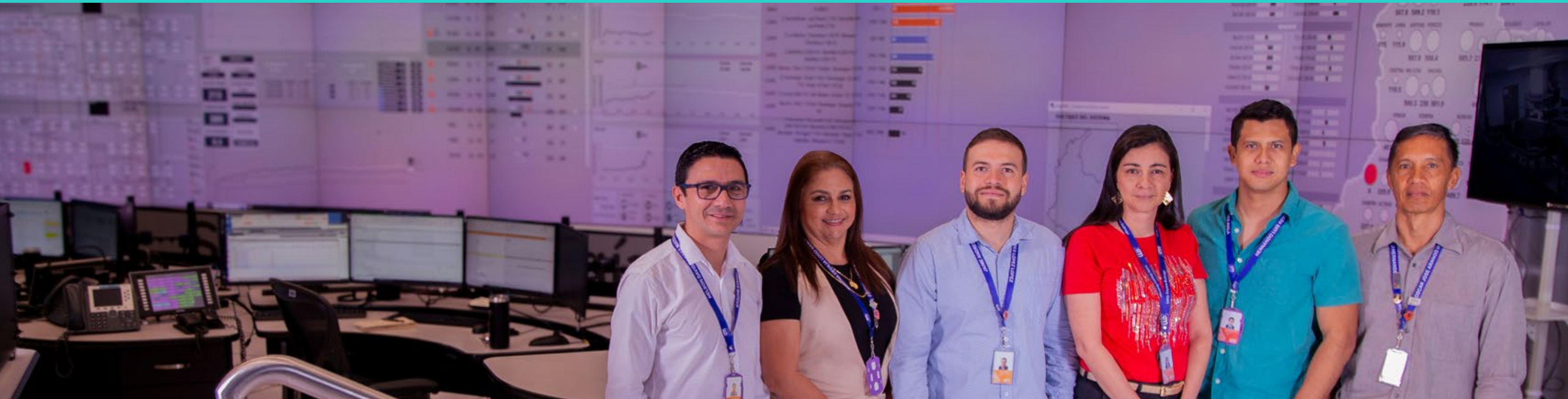
**Número de empleados permanentes y temporales por región**



\*XM no cuenta con empleados por horas no garantizadas. En la empresa todos los empleados son de tiempo completo.  
\*No incluye los 20 estudiantes en práctica ni aprendices SENA.







## Avanzamos en nuestra apuesta por la equidad de género

Para fortalecer el frente asociado a la equidad de género, desde hace años en XM iniciamos la implementación de un sistema de gestión para la igualdad, junto con el PNUD y el Ministerio del Trabajo.

Este sistema aborda diferentes aspectos, como selección del talento, desarrollo profesional, aprendizaje, calidad de vida, ambiente de trabajo, conciliación de vida personal y laboral, comunicación incluyente, entre otros.

De forma permanente informamos a los grupos de interés acerca de los resultados que obtenemos en la implementación de las medidas adoptadas. Para ello acudimos a indicadores de impacto como los siguientes:

- Índice de segregación salarial.
- Estadísticas de accidentes laborales y enfermedades por sexo.
- Satisfacción en el clima laboral desagregado por sexo.
- Índice de liderazgo desagregado por sexo.

Lo anterior va acompañado de los siguientes indicadores de gestión para evaluar el progreso:

- Porcentaje de procesos cerrados que tuvieron en la terna final una mujer, como mínimo.
- Porcentaje de hombres contratados para cargos que, por tradición, han ocupado mujeres.
- Porcentaje de mujeres contratadas para cargos que, por tradición, han ocupado hombres.
- Porcentaje de mujeres contratadas por nivel (directivos y no directivos).
- Porcentaje de planes de sucesión con paridad.
- Porcentaje de planes de sucesión con paridad de cargos directivos transversales.
- Porcentaje de mujeres internas promovidas en cargos STEM.
- Grado de equilibrio en las horas de capacitación.
- Porcentaje de hombres y mujeres internos formados para cargos que, por tradición, han ocupado hombres.

- Porcentaje de trabajadores que usan los programas de calidad de vida (actividades priorizadas).
- Grado de confianza en el comité de convivencia.
- Ausentismo por causa médica.
- Nivel de apropiación de los conceptos.
- Valoración/percepción de mujeres y hombres sobre si existe un mecanismo de identificación de sus necesidades familiares y personales.
- Número de comunicaciones con enfoque incluyente y total de comunicaciones.

Además, lanzamos el sello de liderazgo, que nos permite el desarrollo de capacidades para impactar positivamente el sector.

Mujeres en XM	
<b>Mujeres en cargos gerenciales</b>	<b>2023</b>
Número de mujeres cargos gerenciales	4
Porcentaje de mujeres en cargos gerenciales	0.01
Número de mujeres en cargos directivos	8
Porcentaje de mujeres en cargos directivos	0.4
<b>Mujeres en cargos relacionados con la generación de ingresos</b>	
Número total de empleados en niveles 1 y 2 relacionados con la generación de ingresos	11
Número total de mujeres en niveles 1 y 2 relacionados con la generación de ingresos	5
Porcentaje de mujeres en niveles 1 y 2 relacionados con la generación de ingresos	0.45

### Mujeres en cargos relacionados con las áreas de ciencia, tecnología, ingeniería y matemáticas

Número de empleados en cargos relacionados con áreas de ciencia, tecnología, ingeniería, finanzas, contabilidad y matemáticas (STEM)	309
Número de mujeres en cargos relacionados con áreas de ciencia, tecnología, ingeniería, finanzas, contabilidad y matemáticas (STEM)	96
Porcentaje de mujeres en cargos relacionados con áreas de ciencia, tecnología, ingeniería, finanzas, contabilidad y matemáticas (STEM)	31

### Ratio salarial

Promedio salarial mujeres pertenecientes al nivel 1, sin incluir CEO o presidente	\$39,799,667
Promedio salarial hombres pertenecientes al nivel 1, sin incluir CEO o presidente	\$42,503,667
Ratio salarial mujeres/hombres del nivel 1, sin incluir CEO o presidente	0.94
Promedio salarial mujeres pertenecientes al nivel 2	\$27,141,750
Promedio salarial hombres pertenecientes al nivel 2	\$27,539,600
Ratio salarial mujeres/hombres del nivel 2	0.99
Promedio salarial mujeres pertenecientes al nivel 3	\$8,553,008
Promedio salarial hombres pertenecientes al nivel 3	\$8,258,378
Ratio salarial mujeres/hombres del nivel 3	1.04
Promedio salarial mujeres/hombres XM (nivel 1, 2 y 3)	\$25,632,678
Ratio de compensación total anual de la persona mejor pagada de la organización con respecto a la mediana de la compensación total anual de todos los empleados (excluida la persona mejor pagada)	4.2
Ratio del porcentaje de incremento de la compensación total anual de la persona mejor pagada de la organización con respecto a la mediana del porcentaje de incremento de la compensación total anual de todos los empleados (excluida la persona mejor pagada)	14,12



Talento diverso					
Empleados por género	Mujer	Hombre	Otros	No revelado	Total
Total de empleados	162	286	0	0	448
Empleados directos (fijo e indefinido, incluye empleados con discapacidad)	131	238	0	0	369
Empleados temporales o en misión	23	36	0	0	59
Estudiantes, aprendices	8	12	0	0	20
Porcentaje de empleados con discapacidad	0	0.54 %	0	0	0.54 %

Nuestra política de igualdad y equidad de género nos permite disponer de elementos para prevenir la discriminación y el acoso laboral. Frente a esto, el documento comprende secciones dedicadas a los siguientes aspectos:

- Una declaración explícita de la prohibición del acoso.
- Una política de tolerancia cero a la discriminación.
- Capacitaciones para todos los empleados sobre estos temas.
- Proceso de escalamiento definido para el reporte de incidentes.
- Declaración de acoso sexual y laboral.

De forma periódica monitoreamos y divulgamos los resultados que obtenemos de los análisis de las diferencias salariales entre hombres y mujeres. El resultado de ese análisis se comparte con las instancias internas definidas: los órganos directivos (los resultados del

plan de equidad y competitividad por dependencia) y a Equipares (análisis, seguimiento y acciones desarrolladas en el año), que acompañan a las organizaciones en la implementación de estrategias de enfoque de género en sus procesos.

Como cada año, en 2023 efectuamos el incremento salarial a los empleados de acuerdo con el porcentaje negociado con los contratos colectivos. Fue del IPC + 1 %, 14.12 %. En agosto se realizó el plan de Equidad y Competitividad, que corresponde a incrementos por mérito al cual ingresaron 53 empleados de XM durante la vigencia de 2023.

### El bienestar es clave para nuestro desempeño

Para nuestra compañía, los aspectos relacionados con la seguridad y la salud en el trabajo (SST) son un tema material, por tanto, nos interesa que este concepto se descentralice y cumpla con los requisitos legales y, al mismo tiempo, transformar la cultura que gira a su alrededor.

XM cumple con la política de Seguridad y Salud en el Trabajo que declara las decisiones orientadas a proteger a los empleados, proveedores, contratistas y terceros en la compañía, teniendo en cuenta las características de sus actividades. Dicha política promueve ambientes de trabajo seguros, estilos de vida saludables, fomenta el autocuidado y la aplicación de buenas prácticas de promoción y prevención. Además, se aplica el estándar de la Organización Internacional del Trabajo, OIT, en los requisitos establecidos en el Decreto 1072 de 2015, dando también cumplimiento a los estándares y la auditoría del SG-SST.

La compañía cuenta con dos formaciones para todos los empleados:

- 1. Inducción de SST:** en la plataforma Metroplix hay un capítulo completo que da a conocer a los trabajadores los requisitos establecidos en el decreto 1072 de 2015 y explica de qué forma los aplica XM. Con esto buscamos promover el autocuidado y velar por la salud y bienestar de todos.

**0** casos de discriminación se presentaron en XM durante 2023.

2. **Reinducción:** cada año se realiza un proceso de reinducción a todos los empleados mediante el cual se refuerzan los contenidos vistos en la inducción. Así, enteramos a los trabajadores de las acciones implementadas en materia de SST.
3. **Semana de la seguridad y salud en el trabajo:** en octubre se desarrollaron actividades para evidenciar la importancia de estar conectados con la vida, el bienestar y el cuidado de la salud mental de todas las personas que hacen parte de XM. Se busca generar consciencia sobre el control de los riesgos en nuestros negocios.

El programa de Conectados con la vida acompañó en 2023 a todos líderes de XM con 46 sesiones de “Fortalecimiento Liderazgo SST”, una iniciativa que busca la descentralización de Seguridad y Salud en el Trabajo, fortaleciendo en ellos la identificación de hábitos que permitan el autocuidado y el cumplimiento de los compromisos por la vida.

El Comité Paritario de Salud y Seguridad en el Trabajo (COPASST) realizó durante 2023 12 reuniones para acompañar las investigaciones en accidentes y el trabajo conjunto en las campañas de sensibilización “Si lo identifico, me pertenece”. El comité, conformado por 8 personas, 4 de ellas representantes de la empresa y 4 de los trabajadores, cuenta con un plan específico de capacitaciones en los siguientes temas:

- Conceptos básicos del COPASST- criterios normativos
- Funciones y responsabilidades
- Inspecciones de seguridad
- Peligros y riesgos
- Auditoría interna SGSST
- Estilos de vida saludable: Orientados a la promoción de la salud

Estos ejercicios nos permitieron fortalecer el programa de SST e identificar aquellos aspectos que debemos reforzar con los empleados, entre ellos, la promoción del autocuidado para proteger su vida y la de sus compañeros. En 2023 nos enfocamos en el

fortalecimiento del programa de SST con la implementación de sesiones individuales con cada uno de los líderes y la promoción del mecanismo de identificación de peligros. Este ejercicio ayudó a identificar aquellos aspectos que debemos reforzar con los empleados, entre ellos, la promoción del autocuidado para proteger su vida y la de sus compañeros.

En diciembre de 2023 definimos unas metas asociadas que serán nuestra bandera para los próximos años: darle continuidad al proyecto Conectados por la Vida y buscar la certificación bajo la norma ISO 45000 en 2024. El impulso a ambas iniciativas fue aprobado por la Junta Directiva.

Continuando con este tema, contamos con un procedimiento para detectar peligros, valorar los riesgos y establecer controles. Los trabajadores son partícipes de su elaboración a través de las siguientes actividades:

- Inspecciones planeadas.
- Reportes de situaciones de seguridad y salud en el trabajo por intermedio del banco de mejora del sistema integrado de gestión, que incluye:
  - » Accidentes de trabajo.
  - » Incidentes de trabajo con alto potencial.
  - » No conformidades y observaciones provenientes de auditorías.
  - » Riesgos adicionales identificados.
  - » Fallas con posible afectación del personal.
  - » Emergencias ocurridas, entre otras.

Para los eventos especiales que se puedan presentar en nuestra operación, identificamos y valoramos los riesgos a través de la aplicación de los análisis de trabajo seguro. Los resultados que obtenemos en estos procesos son incorporados en la mejora continua y el sistema de gestión de la salud y la seguridad en el trabajo, por medio de indicadores de estructura, proceso y resultado alineados con lo requerido por el Decreto 1072 de 2012.



De igual manera, contamos con un indicador de máximo nivel en el cuadro de gestión integral, que se refiere al índice de frecuencia de accidentabilidad y nos permite conocer nuestros avances en esta materia.

Esta información es sistematizada y escalada a diferentes instancias de revisión, entre ellas la alta dirección (con cortes semestrales) y la auditoría al sistema de gestión. Así mismo, la información del cumplimiento de estándares mínimos de seguridad y salud en el trabajo por parte de la compañía es analizada a través de la administradora de riesgos laborales (ARL).

En XM facilitamos el acceso del talento humano a servicios médicos y de cuidado de la salud no relacionados con el trabajo mediante las siguientes acciones:

- Consulta médica en sede de trabajo.
- Consulta médica por telemedicina.
- Atención por el plan complementario de salud, haciendo uso de la red de laboratorios, clínicas, hospitales, centros de rehabilitación, entre otros.
- Mediante su entidad promotora de salud haciendo usos de las IPS de los prestadores de servicios de salud.
- Pausas activas durante la jornada laboral que sirven para recuperar energía, mejorar el desempeño y eficiencia en el trabajo, a través de diferentes técnicas y ejercicios que ayudan a reducir la fatiga, disminuir trastornos musculoesqueléticos y prevenir el estrés.



Accidentes laborales		
Días de ausencia de los empleados	Empleados	Contratistas
Número de ausencias breves	0	0
Número de lesiones de ausencia prolongada en empleados	0	0
Lesiones por accidentes laborales		
Número de horas trabajadas	674,041	175.56
Número de fallecimientos resultantes de una lesión por accidente laboral	0	0
Tasa de fallecimientos resultantes de una lesión por accidente laboral	0	0
Número de lesiones por accidente laboral con grandes consecuencias (sin incluir fallecimientos)	0	0
Tasa de lesiones por accidente laboral con grandes consecuencias (sin incluir fallecimientos)	0	0
Número de lesiones por accidente laboral registrables	2	0
Tasa de lesiones por accidente laboral registrables	2.97	0
Dolencias y enfermedades		
Número de fallecimientos resultantes de una dolencia o enfermedad laboral	0	0
Número de casos de dolencias y enfermedades laborales registrables	0	0

\*Principales lesiones: lesiones y esquince. Tasas calculadas por 1,000,000 horas trabajadas

## Beneficios laborales

Todos los trabajadores, según el régimen salarial al que pertenezcan, tienen derecho a acceder a unos beneficios extensibles a sus grupos familiares.

### Para las personas de Régimen Ordinario Fijo:

- Pagos legales: primas de junio y diciembre, cesantías con sus intereses.
- Primas extralegales en junio y diciembre, por vacaciones y antigüedad.
- Auxilios:
  - » Refrigerio.
  - » Salud.
  - » Educación formal y no formal para el empleado.
  - » Educación para hijos.
  - » Plan complementario de salud.
  - » Ocasionales.
  - » Incentivo al ahorro en el fondo de empleados.
  - » Aporte extralegal a seguridad social, seguro de vida y de exequias.
  - » Préstamos.
  - » Días de descanso remunerado por vacaciones, matrimonio, nacimiento de hijo, cumpleaños.
  - » Compensación variable.

### Para las personas de salario integral:

- Incentivo al ahorro en el fondo de empleados.
- Seguro de vida y exequial.
- Préstamos.
- Días de descanso remunerado por vacaciones, matrimonio, nacimiento de hijo, cumpleaños.
- Compensación variable.

**282**  
**trabajadores**  
 (76 % del equipo)  
 son representados por  
 sindicatos o pactos colectivos.



El 100% de las personas de régimen ordinario fijo tienen sus beneficios establecidos en la convención colectiva y en el pacto colectivo.

Las personas de régimen salario integral, quienes no hacen parte de ninguna negociación colectiva, tienen establecido sus beneficios en el documento de “Anexo de Beneficios” de su contrato individual de trabajo.



### Beneficios por paternidad y maternidad

Contamos con días adicionales a las licencias establecidas por ley. Durante 2023, cinco empleados de género masculino utilizaron el permiso parental. Contamos con la sala de lactancia dotada. Adicionalmente, tenemos el programa de teletrabajo suplementario, que permite a padres y madres compartir mayor tiempo con los nuevos integrantes de la familia.

### Obligaciones del plan de beneficios definidos y otros planes de jubilación

XM cuenta con recursos económicos para cubrir las obligaciones del plan de pensiones. A diciembre 31 de 2023 la obligación fue de 6,867 millones de pesos.

Para cumplir con las obligaciones del plan de pensiones, la compañía cuenta con un patrimonio autónomo administrado por Fideicomiso BBVA Asset Management S.A., por 12,048 millones de pesos al cierre de 2023. El año pasado no hubo planes de retiro por parte de trabajadores de la compañía.

Variables	Diciembre 2023
Tasa de descuento	11.79 %
Tasa de inflación	3.50 %
Incremento del salario mínimo	3.50 %
Tabla de mortalidad	Rentistas válidos 2008
Tabla de rotación	n/a
Número de personas cubiertas por el plan de pensión	19

XM contempla beneficios extralegales para los 114 futuros pensionados, es decir, el 30.9 % de la nómina de la compañía.

## Nuestro aporte a la comunidad

Los recursos que destinamos a lo social se materializan en una inversión que busca el bienestar y el desarrollo socioeconómico. Nos complace dar a conocer el Plan Energía por Educación de la Universidad de Antioquia, un programa que beneficia a estudiantes de estratos 0, 1 y 2 con la entrega de recursos económicos durante el semestre académico. Esta iniciativa nos ha llevado a invertir 21,170,000 pesos en 12 estudiantes.

Así mismo, nos complace destacar el Plan ExE que también beneficia a estudiantes de la Universidad Nacional, con el que, gracias a los aportes de los empleados que donan un porcentaje de su salario y a los recursos que suman de la empresa, 24 estudiantes hacen realidad sus sueños de acceder a la educación superior.

Número de municipios críticos con gestión social		2020	2021	2022	2023
1	Número de municipios, comunidades o comunas en las que tiene presencia la empresa	1	1	1	1
2	Número de municipios, comunidades o comunas en los que realizó proyectos sociales durante el año medido	1	1	1	1
3	Número de municipios, comunidades o comunas que son considerados críticos	0	0	0	0
4	Número de municipios, comunidades o comunas que son considerados críticos en los que realizó proyectos sociales durante el año medido	0	0	0	0

**ExE también beneficia a estudiantes de la Universidad Nacional, con el que, gracias a los aportes de los empleados que donan un porcentaje de su salario y a los recursos que suman de la empresa, 24 estudiantes hacen realidad sus sueños de acceder a la educación superior.**

Desde el año 2020 no tenemos quejas o denuncias provenientes de comunidades locales hacia la empresa y tampoco mantiene XM vigente alguna investigación, queja de la comunidad, controversia pública, medida correctiva, medida cautelar, multa u otra sanción.

## Velar y cuidar los derechos humanos

XM también tiene el compromiso de respetar los derechos humanos de acuerdo con los principios rectores de las Naciones Unidas sobre las empresas. Velamos por que la compañía tenga un marco de actuación normativa que garantice el cuidado de los derechos fundamentales de los trabajadores y respete los derechos de las comunidades en las que tenemos injerencia.

Nuestra política se basa en una declaración de compromiso para prevenir el trabajo forzado e infantil, al tiempo que se dan garantías para la libertad de asociación e igualdad de remuneración.

En ese mismo sentido hemos formado a los empleados y proveedores en el respeto de los derechos humanos de acuerdo con los principios rectores de las Naciones Unidas.

En nuestra política de seguridad, por ejemplo, hemos capacitado a nuestro capital humano para poder atender los retos de la aplicación de los derechos humanos



**El 95 %**  
de las contrataciones  
de XM corresponde a  
servicios de tecnología,  
licenciamiento,  
infraestructura técnica,  
entre otros; y el

**5 %**  
restante corresponde a  
prestación de servicios  
por honorarios.



Además, nos preocupamos por identificar y evaluar potenciales impactos y riesgos relacionados con los derechos humanos dentro de XM. En ese sentido, nos hemos centrado en identificar cuatro vertientes:

- Riesgos de nuestras operaciones.
- Cadena de valor o actividades relacionadas con nuestros negocios.
- Nuevas relaciones comerciales.
- Revisión periódica del mapa de riesgos posibles.

Al mismo tiempo avanzamos en mitigar cualquier afectación a nuestra política de derechos humanos enmarcados en seis ejes de análisis:

- Trabajo forzoso.
- Trabajo infantil.
- Libertad de asociación.
- Derecho a la negociación colectiva.
- Equidad de remuneración.
- Evitar la discriminación.

Nuestro compromiso por tener una relación clara y justa con nuestros trabajadores lleva a que el vínculo contractual de XM con los proveedores sea directo y a través de contrataciones regidas bajo el estatuto de contratación, así como de todas las normas legales, administrativas y jurídicas que lo enmarcan.

El 95 % de las contrataciones de XM corresponde a servicios de tecnología, licenciamiento, infraestructura técnica, entre otros; y el 5 % restante corresponde a prestación de servicios por honorarios, asesorías, auditorías y consultorías, con perfiles profesionales de acuerdo con los requerimientos de cada área.

Por lo anterior también hemos realizado una evaluación proactiva de los riesgos en materia de derechos humanos durante los últimos tres años, evaluaciones que han impactado nuestras propias operaciones, así como a contratistas y proveedores.

Lo anterior nos ha llevado a liderar 380 convenios y contratos con cláusulas sobre derechos humanos.

**Valor económico generado y distribuido (VEGD) en millones de pesos**

201-1	2021	2022	2023
Ingresos operacionales	186,266	217,155	295,184
Ingresos financieros (Puede incluir: intereses, dividendos de acciones, entre otros)	5,326	10,082	16,540
Otros ingresos no operacionales (puede incluir: regalías, venta de PP&E)	156	536	616
<b>VALOR ECONÓMICO DIRECTO GENERADO</b>	<b>191,749</b>	<b>227,773</b>	<b>312,339</b>
Costos y gastos operacionales (puede incluir: alquiler de inmuebles, cuotas de licencias, regalías, pagos a contratistas, entre otros)	62,772	79,392	119,050
Salarios, prestaciones sociales y otros beneficios (salarios, contribuciones a pensiones, seguros, indemnizaciones, otros pagos al gobierno en nombre de los empleados, entre otros)	55,734	63,880	76,252
Dividendos a los accionistas (proyecto de distribución de utilidades)	9,309	3,073	-
Pago de intereses	-	-	-
Pagos al gobierno, por país (impuestos, multas, sanciones, permisos)	39,070	51,119	80,932
Colombia	38,352	50,704	80,868
Perú	583	346	61
Bolivia	38	11	2
República Dominicana	27	-	-
Chile	70	58	0
El Salvador	-	-	1
Inversiones en comunidad	18	16	21
<b>VALOR ECONÓMICO DIRECTO DISTRIBUIDO</b>	<b>166,903</b>	<b>197,480</b>	<b>276,255</b>
<b>VALOR ECONÓMICO RETENIDO</b>	<b>24,846</b>	<b>30,293</b>	<b>36,084</b>
Prov Depreciaciones y amortizaciones	23,914	23,187	18,128
<b>Reservas</b>	<b>932</b>	<b>7,106</b>	<b>17,956</b>



El modelo de gobernanza permite construir relaciones transparentes con los grupos de interés y desarrollar acciones dentro de un marco de autonomía, ética e integridad.

GRI's asociados: 3-3, 2-9, 2-10, 2-11, 2-12, 2-13, 2-15, 2,16, 2-17, 2-18, 2-19, 2-27, 205-1, 205-2, 205-3, 206-1

## Gobernanza:

# Un gobierno corporativo sólido y con visión estratégica

Contar con un gobierno corporativo sólido y estable orienta la ejecución de buenas prácticas para asegurar la transparencia y confiabilidad en la gestión que se realiza.

Durante el 2023 nuestra gestión estuvo direccionada por una estructura de gobierno corporativo en la que se evidencia el cumplimiento de acciones claras y estratégicas, y una cultura de riesgos práctica y rigurosa.

## Estructura de gobierno

Con el fin de garantizar la autonomía, la transparencia y la independencia respecto al gobierno central y a terceros, definimos una estructura de gobierno corporativo que asegura la legalidad y la toma de decisiones.

Esta estructura está conformada por los siguientes órganos de gobierno:

- Asamblea General de Accionistas.
- Junta Directiva.
- Gerencia General.

Estos tres órganos se encargan de la dirección, administración y representación ante los distintos grupos de interés, y actúan de forma independiente según las leyes y también dentro de las facultades y atribuciones asignadas en los estatutos sociales.

## Junta Directiva

La conforman diez miembros, todos independientes, elegidos para periodos de un año y pueden ser reelegidos, según la decisión de la Asamblea de Accionistas, con representación directa según la composición accionaria.

Para su selección, se busca el cumplimiento de los criterios de independencia establecidos en el Artículo 43 de los Estatutos Sociales y el perfil académico y de experiencia que debe tener los miembros, contenidos en el Artículo 52 del mismo documento\*. Una vez se tenga la información de los postulados, se socializa con ISA como accionista mayoritario, previo a ser sometidos a elección en la Asamblea de Accionistas.

Además, los integrantes de los Comités de Trabajo de la Junta Directiva son elegidos por los mismos miembros de la Junta de forma anual una vez reelegida o realizada la recomposición de la Junta por nuevos miembros y son ellos mismos quienes eligen al Presidente del Comité.

## Comités de trabajo de la Junta Directiva

Cada vez que se define una nueva Junta Directiva los miembros de este órgano realizan un ejercicio de concertación sobre cómo deben conformarse los comités de trabajo y quién ejerce las funciones de presidente de cada comité. Durante 2023 los comités de la junta directiva fueron dos: Comité de Junta y Gobierno Corporativo, el cual es el encargado de analizar de la gestión de los impactos de la organización sobre la economía, el medio ambiente y las personas para ser llevados a la aprobación de la Junta Directiva; y el Comité de Auditoría y Riesgos.

Para mayor información sobre nuestro Gobierno Corporativo

# 100 %

de los miembros de la Junta Directiva son independientes.

14 juntas se efectuaron en 2023.

## Funciones de la Junta Directiva

- Ordenar la ejecución o celebración de cualquier acto o contrato que se enmarque en el objeto social de la compañía y que sea necesario para tomar las decisiones que permitan que la sociedad cumpla con sus fines.
- Adoptar el reglamento de contratación y señalar los criterios, procedimientos y facultades a los cuales debe sujetarse la compañía en materia contractual.
- Tomar las medidas específicas acerca del gobierno de la sociedad, su conducta y su información, para asegurar el respeto de los derechos de quienes inviertan en sus acciones o en cualquier otro valor que emitan.
- Administrar de forma adecuada sus asuntos y el conocimiento público de su gestión y presentar a la Asamblea General de Accionistas, en conjunto con el gerente general, un informe relacionado con estos temas.
- Aprobar el Código de Buen Gobierno presentado por el gerente general, que compila las normas y sistemas exigidos en disposiciones vigentes y, además, velar por su cumplimiento.
- Atender las consultas que en cualquier asunto requiera el gerente general.
- Aprobar el presupuesto anual de la sociedad.

Cada año se diseña un cronograma y una agenda temática, teniendo en cuenta los comentarios y temas relevantes que considere la Junta Directiva, de acuerdo con las necesidades que tenga la empresa. Estos deben ser aprobados por la Junta Directiva.

**O** conflictos de interés se registraron en 2023 en la Junta Directiva.

La Junta Directiva y los órganos de gobierno corporativo tienen incorporados mecanismos de autoevaluación y reporte de conflictos de interés.



### Durante 2023 no se presentaron inquietudes críticas.

La Junta Directiva es, además, responsable del desarrollo, la aprobación y la actualización del propósito de la organización, así como de sus estrategias, políticas y objetivos relacionados con el desarrollo sostenible; y es a través de los comités de trabajo de la Junta Directiva que se supervisa la debida diligencia de la organización para identificar y abordar sus impactos sobre la economía, el medio ambiente y las personas.

### Formación y evaluación de los miembros de la Junta Directiva

Este ejercicio es fundamental para implementar acciones de mejora continua para todos los miembros de los órganos de dirección, entre ellos, los miembros de la Junta Directiva. Esto permite una retroalimentación abierta entre los miembros de la Junta, además, de parte de la Gerencia General y de los directivos de XM, para corregir aquellos aspectos en que sea necesario y proponer acciones de mejora para el futuro inmediato.

Para incrementar los conocimientos, habilidades y experiencia colectiva en materia de desarrollo sostenible, durante el año se realiza una sesión extraordinaria de Junta Directiva para la realización de talleres enfocados en estrategia y sostenibilidad.

De forma anual cada uno de los miembros de la Junta Directiva realiza de forma independiente la evaluación del órgano social y de la administración. Estos resultados permiten tomar medidas en materia de conocimientos específicos de la Junta Directiva a través de capacitaciones,

diseñar la agenda temática del año siguiente y realizar ajustes en el proceso interno en el evento que se requiera.

### Prevención de conflictos de interés

Con el fin de evitar situaciones en las que se puedan presentar conflictos de interés, en las decisiones que tome la Junta Directiva, definimos un proceso en el que, cada semestre, sus miembros deben diligenciar y remitir a XM un formulario en el que reportan circunstancias tales como inhabilidades e incompatibilidades y, en general, casos que puedan poner en riesgo los criterios de independencia que están definidos en los Estatutos Sociales de XM.

Antes del inicio de cada sesión de la Junta Directiva, cuando se lee el orden del día, el presidente de este órgano les pregunta a los demás integrantes si en alguno de los puntos que se tocarán en la reunión se puede configurar un conflicto de interés por el cual deban abstenerse de participar en ese aspecto puntual. Además, se informa qué situaciones son susceptibles de ser consideradas de esta manera, para que los miembros las comprendan y tomen una postura al respecto.

El procedimiento para la gestión de los conflictos de interés relacionados con los administradores se encuentra descrito en el Acuerdo de Junta Directiva 052 de 2023.

### Actualización del Acuerdo de la Junta Directiva

En noviembre de 2022, la Junta Directiva aprobó la actualización del Acuerdo de la Junta Directiva. Este documen-

to contiene el procedimiento que se debe llevar a cabo cuando existen conflictos de interés, alineado con las herramientas disponibles en XM y de acuerdo con la cantidad de miembros independientes con la que este órgano cuenta (100 %).

### Designación de representantes legales

Los Estatutos Sociales de XM definen que la Junta Directiva asuma, entre otras funciones, la escogencia de los representantes legales que, en nombre de la compañía, actuarán en determinados negocios o actividades y la entrega de facultades al gerente general para que delegue en directivos o empleados de nivel no directivo la participación en determinados actos y algunas funciones que contemple el estatuto de contratación.

Cuando esto ocurre, esas decisiones se reflejan en el nombramiento que hace la Junta Directiva de los representantes legales y en la suscripción de un poder único de delegaciones, en las que constan las funciones que deben realizar los trabajadores no directivos y el alcance que tienen en la labor contractual.

### Remuneración de la Junta Directiva

Los honorarios que reciben por sesión los miembros de la Junta Directiva son definidos a partir de estudios aplicados en empresas del sector energético, para mantener un parámetro similar. La Asamblea de Accionistas tiene que aprobar esta decisión.

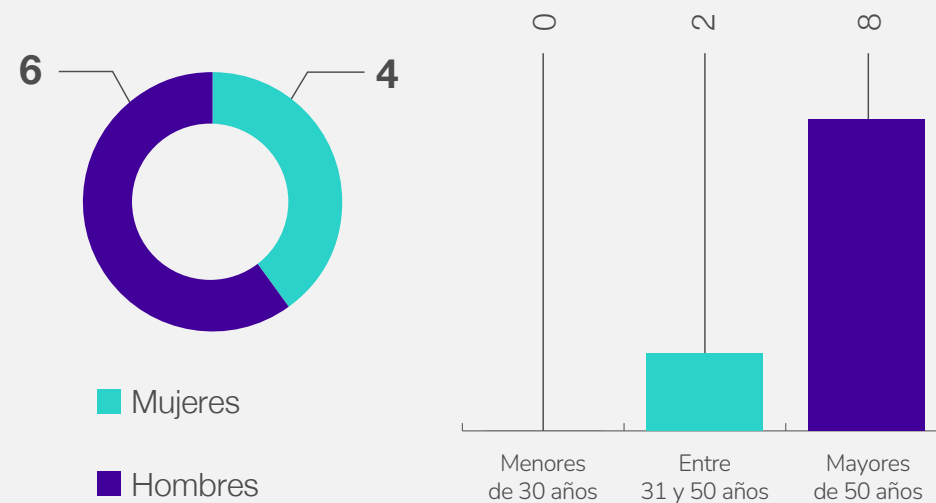
## ¿Quiénes componen nuestra Junta Directiva?\*

Composición de la Junta Directiva	Maria Claudia Lacouture	Michel Janna Gandur	Jesús Alonso Botero	Isaac Dyner	Sol Beatriz Arango	Andrés Duque	Roberto Holguín Fety	Fabiola Sojet	Jaime Millán Angel	Martha Cediél
Rol		Presidente de la Junta Directiva	Presidente del Comité de Junta y Gobierno Corporativo							
Independiente	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Ejecutivo	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
Años como miembro	3	5	8	7	3	3	2	3	18	8
% juntas asistidas	<b>64.29</b>	<b>100</b>	<b>92.86</b>	<b>100</b>	<b>85.71</b>	<b>85.71</b>	<b>92.86</b>	<b>85.71</b>	<b>100</b>	<b>92.86</b>
Perfil	Ministra de Comercio, Industria y Turismo, presidente de ProColombia y directora ejecutiva de Amcham Colombia.	Economista de la Universidad de los Andes. Magíster en Economía de la Universidad de los Andes. Máster y Ph. D. en Economía de Northwestern University, EE. UU. Presidente del Autorregulador del Mercado de Valores (AMV). Fue director de Estrategia y Finanzas de Cenit Transporte de Hidrocarburos, director general de Crédito Público y del Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, y vicepresidente de Riesgo de Derivados y Crédito de Goldman Sachs & Co., Nueva York.	Economista de la Universidad de Medellín y especialista en Política Económica de la Universidad de Antioquia. Profesor de Microeconomía y de Teoría de Juegos en la Universidad Eafit. Ha sido consultor del sector eléctrico y se ha especializado en Modelos de Equilibrio General Computable, habiendo realizado, entre otros, estudios de Evaluación del TLC para el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo y Proyecciones macroeconómicas para la misión contra la pobreza y la desigualdad. Se ha desempeñado también como gerente de Plasdecot S.A.	Doctor en Ciencias de la Decisión de la Universidad de Londres (LBS), con maestría en Estadística e Investigación Operacional y pregrado en Matemáticas. Decano de la Facultad de Ciencias Naturales e Ingeniería de la Universidad Jorge Tadeo Lozano. Fue director del Centro de Estudios Interdisciplinarios Básicos y Aplicados en Complejidad (CEIBA) y de los Institutos de Energía y de Ciencias de la Decisión de la Universidad Nacional de Colombia.	Presidente de Servicios Nutresa. Vicepresidente de Desarrollo Sostenible y directora ejecutiva de la Fundación Nutresa. Presidente, vicepresidente de Planeación Corporativa y vicepresidente Región Sur y Nuevos Canales del Grupo Nacional de Chocolates. Vicepresidente Financiera y de Tecnología, y gerente de la Unidad de Planeación Corporativa de Industrias Alimenticias Noel.	CEO de Redeban. Regional Business Development Leader de Global Network Services LAC en American Express Corporation.	Presidente de Delta Bolívar Compañía de Financiamiento Comercial S.A. Subgerente Financiero y Comercial de Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá. Socio y gerente de la Compañía Profesional de Bolsa. Vicepresidente de Mercadeo del Banco de Bogotá	Presidente y CEO de General Electric. Vicepresidente y líder de Calidad General de Electric Capital, y vicepresidente y gerente de Calidad para Latinoamérica de Citibank.	Fue economista principal de energía del Banco Interamericano de Desarrollo. Ingeniero civil de la Escuela de Minas de Medellín, M. Sc. de Arizona State University y Ph. D. de Colorado State University en Planeamiento de recursos hídricos. Ha sido profesor visitante de Colorado State University, profesor e investigador en la Facultad de Economía de la Universidad de los Andes, socio gerente de la firma consultora Mejía Millán y Perry, subgerente técnico de las Empresas Públicas de Pereira y consultor internacional.	Abogada de la Universidad de los Andes. Profesora de Derecho Administrativo en la Universidad de los Andes y coordinadora del posgrado en Gestión Pública e Instituciones Administrativas. Es socia y subgerente de la oficina Peña Cediél Abogados S.A.S.
Otras juntas directivas a las que pertenece	Davivienda, Grupo Keraltly Colsanitas.		New Stetic SA		Administradora de Fondos de Pensiones y Cesantías Protección S.A., Grupo Crystal S.A., Corporación Interactuar, Asociación Woman in Connection	Inocredito	Constructora Bolivar, Finagro, Davivienda Corredores, Fiduciaria Davivienda	Cruz Roja Colombiana Seccional Bogotá.		

\*XM no cuenta con grupos infrarepresentados, por lo tanto, no es información relevante para la administración.



### Total de personas por género y rango de edad de la Junta Directiva:



### Comités de altos ejecutivos

Hay dos comités de altos ejecutivos en los que los líderes discuten las decisiones que se requieren para que la compañía obtenga los resultados esperados. La composición de estos grupos es la siguiente:

#### Comité de la Gerencia

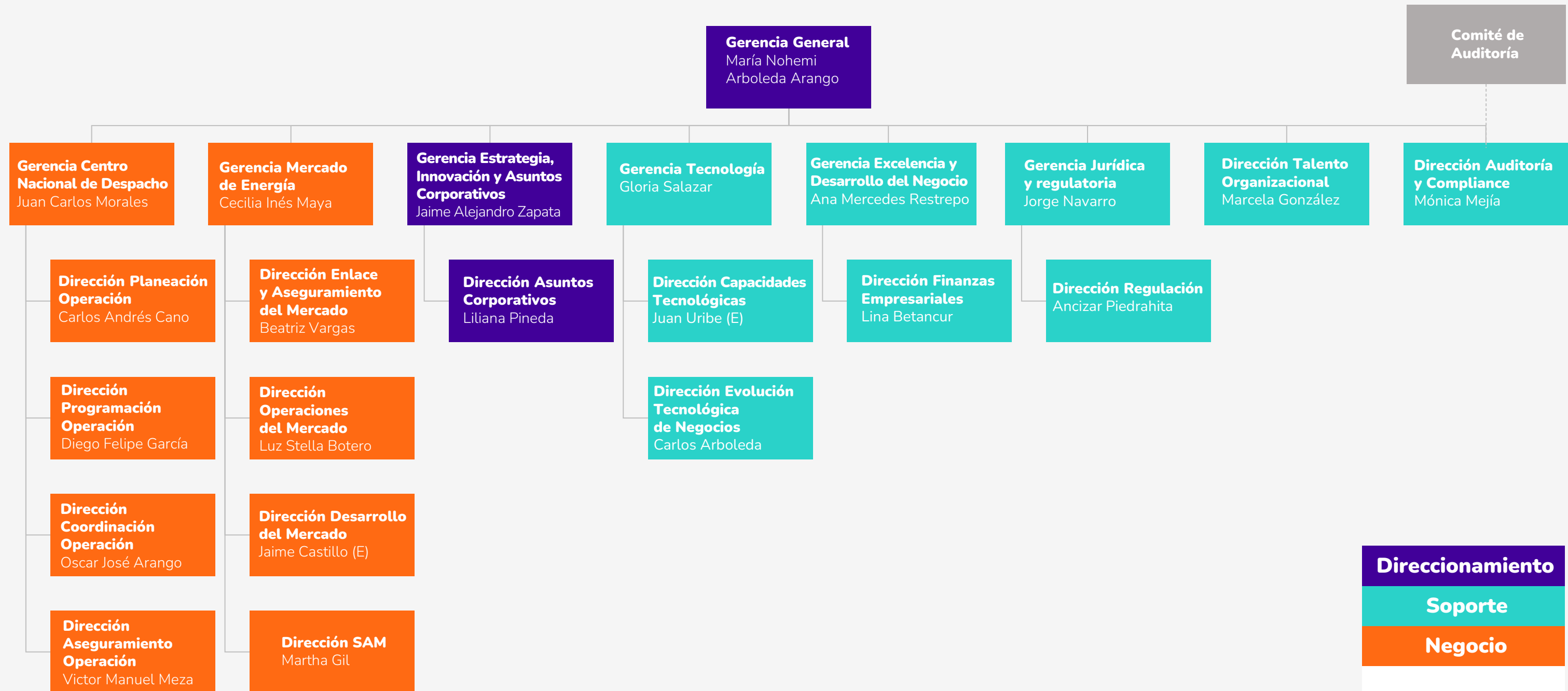
- Gerencia General
- Gerencia Centro Nacional de Despacho (CND)
- Gerencia Mercado de Energía Mayorista (MEM)
- Gerencia de Tecnología de Información (TI)
- Gerencia Jurídica y Regulatoria
- Gerencia Excelencia y Desarrollo del Negocio
- Gerencia Estrategia, Innovación y Asuntos Corporativos
- Dirección Talento Organizacional
- Dirección de Auditoría y Compliance

#### Comité de directivos:

Todos los gerentes y directores de XM (22 directivos).



# Organigrama







## Logros en 2023

- Replicamos y dimos continuidad a los compromisos derivados, en materia de gobierno corporativo, del contrato interadministrativo de compraventa de acciones con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y Ecopetrol.
- Sobre ese mismo contrato solicitamos de forma voluntaria una auditoría externa para verificar que en XM se cumple con las obligaciones a cargo, con resultados muy satisfactorios para nuestra compañía.
- Actualizamos los reglamentos de funcionamiento de los comités de trabajo de la Junta Directiva luego de recoger y compilar las recomendaciones y comentarios de las partes interesadas, con el fin de asegurar que las funciones que les fueron asignadas fuesen lo más objetivas posibles.
- Avanzamos en la implementación de las buenas prácticas sugeridas por la OCDE para nuestro gobierno corporativo. Así pudimos adecuar los procesos de la Junta Directiva y de la Asamblea de Accionistas, cuyos miembros ahora cuentan con mejores herramientas para tomar las decisiones que les corresponden.
- Abrimos espacios de discusión en los que los directivos de XM participan con sus conceptos acerca de la implementación de las medidas adoptadas o en proceso de adopción. Esos conceptos son puestos a consideración y aprobación de la Junta Directiva. Cuando llegan a este punto son expedidos como Acuerdos de Junta Directiva y se publican en la intranet para la socialización entre todos los trabajadores de la organización.

## Gestión del riesgo

La gestión del riesgo se realiza con una gerencia que no forma parte del núcleo central del negocio. Esto nos permite un análisis objetivo y neutral de los riesgos asociados a nuestras actividades y nos asegura una perspectiva imparcial, integral y efectiva en la identificación, evaluación y tratamiento de los riesgos.

Nuestra Gerencia de Excelencia y Desarrollo del Negocio actúa bajo la supervisión directa de la Gerencia General y se encarga de informarle con regularidad acerca de los avances en la gestión integral de riesgos, tanto a esta como a los comités que hacen parte del esquema de gobierno de la Gestión de Riesgos (Comité de Riesgos, Comité de Auditoría y Riesgos de la Junta Directiva, Comité de Junta y Gobierno y Junta Directiva). Además, esta Gerencia aporta una visión integral para lograr una gestión efectiva y generar conexiones positivas entre los distintos procesos.

El desarrollo del proceso de gestión de riesgos nos ha ayudado a priorizar estas amenazas y considerar los niveles de tolerancia y capacidad que definió la Administración y aprobó la Junta Directiva. Además de las evaluaciones de la exposición al riesgo, de las auditorías internas y externas y de la identificación de riesgos emergentes de largo plazo, realizamos con frecuencia pruebas y análisis de riesgos no financieros con el propósito de identificar y evaluar escenarios de riesgo priorizados.

## 6 de los miembros

actuales de la Junta Directiva tienen experiencia en la gestión del riesgo. Por otro lado, los directores han recibido formación continua en este aspecto.

En 2023, enfocamos la formación de los directivos en la gestión de incidentes de alto impacto. El conocimiento adquirido fue evaluado mediante la aplicación de dos pruebas de escritorio.



## Plan de generación y fortalecimiento de la cultura de riesgos

Por medio de este plan realizamos actividades de conocimiento, sensibilización y empoderamiento de los líderes de cada proceso y sus equipos de trabajo, para poner en práctica y fortalecer la cultura de riesgos. De este modo promovemos la aplicación de los principios definidos en la Política de Gestión de Riesgos y las declaraciones de riesgos establecidos en el apetito de riesgo.

En 2023 medimos y monitoreamos los siguientes indicadores, dentro de la gestión de desempeño de los trabajadores, que nos permiten evaluar el cumplimiento de sus responsabilidades frente a la gestión de riesgos y continuidad del negocio:

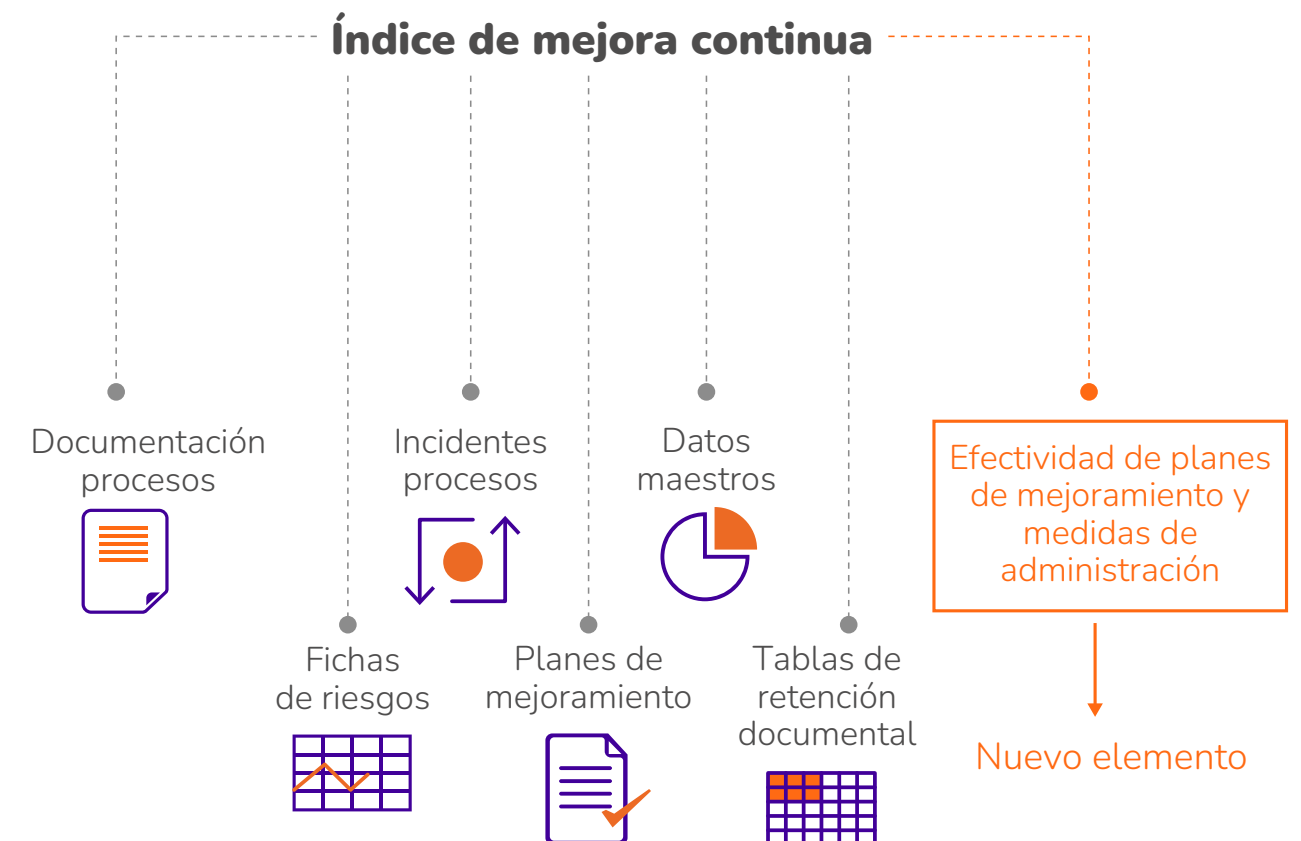
- **Índice de mejora continua:** evalúa, entre otros aspectos, la actualización de las fichas de riesgos de los procesos y la gestión de los riesgos priorizados. En 2023 incorporamos este índice dentro de la compensación variable de todos los empleados.
- **Gestión de continuidad del negocio:** focalizado en incrementar la efectividad y capacidad de respuesta ante situaciones de alto impacto, en especial, ciberincidentes.

## Definición del índice de mejora continua

**Definición:** al final de año debe demostrar que el proceso está actualizado en su documentación e indicadores, fichas y medidas de administración de riesgos, tablas de retención documental, datos maestros (gobierno de información y calidad de datos), incidentes del proceso reportados en la herramienta, mejoras implementadas y formalizadas en los procesos, efectividad de planes de acción y medidas de administración.

Resultado esperado: **95 %**

Resultado superior esperado: **mayor al 95 %**





Por otra parte, aplicamos encuestas periódicas a los miembros de la Junta Directiva y al Comité de Riesgos para que compartan su percepción sobre la efectividad de la gestión de riesgos y así afinar y mejorar continuamente nuestras prácticas y asegurar una alineación efectiva con los objetivos estratégicos de la organización.

De esta manera, el mapa de riesgos, que ilustra las valoraciones de las 17 categorías, clasificadas en cuatro dimensiones (económica, operacional, socioambiental y compliance), materializa su potencial afectación de los recursos empresariales priorizados en dos ejes fundamentales:

- **Financiero:** corresponde a los activos y patrimonio de la empresa.
- **Reputación:** es la opinión o concepto que los públicos clave tienen de la compañía.

### Así fue el mapa de riesgos empresariales en el 2023:



### Categorías de riesgos

Económica	Operacional	Socioambiental	Compliance
<b>JU</b> Jurídico	<b>ON</b> Operación del negocio	<b>OP</b> Orden público y seguridad ciudadana	<b>FC</b> Fraude y corrupción
<b>RE</b> Regulatorio	<b>TI</b> Ciberseguridad y tecnologías de la información	<b>FC</b> Fenómenos naturales y cambios climatológicos extremos	<b>PI</b> Privacidad de información
<b>GO</b> Gobernabilidad	<b>CS</b> Cadena de suministro	<b>SO</b> Social	<b>LF</b> Lavado de activos/ Financiación del Terrorismo/ Financiación Proliferación de armas de destrucción masiva
<b>PO</b> Político	<b>CH</b> Capital humano y relaciones laborales		
<b>MC</b> Mercado, competencia, fusiones y adquisiciones	<b>ST</b> Seguridad y salud en el trabajo		
<b>FI</b> Mercado, liquidez y crédito			



Durante el 2023 trabajamos en la implementación de 38 medidas de administración del riesgo clasificadas en:

- **Mitigación:** 12 acciones que disminuyen de manera directa la probabilidad de ocurrencia.
- **Aseguramiento de la diligencia:** 17 acciones para mejorar o asegurar la adecuada ejecución de los procesos.
- **Diagnóstico:** 2 acciones para conocer con mayor precisión la realidad del riesgo.
- **Gestión con terceros:** 7 acciones con grupos de interés para gestionar una menor exposición al riesgo.

La gestión de estas medidas de administración nos permitió contener los riesgos priorizados y evitar su materialización con impactos financieros o reputacionales significativos, o generar una interrupción en el desarrollo de nuestras operaciones.

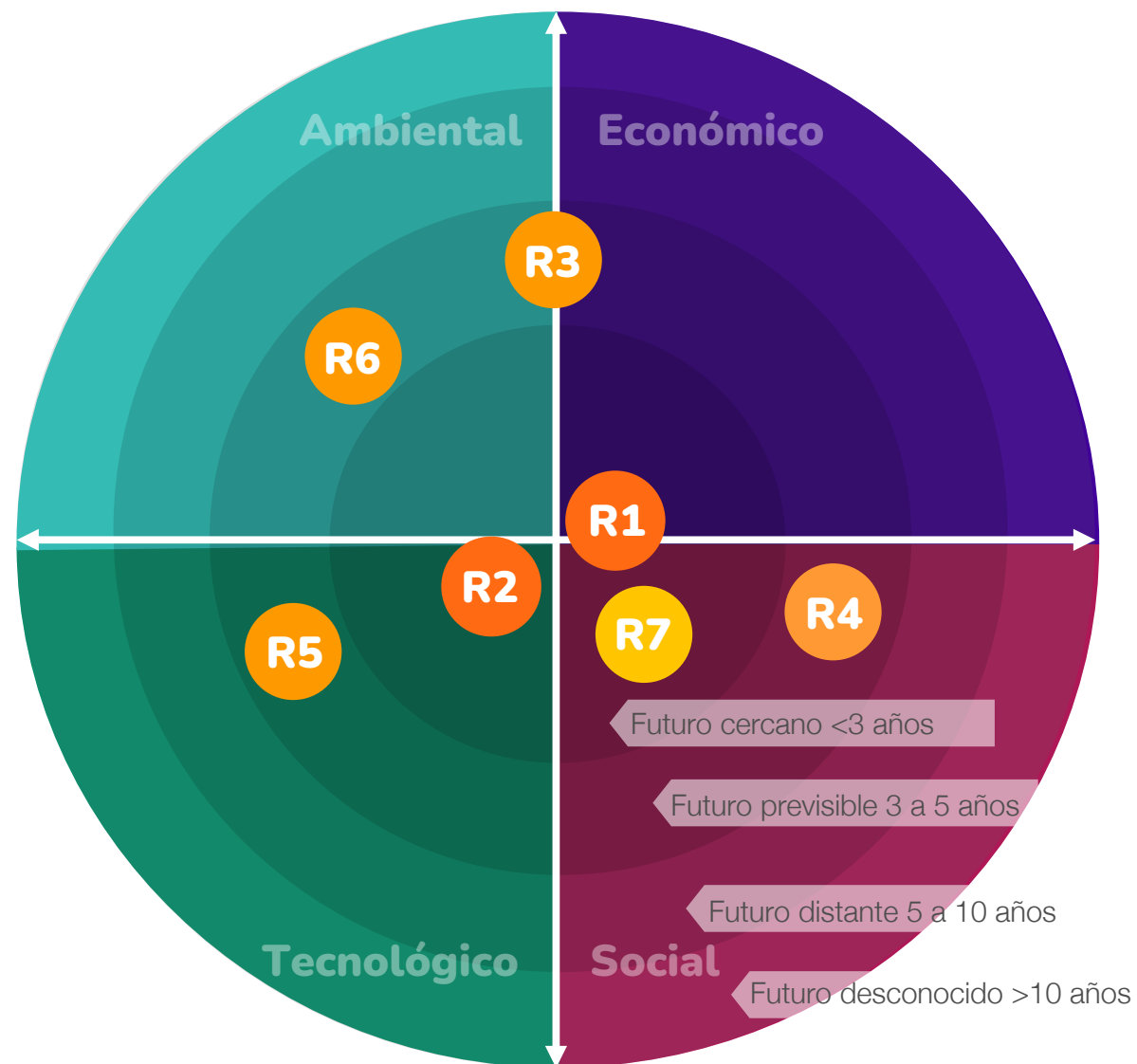
De otro lado, complementamos nuestro panorama de riesgos empresariales con una visión de mediano y largo plazo, lo que permitió identificar y analizar las incertidumbres que pueden afectar significativamente la sostenibilidad de XM, de esta forma gestionamos los riesgos emergentes.

Al diagramar el mapa de riesgos emergentes se utiliza la gráfica de radar segmentado en 4 dimensiones: ambiental, económica, tecnológica y social. Cada anillo muestra la velocidad de cambio o certidumbre, las cuales comprenden: futuro cercano (menor a tres años), futuro previsible (entre 3 y 5 años), futuro distante (entre 5 a 10 años) y futuro desconocido (mayor a 10 años). Los colores de los riesgos indican el nivel potencial de impacto sobre nuestro modelo de negocio.





Mapa riesgos emergentes propuesto 2023



Impacto: ● Muy alto ● Alto ● Moderado

Riesgos:

- R1. Inestabilidad política económica y regulatoria

---

- R2. Vulnerabilidades cibernéticas

---

- R3. Aceleración desordenada de la transición energética

---

- R4. Transformación de las prácticas laborales (tecnología y flexibilidad)

---

- R5. Dinámica de los ciclos tecnológicos que generan rezago u obsolescencia

---

- R6. Crisis climática con acciones insuficientes

---

- R7. Mayores exigencias sociales para el desarrollo de los proyectos

---



Sumado a esto, en 2023 trabajamos en robustecer el marco metodológico y las herramientas que soportan la gestión de riesgos empresariales. Entre los logros alcanzados están:

- Gestión de riesgos del portafolio de proyectos 2023, basado en análisis de correlaciones y riesgos transversales de mayor relevancia.
- Alistamiento de la herramienta MetricStream para soportar la gestión de riesgos de procesos y gestión de continuidad de negocio.
- Análisis de escenarios de las coyunturas más relevantes en el contexto correlacionados con los riesgos emergentes y empresariales.
- Mesas de trabajo con proveedores críticos para continuar gestionando conjuntamente los riesgos que pueden impactar el desarrollo de los servicios contratados.
- Análisis de escenarios para anticipar acciones que permitieron fortalecer la capacidad de XM para afrontar el fenómeno de El Niño 2023-2024.
- Evaluación de madurez en la gestión de riesgos e identificación de oportunidades de mejora.

En 2023 mantuvimos un nivel alto de cumplimiento de las expectativas de la Junta Directiva, lo que refleja la afectividad y madurez de la gestión integral de riesgos en XM.

El seguimiento y la evaluación hecha a estos riesgos empresariales nos permiten resaltar los resultados obtenidos:

- **Valor agregado de la gestión integral de riesgos:** se calcula considerando la evaluación anual que realizan los miembros de la Junta Directiva a la efectividad y generación de valor de la gestión de cara al cumplimiento de sus responsabilidades y la toma de decisiones. En 2023 mantuvimos un nivel alto de cumplimiento de las expectativas de la Junta Directiva, lo que refleja la afectividad y madurez de la gestión integral de riesgos en XM.

2023	2022	2021	2020
100 %	100 %	100 %	75 %

- **Tratamiento de los riesgos priorizados:** calcula la implementación de las medidas de administración definidas anualmente para gestionar los riesgos priorizados con el Comité de Riesgos y la Junta Directiva. El indicador se mide a corte de 31 de diciembre con base en los informes de avance trimestrales consolidados por el equipo de riesgos y presentados de forma periódica en el Comité de Riesgos y Comité de Auditoría y Riesgos de la Junta Directiva.

Los resultados muestran una disminución en el porcentaje de cumplimiento para 2023 que no afecta la gestión de los riesgos priorizados. Los hitos reprogramados, por condiciones particulares no previsible, culminarán en el transcurso del primer semestre del 2024.

2023	2022	2021	2020
89 %	95 %	97 %	96 %

- **Gestión de continuidad del negocio:** la gestión de continuidad de negocio y crisis se focalizó en robustecer las capacidades existentes para la respuesta y recuperación ante incidentes de alto impacto y en la articulación con los sistemas de gestión de seguridad de la información y ciberseguridad.



A continuación, se presentan los objetivos desarrollados para lograr el cumplimiento de este propósito:

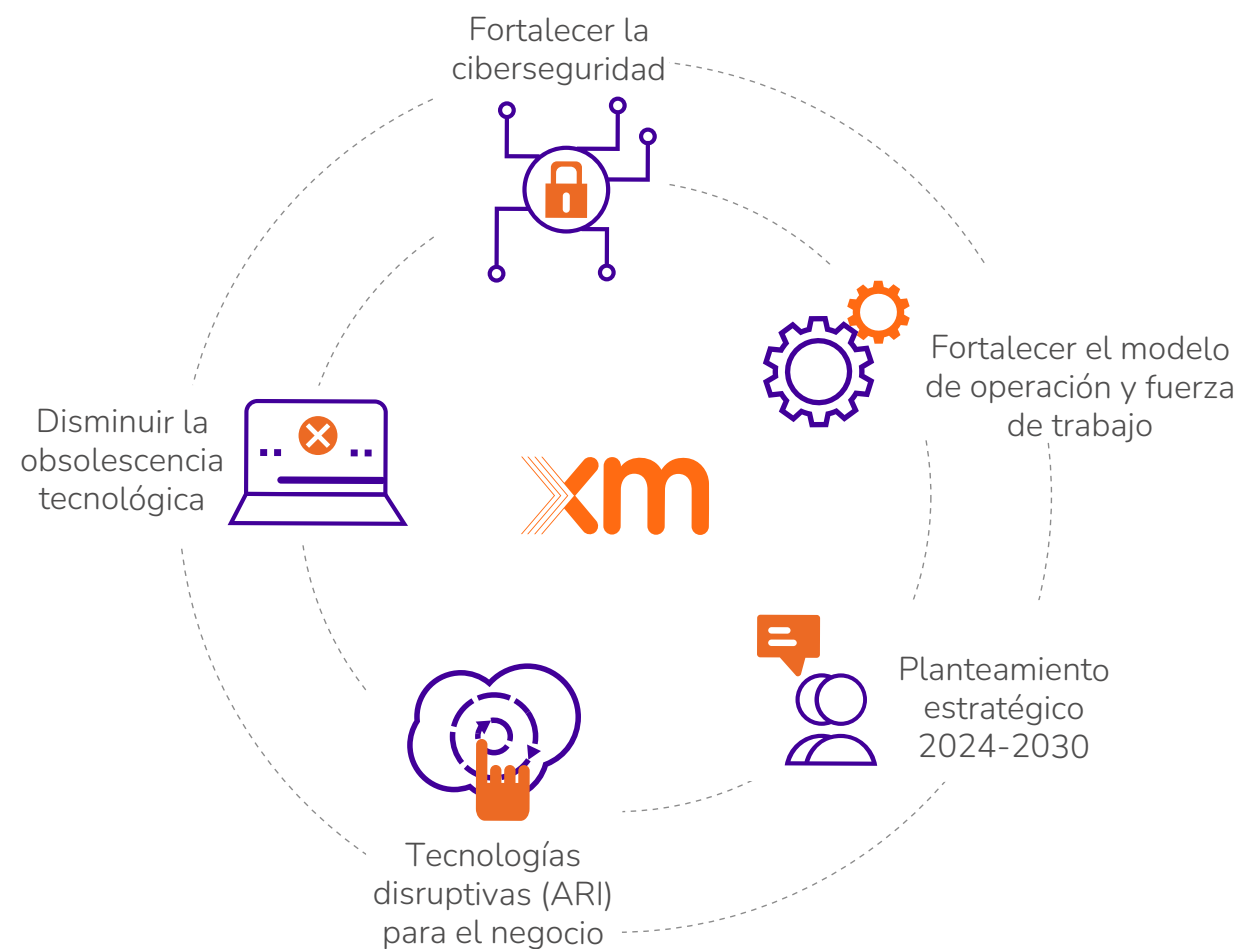
Objetivo	Cumplimiento
Fortalecer las definiciones y documentación de los protocolos de respuesta y recuperación ante situaciones de alto impacto.	100 %
Actualizar el inventario de situaciones con potencial de generar altos impactos y afinar los criterios para su escalamiento a las instancias de toma de decisiones.	100 %
Ejecutar el plan de formación en temas de gestión de continuidad del negocio y crisis.	95 %
Cumplir el plan de pruebas de continuidad del negocio.	100 %
Definir el plan de trabajo para el cierre de brechas de las situaciones encontradas en las pruebas.	100 %

De esta manera, el foco para 2024 se centra en cuatro puntos fundamentales con el objetivo de afianzar la efectividad y madurez de los sistemas de gestión de riesgos, la continuidad de negocio y manejo de crisis. Estos son:

4. Fortalecer la gestión de riesgos en proyectos y activos de información.
5. Afianzar la implementación de KRIs y KCIs.
6. Realizar pruebas de continuidad de negocio de mayor complejidad (incluir nuevos recursos como aplicaciones en nube).
7. Desarrollar trabajo conjunto con proveedores críticos para robustecer la gestión de continuidad del negocio.

### Un uso eficiente de nuestras herramientas tecnológicas

La gerencia de tecnología durante el año 2023 centró sus esfuerzos en:



Hicimos uso de aplicativos basados en modelos certificados de industria como el modelo TIME de Gartner (Tolerate, Invest, Migrate, Eliminate) y modelos de predicción de obsolescencia a través de esquemas matemáticos (*Prediction of obsolescence degree as a function of time: A mathematical formulation*).

Esa estrategia nos permitió tener un inventario actualizado del portafolito de aplicaciones y, a su vez, nos ayudó a orientar la priorización e intervención de estas a través de un plan de racionalización de aplicaciones con obsolescencia alta y media en un horizonte hasta el año 2027.

## Fortalecer el modelo de operación y nuestra fuerza de trabajo

XM se enfrenta a entornos como VICA (volátiles, inciertos, complejos y ambiguos), para ello, contamos con un modelo de operación que nos permite fortalecer el objetivo de responder a cualquier tipo de reto, desde las nuevas iniciativas tecnológicas y la atención, hasta los cambios regulatorios.

Se suma a ese panorama la gestión continua de la obsolescencia y las hojas de ruta, la mitigación de los riesgos de ciberseguridad, la estabilización de nuestras operaciones y la vigilancia tecnológica que nos implica consolidar nuestros equipos de TI para dar respuesta a los retos.

Durante 2023 reforzamos nuestro equipo de trabajo en roles claves como arquitectos empresariales para alinear los esfuerzos, retos y necesidades de los negocios con los esfuerzos de tecnología, y con especialistas de infraestructura y ciberseguridad para fortalecer la disponibilidad de los servicios y robustecer los controles de seguridad informática. Así mismo, contamos con especialistas de operación y servicios para afianzar los modelos de operación y observabilidad de las aplicaciones. Todos estos roles trabajaron de la mano con analistas para asegurar los controles y medidas de administración ante los riesgos a los que nos enfrentamos.

## Nuestra mira en el planteamiento estratégico 2024-2030

En el 2023 comenzamos el camino para fortalecer la visión y el énfasis estratégico de la gestión tecnológica para el periodo 2024-2030. Luego de consolidar el modelo operativo de la gerencia de TI, queremos apuntalar las capacidades para ser un actor relevante y protagónico en la transformación energética.

Fortalecemos nuestra gestión en dos aristas más: la primera, capacidades digitales con tecnologías de la 4RI (tecnologías de la 4 revolución), y, en segundo lugar, tecnologías de la energía que nos permitan soportar las nuevas formas de recursos energéticos y los nuevos elementos del sistema.

Tenemos una gerencia de TI que trabaja a varias velocidades:



## Ciberseguridad

**Velocidad 1:** evolución y cierre deudas técnicas en capacidades actuales “Operación Excelencia”  
**Velocidad 2:** incorporación nuevas capacidades 4RI e innovación digital “Habilitar el futuro”



Con base en el resultado de este ejercicio estratégico definimos los siguientes focos estratégicos:



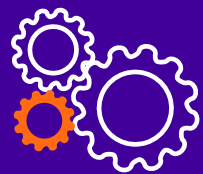
**DESARROLLAR CAPACIDADES PARA LA 4RI**

Evolucionar y expandir prácticas ágiles, de experimentación e innovación alineadas con el modelo operativo ágil y digital, introducir las prácticas de gestión de información y las nuevas plataformas y tecnologías, que potencien la transformación digital y habiliten a XM como un actor relevante de la transformación energética del país.



**HABILITAR LA TRANSFORMACIÓN Y CRECIMIENTO DEL NEGOCIO**

Posicionarnos ante los negocios como un socio para la definición y habilitación de su estrategia con tecnología e información, a través del involucramiento temprano en sus planes de negocio y la aplicación de las prácticas y el conocimiento logrado en las nuevas tecnologías.



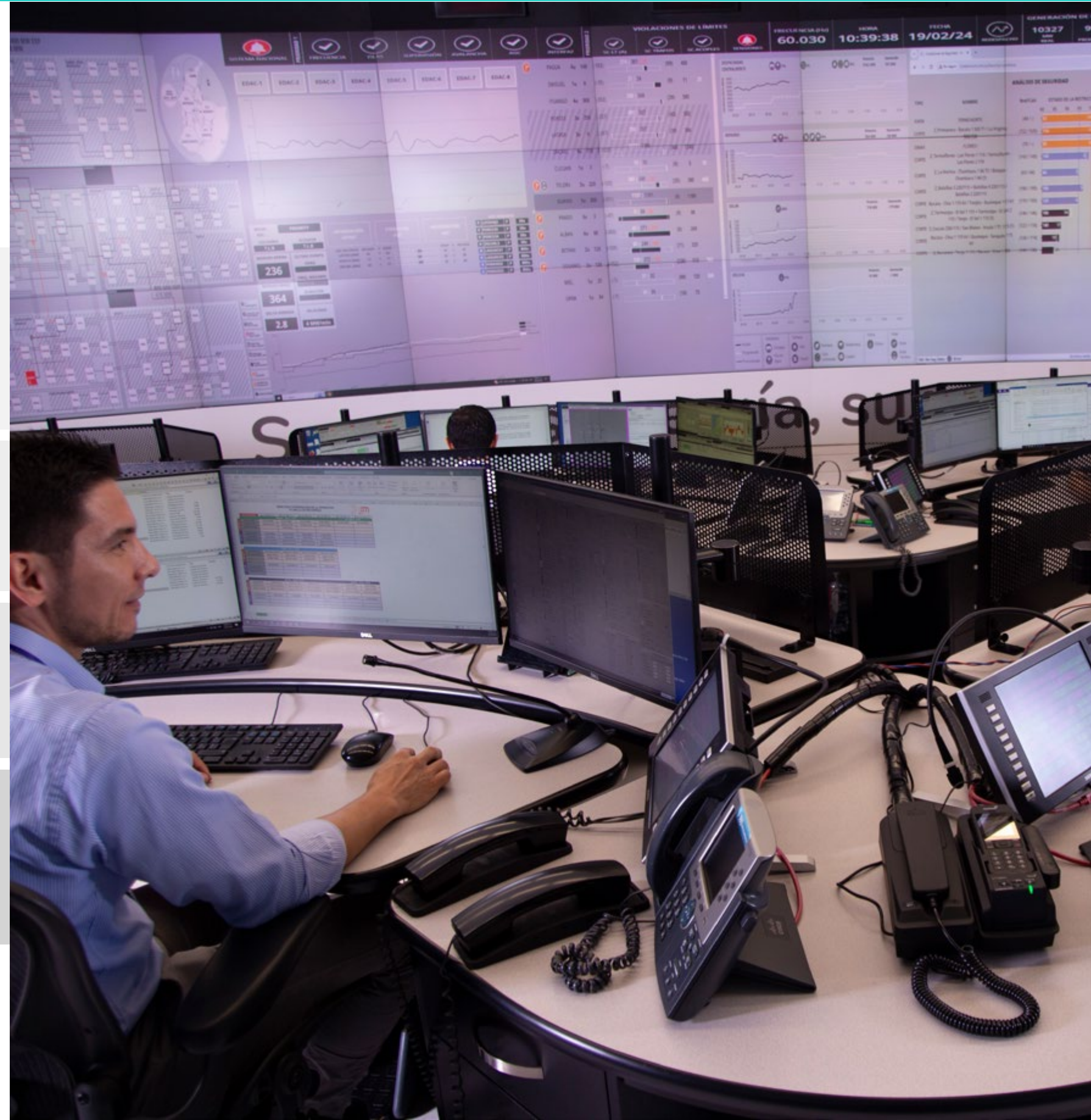
**OPERAR CON EXCELENCIA**

Lograr una arquitectura de TI optimizada, con bajos niveles de obsolescencia en nuestras aplicaciones, con un modelo de operación confiable y costo eficiente, asegurando una operación continua y óptima de los servicios de TI con mayor satisfacción de los clientes internos y externos.



**SER CIBERSEGUROS**

Fortalecer la capacidad de ciberseguridad y la resiliencia de XM, logrando tener una operación sostenible de los negocios actuales y los servicios del futuro, de manera segura, protegiendo la infraestructura crítica, la información crítica y la prestación de los servicios dentro de los niveles de riesgo aceptables.





## Damos vuelo a las tecnologías disruptivas para el negocio

Contamos con un portafolio diverso y fuerte de soluciones de analítica avanzada para el negocio con tecnologías soportadas en Data Lake y Delta Lake (que se deben entender como las capacidades de almacenamiento de datos desarrolladas sobre Apache Spark, las cuales ofrecen funcionalidades de gestión de datos transaccionales y maestros de manera confiable).

En ese horizonte estratégico, el Sistema de Información del Mercado de Energía Mayorista (SIMEM) se convierte en el primer portal de datos abiertos energéticos del país. Permite promover la competencia, la eficiencia, la transparencia y el libre acceso a la información de manera veraz, suficiente, clara, al tiempo que ofrece información oportuna y unifica las variables del Mercado de Energía Mayorista para la toma de decisiones por parte de los participantes y terceros interesados.

Adicionalmente, contamos con un Delta Lake para el almacenamiento de la información: tenemos cerca de 220 Data Set con información del sector con históricos de hasta 10 años.

## Apostamos a la eficiencia de la mano con SUICC

SUICC (Sistema Unificado de Información del Cargo por Confiabilidad) es un aplicativo que le permite a cualquier persona tener, en un mismo sitio, toda la información del cargo por confiabilidad (CxC) y estar enterada de lo que está sucediendo a través de noticias y notificaciones a su

correo electrónico. Además, cualquier empresa con proyectos de generación de energía, interesada en adquirir obligaciones de energía en firme (OEF), podrá declarar fácil e intuitivamente toda la información y documentación del mercado y del CND para participar en los mecanismos de asignación establecidos en la regulación.

SUICC cuenta con un módulo de administración de las obligaciones de energía en firme donde se puede acceder al histórico de esas asignaciones vigentes y seguir alimentando la historia con los resultados de los mecanismos que se vayan configurando. Este módulo permite tener un control de la información para proporcionar al resto de la compañía (incluyendo aplicativos y procesos) en caso de que lo necesiten.

Es importante resaltar que SUICC incorpora todos los lineamientos de ciberseguridad, con el fin de soportar uno de los procesos más importantes del sector eléctrico a nivel país.

## Comunicación con las partes interesadas

Todos nuestros grupos de interés externos, como Estado, proveedores, gremios, medios de comunicación, entre otros, conocieron las medidas que adoptamos sobre seguridad de la información y ciberseguridad, por medio de los canales de comunicación que tenemos habilitados para ellos, como los comunicados de prensa, el sitio web y las redes sociales, y los espacios a los cuales los invitamos para conocer sus inquietudes, como los encuentros de agentes y de proveedores, entre otros.

## Ciberseguridad

Dadas las circunstancias globales que afectan los sistemas informáticos, XM ha tomado las medidas necesarias para fortalecer la seguridad de información en el ámbito digital. El panorama de ciberseguridad cambia a ritmos inusitados, y el sector energético no es ajeno a los riesgos que existen en este tema, de hecho, es la cuarta industria que más ataques cibernéticos recibe en el mundo, según el X-Force Threat Intelligence Index 2022.

La Junta Directiva está comprometida con la gestión de riesgos de seguridad de la información y ciberseguridad a través de la implementación del programa integral de ciberseguridad, que hace parte de los proyectos de la Administración. El alcance del programa es integrar la implementación de tecnologías, las personas, los procesos de negocio e infraestructura con énfasis en el fortalecimiento de la cultura de seguridad de información y la incorporación de buenas prácticas en los procesos de negocio para la protección de la información corporativa, operativa y del mercado de energía. Su despliegue se realiza a través del desarrollo de las capacidades organizacionales a partir del monitoreo, detección, respuesta y recuperación ante eventos de seguridad, el fortalecimiento del ciclo de gestión del riesgo cibernético, entre otros.

---

Contamos con un sistema de gestión de seguridad de la información certificado en ISO/IEC 27001:13. Nuestra meta es mantener esta certificación.

---





Este año también se analizó el riesgo cibernético con el objetivo de reducir la incertidumbre respecto a los impactos y a las probabilidades de ocurrencia de escenarios catastróficos de ciberriesgo. En la misma línea, complementamos las iniciativas de gestión con datos cuantitativos para fortalecernos ante posibles amenazas y proporcionar información clave para abordar de forma estratégica la transferencia del ciberriesgo residual. Por último, abordamos la gestión del riesgo con un enfoque integral para promover el tratamiento proactivo y garantizar la seguridad y la continuidad de nuestras operaciones.



### **Nuestra estrategia de ciberseguridad**

Ante incidentes cibernéticos que se han presentado en el mundo, y dada la dinámica regulatoria y la criticidad de los procesos de negocio, XM adelantó en 2023 una revisión de su estrategia de seguridad de la información, para responder a los nuevos retos.

Así, dimos origen al mapa de ruta 2023-2025, en el que establecimos acciones y metas para gestionar el riesgo y fortalecer las capacidades, de modo que contemos con las personas, la tecnología, los procesos y la infraestructura que nos pongan a la altura de ese desafío.

Para el despliegue de esta estrategia nos basamos en:

- El estándar internacional ISO 27001, sistema de gestión de seguridad de la información, esquema bajo el cual estamos certificados en XM.
- El modelo de defensa integral NIST CSF (National Institute of Standards and Technology Cybersecurity Framework), el cual establece los mecanismos de gestión que abarcan el antes, durante y después de un ciberataque.
- Medición de la Madurez de Seguridad de la Información con el modelo de Gartner - IT Score for Security & Risk Management.



## Iniciativas de nuestra estrategia de ciberseguridad para 2023

- Plan de cultura y entrenamiento en seguridad de la información.
- Fortalecimiento del proceso de gestión de incidentes.
- Fortalecimiento del proceso de gestión de accesos.
- Fortalecimiento de los controles tecnológicos de cara a las amenazas emergentes.
- Evaluación de los servicios actuales del SOC.
- Aseguramiento de la navegación web (bloqueo de WhatsApp web, correos y nubes personales).
- Implementación de inmutabilidad de respaldos de información.
- Actualización del proceso de seguridad de la información, sus roles y responsabilidades.
- Intervención de componentes obsoletos para la gestión del riesgo cibernético.
- Mantenimiento del sistema de gestión de seguridad de la información certificado en ISO/IEC 27001.
- Fortalecimiento del proceso de gestión de accesos en la cadena de suministro.

Para consultar nuestra  
Política de Ciberseguridad

La implementación de estas iniciativas nos dejó lecciones importantes:

- La participación, el compromiso y el apoyo de la alta dirección han sido fundamentales para la adopción de los nuevos lineamientos y controles dentro de XM. La seguridad de la información debe ser una prioridad en todos los niveles y contar con el respaldo de los líderes es crucial para asignar recursos y establecer una cultura de seguridad.
- El éxito del programa de seguridad de la información en XM depende, en buena parte, de los comportamientos de los empleados. Por eso, es importante mantener el plan de cultura y formación en seguridad de la información para mejorar sus actitudes y capacidades y convertirse en embajadores de seguridad.
- Es esencial mantener una evaluación de riesgos continua, debido al cambiante entorno de amenazas, y adaptar las estrategias de seguridad en consecuencia, para abordar los nuevos desafíos.
- La estrategia y el programa de seguridad de la información es un proceso constante y en evolución que debe actualizarse para adaptarse a las amenazas y tecnologías que van cambiando en todo momento.
- Es prioridad contar con un plan de respuesta a incidentes bien definido, probado y con un enfoque proactivo en el que se identifiquen y aborden vulnerabilidades antes de que se conviertan en problemas.
- La implementación de sistemas de monitoreo continuo y detección temprana de amenazas es clave para identificar y responder con rapidez a actividades sospechosas para mejorar de forma significativa la seguridad.
- Hay que sostener la comunicación y colaboración con las empresas del sector, con el fin de compartir información sobre amenazas y vulnerabilidades. Esto ayuda a anticipar y mitigar riesgos de manera más efectiva





## Nuestros logros en 2023

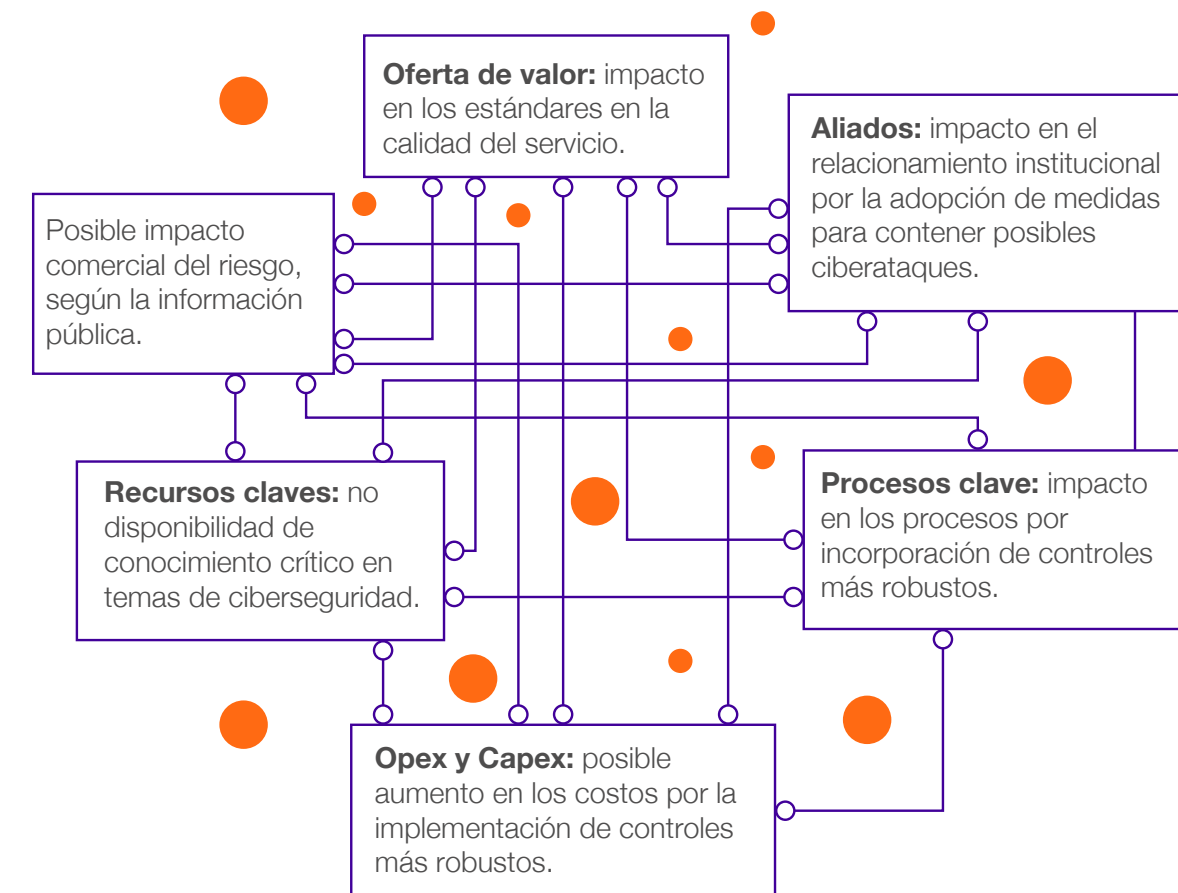
- Definimos el mapa de ruta de seguridad de la información para 2023-2025.
- Contamos con el compromiso y apoyo de la alta dirección, incluyendo la Junta Directiva
- Compramos y activamos el licenciamiento para asegurar la mensajería instantánea móvil para directivos.
- Fortalecimos la cultura en seguridad de la información. El eje central de la estrategia es considerar a las personas como las grandes protagonistas en la protección de la información.
- Implementamos el bloqueo de filtrado web asociado a categorías de navegación de sitios no corporativos (como WhatsApp web, correo y nubes personales).
- Propiciamos encuentros con los grupos de interés para darles a conocer la importancia de la seguridad de la información en los procesos y las operaciones.
- Habilitamos la solución de *backup* inmutable.



## Vulnerabilidades cibernéticas

### Descripción del riesgo, según la información pública

Sofisticación, diversificación e incremento de ataques cibernéticos contra la infraestructura de Tecnología de Información y Tecnología de Operación, explotando la dependencia digital de los negocios, virtualidad del trabajo, aceleración y uso de nuevas tecnologías y obsolescencia de la infraestructura tecnológica ante nuevos sistemas disruptivos.



Para mitigar este riesgo, hemos establecido una hoja de ruta con medidas de ciberseguridad que facilita la identificación y el abordaje de las posibles vulnerabilidades en nuestra infraestructura y los sistemas. Además, efectuamos simulacros internos y externos para evaluar su efectividad y los procedimientos de respuesta ante posibles intentos de ataque.

## Comportamiento ético

Todos los que hacemos parte de XM tenemos el compromiso y la responsabilidad de actuar siempre en coherencia con los valores corporativos, que nos indican que la ética, la integridad y la transparencia son criterios ineludibles en nuestra manera de hacer las cosas. Esto nos permite relacionarnos con nuestros grupos de interés y entre nosotros mismos con confianza, rectitud, claridad y honestidad, con cero tolerancia con la corrupción y otras acciones indebidas.

---

### Nuestra compañía tiene establecidos canales de comunicación con los grupos de interés para promover la transparencia.

---

Nos interesa construir vínculos de confianza, por ello, contamos con un programa empresarial de ética y *compliance* cuyo objetivo es proteger la reputación e integridad de la compañía, impulsar la sostenibilidad de la organización y diversificar las responsabilidades tanto de la empresa como de sus administradores y que a su vez responde a un sistema de gestión integrado, que incorpora los siguientes aspectos:

- Compromiso de la alta gerencia.
- Marco normativo, políticas y procedimientos.
- Análisis de riesgos y revisión de medidas para mitigarlos
- Cultura y capacitación.
- Monitoreo, seguimiento y reporte.

Con lo anterior, estamos en capacidad de promover estas buenas prácticas y de establecer los mecanismos que permitan controlarlos y hacerles seguimiento, para afianzar la cultura ética en nuestra empresa.

Cada año hacemos una planeación que nos ayuda a detectar las realidades del contexto interno y externo que impactan las operaciones de la compañía. También tenemos en cuenta, en ese análisis, los resultados que nos entregan las mediciones externas e internas y de paso prevemos cuáles son las necesidades que tenemos en capacitación para nuestro personal.

En 2023 los objetivos de esta planeación fueron los siguientes:

- En materia de riesgos, el análisis y acompañamiento en la definición de la nueva dimensión de cumplimiento y sus tres categorías: fraude y corrupción, Lavado de Activos y Financiación del Terrorismo (LA/FT) y protección de datos.
- Promoción de lineamientos más detallados en materia de conflicto de interés, para fortalecer cada vez más nuestra autonomía.
- Mediante un trabajo multidisciplinario, mantener y mejorar las herramientas de monitoreo del cumplimiento de los aspectos del programa empresarial de ética y *compliance*, incluyendo la mitigación los riesgos de fraude, corrupción y soborno y LA/FT y la implementación de recomendaciones de las mediciones externas.
- Sostener los controles a nivel entidad (ELC) bajo estándares y mejores prácticas..
- Mantener las iniciativas lideradas por XM, como son la Acción Colectiva de ética y transparencia del sector eléctrico y el Foro de ética, consideradas referentes para la industria.
- Continuar con la capacitación dirigida y la divulgación a los grupos de interés en aspectos éticos.

## Canales de denuncia

Nuestros grupos de interés tienen la oportunidad de acceder a la Línea Ética de la compañía para consultar, reportar o denunciar situaciones particulares asociadas con el incumplimiento de nuestro código de ética y conducta o de la integridad en la organización. De forma constante divulgamos esta Línea en nuestros canales de comunicación, como el medio que ponemos a disposición para su uso y provecho.



# 018000 52 00 50

es la Línea Ética a la cual se pueden comunicar para hacer denuncias o consultas.

El correo electrónico para contactarse con la Línea Ética es:  
lineaetica@xm.com.co

# 1 denuncia

fue atendida por la Línea Ética en 2023.

## Cultura ética

Durante el 2023 se mantuvo un trabajo decidido por reforzar la cultura ética. Cada vez es más notorio el compromiso con la integridad empresarial que demuestran los empleados y la alta dirección.

El Código de Ética y Conducta, que cubre a todas las personas naturales o jurídicas que tengan relación con XM (beneficiarios, accionistas, contratistas, proveedores, agentes, socios, clientes, aliados, oferentes, además del personal y firmas que los contratistas vinculen para la ejecución de las actividades pactadas), no tuvo cambios significativos en 2023; sin embargo, disponemos de mecanismos adicionales de monitoreo que nos ayudan a garantizar la aplicación efectiva del mismo.

**98 %** de los empleados han conocido el Código de Ética y Conducta en los últimos tres años.

Para descargar nuestro  
Código de Ética y Conducta

## Logros en 2023

- Tono de la alta dirección, reflejado en el seguimiento que se hace en el Comité de Auditoría y Riesgos, asesor de la Junta Directiva, sobre los avances del Programa Empresarial de Ética y *Compliance*.
- El 98 % de los empleados cumplió con la declaración anual de conflictos de interés.
- En materia de LA/FT efectuamos consulta masiva de los agentes registrados en el mercado de energía y sus terceros relacionados.
- Implementamos un tablero de conflicto de interés para monitorear posibles relaciones entre los agentes del mercado de energía con la Junta Directiva, los empleados de XM y sus grupos familiares y proveedores.
- Construimos una guía detallada de criterios de conflicto de interés, considerando las funciones asociadas con el rol de XM, tanto en el proceso de selección de personal como en la gestión de casos que se presenten con los trabajadores; esta guía será una medida adicional para la administración del riesgo de fraude o corrupción por conflicto de interés.
- Realizamos capacitación a agentes del mercado de energía del esquema LA/FT adoptado por XM, según la Resolución CREG 031 de 2021.

## Medidas anticorrupción y soborno

Existe una política muy sólida de anticorrupción y antisoborno que incluye directrices sobre cualquier forma de soborno, como son las contribuciones políticas, donaciones caritativas y patrocinios. Es muy importante destacar que durante los últimos cuatro años fiscales no hemos confirmado casos de corrupción y soborno, al tiempo que tenemos la tranquilidad de asegurar que no estamos involucrados en ningún incidente de corrupción.

**0 multas**

significativas por incumplimiento de leyes o normativas en la prestación del servicio tuvimos en 2023.

Para conocer nuestra Guía de Gestión Anticorrupción y Antisoborno.

**100%**

de las operaciones evaluadas para riesgos relacionados con la corrupción estaban relacionadas con nuestras actuaciones en la sede de XM.

**0**

procesos jurídicos relacionados con corrupción interpuestos contra la organización o sus empleados durante 2023.

Las políticas y procedimientos anticorrupción fueron comunicados al órgano de gobierno, trabajadores y proveedores, así como a los agentes del mercado de energía en la capacitación de agentes. Algunos elementos se dieron a conocer en redes sociales y al público en general. Esa hoja de ruta anticorrupción se encuentra resumida y destacada en la siguiente tabla.

Comunicación y formación sobre políticas y procedimientos anticorrupción	Número total	¿A cuántas personas se impactó con nuestra comunicación sobre políticas y procedimientos anticorrupción?	Porcentaje de a quienes se les han comunicado las políticas y procedimientos anticorrupción de la empresa	¿Cuántas personas recibieron formación sobre anticorrupción?	Porcentaje de personas que recibieron formación sobre anticorrupción
Miembros del órgano de gobierno	32	32	100 %	8	25 %
Empleados	369	369	100 %	213	57.72 %
Proveedores	253	253	100 %	0	0 %





## Relación con nuestros proveedores

Los proveedores hacen parte intrínseca del desarrollo de nuestras actividades, son fundamentales en la cadena de suministro, por eso nos esmeramos por sostener relaciones basadas en la confianza y la transparencia, procurando que todos ganemos y podamos prestar nuestro servicio en condiciones óptimas de oportunidad y confiabilidad.

Dado lo anterior, nos interesa que la cadena de abastecimiento esté provista de todo tipo de medidas para disminuir el riesgo de desaprovechamiento de bienes y servicios. Involucramos todos aquellos procesos de gestión y operaciones que necesitemos para asegurar nuestra operación y el cumplimiento del objeto social, contando con los bienes y servicios que nos suministran los proveedores, mediante una gestión integral que nos garantice acceder a las mejores condiciones de calidad, costo, tiempo y agilidad.

Esto también les brinda beneficios, pues ayudamos a mejorar su competitividad, capacidades y desempeño, al acompañarlos en el mejoramiento de sus procesos para cumplir con los requisitos que les son exigidos por nuestra compañía y por el mercado. De paso, desarrollamos metodologías para clasificar las compras, ejecutar un proceso estratégico de compras y administrar de la mejor manera el flujo de información que intercambiamos con ellos para tener una cadena más sostenible.

En el mismo sentido, este modelo de relacionamiento con los proveedores contempla procedimientos que guían estas actividades:

- Planeación.
- Segmentación.
- Estrategia de compra.
- Gestión contractual.
- Administración de contratos.
- Desarrollo y gestión de proveedores.

El modelo, por otro lado, ofrece directrices y lineamientos que rigen nuestras actuaciones respecto a la selección y la evaluación de los proveedores, teniendo en cuenta aspectos como lavado de activos y financiación del terrorismo, fraude, soborno, respeto por los derechos humanos y prohibición del trabajo infantil.

## Código de conducta de proveedores

Elaboramos un código de conducta de proveedores de libre consulta. En él consiguamos lineamientos respecto a temas como:

- Trabajo forzoso e infantil.
- Condiciones laborales.
- Salud y seguridad en el trabajo.
- Discriminación y acoso.
- Libertad de asociación.
- Negociación colectiva.
- Emisiones de gases de efecto invernadero.
- Consumo de energía.
- Prevención de la contaminación.
- Gestión de residuos.
- Eficiencia en el uso de los recursos.
- Biodiversidad.
- No deforestación y conservación de la tierra.
- Lucha contra la corrupción y los conflictos de intereses.

**Creemos en el desarrollo conjunto con nuestros proveedores. El 86 % de nuestras compras las hicimos a proveedores locales y evaluamos al 96 % de nuestros proveedores en aspectos como calidad, oportunidad, ética y prácticas antifraude y HSE (Salud, Seguridad y Ambiente, por su sigla en inglés).**

Para descargar nuestro código de conducta de proveedores

**253** proveedores implicados en la cadena de suministro.

**Valor estimado de pagos a proveedores locales:**

	Valor	%
Compras locales*	\$69,662,902,080	86
Compras totales	\$80,764,803,063	100

\*Se entiende por proveedores locales a quienes están en Colombia, donde XM tiene operaciones significativas

Valor estimado de los pagos realizados a los proveedores: **182,646**

**Hacia el futuro**

Nos enfocaremos en el fortalecimiento y el monitoreo de los diferentes aspectos del Programa Empresarial de Ética y *Compliance*, que incluye herramientas digitales que facilitan y ayudan a mitigar el riesgo y a identificar alertas tempranas.

Del mismo modo, buscaremos acercamientos con entes de vigilancia y control para que se defina un esquema de gestión de LA/FT sobre agentes ya registrados en el Mercado de Energía Mayorista.

**Auditorías**

En XM entendemos el control interno como un aspecto inherente, estratégico y transversal a los procesos que adelanta la organización. Esto nos permite garantizar una seguridad razonable para el logro de los objetivos de la operación, el aseguramiento de riesgos, el reporte y el cumplimiento de metas.

Para tal fin, el sistema de control es monitoreado en cada proceso, y se complementa con una gestión integral de riesgos y evaluaciones realizadas por actores independientes y/o externos. El sistema de control interno contempla principios para el funcionamiento eficaz y eficiente de los procesos, contribuyendo al logro de los objetivos organizacionales.

**Auditorías internas:**

Las prácticas y procedimientos de auditoría interna en XM cumplen con el marco internacional requerido para ello y se encuentran certificadas por el Institute of Internal Auditors, IIA. Se ejecutaron el 92% de las actividades programadas dentro del plan de auditoría, que es aprobado por el Comité de Auditoría y Riesgos. Este ejercicio incluyó auditorías a procesos críticos, auditorías continuas, seguimiento a planes de mejoramiento y actividades de apoyo y consultoría.

Durante el 2023, se logró demostrar la sostenibilidad de los controles implementados en algunos de nuestros procesos bajo la Ley SOX, orientada a incrementar los niveles de control interno enfocados en la información financiera para mantener la confianza de los inversionistas.

En 2023 se identificaron 66 oportunidades de mejora, 71 medidas con evaluación de efectividad y 45 planes de acción cerrados con cumplimiento del 100 % del indicador.

**Auditorías externas:**

En las auditorías externas de Gestión y Resultados para la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y de los procesos del Sistema de Intercambios comerciales, ASIC; Liquidación y Administración de Cuentas, LAC; Transacciones Internacionales de Electricidad, TIES; para la vigencia 2022 realizadas en 2023, no se identificaron asuntos que pusieran en riesgo el sistema de control de XM, ni se hallaron incumplimientos legales o regulatorios. Las recomendaciones asociadas se están gestionando desde los procesos correspondientes.

La Asamblea General de Accionistas de XM seleccionó a la firma Ernst & Young, EY, para las tareas de revisoría fiscal en la vigencia 2023.

Para conocer los informes finales de las auditorías externas

Los resultados de las auditorías internas y externas durante 2023 demuestran la existencia de un sistema de control interno adecuado; este proporciona seguridad razonable para el logro de objetivos y el cumplimiento de compromisos con los diferentes grupos de interés.



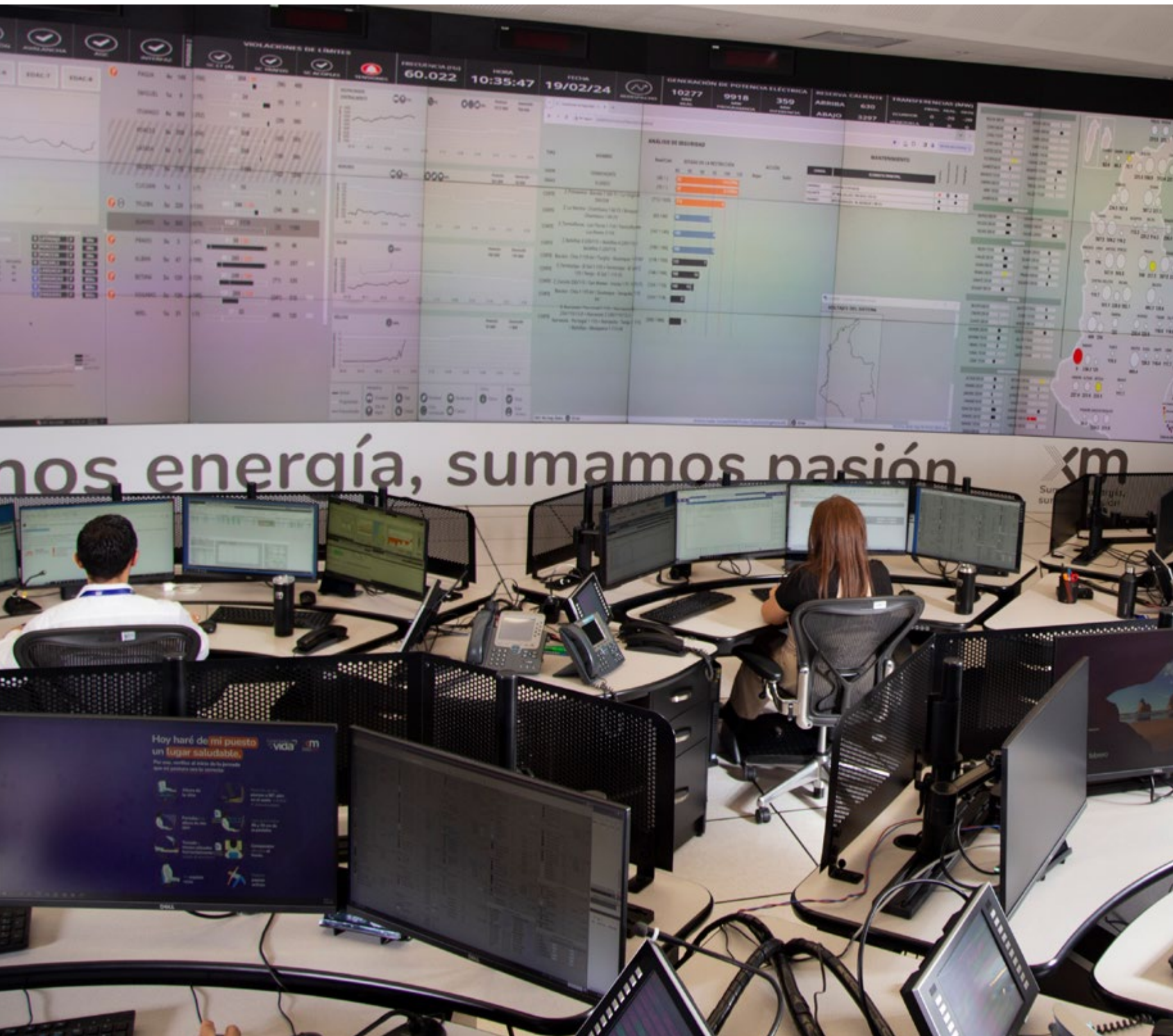


# La administración del MEM y la planeación del SIN

1. Planeamiento del Sistema
2. Oferta y generación Interconectado Nacional (SIN)
3. Operación del SIN
4. Demanda de electricidad
5. Registro de fronteras, agentes y contratos
6. Precios del Mercado de Energía Mayorista
7. Transacciones del Mercado de Energía Mayorista
8. Cargo por confiabilidad
9. Administración financiera del mercado
10. Remuneración del transporte y distribución de energía eléctrica
11. SIMEM
12. Situación energética y expectativas de operación
13. Indicadores de gestión financiera
14. SICEP







Informe de Operación y Mercado:

## La administración del MEM y la operación del SIN

**R**eporte técnico del comportamiento del Mercado de Energía Mayorista y el Sistema Interconectado Nacional durante el 2023

### 1. Planeamiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN)

#### 1.1 Planeamiento operativo energético

Esta sección se compone de cinco apartados. En primer lugar, describimos las condiciones climáticas que se presentaron en el año 2023. Posteriormente mostramos la evolución de las principales variables consideradas en los supuestos del planeamiento operativo energético durante 2023 y se comparan con la información observada. El análisis se centra en las siguientes variables: escenarios hidrológicos, demanda, expansión de la generación e intercambios internacionales.

En la tercera sección realizamos una comparación entre las señales de planeamiento energético de mediano y largo plazo, con la evolución de las principales variables reales del Sistema Interconectado Nacional (SIN), lo que nos permitió evaluar y retroalimentar la definición de los supuestos mencionados en la sección anterior. Los resultados sobre los cuales se centra el análisis son producción hidráulica, térmica y evolución del embalse agregado del sistema.



En cuarto lugar presentamos la evolución del proceso de meteorología y pronósticos de generación de las plantas solares y eólicas durante el año 2023. Mientras que en la sección final, hacemos una especial mención a la gestión realizada ante la ocurrencia del fenómeno de El Niño 2023-2024.

### 1.1.1 Condiciones climáticas

El estado del tiempo y el clima en Colombia, al igual que para otros países ubicados en la franja ecuatorial, está condicionado por múltiples fenómenos meteorológicos que se manifiestan a diferentes escalas temporales, tales como los extremos de la variabilidad oceánico-atmosférica asociada con el ENSO (El Niño-Oscilación del Sur), conocidos comúnmente como El Niño y La Niña; la dinámica de las ondas intraestacionales; el movimiento y turbulencia asociada con la Zona de Convergencia Intertropical (ZCIT); y la dinámica de flujos atmosféricos generados por la presencia de zonas de alta y baja presión, entre otros. Estos fenómenos determinan en gran medida la variabilidad climática sobre el territorio nacional.

Los recursos hídricos asociados al SIN responden de manera análoga a la variabilidad intrínseca de los fenómenos meteorológicos, por lo que es necesario realizar un seguimiento continuo al comportamiento de las variables meteorológicas observadas, así como a las proyecciones esperadas a diferentes escalas tanto espaciales como temporales.

En XM se lleva cabo un minucioso seguimiento y análisis de la condición climática e hidrológica a nivel nacional, con base en la información (medida y pronosticada) emitida por diferentes agencias internacionales de predicción climática, entre las que se destacan el Instituto Internacional de Investigación para el Clima y la Sociedad (IRI), la Agencia de Administración Oceánica y Atmosférica Nacional de los Estados Unidos (NOAA) y el Bureau de Meteorología de Aus-

---

### En XM se lleva cabo un minucioso seguimiento y análisis de la condición climática e hidrológica a nivel nacional, con base en la información (medida y pronosticada) emitida por diferentes agencias internacionales de predicción climática

---

tralia (BOM), entre otras. A nivel nacional, los análisis y escenarios hidroclimáticos tienen en cuenta la información emitida por el servicio hidrometeorológico nacional, que en Colombia es el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM).

El 2023 fue de gran interés desde el punto de vista climático e hidrológico. Se caracterizó por ser el año de finalización del fenómeno de La Niña y su rápida transición hacia condiciones cálidas en el Pacífico ecuatorial (El Niño).

En términos generales, la fase negativa del ENSO, conocida como La Niña, se caracteriza por la ocurrencia de lluvias por encima de lo normal, en tanto que El Niño ocasiona déficits de lluvias sobre la mayor parte del país. Adicionalmente, la condición climática en Colombia también estuvo condicionada por la ocurrencia de eventos como la temporada de huracanes, que se suele presentar entre los meses de junio a noviembre, y las ondas intraestacionales, como la Oscilación Madden Julian (MJO, por sus siglas en inglés).

Para el seguimiento a la evolución del ENSO en sus diferentes fases, uno de los indicadores más comunes utilizados por la comunidad científica es el Índice Oceánico de El Niño (ONI, por sus siglas en inglés), que se calcula como la media móvil trimestral de las anomalías de la temperatura superficial del mar (TSM), en la región central del océano Pacífico ecuatorial, y que también es conocida como la región Niño 3.4 (localizada entre 120°W-170°W longitud, y entre 5°N-5°S latitud). De acuerdo con la convención adoptada por la NOAA, los eventos del

ENSO se configuran una vez que se sobrepase por cinco periodos consecutivos alguno de los umbrales definidos, que corresponden bien sea a +0.5 °C en el caso de los eventos de El Niño, o a -0.5 °C en el caso de los eventos de La Niña; mientras que la franja comprendida entre estos límites corresponde al estado Neutral del ENSO.

Ya a comienzos de enero de 2023, el pronóstico emitido por el IRI (figura 1) con respecto a la evolución del ENSO mostraba una rápida caída de la probabilidad de condiciones de La Niña durante el primer tercio del año, seguida de una probabilidad cada vez mayor a medida que fuera transcurriendo 2023: desde menos del 5 % para el trimestre mar-may/2023 hasta ligeramente por encima del 50 % para el trimestre ago-oct/2023.

**El valor del ONI fue de -0.7 °C (tabla 1), el cual fue creciendo de manera permanente, y durante casi todo el tiempo**

En relación con el desarrollo del calentamiento superficial del Pacífico tropical, este evolucionó en la medida en que otras variables atmosféricas —cada una a su propio ritmo— se fueron acoplando y retroalimentando este episodio cálido, al tiempo que las condiciones oceánicas y atmosféricas que se presentaron sobre el océano Pacífico a lo largo de 2023 contribuyeron al debilitamiento de La Niña y su transición rápida hacia un evento de El Niño.

De esta manera, a comienzos del año, el valor del ONI fue de -0.7 °C (tabla 1), el cual fue creciendo de manera permanente, y durante casi todo el tiempo, en 0.3 °C, hasta alcanzar un valor máximo de +1.9 en el trimestre oct-dic/2023.

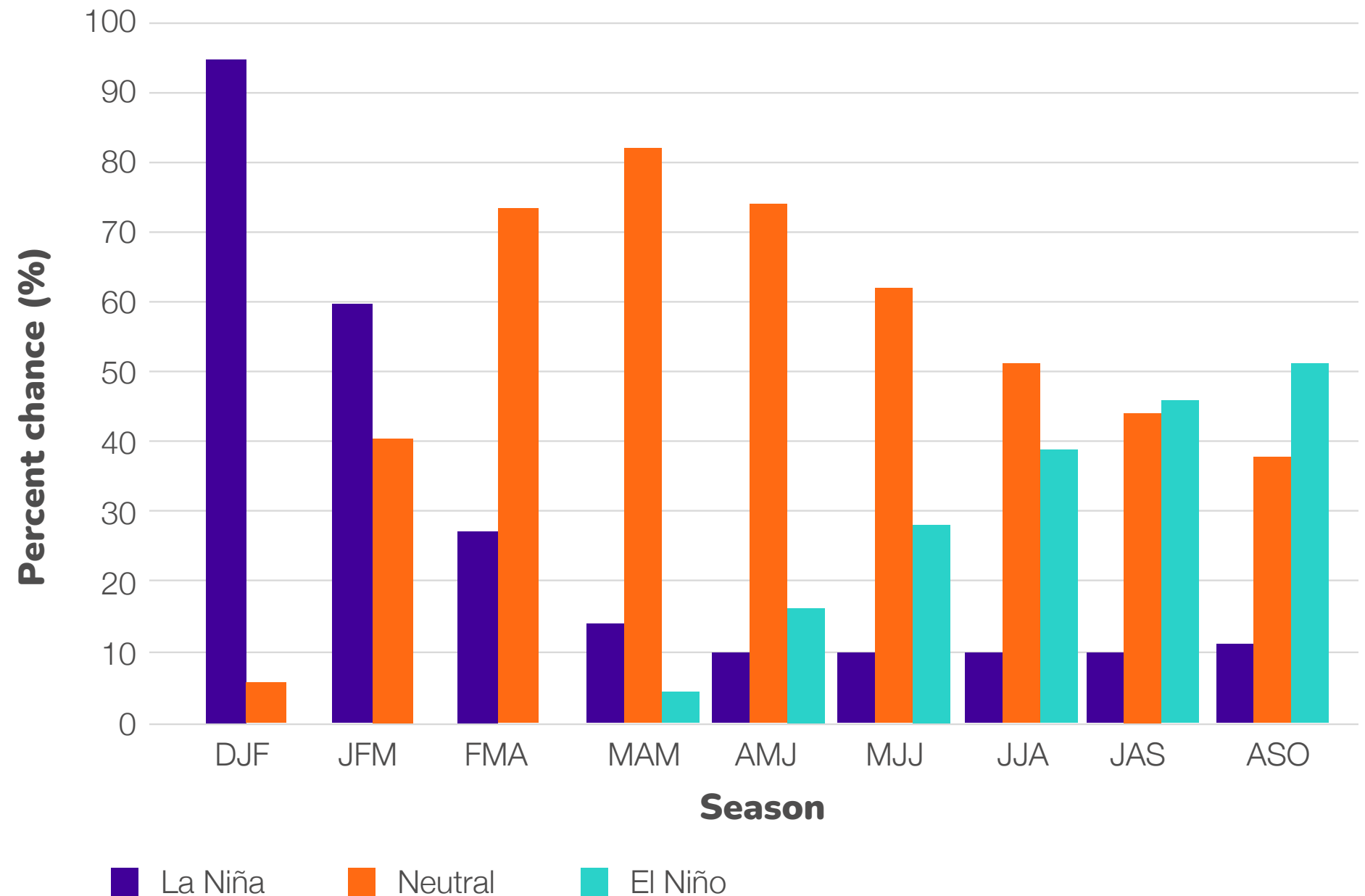


Figura 1. Pronóstico de evolución del ENSO según el IRI. Enero de 2023.<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Fuente: [https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/2023-January-quick-look/?enso\\_tab=enso-cpc\\_plume](https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/2023-January-quick-look/?enso_tab=enso-cpc_plume)

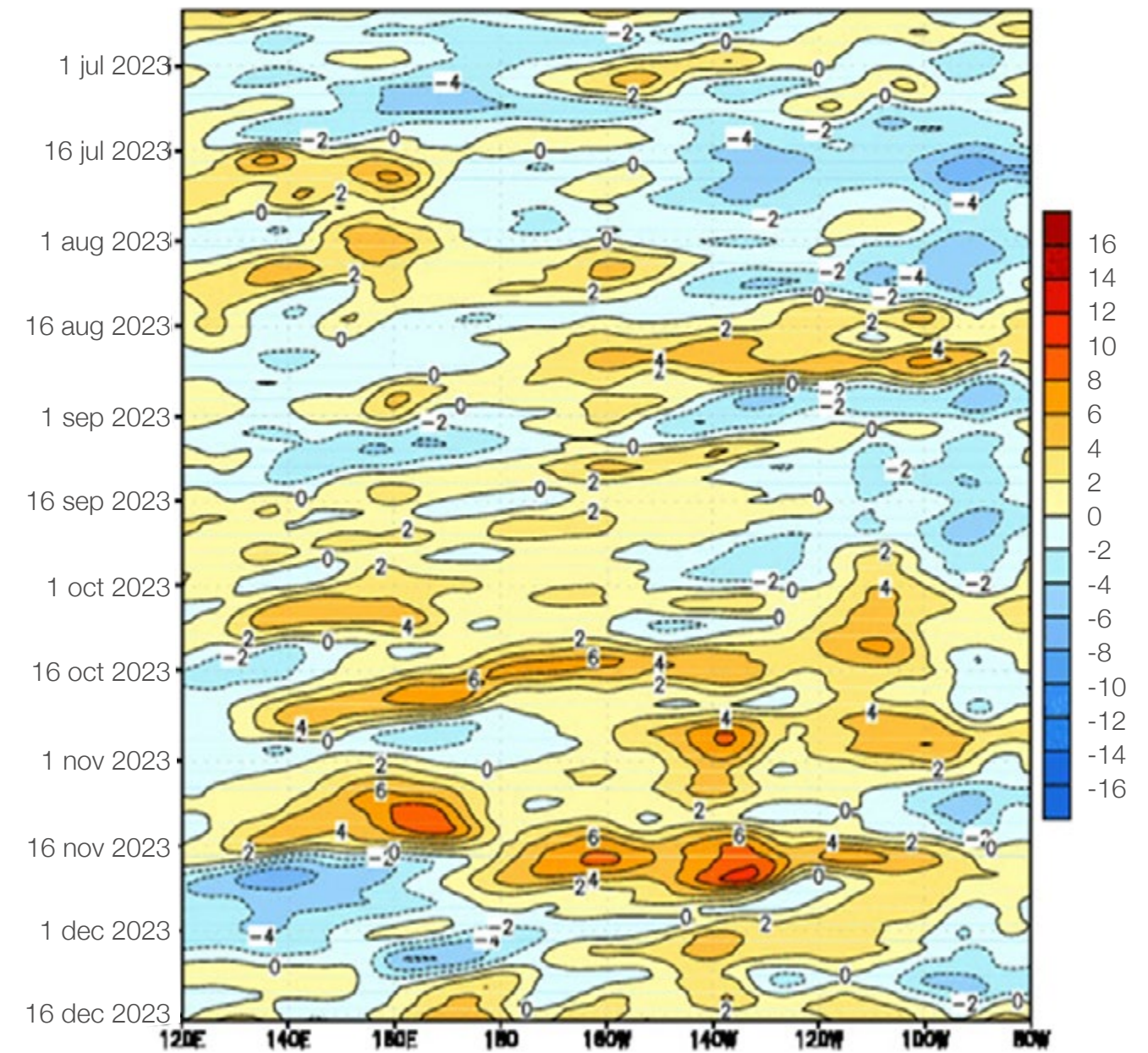


YEAR	DJF	JFM	FMA	MAM	AMJ	MJJ	JJA	JAS	ASO	SON	OND	NDJ
2020	0.5	0.5	0.4	0.2	-0.1	-0.3	-0.4	-0.6	-0.9	-1.2	-1.3	-1.2
2021	-1.0	-0.9	-0.8	-0.7	-0.5	-0.4	-0.4	-0.5	-0.7	-0.8	-1.0	-1.0
2022	-1.0	-0.9	-1.0	-1.1	-1.0	-0.9	-0.8	-0.9	-1.0	-1.0	-0.9	-0.8
2023	-0.7	-0.4	-0.1	0.2	0.5	0.8	1.1	1.3	1.6	1.8	1.9	

Tabla 1. Índice Oceánico de El Niño (ONI), periodo 2020-2023.<sup>2</sup>

A nivel atmosférico, durante la segunda mitad de 2023, los vientos alisios se debilitaron en diversos grados (anomalías positivas en la figura 2), favoreciendo el acoplamiento de esta variable atmosférica con las oceánicas y propiciando la maduración de El Niño.

2 Fuente: [https://origin.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis\\_monitoring/ensostuff/ONI\\_v5.php](https://origin.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ONI_v5.php)

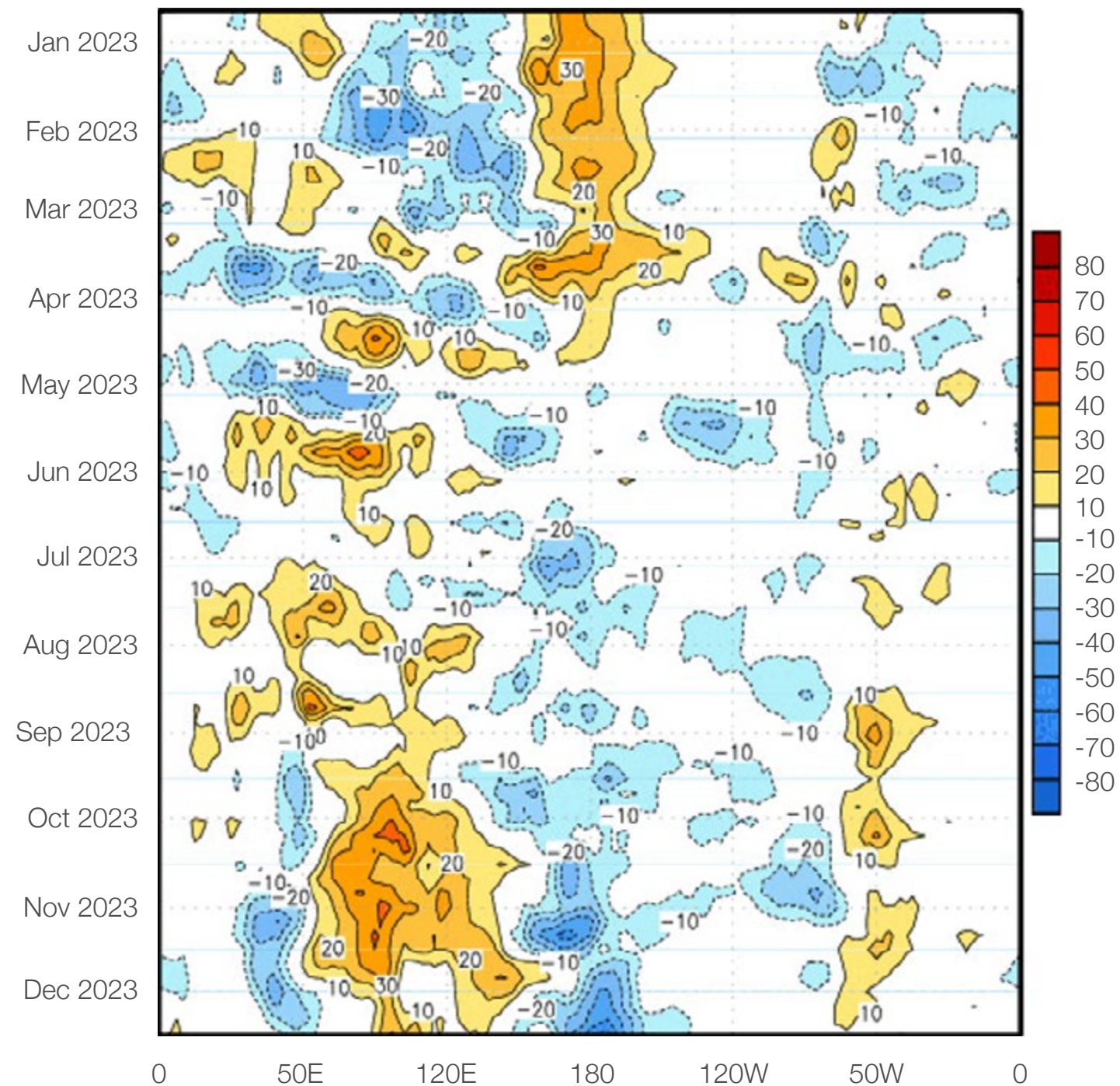


Data updated through 17 DEC 2023  
CLIMATE PREDICTION CENTER/NCEP

Figura 2. Anomalías del viento en superficie (850 hPa) durante el segundo semestre de 2023.<sup>3</sup>

3 Fuente: [https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/2023-January-quick-look/?enso\\_tab=enso-cpc\\_plume](https://iri.columbia.edu/our-expertise/climate/forecasts/enso/2023-January-quick-look/?enso_tab=enso-cpc_plume)





**Figura 3. Anomalías de la radiación saliente de onda larga durante 2023.<sup>4</sup>**

<sup>4</sup> Fuente: [https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis\\_monitoring/enso\\_update/olra\\_c.gif](https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/enso_update/olra_c.gif)

Por otro lado, como se puede apreciar en la figura que muestra el comportamiento de las anomalías de la radiación saliente de onda larga —donde los valores negativos corresponden a zonas de convección— se observó la aparición de una nubosidad alrededor de la línea de cambio de fecha, lo cual es característico de un evento típico de El Niño.

**En términos generales, el contenido de calor de las aguas superficiales del océano Pacífico atravesó el umbral que caracteriza El Niño entre los meses de febrero (región Niño 1+2) y abril (regiones El Niño restantes).**

Al revisar el comportamiento de las variables oceánicas se puede constatar que estas fueron consistentes con el desarrollo y evolución de El Niño. En este sentido se registró un incremento de anomalías positivas (calentamiento) a medida que este episodio cálido fue madurando. En la siguiente figura se puede apreciar la evolución de las anomalías de la TSM en las regiones Niño 4 (región más cercana a la costa australiana), Niño 3.4 (región centro-oriental), Niño 3 (región centro-occidental) y Niño 1+2 (región más cercana a la costa latinoamericana), durante 2023.

En términos generales, el contenido de calor de las aguas superficiales del océano Pacífico atravesó el umbral que caracteriza El Niño entre los meses de febrero (región Niño 1+2) y abril (regiones El Niño restantes), a partir de lo cual fueron creciendo hasta alcanzar valores máximos a cierre del 2023, con excepción de la franja oceánica frente a las costas sudamericanas (Niño 1+2), cuyo pico de calor se presentó a mediados del año (alrededor de +3.0 °C), a partir de lo cual empezó a debilitarse.



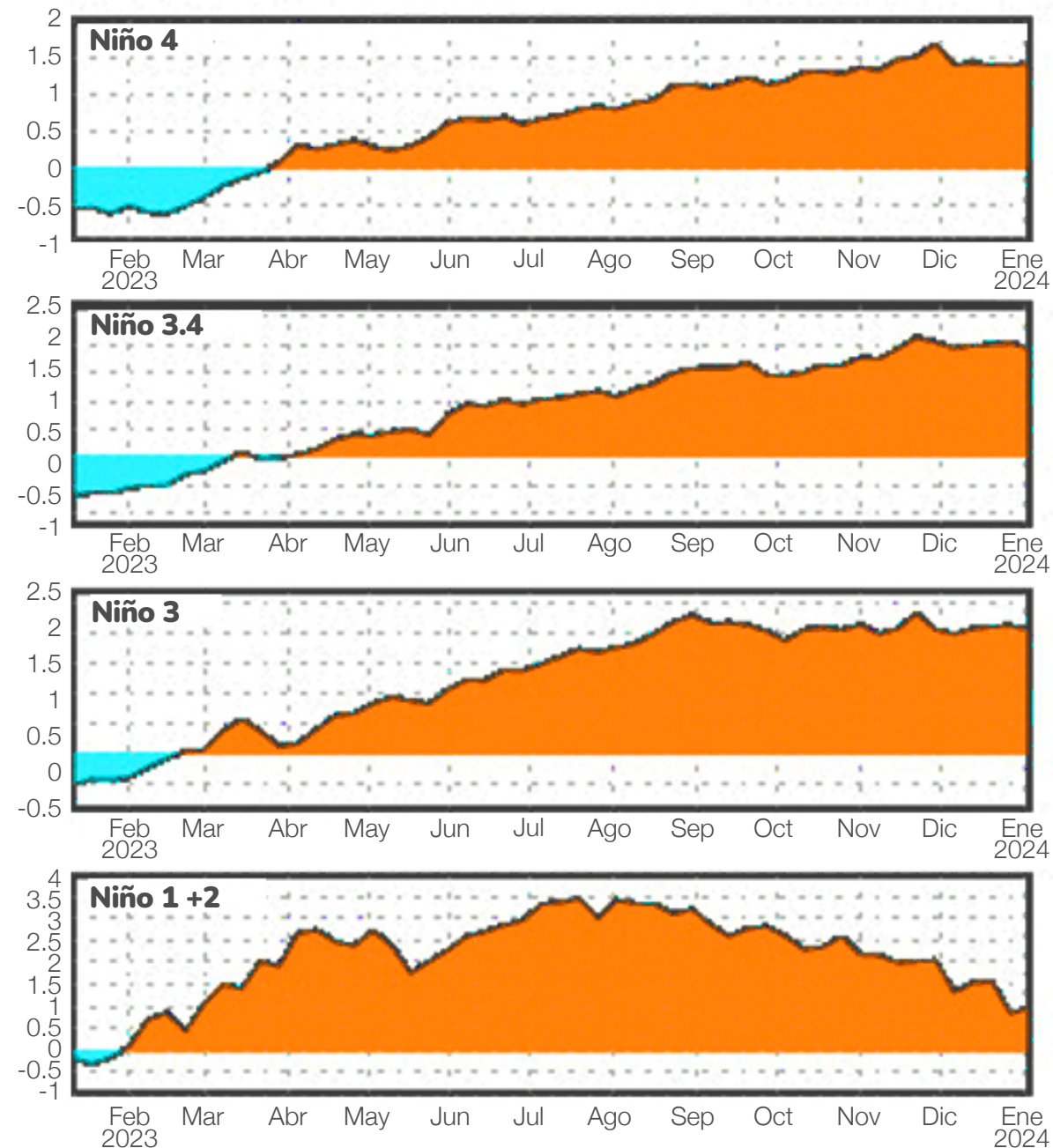


Figura 4. Evolución de las anomalías de la temperatura superficial del mar en las regiones Niño durante 2022.<sup>5</sup>

5 Fuente: [https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis\\_monitoring/enso\\_update/ssta\\_c.gif](https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/enso_update/ssta_c.gif)

Por su parte, bajo la superficie oceánica la evolución del calentamiento fue similar a la registrada en superficie alcanzando el pico máximo, en la segunda mitad de noviembre, de aproximadamente +1.5 °C.

En la actualidad, el calor almacenado en estas masas de agua superficial y subsuperficial puede contribuir a que el calentamiento asociado con El Niño persista durante los primeros meses de 2024.

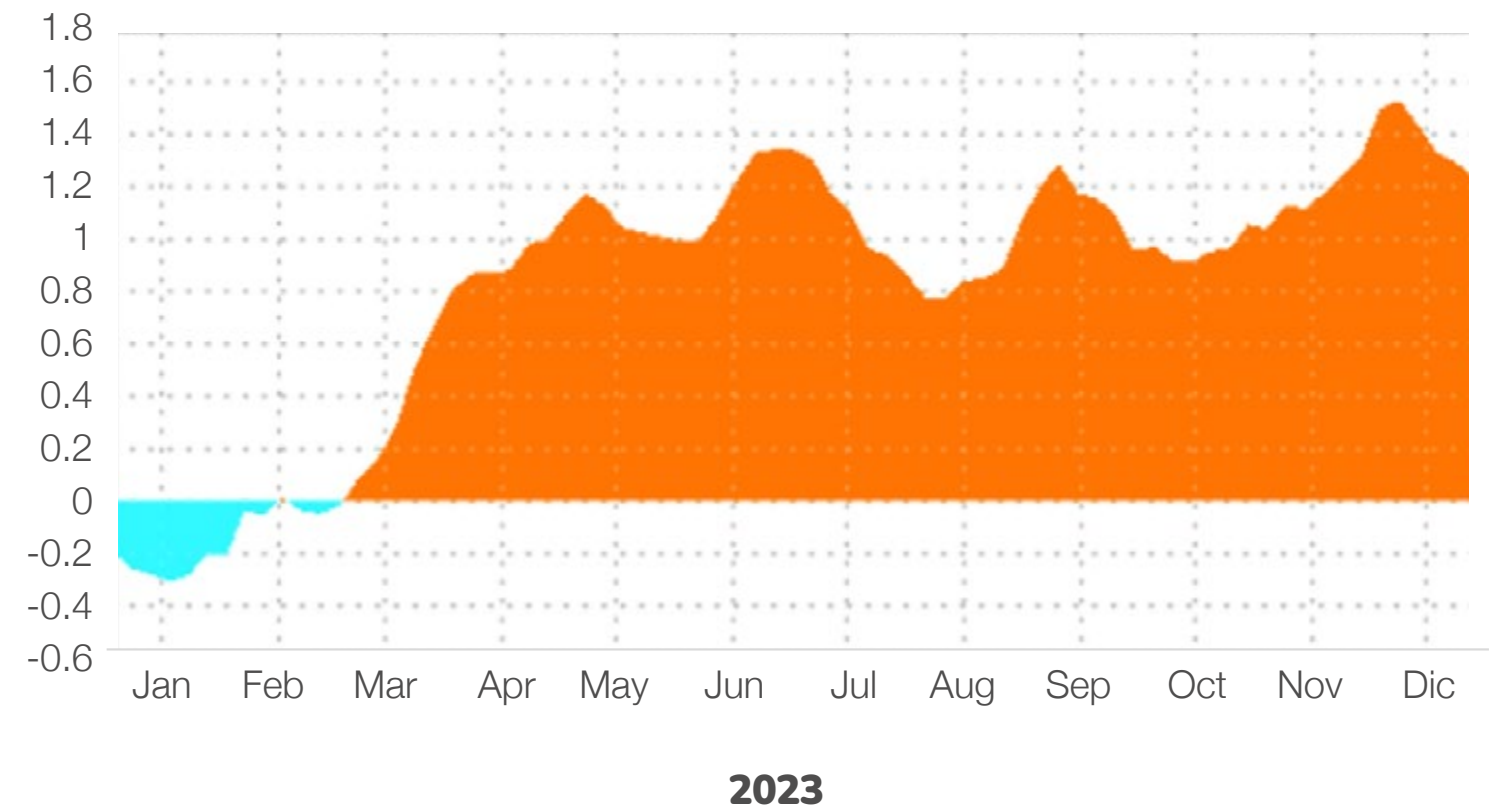


Figura 5. Anomalías de la temperatura de la capa superficial del océano Pacífico tropical durante 2023.<sup>6</sup>

6 Fuente: [https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis\\_monitoring/enso\\_update/heat-last-year.gif](https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/enso_update/heat-last-year.gif)

En relación con la temporada de huracanes de 2023, cabe destacar el mapa preparado por el Centro Nacional de Huracanes (NHC, de la NOAA) con todas las perturbaciones ciclónicas registradas en el océano Atlántico y el mar Caribe, que ocurrieron en 2023, junto con sus trayectorias. Si bien en esta oportunidad dichas formaciones ciclónicas, con excepción de la tormenta tropical Bret, no se acercaron notoriamente al territorio nacional, algunas de ellas pudieron llegar a tener cierto impacto en la formación de las lluvias sobre Colombia.

En cuanto a las ondas intraestacionales, las cuales inciden en el comportamiento de las lluvias a nivel nacional en una escala intraestacional, es decir, en una ventana temporal aproximada de tres meses, como es el caso de la MJO, se hizo el seguimiento permanente con el fin de obtener señales para los análisis en un horizonte de corto plazo.

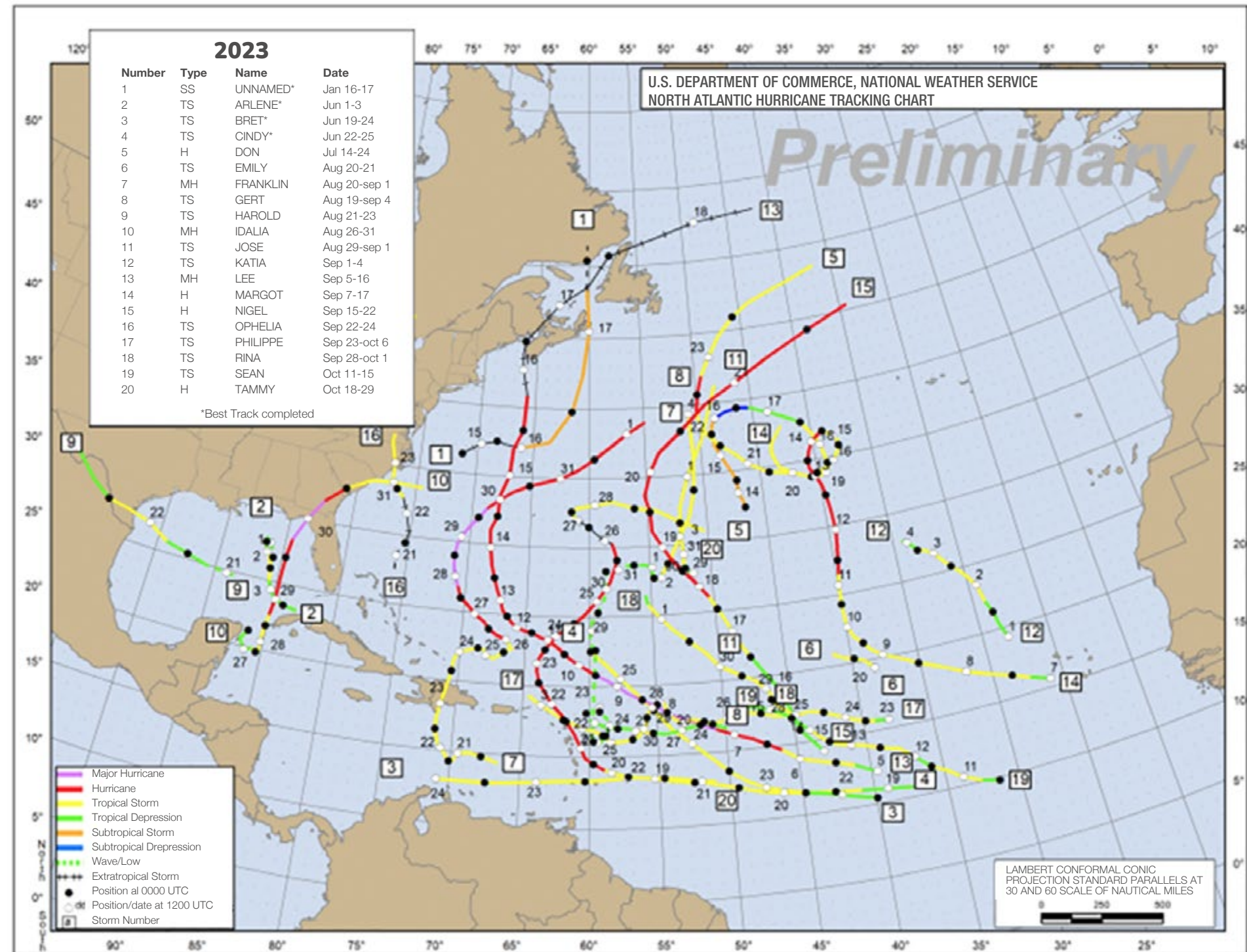


Figura 6. Mapa preliminar de seguimiento a las trayectorias de los eventos tropicales en 2023.<sup>7</sup>

7 Fuente: [https://www.nhc.noaa.gov/data/#tracks\\_all](https://www.nhc.noaa.gov/data/#tracks_all)



En la siguiente figura se presenta la evolución de la MJO durante el segundo semestre de 2023. Aquí la MJO se representa por contornos de color café y verde, que son indicativos de la fase del evento. Los contornos de color café se asocian con una fase de subsidencia, en la cual se reduce o disminuye la convección atmosférica, lo que podría afectar negativamente la formación de precipitación. Análogamente, los contornos verdes indican la fase convectiva de la MJO, que favorece los procesos convectivos y, por tanto, la formación de núcleos nubosos de mayor desarrollo vertical que se acompañan de lluvias. El recuadro azul indica la ubicación del territorio nacional en la cuenca del océano Pacífico.

Durante la segunda mitad de 2023, la condición predominante de la MJO sobre el territorio nacional fue de subsidencia, es decir, de desfavorecimiento de la convección, la cual, sumada al calentamiento de las aguas superficiales del océano Pacífico ecuatorial (maduración de El Niño), contribuyó a las condiciones de bajas precipitaciones sobre la mayor parte de Colombia. Se destacaron, sin embargo, algunos momentos —agosto y segunda mitad de diciembre— cuando la fase convectiva de esta MJO logró temporalmente atravesar el territorio nacional.

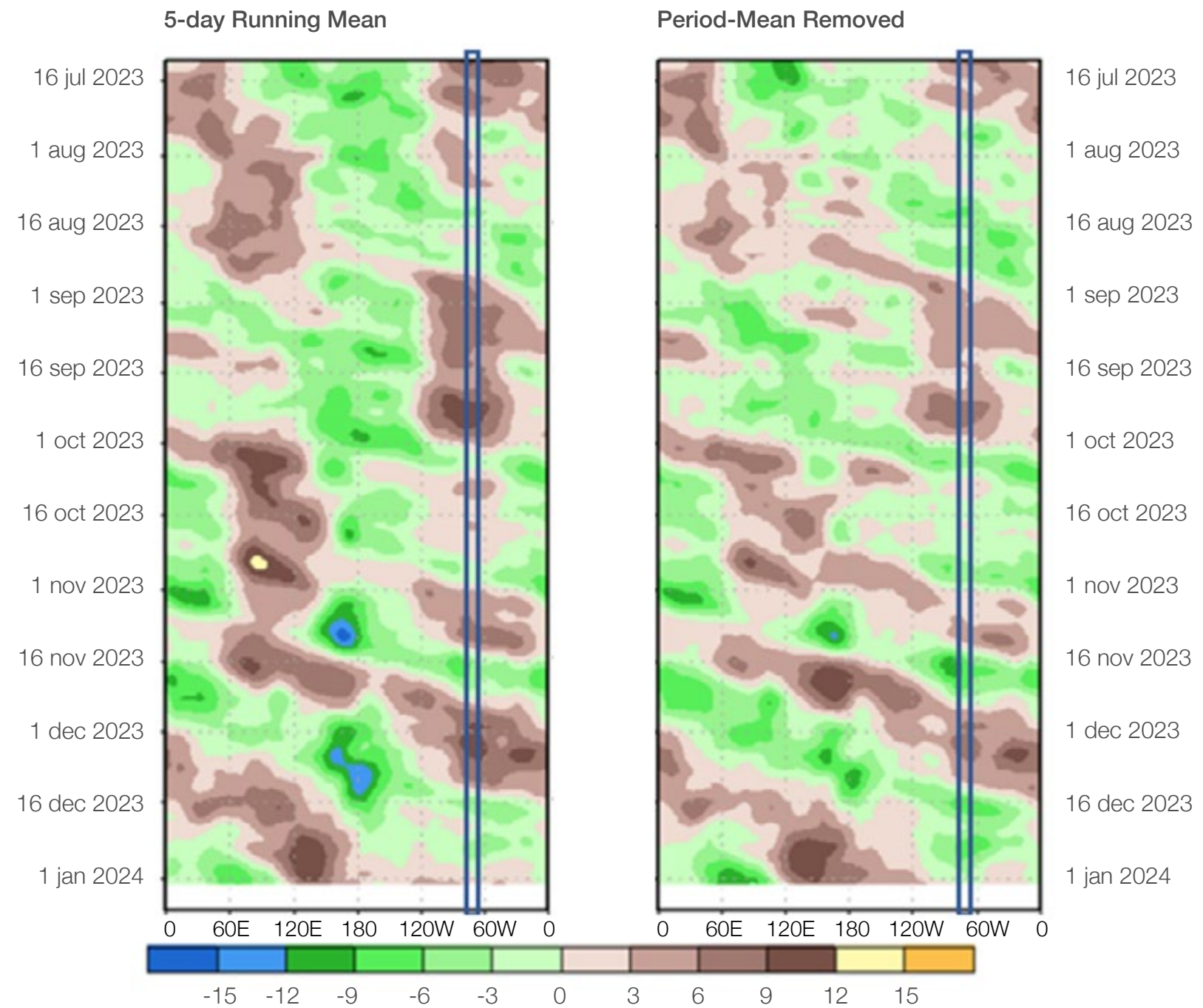


Figura 7. Evolución de la Oscilación Madden Julian (MJO) sobre el territorio nacional durante 2023.<sup>8</sup>

8 Fuente: [https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/intraseasonal/vpot\\_tlon.shtml](https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/intraseasonal/vpot_tlon.shtml)

### Comportamiento de la precipitación durante 2023

El 2023 se caracterizó por ser un año anómalo en cuanto al comportamiento de la lluvia debido al impacto de La Niña en los primeros meses del año y el posterior desarrollo de El Niño en el segundo semestre. Además, el clima fue modulado por otros eventos a escala intraestacional como se mencionó antes. Durante los meses de enero y marzo, las anomalías de la precipitación sobre el territorio nacional estuvieron muy por encima de lo normal (con respecto a la climatología mensual), sin embargo, también se registró una situación bastante atípica durante febrero, que fue particularmente deficitario sobre la mayor parte del país, no obstante estar el Pacífico en condiciones de neutralidad térmica.

A partir de abril, las lluvias mensuales se fueron reduciendo en comparación con la media multianual, y las regiones Andina, Valle y Oriente resultaron siendo las mayormente afectadas por El Niño como se puede apreciar en la siguiente figura.

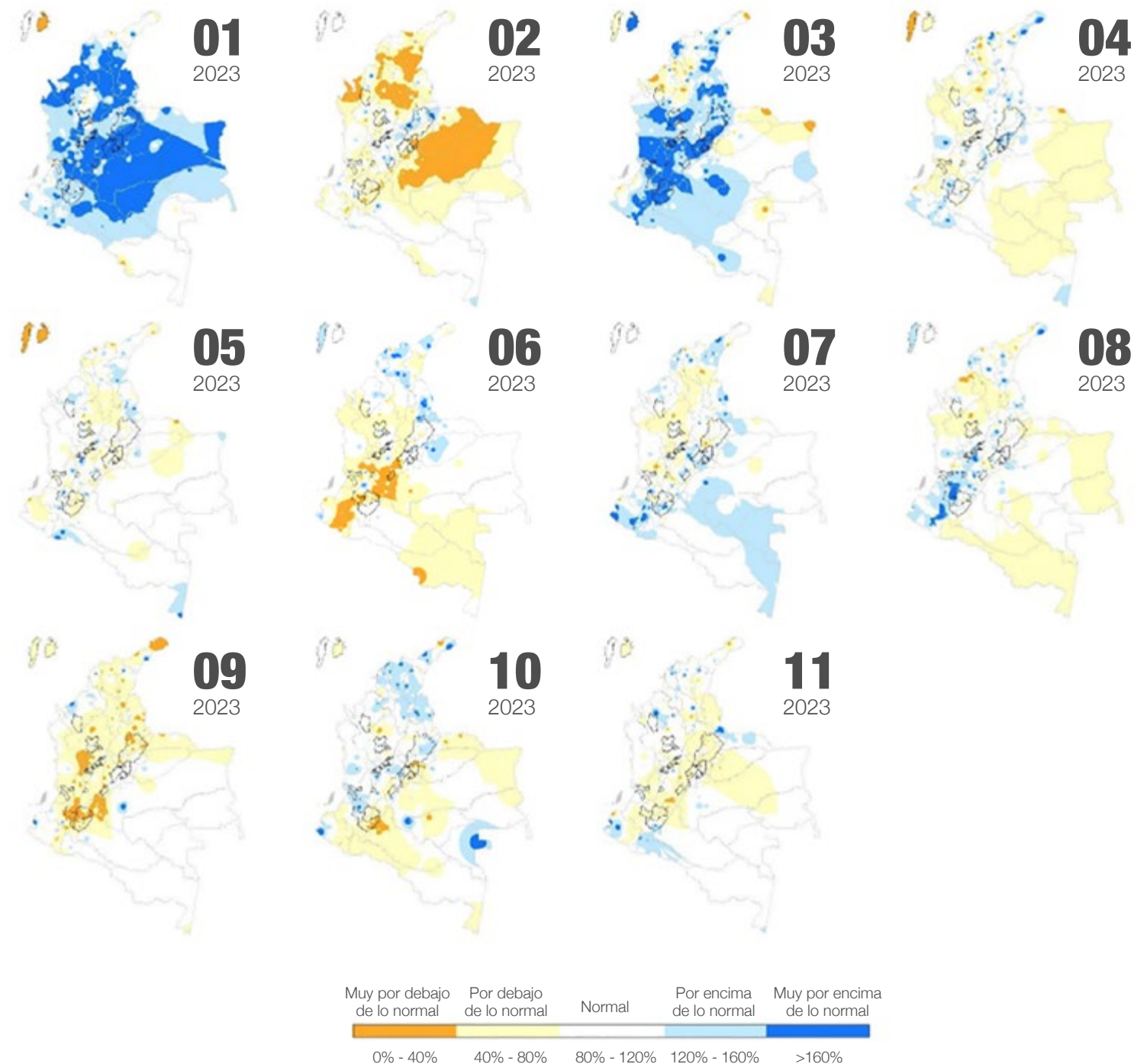


Figura 8. Anomalías de la precipitación media mensual en Colombia durante 2023.<sup>9</sup>

9 Fuente: IDEAM.



### Aportes hídricos durante 2023

El año 2023 se caracterizó por un comportamiento anómalo de la precipitación: hubo excesos de lluvia al comienzo del año a raíz de la transición del Pacífico ecuatorial a condiciones normales, seguido del surgimiento, desarrollo y maduración de El Niño durante la segunda mitad del año. Esta situación se reflejó también en la respuesta hidrológica de las cuencas hidrográficas asociadas con el sector eléctrico y, por tanto, en la afluencia del caudal a cada recurso de generación hidroeléctrica del SIN.

Como ya se dijo, durante 2023 los aportes hídricos —expresados como energía acumulada mensual— respondieron al efecto de dos eventos climáticos extremos: La Niña y El Niño. En la figura siguiente se puede ver que durante los primeros cuatro meses dichos aportes estuvieron entre lo normal y por encima de la media, al tiempo que ocurría la transición desde La Niña a condiciones de normalidad y posterior El Niño. En contraste, a partir de mayo los aportes medios mensuales fueron deficitarios durante todo el tiempo, en consonancia con la formación, desarrollo y maduración de El Niño.

En este sentido, la mayor diferencia porcentual entre los valores registrados y los valores históricos se registró en el mes de marzo, y fue en promedio de 111 GWh por encima de la media, consistente con el impacto de La Niña.

Por su parte, durante las primeras etapas de El Niño, este extremo climático hizo sentir sus efectos en el sector energético nacional. Así, para los meses de mayores aportes al SIN, correspondientes a mayo-julio y noviembre, dichos aportes estuvieron entre 220 GWh y 203 GWh, siendo los meses más afectados septiembre y diciembre con aportes aproximados de 115 GWh, muy por debajo de la media (205 GWh) y 198 GWh respectivamente.

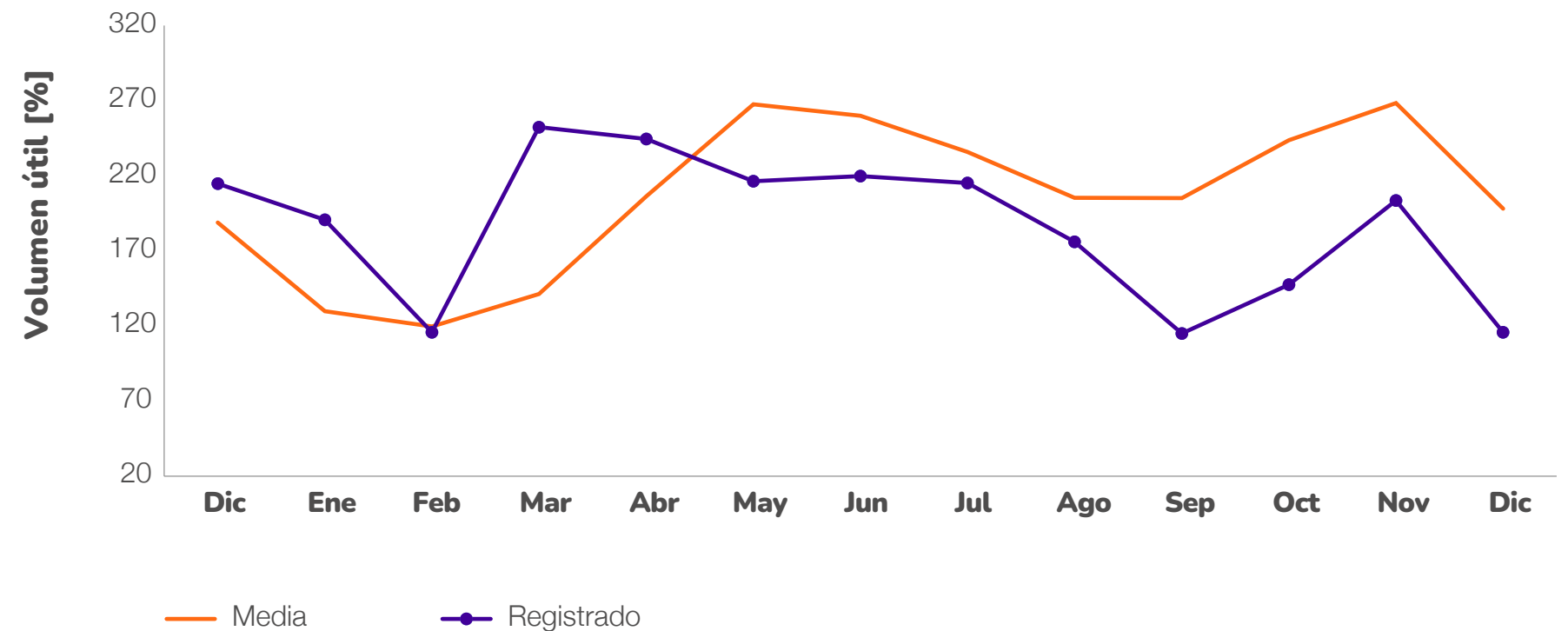


Figura 9. Aportes hídricos

Como referencia, en la siguiente gráfica, presentamos la comparación entre los aportes de los últimos dos años (2022-2023) y aquellos registrados durante episodios fuertes o muy fuertes de El Niño. En este sentido, se contrasta el año previo a cada uno de dichos eventos, junto con su primer año (formación, desarrollo y maduración), para compararlo con el primer año del episodio 2023 (período 2022-2023).

De allí se desprende que el comportamiento de los aportes durante El Niño de 2023 es muy parecido al de un evento típico fuerte, con aportes porcentuales que caen de manera notoria hacia finales de 2023 (58.4 % de la media histórica).

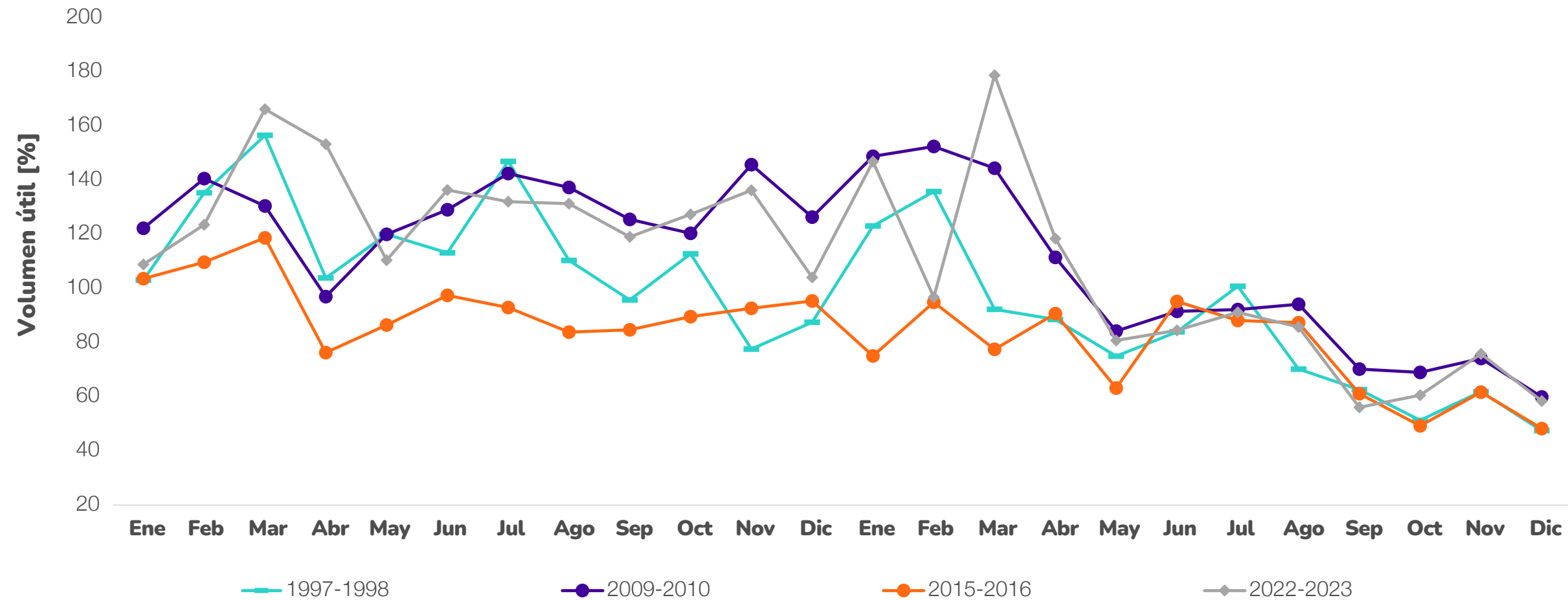
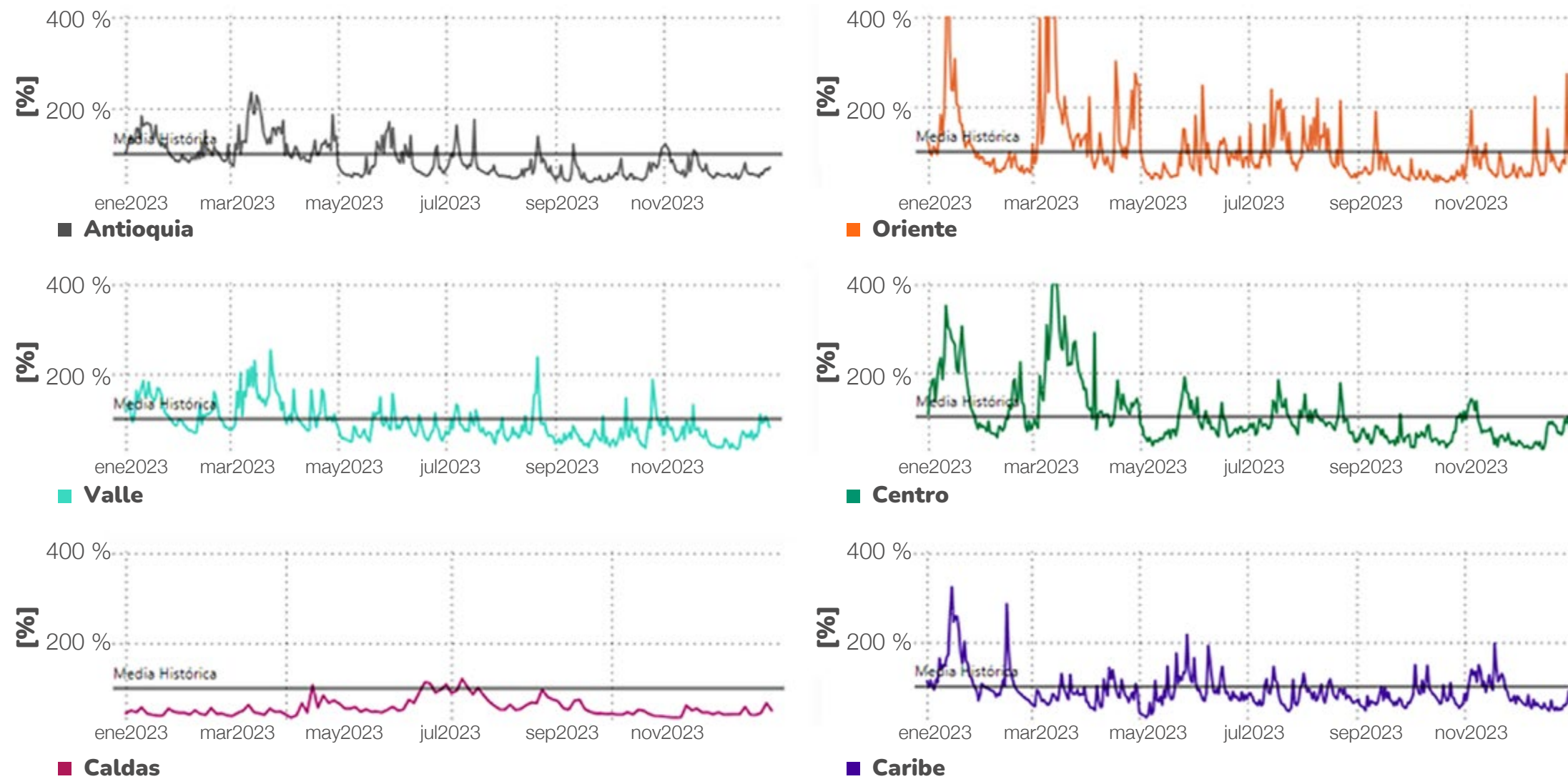


Figura 10. Aportes energéticos al SIN durante eventos El Niño fuertes.

Al realizar el seguimiento de los aportes hídricos por regiones del SIN, observamos que la mayoría de ellas, con excepción de la región de Caldas, la cual fue casi todo el año deficitaria en escurrimiento hídrico, presentaron un comportamiento similar: en la primera mitad de 2023, con aportes hídricos que estuvieron por encima de la media, lo cual reflejó la fase final de La Niña y su transición a condiciones de normalidad, seguida de un segundo semestre de 2023 en el cual, a medida que se fue formando y evolucionando El Niño, los caudales experimentaron una caída generalizada.

En las regiones de Antioquia y Valle los mayores aportes diarios se presentaron hacia el mes de marzo, cuando estuvieron alrededor del 200 % durante algunos días consecutivos. Por su parte, en las regiones Oriente y Centro también se registraron los mayores picos en aportes durante este mes, pero del orden del 400 % la media. En la región Caribe la variabilidad de sus caudales fue inferior a la de la mayoría de las otras, aunque también se observó una clara tendencia de descenso durante el mes de diciembre. Por último, la región de Caldas, como ya se mencionó, fue porcentualmente deficitaria la mayor parte del año.





El valor de las reservas útiles agregadas a fin de año fue de

**70.2 %**

Figura 11. Evolución de los aportes hídricos por regiones durante 2023<sup>10</sup>

### Evolución de las reservas energéticas en 2023

Si bien el comportamiento de las reservas agregadas del SIN tuvo una variabilidad consistente con la climatología estacional en 2023, la primera mitad del año se caracterizó por mantenerse en niveles altos en comparación con los registros históricos, a lo cual

contribuyó la fase final de La Niña. El mayor nivel de fin de mes para el embalse agregado se alcanzó en julio y fue de 81.23 %, luego de lo cual se presentó una reducción gradual de las reservas a medida que El Niño fue madurando y ejerciendo mayor impacto sobre el clima nacional. El valor de las reservas útiles agregadas a fin de año fue de 70.2 %, como se puede ver en la figura 12.

10 Fuente: Sinergox.

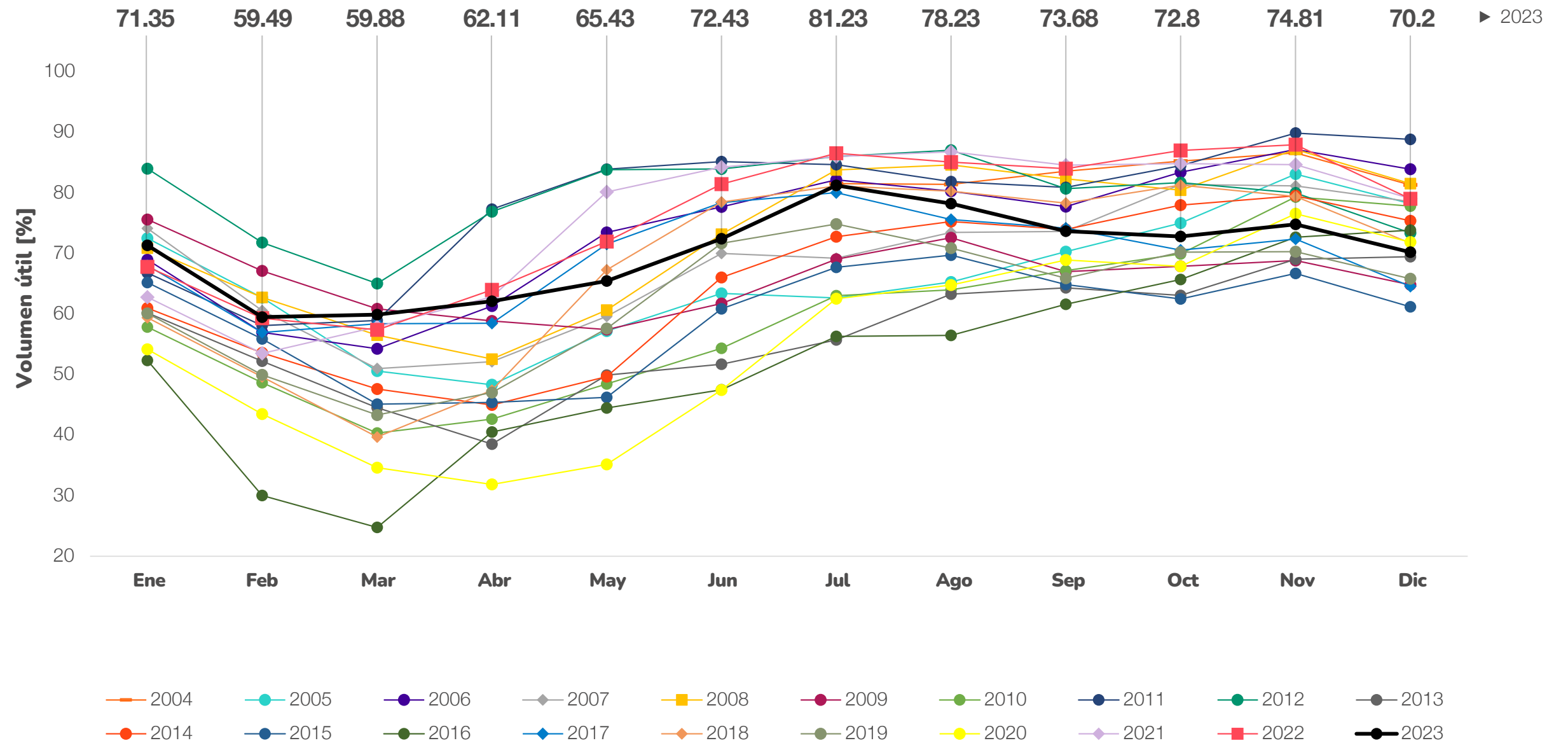


Figura 12. Reservas Útiles del embalse agregado al final de cada mes. Periodo 2004-2023

En la figura 13 se aprecia la evolución de las reservas agregadas por regiones durante 2023. Obsérvese que las reservas de las regiones Antioquia, Centro y Caribe se mantuvieron por encima del 50 % del volumen útil durante todo el año; mientras que en la región Oriente

dichas reservas estuvieron por debajo de esta cifra entre los meses de marzo y junio, superando el 50 % durante el resto del año. Finalmente, en la región Valle las reservas se mantuvieron oscilando alrededor del 50 % la mayor parte del tiempo.



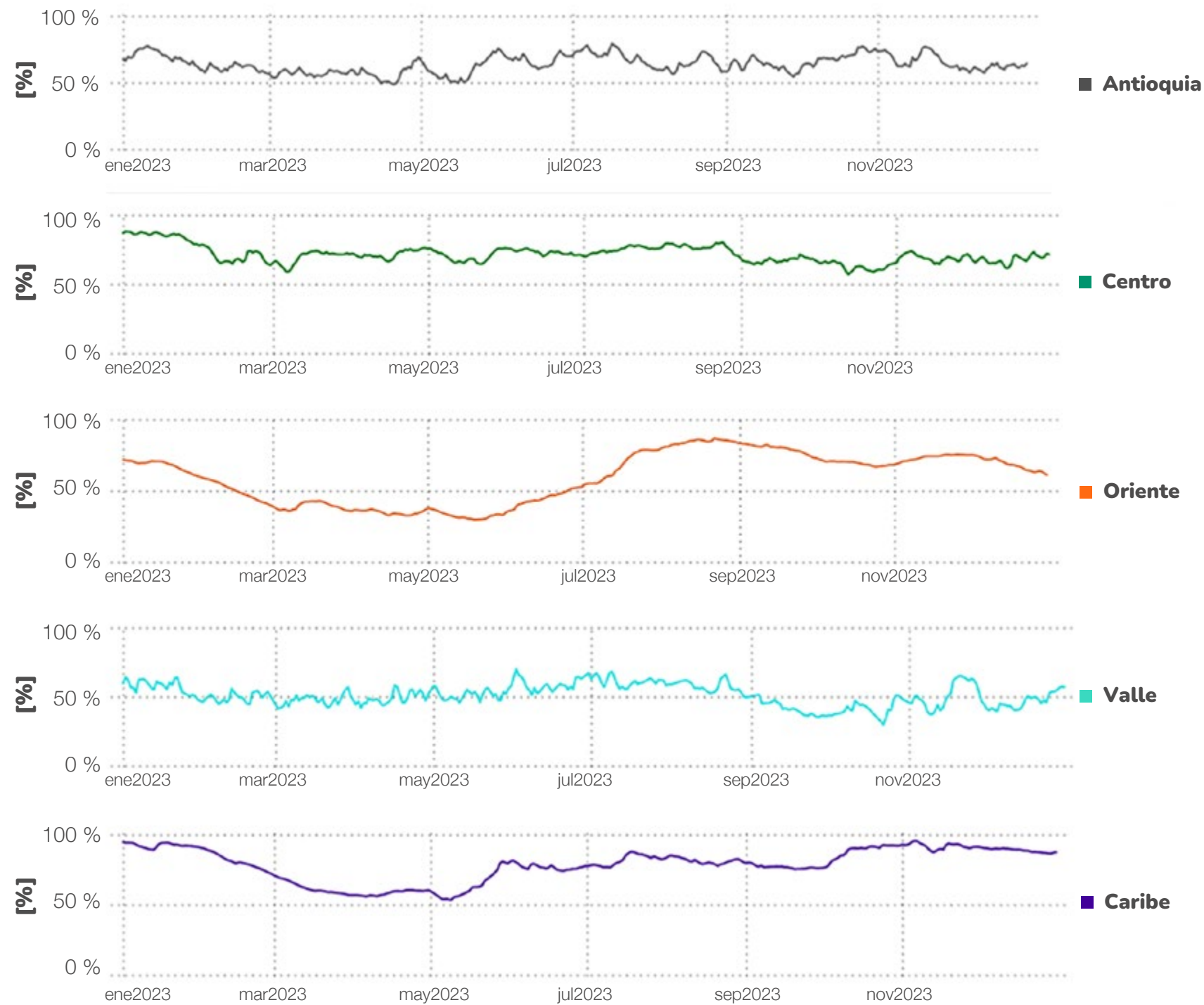


Figura 13. Reservas agregadas del SIN, desagregadas por regiones, durante 2023.<sup>11</sup>

11 Fuente: Sinergox.

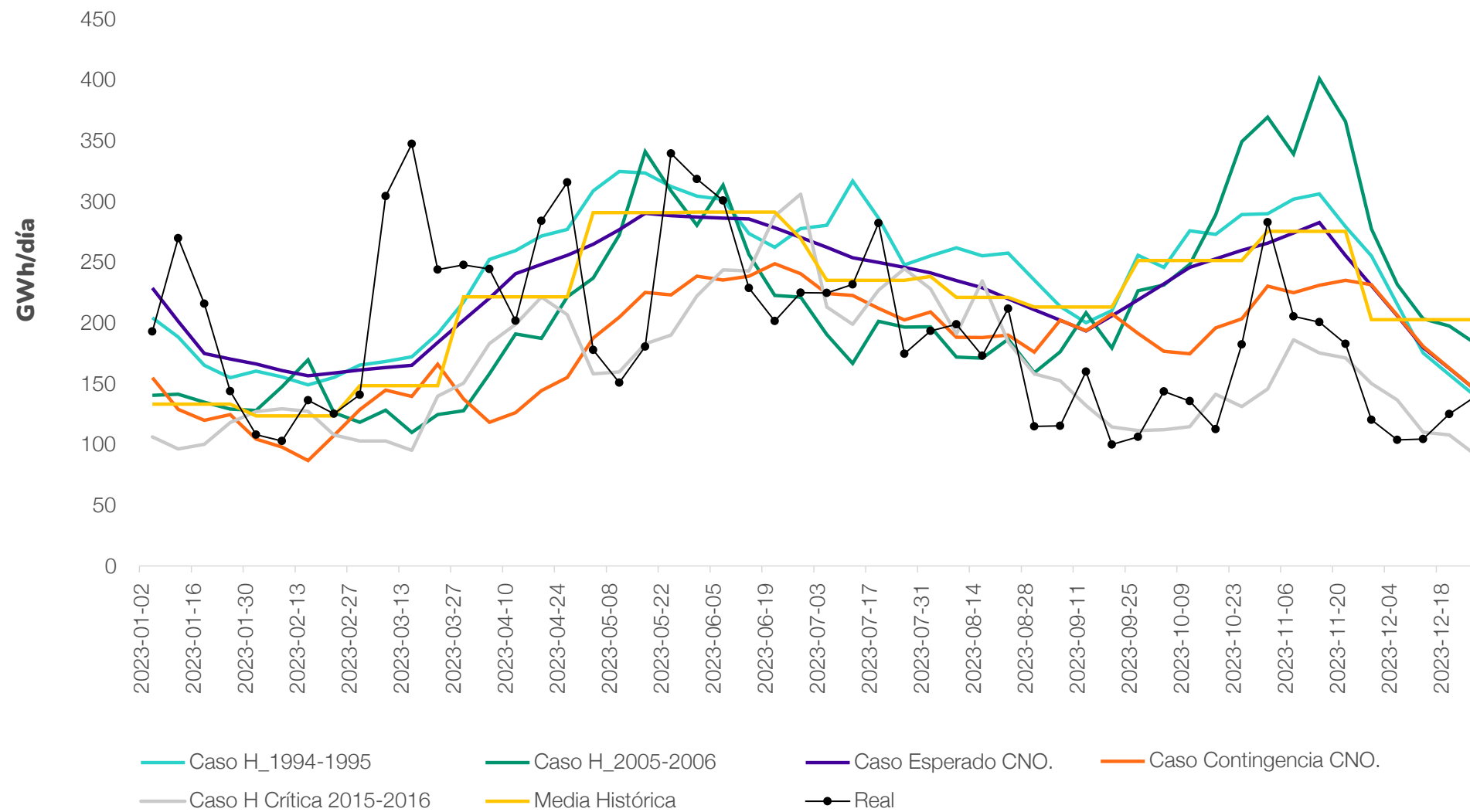
Las variables se representan mediante valores diarios promediados semanalmente.

### 1.1.2 Supuestos para la planeación operativa energética de mediano plazo

A continuación, presentamos la evolución de los supuestos empleados para la planeación de mediano plazo y su comparación con las variables reales observadas. Esta comparación se realiza para los aportes hídricos del sistema, la demanda, la expansión de generación y los intercambios internacionales. Las variables se representan mediante valores diarios promediados semanalmente.

#### Escenarios hidrológicos

La siguiente figura presenta la evolución real de los aportes hídricos en energía como promedio semanal durante el año 2023, así como su comparación con los escenarios hidrológicos determinísticos que fueron considerados, en la primera semana del año 2023, para el planeamiento operativo de mediano plazo.



**Figura 14. Escenarios hidrológicos determinísticos considerados a inicios de 2023.**

Como se puede observar en la figura 14, durante el año 2023 los aportes reales al SIN en un inicio estuvieron por encima de los valores medios históricos, situación que cambió a lo largo del año, finalizando con valores deficitarios respecto a la media histórica. Esta condición se presentó por el tránsito entre el fenómeno de La Niña al de El Niño.

A lo largo del año los aportes hídricos estuvieron dentro del rango de los escenarios seleccionados a comienzos de año. En particular se destacaron valores como los de enero y marzo que no fueron reflejados por estos escenarios. El escenario de hidrología crítica fue el que mejor representó los aportes reales a partir de julio de 2023. Mientras que los aportes de septiembre de 2023 marcaron un registro histórico mínimo para este mes.

**Demanda total del sistema**

El supuesto de proyección de la demanda del sistema que se utiliza en el planeamiento operativo energético considera los escenarios de las revisiones publicadas por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Su selección depende de las condiciones del sistema al momento del estudio y de la posible evolución esperada, que típicamente se correlaciona no solo con variables económicas del país, sino con las posibles condiciones climáticas.

En el primer semestre del año 2023 fue considerado el informe de la UPME “Proyección Demanda Energía Eléctrica, Gas Natural y Combustibles Líquidos 2022-2036”<sup>12</sup> publicado en julio de 2022. Para agosto de 2023 se presentó una actualización del informe, publicado por la UPME como “Proyección de la Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima 2023-2037”<sup>13</sup>.

12 Este informe puede consultarse en: [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe\\_proyeccion\\_demanda\\_energeticos.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_proyeccion_demanda_energeticos.pdf)  
 13 Este informe puede consultarse en: [https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/UPME\\_Proyeccion\\_demanda\\_2023-2037\\_VF2.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/UPME_Proyeccion_demanda_2023-2037_VF2.pdf)



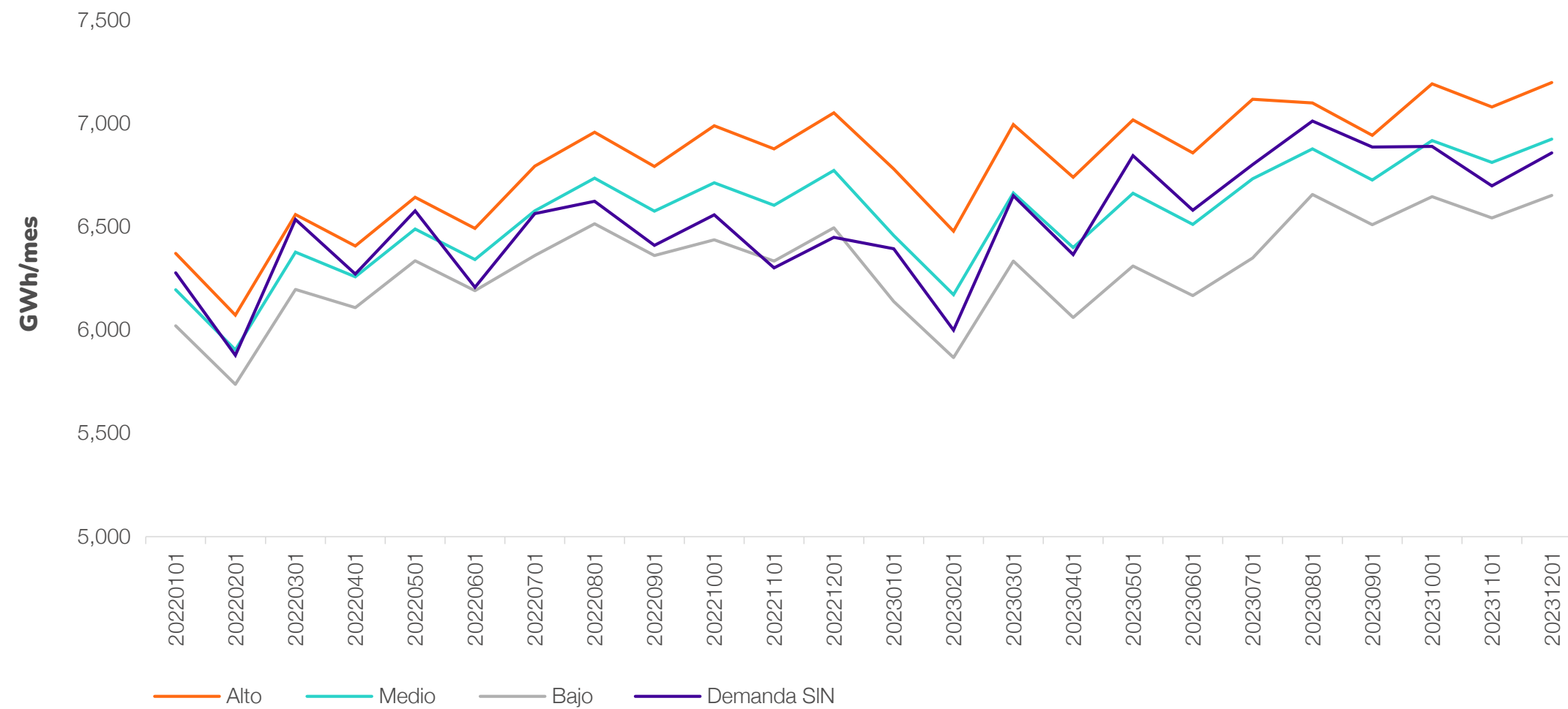


Figura 15. Escenarios UPME vs. demanda real del SIN en 2023.

En la comparación de la gráfica anterior se observa que, desde el primer semestre del año 2023, la demanda se ha ubicado entre los escenarios bajo y alto por lo que hasta octubre del 2023 se consideraba el escenario medio para el análisis de planeación energética.

Durante el último semestre del 2023 se evidencia un crecimiento constante en el tiempo de la demanda, dadas las condiciones del fenómeno de El Niño consolidado este año. Con estas condiciones, se considera en el análisis energético un incremento del 2 % de la demanda respecto al escenario medio, hasta finalizar el periodo de verano en abril del 2024.

### Expansión de la generación

El supuesto utilizado para la selección de los proyectos de generación en el planeamiento operativo energético de mediano y largo plazo en 2023 consideró aquellos proyectos que cumplieron con los requisitos establecidos en la Resolución CREG 075 de 2021 (la cual define las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el SIN), entre ellos el hecho de haber otorgado una garantía para la reserva de capacidad de transporte.



A inicios del año 2023 se esperaba la entrada del siguiente portafolio de proyectos, los cuales cumplían con el criterio definido para los análisis energéticos:

Proyecto	Tipo	CEN (MW)	FPO
Ituango (Und 3 y 4)	HIDRO	600	10/09/2023
C_CANDELARIA (Cierre ciclo)	TÉRMICO	241	21/03/2023
TERMOCARIBE3	TÉRMICO	42	3/11/2023
E_Carroto	EÓLICO	10	30/06/2023
E_Wayuu	EÓLICO	12	30/06/2023
E_Guajiral	EÓLICO	20	31/08/2023
E_Magdalena	EÓLICO	99.9	30/09/2023
E_Culantral	EÓLICO	99.9	30/09/2023
E_Acacias2	EÓLICO	80	31/12/2023
H_TZII	MENOR HIDRO	10.5	1/01/2023
H_Caracoli	MENOR HIDRO	3.75	31/03/2023
H_CascadaGra	MENOR HIDRO	2.09	30/06/2023
H_SBartolome	MENOR HIDRO	20	30/06/2023
H_Oibita	MENOR HIDRO	20	30/06/2023
S_GrSFelipe	SOLAR	9.9	1/01/2023
S_Baranoa	SOLAR	19.3	1/01/2023
S_Lanceros	SOLAR	9.9	1/01/2023
S_Flandes	SOLAR	19.9	1/01/2023
S_Dulima	SOLAR	19.9	1/01/2023

Proyecto	Tipo	CEN (MW)	FPO
S_Monteliban	SOLAR	9.9	7/01/2023
S_CSBuga1	SOLAR	4.9	31/01/2023
S_Sunnorte	SOLAR	0	1/02/2023
S_LatamSolar	SOLAR	150	28/02/2023
S_Proserida	SOLAR	19.5	28/02/2023
S_Morrosqll1	SOLAR	19.5	28/02/2023
S_Morrosqll2	SOLAR	19.5	28/02/2023
S_Ceiba	SOLAR	8	28/02/2023
S_Lalguana	SOLAR	19.5	31/03/2023
S_Girasoles	SOLAR	9.5	31/03/2023
S_Guayacan	SOLAR	8	31/03/2023
S_SanFelipe	SOLAR	0	1/04/2023
S_Alma1	SOLAR	9.9	30/04/2023
S_Colorados	SOLAR	9.9	30/04/2023
S_Colorados2	SOLAR	9.9	30/04/2023
S_PetaloMagd	SOLAR	9.9	30/04/2023
S_PoloNuevo2	SOLAR	9.9	30/05/2023
S_Guayepo	SOLAR	200	30/05/2023
S_Filigrana	SOLAR	9.9	31/05/2023
S_Tolua	SOLAR	19.9	30/06/2023
S_TierraLind	SOLAR	9.99	30/06/2023

Proyecto	Tipo	CEN (MW)	FPO
S_Arenal	SOLAR	2	31/12/2023
S_Cordobita	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_Badell	SOLAR	8.6	31/12/2023
S_Ubate	SOLAR	28	31/12/2023
S_PortonSol	SOLAR	102	31/12/2023
S_BSLlanos	SOLAR	79.6	31/12/2023
S_SabanaLarg	SOLAR	200	31/12/2023
S_AtlanPhoto	SOLAR	199.5	31/12/2023
S_Shangrila	SOLAR	160	31/12/2023
S_BSLlanos7	SOLAR	99.9	31/12/2023
S_LasMarias	SOLAR	99.5	31/12/2023
S_Pubenza	SOLAR	0	31/12/2023
S_Pacande	SOLAR	50	31/12/2023
S_MataRedond	SOLAR	25	31/12/2023
S_BSBolvr500	SOLAR	19.9	31/12/2023
S_PSFBaranoa	SOLAR	19.9	31/12/2023
S_BSBolvr503	SOLAR	19.9	31/12/2023
S_BSBolvr504	SOLAR	19.9	31/12/2023
S_Chicamoch1	SOLAR	19.9	31/12/2023



Proyecto	Tipo	CEN (MW)	FPO
S_Chicamoch2	SOLAR	19.9	31/12/2023
S_Chicamocha	SOLAR	19.9	31/12/2023
S_PetaCesall	SOLAR	19.9	31/12/2023
S_Escobal1	SOLAR	19.9	31/12/2023
S_Escobal2	SOLAR	19.9	31/12/2023
S_Escobal3	SOLAR	19.9	31/12/2023
S_Escobal4	SOLAR	19.9	31/12/2023
S_Escobal5	SOLAR	19.9	31/12/2023
S_Gualanday	SOLAR	19.9	31/12/2023
S_BSBolvr501	SOLAR	19.9	31/12/2023
S_BSBolvr502	SOLAR	19.9	31/12/2023
S_Morrosqll3	SOLAR	19.9	31/12/2023
S_PtoTejada	SOLAR	19.9	31/12/2023
S_Zapatoca	SOLAR	15.5	31/12/2023
S_PtrWilches	SOLAR	15	31/12/2023
S_PetaloSucr	SOLAR	9.99	31/12/2023
S_ElTropezon	SOLAR	9.99	31/12/2023
S_Dinamarca	SOLAR	9.99	31/12/2023
S_Versalles	SOLAR	9.99	31/12/2023
S_BrisaSol3	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_Oicata	SOLAR	9.9	31/12/2023

Proyecto	Tipo	CEN (MW)	FPO
S_Cordoball	SOLAR	9.99	30/06/2023
S_ElCampano	SOLAR	0	30/06/2023
S_Paipa_I	SOLAR	88	30/06/2023
S_Paipa_II	SOLAR	72	30/06/2023
S_Victoria1	SOLAR	19.9	30/06/2023
S_Victoria2	SOLAR	19.9	30/06/2023
S_TamarindI	SOLAR	9.9	30/06/2023
S_TamarindII	SOLAR	9.9	30/06/2023
S_Suarez	SOLAR	8	30/06/2023
S_AutBavaria	SOLAR	6	30/06/2023
S_TerTasajer	SOLAR	4	30/06/2023
S_Union	SOLAR	0	30/06/2023
S_LaMata	SOLAR	0	30/06/2023
S_ParqueUrra	SOLAR	0	30/07/2023
S_SanIsidro	SOLAR	19.09	31/07/2023
S_PlanetaRic	SOLAR	19.9	31/07/2023
S_Guayepo2	SOLAR	200	31/08/2023
S_Sandaloll	SOLAR	9.9	30/09/2023
S_ElColibri	SOLAR	19.9	30/09/2023
S_Caracoli	SOLAR	0	23/10/2023
S_Tepuy	SOLAR	0	31/10/2023

Proyecto	Tipo	CEN (MW)	FPO
S_Zambranoll	SOLAR	15.5	31/10/2023
S_Jumi	SOLAR	9.9	31/10/2023
S_CRLI	SOLAR	9.9	31/10/2023
S_PN1	SOLAR	9.9	31/10/2023
S_SGD	SOLAR	9.9	31/10/2023
S_ParqueOLDT	SOLAR	9.9	31/10/2023
S_JuanaMaria	SOLAR	9.4	31/10/2023
S_Nabusimake	SOLAR	0	30/11/2023
S_CBarbosal	SOLAR	9.9	1/12/2023
S_CBarbosall	SOLAR	9.9	1/12/2023
S_Pradera	SOLAR	40	30/12/2023
S_PetaloCesa	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_Alejandría	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_Yuma	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_Bugalagr	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_Sincerin	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_SFrancisco	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_Sachica	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_Barranquit	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_LaMena	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_Piojol	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_Piojoll	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_Piojolll	SOLAR	9.9	31/12/2023

Proyecto	Tipo	CEN (MW)	FPO
S_Numbana	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_HondaSol1	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_ApuloSol1	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_Buenavista	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_SoldeMarII	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_CentroSola	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_HondaSol2	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_PSColima	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_PSCondor	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_Morichal	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_Ardobelal	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_PSJeques	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_Ardobelall	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_ElArbolito	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_SolyCielo1	SOLAR	9.9	31/12/2023
S_Alma2	SOLAR	9.8	31/12/2023
S_ElGuamo	SOLAR	9	31/12/2023
S_Natagaima	SOLAR	5	31/12/2023
S_PSRovira	SOLAR	3.2	31/12/2023
S_Purificac	SOLAR	2	31/12/2023

**Tabla 2. Portafolio de proyectos considerados a inicios del año 2023.**

Enlace: [https://docs.google.com/spreadsheets/d/1DfzTlJvfUyWT\\_7XeBWdaxZOdLwXERw/edit#gid=819755807](https://docs.google.com/spreadsheets/d/1DfzTlJvfUyWT_7XeBWdaxZOdLwXERw/edit#gid=819755807)

Por otra parte, en la siguiente tabla se presenta el listado de proyectos por tecnología que, a comienzo del año, se esperaba entraran a operar en el sistema durante 2023 versus los que realmente se declararon en explotación comercial.

TIPO	Proyectos considerados análisis energético inicio 2023		Proyectos declarados en explotación comercial en 2023	
	CEN (MW)	NÚM. DE PROYECTOS	CEN (MW)	NÚM. DE PROYECTOS
HIDRO	656.3	6	642	4
TÉRMICO	283	2	293	2
EÓLICO	321.8	6	0	0
SOLAR	3802.6	130	207	26
<b>Total</b>	<b>5063.8</b>	<b>144</b>	<b>1142</b>	<b>32</b>

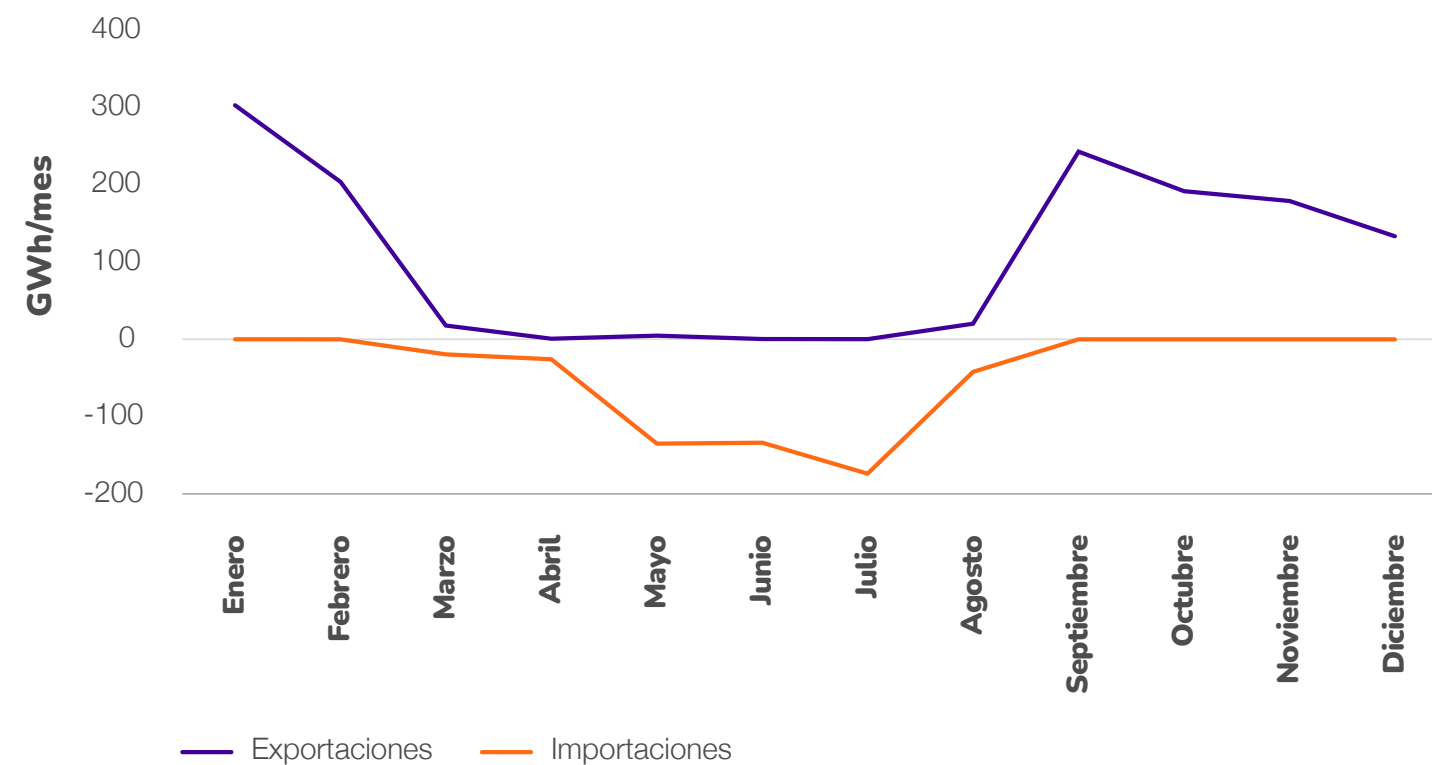
**Tabla 3. Proyectos considerados a inicio 2023 vs declarados en explotación comercial para el 2023.**

Se resalta que los proyectos de generación considerados en este análisis tienen un gran impacto en los resultados del planeamiento operativo energético, dada la diferencia entre los proyectos esperados y los realmente declarados en explotación comercial. En XM constantemente realizamos sensibilidades a este supuesto, con el objetivo de dar señales oportunas acerca de la confiabilidad del sistema para atender la demanda.



### Intercambios internacionales

Los estudios energéticos principalmente consideran el panorama del SIN operando en forma autónoma (aislado) con el fin de dar las señales de uso de los recursos para lograr un abastecimiento con recursos propios de generación. Sin embargo, como se muestra en la siguiente gráfica, durante el año existieron intercambios de energía con el sistema ecuatoriano.



**Figura 16. Intercambios internacionales en 2023.**

Se observa que la mayor importación desde Ecuador se presentó en el mes de julio con un valor aproximado de 5.6 GWh/día promedio mes. En el último trimestre del año, debido a las condiciones hidrológicas en Ecuador, se presentaron exportaciones de energía hacia Ecuador con valores hasta de 8 GWh/día promedio en el mes de septiembre.

### 1.1.3. Comparación de las señales de planeamiento versus las variables reales del SIN

En esta sección presentamos la comparación entre las señales de planeamiento energético de mediano y largo plazo, con la evolución de las principales variables reales del SIN. Los análisis se centran en los aportes totales, la producción hidráulica, la producción térmica y el nivel del embalse.

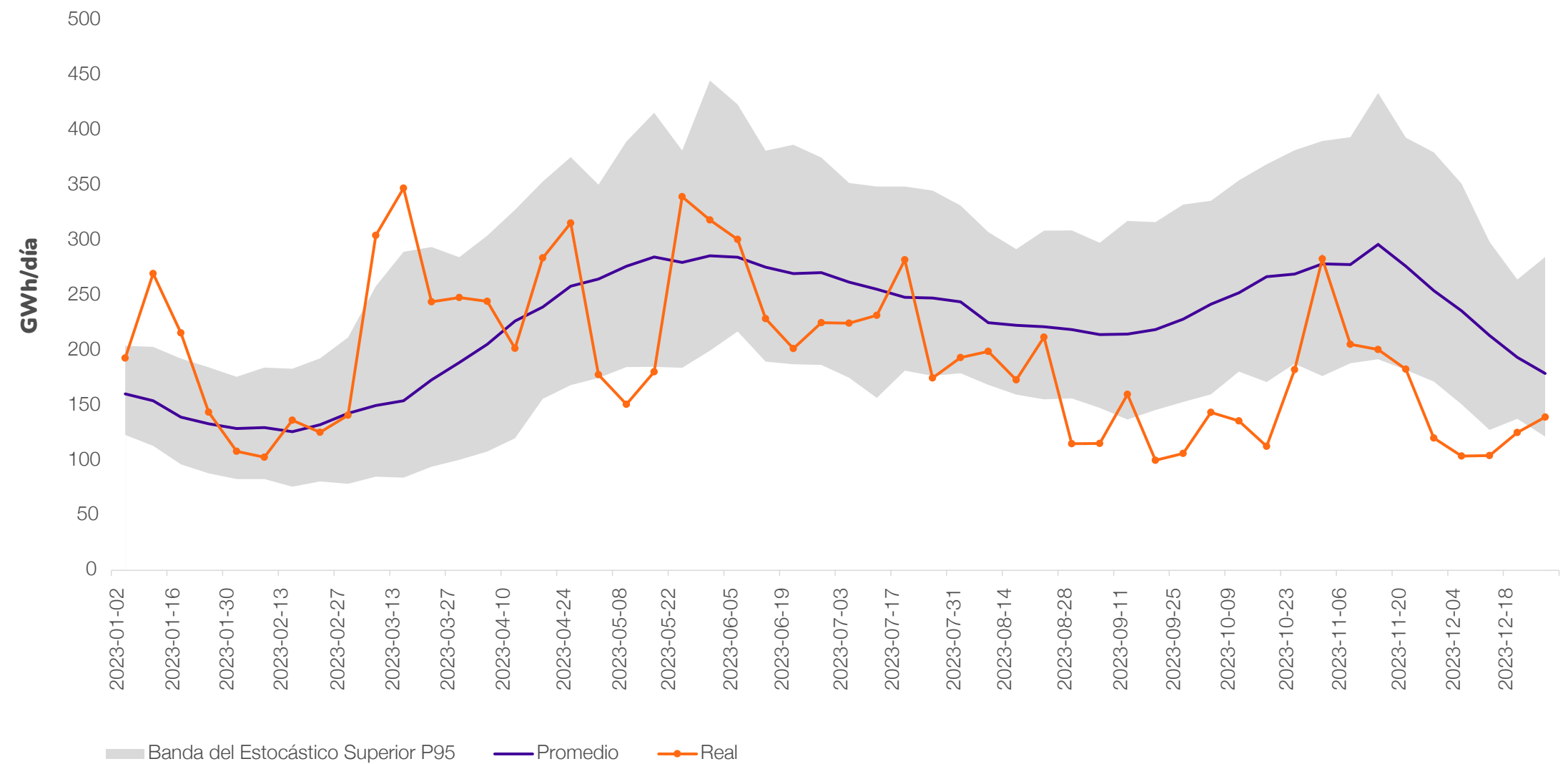
#### Planeamiento de mediano plazo

El estudio de mediano plazo tiene como horizonte de estudio dos años con resolución semanal. Los principales supuestos de este análisis fueron los mostrados en la sección anterior. La comparación que se muestra a continuación toma como base los resultados de los análisis determinísticos realizados la primera semana de 2023, y puede consultarse en detalle en el siguiente enlace:

Resultados mediano plazo

Cabe resaltar que los análisis energéticos realizados no se pueden considerar de carácter predictivo, ya que los resultados que se obtienen están fuertemente condicionados por los supuestos considerados, que pueden divergir de manera significativa de la realidad operativa. Sin embargo, estos análisis indicativos son el mecanismo que pretende proporcionar señales tempranas de posibles riesgos en el sistema ante los supuestos que se consideren. El planeamiento operativo energético es un proceso de continua realimentación y sus señales son ajustadas permanentemente a medida en que se revalúan las proyecciones de las variables teniendo en cuenta nueva información.

Como se comentó en el aparte de escenarios hidrológicos determinísticos, las expectativas de los escenarios hidrológicos seleccionados en la primera semana de 2023 consideraban los resultados de los análisis de los centros especializados de predicción climática (IRI, BOM, etc.), los cuales preveían el inicio de un fenómeno de El Niño durante 2023. Esto implicaría que los aportes hídricos tendrían una gran probabilidad de estar por debajo de la media histórica una vez finalizado el periodo de verano 2022-2023, considerando que los acuíferos venían de temporadas húmedas de un fenómeno de La Niña del 2022 y que esto ocasionaría un periodo inicial de transición de periodos húmedos a condiciones deficitarias de Niño. Los estudios estocásticos realizados a comienzos de año muestran una situación coherente con estos supuestos. Los aportes reales se mantuvieron por encima del promedio del estocástico durante los meses de verano iniciales del año, posteriormente iniciado el periodo de invierno (mayo-noviembre) los aportes empezaron a disminuir ubicándose en valores inferiores a la media y, finalmente, desde septiembre se consolidaron los aportes deficitarios del fenómeno de El Niño 2023, oficializado una vez se completaron los periodos consecutivos del indicador ONI.



**Figura 17. Comparación escenarios de aportes estocásticos vs real durante el 2023.**

**Los estudios estocásticos realizados a comienzos de año muestran una situación coherente con estos supuestos.**



A continuación, se ilustran los comparativos de la generación total térmica e hidráulica del SIN de los modelos versus la realidad operativa. Las siguientes figuras corresponden a las comparaciones de los resultados de la generación hidráulica total del SIN en los casos determinísticos y estocásticos vs. la producción real:

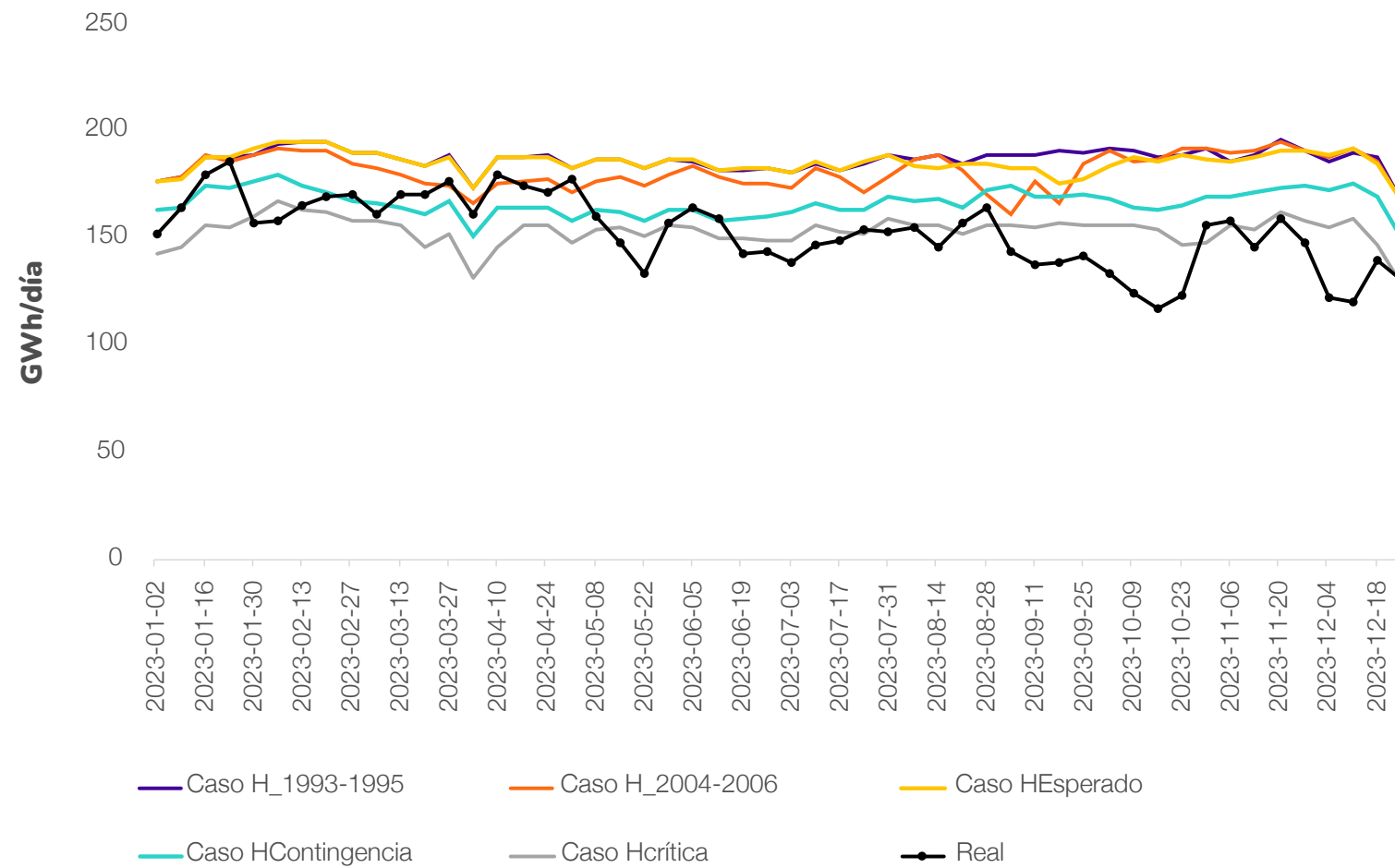


Figura 18. Comparación generación hidráulica casos determinísticos vs real durante el 2023.

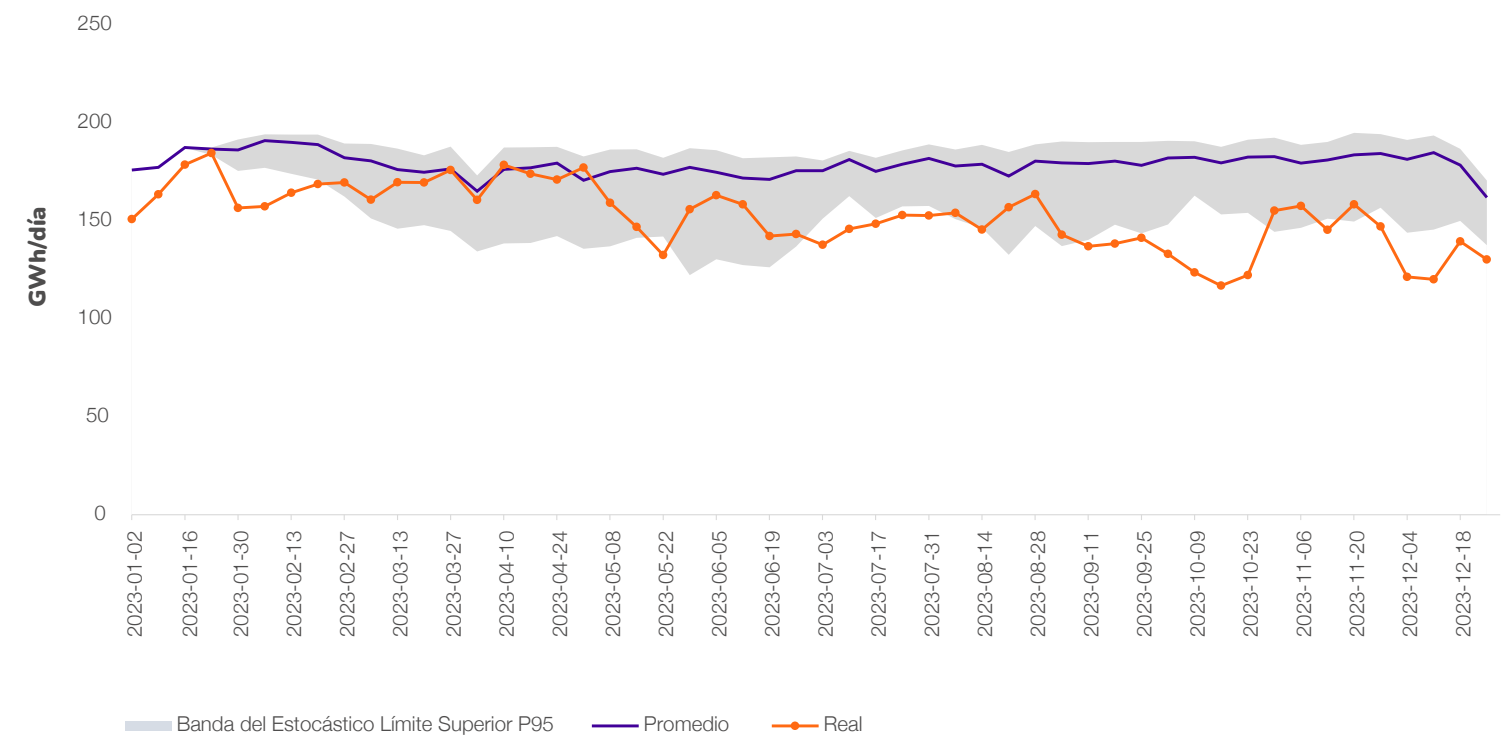


Figura 19. Comparación generación hidráulica casos estocásticos vs real durante el 2023.

Las siguientes gráficas ilustran el caso de la generación térmica de los estudios determinístico y estocástico vs. el valor real.

En las gráficas anteriores observamos que la generación hidráulica tiene una desviación negativa entre el valor real y los valores resultados tanto del análisis determinístico como estocástico (inferior al percentil 5 PSS), esto como respuesta a los aportes deficitarios por condiciones del fenómeno de El Niño de 2023.

Las siguientes gráficas ilustran el caso de la generación térmica de los estudios determinístico y estocástico vs. el valor real:

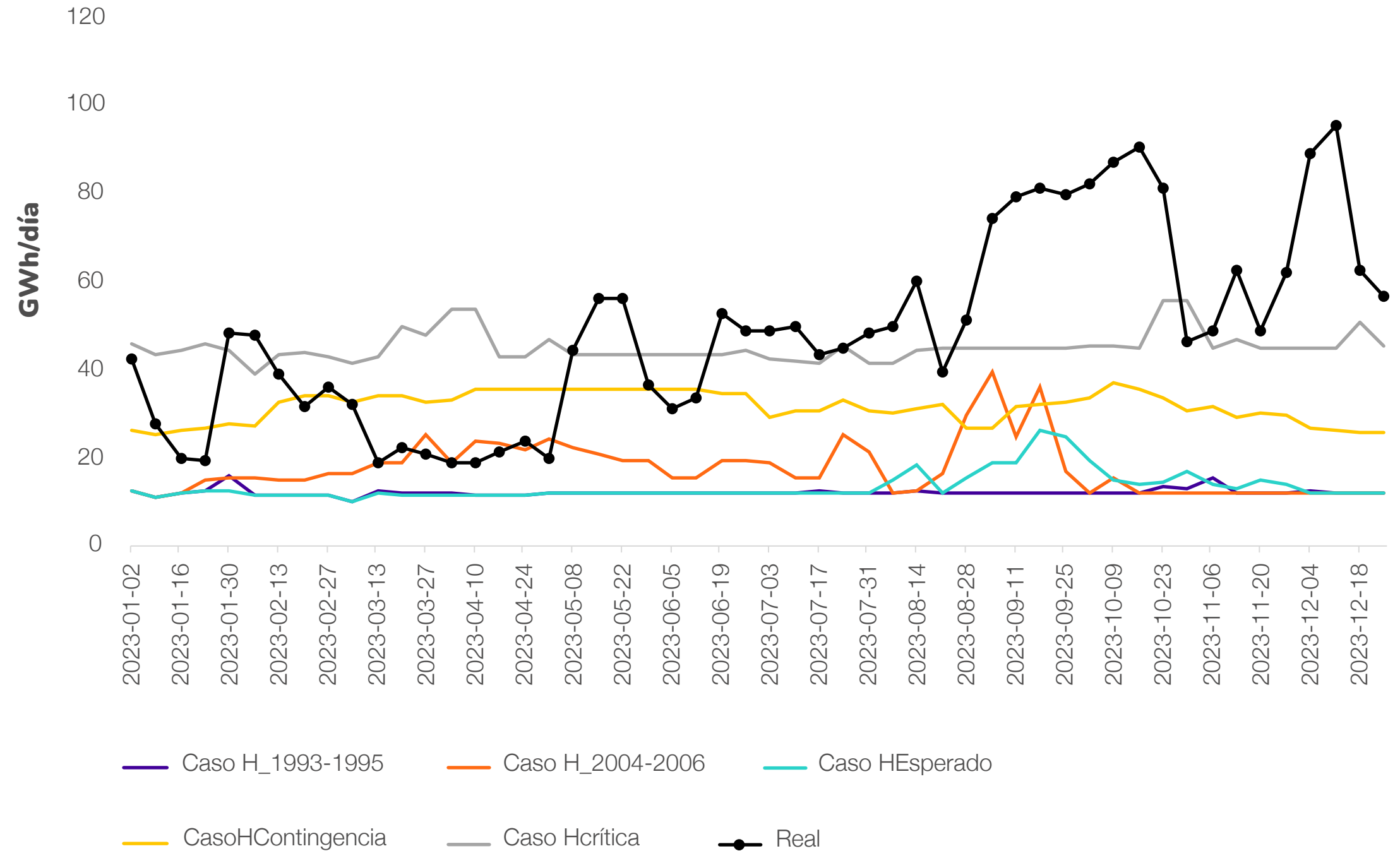


Figura 20. Comparación generación térmica casos determinísticos vs real durante el 2023.



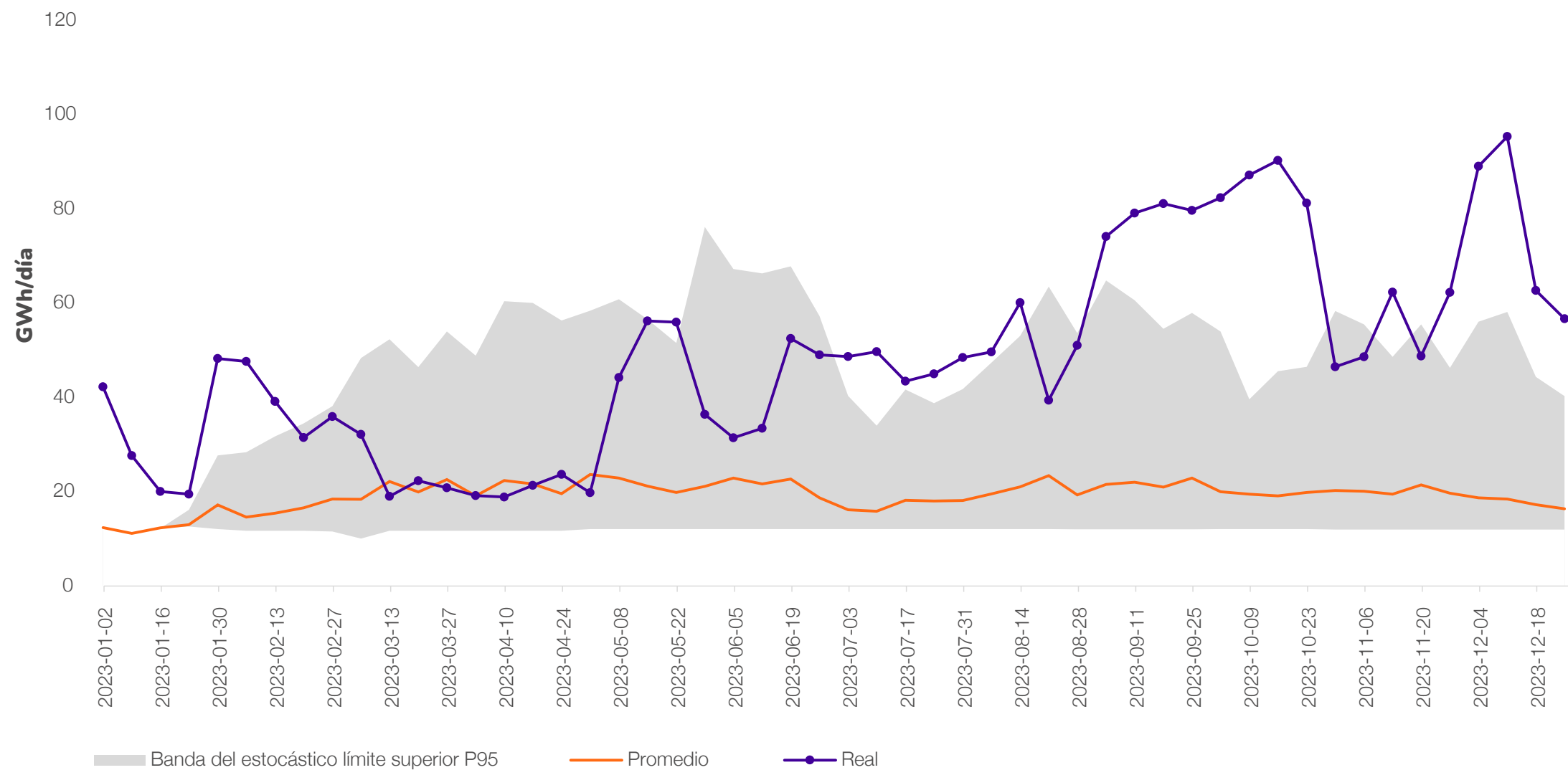


Figura 21. Comparación generación térmica casos estocásticos vs real durante el 2023.

Como respuesta al comportamiento real de la generación hidráulica, la generación térmica real tuvo un comportamiento superior al esperado, tanto en los escenarios determinísticos como en el estocástico (superior al percentil 95 PSS), a partir del inicio del periodo de invierno del 2023 en el que se consolidaron las condiciones del fenómeno de El Niño.

La generación térmica real desde septiembre del 2023 ha estado fuera del rango del P95 del caso estocástico y de los casos críticos determinísticos, dado el alto uso del parque térmico para compensar los meses más deficitarios del año.

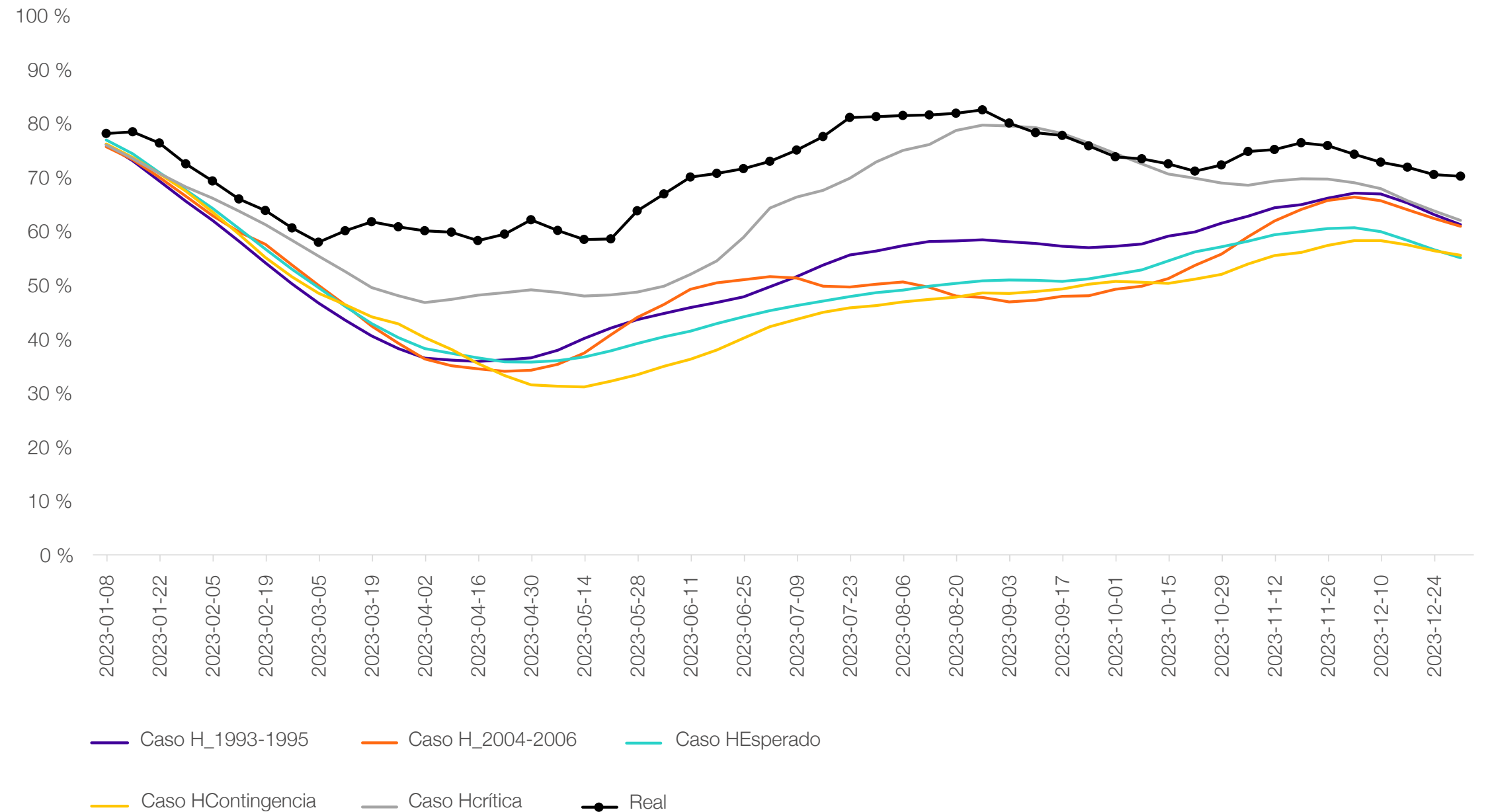
**La generación térmica real tuvo un comportamiento superior al esperado.**

Para el embalse agregado del SIN, los estudios determinísticos muestran que los casos considerados tuvieron una evolución ligeramente superior al valor real en las primeras semanas del año (hasta febrero), que se puede ver en la siguiente gráfica:

**Respecto a los resultados propuestos en el estudio estocástico de inicio del año 2023, el nivel de embalse real estuvo aproximado a los valores 95 PSS gran parte del año.**

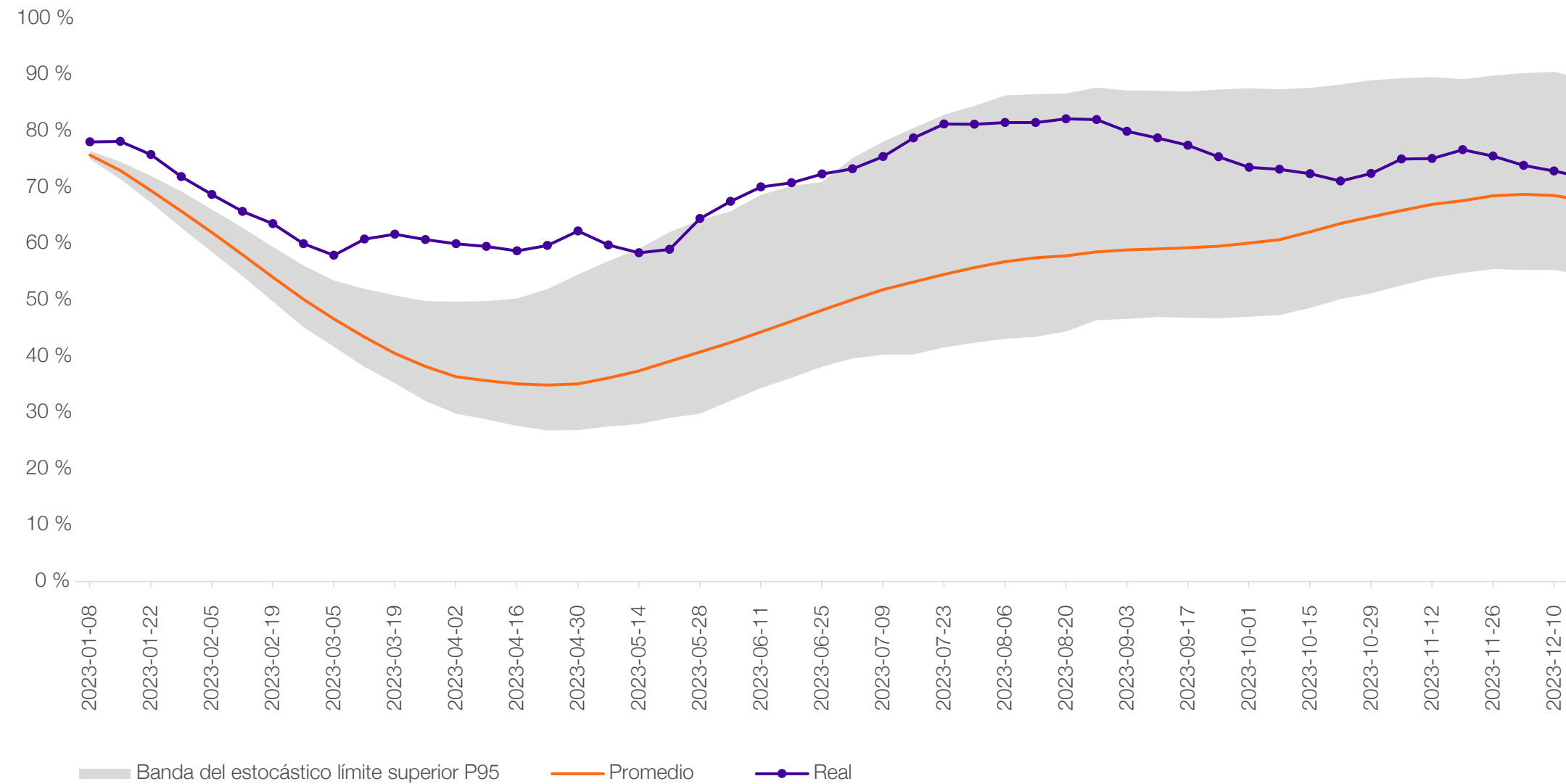
Consecuentemente, para los meses posteriores, fruto de los aportes recibidos hasta abril de 2023 y la respuesta de la generación térmica a partir de mayo, ese nivel fue aumentando, ubicándose siempre por encima de los valores planteados en todos los escenarios determinísticos considerados.

Respecto a los resultados propuestos en el estudio estocástico de inicio del año 2023, el nivel de embalse real estuvo aproximado a los valores 95 PSS gran parte del año y tan solo en el último trimestre se ubicó dentro de ella, cercano al promedio estocástico.



**Figura 22. Comparación evolución embalse de casos determinísticos vs real durante el 2023.**





### Planeamiento de largo plazo

Las simulaciones energéticas de largo plazo realizadas en el mes de enero de 2023 se toman como referencia para las comparaciones con los valores reales de las diferentes variables analizadas. Es importante resaltar que los resultados obtenidos se ven fuertemente impactados por los supuestos seleccionados para cada una de las variables. La descripción completa de esta información se encuentra en el siguiente enlace: <https://www.xm.com.co/operaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n/planeaci%C3%B3n-largo-plazo/an%C3%A1lisis-energ%C3%A9tico-de-largo-plazo-mpode-resultado-de-estudios>.

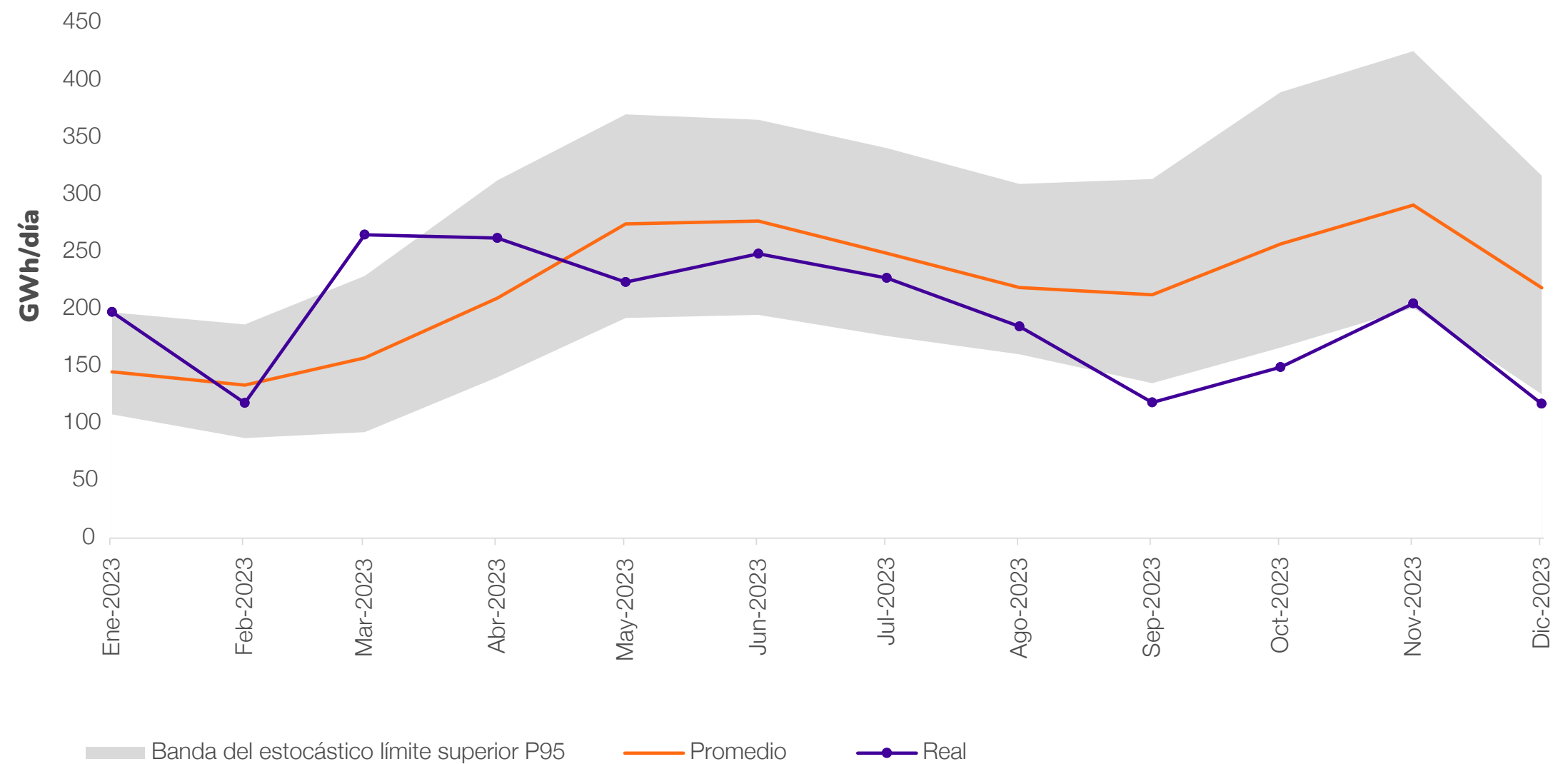
Figura 23. Comparación evolución embalse de casos estocásticos vs real durante el 2023.

A continuación presentamos la comparación para las principales variables:

La figura 24 muestra la banda de variación de los aportes mensuales expresados en promedio diario que fue generado por el modelo de caudales ARP del modelo SDDP. De igual forma se muestra la energía afluente real presentada en cada mes del 2023. En términos mensuales, los aportes reales del SIN estuvieron por encima del promedio del estocástico entre enero y abril: una vez consolidadas las condiciones del fenómeno de El Niño los aportes presentaron un comportamiento deficitario desde mayo hasta diciembre, llegando a valores por debajo del 5 PSS en septiembre, octubre y diciembre.

**La figura 24 muestra la banda de variación de los aportes mensuales expresados en promedio diario que fue generado por el modelo de caudales ARP del modelo SDDP.**

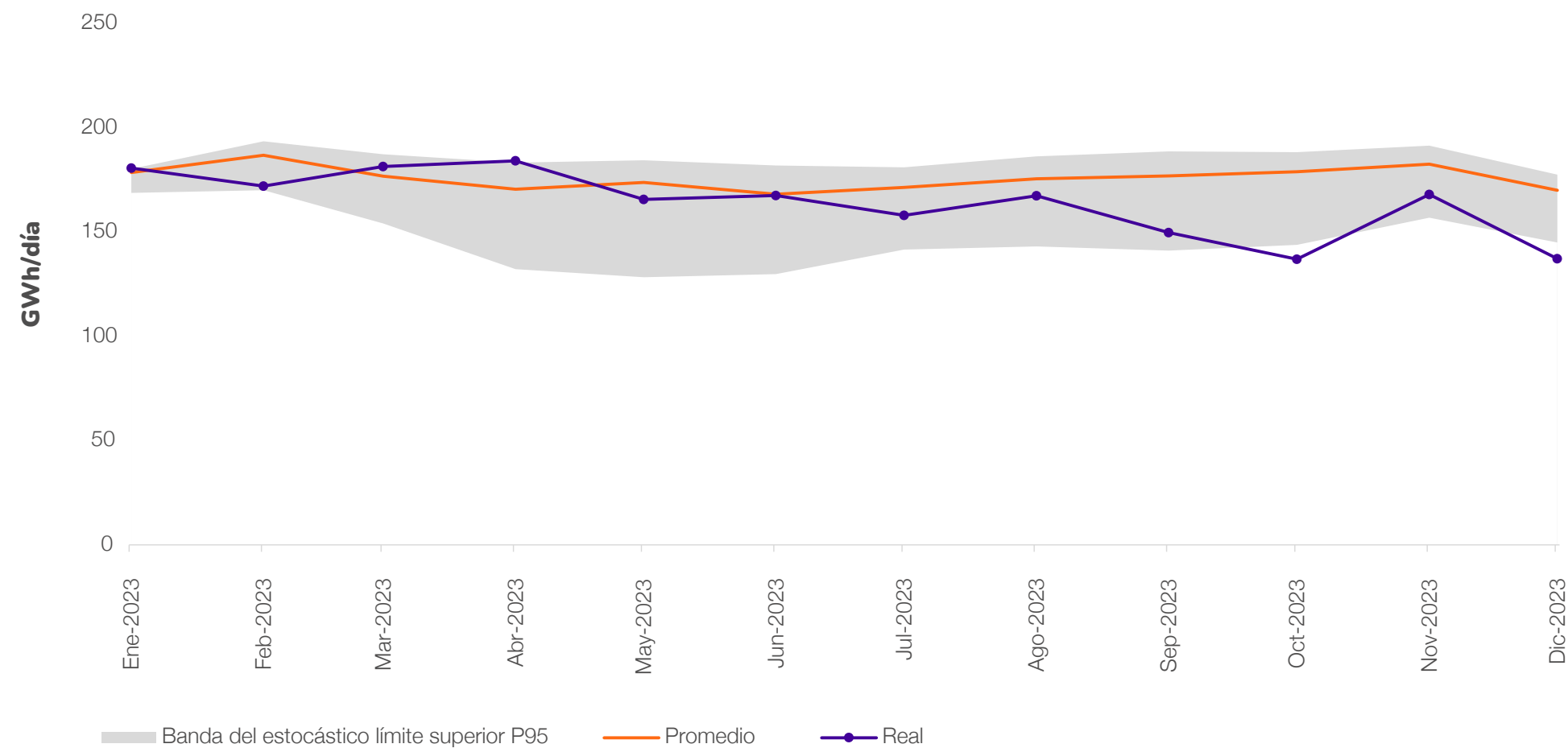
**Aportes en energía del estudio de LP de enero 2023 vs Real**



**Figura 24. Aportes en energía del estudio de LP de enero 2023 vs Real.**



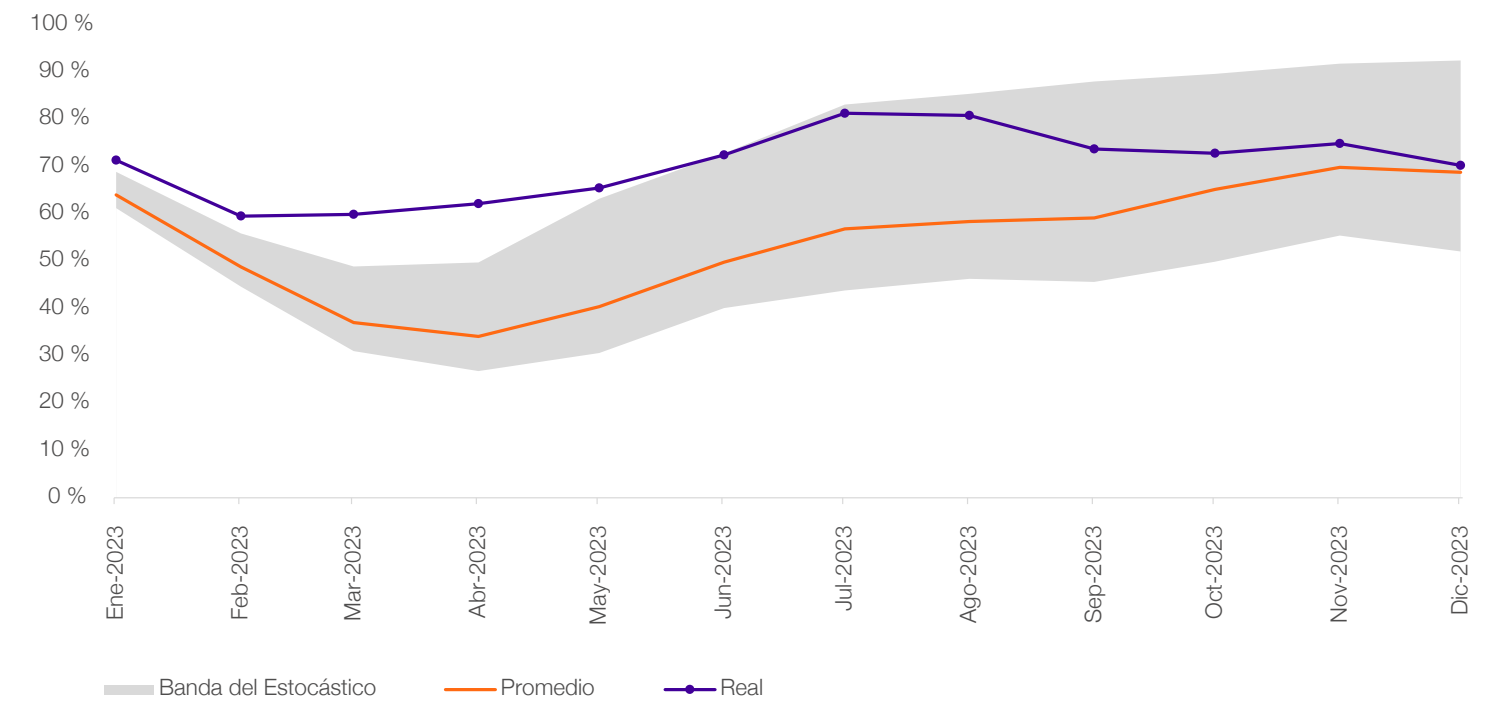
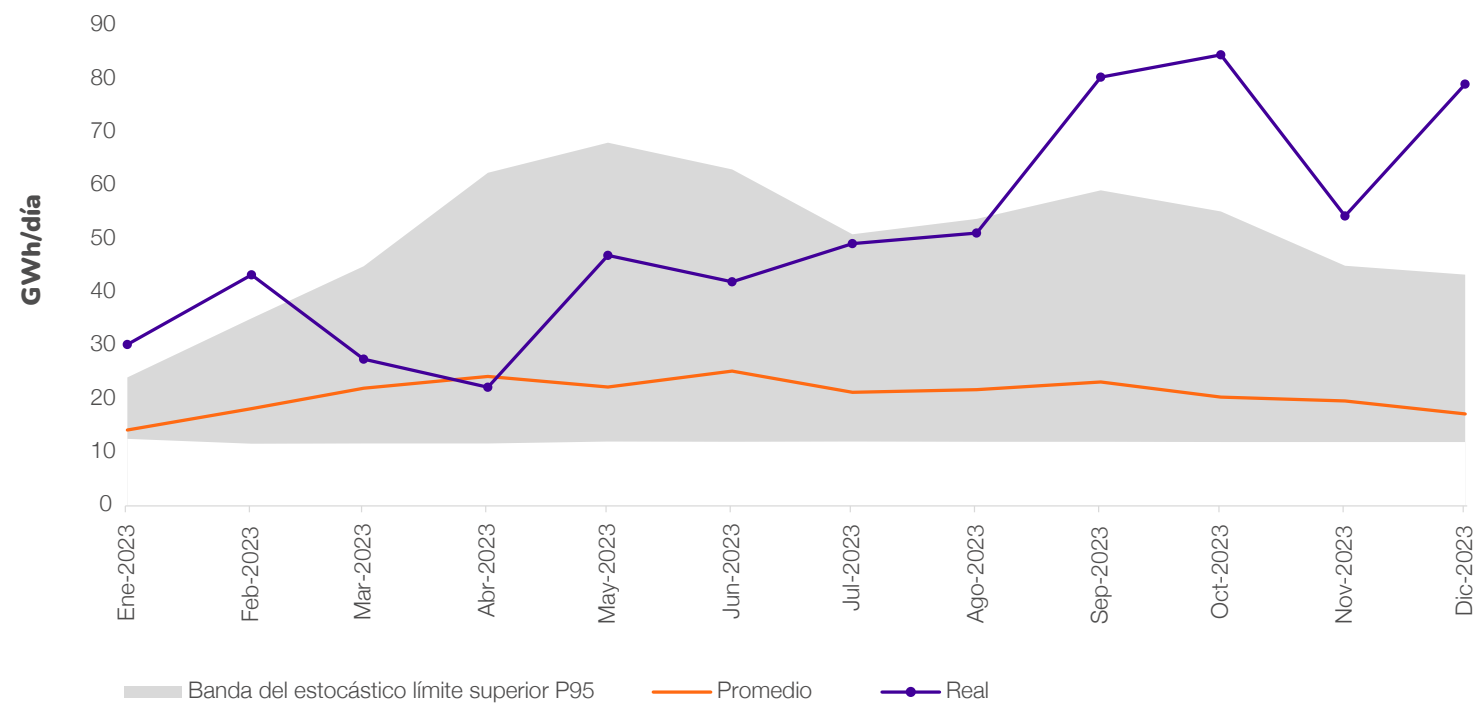
La generación hidráulica propuesta por el modelo estocástico de largo plazo corrido en enero de 2023, y su comparación con el valor real de la generación hidráulica del SIN, se aprecia en la siguiente figura:



**Figura 25. Banda de variación de la generación hidráulica de estudio de LP enero 2023 vs Real.**

Las expectativas de producción de generación hidráulica resultado del análisis estocástico de inicio del año 2023 estuvieron muy cercanas a la realidad operativa durante el primer semestre, haciendo que el valor real mensual de esta variable se situara cerca del valor promedio. Los valores desde julio fueron atípicos respecto al comportamiento del resto del año y resultaron en los meses de octubre y diciembre por fuera de la banda del estocástico, por debajo del percentil 5 PSS, debido al déficit de aportes hídricos presentados en los últimos meses del año.

La siguiente figura muestra la banda de variación de la generación térmica resultante del estudio estocástico de largo plazo de enero de 2023 comparada con el valor real mensual de la generación del parque termoeléctrico. La generación real permanece dentro de la banda del estocástico, por encima del promedio esperado, hasta agosto del 2023. A partir de septiembre, la generación térmica ha estado por encima del 95 PSS para complementar la generación hidráulica ante condiciones de bajos aportes hídricos por el fenómeno de El Niño.



**Figura 26. Banda de variación de la generación térmica de estudio de LP enero 2023 vs Real.**

Las reservas totales del SIN son una variable energética de relevancia para la planeación operativa del sistema. En su evolución se resume el manejo de los recursos en respuesta a la oferta de los recursos primarios (aportes hídricos y combustibles). La siguiente gráfica muestra la banda de variación entre los percentiles 5 y 95 de la energía almacenada en los embalses del SIN en el estudio de largo plazo de enero de 2023 vs. las reservas agregadas reales.

**Figura 27. Banda de variación de las reservas del SIN de estudio de LP enero 2023 vs Real.**

De manera mensual se observa que la evolución real del embalse agregado del SIN estuvo por fuera de la banda del caso estocástico de largo plazo o cercana al percentil 95 PSS durante el primer semestre del 2023, dados los altos aportes de marzo y abril. Una vez materializadas las condiciones de este fenómeno, el embalse entró en condiciones dentro de la banda del modelo energético de largo plazo hasta finalizar con un embalse cercano al promedio del análisis energético.



### 1.1.4 Pronósticos y meteorología

#### Pronósticos de generación de las plantas solares y eólicas

En XM contamos con un sistema que permite obtener pronósticos de la generación de las plantas solares y eólicas conectadas al SIN para horizontes temporales del corto y muy corto plazo, de acuerdo con lo definido en las resoluciones CREG 060 de 2019 y 148 de 2021. Con estos pronósticos buscamos contar con las señales que permitan afrontar la variabilidad y la incertidumbre del recurso renovable no convencional, apoyando la operación segura y confiable del SIN, dada la entrada masiva de este tipo de generación que se espera para los horizontes de mediano y largo plazo. Notamos que, como parte de lo definido en ambas resoluciones, la información de los pronósticos de generación para el corto y muy corto plazo es de uso del Centro Nacional de Despacho (CND) para los propósitos de la operación de carácter confidencial, por lo cual no corresponde a información pública.

Al cierre de 2023, el sistema de pronósticos tiene 42 plantas solares registradas que se encuentran en operación comercial y en pruebas de inicio de puesta en servicio; de ellas, 35 cuentan con pronósticos activos, es decir que se encuentran en operación comercial. Con respecto a las plantas eólicas hay 3 plantas registradas.

En la siguiente gráfica presentamos la evolución que ha tenido el sistema de pronósticos desde hace algunos años en cuanto a la cantidad de plantas solares y eólicas que se han ido incorporando al sistema. Durante los años 2022 y 2023 hubo una tasa de crecimiento del sistema mayor en comparación con los años previos, esto considerando que fueron activados los pronósticos de 13 plantas en 2022 y 10 plantas en 2023.

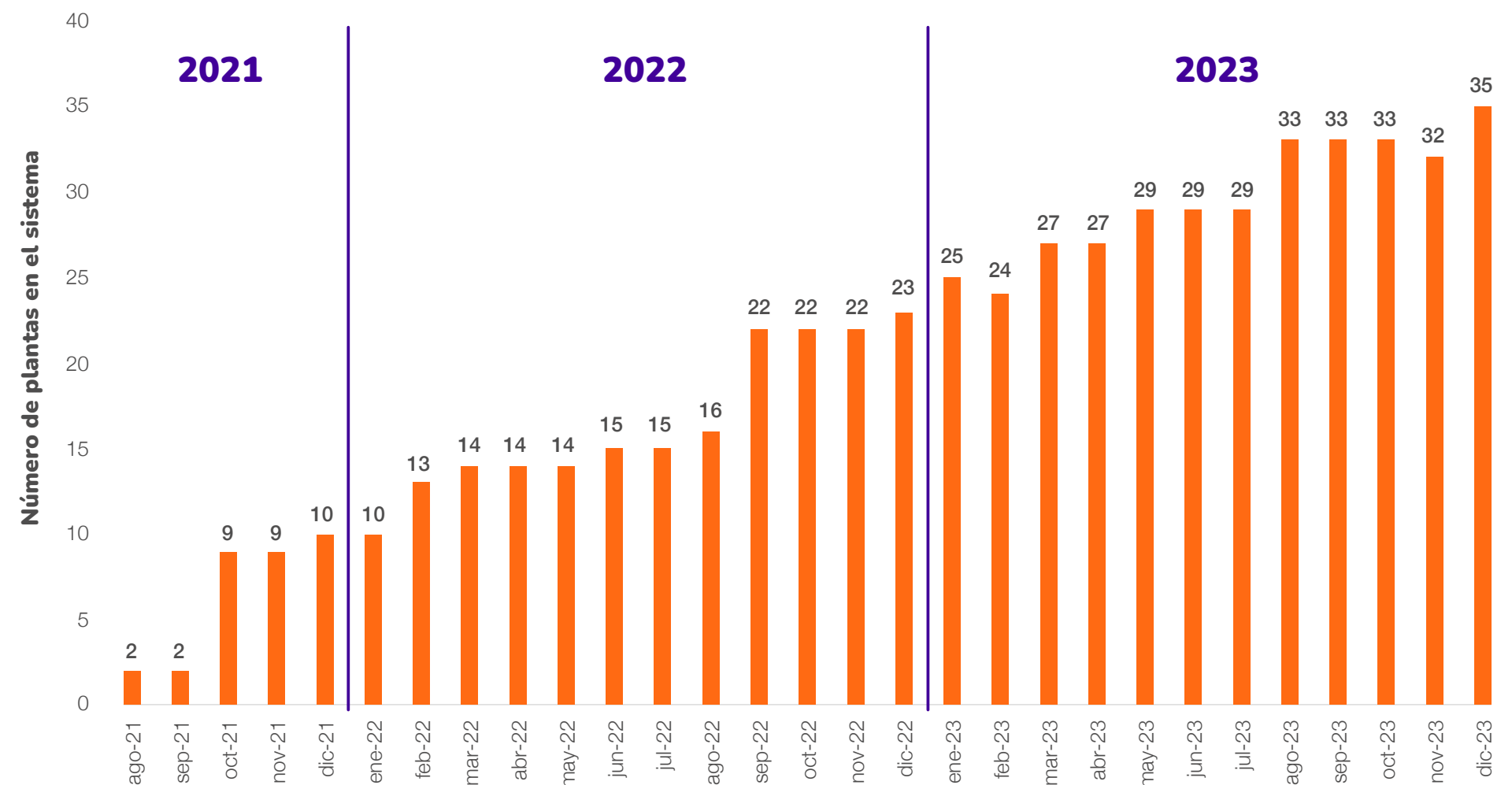


Figura 28. Plantas renovables en el sistema de pronósticos.

Durante el 2023 el sistema de pronósticos fue evolucionado para facilitar la administración del sistema ante la entrada masiva de plantas renovables, mejorar la calidad de los pronósticos y contar con un sistema estable y escalable para atender de manera adecuada los requerimientos técnicos, garantizar el manejo de altos volúmenes de datos y la disponibilidad de la información en tiempo real.

En ese sentido, como parte de las mejoras funcionales del sistema, se incorporó el modelo de conversión de recurso a potencia de las plantas eólicas definido mediante Acuerdo CNO (Consejo Nacional de Operación) en el marco del Subcomité de Recursos Energéticos Renovables (SU-

RER), y de manera análoga, al modelo solar desarrollado por este subcomité durante el año 2022. Adicionalmente, desarrollamos e incorporamos nuevas metodologías estadísticas para la combinación de pronósticos y la imputación de la información medida, permitiendo la integración de los datos de generación en tiempo real al sistema, con el objetivo de mejorar la calidad de los pronósticos y reducir las desviaciones con respecto a la generación real.

En la siguiente imagen se presenta un ejemplo de la generación solar para un día cualquiera de la operación del SIN en el 2023. La línea continua morada corresponde a la generación real de ese día, la línea punteada morada corresponde al pronóstico agregado de las plantas solares realizado por XM y la línea punteada naranja corresponde a la programación del despacho para ese día. Cabe anotar que la calidad y las desviaciones de los pronósticos están estrictamente ligadas a las condiciones y la variabilidad meteorológica intrahoraria sobre el territorio nacional.

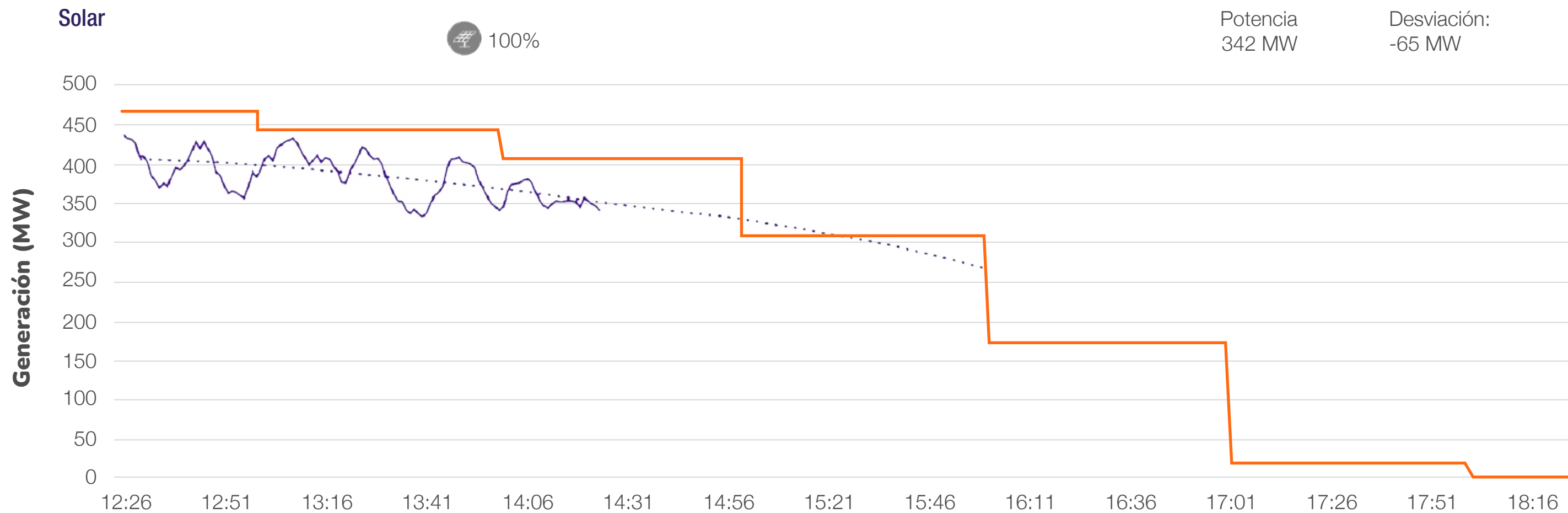


Figura 29. Ejemplo de los pronósticos de la generación solar (línea punteada morada) para un día cualquiera de la operación del sistema.



Por otra parte, el sistema fue adecuado para facilitar la administración de las plantas activas, de tal forma que sea posible hacerles seguimiento e incorporar la información técnica y los pronósticos meteorológicos necesarios para la ejecución de los modelos físicos que permiten obtener las previsiones de generación. Así mismo, se implementó una funcionalidad para agregar los pronósticos bajo diferentes escenarios, por ejemplo, por tipo de tecnología, e incluso, de ser necesario, por regiones.

Por último, como parte de las mejoras técnicas, el sistema fue evolucionado para garantizar que la disponibilidad de la información de los pronósticos sea mayor al 99 % durante todo el tiempo, dado su uso en la operación de tiempo real del SIN y el alto volumen de datos que maneja el sistema entre pronósticos meteorológicos, datos reales de generación en tiempo real, parámetros e información de las plantas, y considerando adicionalmente los requerimientos de almacenamiento y procesamiento de datos. Sumado a esto, el sistema fue evolucionado para cubrir las necesidades de ciberseguridad definidas por la compañía en la búsqueda por contar con sistemas seguros que no pongan en riesgo la operación del SIN.

Con relación a los escenarios de generación renovable para los propósitos del planeamiento operativo en los horizontes de mediano y largo plazo, durante el 2023 mantuvimos la reestructuración con el objetivo de contar con un sistema escalable, estable y de fácil administración dado el alto número de plantas que se tienen proyectadas.

**Seguimiento a la calidad y la disponibilidad de las variables meteorológicas**

Durante el 2023 iniciamos el seguimiento a la calidad y la disponibilidad de las variables meteorológicas telemidas que son reportadas al CND, de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 148 de 2021 y el Acuerdo CNO asociado a esta actividad, con el objetivo de identificar las fallas de la información telemida, facilitar la corrección oportuna y apoyar la calidad de la medición en el tiempo.

Mensualmente publicamos un informe de seguimiento en el cual se presentan estadísticas que dan cuenta de la calidad de las señales supervisadas y de las va-

riables meteorológicas en términos de banderas de calidad asignadas a cada dato una vez que se ejecutan diversas pruebas de validación, que buscan definir la calidad de los datos en cuanto al registro de la señal (datos faltantes), la validez de los datos (rangos de variabilidad y outliers) y la consistencia temporal (tasas de cambio esperadas según el tipo de variable). Los informes se encuentran publicados en el siguiente enlace para consulta del público general: <https://www.xm.com.co/operacion/monitoreo-de-variables-meteorologicas>.

Los análisis de seguimiento a la calidad y la disponibilidad están enfocados en las variables requeridas por la resolución para este tipo de plantas, las cuales se presentan en las tablas 4 y 5.

Variable	Unidad
Velocidad del viento	Metros por segundo [m/s]
Dirección del viento	Grados relativos al norte geográfico [°]
Temperatura ambiente	Grados centígrados [°C]
Humedad relativa	Porcentaje [%]
Presión atmosférica	Hectopascales [hPa]

**Tabla 4. Variables meteorológicas asociadas a plantas eólicas.**

Variable	Unidad
Irradiación en el plano del panel fotovoltaico	Vatios por metro cuadrado [W/m2]
Temperatura posterior del panel fotovoltaico	Grados centígrados [°C]
Irradiación Global Horizontal	Vatios por metro cuadrado [W/m2]
Temperatura Ambiente	Grados centígrados [°C]

**Tabla 5. Variables meteorológicas asociadas a plantas solares.**

En XM realizamos revisiones constantes de la información meteorológica y buscamos facilitar la gestión y la interacción con los agentes para lograr la corrección oportuna de las señales, con el objetivo de contar con información de la mejor calidad para los procesos de operación del SIN.

### 1.1.5. Fenómeno de El Niño 2023

Como fue mencionado en secciones previas, el año 2023 fue un año de transición de un fenómeno de La Niña al fenómeno de El Niño. Desde febrero de 2023 las agencias internacionales previeron la posible ocurrencia de esta transición, la cual se empezó a confirmar con las anomalías en la temperatura del océano Pacífico en la región 3.4 (5°N-5°S, 120°-170°W) a partir del periodo AMJ (abril-mayo-junio), que empezaron a superar el umbral de 0.5 °C y que persistieron el resto del año.

De este modo, desde el mes de febrero de 2023, en XM activamos medidas internas y externas como preparación para la ocurrencia del

fenómeno de El Niño. Entre ellas propusimos acciones en el marco de la Comisión Asesora de Coordinación y Seguimiento de la Situación Energética (CACSE) para impactar positivamente las variables del balance energético y garantizar la prestación del servicio. Muchas de estas acciones fueron implementadas por diferentes instituciones del país en el curso de ese año.

Resaltamos que durante el 2023 la CACSE sesionó de manera permanente, con la participación activa de XM a través del seguimiento a las variables del SIN, compartiendo el panorama energético y supuestos del mismo, haciendo recomendaciones y realizando el seguimiento permanente a las acciones propuestas, con lo que se ha podido preparar el sistema para afrontar el fenómeno de El Niño.

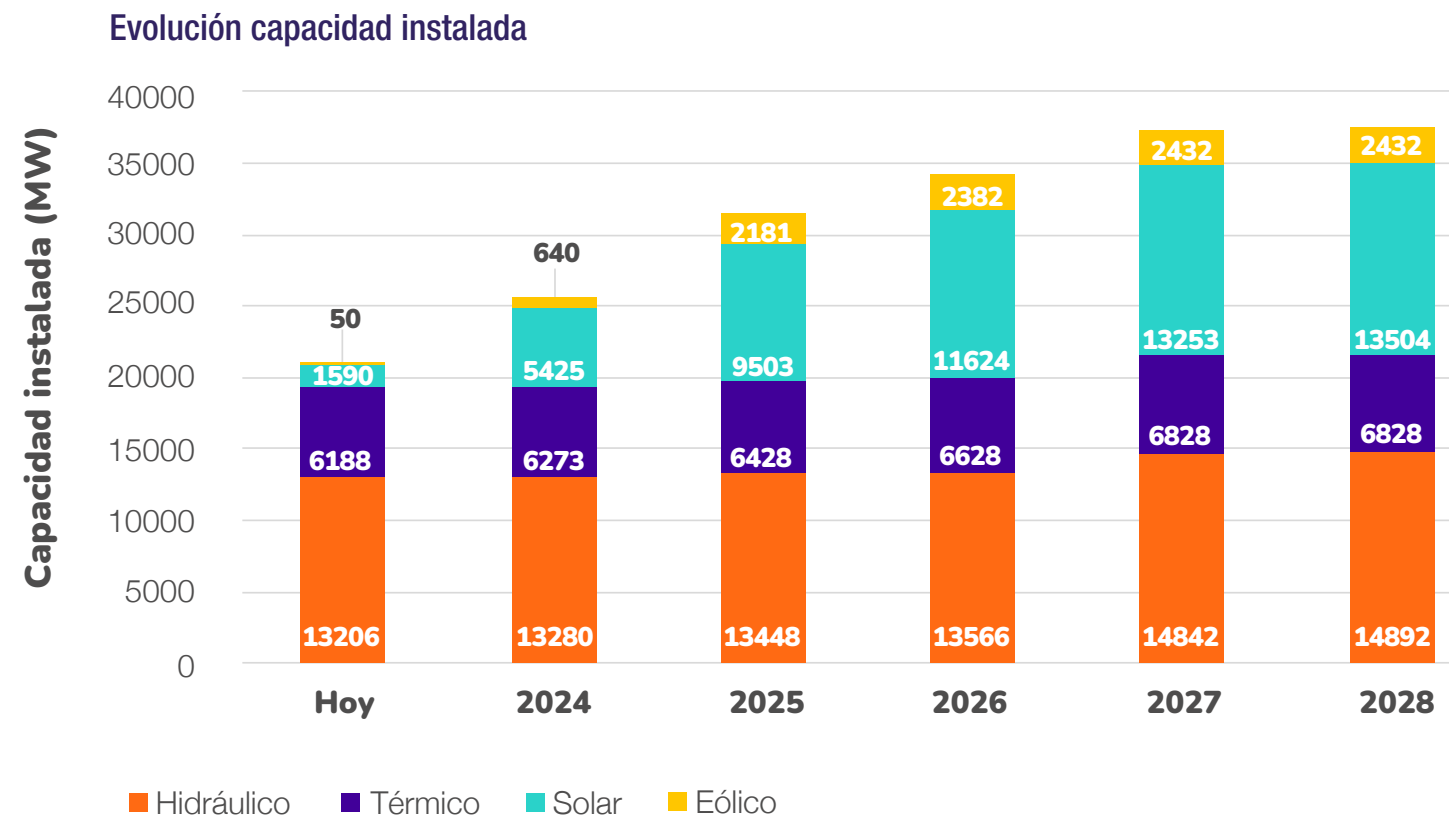
En XM trabajamos de manera articulada con la institucionalidad del sector eléctrico en Colombia en la búsqueda por atender la totalidad de la demanda del SIN con criterios de calidad, seguridad, confiabilidad y economía.

### 1.2 Flexibilidad

La incorporación de fuentes renovables no convencionales como parte de la transición energética se acelera en el país, de esto dan cuenta los 486 MW de capacidad solar y eólica en operación comercial y los 1133 MW solar y eólica de capacidad en pruebas de generación a diciembre de 2023, así como los altos volúmenes de estas tecnologías esperados en los horizontes de análisis del CND, los cuales se pueden observar en la figura 30.

**Durante el 2023 la CACSE sesionó de manera permanente, con la participación activa de XM a través del seguimiento a las variables del SIN, compartiendo el panorama energético y supuestos del mismo, haciendo recomendaciones y realizando el seguimiento permanente.**





**Figura 30. Evolución esperada de la capacidad instalada.**

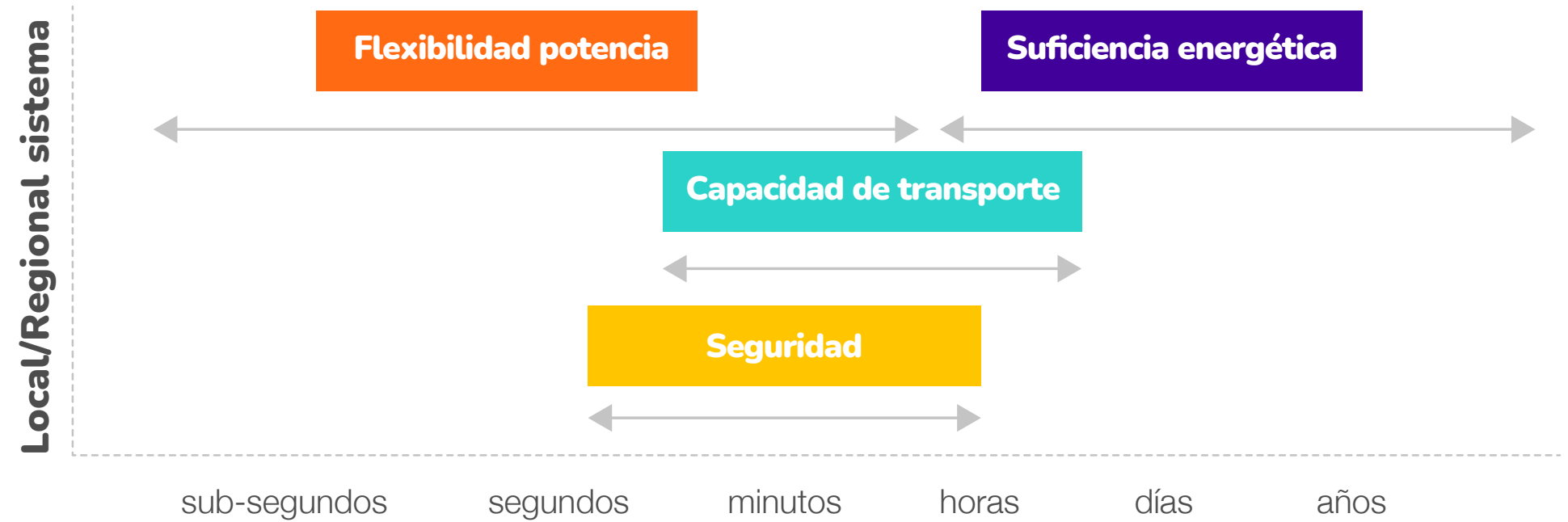
En cinco años se espera que se integren al sistema 13.5 GW de generación solar y 2.4 GW de generación eólica. Esto implica un cambio sustancial en la matriz de generación del SIN, con una mayor proporción de la demanda atendida mediante nuevas tecnologías de producción con un alto nivel de variabilidad e incertidumbre debido a su dependencia de las variables climáticas como el sol y el viento, pero, además, no sincronizadas físicamente con el sistema, lo que genera deficiencias de servicios esenciales para la operación de los sistemas eléctricos en corriente alterna, como el aporte de cortocircuito (capacidad del sistema para mantener inalterada la forma de onda del voltaje) y la inercia (capacidad del sistema para mantener invariante la frecuencia).

Estas nuevas tecnologías poseen capacidades operativas y servicios diferentes a los tradicionales, con un sistema dominado mayormente por la producción a partir de

máquinas síncronas, lo que ha planteado a nivel mundial retos técnicos y operativos para garantizar la seguridad y confiabilidad en la atención de la demanda en un escenario de mayor incorporación de energía solar y eólica. Conscientes de que la transición energética implica un cambio en la matriz energética y en la tecnología que soporta la operación estable del sistema interconectado nacional, desde XM hemos desarrollado estudios detallados, conocidos internacionalmente como flexibilidad y resiliencia, para identificar los requerimientos tecnológicos y operativos que hagan realidad la operación de un sistema cada vez más libre de gases de efecto invernadero y amable con el ambiente.

En XM, la flexibilidad la entendemos como la habilidad que tiene el sistema para responder a las diferentes condiciones de cambio en la demanda y la generación en todas las escalas y horizontes de tiempo. Definimos que el SIN es flexible si es capaz, de forma económica, confiable y segura, de:

- Mantener el equilibrio de la oferta y la demanda, utilizando de forma adecuada la matriz de generación esperada y aprovechando la complementariedad entre los recursos que la componen, incluido el almacenamiento de energía estacional, diario y horario.
- Satisfacer los picos de demanda y garantizar la disponibilidad y controlabilidad de las reservas de potencia activa para contrarrestar las desviaciones de generación y demanda, así como las rampas de demanda neta, garantizando un balance carga-generación en todos los horizontes de tiempo.
- Tener la capacidad de transportar de forma segura y resiliente la potencia producida en los centros de generación hacia los centros de consumo, sin que se generen limitaciones en recursos de generación por inconvenientes en la red.
- Atender la demanda de manera segura, confiable y económica, garantizando el cumplimiento de los límites y criterios de calidad para el voltaje y la frecuencia en estado estable y ante contingencias.
- Estos atributos los evaluamos bajo cuatro tipos de flexibilidad: la flexibilidad por energía, la flexibilidad por potencia, la capacidad de transporte y la seguridad, tal como se observa en la figura 31.



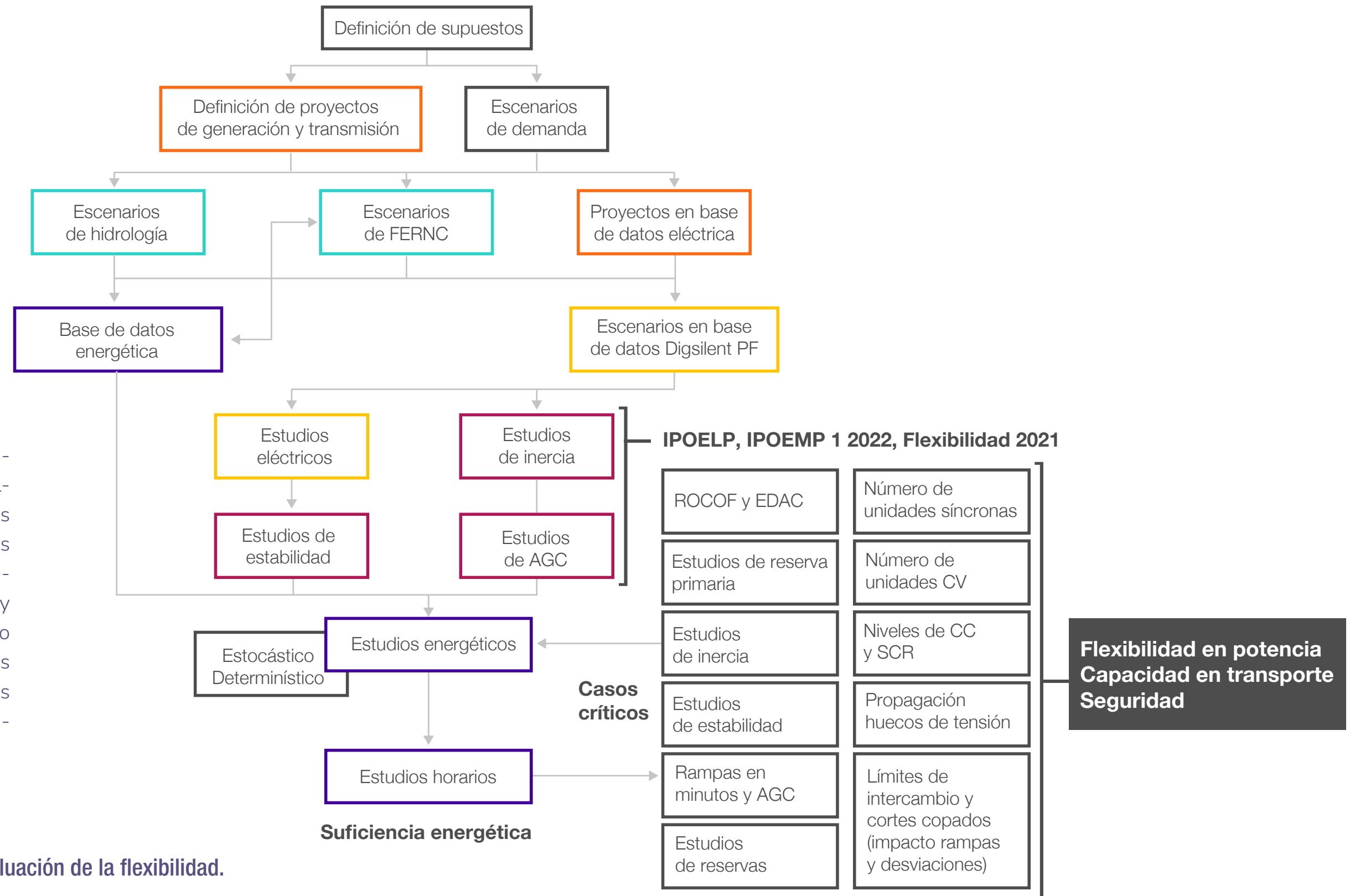
<p><b>Suficiencia energética:</b> Se enfoca en el suministro de electricidad en el mediano y largo plazo</p>	<p><b>Flexibilidad por potencia:</b> Estudia el balance generación - demanda minuto a minuto</p>	<p><b>Capacidad de transporte:</b> Habilidad para transportar energía, manteniendo la seguridad</p>	<p><b>Seguridad:</b> Niveles de tensión, frecuencia, cortocircuito, inercia y estabilidad</p>
--	--	---	---

Tomado de Emil Hilberg et.al Flexibility needs in the future power system. ISGAN. Marzo 2019

**Figura 31. Atributos evaluados en los estudios de flexibilidad.**

Para realizar esta evaluación empleamos diferentes modelos, energéticos y eléctricos, así como herramientas de análisis masivo de información que abarcan diferentes horizontes de estudio e interactúan según el diagrama presentado en la figura 32.





En 2023, XM adelantó una divulgación a nivel institucional de los últimos estudios de flexibilidad y las recomendaciones de los mismos tendientes a garantizar una operación segura, confiable, resiliente y económica del sistema en un nuevo entorno tecnológico; dentro de las recomendaciones más importantes de estos estudios resaltamos las siguientes:

Figura 32. Metodología para la evaluación de la flexibilidad.

### 1.2.1 Suficiencia energética

La concentración de proyectos eólicos y solares fotovoltaicos en el norte del país plantea retos respecto a la disponibilidad del recurso y su vulnerabilidad frente a fenómenos meteorológicos estacionales y no estacionales. Se recomienda mejorar la capacidad institucional para la medición y pronósticos de variables meteorológicas de interés para el sector eléctrico, con menor espacialidad y granularidad, además de mediciones abundantes en campo, de libre acceso, que permitan ajustar los modelos de asimilación y predicción a escala, y mejorar la capacidad de reacción sectorial frente a la variabilidad del recurso primario en el largo, mediano, corto y muy corto plazo.

### 1.2.2 Flexibilidad por potencia

Ante los incrementos en la magnitud y duración de las rampas de demanda neta, los desbalances intrahorarios, las desviaciones, los requerimientos de reservas de regulación y el crecimiento de los agentes involucrados en la coordinación operativa de tiempo real, se requieren nuevos elementos regulatorios y tecnológicos que garanticen un control de frecuencia y voltaje oportuno en el SIN. En este sentido, es necesario profundizar la digitalización y automatización de las tareas asociadas a la coordinación operativa en tiempo real a nivel de generación, transmisión y distribución. A este respecto hemos propuesto:

- Incentivos regulatorios para que la demanda y la generación ajusten sus expectativas de producción y consumo.
- Acercar las declaraciones de disponibilidad de la generación y la demanda a la operación real del sistema, de tal forma que los agentes puedan gestionar sus desviaciones.
- Establecer programas de generación con una mayor granularidad a la horaria y cercanos a la operación real del sistema, que permitan un seguimiento más preciso a las curvas de demanda neta y un menor requerimiento de servicios complementarios

(regulación primaria, secundaria y terciaria de frecuencia).

- Incentivos regulatorios para mejorar la observabilidad del sistema (carga y generación), así como la calidad de las medidas disponibles en la operación real.
- Menores tiempos de coordinación operativa para subir o bajar generación, mediante consignas de potencia enviadas digitalmente a los agentes para su implementación.
- Definir los aspectos normativos asociados al control automático de generación y al control automático de voltaje.
- Evaluar nuevos mecanismos de ajustes que consideren la respuesta de la demanda, así como servicios de rampas o diferentes instancias de regulación adicionales a la primaria y secundaria.

### 1.2.3 Capacidad de transporte

En cuanto a la capacidad de transporte, es fundamental el desarrollo de la infraestructura de red necesaria para evacuar la alta generación disponible en el área Caribe, los retrasos en la entrada de los proyectos de transmisión considerados en este estudio pueden modificar considerablemente los resultados respecto a los vertimientos de energía solar y eólica.

En particular, se recomienda evaluar y desarrollar las obras necesarias para eliminar las limitaciones a la exportación del área Caribe. Así mismo, se observa un mayor uso de la infraestructura de transporte, con incrementos en las importaciones en las áreas Oriental y Suroccidental, coincidentes con una mayor producción renovable en el norte del país, frente a lo cual el desarrollo de la infraestructura en estas zonas es fundamental para alcanzar los niveles de integración y utilización de los recursos disponibles.

---

**En cuanto a la capacidad de transporte, es fundamental el desarrollo de la infraestructura de red necesaria para evacuar la alta generación disponible en el área Caribe**

---



### 1.2.4 Seguridad

En los estudios se observa una disminución de la capacidad del sistema para responder de forma efectiva a eventos de frecuencia (disminución en el BIAS y la inercia del sistema), así como un descenso en los niveles de cortocircuito del sistema. Frente a esta situación hemos recomendado:

- Habilitar la obligatoriedad en la presentación del servicio de regulación primaria para eventos de subfrecuencia en las fuentes renovables no convencionales solares y eólicas.
- Establecer los servicios de aporte de cortocircuito y aporte de inercia, así como los niveles mínimos de fortaleza de red y criterios para limitar la propagación de huecos de tensión.
- Generar los incentivos para la flexibilización del parque de generación síncrono (reducir los mínimos técnicos, incrementar los rangos de operación y aumentar las rampas de toma carga).
- Desde la planeación de la expansión, evaluar la necesidad de instalación de compensadores síncronos u otras tecnologías con capacidad de aportes de inercia y cortocircuito. Se recomienda reforzar el SIN para mantener el indicador de fortaleza SCRIF (Short Circuit Ratio With Interaction Factor) en valores superiores a 1.5.
- Evaluar la necesidad de servicios de respuesta continua en frecuencia y servicios de desconexión rápida de carga, como medida de contención antes de la actuación del Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC).
- Ajustar el código de red para incorporar los aspectos asociados a los tiempos máximos permitidos para el despeje oportuno de fallas a nivel del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y del Sistema de Transmisión Regional (STR), así como la redundancia y los equipos necesarios para garantizarlos.
- Establecer en la reglamentación nuevos requisitos de conexión para garantizar la incorporación segura de la generación basada en inversores en condiciones de red débil: i) análisis RMS (Root Mean Square) y EMT

(ElectroMagnetic Transient) en los estudios de conexión; ii) modelos RMS y EMT validados, antes de la entrada en operación de los proyectos; iii) curvas de soportabilidad ante sobretensiones transitorias; iv) aporte rápido de corriente de secuencia negativa durante fallas; v) maximización del aporte de corriente durante fallas; vi) no cesación de la entrega de potencia activa.

- Establecer la obligatoriedad del reporte de modelos de carga dinámicos.
- Avanzar en la interconexión regional con otros sistemas, como medida para fortalecer la respuesta del sistema.

## 1.3 Controles del SIN

### 1.3.1. Modelos de controles y parámetros de generadores

Con el objetivo de mejorar el modelo de la operación del sistema, con el que se realizan las labores de planeación de corto, mediano y largo plazo del SIN, durante el 2023 los agentes generadores y XM continuamos trabajando en la obtención de los modelos validados de los controles y parámetros de los generadores síncronos despachados centralmente y las plantas asociadas a fuentes de energía renovables no convencionales conectadas al STN y STR. Este trabajo nos permite emular de forma más precisa el comportamiento dinámico del sistema ante diferentes situaciones, con lo que se pueden definir con mayor certeza sus límites operativos.

Adicionalmente, y con el objetivo de mantener la calidad de los modelos validados en el tiempo, se aplicaron dos instancias del proceso de seguimiento al desempeño dinámico de los mismos. Los resultados obtenidos permitieron realizar ajustes y mejorar el desempeño de los modelos de la mano de los agentes generadores.

A la fecha se tienen validados y operativos, en el modelo eléctrico utilizado para la planeación del sistema colombiano, el 56 % de los modelos de control de las unidades del SIN.

Este balance lo realizamos teniendo en cuenta las modernizaciones a los sistemas de control que fueron llevadas a cabo en el 2022 y la integración de nuevas plantas de generación que se encuentran en proceso de entrega de modelos validados.

Modelos de unidades de generación del SIN

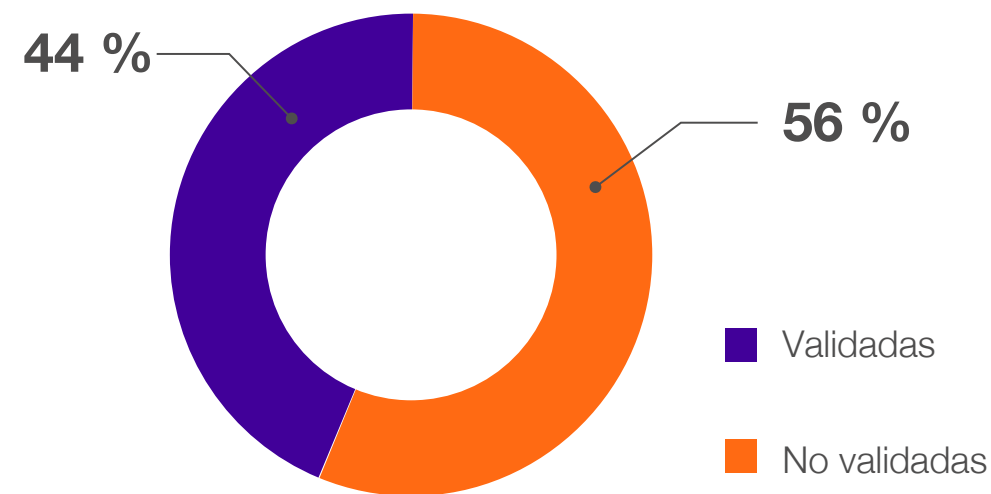


Figura 33. Balance de entrega de modelos de control y parámetros de generadores con base en el número de unidades despachadas centralmente.

Adicionalmente, en 2023 continuamos con la caracterización de la carga en el comportamiento dinámico del sistema, trabajando en conjunto con el Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRÉ) en la elaboración de una encuesta para definir el componente de la misma y en pruebas de laboratorio para identificar los parámetros de los motores típicos del sistema colombiano.

### 1.3.2. Estabilidad dinámica del SIN

En el 2023, en XM seguimos trabajando en equipo con los agentes para ejecutar las pruebas requeridas para el ajuste de los PSS del SIN bajo los criterios definidos en el Acuerdo CNO 1457. A la fecha, 104 unidades despachadas centralmente del sistema han realizado los estudios necesarios para cumplir con el ajuste de los estabilizadores de sistemas de potencia.

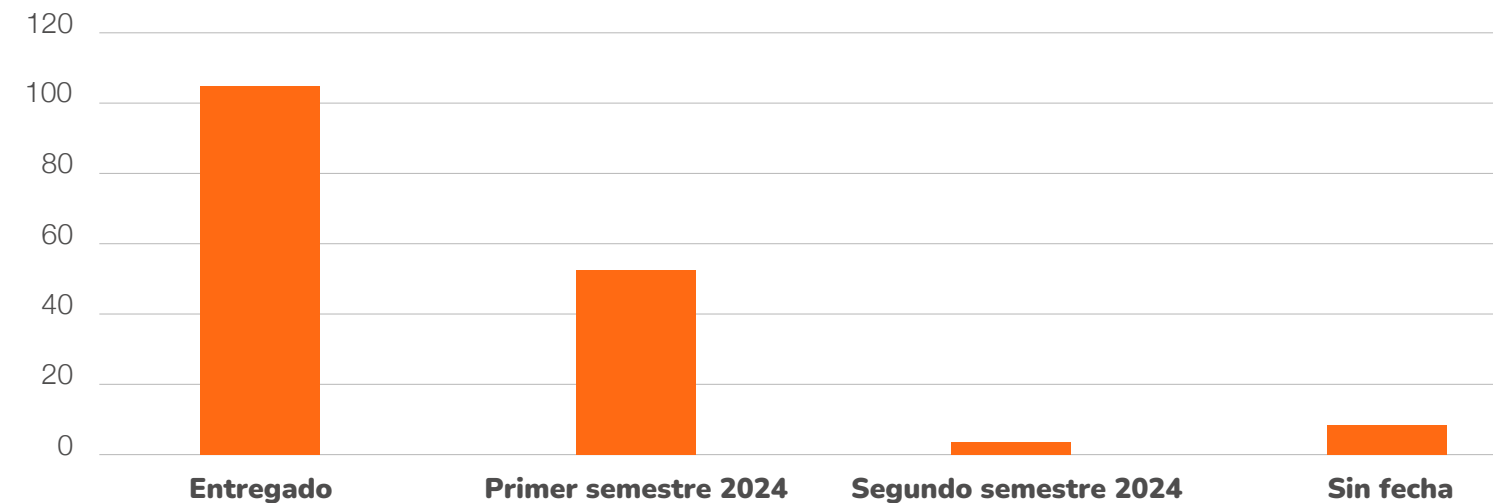


Figura 34. Balance entrega de ajuste de PSS.

De estas unidades, el 34 % cuenta con ajustes aprobados y operativos en campo:

Proceso de revisión de PSS

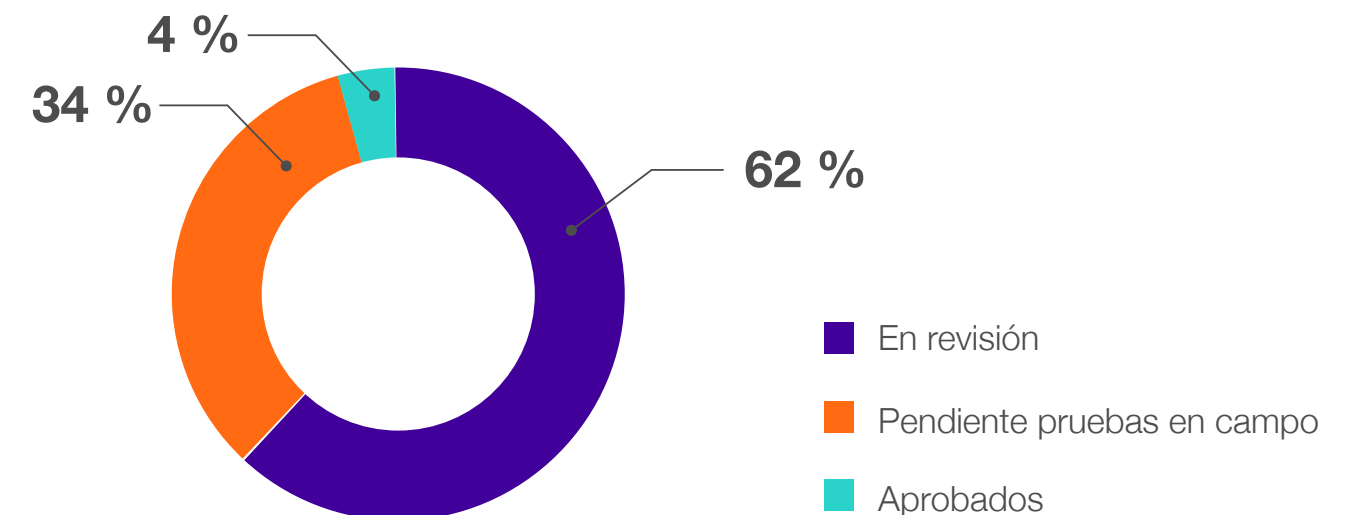


Figura 35. Proceso de revisión de PSS



Debido a la gestión realizada por XM, y con el apoyo de los agentes, se han instalado PSS de última generación, tipo multibanda que permiten mejorar el amortiguamiento de los modos de oscilación de muy baja frecuencia presentes en el sistema eléctrico colombiano.

### 1.3.3. ¿Cómo finalizó el 2023?

En el 2023 finalizamos con 56 % de los modelos de las unidades despachadas centralmente validados y actualizados con base en los ajustes reales en campo de los sistemas de control.

En lo que respecta al estudio de estabilidad en el sistema, el 2023 finalizó con el 62 % de los estudios de ajuste de PSS ejecutados siguiendo los lineamientos de sintonización definidos en el Acuerdo CNO 1457.

Se realizó y publicó un completo estudio de modos de oscilación del sistema colombiano que sirve como insumo para la aplicación del Acuerdo CNO 1457.

Se desarrollaron varios webinars con los aspectos más relevantes relacionados con pruebas a sistemas de control y modelos aplicables a fuentes renovables no convencionales.

## 1.4 Evolución del sistema interconectado nacional colombiano

El sistema eléctrico colombiano, por sus características geográficas, topología (red) y por la ubicación de sus parques de generación, se divide en cinco áreas operativas: Antioquia, Caribe, Nordeste, Oriental y Suroccidental. La red de transmisión de energía a 500 kV finaliza el 2023 compuesta por 18 subestaciones y 26 circuitos, los cuales representan la columna vertebral del sistema de transmisión de energía eléctrica en Colombia, como se observa en la figura 36.

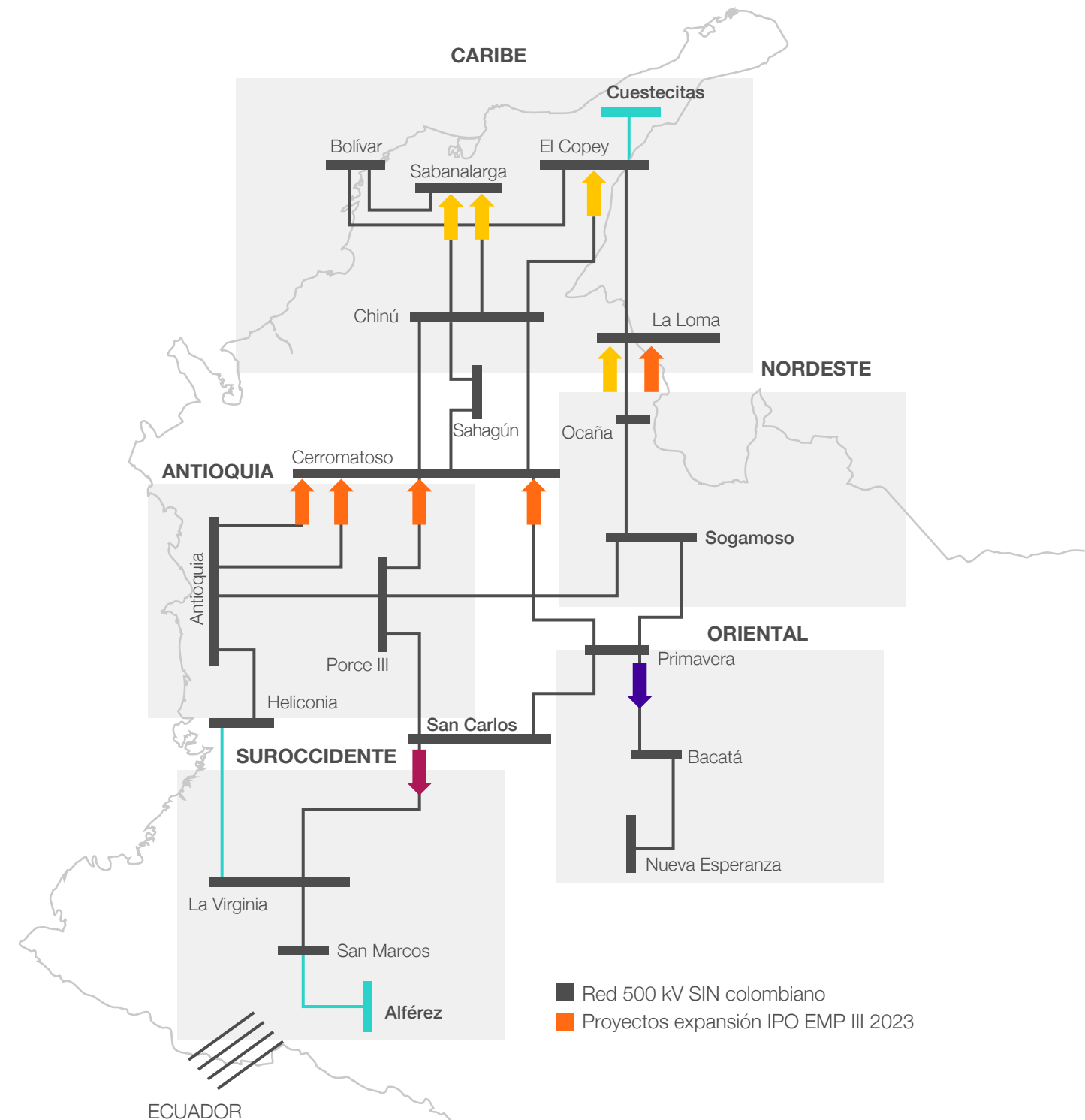


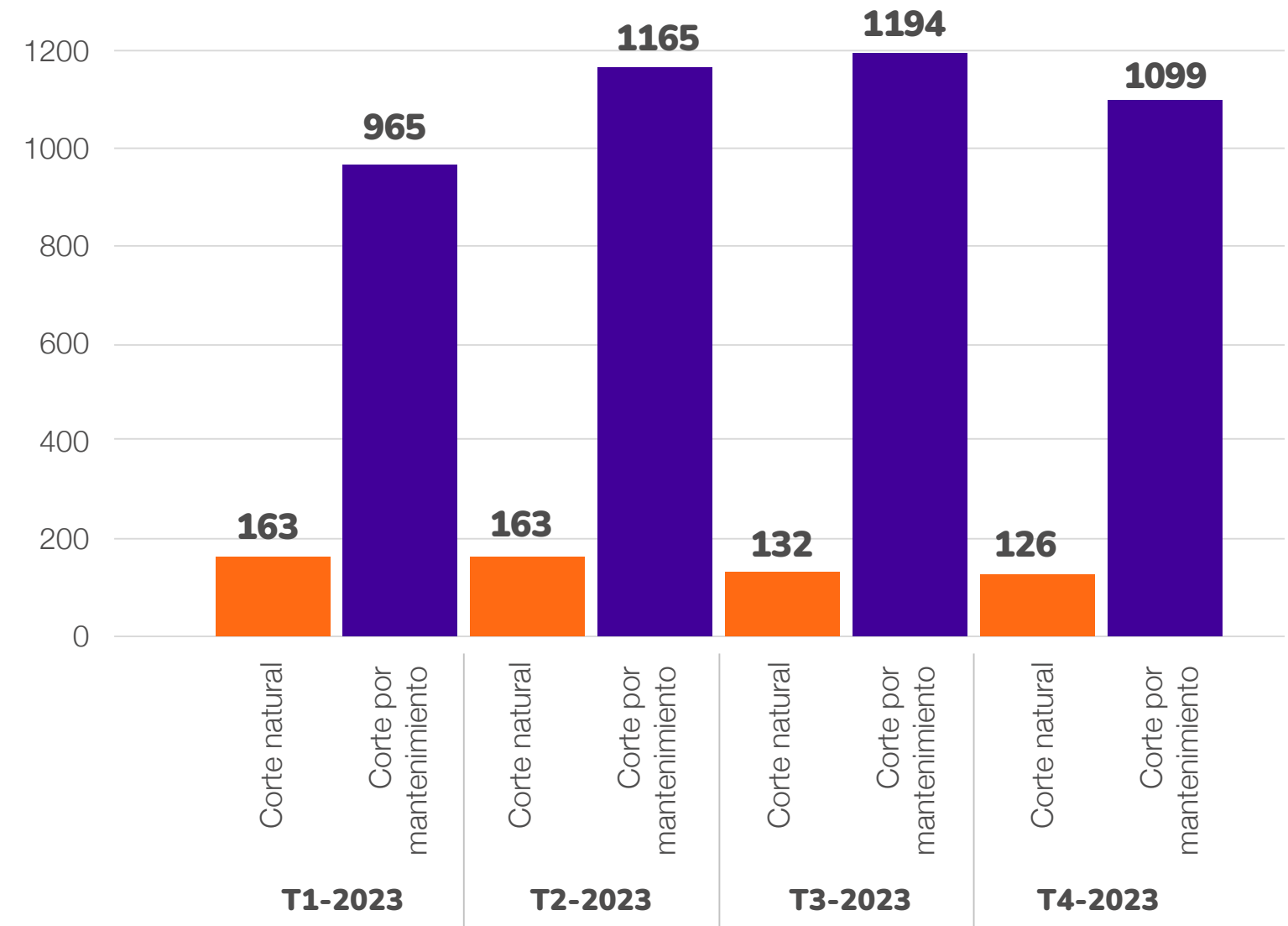
Figura 36. Red a 500 kV del sistema eléctrico colombiano.

De acuerdo con los análisis de seguridad eléctrica llevados a cabo en cumplimiento de las funciones del CND, la tabla 6 presenta la evolución de los límites de importación de las áreas operativas del SIN, donde se identifica que para 2023 no se incorporaron proyectos de expansión en la red de transmisión que permitieran aumentar de forma segura y confiable las capacidades de transferencia de potencia entre las distintas regiones del país.

Área	Capacidad de importación enero de 2023 [MW]	Capacidad de importación diciembre de 2023 [MW]
Caribe	2000	2000
Oriental	900	900
Suroccidental	500	500
Antioquia	Sin límite	Sin límite
Nordeste	Sin límite	Sin límite

**Tabla 6. Evolución de cortes activos en el SIN.**

En cuanto a la evolución de las restricciones, en la figura 37 se muestra el número de restricciones eléctricas y operativas en red completa y frente a mantenimientos en la infraestructura de transporte para el intervalo de tiempo comprendido entre enero y diciembre de 2023. En cada trimestre se observa un mayor número de restricciones asociadas a mantenimientos de la red respecto al número de restricciones en red completa (sin mantenimiento), así mismo, se observa un incremento en las restricciones asociadas a mantenimientos a lo largo del año, pasando de 965 restricciones en el primer trimestre a 1099 restricciones en el último trimestre del año. En T3 y T4 se observa una disminución en las restricciones en red completa del sistema, lo cual es producto de la entrada en operación de importantes proyectos de expansión a nivel del STR, como el proyecto Atlántico 110 kV y el proyecto La Loma 110 kV.

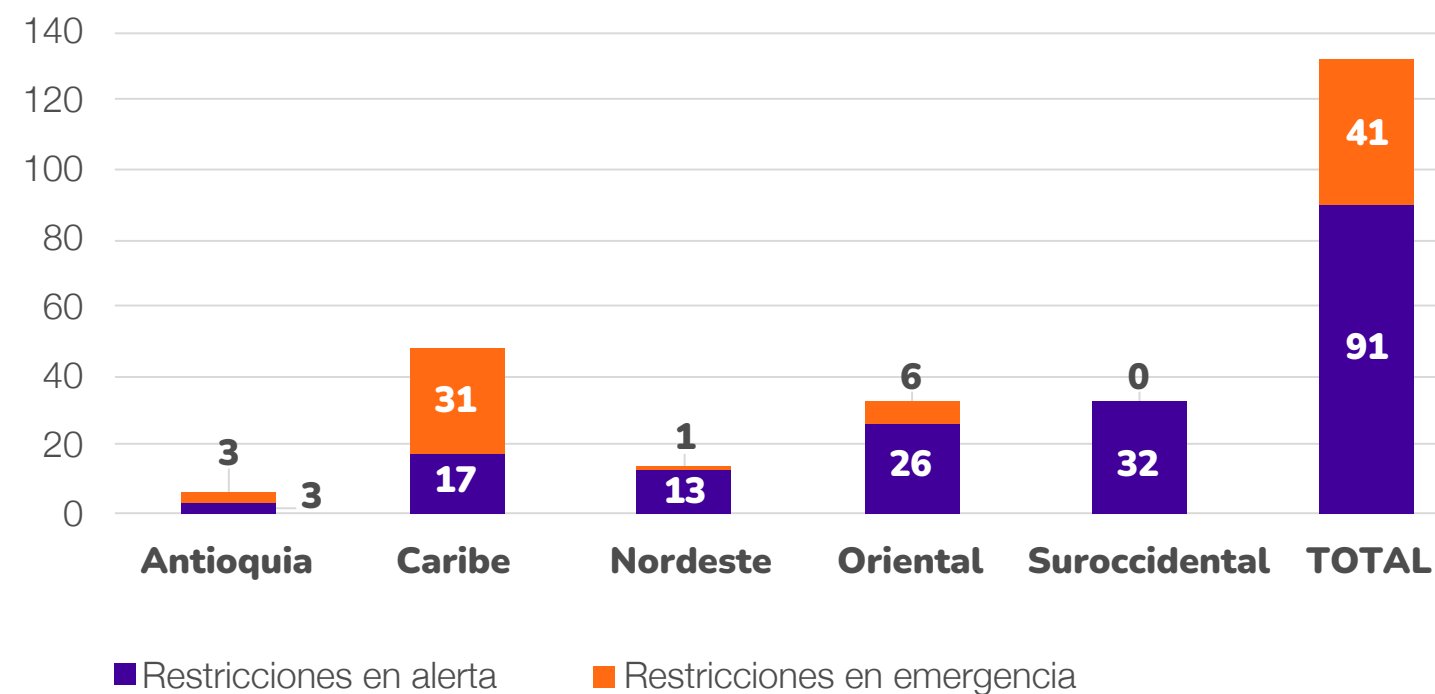


**Figura 37. Evolución de cortes activos en el SIN.**

En la figura 38 se observa que al finalizar 2023, y para la condición de red completa, se identifican en los estudios publicados por el CND 126 restricciones eléctricas u operativas (41 en estado de emergencia y 91 en estado de alerta). Por definición, las restricciones en estado de alerta son aquellas en las cuales, ante la ocurrencia de una contingencia sencilla, se alcanza un estado de emergencia, y las restricciones en emergencia son aquellas



en las que ante la ocurrencia de una contingencia sencilla se violan los límites de seguridad o no se puede atender la demanda (de acuerdo con la Resolución CREG 025-1995). Del total de restricciones eléctricas y operativas activas en el sistema para 2023, el 36 % corresponde al área Caribe (17 restricciones en alerta y 31 en emergencia), seguido por las áreas Oriental con el 24 % (26 restricciones en alerta y 6 en emergencia) y Suroccidental con el 24 % (32 restricciones en alerta).



**Figura 38. Restricciones en estado de alerta y emergencia a diciembre de 2023.**

De otro lado, durante el año 2023 y con el fin de garantizar una atención segura y confiable de la demanda frente a riesgos operativos derivados del retraso en la entrada en operación de la infraestructura de transporte en el área Oriental, el área Caribe y el departamento del Chocó, desde el CND, se trabajó en grupos focales con la participación

del Ministerio de Minas y Energía (MME), la UPME, el CNO y los agentes de cada área, en los que se evaluaron y ejecutaron planes de choque y obras complementarias que han mejorado los riesgos para la atención segura y confiable de la demanda en estas áreas. La figura 39 muestra las principales restricciones por área operativa, las cuales son motivo de seguimiento constante por parte del CND.



**Caribe**

Riesgos asociados a la ocurrencia de fenómenos de inestabilidad de voltaje (FIDVR), así como radialidades que exceden o están próximas a exceder los niveles de capacidad de la red de transporte. En el largo plazo se observan limitaciones a la capacidad de exportación, problemas de control dinámico de reactivos, baja fortaleza de red y superación de niveles de cortocircuito.

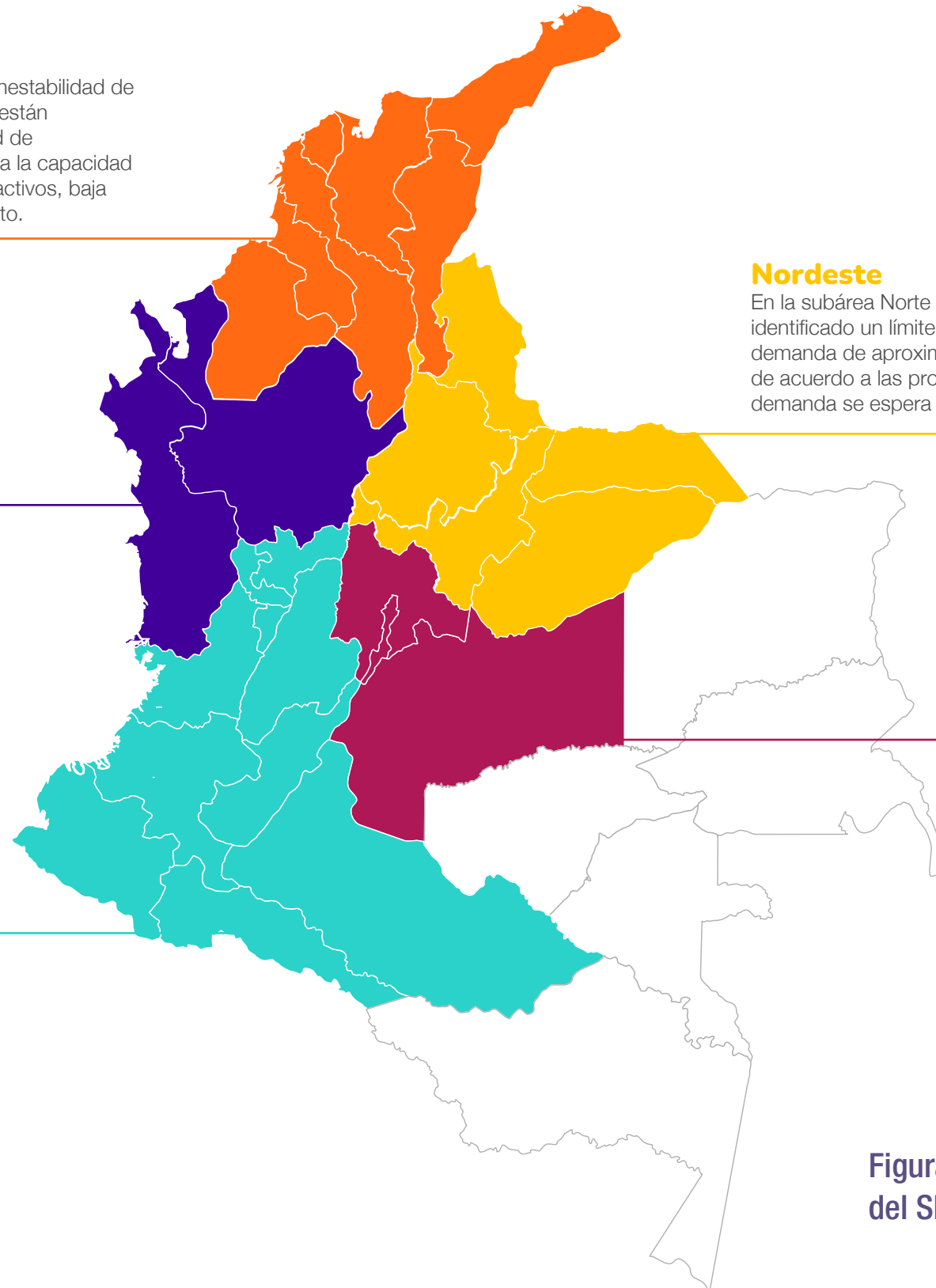
**Antioquia**

Se observan restricciones por baja tensión ante red degradada o contingencia sencilla en nodos de la red 115 kV que atiende el departamento de Chocó.

**Sur Occidental**

En el área sur occidente, se presentan limitaciones a la capacidad de importación/exportación a Ecuador derivados de restricciones en la red de 115 kV de Cauca – Nariño.

En el área Valle del Cauca, se presentan restricciones de generación térmica derivados de la degradación de la red para controlar niveles de Cortocircuito durante la operación.



**Nordeste**

En la subárea Norte de Santander se ha identificado un límite seguro de atención de la demanda de aproximadamente 350 MW que de acuerdo a las proyecciones actuales de demanda se espera para los años 2028-2029.

**Oriental**

Frente a la no entrada de proyectos de expansión y el incremento de la demanda, se prevé que en 2025 se alcancen las condiciones de riesgos para garantizar la operación segura y confiable del área. Adicionalmente, la Sabana Norte de Bogotá, requeriría de la generación térmica a carbón interna de la zona (Zipas 2 a 4) para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad en la atención de la demanda. En el área Meta, se observan bajos niveles de fortaleza de red.

**Figura 39. Principales restricciones en las áreas operativas del SIN identificadas en los informes del CND.**





Para el año 2024, los informes del CND indican que persisten en el área Caribe los riesgos asociados a la ocurrencia de fenómenos de inestabilidad de voltaje, principalmente por la vulnerabilidad a la propagación de huecos de tensión y al fenómeno de recuperación lenta de voltaje inducida por falla (FIDVR, por sus siglas en inglés). Es importante tener en cuenta que el fortalecimiento del nivel de cortocircuito y el control dinámico de tensión en la red contribuyen a mitigar las condiciones propicias para la ocurrencia de dicho fenómeno. Por eso, durante el año 2023 se trabajó de la mano con el MME y la UPME en opciones para la mitigación de este fenómeno, como la incorporación al sistema de nuevos equipos, nunca antes instalados en el país, denominados compensadores síncronos. Se espera que esta nueva tecnología para la infraestructura de transporte ayude a reforzar la calidad, la seguridad y la confiabilidad en la atención de la demanda, disminuya los riesgos asociados al FID-

VR y contribuya a generar una red más fuerte, que permita la incorporación segura de la generación renovable, de manera especial en los departamentos de Cesar, Magdalena y La Guajira.

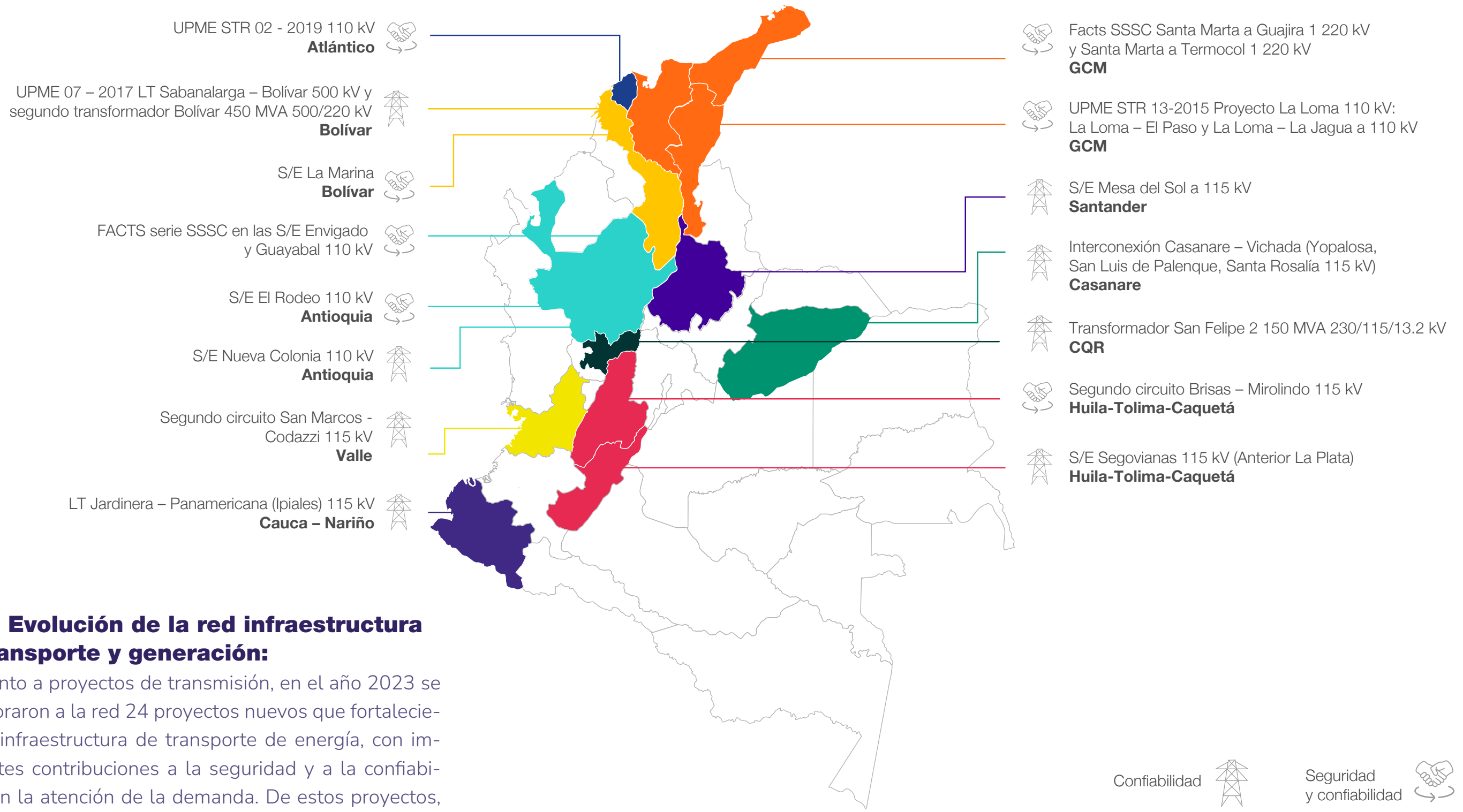
En el área Oriental es importante resaltar que algunas zonas de la región presentan incrementos importantes de demanda y conexiones débiles respecto al resto del sistema. En particular, se advierte la situación de la Sabana Norte de Bogotá, donde, de continuar el crecimiento de la demanda y los retrasos en la entrada en operación de la infraestructura de red requerida (SE Norte u obras de mitigación), podría presentarse alta dependencia de la generación térmica a carbón interna de la zona (Zipas 2 a 4) para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad en la atención de la demanda.

De otro lado, durante la operación del año 2023 siete subestaciones superaron los niveles de cortocircuito para los cuales fueron diseñadas (Termoflores 110 kV, Oasis 110 kV y Las Flores 110 kV, Termoyumbo 115 kV, Guachal 115 kV y Chipichape 115 kV, Paipa 115 kV), lo que dio lugar a acciones operativas de reconfiguración de la red para preservar la seguridad de los equipos. Para el año 2024, los estudios eléctricos de mediano plazo identifican 35 subestaciones con riesgo de alcanzar el nivel máximo de cortocircuito. Por lo anterior, desde XM hemos liderado la conformación de grupos de trabajo a nivel del CNO y la UPME para encontrar soluciones operativas y de expansión que permitan solventar esta situación, como la reconfiguración de subestaciones, el aumento de los niveles de cortocircuito mediante la reposición de equipos o la instalación de tecnologías que limiten los aportes de corriente durante las fallas y así garantizar la seguridad de los equipos que se pueden ver sometidos a niveles de corriente para los cuales no fueron diseñados.

---

**Se espera que esta nueva tecnología para la infraestructura de transporte ayude a reforzar la calidad, la seguridad y la confiabilidad en la atención de la demanda, disminuya los riesgos asociados al FIDVR y contribuya a generar una red más fuerte.**

---



**1.4.1 Evolución de la red infraestructura de transporte y generación:**

En cuanto a proyectos de transmisión, en el año 2023 se incorporaron a la red 24 proyectos nuevos que fortalecieron la infraestructura de transporte de energía, con importantes contribuciones a la seguridad y a la confiabilidad en la atención de la demanda. De estos proyectos, 21 están asociados al STR y 3 al STN. Algunos proyectos incorporados se pueden observar en la figura 40.

**Figura 40. Principales proyectos de transmisión que entraron en operación en 2023.**



De los anteriores proyectos se destacan por su impacto en la seguridad y confiabilidad los siguientes:

- UPME 07-2017 LT Sabanalarga - Bolívar 500 kV y segundo transformador Bolívar 450 MVA 500/220 kV. Brinda confiabilidad en la atención de la demanda de la subárea Bolívar, al representar un enlace adicional en 500 kV.
- La Loma-El Paso y La Loma-La Jagua a 110 kV. Eliminó la condición radial de La Jagua y El Paso 110 kV y las zonas CNE asociadas. Permitió mejorar en nodos de la subárea GCM la respuesta transitoria de la tensión ante contingencias en la red 500 kV.
- UPME STR 02-2019 Atlántico 110 kV. Aumentó la flexibilidad operativa y la confiabilidad en la atención de la demanda de la subárea Atlántico, al eliminar un gran número de restricciones por sobrecarga ante contingencia sencilla. Las restricciones que se mantienen activas disminuyen su probabilidad de activación, por lo que además se mitiga la necesidad de balances de generación entre recursos de la subárea (generación de Tebsa y Termoflores).
- Compensación Mompox 110 kV de 16 Mvar. Mitigó la restricción de baja tensión en Mompox 110 kV y de sobrecarga del circuito Chinú-Sincé 110 kV.
- UPME STR 03-2019. Subestación La Marina 110 kV. Mejoró la confiabilidad en la atención de la demanda de la subárea Bolívar.

Para el año 2024 se espera que entren en operación 15 proyectos de transmisión asociados al STN y 24 proyectos asociados al STR, dentro de los cuales se destacan los siguientes:

- UPME 09-2016 S/E Cuestecitas 500 kV y LT Copey-Cuestecitas 500 kV y Copey-Fundación 220 kV. Con la entrada de los circuitos de este proyecto, la capacidad de importación de potencia del

área Caribe aumenta a 2100 MW y de Caribe 2 a 1450 MW.

- UPME 07-2016 LT Virginia-Nueva Esperanza 500 kV. Mitiga las restricciones asociadas a las contingencias de Primavera-Bacatá 500 kV y de Bacatá-Nueva Esperanza 500 kV y permite incrementar el límite de importación del área Oriental a 1300 MW.
- UPME 05-2018 S/E Toluviejo 220 kV, LT Chinú-Toluviejo 220 kV y LT Toluviejo-Bolívar 220 kV. Representa un enlace adicional de importación o exportación de potencia de Caribe 2.
- FACTS Tebsa-Sabanalarga 1 y 2 220 kV, Nva Barranquilla-Flores 1 y 2 220 kV y Caracolí-Sabanalarga 220 kV. Se evita la activación de restricciones por sobrecarga ante contingencia sencilla en escenarios de alta generación en la subárea Atlántico con los recursos de generación actuales y futuros.
- UPME STR 01-2021 Almacenamiento de Energía con Baterías-Atlántico. Mitiga el impacto de contingencias y sobrecargas presentadas en la subárea Atlántico, evitando eventos en cascada y mejorando la confiabilidad en la atención de la demanda.
- Nueva Río 220/110 kV. Representa una entrada adicional de potencia para la red de Atlántico 110 kV, con lo que elimina restricciones asociadas a la importación de potencia de la subárea y mitiga la necesidad de balances de generación para el control de restricciones.
- UPME STR 10-2018. Subestación Guatapurí 110 kV, mediante reconfiguración Valledupar-San Juan 110 kV. Se mitigan las restricciones por sobrecarga de la transformación Valledupar 220/34.5 kV y de los circuitos Valledupar-Guatapurí 34.5 kV ante contingencia sencilla.
- UPME 04-2014 S/E Alférez 500 kV, LT Heliconia (anterior Medellín)-La Virginia 500 kV, La Virginia-Alférez 500 kV, transformadores Alférez 500/230 kV 2x450 MVA. Aumenta a 560 MW el límite de importación del área Suroccidental.

En la figura 41 se presentan los proyectos de generación que se incorporaron al sistema en 2023 con 1142 MW nuevos (lo que corresponde al 17.3 % de los 6608 MW esperados), de estos, 600 MW corresponden a dos unidades de Hidroituango, las cuales entraron al sistema en noviembre del año 2023. En total, se incorporaron 207 MW de generación solar, 642 MW de generación hidráulica y 293 MW de generación térmica. Es de resaltar que en los últimos dos años la capacidad efectiva del SIN ha aumentado 12.16 %; además, al 31 de diciembre de 2023, se encontraban en pruebas 1133 MW de capacidad (31.9 MW eólica y 1081 MW de solar).

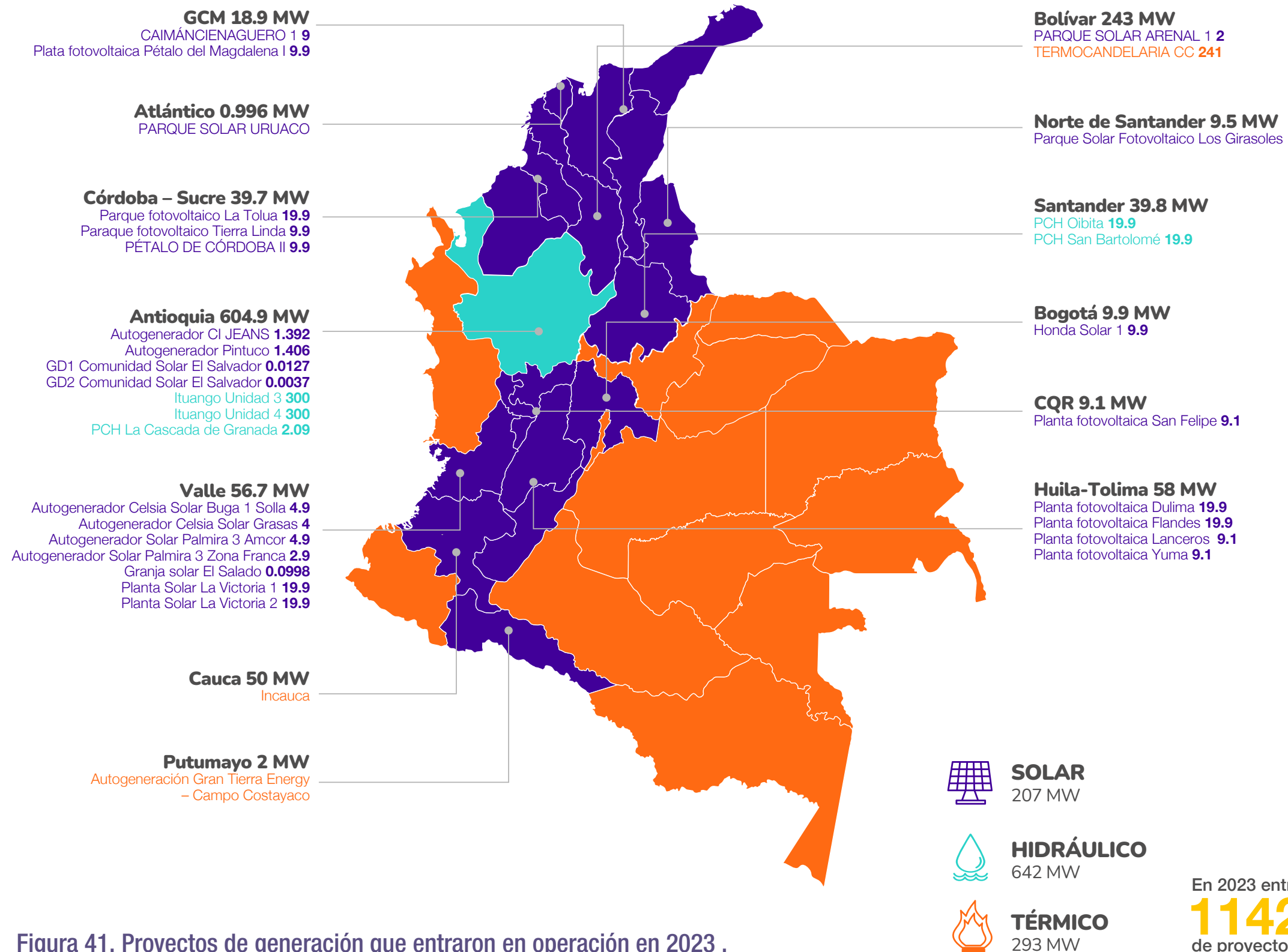


Figura 41. Proyectos de generación que entraron en operación en 2023 .



Es importante mencionar que, frente al crecimiento de la demanda y una eventual electrificación de los sectores industrial y de transporte como parte de la transición energética, cobra relevancia la ejecución oportuna de los proyectos de transmisión y generación; los retrasos en el desarrollo de esta infraestructura generan riesgos para la atención segura, económica y confiable de la demanda.

### 1.5 Consignaciones

Los mantenimientos de los equipos que componen el SIN son un factor de alta importancia para asegurar la atención de la demanda eléctrica del país. Por esta razón, en XM buscamos la aprobación del mayor número de mantenimientos solicitados por los operadores de los equipos del SIN, para garantizar así la operación del sistema en condiciones de confiabilidad, seguridad y economía.

Los agentes del SIN solicitan sus mantenimientos ante el CND mediante consignaciones nacionales en el aplicativo web. Para 2023 se llevó a cabo un hito muy importante: el lunes 24 de abril entró en producción el nuevo aplicativo Sistema Integrado de Operación (SIO), que finalizó con más de una década del Sistema Nacional de Consignaciones (SNC). Este nuevo aplicativo facilita la iteración entre las partes y brinda nuevas opciones para la identificación de los riesgos asociados al SIN de cada una de las consignaciones analizadas.

Durante el 2023, de las 18,144 consignaciones nacionales ingresadas en el aplicativo y consideradas por el CND, se ejecutaron un total de 13,996, como se observa en la figura 42. Cabe indicar que toda consignación solicitada, por cada uno de los agentes operadores de los equipos del SIN, debe cumplir el proceso de análisis de los trabajos, el cual consta de la identificación de riesgos para la operación, la revisión de simultaneidades, el análisis eléctrico y energético y la aprobación. Con respecto al año anterior el número de consignaciones ingresadas y ejecutas aumentó 17.75 % y 12.95 % respectivamente.

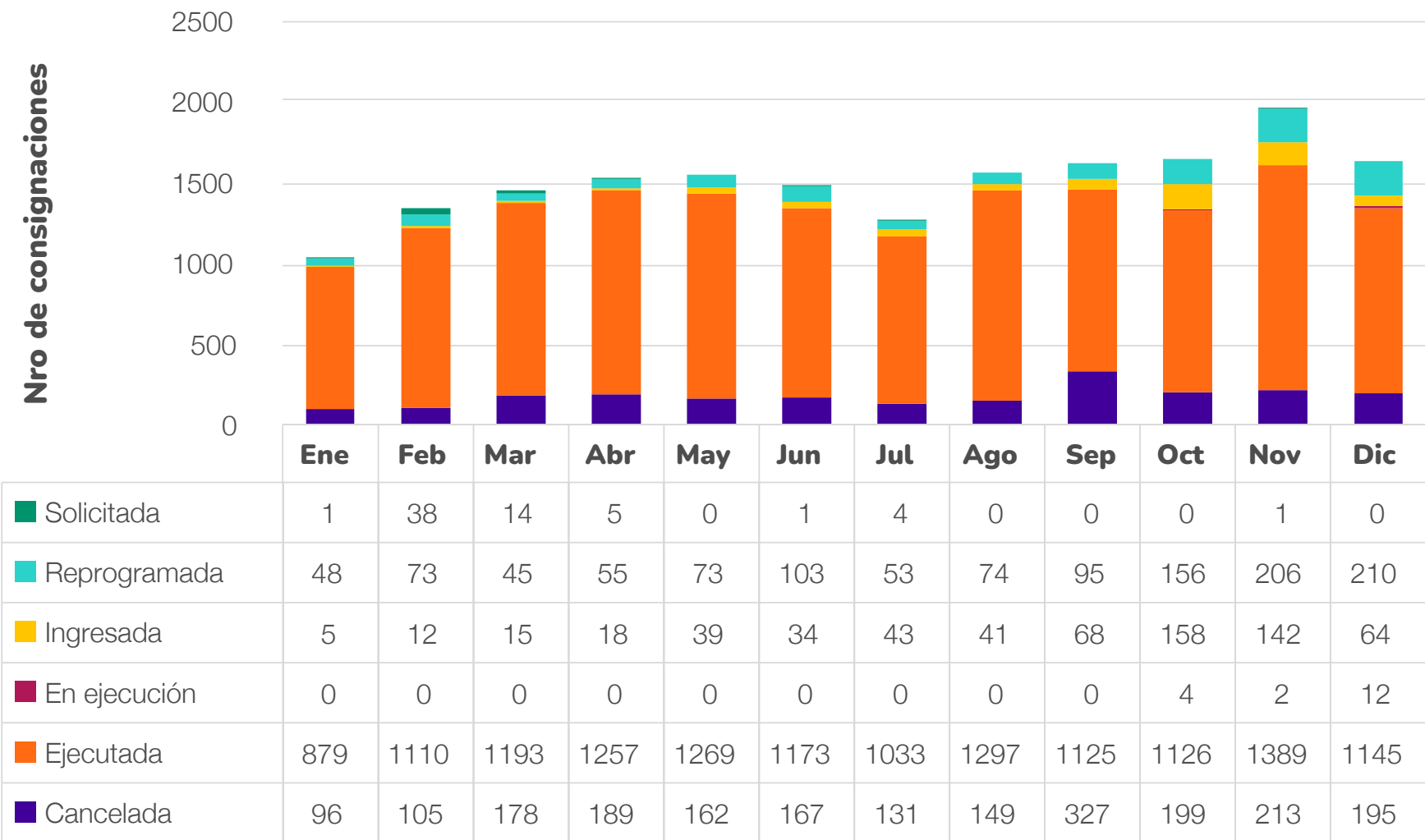


Figura 42. Consignaciones consideradas por el CND durante 2023.

Del total de consignaciones nacionales ejecutadas, el 22 % (3095) fueron sobre unidades de generación de energía; de estas, el 8 % (1129) estuvieron relacionadas con mantenimientos y el 14 % (1966), con pruebas en unidades de generación de energía (Resolución CREG 044 de 2020). El 78 % (10.901) de las consignaciones fueron sobre equipos asociados a la transmisión de energía en el SIN.



La figura 43 presenta la desagregación del total de consignaciones nacionales ejecutadas durante el 2023 por tipo de consignación (generación, transmisión o pruebas de generación). Con relación al año 2022, para este caso, los porcentajes no variaron considerablemente: las pruebas subieron un 1 %, las consignaciones de generación subieron un 3 % y según su tipo de ingreso las consignaciones de plan bajaron 2.4 %.

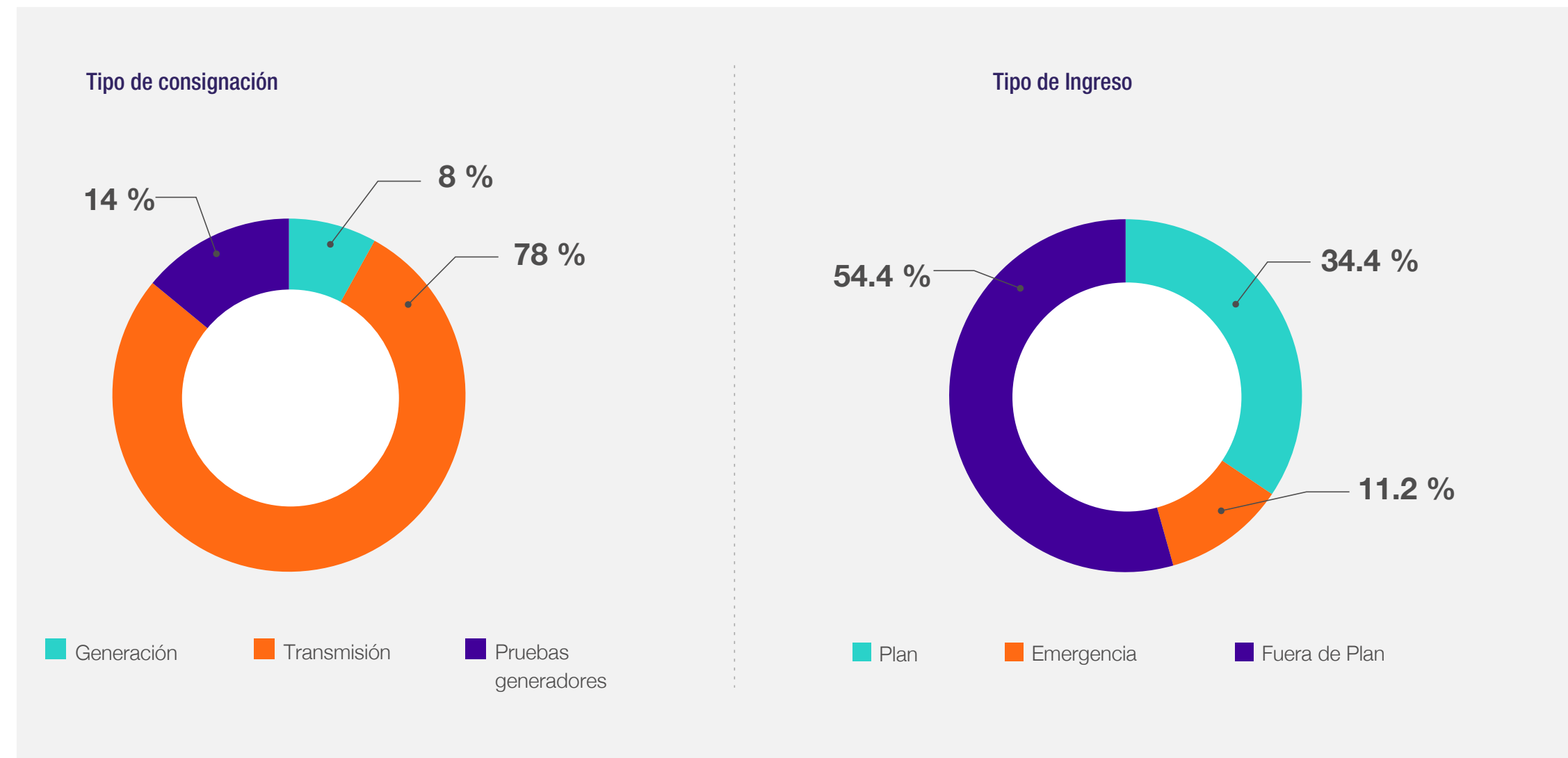


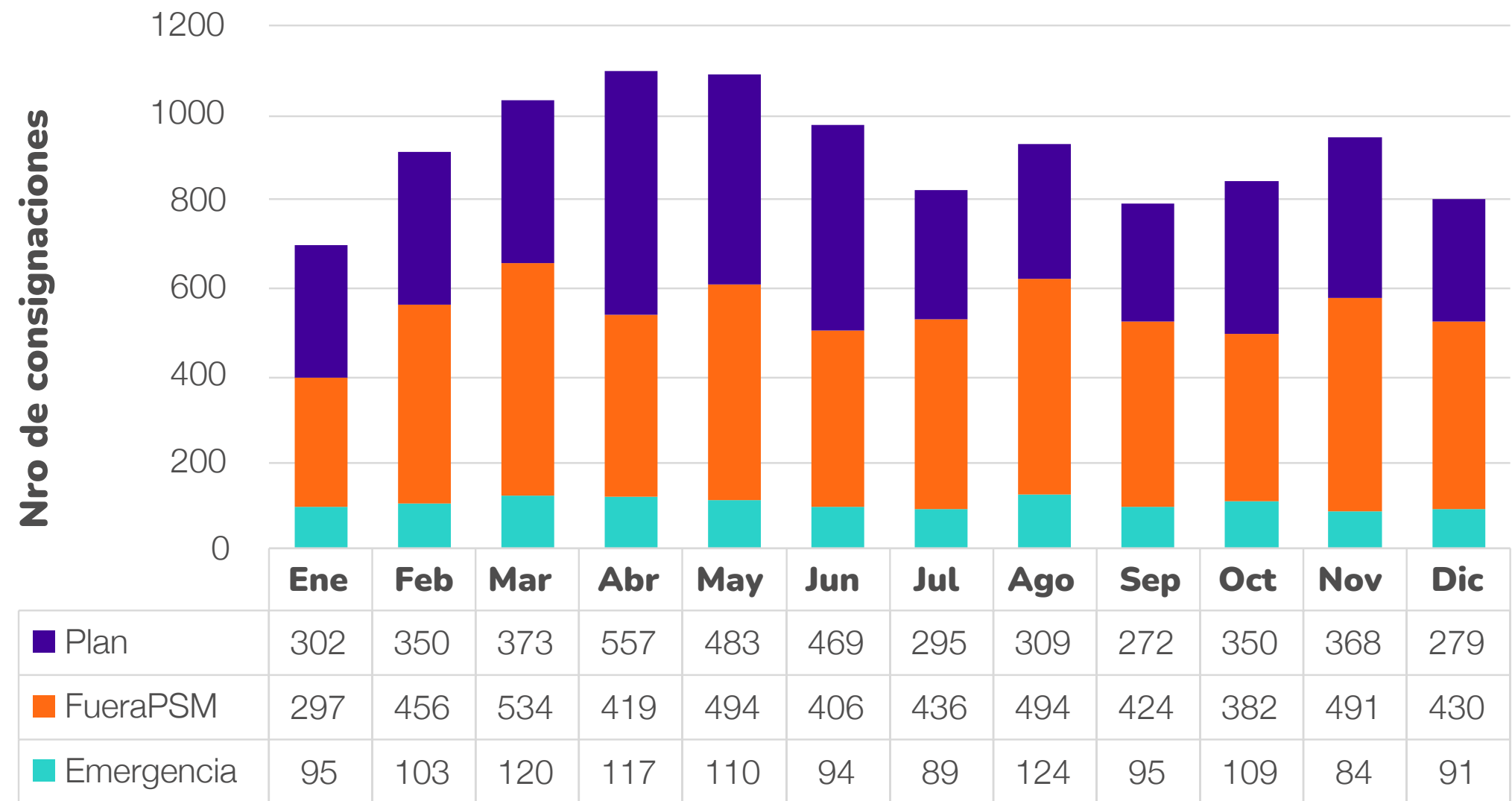
Figura 43. Desagregación del total de consignaciones ejecutadas durante 2023.



Por otro lado, en la figura 43 se discriminan las consignaciones nacionales por tipo de ingreso, teniendo en cuenta aquellas que son solicitadas por el Plan Anual de Mantenimientos (PAM), que aplica para los recursos de generación despachados centralmente, y el Plan Semestral de Mantenimientos (PSM), que aplica para los activos de transmisión del SIN y del STR, así como aquellas solicitadas por fuera de PAM o PSM y las solicitadas por emergencia.

Para el año 2023, el 34.4 % del total de las consignaciones fueron solicitadas dentro del PSM y PAM, el 54.4 % se solicitaron por fuera de estos planes y el 11.2 % fueron de emergencia. De estas cifras se puede resaltar que la gran mayoría de consignaciones ejecutadas estuvieron por fuera de los planes de mantenimiento, lo que además de representar un alza con respecto al año 2022, significa un aumento en la dificultad para su coordinación y en los riesgos para la operación del sistema eléctrico.

En la figura 44 se muestra el número de consignaciones nacionales ejecutadas por mes, las cuales están relacionadas con activos de transmisión. En esta figura se puede observar un aumento en el número de consignaciones sobre estos activos al final del segundo PSM del año 2022, al inicio del primer PSM del año 2023 y en el mes de mayo. En los meses de enero y diciembre se evidencia una disminución en el promedio de consignaciones ejecutadas, mientras que en los demás meses del año este promedio es muy similar.



**Figura 44. Consignaciones de transmisión ejecutadas durante por tipo de ingreso durante 2023**

En la figura 45 se encuentran los datos de las consignaciones nacionales ejecutadas asociadas a unidades de generación de energía eléctrica. En términos generales su comportamiento promedio es cercano a las 258 consignaciones. Es clave resaltar que a partir de agosto se presenta un incremento, siendo en el mes de diciembre el más representativo.

Es clave resaltar que a partir de agosto se presenta un incremento, siendo en el mes de diciembre el más representativo.

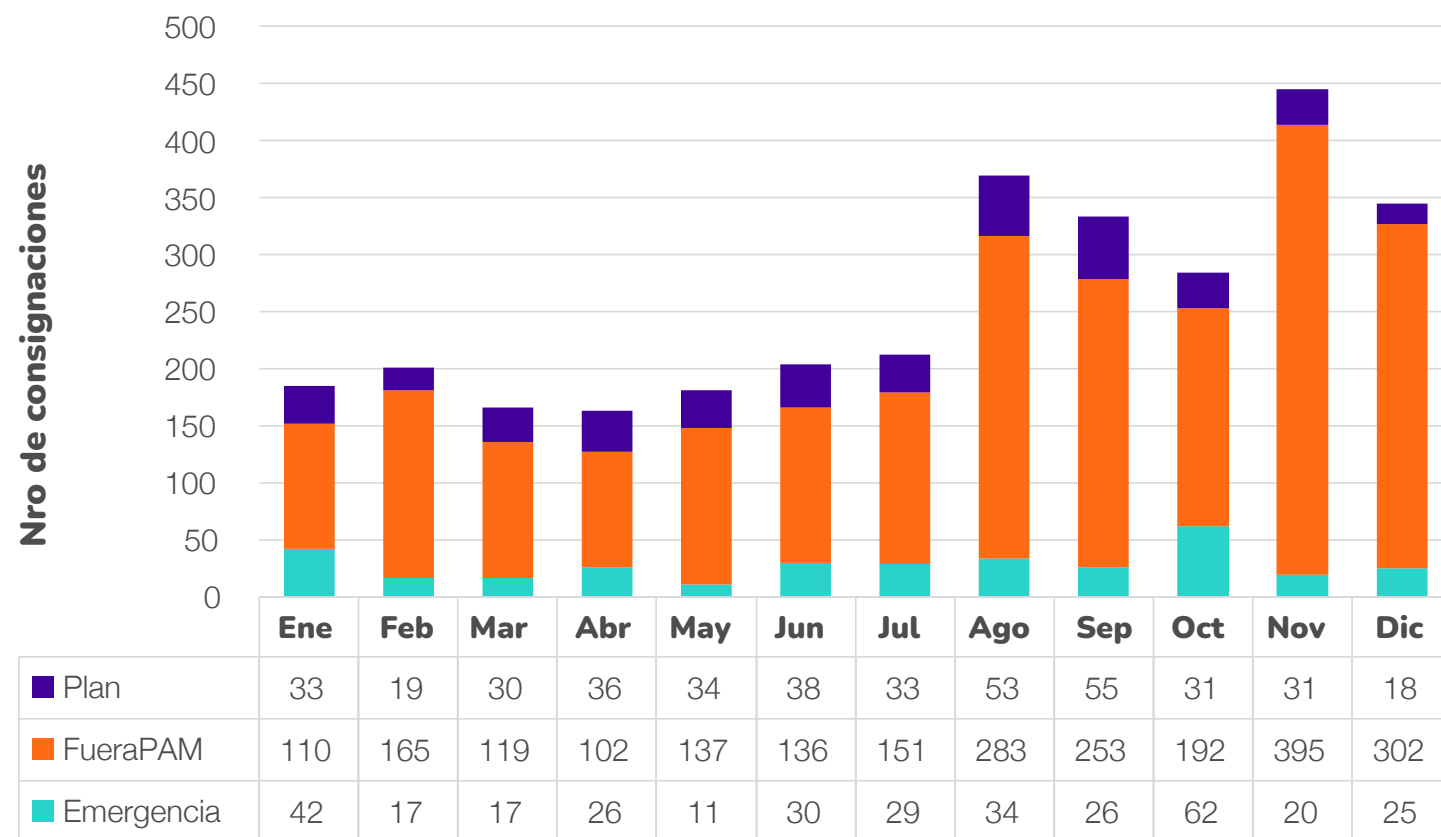


Figura 45. Consignaciones de generación ejecutadas durante 2023.

Al desagregar los mantenimientos de generación por tipo de recurso (figura 46) se evidencia que predominan los solicitados por fuera del PAM, siendo mayores porcentualmente en las unidades de generación térmica.

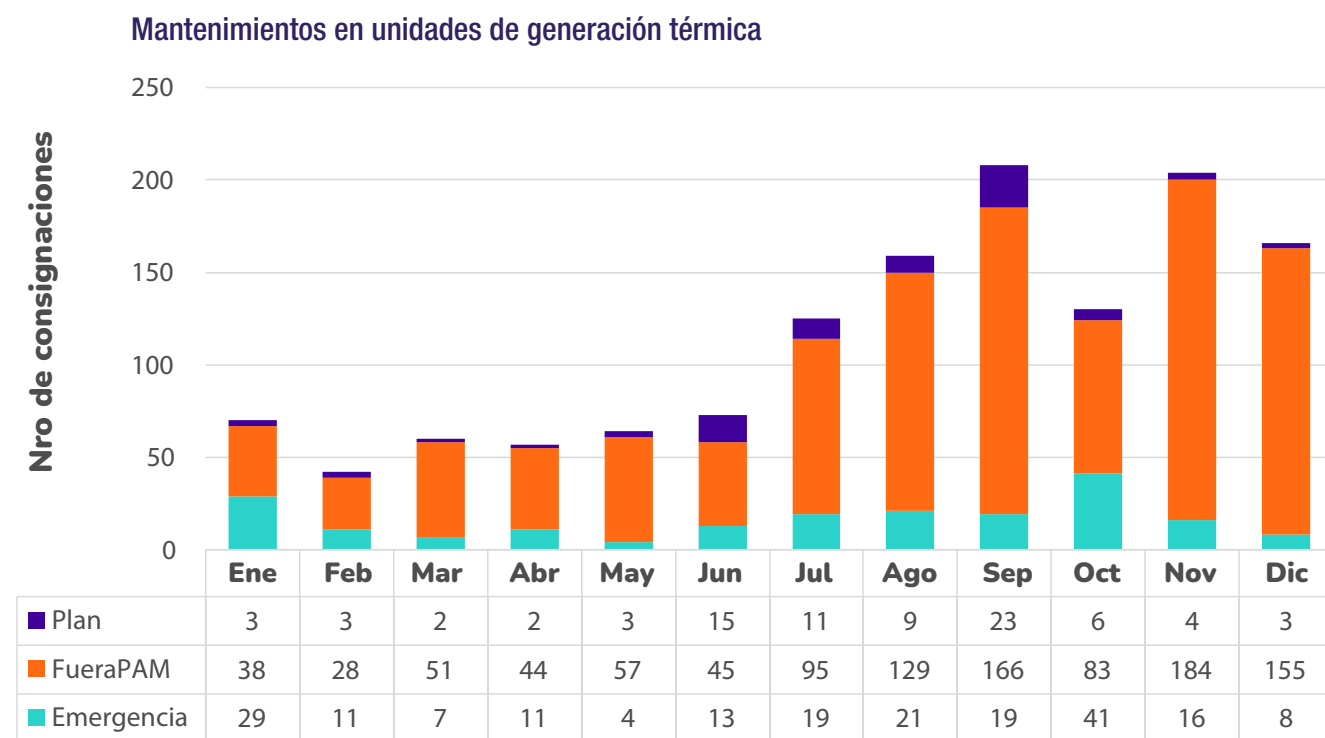
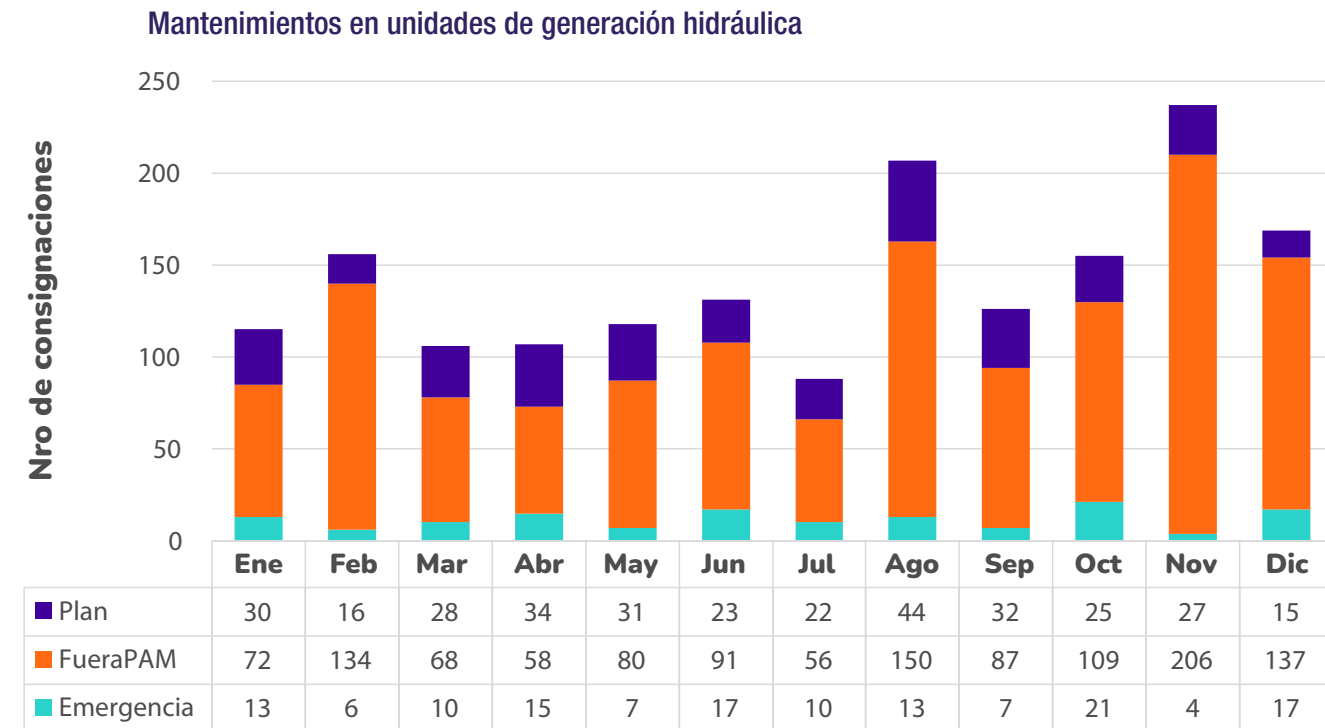
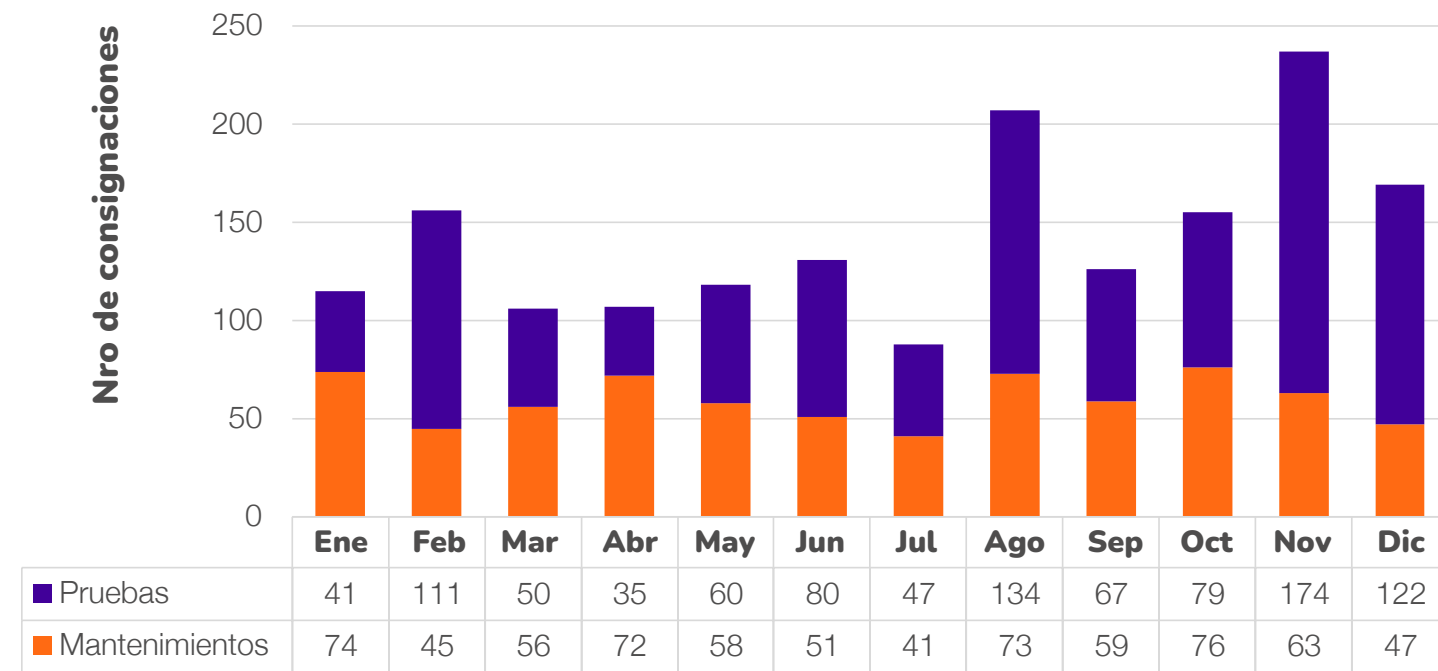


Figura 46. Consignaciones de generación por tipo de recurso ejecutadas en 2023.



En la figura 47 se desagregan las consignaciones ejecutadas en aquellas relacionadas con mantenimientos y pruebas por tipo de unidad de generación de energía eléctrica.

Mantenimiento vs. pruebas en unidades de generación hidráulica



Mantenimiento vs. pruebas en unidades de generación térmica

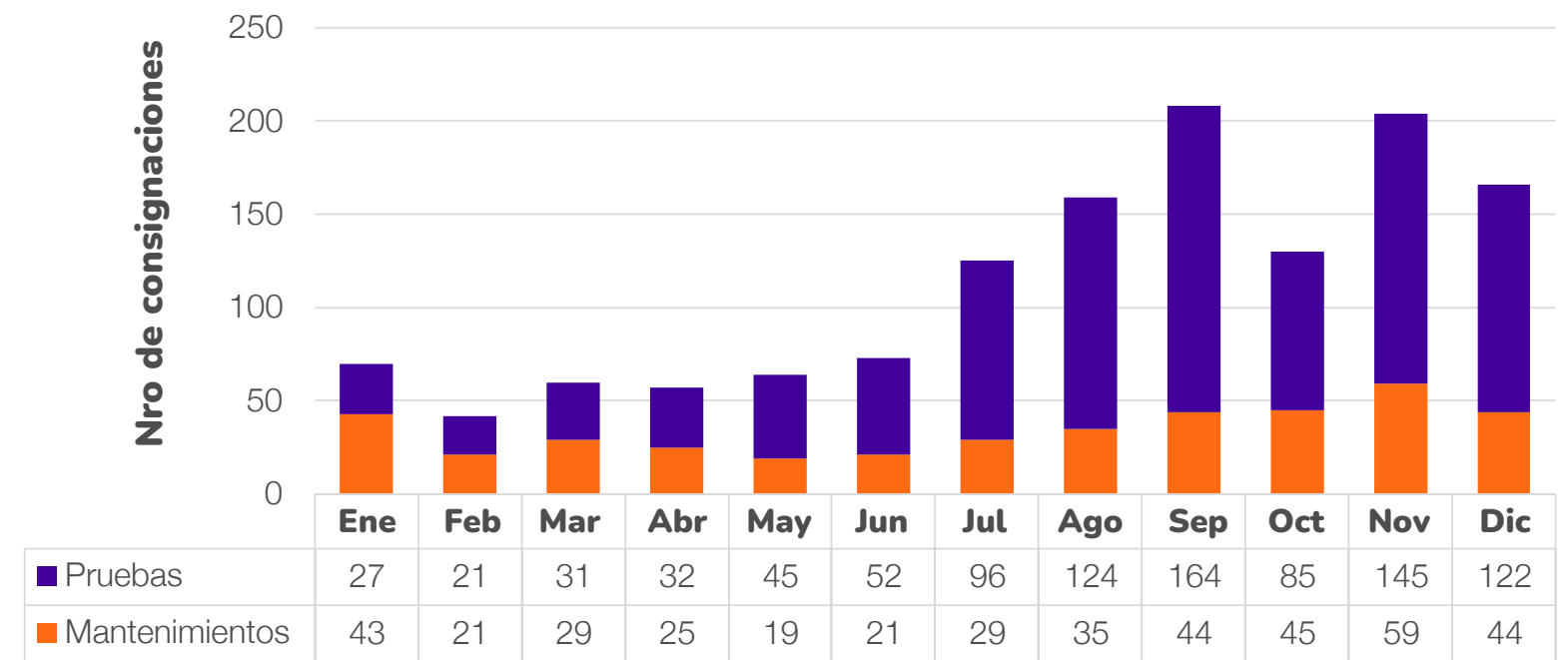


Figura 47. Mantenimientos vs. pruebas por tipo de unidad de generación en 2023.



El número de consignaciones nacionales ejecutadas durante el año 2023 fue significativamente superior al año 2022, con un incremento del 12.95 %. En la figura 48 se puede observar la tendencia en cantidad de consignaciones durante los últimos años.

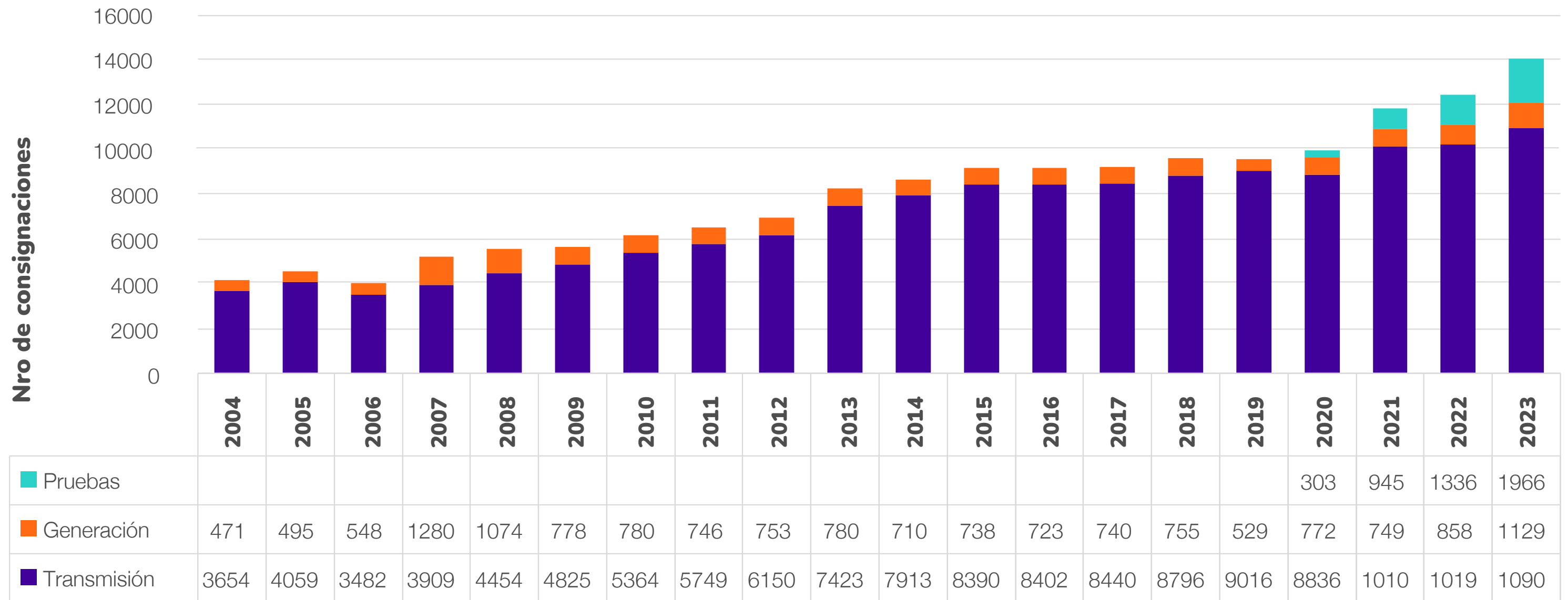


Figura 48. Evolución de la ejecución de consignaciones en el periodo 2004-2023.

Así mismo, la figura 49 desagrega las consignaciones nacionales ejecutadas según su origen. La mayoría tiene origen Normal y les siguen aquellas consignaciones asociadas a proyectos de expansión o de reposición de equipos cuyo origen es Expansión.

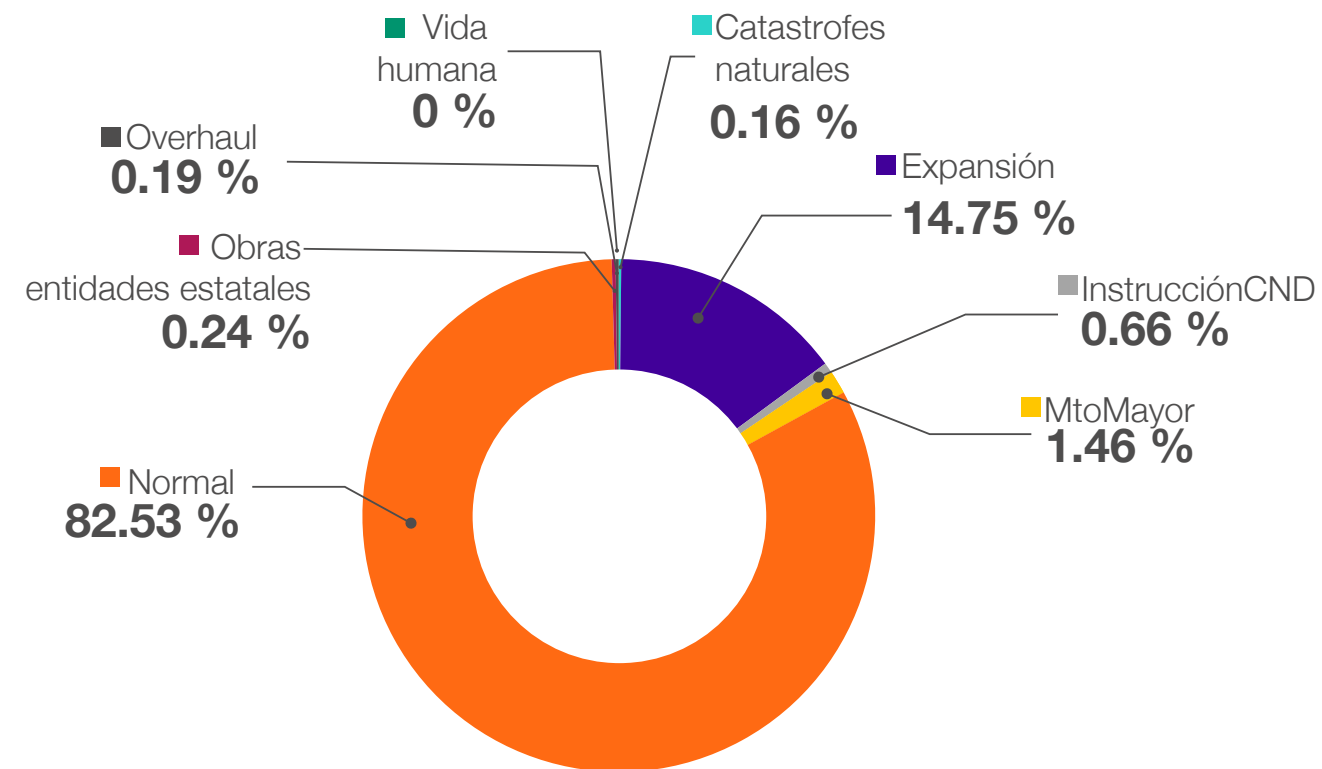


Figura 49. Origen de mantenimiento.

## 1.6 Coordinación Gas-Electricidad

El CND, como corresponde a una buena práctica, participó activamente durante el 2023 en los distintos foros de integración con sectores energéticos fundamentales para el suministro y el transporte de combustibles



primarios para las plantas de generación térmica del país. Estos foros, del alcance del Consejo Nacional de Operación, tanto en el sector gas (CNO-Gas) como en el sector eléctrico (CNO-Eléctrico), fueron claves para lograr la atención de la demanda eléctrica con una operación confiable, económica y segura.

El 2023 fue un año de grandes retos en la coordinación del suministro y transporte de combustibles para las plantas de generación térmica a gas del SIN debido a la programación de intervenciones de alto impacto en los activos de transporte y producción de gas del país y a la ocurrencia de eventos no programados, los cuales fueron coordinados y gestionados en el Comité de Mantenimientos e Intervenciones (COMI) del Consejo Nacional de Operación de Gas, en el que participa XM, y el Subcomité de Plantas del Consejo Nacional de Operación del Sector Eléctrico. Juntos logramos atender la demanda del sector eléctrico ante los distintos escenarios y mitigar los riesgos que se generaron.



## 2. Oferta y generación

### 2.1. Capacidad Efectiva Neta

Con corte al 31 de diciembre de 2023, la capacidad efectiva neta del SIN fue de 19,918.68 MW, lo que refleja un aumento de 1,141.62 MW (o 6.08 %) respecto a la capacidad efectiva neta al 31 de diciembre del 2022.

En la siguiente tabla se registra la variación entre 2023 y 2022 de la Capacidad Efectiva Neta (CEN) del SIN por fuente de energía y tipo de despacho.

\*Se excluyen los autogeneradores a pequeña escala.



Fuente de energía	2022 MW	2023 MW	Participación (%)	Variación 2023 vs. 2022
<b>Recursos despachados centralmente</b>				
Hidráulicos	11,619.00	12,237.00	61.43 %	5.32 %
Térmicos	5,554.00	5,836.00	29.30 %	5.08 %
Gas	2,742.00	2,983.00	14.98 %	8.79 %
Carbón	1,632.00	1,634.00	8.20 %	0.12 %
Combustóleo	268.00	266.00	1.34 %	-0.75 %
ACPM	861.00	903.00	4.53 %	4.88 %
Jet1	51.00	50.00	0.25 %	-1.96 %
<b>Recursos no despachados centralmente*</b>				
Menores	1,411.56	1,653.18	8.30 %	17.12 %
Hidráulicos	930.15	969.17	4.87 %	4.20 %
Térmicos	184.33	179.33	0.90 %	-2.71 %
Eólica	18.42	18.42	0.09 %	0.00 %
Solar	278.66	486.26	2.44 %	74.50 %
Cogeneradores	192.50	192.50	0.97 %	0.00 %
<b>Total SIN</b>	<b>18,777.06</b>	<b>19,918.68</b>	<b>100 %</b>	<b>6.08 %</b>

Tabla 7. Variación de la Capacidad Efectiva Neta (CEN) del SIN por fuente de energía y tipo de despacho.

Durante 2023 se evidenció que las plantas hidráulicas despachadas centralmente fueron los recursos que aportaron la mayor capacidad efectiva en MW, con un incremento de 618 MW. Por otro lado, se presentó un aumento de 207.6 MW correspondiente a plantas de generación solar no despachadas centralmente.

En la siguiente tabla se presentan las plantas de generación que iniciaron operación comercial durante el año 2023:

Nombre Planta	Tipo de planta	Capacidad Efectiva Neta MW
Ituango Unidades 3 y 4	Hidráulica	600,000
Oibita Unidades 1 y 2	Hidráulica	19,900
San Bartolome Unidades 1 y 2	Hidráulica	19,900
La Cascada de Granada	Hidráulica	2,090
Autogenerador CI Jeans	Solar	1,390
Autogenerador SFV Pintuco	Solar	1,410
La Tolua	Solar	19,900
Tierra Linda	Solar	9,900
Granja Solar El Salado	Solar	0,100
Granja Solar San Felipe	Solar	9,100
Granja Solar Lanceros	Solar	9,100
Autogenerador Solar Palmira 3 Amcor	Solar	4,990
Autogenerador Celsia Solar Solla (Buga 1)	Solar	4,900
Autogenerador Buga 1 Grasas	Solar	4,000
Planta Fotovoltaica Flandes	Solar	19,900

Nombre Planta	Tipo de planta	Capacidad Efectiva Neta MW
Planta Fotovoltaica Dulima	Solar	19,900
Yuma	Solar	9,100
Autogenerador Solar Palmira 3 Zona Franca	Solar	2,900
Petalo del Magdalena	Solar	9,900
Solar La Victoria 1	Solar	19,900
Parque Solar Los Girasoles	Solar	9,500
Solar La Victoria 2	Solar	19,900
GD Parque Solar Uruaco	Solar	1,000
Comunidad El Salvador I	Solar	0,013
Comunidad El Salvador li	Solar	0,004
Parque Solar Arenal	Solar	2,000
Pétalo del Córdoba II	Solar	9,900
Caimán Cienaguero	Solar	9,000
Honda Solar 1	Solar	9,900
Ampliación Termocandelaria: Aumento de CEN de 314 MW a 555 MW	Térmica	241,000
Agge Gran Tierra - Campo Costayaco 2 MW	Térmica	2,000

\*Para el proyecto de ampliación de Termocandelaria se reporta la capacidad efectiva neta ampliada, la planta queda con una capacidad efectiva neta de 555 MW.

**Tabla 8. Plantas de generación que iniciaron operación comercial durante el año 2023.**

En la tabla 9 se presentan las plantas de generación despachadas centralmente que se retiraron del Mercado de Energía Mayorista (MEM):

Nombre Planta	Tipo de planta	Capacidad Efectiva Neta MW
Termoproyectos	Térmica	19
Termoebr	Térmica	19

**Tabla 9. Plantas de generación que se retiraron del MEM.**

Finalmente, en 2023 se presentó un incremento de 864.62 MW en la CEN de las plantas de fuentes de energía renovables y se presentó un incremento de 277 MW en la CEN de las plantas de fuentes de energía no renovables.

Es de resaltar que el mayor incremento de CEN en porcentaje se presentó en la generación solar, con 74.50 %, lo que representa una participación del 2.44 % en la CEN del Sistema Interconectado Nacional.

**En 2023 se presentó un incremento de 864.62 MW en la CEN de las plantas de fuentes de energía renovables y se presentó un incremento de 277 MW en la CEN de las plantas de fuentes de energía no renovables.**

Fuente de energía	2022 MW	2023 MW	Participación (%)	Variación 2023 vs. 2022
<b>Fuentes de energía no renovable</b>				
Carbón	1,663.90	1,675.90	8.41 %	0.72 %
Gas	2,877.09	3,103.09	15.58 %	7,86 %
Líquidos	1,180.00	1,219.00	6.12 %	3.31 %
<b>Total No Renovable</b>	<b>5,720.99</b>	<b>5,997.99</b>	<b>30.11 %</b>	<b>4.84 %</b>
<b>Fuentes de energía renovable</b>				
Biogas	10.550	10.550	0.05 %	0.00 %
Bagazo	199.290	199.290	1.00 %	0.00 %
Eólica	18.420	18.420	0.09 %	0.00 %
Hidráulica	12,549.15	13,206.17	66.30 %	5.24 %
Solar	278.66	486.26	2.44 %	74.50 %
<b>Total Renovable</b>	<b>13,056.07</b>	<b>13,920.69</b>	<b>69.89 %</b>	<b>6.62 %</b>
<b>Total general</b>	<b>18,777.06</b>	<b>19,918.68</b>	<b>100 %</b>	<b>1.58 %</b>

**Tabla 10. Variación de la Capacidad Efectiva Neta por tipo de fuente de energía.**



## 2.2 Generación del SIN

La generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante el 2023 se situó en 80,687.37 GWh/año, lo que representa un aumento del 4.91 % respecto al año 2022 (76,908.45 GWh/año).

En el 2023 se presentó una disminución del 5.52 % en la generación con fuentes renovables y un aumento del 66.03 % en la generación con fuentes no renovables de energía respecto al año anterior. La primera se debió a una reducción del 7 % en la gene-

ración hidráulica, mientras que el segundo estuvo motivado por el incremento del 117.66 % en la generación con carbón, del 52.49 % en la generación con gas y del 61.58 % en la generación con combustible. En la figura 50 se muestra la evolución desde el año 2017 hasta el 2023 de la generación de energía en Colombia con fuentes de energía renovable y no renovable. Allí se evidencia que en ese periodo de tiempo solo en el 2020 el crecimiento ha sido negativo.

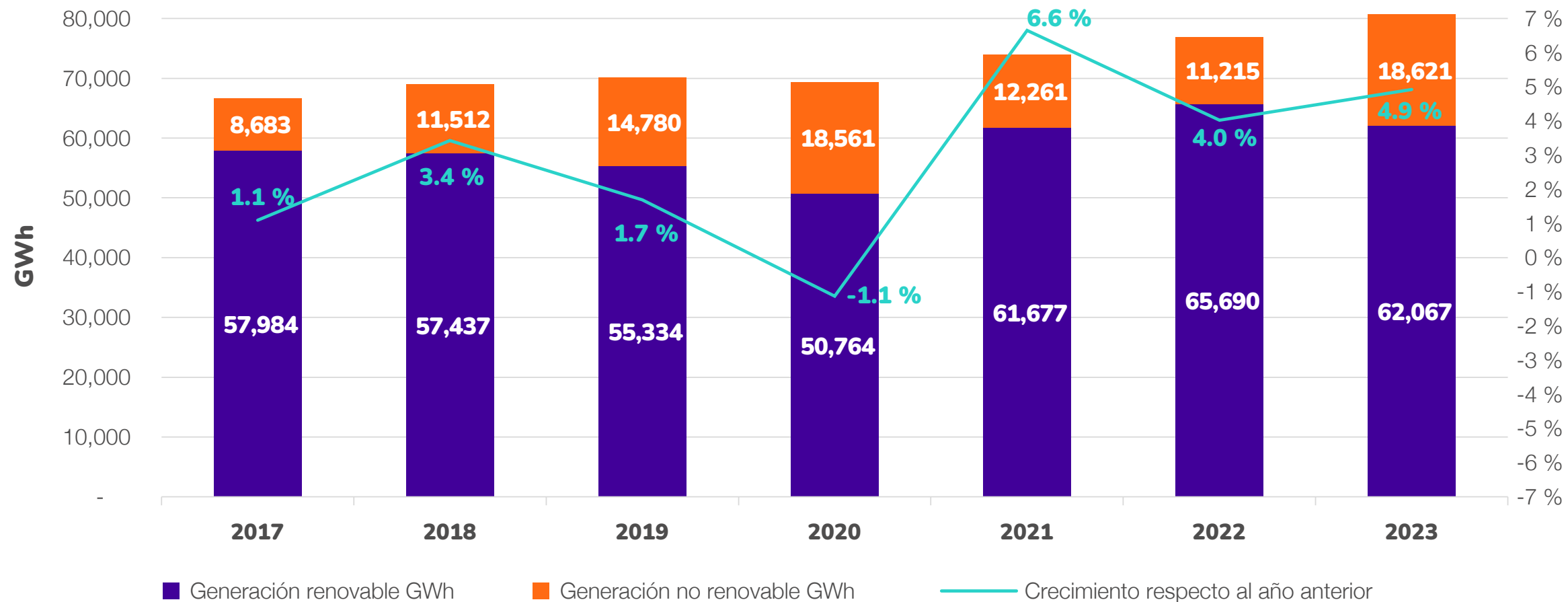
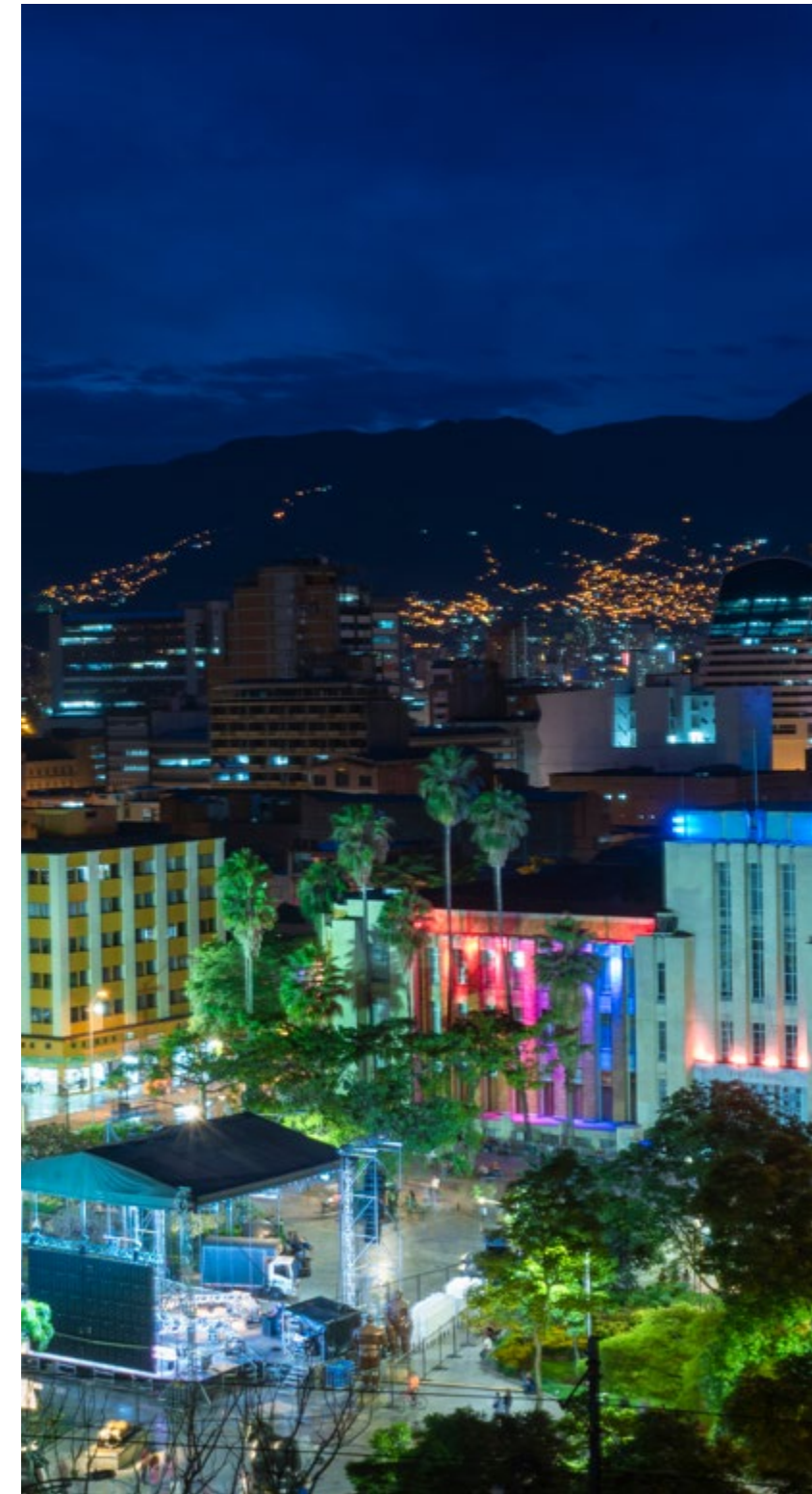
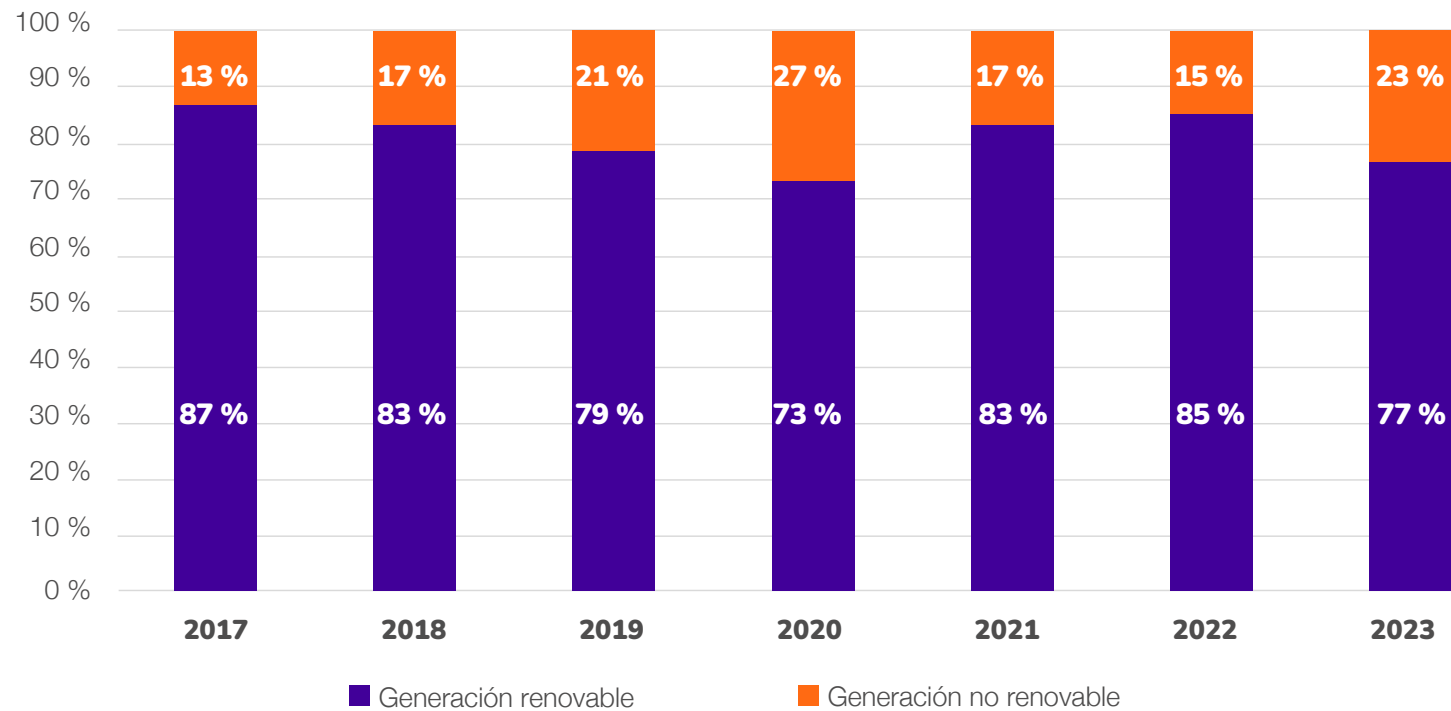


Figura 50. Crecimiento de la generación del SIN



En la siguiente gráfica se muestra la participación de la generación con fuentes de energía renovables y no renovables en Colombia para cada año, desde el 2017 hasta el 2023. Se observa que en 2023 hubo una disminución en la participación de las fuentes renovables y un aumento en las fuentes no renovables de 8 puntos porcentuales en ambos casos.



**Figura 51. Participación en la generación de energía por tipo de fuente.**

La tabla que sigue contiene datos sobre la generación para los años 2022 y 2023, desagregados por el tipo de fuente de energía usada y su participación respecto a la generación total.

Fuente de energía	2022 GWH	Participación (%)	2023 GWH	Participación (%)	Variación 2023 vs. 2022
<b>Fuentes de energía no renovable</b>					
Térmica	11,222.9	14.59 %	18,627.3	23.09 %	65.98 %
ACPM	1,231.15	1.60 %	1,069.00	1.32 %	-13.17 %
Biogás	4.72	0.01 %	6.62	0.01 %	40.30 %
Carbón	3,479.62	4.52 %	7,573.81	9.39 %	117.66 %
Combustóleo	376.29	0.49 %	608.03	0.75 %	61.58 %
Jet-A1	4.10	0.01 %	26.79	0.03 %	553.26 %
Gas	6,127.01	7.97 %	9,343.08	11.58 %	52.49 %
<b>Total No Renovable</b>	<b>11,222.9</b>	<b>14.59 %</b>	<b>18,627.3</b>	<b>23.09 %</b>	<b>65.98 %</b>
<b>Fuentes de energía renovable</b>					
Biomasa	771.36	1.00 %	818.03	1.01 %	6.05 %
Eólica	74.30	0.10 %	203.34	0.25 %	173.68 %
Hidráulica	64,337.29	83.65 %	59,833.31	74.15 %	-7.00 %
Solar	502.60	0.65 %	1,205.36	1.49 %	139.82 %
<b>Total Renovable</b>	<b>65,685.56</b>	<b>85.41 %</b>	<b>62,060.05</b>	<b>76.91 %</b>	<b>-5.52 %</b>
<b>Total general</b>	<b>76,908.45</b>	<b>100.00 %</b>	<b>80,687.37</b>	<b>100.00 %</b>	<b>4.91 %</b>

**Tabla 11. Variación de la generación por tipo de fuente.**



Se destaca, para el año 2023, un aumento en la generación solar del 139.82 %, pasando de 502.6 GWh a 1205.36 GWh, debido a la entrada en operación de autogeneradores y de las plantas La Tolua, Granja Solar Flandes, Celsia Solar Dulima, Celsia Solar La Victoria II, Celsia Solar La Victoria I, Pétalo del Magdalena, Pétalo de Córdoba II, Parque Solar Honda I, Tierra Linda, Los Girasoles, Granja Solar San Felipe, Granja Solar Lanceros, Celsia Solar Yuma, Caimán Cienaguero, Autog Celsia Solar Palmira 3, Autog Buga I Solla, Autog Buga I Grasas, Autog Celsia Solar Palmira 3 Zona Franca, Parque Solar Arenal, Autog Pintuco, Autog Ci Jeans, Uruaco, Granja Solar El Salado, Comunidad El

Salvador I y Comunidad El Salvador II, y de la entrada en pruebas del Parque Solar La Unión, La Mata, Fundación, Portón del Sol, Caracolí I, Parque Solar Dinamarca, Parque Solar Versailles, Parque Solar La Mena y Autog Solar Palmira; por otra parte, se presentó un aumento en la generación eólica del 173.68 %.

Así las cosas, en la siguiente gráfica, se muestra la evolución de la generación diaria de las fuentes de energía renovable no convencional en Colombia (eólica y solares) para el año 2023, donde se evidencia que se presentó un aumento en la generación solar desde julio, debido a la entrada en operación de las plantas mencionadas antes.

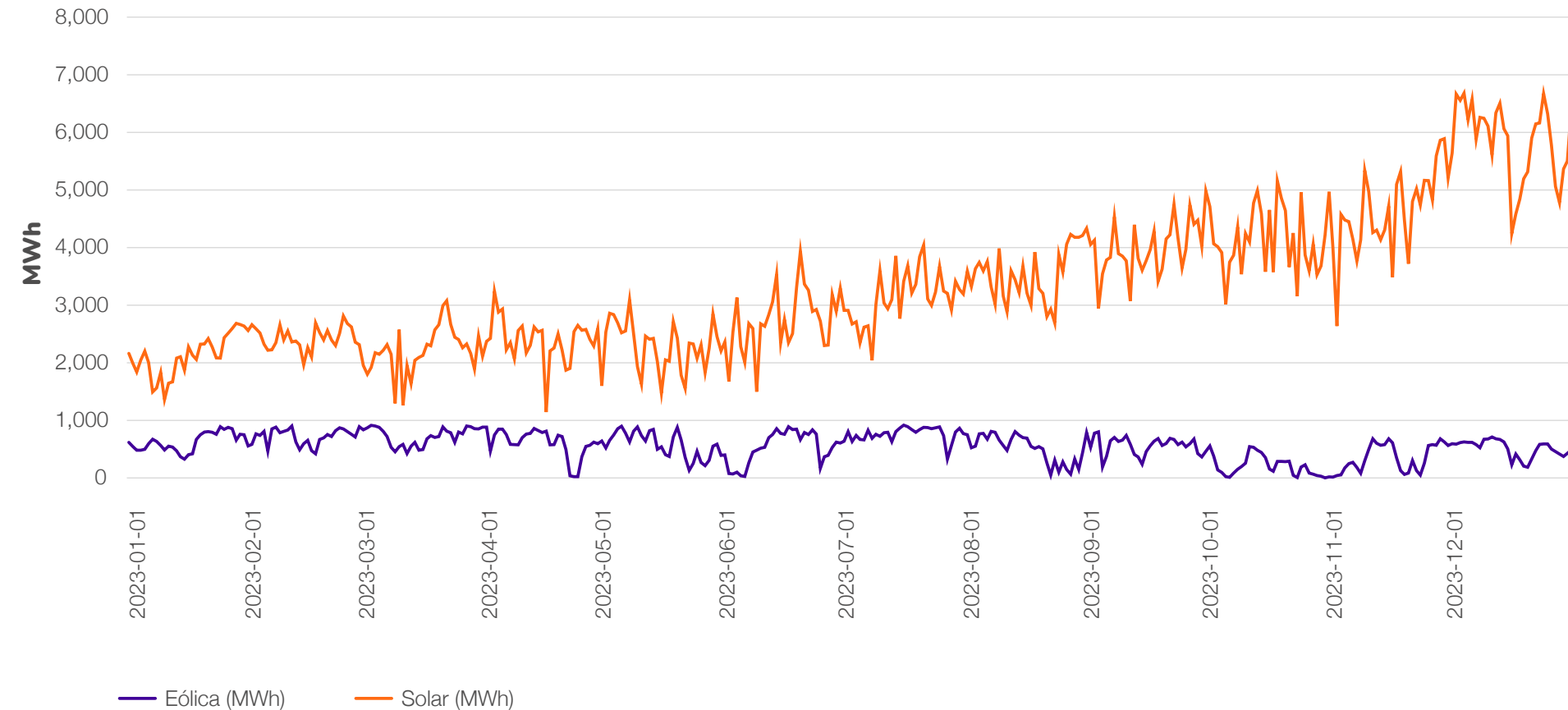


Figura 52. Evolución de la generación diaria para las fuentes solares y eólicas



Otra mirada para la clasificación de la generación es cómo se considera la planta de generación en el despacho central (Resolución CREG 055 de 1994), a saber: plantas despachadas centralmente (DC) y no despachadas centralmente (NDC). Bajo esta premisa, en la tabla 12 se resalta el aumento de la generación térmica despachada centralmente con un crecimiento del 69.53 % frente a 2022, pasando de una participación del 13.67 % en 2022, al 22.08 % en 2023. Por su parte, la generación hidráulica despachada centralmente en 2023 disminuyó en un 6.26 % frente a 2022. Adicionalmente se observa un incremento en la generación solar no despachada centralmente debido a la entrada de nuevos proyectos.

La tabla también ofrece la clasificación de la generación en GWh durante el 2023 y 2022 por tipo de despacho y por tipo de tecnología, y su participación respecto a la generación total en Colombia.

Fuente de energía	2022 GWH	Participación (%)	2023 GWH	Participación (%)	Variación 2023 vs. 2022
<b>DC: Despachado Centralmente</b>					
Hidráulica	59,311.5	77.12 %	55,600.06	68.91 %	-6.26 %
Solar	150.9	0.20 %	405.25	0.50 %	168.64 %
Térmica	10,510.0	13.67 %	17,817.16	22.08 %	69.53 %
ACPM	1,231.1	1.60 %	1,069.00	1.32 %	-13.17 %
Carbón	3,448.7	4.48 %	7,457.88	9.24 %	116.25 %
Combustóleo	376.3	0.49 %	608.03	0.75 %	61.58 %
Gas	5,449.8	7.09 %	8,655.46	10.73 %	58.82 %
Jet-A1	4.1	0.01 %	26.79	0.03 %	553.26 %
<b>Total DC</b>	<b>69,972.4</b>	<b>91.0 %</b>	<b>73,822.47</b>	<b>91.49 %</b>	<b>5.50 %</b>

<b>DC: Despachado Centralmente</b>					
<b>Menor</b>	<b>5,795.9</b>	<b>7.54 %</b>	<b>5,663.1</b>	<b>7.02 %</b>	<b>-2.29 %</b>
Hidráulica	4,830.6	6.28 %	4,056.2	5.03 %	-16.03 %
Bagazo	-	0.00 %	-	0.00 %	
Biogas	1.0	0.00 %	2.5	0.00 %	143.06 %
Carbón	12.8	0.02 %	66.3	0.08 %	416.52 %
Gas	539.6	0.70 %	562.4	0.70 %	4.22 %
Solar	337.6	0.44 %	772.4	0.96 %	128.82 %
Eólica	74.3	0.10 %	203.3	0.25 %	173.68 %
<b>Cogenerador</b>	<b>763.9</b>	<b>0.99 %</b>	<b>784.3</b>	<b>0.97 %</b>	<b>2.68 %</b>
Bagazo	763.7	0.99 %	784.2	0.97 %	2.68 %
Térmica	0.1	0.00 %	0.1	0.00 %	-34.04 %
<b>Autogenerador</b>	<b>376.3</b>	<b>0.49 %</b>	<b>417.5</b>	<b>0.52 %</b>	<b>10.94 %</b>
Bagazo	7.6	0.01 %	33.8	0.04 %	343.25 %
Biogas	3.7	0.00 %	4.1	0.01 %	11.92 %
Térmica	155.6	0.20 %	174.8	0.22 %	12.37 %
Hidráulica	195.2	0.25 %	177.0	0.22 %	-9.33 %
Solar	14.2	0.02 %	27.7	0.03 %	95.17 %
<b>Total NDC</b>	<b>6,936.1</b>	<b>9.02 %</b>	<b>6,864.9</b>	<b>8.51 %</b>	<b>-1.03 %</b>
<b>Total general</b>	<b>76,908.4</b>	<b>100.00 %</b>	<b>80,687.4</b>	<b>100.00 %</b>	<b>4.91 %</b>

\*Esta tabla no tiene en cuenta los combustibles de la categoría biomasa dentro de la generación térmica para plantas despachadas centralmente.

**Tabla 12. Generación de energía por tipo de despacho y fuente.**

### 2.3. Generación por agente

En la siguiente tabla se presenta la evolución de la generación real en GWh por agente generador. Se evidencia que hubo un total de 97 agentes que reportaron generación durante los años 2021, 2022 y 2023. Los agentes con mayor participación respecto a la generación total del SIN fueron Empresas Públicas de Medellín E.S.P., con el 24.04 %, Enel Colombia S.A. E.S.P., con el 19.78 % e Isagen S.A. E.S.P., con el 18.41 %.

Agente Generador	Generación Real 2021 (GWh)	Generación Real 2022 (GWh)	Generación Real 2023 (GWh)	Participación 2021	Participación 2022	Participación 2023
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	18,456.72	20,488.41	19,393.45	24.96 %	26.64 %	24.04 %
Enel Colombia S.A. E.S.P.		11,324.94	15,956.07	0.00 %	14.73 %	19.78 %
Isagen S.A. E.S.P.	16,395.04	18,305.96	14,854.04	22.18 %	23.80 %	18.41 %
Celsia Colombia S.A. E.S.P.	4,937.45	5,626.65	5,259.01	6.68 %	7.32 %	6.52 %
Aes Colombia & Cia. S.C.A. E.S.P.		2,724.65	4,263.33	0.00 %	3.54 %	5.28 %
Termobarranquilla S.a. Empresa de Servicios Públicos	3,376.20	3,053.14	3,818.36	4.57 %	3.97 %	4.73 %
Generadora Y Comercializadora de Energía del Caribe S.A. E.S.P.	2,615.02	2,188.52	3,089.37	3.54 %	2.85 %	3.83 %
Prime Termoflores S.A.S. E.S.P.	735.22	608.20	1,355.62	0.99 %	0.79 %	1.68 %
Empresa Urra S.A. E.S.P.	1,483.35	1,786.09	1,262.13	2.01 %	2.32 %	1.56 %
Termoyopal Generación 2 S.A.S E.S.P.	1,142.62	1,156.92	1,224.95	1.55 %	1.50 %	1.52 %
Termotasajero Dos S.A. E.S.P.	276.14	269.70	1,030.72	0.37 %	0.35 %	1.28 %
Compañía Eléctrica de Sochagota S.A. E.S.P.	443.20	297.21	1,023.48	0.60 %	0.39 %	1.27 %
Termocandelaria S.C.A. E.S.P.	128.70	129.85	988.85	0.17 %	0.17 %	1.23 %
Termotasajero S.A. E.S.P.	282.61	277.70	963.97	0.38 %	0.36 %	1.19 %

Agente Generador	Generación Real 2021 (GWh)	Generación Real 2022 (GWh)	Generación Real 2023 (GWh)	Participación 2021	Participación 2022	Participación 2023
Gestion Energética S.A. E.S.P.	350.03	213.74	801.28	0.47 %	0.28 %	0.99 %
Prime Termovalle S.A.S Empresa De Servicios Públicos	5.75	3.99	647.13	0.01 %	0.01 %	0.80 %
Hidroeléctrica Del Alto Porce S.A.S. E.S.P.	807.07	817.01	611.48	1.09 %	1.06 %	0.76 %
Termonorte S.A.S. E.S.P.	265.77	338.44	529.39	0.36 %	0.44 %	0.66 %
Proeléctrica S.A.S E.S.P.	364.74	400.09	352.50	0.49 %	0.52 %	0.44 %
Nitro Energy Colombia S.A.S. E.S.P.	205.97	242.52	283.11	0.28 %	0.32 %	0.35 %
Vatia S.A. E.S.P.	283.52	287.25	270.30	0.38 %	0.37 %	0.34 %
Termo Mechero Morro S.A.S E.S.P			251.56	0.00 %	0.00 %	0.31 %
Termo Mechero Morro S.A.S. E.S.P.	492.98	479.03	240.84	0.67 %	0.62 %	0.30 %
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	249.16	194.28	180.75	0.34 %	0.25 %	0.22 %
Pch San Bartolomé S.A.S. E.S.P.			176.86	0.00 %	0.00 %	0.22 %
Proyectos Energéticos del Cauca S.A. E.S.P.	129.95	127.30	173.68	0.18 %	0.17 %	0.22 %
Termoemcali I S.A. E.S.P.	9.74	12.24	159.99	0.01 %	0.02 %	0.20 %
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	164.12	139.71	127.79	0.22 %	0.18 %	0.16 %
Atlántica Colombia S.A.S. E.S.P.	5.44	43.63	95.37	0.01 %	0.06 %	0.12 %
Aures Bajo S.A.S. E.S.P.	139.59	134.61	89.02	0.19 %	0.18 %	0.11 %
Risaralda Energía S.A.S. E.S.P.	117.75	119.74	86.92	0.16 %	0.16 %	0.11 %
Riopaila Energía S.A.S. E.S.P.	62.84	55.51	81.26	0.08 %	0.07 %	0.10 %



Agente Generador	Generación Real 2021 (GWh)	Generación Real 2022 (GWh)	Generación Real 2023 (GWh)	Participación 2021	Participación 2022	Participación 2023
Generadora Alejandría S.A.S. E.S.P.	104.08	93.01	78.09	0.14 %	0.12 %	0.10 %
Genersa S.A.S. E.S.P.	64.37	82.89	74.37	0.09 %	0.11 %	0.09 %
Hidrotolima S.A. E.S.P.	64.40	61.51	60.95	0.09 %	0.08 %	0.08 %
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.	71.86	75.18	56.87	0.10 %	0.10 %	0.07 %
Emgesa S.A. E.S.P. (Finalizado)			56.83	0.00 %	0.00 %	0.07 %
Energía del Río Piedras S.A. E.S.P		53.81	56.69	0.00 %	0.07 %	0.07 %
Central Hidroeléctrica Zeus SAS ESP		44.23	45.82	0.00 %	0.06 %	0.06 %
Hydroenergía de la Montaña S.A.S E.S.P		54.50	41.90	0.00 %	0.07 %	0.05 %
Espacio Productivo S.A.S. E.S.P.	19.78	61.40	41.47	0.03 %	0.08 %	0.05 %
Hz Energy S.A.S. E.S.P.	51.79	44.86	41.11	0.07 %	0.06 %	0.05 %
Empresa de Generación y Promocion de Energía de Antioquia S.A. E.S.P.	38.94	49.90	39.46	0.05 %	0.06 %	0.05 %
Termopiedras S.A. E.S.P.	10.81	21.61	34.65	0.01 %	0.03 %	0.04 %
Depi Energy S.A.S. E.S.P.	11.35	8.95	34.58	0.02 %	0.01 %	0.04 %
Cemex Energy S.A.S E.S.P.	38.75	32.94	31.72	0.05 %	0.04 %	0.04 %
Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	32.86	35.20	29.39	0.04 %	0.05 %	0.04 %
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	16.29	21.69	27.24	0.02 %	0.03 %	0.03 %
Energía del Suroeste S.A. E.S.P.	46.37	46.24	25.92	0.06 %	0.06 %	0.03 %

Agente Generador	Generación Real 2021 (GWh)	Generación Real 2022 (GWh)	Generación Real 2023 (GWh)	Participación 2021	Participación 2022	Participación 2023
Iac Energy S.A.S. E.S.P.	25.75	25.48	25.88	0.03 %	0.03 %	0.03 %
Central Hidroeléctrica Concordia S.A.S. E.S.P.	34.49	32.03	22.70	0.05 %	0.04 %	0.03 %
Greenyellow Comercializadora S.A.S. E.S.P.		7.33	19.61	0.00 %	0.01 %	0.02 %
Enerco S.A. E.S.P.	41.45	46.94	18.75	0.06 %	0.06 %	0.02 %
Empresa Enersua S.A.S. E.S.P.		13.08	17.57	0.00 %	0.02 %	0.02 %
Sol De Las Ciénagas S.A.S. E.S.P.			16.92	0.00 %	0.00 %	0.02 %
Parque Solar Portón del Sol S.A.S. E.S.P.			16.13	0.00 %	0.00 %	0.02 %
Hidroeléctrica Barrancas S.A.S. E.S.P.	21.20	14.19	15.36	0.03 %	0.02 %	0.02 %
Genersol S.A.S. E.S.P.			14.17	0.00 %	0.00 %	0.02 %
Energía Renovable de Colombia S.A. E.S.P.	15.16	13.60	13.28	0.02 %	0.02 %	0.02 %
Parque Solar los Girasoles S.A. E.S.P.			9.70	0.00 %	0.00 %	0.01 %
Spk la Unión S.A. E.S.P.			8.76	0.00 %	0.00 %	0.01 %
Energética S.A. E.S.P.	7.63	7.89	7.85	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Empresas Públicas de Calarca Esp			7.65	0.00 %	0.00 %	0.01 %
Santa Fe Energy Zomac S.A.S. E.S.P.	0.87	4.02	6.83	0.00 %	0.01 %	0.01 %
Central Hidroeléctrica El Edén S.A.S. E.S.P.	86.69	92.50	6.39	0.12 %	0.12 %	0.01 %
Spectrum Renovaveis S.A.S. E.S.P.		5.90	5.83	0.00 %	0.01 %	0.01 %
P.ch El Cocuyo S.A.S. E.S.P.	3.00	5.84	5.31	0.00 %	0.01 %	0.01 %

Agente Generador	Generación Real 2021 (GWh)	Generación Real 2022 (GWh)	Generación Real 2023 (GWh)	Participación 2021	Participación 2022	Participación 2023
Compañía Integral Energética S.A.S E.S.P.			4.63	0.00 %	0.00 %	0.01 %
Ccg Energy S.A.S. E.S.P.	8.00	7.10	4.59	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Empresa Generadora y Comercializadora de Energía Eléctrica de Colombia S.A. E.S.P.	2.80	4.11	4.23	0.00 %	0.01 %	0.01 %
Generputumayo S.A.S. E.S.P.	3.88	4.79	3.91	0.01 %	0.01 %	0.00 %
Biogas Colombia S.A.S. E.S.P.	0.45	0.77	2.48	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Generadora Colombiana de Electricidad S.A. E.S.P.	2.08	2.39	1.95	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Diceler S.A. E.S.P.		6.69	1.56	0.00 %	0.01 %	0.00 %
Bccy Cordoba S.A.S. E.S.P.			1.19	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Erco Generación S.A.S. ESP.		0.23	1.15	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Spk la Mata S.A.S E.S.P.			1.01	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	1.21	0.04	0.80	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Enermas S.A. E.S.P.			0.56	0.00 %	0.00 %	0.00 %
4e Group S.A.S E.S.P.			0.43	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Fuentes de Energías Renovables S.A.S. E.S.P.		0.02	0.19	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Unergy Energy Digital S.A.S E.S.P.			0.15	0.00 %	0.00 %	0.00 %
La Cascada S.A.S. E.S.P.	1,069.43	29.73	0.14	1.45 %	0.04 %	0.00 %
Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P.			0.03	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Voltaje Empresarial S.A.S. E.S.P.	0.04	0.25	0.01	0.00 %	0.00 %	0.00 %



Agente Generador	Generación Real 2021 (GWh)	Generación Real 2022 (GWh)	Generación Real 2023 (GWh)	Participación 2021	Participación 2022	Participación 2023
Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P.	0.00	0.03	0.00	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Aages Development Colombia S.A.S E.S.P.	6.21			0.01 %	0.00 %	0.00 %
Empresa Multipropósito de Calarca S.A. E.S.P.	12.99	3.16		0.02 %	0.00 %	0.00 %
Biogas Doña Juana S.A.S. E.S.P.	0.61			0.00 %	0.00 %	0.00 %
En el Green Power Colombia S.A.S. E.S.P.		0.01		0.00 %	0.00 %	0.00 %
Termovalle S.A.S. E.S.P.	1.42			0.00 %	0.00 %	0.00 %
Energia Del Río Piedras S.A. E.S.P.	61.21	7.44		0.08 %	0.01 %	0.00 %
Generadora Luzma S.A. E.S.P.	35.34			0.05 %	0.00 %	0.00 %
Generadora Cantayús S.A.S E.S.P	28.30	29.27		0.04 %	0.04 %	0.00 %
Aes Chivor & Cia. S.C.A. E.S.P.	4,665.96	1,530.86		6.31 %	1.99 %	0.00 %
Emgesa S.A. E.S.P.	13,292.65	2,376.95		17.98 %	3.09 %	0.00 %
Renovatio Trading Americas S.A.S. E.S.P.	6.39	0.84		0.01 %	0.00 %	0.00 %
<b>Total SIN</b>	<b>73,933.55</b>	<b>76.908.45</b>	<b>80.687.37</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>

Tabla 13. Generación real en GWh por agente.

## 2.4. Generación por recurso

En la tabla 14 se presenta la evolución de la generación real en GWh por recurso. Para el 2023 hubo un total de 312 recursos que reportaron generación. Las plantas con mayor participación respecto a la generación total del SIN fueron: San Carlos, con el 7.48 %; Guavio, con el 7.13 %; Sogamoso, con el 6.32 %; Ituango, con el 5.52 %, y Chivor, con una participación del 5.16 %.

Recurso Generación	Generación Real 2021 (GWh)	Generación Real 2022 (GWh)	Generación Real 2023 (GWh)	Participación 2021	Participación 2022	Participación 2023
San Carlos	7,654.74	7,941.62	6,031.42	10.35 %	10.33 %	7.48 %
Guavio	4,253.89	4,499.43	5,751.12	5.75 %	5.85 %	7.13 %
Sogamoso	5,218.92	5,579.20	5,096.12	7.06 %	7.25 %	6.32 %
Ituango		116.61	4,452.78	0.00 %	0.15 %	5.52 %
Chivor	4,563.46	4,153.95	4,166.24	6.17 %	5.40 %	5.16 %
Pagua	2,196.71	2,894.51	3,746.84	2.97 %	3.76 %	4.64 %
Teksab Cc	3,341.94	3,021.44	3,670.21	4.52 %	3.93 %	4.55 %
Porce III	4,585.67	4,969.11	3,504.58	6.20 %	6.46 %	4.34 %
Guatapé	3,475.95	3,857.62	2,878.83	4.70 %	5.02 %	3.57 %
Guatron	2,357.43	2,872.00	2,605.07	3.19 %	3.73 %	3.23 %
El Quimbo	2,149.36	1,961.36	2,137.02	2.91 %	2.55 %	2.65 %
Betania	2,742.12	2,267.87	2,090.02	3.71 %	2.95 %	2.59 %
Porce II	1,815.69	2,275.23	1,635.33	2.46 %	2.96 %	2.03 %
La Tasajera	1,914.85	2,198.25	1,506.68	2.59 %	2.86 %	1.87 %
Alban	1,823.46	2,073.84	1,471.87	2.47 %	2.70 %	1.82 %
Gecelca 32	756.02	886.61	1,465.02	1.02 %	1.15 %	1.82 %
Playas	1,346.23	1,519.50	1,313.28	1.82 %	1.98 %	1.63 %
Urra	1,483.35	1,786.09	1,262.13	2.01 %	2.32 %	1.56 %
Miel I	1,930.26	2,080.97	1,243.62	2.61 %	2.71 %	1.54 %

Recurso Generación	Generación Real 2021 (GWh)	Generación Real 2022 (GWh)	Generación Real 2023 (GWh)	Participación 2021	Participación 2022	Participación 2023
Flores 4 Cc	484.42	396.55	1,111.01	0.66 %	0.52 %	1.38 %
Paipa 4	443.20	297.21	1,023.48	0.60 %	0.39 %	1.27 %
Tasajero 2	276.14	269.33	1,023.43	0.37 %	0.35 %	1.27 %
Tasajero 1	282.61	277.70	963.97	0.38 %	0.36 %	1.19 %
Salvajina	1,362.58	1,531.31	920.28	1.84 %	1.99 %	1.14 %
Guajira 1	334.80	396.94	884.91	0.45 %	0.52 %	1.10 %
Jaguas	918.04	958.35	686.53	1.24 %	1.25 %	0.85 %
Termovalle Cc	7.17	3.99	647.13	0.01 %	0.01 %	0.80 %
Tesorito		115.80	629.16	0.00 %	0.15 %	0.78 %
Guajira 2	937.38	742.11	577.54	1.27 %	0.96 %	0.72 %
Darío Valencia Samper	670.35	720.45	556.01	0.91 %	0.94 %	0.69 %
Termonorte	265.77	338.44	529.39	0.36 %	0.44 %	0.66 %
Termocandelaria Cc			464.57	0.00 %	0.00 %	0.58 %
Amoya La Esperanza	317.85	388.30	433.43	0.43 %	0.50 %	0.54 %
Carlos Lleras	469.81	453.62	395.49	0.64 %	0.59 %	0.49 %
Merilectrica 1	25.47	54.98	378.32	0.03 %	0.07 %	0.47 %
Termoyopal G3	386.05	327.27	373.55	0.52 %	0.43 %	0.46 %
Termoyopal G4	394.09	341.34	373.08	0.53 %	0.44 %	0.46 %
Paipa 2	132.55	87.93	337.80	0.18 %	0.11 %	0.42 %
Termoyopal G5	296.24	376.74	323.04	0.40 %	0.49 %	0.40 %
Paipa 3	154.04	87.56	313.34	0.21 %	0.11 %	0.39 %
San Miguel	352.83	320.25	311.65	0.48 %	0.42 %	0.39 %
San Francisco	301.28	311.53	268.64	0.41 %	0.41 %	0.33 %



Recurso Generación	Generación Real 2021 (GWh)	Generación Real 2022 (GWh)	Generación Real 2023 (GWh)	Participación 2021	Participación 2022	Participación 2023
Termocandelaria 2	63.62	43.93	268.42	0.09 %	0.06 %	0.33 %
Termocandelaria 1	65.08	85.93	255.86	0.09 %	0.11 %	0.32 %
Flores I CC	250.80	211.66	244.61	0.34 %	0.28 %	0.30 %
Calima	190.46	276.48	220.83	0.26 %	0.36 %	0.27 %
Escuela de Minas	337.26	363.39	215.99	0.46 %	0.47 %	0.27 %
Termosierra CC	1,294.20	1,214.33	214.84	1.75 %	1.58 %	0.27 %
Prado	283.18	312.74	211.73	0.38 %	0.41 %	0.26 %
Zipaemg 3	42.32	63.50	203.87	0.06 %	0.08 %	0.25 %
Esmeralda	189.29	216.42	198.28	0.26 %	0.28 %	0.25 %
Cucuana	229.48	230.57	195.29	0.31 %	0.30 %	0.24 %
Zipaemg 5	66.93	41.05	192.15	0.09 %	0.05 %	0.24 %
Proelectrica 1	168.98	170.40	176.82	0.23 %	0.22 %	0.22 %
Zipaemg 4	74.89	67.64	174.75	0.10 %	0.09 %	0.22 %
Incauca 1	102.32	130.44	167.28	0.14 %	0.17 %	0.21 %
Termomechero 4	164.63	159.98	166.16	0.22 %	0.21 %	0.21 %
Termomechero 6	166.84	157.81	165.98	0.23 %	0.21 %	0.21 %
Termomechero 5	161.52	161.24	160.26	0.22 %	0.21 %	0.20 %
Termoemcali CC	9.74	12.24	159.99	0.01 %	0.02 %	0.20 %
El Paso	129.01	150.13	156.19	0.17 %	0.20 %	0.19 %
Paipa 1	63.44	38.24	150.15	0.09 %	0.05 %	0.19 %
Mayaguez 1	142.92	150.15	128.15	0.19 %	0.20 %	0.16 %
Termoyopal 2	57.70	64.72	123.32	0.08 %	0.08 %	0.15 %
Latam Solar La Loma		0.72	122.34	0.00 %	0.00 %	0.15 %

Recurso Generación	Generación Real 2021 (GWh)	Generación Real 2022 (GWh)	Generación Real 2023 (GWh)	Participación 2021	Participación 2022	Participación 2023
El Popal	161.74	150.82	119.62	0.22 %	0.20 %	0.15 %
Rio Piedras	156.23	145.04	115.51	0.21 %	0.19 %	0.14 %
San Andres de Cuerquia	139.91	151.77	112.00	0.19 %	0.20 %	0.14 %
Luzma I	150.56	137.70	111.91	0.20 %	0.18 %	0.14 %
Niquia	108.18	106.45	111.45	0.15 %	0.14 %	0.14 %
Barroso	139.19	97.42	110.44	0.19 %	0.13 %	0.14 %
Hidromontañas	146.59	107.42	109.10	0.20 %	0.14 %	0.14 %
Luzma II	145.52	134.85	108.58	0.20 %	0.18 %	0.13 %
Rio Mayo	125.34	113.32	101.92	0.17 %	0.15 %	0.13 %
Ingenio Providencia		108.55	101.43	0.00 %	0.14 %	0.13 %
Insula	131.30	120.48	101.42	0.18 %	0.16 %	0.13 %
La Herradura	112.55	94.10	101.27	0.15 %	0.12 %	0.13 %
Parque Eolico Guajira I		28.04	100.66	0.00 %	0.04 %	0.12 %
Tunjita	102.50	101.55	97.09	0.14 %	0.13 %	0.12 %
Barranquilla 4	18.39	18.40	93.97	0.02 %	0.02 %	0.12 %
Florida	102.42	97.46	91.49	0.14 %	0.13 %	0.11 %
Ingenio Risaralda 1	119.42	98.07	90.62	0.16 %	0.13 %	0.11 %
San Bartolome			89.88	0.00 %	0.00 %	0.11 %
El Molino	130.27	121.71	89.26	0.18 %	0.16 %	0.11 %
Aures Bajo	139.59	134.61	89.02	0.19 %	0.18 %	0.11 %
Oibita			86.98	0.00 %	0.00 %	0.11 %
Morro Azul	117.75	119.74	86.92	0.16 %	0.16 %	0.11 %
San Matias	132.46	117.75	84.91	0.18 %	0.15 %	0.11 %

Recurso Generación	Generación Real 2021 (GWh)	Generación Real 2022 (GWh)	Generación Real 2023 (GWh)	Participación 2021	Participación 2022	Participación 2023
El Limonar	117.80	134.56	84.57	0.16 %	0.17 %	0.10 %
Salto II	67.71	124.90	84.33	0.09 %	0.16 %	0.10 %
Proelectrica 2	130.04	160.53	81.84	0.18 %	0.21 %	0.10 %
Alejandría	104.08	93.01	78.09	0.14 %	0.12 %	0.10 %
Charquito	128.35	131.83	77.35	0.17 %	0.17 %	0.10 %
Bajo Tulua	54.42	75.54	75.52	0.07 %	0.10 %	0.09 %
Calderas	91.16	87.82	74.84	0.12 %	0.11 %	0.09 %
Laguneta	125.62	112.00	73.91	0.17 %	0.15 %	0.09 %
Zipaemg 2	43.38	29.99	73.77	0.06 %	0.04 %	0.09 %
Gecelca 3	586.82	162.87	73.71	0.79 %	0.21 %	0.09 %
Ingenio Riopaila 1	56.81	46.08	72.47	0.08 %	0.06 %	0.09 %
Parque Eólico Wesp01		5.44	69.95	0.00 %	0.01 %	0.09 %
Proenca II	20.54	12.83	66.27	0.03 %	0.02 %	0.08 %
Tequendama 4	86.47	88.97	64.01	0.12 %	0.12 %	0.08 %
Tequendama 1	95.43	86.34	63.78	0.13 %	0.11 %	0.08 %
Tequendama 2	92.31	94.87	63.77	0.12 %	0.12 %	0.08 %
Autog Reficar	67.97	67.85	60.56	0.09 %	0.09 %	0.08 %
Alto Tulua	103.55	88.72	59.89	0.14 %	0.12 %	0.07 %
Tequendama 3	90.90	98.77	58.69	0.12 %	0.13 %	0.07 %
Autog Ayura	92.23	89.89	57.63	0.12 %	0.12 %	0.07 %
Fundacion			56.83	0.00 %	0.00 %	0.07 %
Agua Fresca	61.21	61.25	56.69	0.08 %	0.08 %	0.07 %
Pajarito	70.17	75.16	56.69	0.09 %	0.10 %	0.07 %



Recurso Generación	Generación Real 2021 (GWh)	Generación Real 2022 (GWh)	Generación Real 2023 (GWh)	Participación 2021	Participación 2022	Participación 2023
Autog Cementos del Nare	19.83	50.86	55.56	0.03 %	0.07 %	0.07 %
Barranquilla 3	15.86	13.30	54.18	0.02 %	0.02 %	0.07 %
Autog Argos El Cairo	56.81	53.76	53.94	0.08 %	0.07 %	0.07 %
Cogenerador Proenca	54.74	57.26	53.72	0.07 %	0.07 %	0.07 %
Cogenerador Proenca 1	54.66	57.21	53.69	0.07 %	0.07 %	0.07 %
El Edén	86.69	92.50	53.15	0.12 %	0.12 %	0.07 %
Bioenergy	90.16	46.36	52.07	0.12 %	0.06 %	0.06 %
Guanaquitas	71.97	67.57	51.07	0.10 %	0.09 %	0.06 %
Guavio Menor	51.05	56.11	50.42	0.07 %	0.07 %	0.06 %
Palmas San Gil	71.18	39.01	50.23	0.10 %	0.05 %	0.06 %
Amaime	88.14	70.11	49.38	0.12 %	0.09 %	0.06 %
Bosques Solares de los Llanos 4		22.34	47.04	0.00 %	0.03 %	0.06 %
Since		17.05	45.86	0.00 %	0.02 %	0.06 %
Zeus		44.23	45.82	0.00 %	0.06 %	0.06 %
Cartagena 2	13.08	31.10	45.80	0.02 %	0.04 %	0.06 %
Trina-Vatia BSLIII	39.37	44.15	45.16	0.05 %	0.06 %	0.06 %
La Sierpe	11.65	43.63	44.85	0.02 %	0.06 %	0.06 %
Trina-Vatia BSLII	40.39	44.11	44.72	0.05 %	0.06 %	0.06 %
Trina-Vatia BSLI	43.66	43.93	44.21	0.06 %	0.06 %	0.05 %
La Vuelta	69.26	54.85	43.76	0.09 %	0.07 %	0.05 %
Cogenerador Manuelita 2	39.87	40.92	43.71	0.05 %	0.05 %	0.05 %
Prado IV	39.29	40.72	43.27	0.05 %	0.05 %	0.05 %
Bosques Solares de los Llanos 5		21.23	42.43	0.00 %	0.03 %	0.05 %

Recurso Generación	Generación Real 2021 (GWh)	Generación Real 2022 (GWh)	Generación Real 2023 (GWh)	Participación 2021	Participación 2022	Participación 2023
La Chorrera		54.50	41.90	0.00 %	0.07 %	0.05 %
Rio Frio II	50.32	55.25	39.25	0.07 %	0.07 %	0.05 %
Celsia Solar Dulima			39.06	0.00 %	0.00 %	0.05 %
Santa Ana		18.96	38.63	0.00 %	0.02 %	0.05 %
Termocapachos	61.27	47.53	37.95	0.08 %	0.06 %	0.05 %
Rionegro	45.48	57.55	36.73	0.06 %	0.07 %	0.05 %
Granja Solar Flandes			36.51	0.00 %	0.00 %	0.05 %
La Tolua			34.64	0.00 %	0.00 %	0.04 %
Providencia	38.05	31.75	33.30	0.05 %	0.04 %	0.04 %
Jepirachi 1 - 15	60.46	40.82	32.73	0.08 %	0.05 %	0.04 %
Cartagena 1	3.43	5.80	32.48	0.00 %	0.01 %	0.04 %
Termoyopal 1	8.55	46.85	31.97	0.01 %	0.06 %	0.04 %
Sueva 2	36.50	32.94	31.72	0.05 %	0.04 %	0.04 %
Autog Argos Yumbo	0.89	0.81	29.38	0.00 %	0.00 %	0.04 %
Nima	30.67	30.13	28.97	0.04 %	0.04 %	0.04 %
Caruquia	64.07	58.51	27.70	0.09 %	0.08 %	0.03 %
Autog Ingenio Carmelita		0.30	27.00	0.00 %	0.00 %	0.03 %
Termodorada 1	48.10	4.10	26.79	0.07 %	0.01 %	0.03 %
Mulatos II	46.37	46.24	25.92	0.06 %	0.06 %	0.03 %
La Naveta	25.75	25.48	25.88	0.03 %	0.03 %	0.03 %
Cerritos		7.27	24.29	0.00 %	0.01 %	0.03 %
Termoebr		0.06	24.00	0.00 %	0.00 %	0.03 %
Gr Parque Solar Tucanes		12.57	23.25	0.00 %	0.02 %	0.03 %

Recurso Generación	Generación Real 2021 (GWh)	Generación Real 2022 (GWh)	Generación Real 2023 (GWh)	Participación 2021	Participación 2022	Participación 2023
Termoproyectos		0.53	23.04	0.00 %	0.00 %	0.03 %
Magallo	34.49	32.03	22.70	0.05 %	0.04 %	0.03 %
Granja Solar San Felipe		0.19	21.53	0.00 %	0.00 %	0.03 %
Belmonte	11.89	17.09	21.42	0.02 %	0.02 %	0.03 %
Celsia Solar La Victoria II			21.35	0.00 %	0.00 %	0.03 %
Caracoli			21.32	0.00 %	0.00 %	0.03 %
Celsia Solar La Victoria I			21.15	0.00 %	0.00 %	0.03 %
La Medina		7.41	20.68	0.00 %	0.01 %	0.03 %
Autog Termotame	3.10	31.75	20.66	0.00 %	0.04 %	0.03 %
Los Caballeros		7.21	20.48	0.00 %	0.01 %	0.03 %
Granja Solar Lanceros			20.46	0.00 %	0.00 %	0.03 %
Mirolindo	21.46	21.36	19.97	0.03 %	0.03 %	0.02 %
Montelibano		0.94	19.86	0.00 %	0.00 %	0.02 %
Coconuco	25.22	25.86	19.61	0.03 %	0.03 %	0.02 %
Celsia Solar Yuma			19.11	0.00 %	0.00 %	0.02 %
Rio Bobo	27.18	24.52	18.53	0.04 %	0.03 %	0.02 %
Autog Turgas	2.22	12.22	18.40	0.00 %	0.02 %	0.02 %
Helios I		13.08	17.57	0.00 %	0.02 %	0.02 %
Cascada	14.47	11.97	17.45	0.02 %	0.02 %	0.02 %
Caracoli I			16.92	0.00 %	0.00 %	0.02 %
Juan Garcia	23.22	24.82	16.89	0.03 %	0.03 %	0.02 %
Gy Solar Aurora			16.75	0.00 %	0.00 %	0.02 %
Termopiedras	8.59	9.39	16.25	0.01 %	0.01 %	0.02 %



Recurso Generación	Generación Real 2021 (GWh)	Generación Real 2022 (GWh)	Generación Real 2023 (GWh)	Participación 2021	Participación 2022	Participación 2023
Porton del Sol			16.13	0.00 %	0.00 %	0.02 %
Termobolivar 1	0.00	3.62	15.76	0.00 %	0.00 %	0.02 %
Celsia Solar Bolivar	15.26	14.68	15.71	0.02 %	0.02 %	0.02 %
Autog Ecopetrol Orito	13.55	19.05	15.65	0.02 %	0.02 %	0.02 %
Tierra Linda			15.40	0.00 %	0.00 %	0.02 %
Hidrobarrancas	21.20	14.19	15.36	0.03 %	0.02 %	0.02 %
Iquira I	15.73	17.73	15.05	0.02 %	0.02 %	0.02 %
Las Palmas	16.27	15.12	14.98	0.02 %	0.02 %	0.02 %
La Cascada ( Abejorral)	5.79	14.24	14.96	0.01 %	0.02 %	0.02 %
Puente Guillermo	24.28	24.33	14.92	0.03 %	0.03 %	0.02 %
Sunnorte			14.17	0.00 %	0.00 %	0.02 %
La Cascada (Antioquia)	16.90	15.82	13.70	0.02 %	0.02 %	0.02 %
Petalo Del Magdalena			13.57	0.00 %	0.00 %	0.02 %
El Bosque	15.16	13.60	13.28	0.02 %	0.02 %	0.02 %
Riogrande I	89.29	95.94	13.03	0.12 %	0.12 %	0.02 %
Guayepo			12.91	0.00 %	0.00 %	0.02 %
Celsia Solar Espinal	12.40	12.44	12.73	0.02 %	0.02 %	0.02 %
Porce III Menor	11.39	14.10	12.68	0.02 %	0.02 %	0.02 %
Ventana A	17.47	14.72	11.50	0.02 %	0.02 %	0.01 %
Ventana B	4.37	7.48	10.93	0.01 %	0.01 %	0.01 %
San Cancio	9.46	6.48	10.22	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Santiago	11.92	9.73	10.16	0.02 %	0.01 %	0.01 %
Autog Argos Sogamoso 1			10.05	0.00 %	0.00 %	0.01 %

Recurso Generación	Generación Real 2021 (GWh)	Generación Real 2022 (GWh)	Generación Real 2023 (GWh)	Participación 2021	Participación 2022	Participación 2023
Rumor	14.33	11.81	9.98	0.02 %	0.02 %	0.01 %
Autog Cantayus			9.83	0.00 %	0.00 %	0.01 %
Los Girasoles			9.70	0.00 %	0.00 %	0.01 %
Rio Cali	9.45	8.72	9.10	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Ingenio San Carlos 1	8.96	8.86	8.92	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Central Castilla 1	6.02	9.43	8.79	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Nuevo Libare	21.57	25.20	8.79	0.03 %	0.03 %	0.01 %
Parque Solar La Union			8.76	0.00 %	0.00 %	0.01 %
Ituango_p			8.63	0.00 %	0.00 %	0.01 %
Usaquen	7.46	3.88	8.27	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Autog Argos Sogamoso	26.95	14.90	8.09	0.04 %	0.02 %	0.01 %
Coello	7.63	7.89	7.85	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Granja Solar Belmonte	6.12	7.57	7.85	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Rio Frio I	7.20	8.11	7.64	0.01 %	0.01 %	0.01 %
La Pita	0.55	3.96	7.40	0.00 %	0.01 %	0.01 %
Rio Sapuyes	11.60	1.87	7.34	0.02 %	0.00 %	0.01 %
Termotasajero Dos Solar		0.37	7.29	0.00 %	0.00 %	0.01 %
Municipal	6.57	8.00	7.23	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Suba	13.45	16.21	7.03	0.02 %	0.02 %	0.01 %
Autog Argos Cartagena	6.09	6.27	6.82	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Ovejas	5.24	6.07	6.49	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Agpe Ingenio de Occidente	6.13	5.89	6.41	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Celsia Solar La Paila	8.21	6.18	6.36	0.01 %	0.01 %	0.01 %

Recurso Generación	Generación Real 2021 (GWh)	Generación Real 2022 (GWh)	Generación Real 2023 (GWh)	Participación 2021	Participación 2022	Participación 2023
Riofrio (Tamesis)	3.17	0.66	6.32	0.00 %	0.00 %	0.01 %
Sajandi	18.58	19.34	6.11	0.03 %	0.03 %	0.01 %
Pocune	6.39	6.74	5.83	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Autog Celsia Solar Levapan		3.25	5.80	0.00 %	0.00 %	0.01 %
La Rebusca	5.71	5.57	5.54	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Celsia Solar Carmelo	7.01	5.44	5.44	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Planta Solar Bayunca I	4.94	3.86	5.17	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Urrao	6.76	6.57	5.15	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Rio Palo	6.95	5.73	4.80	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Iquira II			4.79	0.00 %	0.00 %	0.01 %
Remedios	4.63	4.54	4.63	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Patico - La Cabrera	8.00	7.10	4.59	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Rio Recio	4.39	4.17	4.48	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Pch La Libertad	2.80	4.11	4.23	0.00 %	0.01 %	0.01 %
Autog Celsia Solar Yumbo	4.98	4.13	4.17	0.01 %	0.01 %	0.01 %
Pastales	4.79	4.05	3.90	0.01 %	0.01 %	0.00 %
Santa Rita	5.52	4.73	3.82	0.01 %	0.01 %	0.00 %
San Jose de la Montaña II	4.41	6.12	3.79	0.01 %	0.01 %	0.00 %
Currucucues	3.17	3.41	3.74	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Autog Buga I Grasas			3.72	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Bayona	4.08	3.05	3.69	0.01 %	0.00 %	0.00 %
Campestre (Calarca)	6.05	3.14	3.45	0.01 %	0.00 %	0.00 %
Mondomo	3.48	3.19	3.39	0.00 %	0.00 %	0.00 %



Recurso Generación	Generación Real 2021 (GWh)	Generación Real 2022 (GWh)	Generación Real 2023 (GWh)	Participación 2021	Participación 2022	Participación 2023
Ingenio Pichichi 1	1.50	3.45	3.37	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Guacaica	3.55	6.46	3.23	0.00 %	0.01 %	0.00 %
Asnazu	1.68	3.10	3.23	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Cauya	2.35	4.02	3.22	0.00 %	0.01 %	0.00 %
Autog Ptar Bello	2.36	3.33	3.21	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Las Violetas		1.80	3.14	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Autog Celsia Solar Harinas		1.06	2.86	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Inza	2.60	2.37	2.61	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Doña Juana	1.06	0.77	2.48	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Silvia	2.89	2.69	2.43	0.00 %	0.00 %	0.00 %
La Frisolera	2.41	2.33	2.28	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Amalfi	3.41	2.99	2.27	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Rio Grande	2.88	1.35	2.22	0.00 %	0.00 %	0.00 %
El Cocuyo	3.00	4.04	2.17	0.00 %	0.01 %	0.00 %
Agpe - Ecopetrol La Hormiga	0.04	0.01	2.16	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Autog Argos Toluviejo	3.22	2.39	2.14	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Caiman Cienaguero			2.12	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Union	2.85	3.66	2.07	0.00 %	0.00 %	0.00 %
La Cascada de Granada			2.05	0.00 %	0.00 %	0.00 %
San Jose	2.08	2.39	1.95	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Solar Planeta Rica			1.69	0.00 %	0.00 %	0.00 %
San Francisco (Putumayo)	1.47	2.46	1.63	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Termocentro CC	3.34		1.55	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Autog Buga I Solla			1.53	0.00 %	0.00 %	0.00 %

Recurso Generación	Generación Real 2021 (GWh)	Generación Real 2022 (GWh)	Generación Real 2023 (GWh)	Participación 2021	Participación 2022	Participación 2023
Autog Celsia Solar Palmira 3 Zona Franca			1.29	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Petalo De Cordoba II			1.19	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Uruaco			1.16	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Autog Celsia Solar Palmira 3		0.00	1.08	0.00 %	0.00 %	0.00 %
La Mata			1.01	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Autog Ci Jeans		0.19	0.96	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Autog Yaguarito	0.75	0.04	0.80	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Petalo De Cordoba I		7.33	0.72	0.00 %	0.01 %	0.00 %
Autog Coca-Cola Femsa	2.08	0.32	0.67	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Agpe El Encanto			0.56	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Parque Solar Honda I			0.48	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Autog Ingenio Maria Luisa	0.60	1.44	0.41	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Cartagena 3		0.95	0.35	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Autog Costayaco			0.25	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Granja Solar El Salado		0.02	0.19	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Autog Pintuco		0.03	0.17	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Autog Colombina del Cauca		0.08	0.12	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Agpe Entrepalmas	0.33	0.32	0.12	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Papeles Nacionales	0.41	0.14	0.09	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Parque Solar Arenal			0.09	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Autog Gran Colombia Gold		0.72	0.05	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Parque Solar Dinamarca			0.01	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Comunidad El Salvador I			0.01	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Tequendama Biogas	0.04	0.25	0.01	0.00 %	0.00 %	0.00 %

Recurso Generación	Generación Real 2021 (GWh)	Generación Real 2022 (GWh)	Generación Real 2023 (GWh)	Participación 2021	Participación 2022	Participación 2023
Parque Solar Versailles			0.01	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Bello	1.66	1.55	0.01	0.00 %	0.00 %	0.00 %
America	0.02	0.03	0.00	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Comunidad El Salvador II			0.00	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Agpe Ferch2			0.00	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Ptar 1	0.00	0.03	0.00	0.00 %	0.00 %	0.00 %
Ingenio Providencia 2	103.65	3.52		0.14 %	0.00 %	0.00 %
Ingenio Maria Luisa	0.43			0.00 %	0.00 %	0.00 %
Campestre (Epm)	0.03			0.00 %	0.00 %	0.00 %
Sonson	132.50	43.54		0.18 %	0.06 %	0.00 %
Manantiales	0.93			0.00 %	0.00 %	0.00 %
Autg Cementos del Nare	30.85			0.04 %	0.00 %	0.00 %
Autog Cds Tm2500	0.46			0.00 %	0.00 %	0.00 %
Ingenio La Carmelita	4.41	3.42		0.01 %	0.00 %	0.00 %
Cantayus	28.30	29.27		0.04 %	0.04 %	0.00 %
<b>Total SIN</b>	<b>73,933.55</b>	<b>76,908.45</b>	<b>80,687.37</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>

Tabla 14. Generación real en GWh por recurso.

## 2.5 Emisiones del SIN

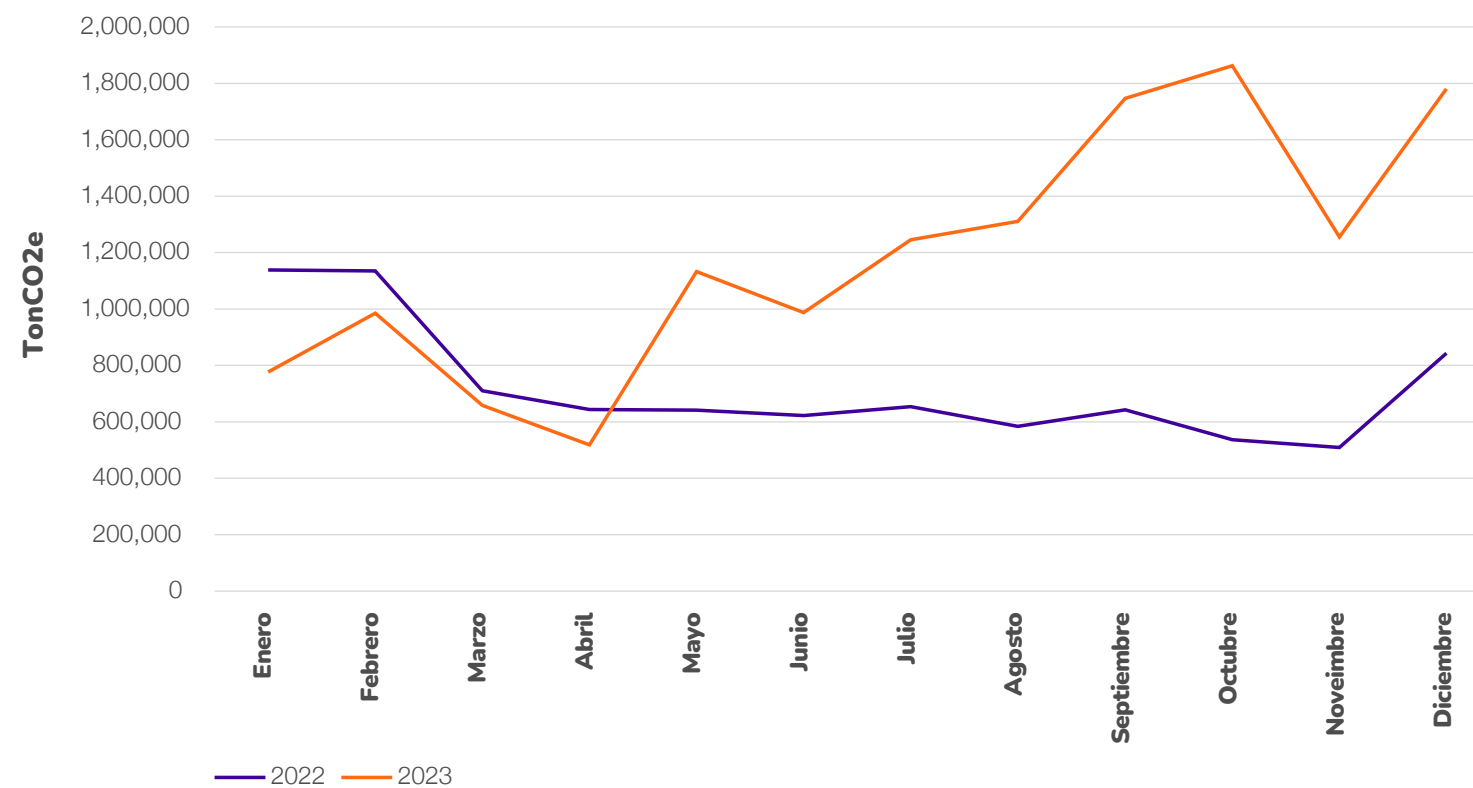
La participación de Colombia en el Acuerdo de París del año 2015 y en la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) nos invita a mantener estándares específicos, sobre todo, en la forma de reportar la información relacionada con el seguimiento a las emisiones de CO<sub>2</sub>. Uno de los elementos requeridos para poder cuantificarlas es el factor de emisión de gases de efecto invernadero de la matriz de generación que se presenta en la siguiente tabla.

AÑO	Emisiones CO <sub>2</sub> e (ton)	Factor emisión (ton/MWh)	Variación factor respecto a 2022
2023	14,258,173.39	0.17391	54.76 %

Tabla 15. Factor de emisiones para el año 2023.



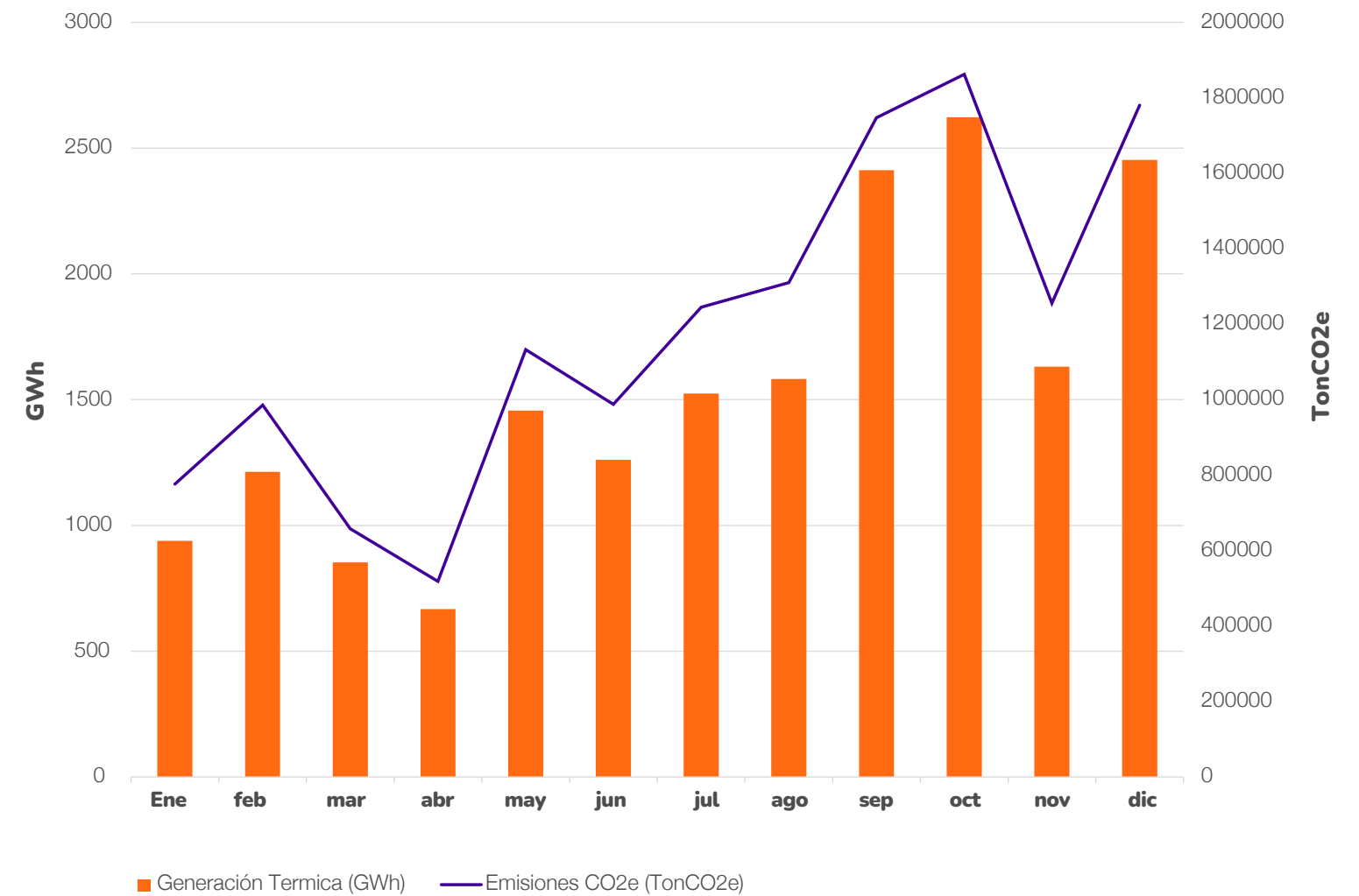
A continuación se muestra la evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes para los años 2022 y 2023.



**Figura 53. Evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> para el año 2023.**

En la siguiente gráfica se detalla el comportamiento de la generación térmica del 2023 con respecto a las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes, este resultado es explicado principalmente por el fenómeno de El Niño que comenzó a mediados de mayo del año y que ocasionó una baja cantidad de aportes hídricos al sistema y un aumento en la generación térmica para atención de la demanda nacional. Adicionalmente,

los requerimientos de exportación de energía hacia Ecuador y la aplicación de la Resolución MEM 40718 del 2023, en la que se indica que las exportaciones hacia Ecuador deben realizarse con fuentes de energía no renovable, resultaron en un aumento significativo en las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente.



**Figura 54. Comportamiento de las emisiones de CO<sub>2</sub> respecto a la generación térmica.**

## 2.6. Consumo de combustibles

En la siguiente gráfica se presenta la evolución del consumo de combustible diario de las plantas térmicas despachadas centralmente, se observa un mayor consumo de combustible en los meses de septiembre, octubre y diciembre de 2023.

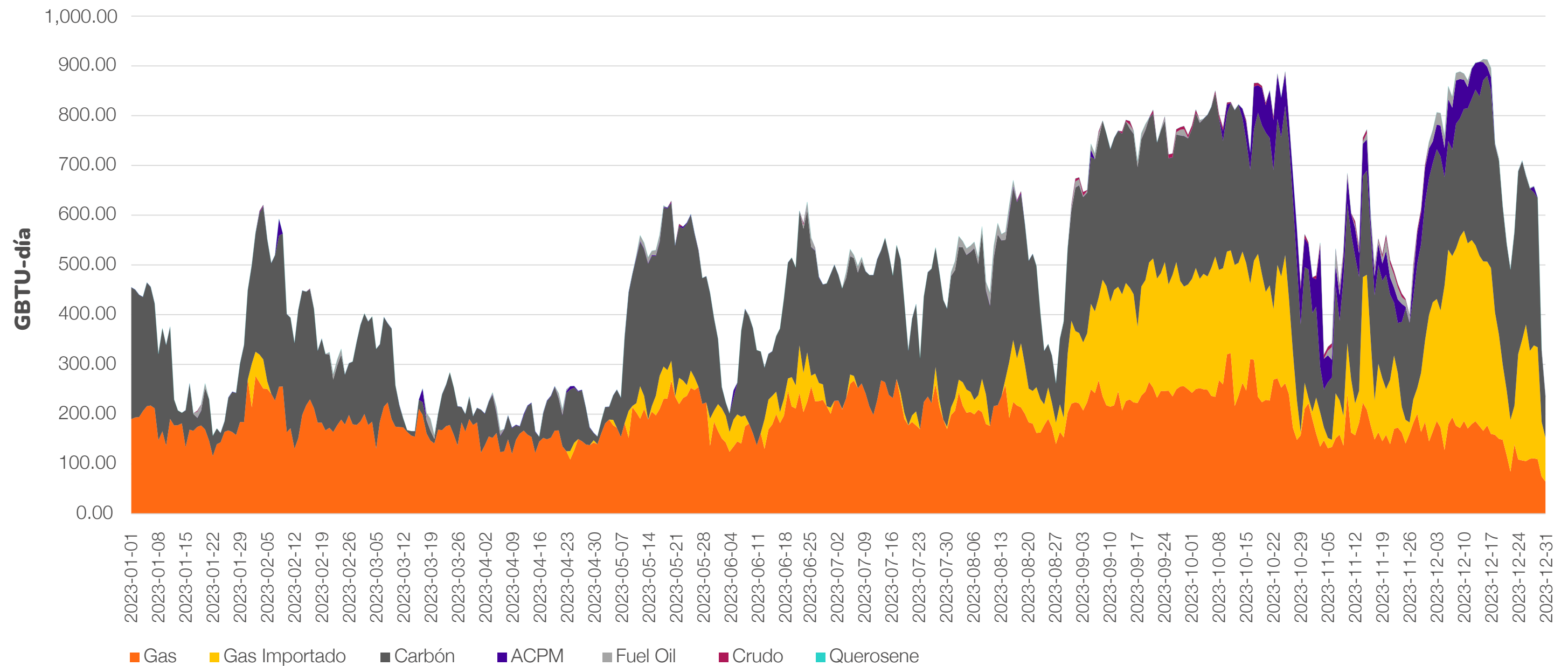


Figura 55. Evolución del consumo de combustible de las plantas térmicas despachadas centralmente.



## 2.7. Disponibilidad promedio

En la figura 56 se muestra la evolución diaria de la disponibilidad promedio de las plantas hidráulicas y térmicas. De ella podemos destacar que la disponibilidad de las plantas hidráulicas y térmicas se mantuvieron más de la mitad del año por encima del 85% y 80% respectivamente; y que la disponibilidad térmica tuvo valores mínimos en el periodo del 10 al 12 de agosto, ocasionados por mantenimientos programados de las plantas Tebsa, Termocandelaria y Gecelca 32.

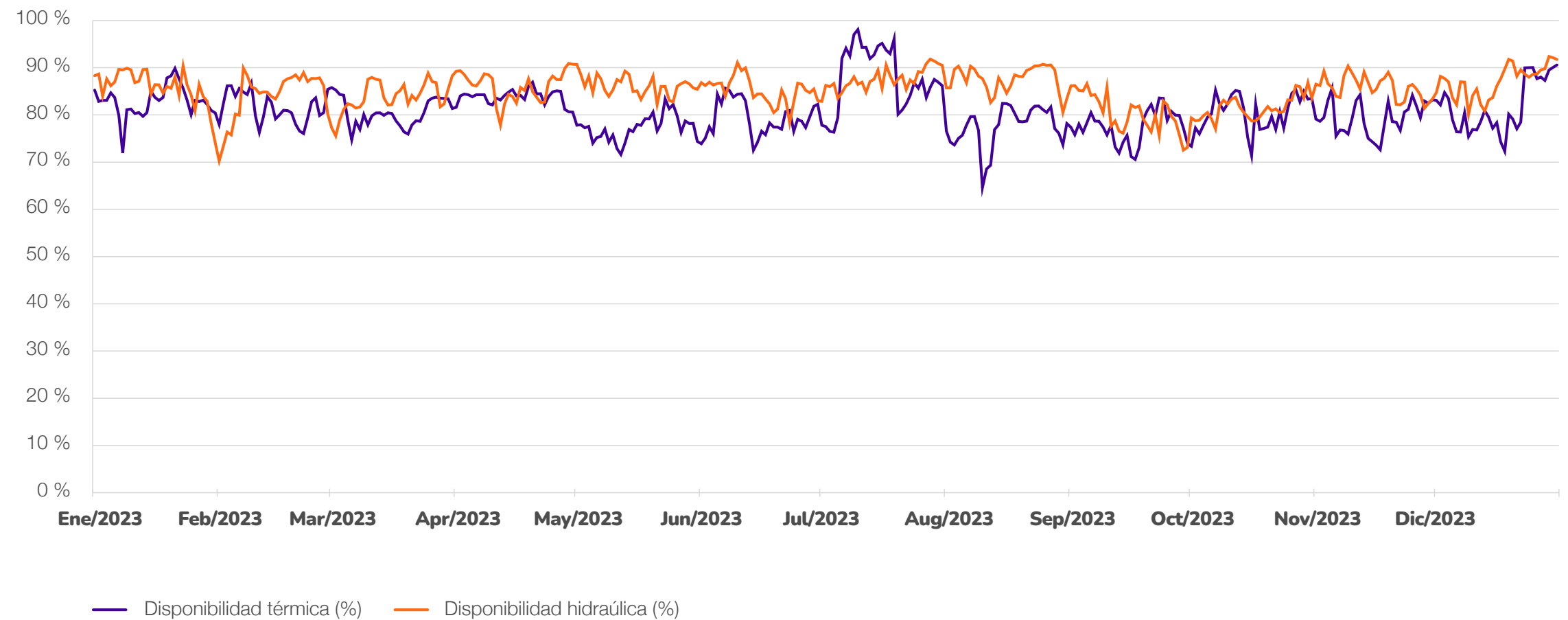


Figura 56. Evolución diaria de la disponibilidad promedio de las plantas hidráulicas y térmicas.



## 2.8. Autogeneradores a pequeña escala

La Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) fue reglamentada en el ámbito del MEM mediante la Resolución CREG 030 de 2018. A partir de esta, los autogeneradores con pequeños aprovechamientos energéticos, es decir, cuyo límite máximo de potencia fuera menor o igual a 1 MW, comenzaron a inyectar sus excedentes de energía al SIN. Sin embargo, en noviembre de 2021, mediante la Resolución CREG 174, se derogó la Resolución CREG 030 de 2018 y se regularon aspectos adicionales de los AGPE, generadores distribuidos y Autogeneradores a Gran Escala (AGGE) con potencia máxima declarada menor a 5 MW. En ese sentido, para el caso de los AGPE, en la siguiente gráfica presentamos la evolución, en el año 2023, de los excedentes totales que han sido reportados al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) por el comercializador o generador que representa al AGPE.

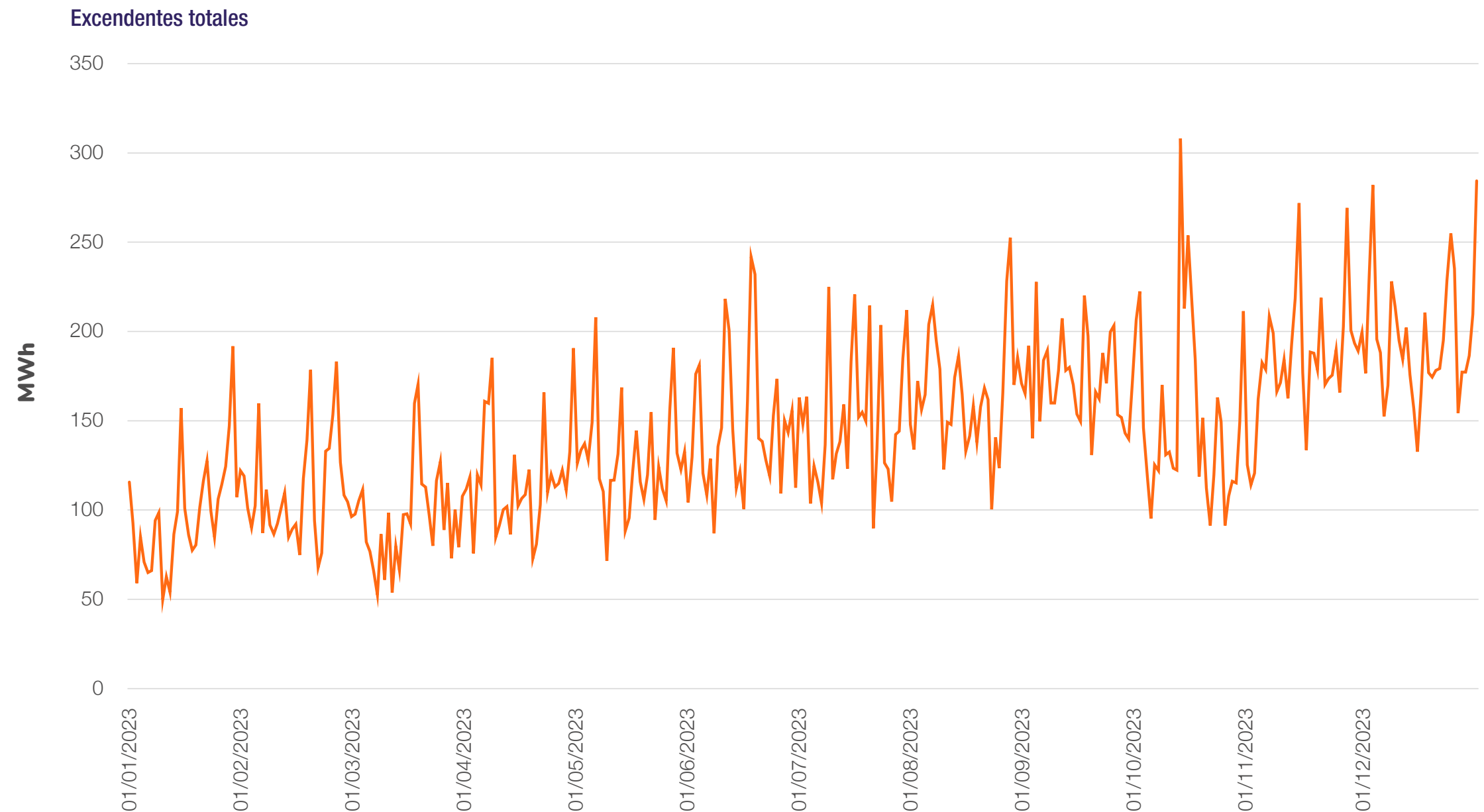


Figura 57A. Evolución de los excedentes totales reportados en 2023 al ASIC por el comercializador o generador que representa al AGPE.

Por otro lado, en las siguientes tablas se puede apreciar la evolución anual de los excedentes de autogeneradores por mercado de comercialización de acuerdo con los reportes presentados ante XM por parte de los agentes del MEM o de los cálculos realizados por XM para los autogeneradores que nos reportan directamente, separando los excedentes reportados por comercializadores y generadores:

Excedentes reportados por comercializadores				
Mercado Comercialización	Excedentes 2022 [MWh]	Excedentes 2023 [MWh]	Participación [ %]	Variación [ %]
Antioquia	6,981.81	12,862.88	29.91 %	84.23 %
Bogotá-Cundinamarca	340.31	3,948.87	9.18 %	1060.37 %
Santander	1,541.34	3,650.49	8.49 %	136.84 %
Caribe Mar	1,534.69	3,393.27	7.89 %	121.10 %
Valle del Cauca	914.98	2,877.62	6.69 %	214.50 %
Caldas	1,448.03	2,822.56	6.56 %	94.92 %
Pereira	1,730.15	2,520.13	5.86 %	45.66 %
Norte de Santander	1,194.37	2,331.95	5.42 %	95.25 %
Tolima	1,053.91	1,944.45	4.52 %	84.50 %
Caribe Sol	685.04	1,263.89	2.94 %	84.50 %
Boyacá	407.18	1,179.33	2.74 %	189.63 %
Meta	509.03	993.86	2.31 %	95.24 %
Quindío	349.49	728.05	1.69 %	108.32 %
Huila	222.08	589.55	1.37 %	165.47 %

Cartago	203.50	560.24	1.30 %	175.30 %
Casanare	279.90	553.24	1.29 %	97.65 %
Cali-Yumbo-Puerto Tejada	216.38	516.63	1.20 %	138.76 %
Nariño	12.24	131.77	0.31 %	976.88 %
Tuluá	38.72	111.24	0.26 %	187.30 %
Cauca	34.76	18.86	0.04 %	-45.75 %
Chocó		10.66	0.02 %	0.00 %
Arauca	14.53		0.00 %	0.00 %
<b>Total</b>	<b>19,712.45</b>	<b>43,009.53</b>	<b>100 %</b>	<b>117,28 %</b>

Tabla 16. Excedentes reportados por comercializadores.

Excedentes reportados por generadores				
Mercado Comercialización	Excedentes 2022 [MWh]	Excedentes 2023 [MWh]	Participación [ %]	Variación [ %]
Cauca	5,885.65	6,412.37	69.28 %	8.95 %
Bajo Putumayo	5.71	2,160.94	23.35 %	3,744.83 %
Caribe Sol		559.53	6.05 %	
Meta	324.48	118.97	1.29 %	-63,33 %
Santander		3.75	0.04 %	
<b>Total</b>	<b>6,215.84</b>	<b>9,255.57</b>	<b>100 %</b>	<b>48.90 %</b>

Tabla 17. Excedentes reportados por generadores.

## 2.9. Reservas

La siguiente tabla muestra el estado al 31 de diciembre de 2023 de las reservas para Colombia y cada una de las regiones, tanto en GWh como en porcentaje frente a la capacidad útil.

Región hidrológica	Capacidad útil (GWh)	Volumen útil diario (GWh)	Volumen útil diario (%)
Colombia	17,358.91	12,185.86	70.20 %
Antioquia	6,280.26	4,810.17	76.59 %
Centro	6,364.42	4,260.06	66.94 %
Oriente	3,532.39	2,230.08	63.13 %
Valle	785.84	526.16	66.96 %
Caldas	233.65	217.50	93.09 %
Caribe	162.35	141.88	87.39 %

Tabla 18. Reservas de Colombia por región hidrológica.

En la figura 57B se presenta la distribución de las reservas del SIN por regiones. Centro es la región con mayores reservas en el SIN (37 %), seguido por Antioquia (36 %), Oriente (20 %), Valle (5 %), Caldas (1 %) y Caribe (1 %).

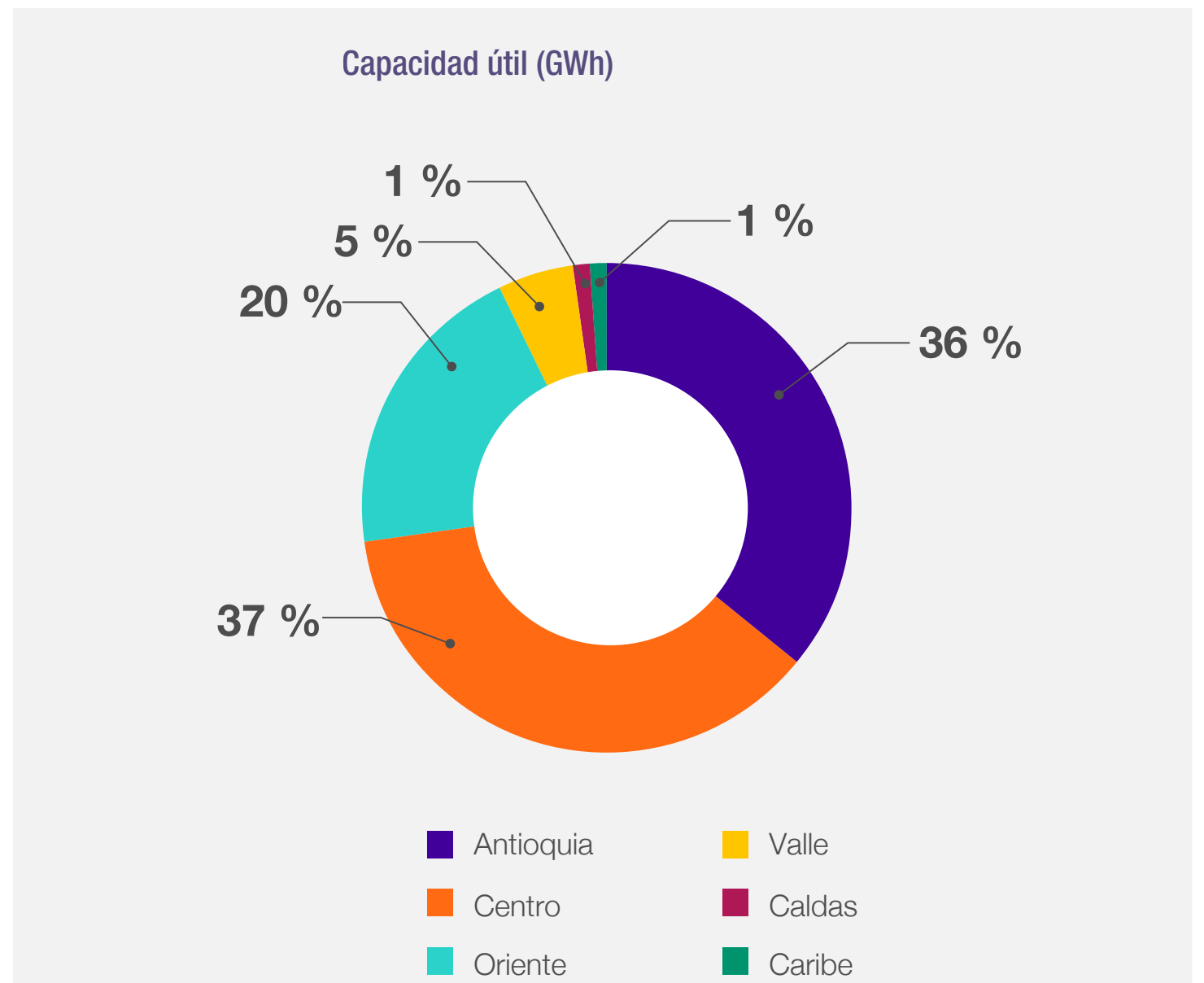


Figura 57B. Participación de las regiones en capacidad útil del sistema.



A continuación presentamos la evolución del embalse agregado por regiones para el año 2023 con respecto a series con hidrologías similares.

### 2.9.1 Agregado del SIN

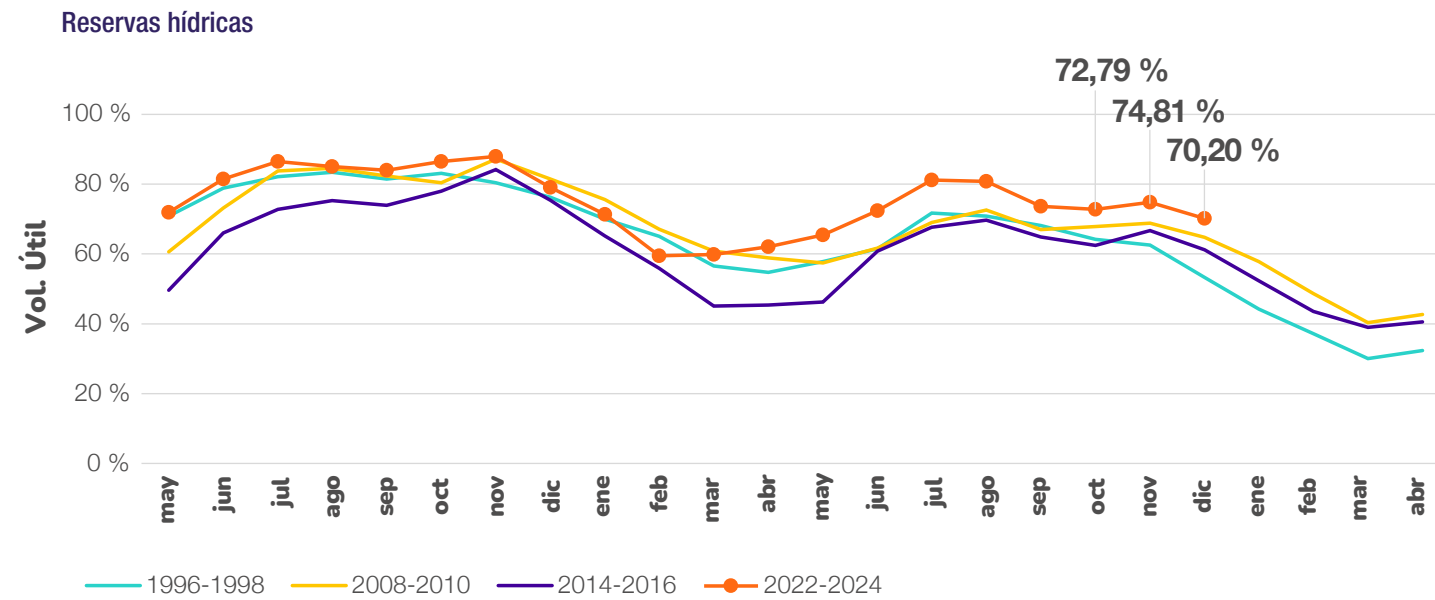


Figura 58. Reservas hídricas del SIN

### 2.9.2 Antioquia

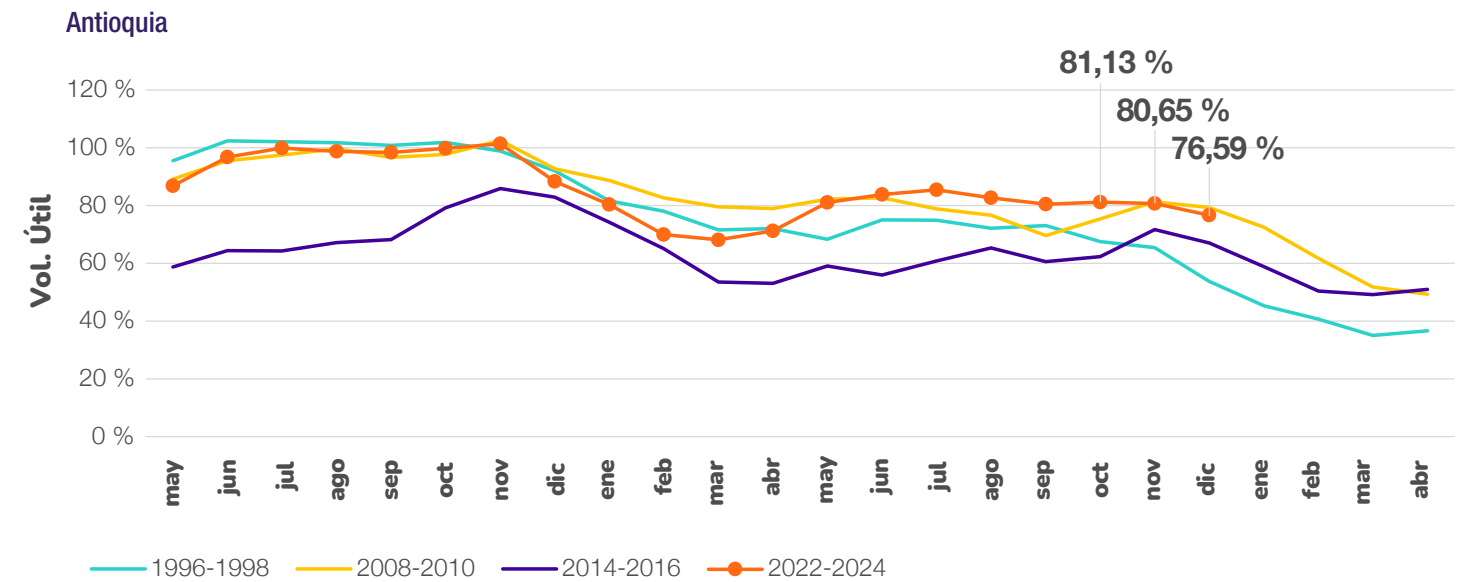


Figura 59. Reservas hídricas de Antioquia

### 2.9.3. Oriente

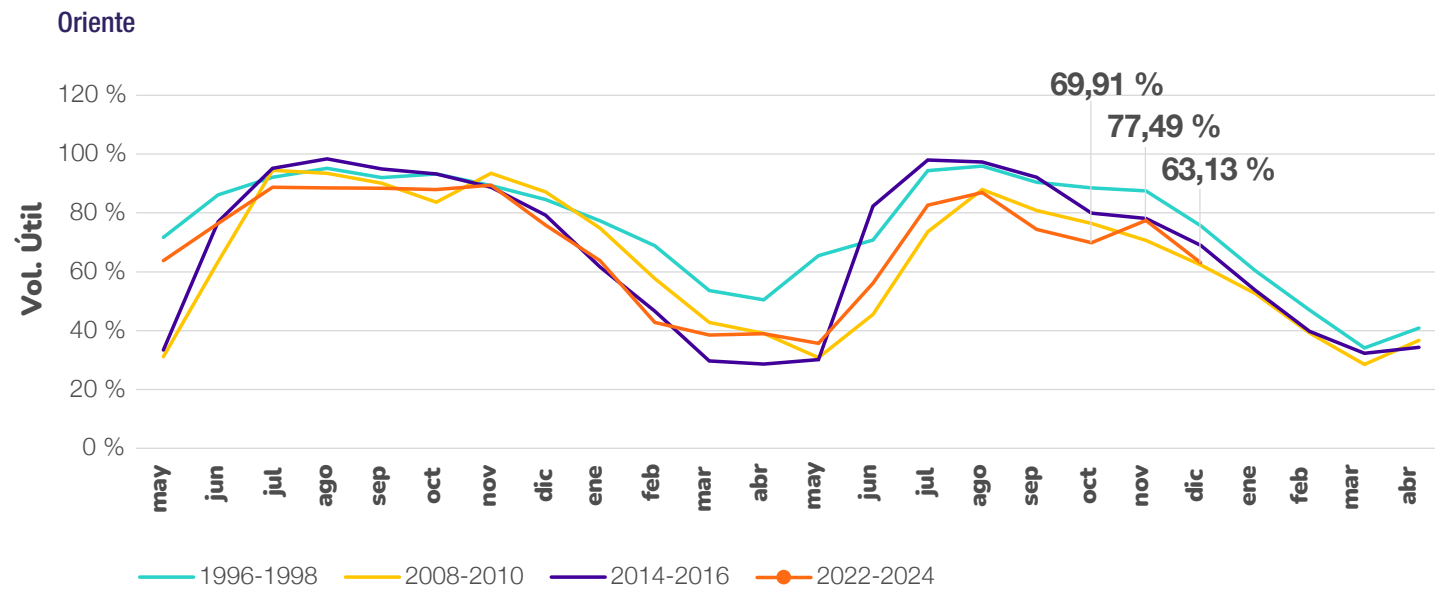


Figura 60. Reservas hídricas de Oriente

### 2.9.4 Centro

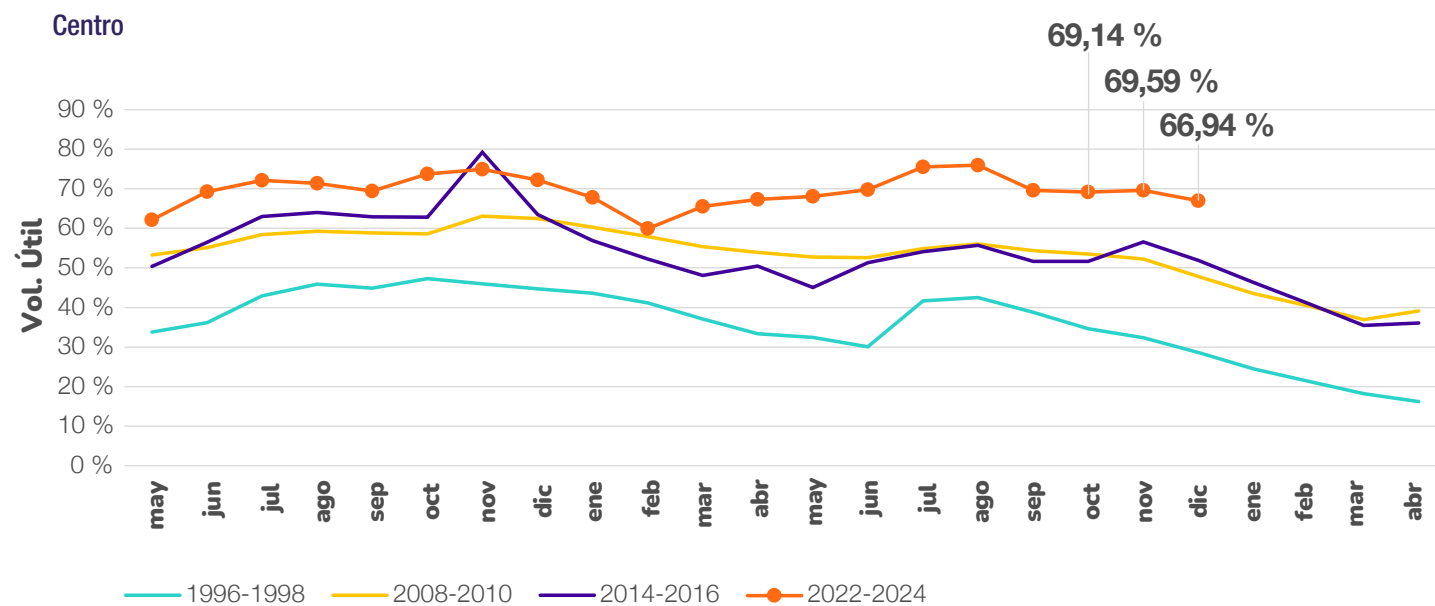


Figura 61. Reservas hídricas de Centro

### 2.9.5. Valle

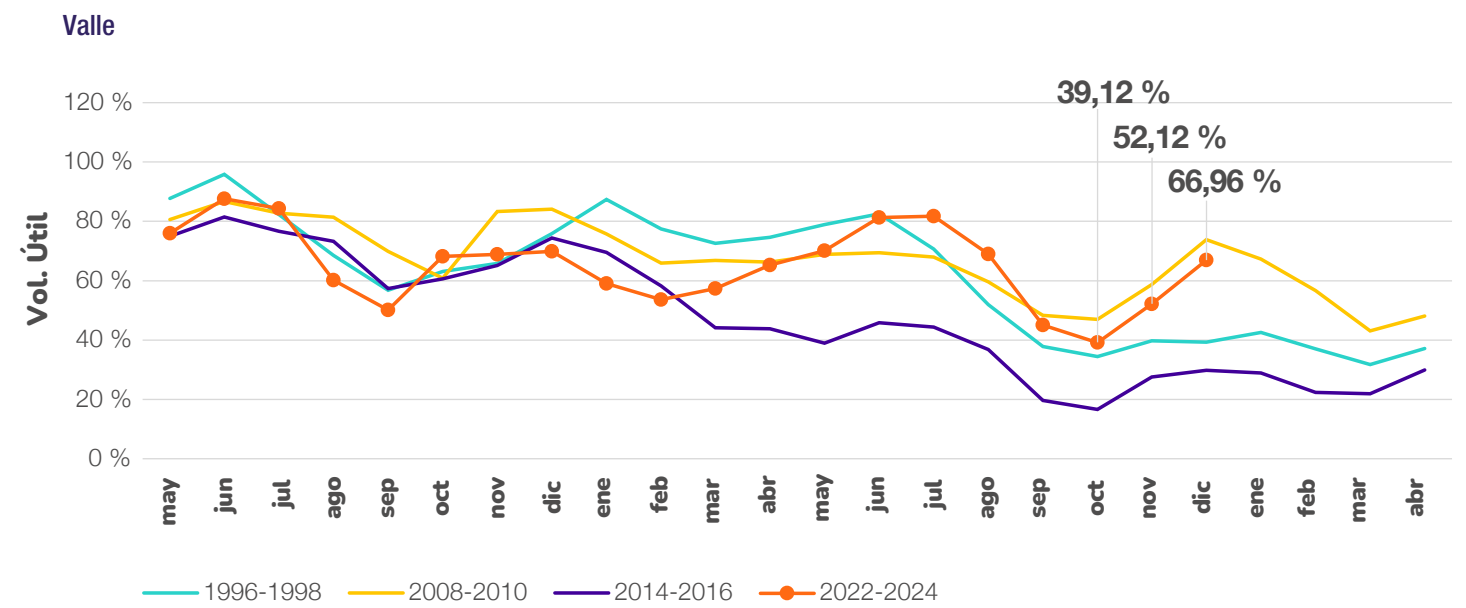


Figura 62. Reservas hídricas de Valle

### 2.10 Aportes

El año 2023 se caracterizó por el desarrollo y maduración del fenómeno de El Niño, el cual se caracteriza por la ausencia de lluvias y bajos aportes hídricos, tal como se registró en Colombia a partir de mayo de 2023.

En las siguientes gráficas se presentan los aportes del agregado SIN y el detalle por regiones.

### 2.10. 1 Agregado del SIN

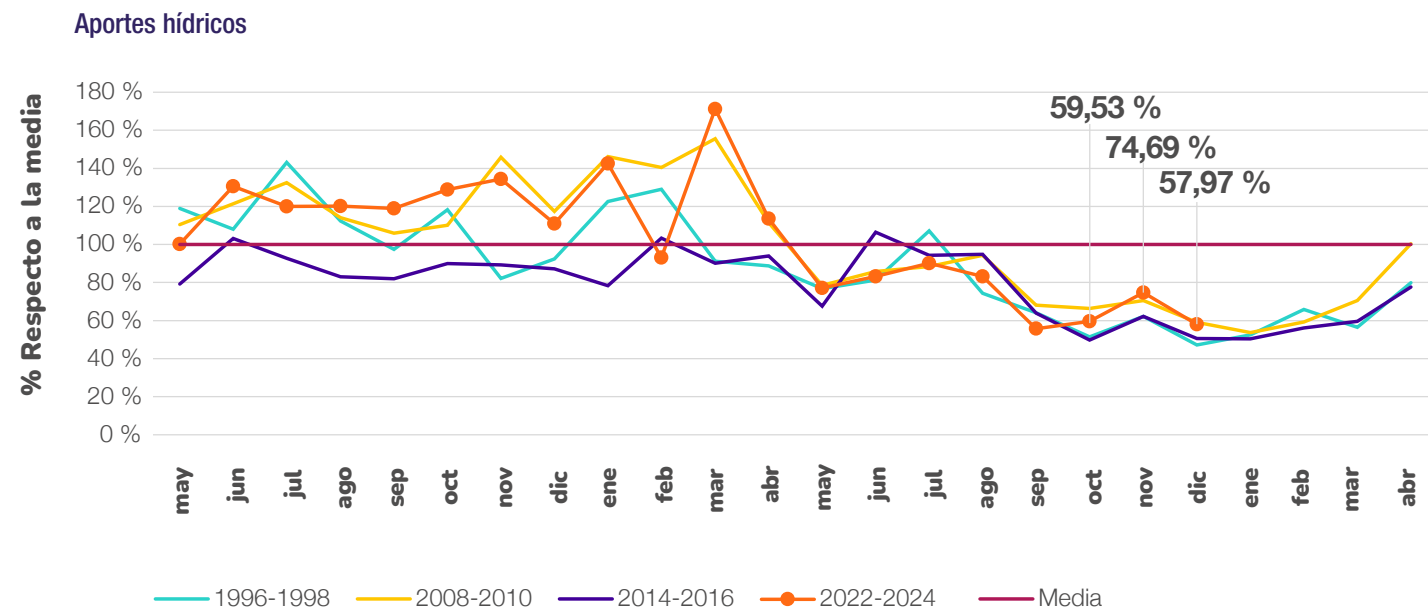


Figura 63. Aportes hídricos del SIN.

### 2.10.2 Antioquia

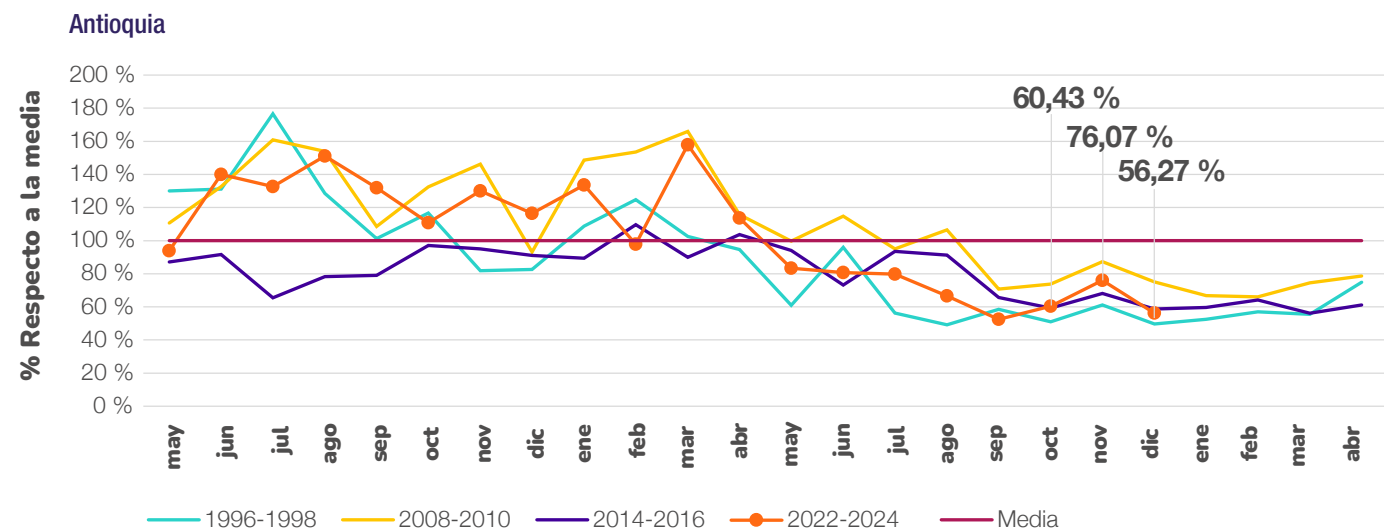


Figura 64. Aportes hídricos para la región Antioquia.

### 2.10.3 Oriente

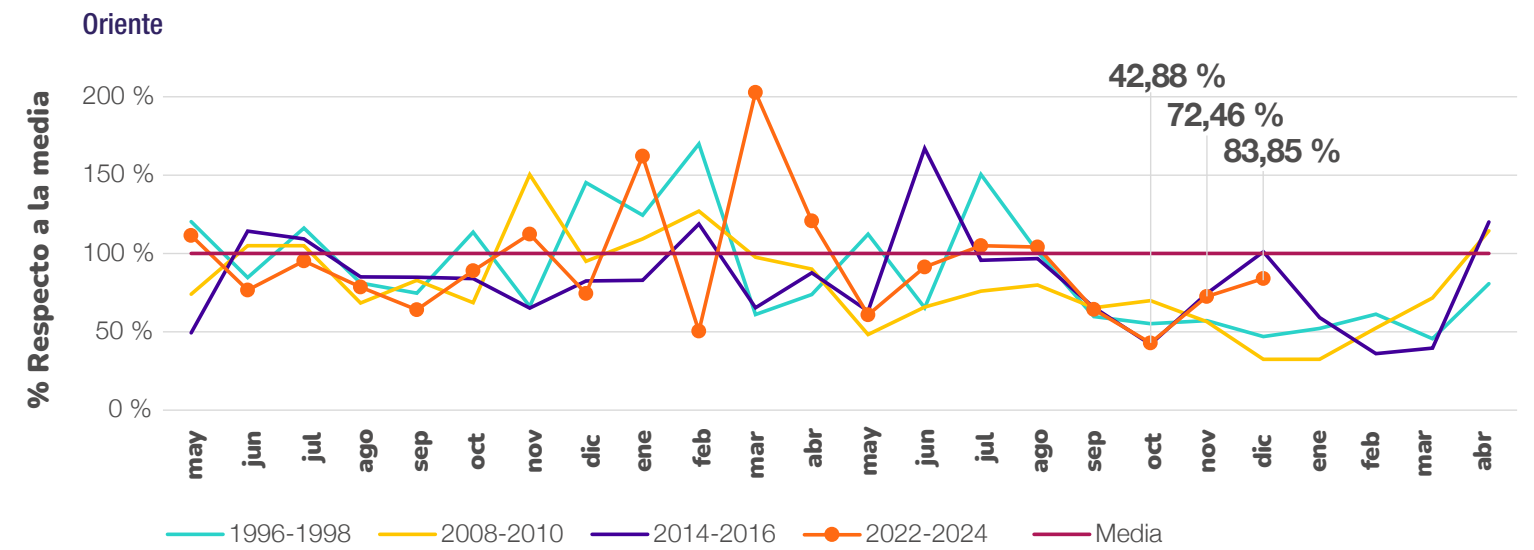


Figura 65. Aportes hídricos para la región Oriente.

### 2.10.4 Centro

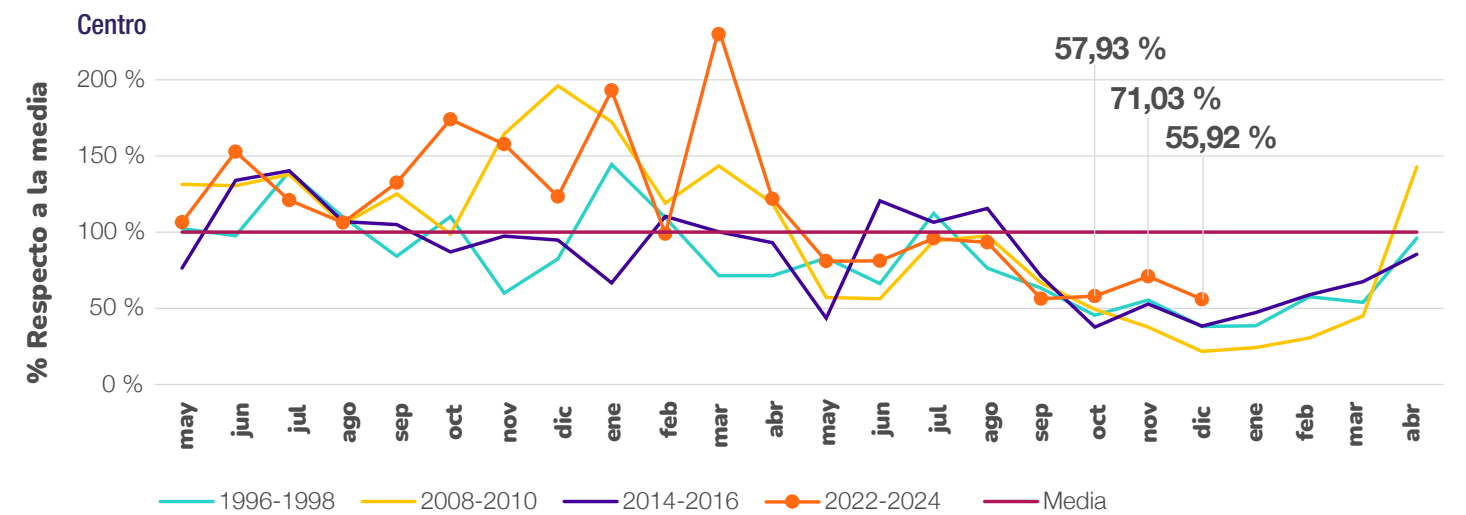


Figura 66. Aportes hídricos para la región Centro.



### 2.10.5 Valle

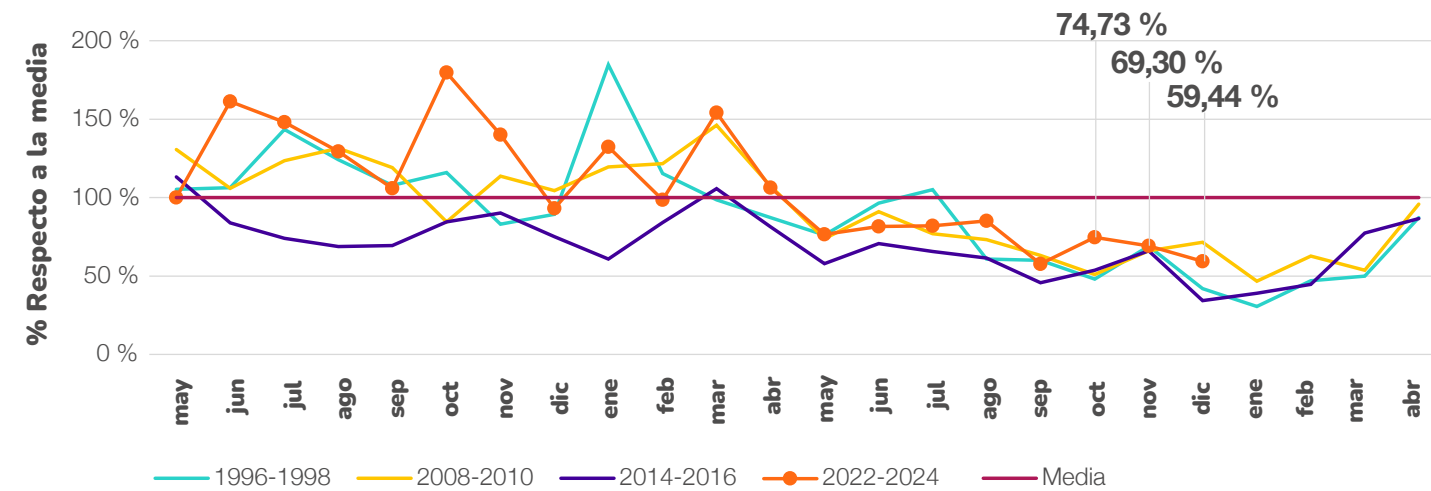


Figura 67. Aportes hídricos para la región Valle.

La región con mayores vertimientos fue Antioquia con 9,484.81 GWh

### 2.11 Vertimientos por regiones

En 2023 el sistema tuvo meses con altos vertimientos, principalmente en el primer semestre del año, debido al aumento de las lluvias en las principales regiones hídricas como Antioquia y Centro.

A continuación, presentamos la evolución de los vertimientos agregados en energía del SIN, así como los vertimientos por región hidrológica y por embalse.

En total se vertieron 9,663.50 GWh en los diferentes embalses del SIN. La región con mayores vertimientos fue Antioquia con 9,484.81 GWh, mientras que Ituango fue el embalse que mayor cantidad registró de forma individual.

### 2.11.1 Agregado del SIN

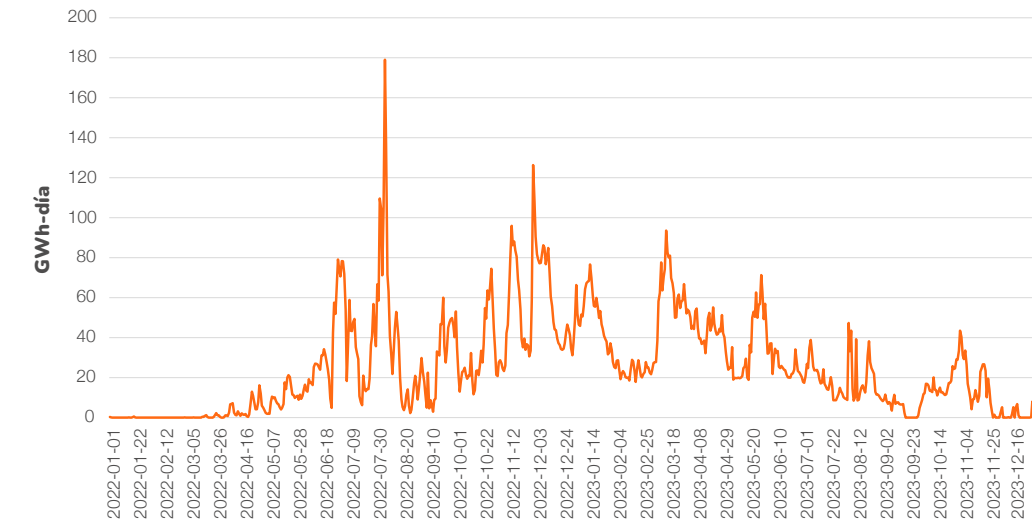


Figura 68. Vertimientos del SIN.

### 2.11.2 Antioquia

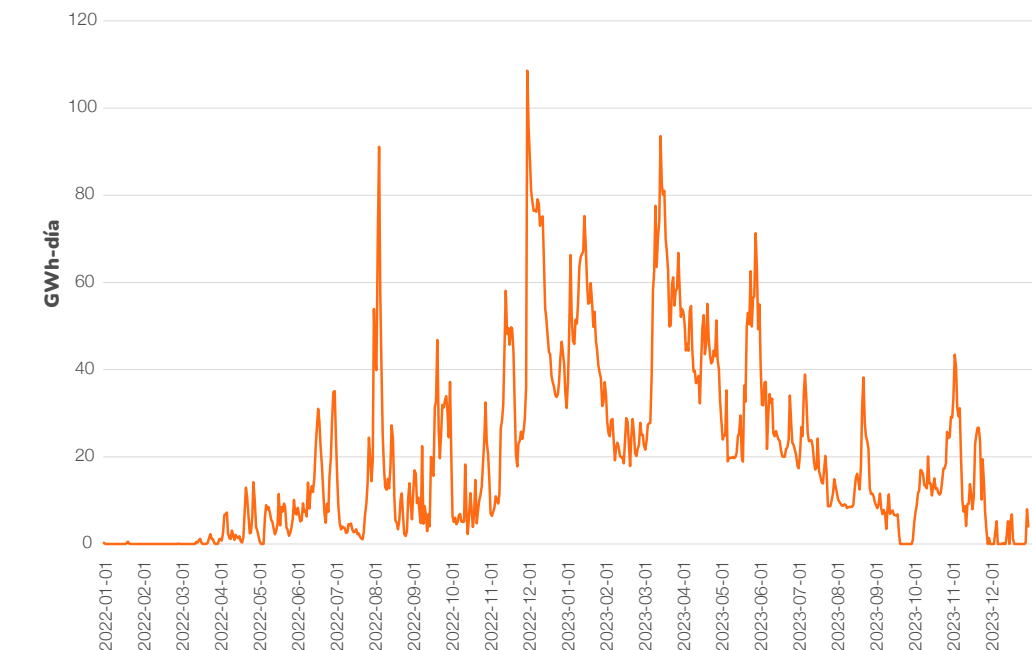


Figura 69. Vertimientos en la región Antioquia

### 2.11.3 Oriente

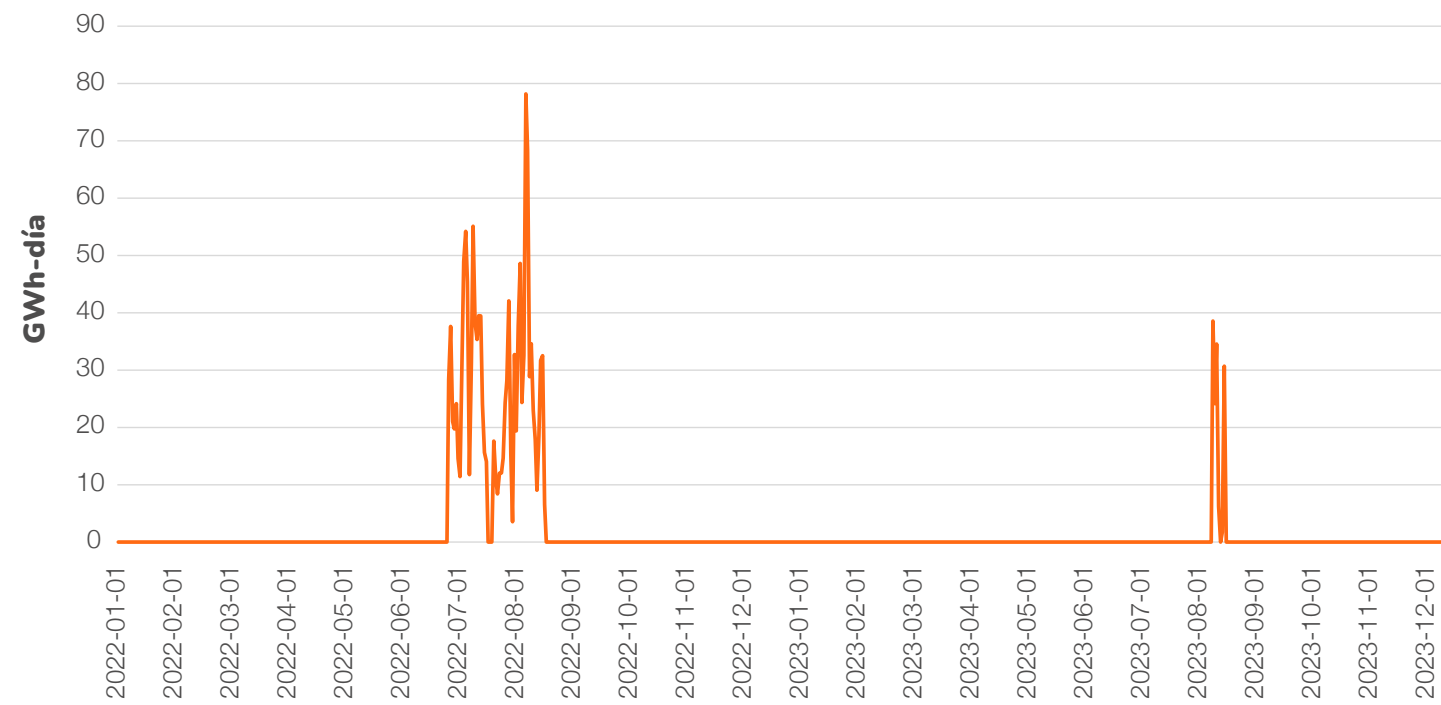


Figura 70. Vertimientos en la región Oriente

### 2.11.4 Centro

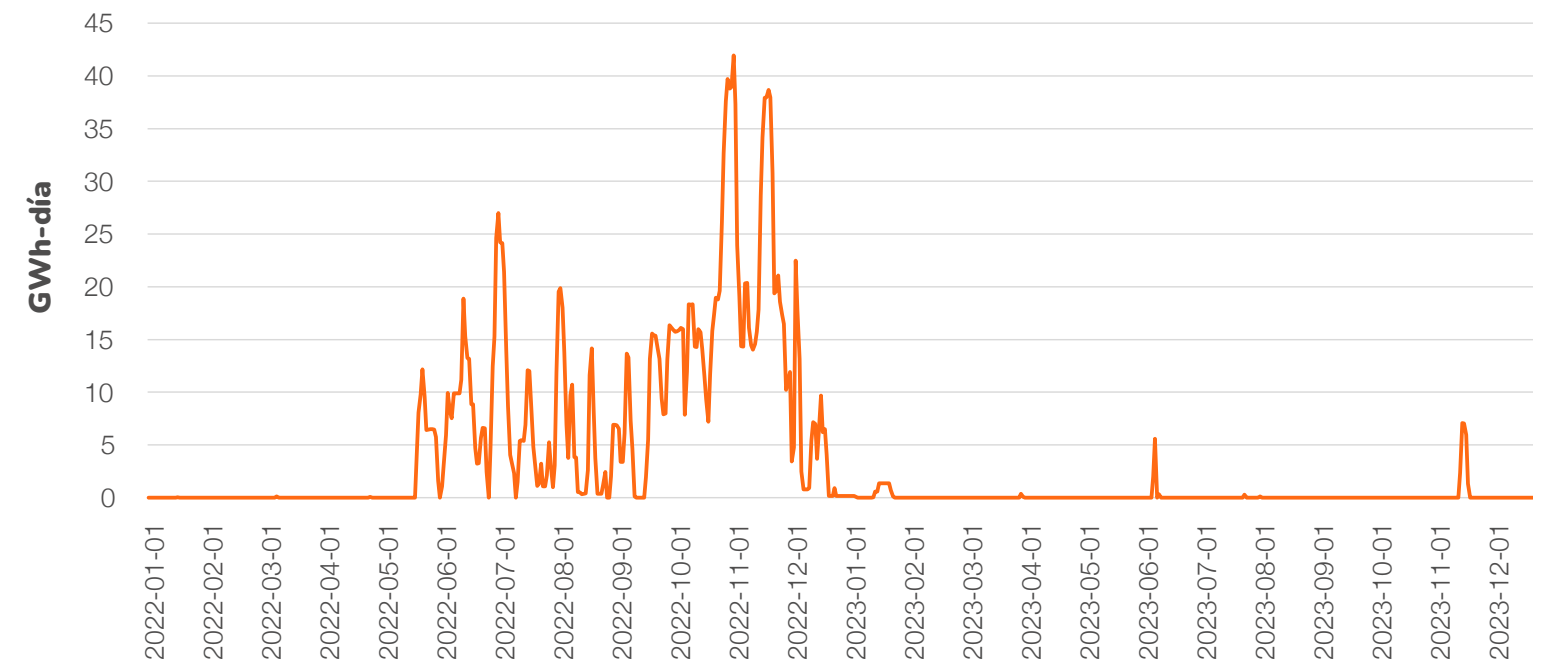


Figura 71. Vertimientos en la región Centro

### 2.11.5 Valle

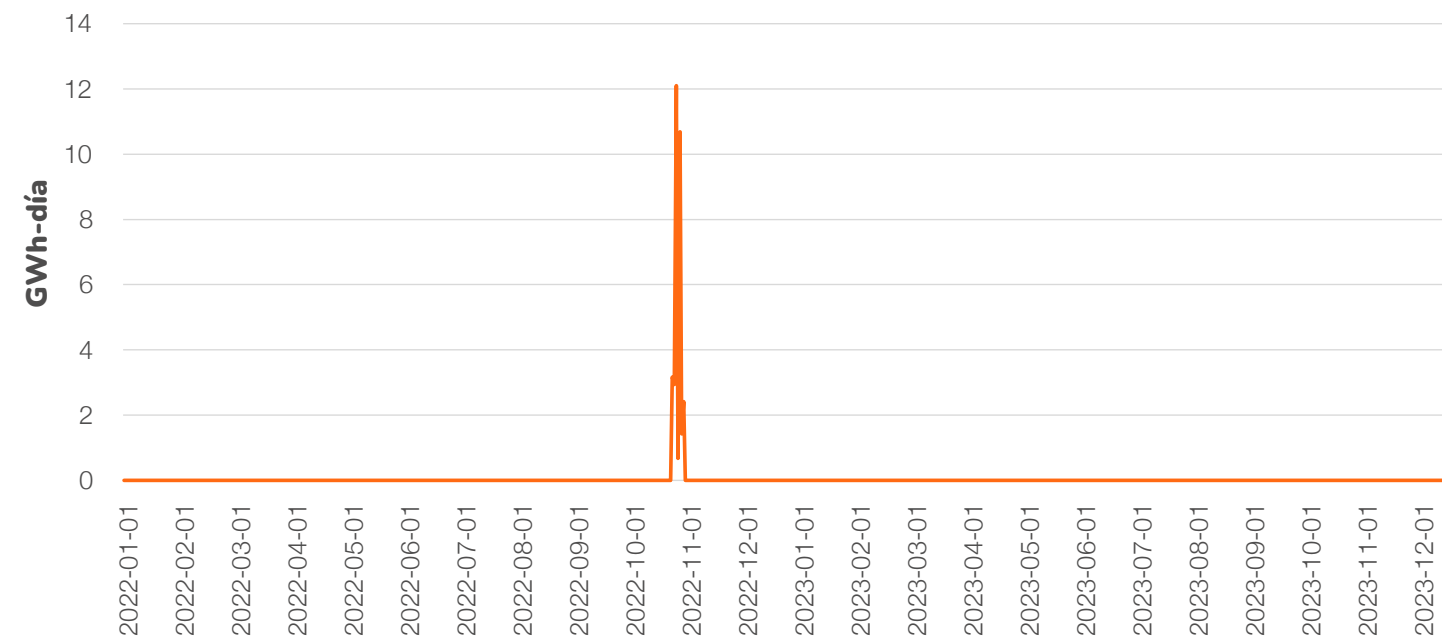


Figura 72. Vertimientos en la región Valle

### 2.11.6 Caribe

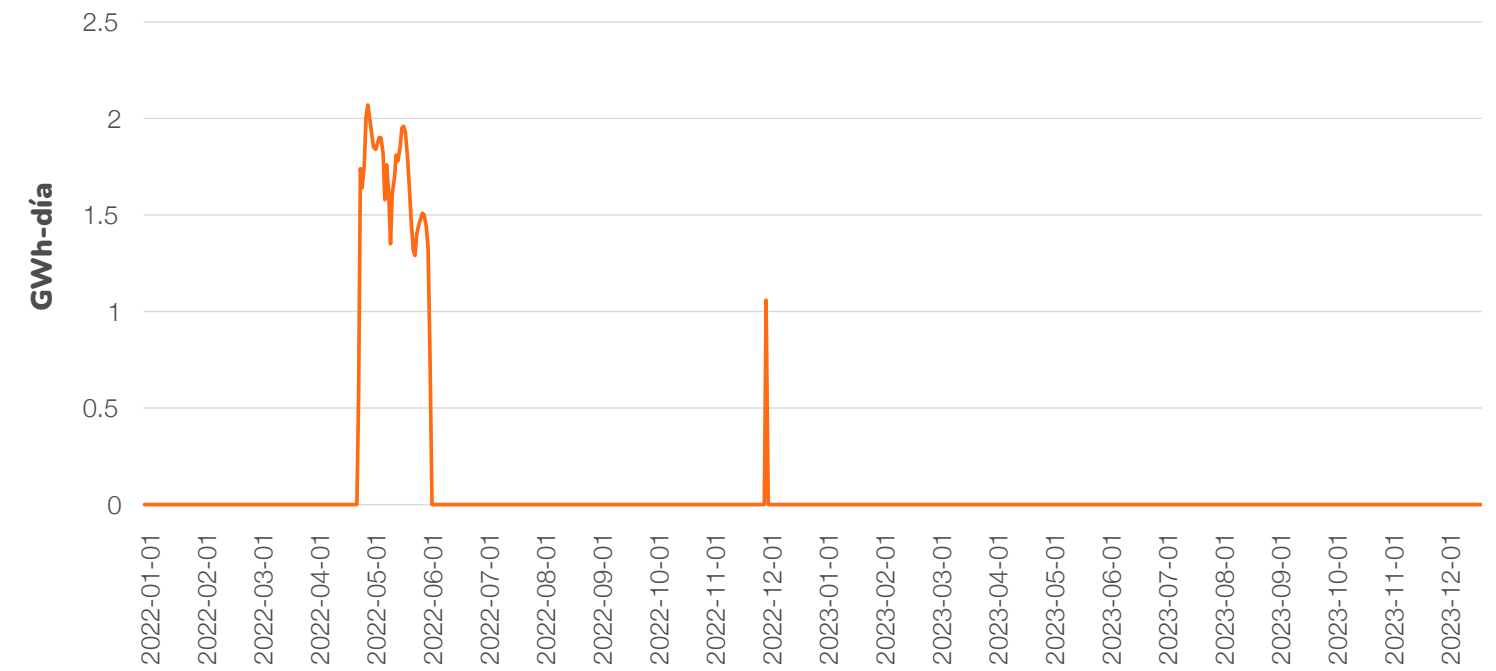


Figura 73. Vertimientos en la región Caribe



## 2.12 Vertimientos por embalses

A continuación se presentan los vertimientos por embalse para el año 2023. Ituango fue el embalse que más vertimientos registró, con un total de 9,259.07 GWh. Este estuvo seguido por Playas con 208.12 GWh y Esmeralda con 135.93 GWh.

Vertimientos (GWh)

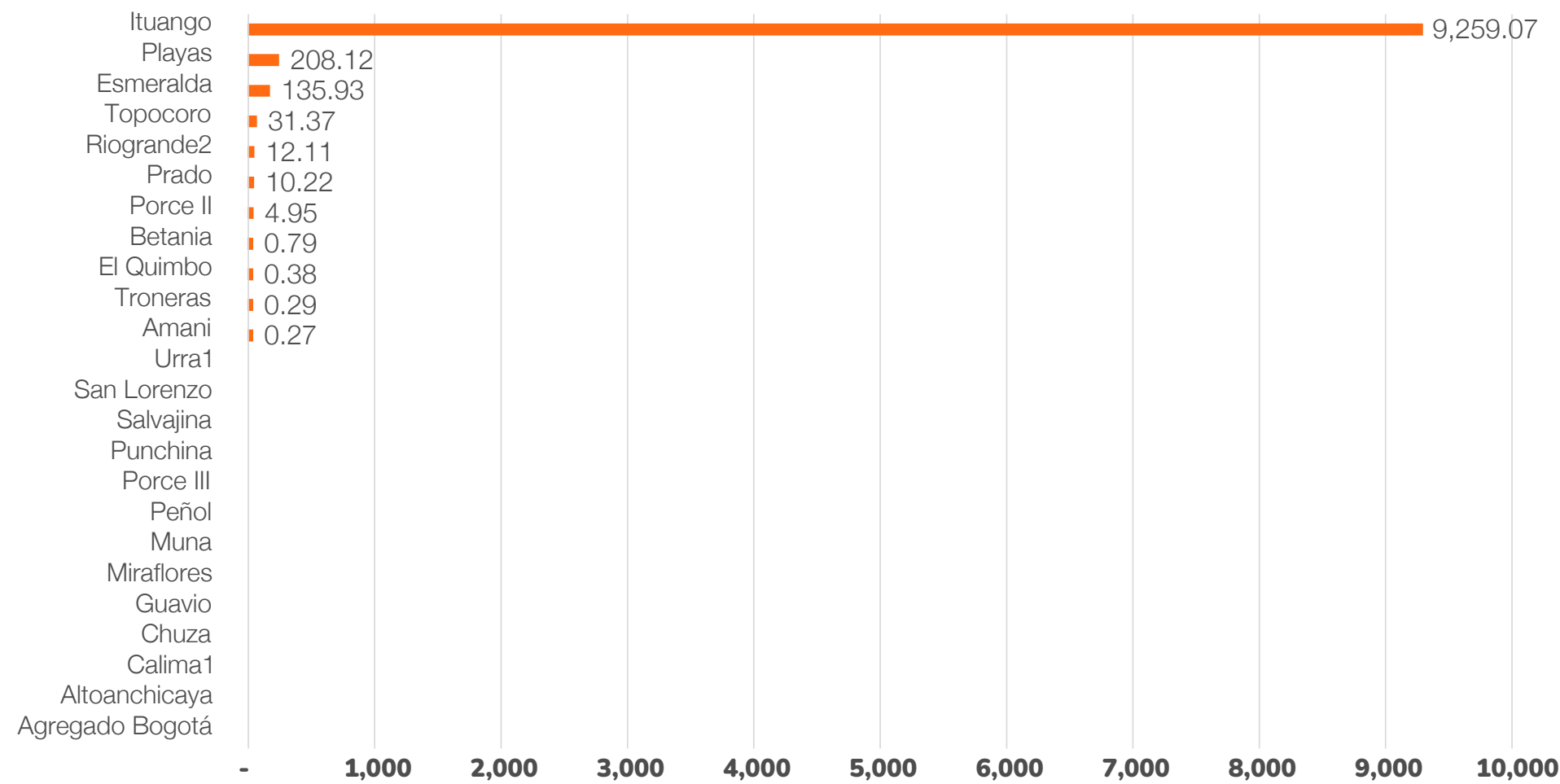
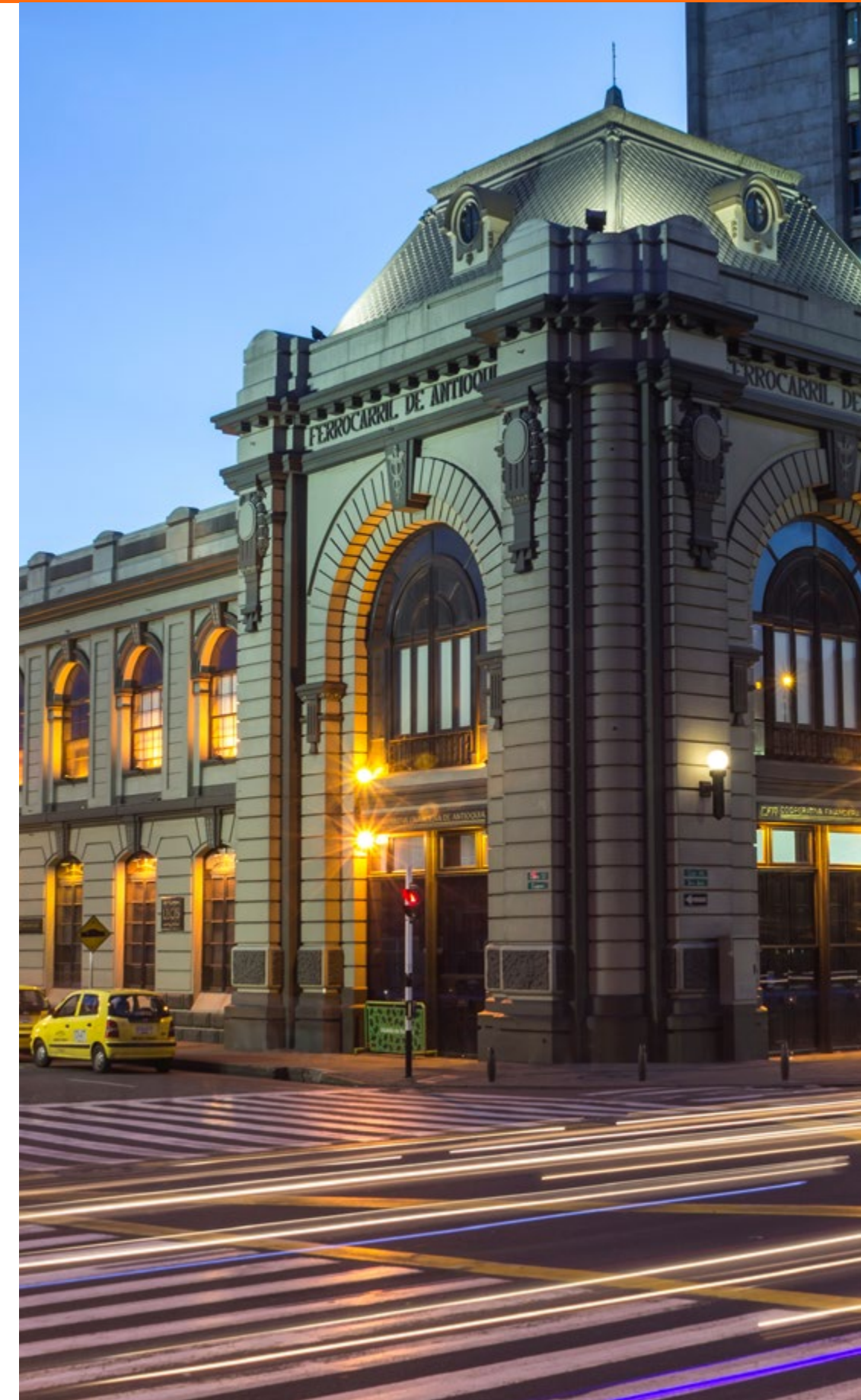


Figura 74. Vertimientos por embalse



### 3. Operación del SIN

#### 3.1 Características técnicas del SIN

##### 3.1.1 Transformación

Nivel de transformación	Capacidad de transformación (MVA)
110 kV	10,599.00
115 kV	13,062.02
138 kV	40.00
220 kV	14,279.00
230 kV	22,504.80
500 kV	16,278.00
<b>Total SIN</b>	<b>77,029.82</b>

Tabla 19. Características técnicas del SIN\_Transformación

##### 3.1.2 Compensadores

Compensadores	Cantidad
Compensador SVC 500 kV	1
Compensador STATCOM 500 kV	1
Compensador SVC 230 kV	1
Compensador SVC 34.5 kV	1
<b>Total compensadores SIN</b>	<b>4</b>

Tabla 20. Características técnicas del SIN\_Compensadores

##### 3.1.3 Líneas de transmisión

Líneas	Longitud km
Transmisión 110 - 115 kV	12,418.39
Transmisión 138 kV	15.49
Transmisión 220 - 230 kV	13,556.83
Transmisión 500 kV	3,654.60
<b>Total SIN</b>	<b>29,645.31</b>

Tabla 21. Características técnicas del SIN\_Líneas de transmisión

##### 3.1.4 Generación

Generador	Cantidad
Plantas de generación hidráulica DC	30
Plantas de generación térmica DC	38
Plantas de generación hidráulica NDC	123
Plantas de generación térmica NDC	9
Plantas de generación solar NDC	39
Plantas de generación eólica NDC	1
Plantas de cogeneración NDC	12
Plantas de autogeneración NDC	28
Embalses	24

Tabla 22. Características técnicas del SIN\_Generación

### 3.1.5 Interconexiones internacionales

Interconexiones internacionales	Líneas
Ecuador 230 kV	4
Ecuador 138 kV	1
<b>Total interconexiones SIN</b>	<b>5</b>
Subestaciones supervisadas con PMU (Phasor Measurement Unit)*	25

\*Se destaca que al momento de elaboración de este informe para las subestaciones supervisadas, el total de PMU era de 80.

**Tabla 23. Características técnicas del SIN\_ Interconexiones internacionales**

### 3.2 Principales eventos ocurridos en el SIN durante 2023

De los eventos ocurridos en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en 2023, 873 fueron analizados en detalle conforme a la regulación vigente. Este análisis incluye las causas establecidas en el código de redes, los esquemas de calidad del STN y del STR, así como lo estipulado en los acuerdos vigentes del CNO. Es importante señalar que el propósito de estos análisis es verificar los comportamientos de los elementos según las expectativas técnicas y, en caso de hallazgos, definir las acciones necesarias para su corrección por parte de los operadores de los equipos.

En general, los mayores impactos generados por los eventos ocurridos en el 2023 para el SIN corresponden a variaciones o pérdida de tensión, excursión de la frecuencia del SIN por fuera de los rangos normales de operación y desatención de demanda sin incurrir en apagones totales de subáreas y áreas operativas. Adicionalmente, en el mes de noviembre del año 2022 se presentó un evento asociado a la operación del EDAC en el

país debido a la salida de las unidades 3 y 4 de la central de generación de Ituango que se encontraban en operación.

En la siguiente tabla se detallan, en orden cronológico, los eventos identificados como los de mayor impacto para el SIN. Se destacan los del 3 de mayo, 5 de agosto, 9 de agosto y 6 de noviembre relacionados con el fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión (FIDVR), que puede representar riesgos para la operación segura de la red de transmisión y afectar la calidad en la atención de la demanda. Así mismo, para los días 18 de marzo, 17 de abril y 18 de julio, cuando se presentó desconexión de la interconexión Colombia-Ecuador a 230 kV, y los eventos del 1 de febrero, 23 de octubre, 24 de octubre, 12 de mayo, 23 de mayo y 29 de mayo que ocasionaron demanda no atendida (DNA) y/o ausencia de tensión en algunas zonas del Valle y Boyacá-Casanare.

**Tabla 24. Eventos ocurridos en el SIN durante 2023.**

Descripción
El 14 de enero de 2023, a las 15:49 horas, se produjo la desconexión de la línea de transmisión, a 110 kV, Bello-Riogrande, en ambos extremos, y desconexión de todos los demás activos de la subestación Bello 110 kV (BL1/BL2 Castilla, BL1/BL2 Central, BL Piedras Blancas, BT1/BT2 Bello 180 MVA, BT1/BT2 Bello 60 MVA y Acople), estos últimos por operación de la protección ANSI 87B, ocasionando demanda no atendida y ausencia de tensión en la subestación Bello 110 kV. La normalización de los elementos afectados finalizó a las 17:41 horas.
El 14 de enero de 2023, a las 14:18 horas, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión, a 115 kV, San Antonio-Yopal y Toquilla-Yopal, en los dos extremos de ambas líneas. Adicionalmente, operó el RAG Casanare y se produjo desconexión de toda la generación que se encontraba en línea en Termoyopal (por protección ANSI 810) y Termomechero, sin ocasionar demanda no atendida ni ausencia de tensión. La normalización de las líneas afectadas finalizó a las 14:27 horas; de la generación Termomechero, a las 14:46 horas, y de la generación Termoyopal, a las 15:44 horas (TYG3), 21:07 horas (TYG5) y 22:00 horas del 15 de enero de 2023 (TYG4).



Descripción
<p>El 29 de enero de 2023, a las 12:05 horas, se produjo la desconexión de todos los activos que se encontraban en servicio en la subestación Gualanday 115 kV (BT1 20 MVA, BL a Diacemento y BL a Flandes), por operación de la protección ANSI 87B, ocasionando demanda no atendida y ausencia de tensión en la subestación Gualanday 115 kV. Previamente se presentó falla en un circuito, a 34.5 kV, alimentado desde la subestación Gualanday 115 kV. La normalización de los elementos afectados finalizó a las 14:59 horas.</p>
<p>El 1 de febrero de 2023, a las 18:35 horas, se produjo la desconexión de la línea de transmisión, a 115 kV, Guachal-Termoyumbo 1, en ambos extremos, con posterior recierre tripolar en falla en el extremo de Guachal y apertura tripolar definitiva en este mismo extremo; desconexión de las líneas de transmisión, a 115 kV, Guachal-Termovalle 1 y 2, en el extremo de la subestación Termovalle; desconexión de todos los activos conectados a la barra 2 de la subestación Termoyumbo 115 kV y a la barra 1 de la subestación San Marcos 115 kV, por operación de la protección ANSI 87B, en ambos casos; y desconexión de la generación de Termovalle; ocasionando demanda no atendida y ausencia de tensión en la barra 2 (S1 y S2) de la subestación Termoyumbo, en la barra 1 de la subestación San Marcos 115 kV y en la subestación Termovalle 115 kV.</p>
<p>Excepto las líneas, a 115 kV, Guachal-Termoyumbo 1 y 2, la normalización de las BLs y BTs, a 115 kV, en la barra 2 de la subestación Termoyumbo y barra 1 de la subestación San Marcos finalizó a las 21:22 horas; la generación de Termovalle, el 2 de febrero de 2023 a las 02:33 horas; la línea Guachal-Termoyumbo 2 115 kV, el 2 de febrero de 2023 a las 12:53 horas; y la línea Guachal-Termoyumbo 1 115 kV, el 7 de febrero de 2023 a las 18:42 horas.</p>
<p>El 6 de febrero de 2023, a las 22:28 horas, se produjo la desconexión de todos los activos que se encontraban energizados, en ese momento, en la subestación Avenida Primera 115 kV: BL a San José, BTs D1/D2 40 MVA y bahía de seccionamiento, por operación de la protección ANSI 87B, ocasionando demanda no atendida y ausencia de tensión en esta subestación. Previamente, a las 17:15 horas, se produjo la desconexión de la línea de transmisión, a 115 kV, Avenida Primera-Concordia, en ambos extremos. La normalización de los elementos afectados finalizó el 7 de febrero de 2023 a las 04:06 horas.</p>

Descripción
<p>El 20 de febrero de 2023, a las 14:38 horas, se produjo la desconexión de los activos que se encontraban conectados a la barra 2 de la subestación Torca 115 kV: BL a Aranjuez, BL1 a Autopista, BT Torca 5 300 MVA, BT Torca D2 y Acople, por operación de la protección ANSI 87B Z2, ocasionando demanda no atendida en las cargas alimentadas con transformador Torca D2 y ausencia de tensión en la referida barra. La normalización de los elementos afectados finalizó el 21 de febrero 2023 a las 10:49 horas, excepto el transformador Torca 5 300 MVA 230/115/13.8 kV cuya normalización finalizó el 21 de febrero 2023 a las 21:53 horas.</p>
<p>El 11 de marzo de 2023, a las 13:27 horas, se produjo la desconexión de todos los activos conectados a la subestación Nueva Barranquilla 110 kV (BL1/BL2 a Norte, BL a Juan Mina, BTs Nueva Barranquilla 1 y 2 100 MVA 110 kV y BT Nueva Barranquilla 6 45 MVA 110 kV), posteriormente, se produjo la desconexión del transformador Nueva Barranquilla 2 100 MVA 220/110/13.8 kV en todos los niveles de tensión, ocasionando demanda no atendida y ausencia de tensión en Nueva Barranquilla, Norte y Juan Mina a 110 kV. La normalización de los elementos afectados finalizó a las 18:26 horas, excepto el transformador Nueva Barranquilla 2 100 MVA 220/110/13.8 kV, el cual aún se encontraba indisponible al momento de publicación de este informe.</p>
<p>El 18 de marzo de 2023, a las 12:13 horas, en ausencia de intercambio de potencia entre Colombia y Ecuador, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión, a 230 kV, Jamondino-Pimampiro 1, 2, 3 y 4, en ambos extremos de las 4 líneas, por recibo de DDT (enviado desde Ecuador, debido a ocurrencia de sismo en el vecino país), ocasionando excursión de la frecuencia del SIN, con un valor máximo de 60.28 Hz y un valor mínimo de 59.57 Hz. La normalización de los activos afectados finalizó a las 13:42 horas.</p>
<p>El 3 de abril de 2023, a las 02:31 horas, se produjo la desconexión del condensador de Ternera 43.2 Mvar 66 kV; de las líneas de transmisión de Ternera, a 66 kV, en los extremos remotos de Zaragocilla, Mamonal, Cospique y Bosque; y de la línea de transmisión Ternera-Villa Estrella 66 kV, en el extremo de la subestación Ternera. Posteriormente, operó el ESP de la línea Cartagena-Zaragocilla 66 kV, presentándose demanda no atendida. La normalización de las cargas afectadas finalizó a las 03:27 horas; de las líneas afectadas, a las 04:25 horas; y del condensador de Ternera a las 21:05 horas.</p>

Descripción
<p>El 17 de abril de 2023, a las 00:34 horas, se produjo la desconexión de la interconexión Colombia-Ecuador por apertura de las líneas de transmisión, a 230 kV, Jamondino-Pimampiro 1, 2 y 4, en ambos extremos de las tres líneas (la línea Jamondino-Pimampiro 3 230 kV se encontraba abierta por condición operativa), debido a operación del ESA, ante sobrepotencia de envío desde Ecuador hacia Colombia (intercambio programado de 0 MW), sin presentar demanda no atendida ni ausencia de tensión en las subestaciones colombianas. El evento produjo excursión de frecuencia, con un valor mínimo de 59.724 Hz. La normalización de los activos afectados finalizó a las 01:10 horas.</p>
<p>El 17 de abril de 2023, a las 15:29 horas, se produjo la desconexión de la línea de transmisión a 115 kV, Calera-Usaquén en ambos extremos; posteriormente, Morato-Usaquén en ambos extremos; finalmente, desconexión de la subestación Usaquén con apertura de todos los interruptores asociados a la barra, presentándose demanda no atendida y ausencia de tensión en la subestación Usaquén 115 kV. La normalización de los activos afectados finalizó el 19 de abril de 2023 a las 18:41 horas.</p>
<p>El 3 de mayo de 2023, a las 22:17 horas, se produjo la desconexión de la línea de transmisión, a 66 kV, Ternera-Cospique 1 66 kV, en ambos extremos, sin ocasionar demanda no atendida ni ausencia de tensión en la subestación.</p>
<p>El 4 de mayo de 2023, a las 13:21 horas, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión a 115 kV, Principal-San Bernardino 1 y 2 en el extremo de San Bernardino, Principal-Río Mayo en el extremo de Principal y El Zaque-San Martín en el extremo de San Martín. Adicionalmente se presentó desconexión de las unidades de generación Florida 2 y Río Mayo 2. En este evento se presentó demanda no atendida y ausencia de tensión en las subestaciones Principal, El Zaque y Florida. La normalización de los activos afectados finalizó a las 13:52 horas.</p>
<p>El 12 de mayo de 2023, a las 05:06 horas, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión, a 115 kV, San Antonio-Yopal y Toquilla-Yopal, en ambos extremos de ambas líneas. En consecuencia, operaron 2 etapas del RAG Casanare, desconectando 2 unidades de Termoyopal (las unidades Termoyopal 1 y 2 no se encontraban generando) y 3 unidades de Termomechero; adicionalmente, se produjo la desconexión de la unidad Termoyopal G5 y de las otras 3 unidades de Termomechero. La normalización de las líneas afectadas finalizó a la 05:15 horas; de la generación Termoyopal, a la 05:49 horas; y de la generación Termomechero, a la 05:51 horas.</p>

Descripción
<p>El 23 de mayo de 2023, a las 12:04 horas, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión, a 115 kV, San Antonio-Toquilla (2023-1148) y San Antonio-Yopal (2023-1149), en ambos extremos de ambas líneas. En consecuencia, operaron 2 etapas del RAG Casanare, desconectando 3 unidades de Termoyopal (la unidad Termoyopal 1 no se encontraba generando) y 3 unidades de Termomechero; adicionalmente, se produjo la desconexión de la unidad Termoyopal G5 y de las otras 3 unidades de Termomechero. La normalización de las líneas afectadas finalizó a la 12:20 horas; de la generación Termomechero, a la 12:38 horas; y de la generación Termoyopal, a la 14:24 horas.</p>
<p>El 26 de mayo de 2023, a las 10:41 horas, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión, a 115 kV, Principal-San Bernardino 1 y 2 en el extremo de la subestación San Bernardino, El Zaque-San Martín en el extremo de la subestación San Martín y Principal-Río Mayo en el extremo de la subestación Principal; desconexión de los transformadores Principal 2 26.25 MVA 115/13.2/11.5 kV y San Bernardino 60 MVA 115/34.5/13.8 kV, ambos por 115 kV; y desconexión de la unidad de generación Río Mayo 1, presentándose demanda no atendida y ausencia de tensión en la(s) subestación(es), a 115 kV, Principal y EL Zaque. La normalización de los activos afectados finalizó a las 11:19 horas, excepto por la línea Principal-El Zaque 115 kV, la cual fue normalizada a las 21:09 horas.</p>
<p>El 29 de mayo de 2023, a las 13:02 horas, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión, a 115 kV, San Antonio-Yopal y Toquilla-Yopal, en ambos extremos de ambas líneas; en consecuencia, operaron 3 etapas del RAG Casanare, desconectando 2 unidades de Termoyopal (las unidades Termoyopal 1 y 2 no se encontraban generando) y 3 unidades de Termomechero y reduciendo de forma controlada la generación en la unidad TYG5; adicionalmente, se produjo la desconexión de las otras 3 unidades de Termomechero y, luego, desconexión de la unidad Termoyopal G5. La normalización de las líneas afectadas finalizó a la 13:08 horas; de la generación Termomechero, a las 13:21 horas; y de la generación Termoyopal, a las 14:00 horas.</p>

Descripción
<p>El 6 de junio de 2023, a las 07:55 horas, se produjo la desconexión de todos los elementos que se encontraban en servicio en la subestación Ubaté 115 kV: BL a TPeldar, BL a Simijaca, BT D1 10 MVA, BT D2 30 MVA, BT R1 40 MVA, BT R2 30 MVA y BC Condensador Paralelo 1 25 Mvar (el Condensador Paralelo 2 25 Mvar se encontraba desenergizado), por operación de la protección ANSI 87B, ante falla externa en 13.8 kV, presentándose demanda no atendida y ausencia de tensión en las subestaciones, a 115 kV, Ubaté y Simijaca. La normalización de los activos afectados finalizó a las 09:39 horas.</p>
<p>El 9 de junio de 2023, a las 14:58 horas, producto de la ejecución de consignación nacional sobre la BL Ocoa a Granada 115 kV, por error humano del personal contratista de EMSA, se produjo falla en la BL consignada y la consecuente desconexión de los extremos remotos a la subestación Ocoa 115 kV, en Granada, Barzal, La Reforma 1 y 2 y Santa Helena, por operación de las protecciones ANSI 21 Z1 en Granada y ANSI 21 Z2 en las demás BLs, desconexión del condensador paralelo Suria 2 de 12.5 Mvar y de la toda generación interna que se encontraba en servicio (5 unidades de BSL), presentando demanda no atendida en 7 subestaciones y ausencia de tensión en 8 subestaciones. La normalización de los activos del STR afectados finalizó a las 16:19 horas y de la generación BSL, a las 16:59 horas.</p>
<p>El 20 de junio de 2023, a las 09:36 horas, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión, a 115 kV, Principal-San Bernardino 1 y 2 en el extremo de la subestación San Bernardino, Principal-El Zaque en el extremo de la subestación El Zaque y Principal-Río Mayo en el extremo de la subestación Principal; adicionalmente, se produjo desconexión de la generación que se encontraba en línea en la planta Florida, presentando demanda no atendida en la subestación Principal 115 kV y ausencia de tensión en las subestaciones, a 115 kV, Principal y Florida. La normalización de las líneas afectadas finalizó a las 10:00 horas y de la generación de Florida, a las 10:22 horas.</p>
<p>El 25 de junio de 2023, a las 15:32 horas, se produjo la desconexión de la línea de transmisión, a 66 kV, Bolívar-Villa Estrella, en el extremo de la subestación Villa Estrella, y desconexión de todas las BLs, a 66 kV, en las subestaciones Bolívar (hacia Manzanillo, Bayunca y Villa Estrella) y Manzanillo (hacia Bayunca y Bolívar), estas últimas por operación de la protección ANSI 59, presentando demanda no atendida y ausencia de tensión en las subestaciones, a 66 kV, Manzanillo, Bayunca y Villa Estrella. La normalización de los activos afectados finalizó a las 16:54 horas, excepto la BL Villa Estrella a Bayunca 66 kV que fue normalizada a las 20:33 horas.</p>

Descripción
<p>El 18 de julio de 2023, a las 09:41 horas, se produjo la desconexión de las líneas de transmisión, a 230 kV, Jamondino-Pimampiro 1, 2, 3 y 4, en ambos extremos de las 4 líneas, por recibo de DDT (enviado desde Ecuador), sin presentar demanda no atendida ni ausencia de tensión en Colombia. El evento no produjo excursión de frecuencia, por fuera de los rangos normales de operación, con un valor mínimo de 59.58 Hz. La normalización de los activos afectados finalizó a las 10:16 horas.</p>
<p>El 5 de agosto de 2023, a las 12:42 horas, se produjo desconexión de la unidad de generación Tebsa 11; posteriormente, ante ocurrencia de fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión en la subárea GCM, se produjo desconexión de las líneas de transmisión, Guajira-Cuestecitas 2 220 kV en ambos extremos, Cuestecitas-Jouktai 110 kV en ambos extremos, Jepírachi-Jouktai 110 kV en ambos extremos y Jepírachi-Puerto Bolívar 110 kV en el extremo de Jepírachi; además, se produjo desconexión del Cuestecitas condensador paralelo banco 01 40.7 Mvar 230 kV (por operación del VQ con posterior disparo de ANSI 59) e indisponibilidad parcial de Chinú Compensador Estático SVC 500 kV; adicionalmente, se presentó desconexión de la generación Jepírachi 1, Parque Eólico Guajira I 1 y Parque Eólico Wesp 01 1. Durante el evento, aunque no se reportó DNA por parte de los agentes, se identificó disminución transitoria de demanda en Caribe de aproximadamente 390 MW (por efectos de la tensión) y se presentó ausencia de tensión Jouktai y Jepírachi a 110 kV. El evento produjo excursión de frecuencia, con un valor máximo de 60.2829 Hz. La normalización de los activos afectados finalizó a las 13:26 horas.</p>
<p>El 7 de agosto de 2023, a las 19:13 horas, se produjo la desconexión de los extremos remotos a la subestación Caracolí 110 kV (BL Cordialidad, BL1/BL2 Malambo y BL1/BL2 Silencio), de los transformadores Caracolí 1 y 2 150 MVA 220/110/13.8 kV, de las líneas de transmisión Baranoa-Malambo 110 kV en el extremo de la subestación Malambo, Caracolí-Nueva Barranquilla 220 kV en el extremo de la subestación Nueva Barranquilla y Sabanalarga-Baranoa 110 kV en el extremo de la subestación Sabanalarga; lo anterior, ante la no desconexión de la BL Caracolí a Cordialidad 110 kV, presentando demanda no atendida y ausencia de tensión en las subestaciones, a 110 kV, Caracolí, Malambo y Baranoa. La normalización de los activos afectados finalizó a las 22:46 horas, excepto la línea fallada Caracolí-Cordialidad 110 kV cuya normalización finalizó el 8 de agosto 2023 a las 07:41 horas.</p>



Descripción
<p>El 9 de agosto de 2023, a las 14:57 horas, se produjo la desconexión de la línea de transmisión, Fundación-TFundación-Río Córdoba 1 110 kV, en el extremo de Fundación y en el extremo de Río Córdoba; posteriormente, ante ocurrencia de fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión en la subárea GCM, se produjo desconexión de Cuestecitas condensador paralelo banco 01 40.7 Mvar 230 kV; además, se presentó desconexión de la generación Jepírachi 1. Durante el evento se presentó demanda no atendida. La normalización de los activos afectados finalizó a las 15:04 horas.</p>
<p>El 15 de agosto de 2023, a las 10:04 horas, se produjo la desconexión de la línea de transmisión, a 115 kV, Noroeste-Terminal, en ambos extremos, y desconexión de las demás bahías de la subestación Terminal 115 kV (BL a Techo, BT Terminal (R1) 1 40 MVA, BT Terminal (D1) 2 40 MVA, BT Terminal (D2) 3 40 MVA), estos últimos por operación de la protección ANSI 87B, presentando demanda no atendida y ausencia de tensión en la subestación Terminal 115 kV. La normalización de los activos afectados finalizó a las 17:40 horas.</p>
<p>El 25 de agosto de 2023, a las 10:55 horas, se produjo la desconexión de todas las bahías de la subestación Las Flores 110 kV (BL a Termoflores y BTs Las Flores 1 y 2 50 MVA), por operación de la protección ANSI 87B, con posterior sobrecarga de los transformadores Silencio 4 60 MVA 110/34.5/13.8 kV y Silencio 5 70 MVA 110/34.5 kV y la consecuente actuación del ESP asociado que produjo la desconexión de las BL1/BL2 Silencio a Riomar 34.5 kV y, por operación de la protección ANSI 50BF E0, de la BL2 Silencio a Riomar 34.5 kV, desconexión adicional de las BTs, en 34.5 kV, Silencio 4 60 MVA y Silencio 5 70 MVA, presentando demanda no atendida superior a 200 MW y ausencia de tensión en las subestaciones Las Flores 115/34.5 kV, Nueva Riomar 34.5 kV y Silencio 34.5 kV. La normalización de los activos afectados finalizó a las 16:53 horas, excepto el transformador Las Flores 2 50 MVA 110/34.5 kV, el cual fue normalizado el 2 de septiembre de 2023 a las 04:06 horas.</p>

Descripción
<p>El 26 de agosto de 2023, a las 17:57 horas, se produjo la desconexión de todas las bahías de la subestación Ocoa 115 kV (por operación de la protección ANSI 87B) y, en consecuencia, de la generación interna que se encontraba en línea (por operaciones de las protecciones de baja tensión), presentando demanda no atendida en 7 subestaciones y ausencia de tensión en 8 subestaciones. La normalización de los activos afectados finalizó a las 20:49 horas, excepto del acople de barras, el cual fue normalizado el 17 de septiembre de 2023 a las 14:42 horas.</p>
<p>El 10 de septiembre de 2023, a las 17:48 horas, se produjo la desconexión de las BL1/BL2 Ocoa a La Reforma y BL Ocoa a Santa Helena 115 kV; posteriormente, a las 17:53 horas, se produjo la desconexión de la BL Ocoa a Granada 115 kV y, a las 17:54 horas, de la BL Ocoa a Barzal 115 kV; en todos los casos, por operación de la protección ANSI 59, presentando demanda no atendida en 7 subestaciones y ausencia de tensión en 8 subestaciones. La normalización de los activos afectados finalizó a las 19:27 horas.</p>
<p>El 30 de septiembre de 2023, a las 09:48 horas, se produjo la desconexión de todas las bahías de la subestación Barranca 115 kV, por operación de la protección ANSI 50BF en etapa 2, a excepción del interruptor asociado a la bahía de transformación Barranca 7 40 MVA 115 kV, presentando demanda no atendida y ausencia de tensión en las subestaciones Barranca y Puerto Wilches a 115 kV. La normalización de los activos afectados finalizó a las 11:07 horas.</p>
<p>El 23 de octubre de 2023, a las 18:26 horas, se produjo la desconexión de todos los interruptores asociados a la barra 2 de Termoyumbo 115 kV y desconexión de la bahía de línea San Luis hacia Termoyumbo 1 115 kV, presentando demanda no atendida. La normalización de los activos afectados finalizó a las 22:06 horas, exceptuando la bahía de línea Termoyumbo hacia San Luis 1 115 kV, la cual se normalizó a las 00:08 horas del 28 de octubre de 2023.</p>

Descripción
<p>El 24 de octubre de 2023, a las 05:03 horas, se produjo la desconexión de todos los interruptores asociados a la barra 2 de Termoyumbo 115 kV y desconexión de las líneas de transmisión San Marcos-Guachal 1 y 2 115 kV en el extremo de Guachal y San Marcos-Codazzi 1 115 kV en el extremo de Codazzi, presentando demanda no atendida y ausencia de tensión en las subestaciones Guachal, Codazzi, Santa Bárbara, Cerrito, Sucromiles, Palmaseca, Termoemcali y Termovalle, a 115 kV. El evento no produjo excursión de frecuencia, por fuera de los rangos normales de operación, con un valor mínimo de 59.6808 Hz. La normalización de los activos afectados finalizó a las 11:54 horas, exceptuando la BL2 Termoyumbo a San Luis 115 kV que se normalizó a las 21:53 horas.</p>
<p>El 31 de octubre de 2023, a las 13:26 horas, se produjo la desconexión de la línea de transmisión, a 115 kV, Toquilla-Yopal en ambos extremos, San Antonio-Yopal en el extremo de la subestación San Antonio y, dada la NO apertura de la BL Yopal a San Antonio, Aguazul-Yopal en el extremo de la subestación Yopal. Posteriormente, al quedar aisladas del SIN, se produjo desconexión de la generación que se encontraba en línea en Termoyopal y Termomechero, por operación de la protección ANSI 810, presentando demanda no atendida en 6 subestaciones y ausencia de tensión en 7 subestaciones. La normalización de las líneas afectadas finalizó a las 13:57 horas; de la generación Termomechero, a las 14:11 horas; y de la generación de Termoyopal, a las 19:51 horas.</p>
<p>El 6 de noviembre de 2023, a las 20:42 horas, se produjo la desconexión de la línea de transmisión El Copey-Valledupar 1 220 kV, en el extremo de la subestación Valledupar, con recierre tripolar exitoso en el extremo de El Copey. Posteriormente, a las 20:44 horas, se produjo la desconexión de la línea de transmisión El Copey-Valledupar 2 220 kV, en ambos extremos. Estas desconexiones ocasionaron bajas tensiones y fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión en la subárea GCM; aunque no se reportó DNA para el evento, por parte de los ORs, se identificó una reducción temporal de demanda en GCM, de aproximadamente 138 MW (por efectos del fenómeno de recuperación lenta inducida de tensión). La normalización de los activos afectados en 220 kV finalizó a las 23:11 horas.</p>

Descripción
<p>El 7 de noviembre de 2023, a las 16:49 horas, se produjo la desconexión de la línea de transmisión El Carmen-TSan Jacinto 1 66 kV, en el extremo de la subestación El Carmen durante maniobra de cierre de la bahía de línea Gambote hacia Ternera 66 kV y maniobra de apertura de la bahía de línea Gambote hacia TCalamar 66 kV, presentando demanda no atendida y ausencia de tensión en las subestaciones San Jacinto y Calamar a 66 kV. La normalización de los activos afectados finalizó a las 18:21 horas.</p>
<p>El 27 de noviembre de 2023, a las 15:03 horas, se produjo la desconexión de los activos de la subestación Altamira 115 kV (BL a Hobo, BL a Centro (Florenca), BL a Segovianas, BT Altamira 1 150 MVA, BT Altamira 2 150 MVA y BT Altamira 2 47 MVA), durante intento de cierre de la BL Altamira a Pitalito 115 kV, por operación de la protección ANSI 50BF E2 (posterior a operación de protección ANSI 21 Z1 de esta BL, sin la respectiva apertura del interruptor asociado), presentando demanda no atendida y ausencia de tensión en 5 subestaciones. La normalización de los activos afectados por el evento finalizó a las 15:43 horas y la normalización de la línea Altamira-Pitalito 115 kV, a las 18:33 horas.</p>
<p>El 25 de noviembre de 2023, a las 04:27 horas, se produjo la desconexión de las unidades 3 y 4 de Ituango, ocasionando excursión de frecuencia, con un valor mínimo de 59.3966 Hz y la consecuente actuación del EDAC, por lo tanto, se presentó demanda no atendida. La normalización de las unidades de generación finalizó a las 05:45 horas.</p>
<p>El 10 de diciembre de 2023, a las 17:12 horas, por error humano de personal contratista que realizaba mediciones de puesta a tierra, se produjo la desconexión de todos los activos de la subestación Envigado 110 kV, incluyendo el acople, por operación de la protección ANSI 87B, y presentando demanda no atendida y ausencia de tensión en esta subestación. La normalización de los activos afectados finalizó a las 18:00 horas.</p>

### 3.3 Eventos de tensión fuera de rango

En la siguiente tabla se muestra el detalle de los eventos de tensión fuera de rango registrados en 2023:

Fecha y hora de ocurrencia	Descripción	Fecha y hora de ocurrencia	Descripción
2023/01/09 12:15	Disparo de los activos BL1 El Río a Termoflores 220 kV, El Río Campo M030 220 kV, BL1 Tebsa a El Río 220 kV y Tebsa Campo 8000 220 kV dejando sin tensión la subestación El Río 220 kV.	2023/08/09 07:15	Evento de tensión en S/E Sahagún 500 kV por disparo del circuito Chinú-Sahagún 1 500 kV en ambos extremos incluyendo sus cortes centrales Sahagún Campo M040 500 kV y Chinú Campo M020 500 kV, en el mismo momento se presentó disparo de BL1 Sahagún a Cerromatoso 500 kV y su corte central asociado Sahagún Campo M030 500 kV.
2023/03/20 18:22	Disparo del activo Altamira-Renacer 230 kV dejando sin tensión las subestaciones radiales Renacer 230 kV y Mocoa (Junín) 230 kV.	2023/10/02 18:35	Evento de tensión por el disparo de todas las bahías asociadas a la Barra Envigado 220 kV, dejando sin tensión la subestación Envigado 220 kV.
2023/05/03 22:17	Evento de tensión en el área Caribe alcanzando una tensión máxima de 246.6 kV en barra Copey y 242.1 kV en barra Valledupar. Se indagó con los agentes Afinia, AIR-e, ESSA, CENS y no registraron pérdida de carga. A la misma hora ocurrió disparo del circuito Ternera-Cospique 1 66 BL1 El Río a Termoflores.	2023/10/31 19:27	Desconexión de los activos asociados a barra 1 en subestación Suria 230 kV. Agente Intercolombia informó que se registró recierre BL Reforma a Suria 230 kV.
2023/05/03 22:17	Evento de tensión en el área Caribe alcanzando una tensión máxima de 526.89 kV en barra Copey y 525.99 kV en Barra Loma. Se indagó con los agentes Afinia, AIR-e, ESSA, CENS y no registraron pérdida de carga. A la misma hora ocurrió disparo del circuito Ternera-Cospique 1 66 kV.	2023/11/06 20:49	Evento de tensión en S/E San Juan 220 kV por disparo del circuito El Copey-Valledupar 1 220 kV y El Copey-Valledupar 2 220 kV en ambos extremos.
		2023/11/06 20:51	Evento de tensión en S/E Valledupar 220 kV por disparo del circuito El Copey-Valledupar 1 220 kV y El Copey-Valledupar 2 220 kV en ambos extremos.

Tabla 25. Eventos de tensión fuera de rango registrados en 2023.



### 3.4 Eventos de variación de frecuencia del sistema

Durante el 2023 se presentaron 115 eventos de frecuencia, 94 asociados a unidades de generación, 13 al sistema ecuatoriano (salidas de unidades de generación, pérdidas de carga y actuaciones del esquema de separación de áreas), 4 estuvieron asociados a contingencias en equipos de transmisión y transformación, 2 a oscilaciones dinámicas y 2 a fallas en el sistema de AGC (instancia de control que en Colombia se realiza con una herramienta del SCADA, más conocida como AGC por sus siglas en inglés, Automatic Generation Control) .

Causas de eventos de frecuencia durante el 2023

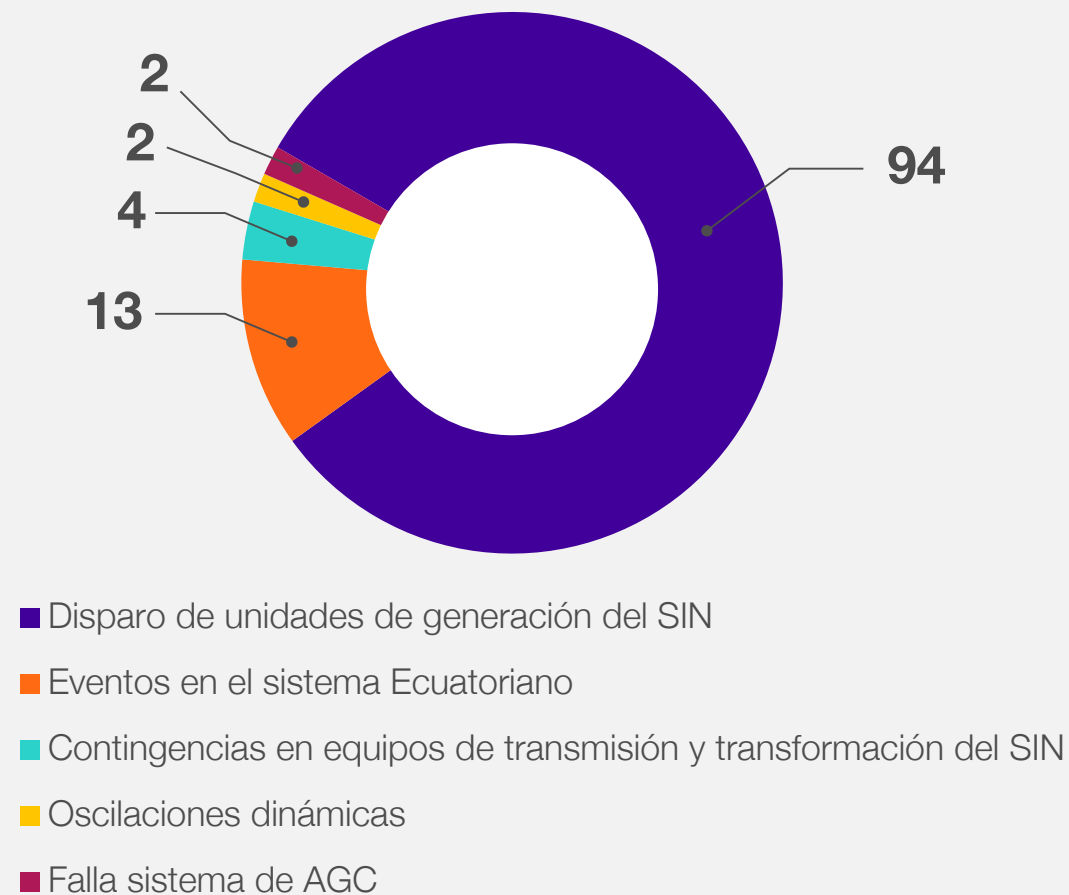


Figura 75. Número de eventos de frecuencia de acuerdo con su causa asociada, en 2023.

### 3.5 Atentados a la infraestructura del SIN

Durante 2023 se presentaron los siguientes eventos ocasionados por actos malintencionados sobre la infraestructura del SIN:

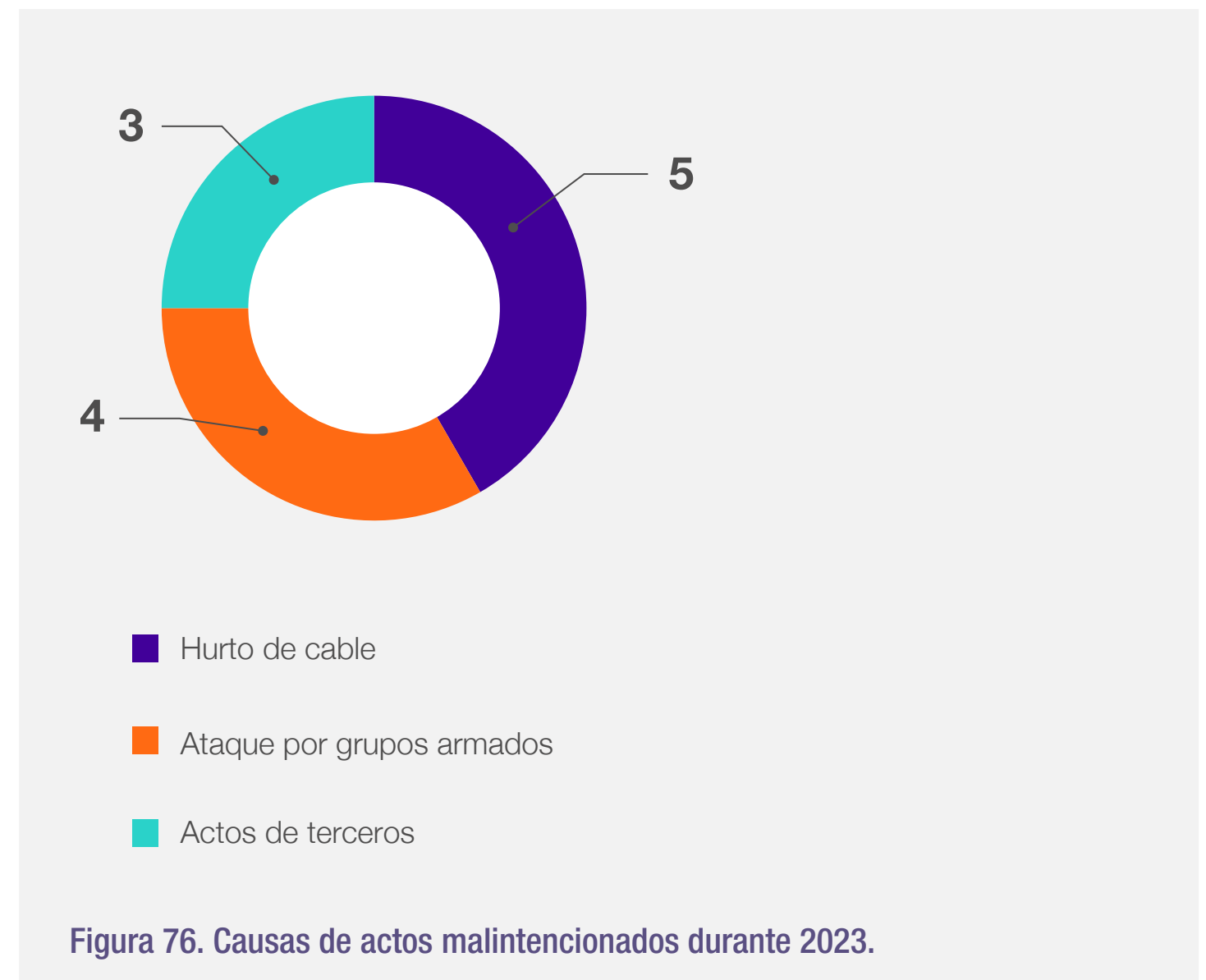
- El 18 de enero a las 08:03 horas sobre el activo Apartadó-Caucheras 1 110 kV de EPM. Se intervino por consignación de emergencia C0220821 el activo debido a daños por acto malintencionado. El activo fue normalizado el 18 de enero a las 10:05 horas.
- El 16 de febrero a las 02:12 horas sobre el activo Ternera-Gambote 1 66 kV de Afinia. El agente reportó hurto de conductor. El activo fue normalizado el 16 de febrero a las 08:07 horas.
- El 8 de marzo a las 02:08 horas sobre el activo Ternera-Gambote 1 66 kV de Afinia. El agente reportó hurto de conductor. El activo fue normalizado el 8 de marzo a las 08:36 horas.
- El 24 de marzo a las 03:07 horas sobre el activo Ternera-Gambote 1 66 kV de Afinia. El agente reportó hurto de conductor. El activo fue normalizado el 24 de marzo a las 10:11 horas.
- El 17 de abril a las 01:39 horas sobre el activo Ternera-Gambote 1 66 kV de Afinia. El agente reportó hurto de conductor. El activo fue normalizado el 17 de abril a las 08:22 horas.
- El 4 de mayo a las 00:49 horas sobre el activo Ternera-Cospique 1 66 kV de Afinia. El agente reportó hurto de conductor. El activo fue normalizado el 3 de octubre a las 20:14 horas.
- El 16 de julio a las 13:37 horas sobre los activos Antioquia-Porce III 1 500 kV y Porce III-San Carlos 1 500 kV de Intercolombia. El agente reportó acto malintencionado por parte de grupos armados al margen de la ley, por la activación de explosivos en las patas de la torre 200 del circuito Antioquia-Porce III 500 kV, y al caer esta torre se afectaron las torres 199 y 198 y el vano de

las torres 198 y 197 del circuito Antioquia-Porce III 500 kV. Los activos fueron normalizados el 13 de agosto a las 18:13 horas y el 20 de julio a las 15:54 horas respectivamente.

- El 5 de agosto a las 10:23 horas sobre el activo Cuacheras-Chorodó (Frontino) 1 110 kV de EPM. El agente reportó acto malintencionado por parte de terceros, debido a un árbol talado que fue arrojado sobre la línea de transmisión en funcionamiento. El activo fue normalizado el 5 de agosto a las 18:04 horas.
- El 8 de septiembre de 2023 a las 18:48 horas sobre el activo Antioquia-Porce III 1 500 kV de Intercolombia. El agente reportó acto malintencionado por parte grupos armados al margen de la ley. En inspección aérea efectuada el 9 de septiembre se observó derribada la torre 179 y averiadas en sus brazos y cuerpos las torres 177, 178 y 180 del circuito Antioquia-Porce III 1 500 kV. El activo fue normalizado el 5 de octubre a las 15:54 horas.
- El 8 de octubre de 2023 a las 09:06 horas sobre el activo Caucheras-Chorodó (Frontino) 1 110 kV de EPM. El agente reportó acto malintencionado por parte de terceros, debido a un árbol talado que fue arrojado sobre la línea de transmisión en funcionamiento, el daño fue encontrado en el vano de la torre 200. El activo fue normalizado el 9 de octubre a las 16:48 horas.

Identificamos tres causales principales de actos malintencionados: la de mayor frecuencia, el hurto de cable con 5 ocurrencias, seguido por las afectaciones causadas por enfrentamientos armados de grupos al margen de la ley con 4 eventos y, finalmente, actos de terceros que golpearon la infraestructura del SIN con 3 eventos.

Identificamos tres causales principales de actos malintencionados: la de mayor frecuencia, el hurto de cable con 5 ocurrencias, seguido por las afectaciones causadas por enfrentamientos armados de grupos al margen de la ley con 4 eventos y, finalmente, actos de terceros que golpearon la infraestructura del SIN con 3 eventos.



### 3.6 Cargabilidad de transformadores del STN

Como parte de los análisis posoperativos a las variables del SIN, la cargabilidad de los transformadores del STN y el STR, en el devanado de alta tensión, es verificada para validar cuáles de las limitaciones de equipos detectadas desde la planeación se están materializando en la operación en tiempo real. En el 2023 se presentaron 12 situaciones en las que estos transformadores operaron temporalmente en valores iguales o superiores a su capacidad nominal, tal como se presenta en la tabla a continuación:

Mes	Número de veces que transformadores del SIN operaron temporalmente en valores iguales o superiores a su capacidad nominal
Enero	0
Febrero	0
Marzo	0
Abril	2
Mayo	0
Junio	0
Julio	6
Agosto	3
Septiembre	1
Octubre	0
Noviembre	0
Diciembre	0

**Tabla 26. Veces que transformadores del SIN operaron en valores superiores o iguales a su capacidad nominal.**

### 3.7 Calidad de supervisión

La supervisión del SIN debe ser oportuna y confiable por parte de los agentes hacia el CND para que su planeación y operación pueda realizarse bajo los estándares establecidos en la reglamentación vigente. En ese sentido, en 2023 el Equipo de Gestión Tiempo Real de XM ejecutó las siguientes acciones que permitieron la mejora continua de la confiabilidad de la supervisión del SIN:

- Generamos informes mensuales del estado de la supervisión para cada uno de los agentes y se publicaron en el nuevo aplicativo de supervisión.
- Gestionamos de forma permanente los problemas de supervisión del SIN y posibles oportunidades de mejora con los agentes, a partir de ahí se establecieron 28 planes de trabajo de supervisión, de los cuales 16 agentes dieron cierre satisfactorio para el 2023 y se espera dar cierre a los demás para el 2024.
- Participamos cada mes en el Comité de Supervisión y jornadas de supervisión.
- Ejecutamos talleres pedagógicos y actividades en grupos de trabajo mensuales con los gestores de calidad de la supervisión y Comité de Supervisión.
- Gestionamos el cumplimiento de actividades y compromisos del plan operativo establecido en el Comité de Supervisión.
- Asistimos de manera mensual en los diferentes comités del CNO tales como los comités de transmisión y distribución.
- Implementamos los acuerdos CNO 1525 y 1544.
- Atendimos más de 300 requerimientos de supervisión para corrección o integración de medidas faltantes.

### 3.8 Índice de disponibilidad mensual de enlaces con los centros de supervisión y maniobras de las empresas

En cumplimiento a la Resolución CREG 054 de 1996 y la Resolución CREG 083 de 1999, en XM hacemos seguimiento periódico a la disponibilidad de los canales con los CRC (Centro Regional de Control), con un registro permanente de las indisponibilidades sema-



nales de los canales. Durante todo el año 2023 se cumplió con el nivel de disponibilidad establecido en el 97 % para la comunicación entre el CND y los CRC.

Mes	Índice enlaces
Enero	99.786 %
Febrero	99.002 %
Marzo	99.482 %
Abril	98.711 %
Mayo	99.502 %
Junio	99.740 %
Julio	99.527 %
Agosto	99.584 %
Septiembre	99.586 %
Octubre	99.692 %
Noviembre	99.710 %
Diciembre	99.528 %

Tabla 27. Índices promedio de los enlaces en 2023.

Disponibilidad de enlaces 2023

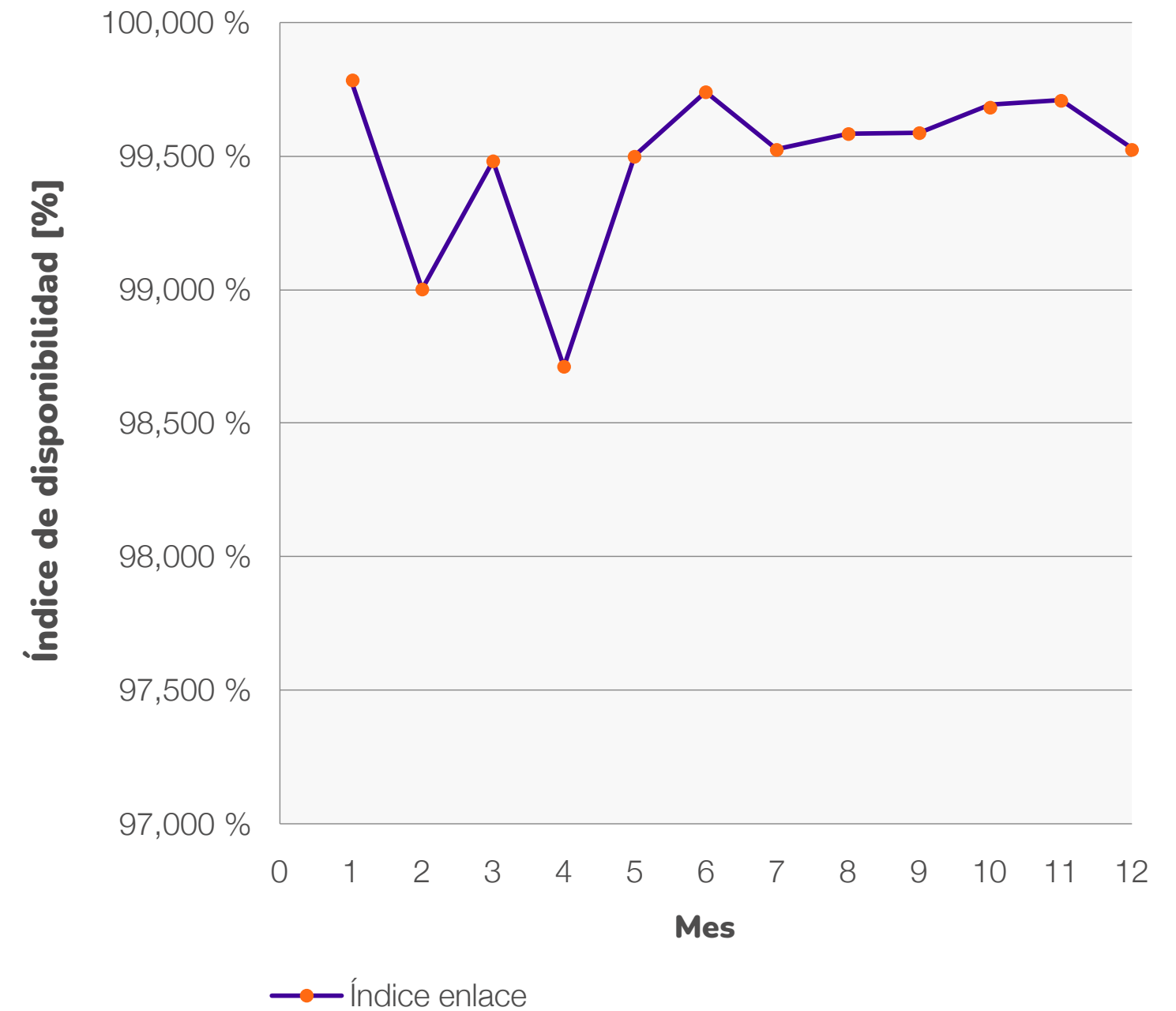


Figura 77. Ilustración de los índices promedio de los enlaces en 2023.

### 3.9 Seguimiento al desempeño del servicio de Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia del SIN

Para garantizar la atención de la demanda del SIN se requiere un servicio complementario llamado Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), cuya función es ser la primera instancia de control en un sistema de potencia para llevar la frecuencia a su valor nominal a través de la respuesta de los generadores ante los movimientos normales de carga y eventos de desbalance: carga-generación. La siguiente instancia de control es la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), que en Colombia se realiza con una herramienta del SCADA, más conocida como AGC por sus siglas en inglés (Automatic Generation Control), y que permite corregir las desviaciones de frecuencia e intercambios internacionales de potencia activa, manteniendo el equilibrio entre la generación y la demanda de forma automática.

Dando cumplimiento a lo descrito en la Resolución CREG 023 de 2001, se determina la prestación efectiva del servicio de RPF de las unidades de generación despachadas centralmente en el SIN mediante el procedimiento descrito en el documento “Mecanismo para determinar la prestación efectiva del servicio de regulación primaria de frecuencia por parte de los generadores” (disponible en [www.xm.com.co](http://www.xm.com.co)). Así mismo, de manera preventiva, se realiza seguimiento diario al desempeño de las unidades de generación que prestan el servicio de AGC bajo el marco normativo descrito en el Acuerdo CNO 1428 de 2021.

El no cumplimiento de la prestación de estos servicios representa un alto riesgo para la atención confiable de la demanda, dado que, ante eventos de frecuencia, una reducción en la reserva de generación puede originar la activación del EDAC.

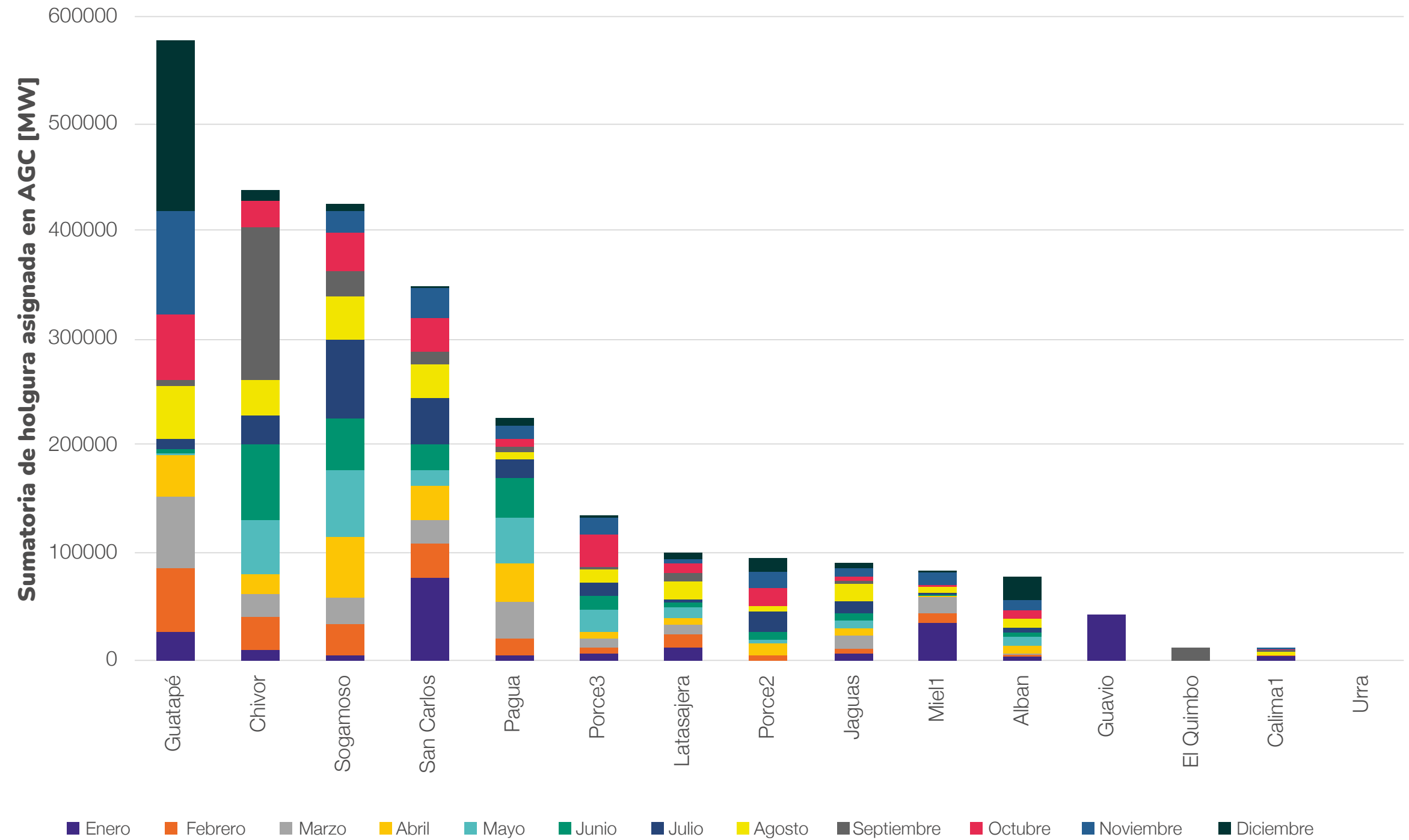
En el 2023 se presentaron 114 eventos de frecuencia, en los cuales se reportaron 178 incumplimientos por parte de los recursos de generación por la no prestación efectiva del servicio de RPF. La cantidad de eventos de frecuencia para cada mes se presenta en la tabla que sigue.

Mes	Número de eventos de frecuencia	Reportes de recursos de generación que no prestaron efectivamente el servicio de RPF
Enero	10	37
Febrero	16	56
Marzo	12	23
Abril	7	6
Mayo	9	19
Junio	4	0
Julio	14	8
Agosto	6	7
Septiembre	6	1
Octubre	5	6
Noviembre	22	10
Diciembre	3	5

**Tabla 28. Eventos de frecuencia por mes en 2023.**

Adicionalmente, teniendo en cuenta la importancia de las instancias de control de frecuencia para la confiabilidad y operación del SIN, las oportunidades técnicas de mejoramiento detectadas en los seguimientos posoperativos fueron gestionadas según el Acuerdo CNO 1428 de 2021, aplicando los procedimientos a las unidades de generación que prestan el servicio de AGC.

Suma de HOLFURA [WM]



Durante la operación del 2023, 15 recursos de generación prestaron el servicio de AGC con la holgura total, para cada unidad. En la gráfica siguiente se presenta la sumatoria de las holguras asignadas en el redespacho para cada unidad durante el 2023.

Figura 78. Sumatoria de las holguras asignadas en el redespacho para cada unidad durante el 2023.



Del mismo modo, la holgura promedio asignada a cada recurso en el redespacho es presentada en la siguiente tabla:

Recursos	Holgura promedio [WM]
Guavio	226.31
Chivor	218.15
Guatapé	188.41
San Carlos	186.75
Sogamoso	164.72
Pagua	109.97
El Quimbo	85.11
Porce III	84.36
Miel I	80.94
Alban	77.70
Porce II	74.77
Jaguas	59.08
La Tasajera	58.64
Calima I	30.41
Urrá	26.00

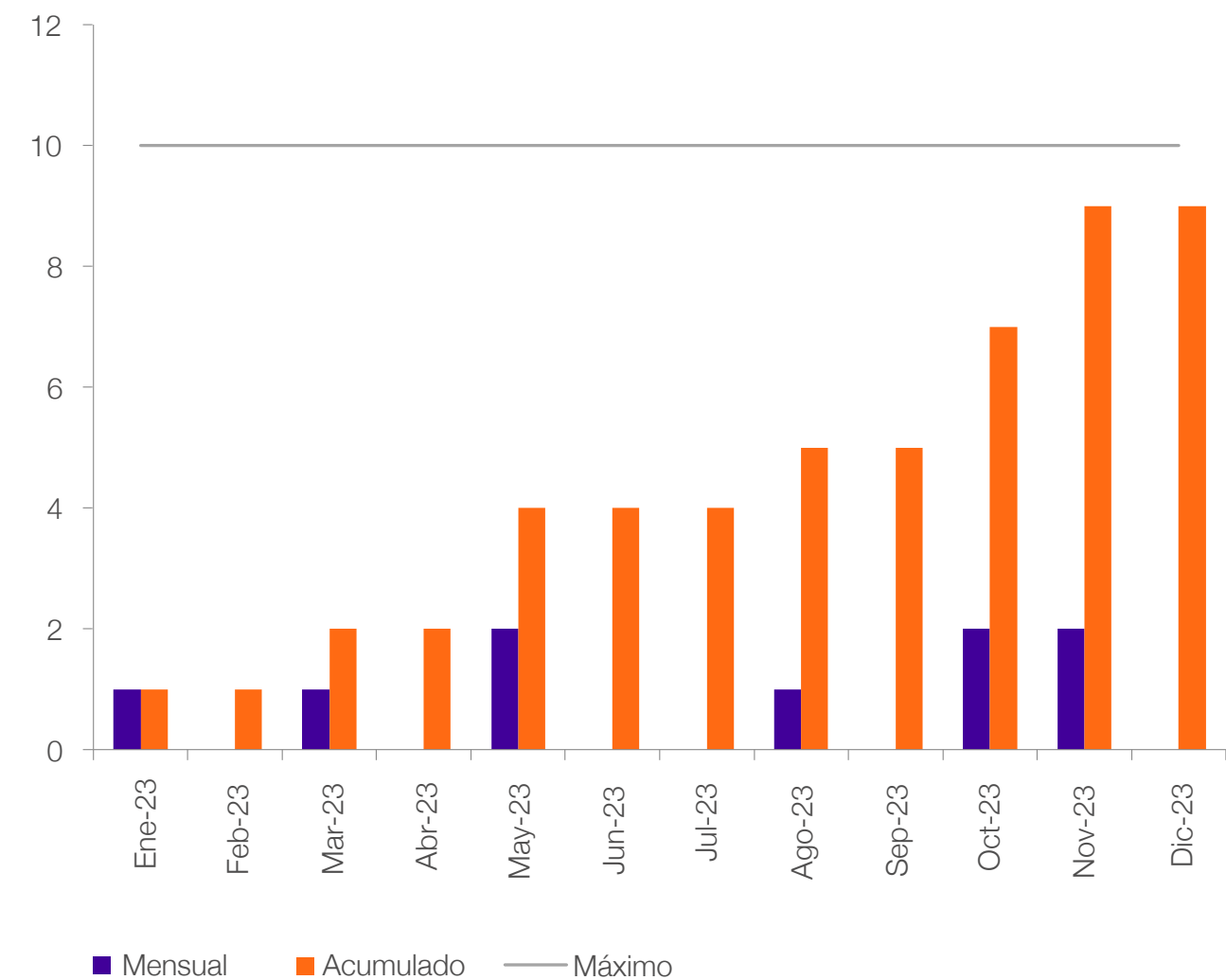
**Tabla 29. Holgura promedio asignada a cada recurso en el redespacho.**

De los análisis diarios realizados a la operación del AGC se evidenció que durante la operación del 2023 no se presentaron situaciones anómalas asociadas al control propio del sistema AGC.

### 3.10 Indicadores de la operación del SIN

#### Tensión fuera de rango

En la siguiente gráfica se exponen los eventos de tensión fuera de rango por mes y el acumulado para el año:



**Figura 79. Eventos de tensión fuera de rango en 2023.**

Durante 2023 no se superó el límite máximo permitido de número de eventos de tensión por fuera de rango (10) según lo definido en el Acuerdo CNO 1660; ya que se alcanzó

un total de 9 eventos. Se puede evidenciar que se registraron mayores ocurrencias en los meses de mayo, octubre y noviembre (2 en cada uno). Para los meses de febrero, abril, junio, julio, septiembre y diciembre no se presentaron eventos.

### Variaciones transitorias de frecuencia

Esta gráfica presenta el registro de variaciones transitorias de frecuencia en el sistema de potencia por fuera del rango de 59.80-60.20 Hz durante el año 2023:

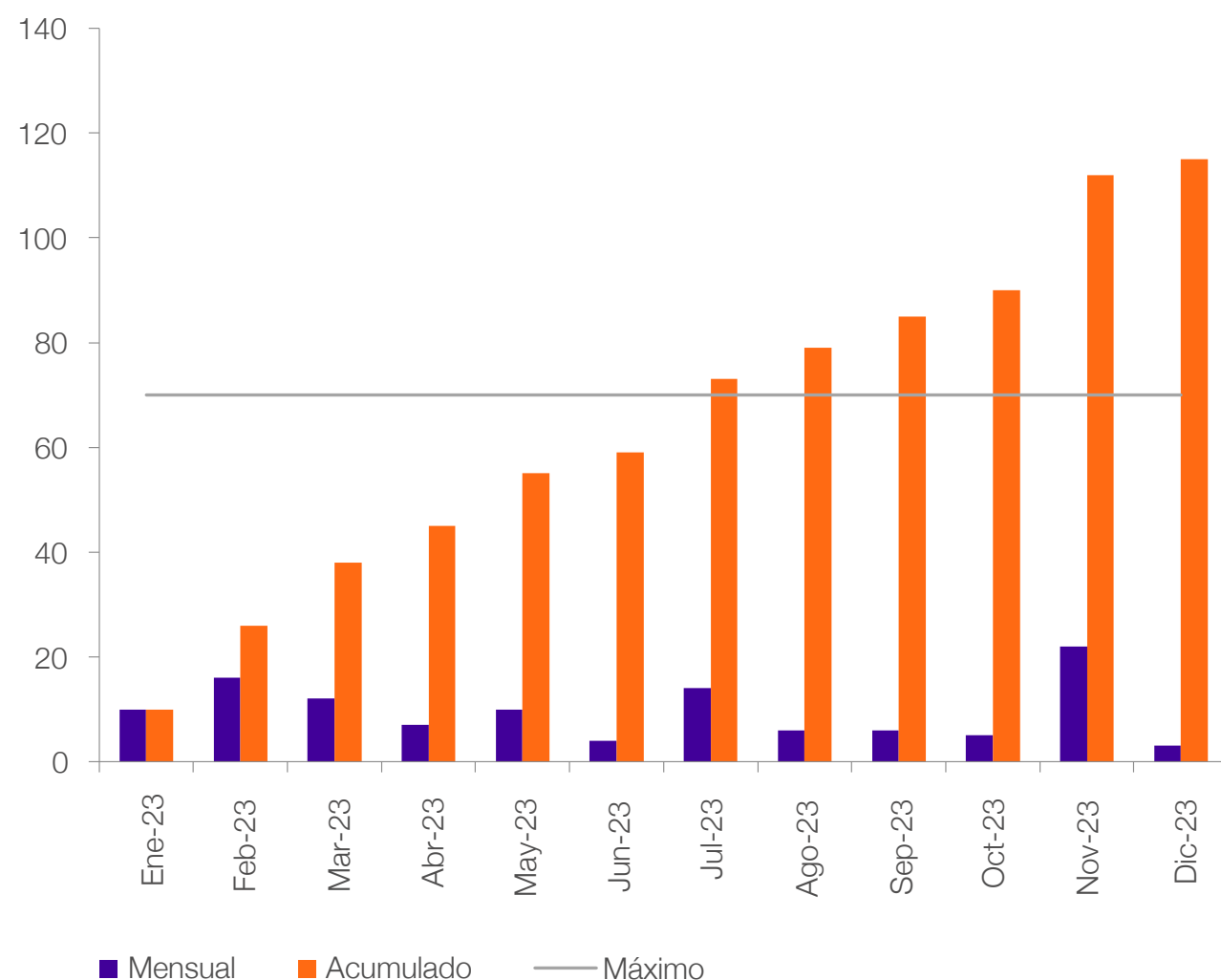


Figura 80. Variaciones transitorias de frecuencia en 2023.

Para el año 2023 se superó el límite máximo permitido de variaciones transitorias de frecuencia (70), con base en lo definido por el Acuerdo CNO 1660. Durante los meses de febrero y noviembre se presentó el mayor número de eventos transitorios de frecuencia con 16 y 22 eventos respectivamente, para un total de 38 eventos en estos meses. De los 115 eventos transitorios de frecuencia, 94 estuvieron asociados a unidades de generación, 13 al sistema ecuatoriano (salidas de unidades de generación, pérdidas de carga y actuaciones del esquema de separación de áreas), 4 a contingencias en equipos de transmisión y transformación, 2 a falla en el sistema del AGC y 2 a oscilaciones dinámicas en el SIN.

Las plantas de generación que presentaron mayor número de desconexiones y que ocasionaron excursiones de la frecuencia por fuera de los valores regulatorios fueron Ituango (57), donde se presentaron eventos en sus 4 unidades, y Sogamoso y Termocandelaria con 4 eventos cada uno.

Durante 2023 se dieron 4 eventos de frecuencia con actuación del Esquema de Separación de Áreas (ESA) en los meses de marzo, abril y julio. Además de un evento con actuación del EDAC en su primera etapa, en el mes de noviembre.

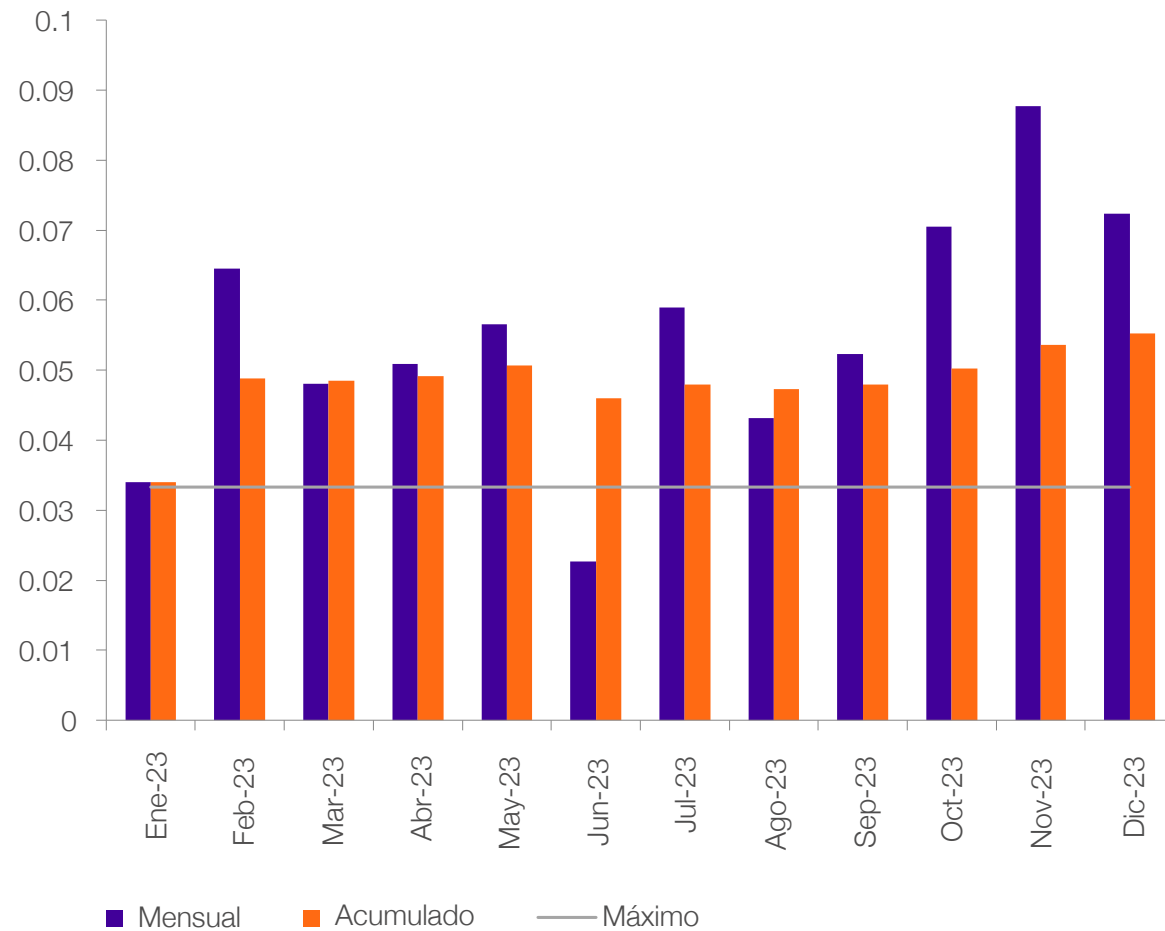
### Variaciones lentas de frecuencia

Durante el año 2023 no se registraron variaciones lentas de frecuencia.

### Demanda no atendida por causas programadas

En la figura 82 se expone el porcentaje (índice) de demanda no atendida programada para el año 2023. Incluye el dato mes a mes, así como el índice acumulado y el límite máximo.

Las plantas de generación que presentaron mayor número de desconexiones y que ocasionaron excursiones de la frecuencia por fuera de los valores regulatorios fueron Ituango (57)

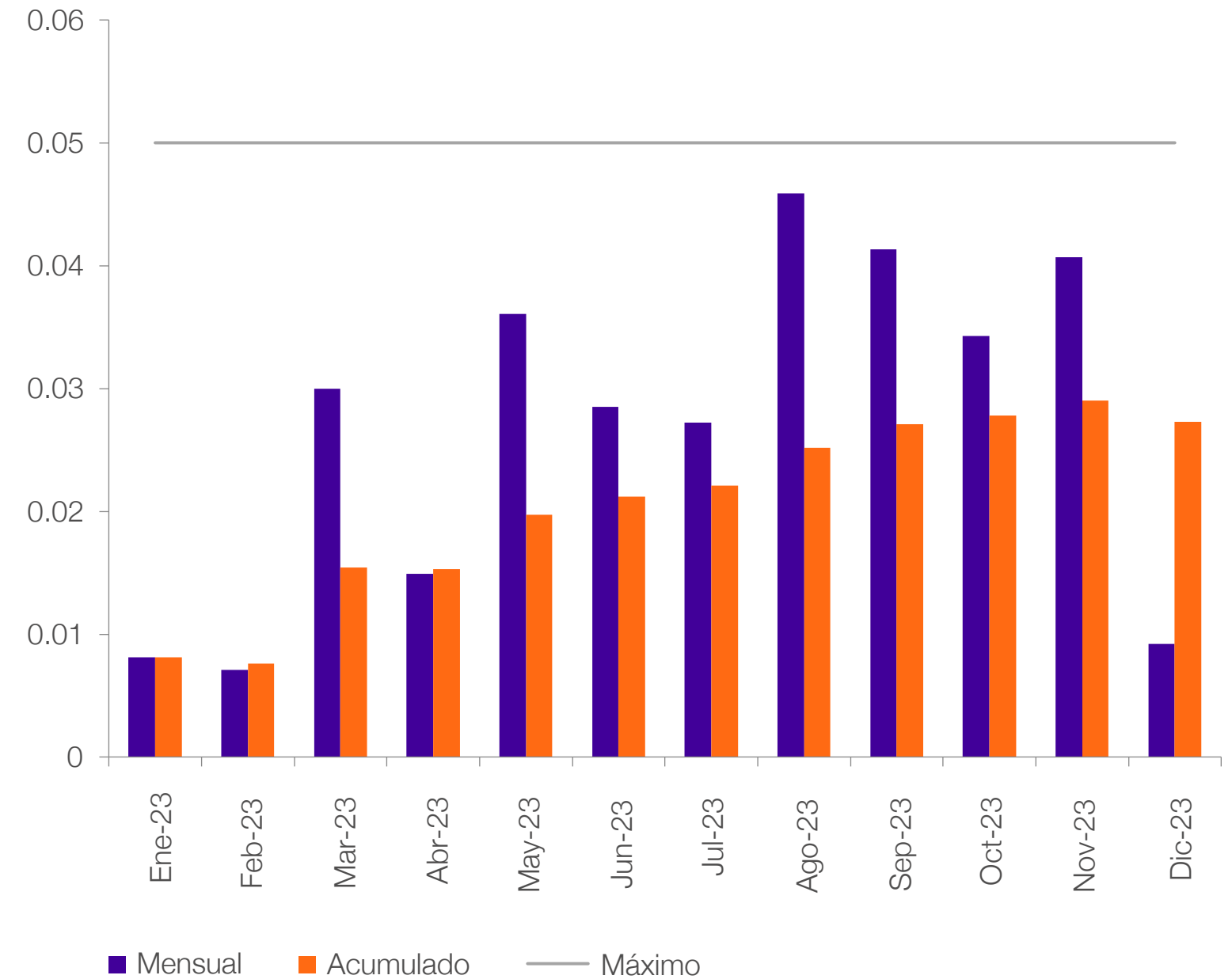


**Figura 81. Demanda no atendida programada en 2023.**

En noviembre se presentó el valor máximo de demanda no atendida programada con 0.087 %. En todos los meses del año, excepto junio, se superó el límite máximo (0.033 %), según lo definido en el Acuerdo CNO 1660. Esta situación se presentó debido al agotamiento de la red de transmisión y a las consignaciones programadas requeridas para la entrada de nuevos proyectos durante el año.

#### **Demanda no atendida por causas no programadas**

La figura siguiente da cuenta del porcentaje (índice) de demanda no atendida no programada para el año 2023. Esta gráfica incluye el porcentaje mes a mes, así como el índice acumulado y el límite máximo.



**Figura 82. Demanda no atendida por causas no programadas en 2023.**

Para el 2023 no se superó el porcentaje máximo de demanda no atendida por causa no programada definida en el Acuerdo CNO 1660 (0.05 %). El valor máximo se presentó en el mes de agosto con 0.0459 %.



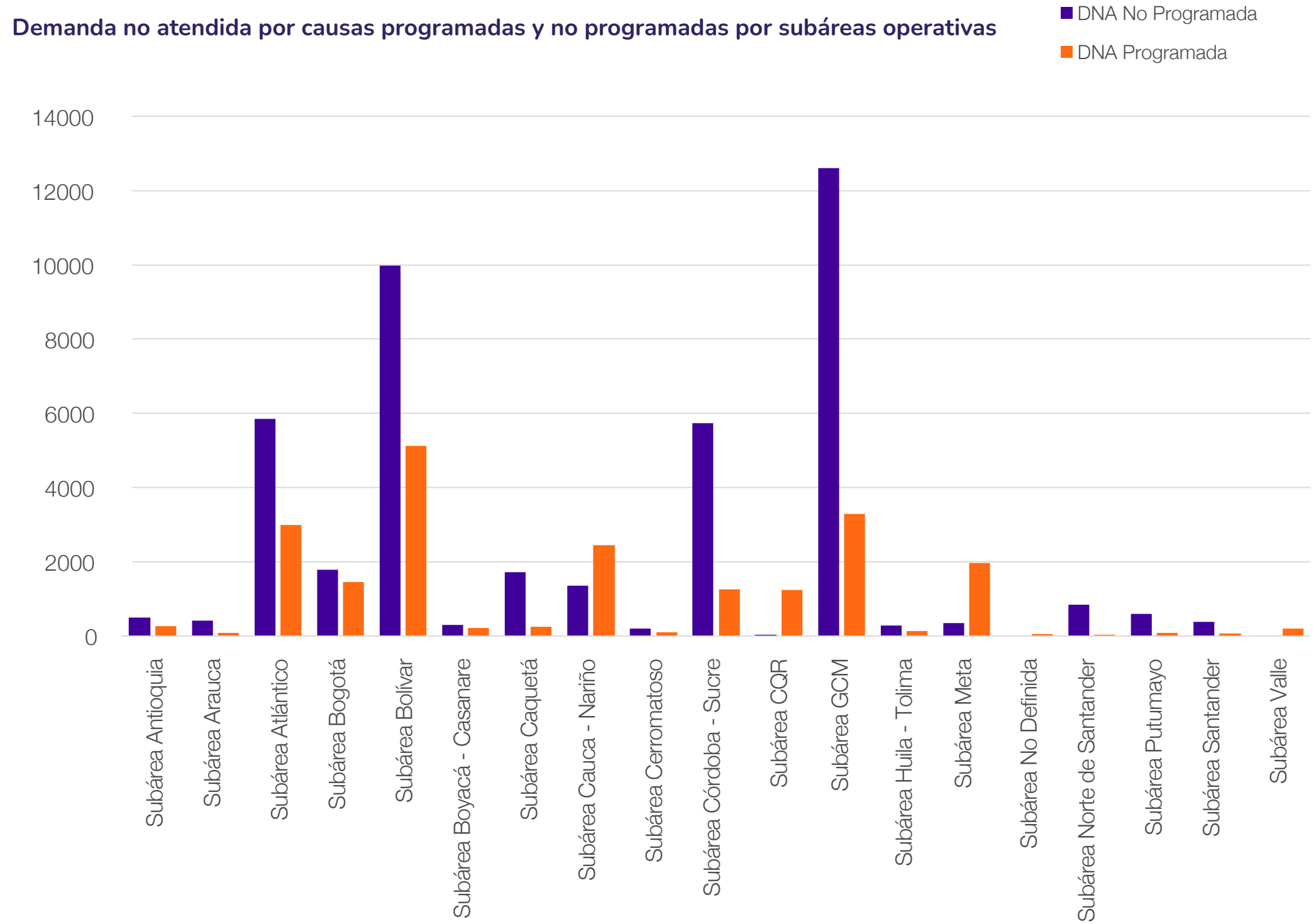


Figura 83. Demanda no atendida por causas programadas y no programadas por subáreas operativas en 2023.



Durante 2023, la subárea con mayor demanda no atendida programada fue Bolívar, y la subárea con mayor demanda no atendida no programada fue GCM, esto debido al agotamiento de la red de transmisión.

### 3.11 Mapa de ruta del operador para la transición energética

El mapa de ruta permite al CND, en un horizonte al año 2028 y como entidad encargada de la planeación, supervisión y control de la operación del SIN, prepararse para la operación futura del sistema bajo las premisas de cumplimiento de los objetivos estratégicos del gobierno de

**El mapa de ruta se estableció para cinco frentes temáticos: suficiencia energética, flexibilidad por potencia, capacidad de transporte, seguridad eléctrica y otros aspectos transversales, dentro de los cuales se incluyen la tecnología, la ciberseguridad, la capacitación y la estructura de empresa.**

Colombia y de XM S.A. E.S.P. (XM) establecidos para la transición energética, incluyendo los desafíos que imponen las nuevas tecnologías de generación de energía eléctrica, su masificación y los desarrollos tecnológicos que posibilitan su funcionamiento e integración al sistema. El mapa de ruta se estableció para cinco frentes temáticos: suficiencia energética, flexibilidad por potencia, capacidad de transporte, seguridad eléctrica y otros aspectos transversales, dentro de los cuales se incluyen la tecnología, la ciberseguridad, la capacitación y la estructura de empresa.

El mapa de ruta para la transición energética tiene un diseño por fases, cada una representa un año y el nivel de madurez en la adopción de los nuevos conocimientos, habilidades, propuestas regulatorias, desarrollos, procesos, aplicaciones, entre otros aspectos requeridos para materializar la operación ideal bajo los nuevos escenarios. Adicionalmente, busca el desarrollo de una visión innovadora y la adopción de los últimos avances tecnológicos como parte

de la transformación de procesos que permitan tener un sistema confiable, seguro, resiliente y autónomo, así como contar con una supervisión intuitiva que permita una respuesta rápida por parte de los operadores en tiempo real.

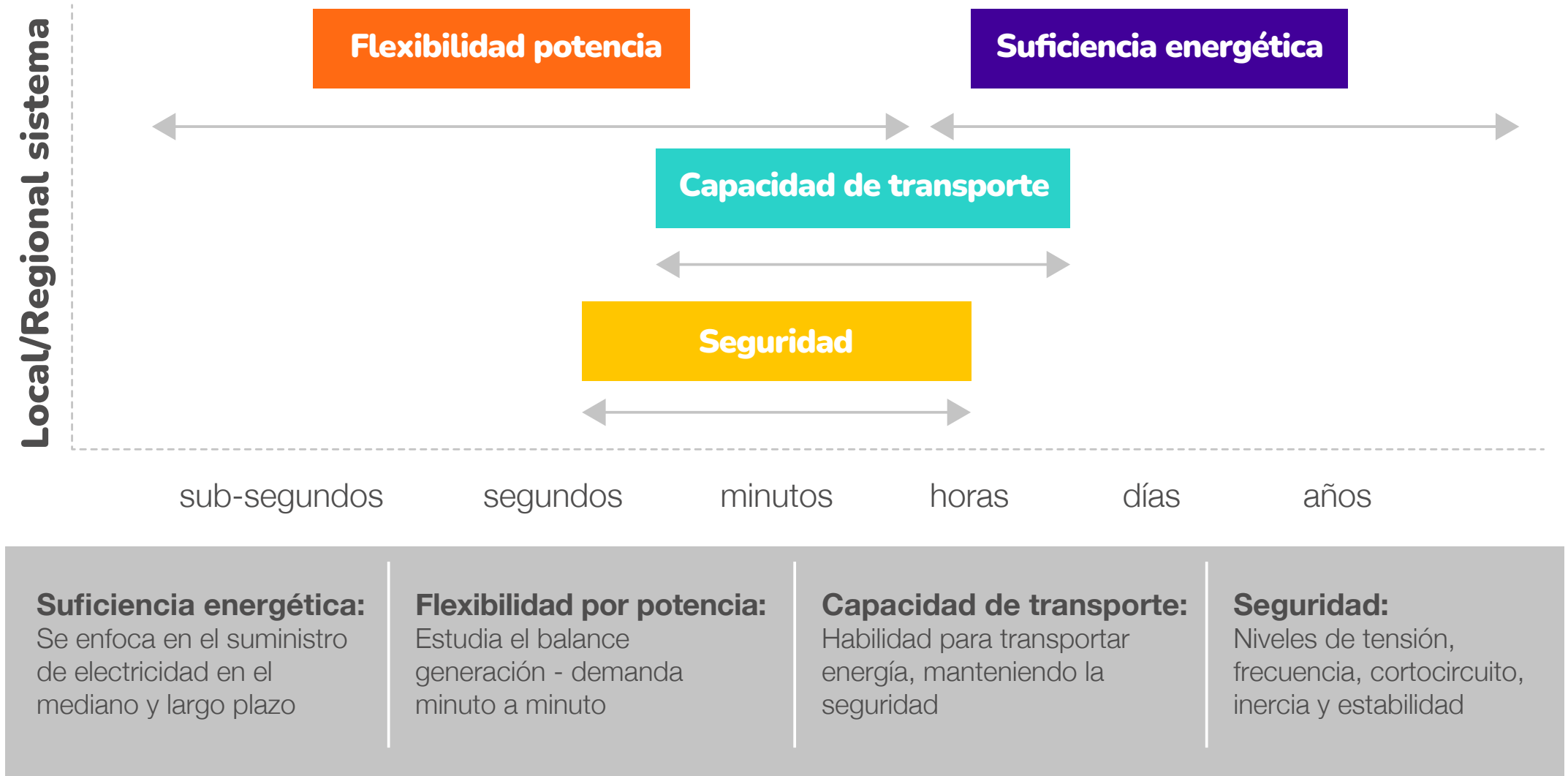
#### 3.11.1 Estudio de flexibilidad

La flexibilidad la entendemos como la habilidad que tiene el sistema para responder a las diferentes condiciones de cambio en la demanda y la generación en todas las escalas y horizontes de tiempo. Definimos que el SIN es flexible si es capaz, de forma económica, confiable y segura, de:

- Mantener el equilibrio de la oferta y la demanda, utilizando de forma adecuada la matriz de generación esperada y aprovechando la complementariedad entre los recursos que la componen, incluido el almacenamiento de energía estacional, diario y horario.
- Satisfacer los picos de demanda y garantizar la disponibilidad y controlabilidad de las reservas de potencia activa para contrarrestar las desviaciones de generación y demanda, así como las rampas de demanda neta, garantizando el balance carga-generación en todos los horizontes de tiempo.
- Tener la capacidad de transportar de forma segura la potencia producida en los centros de generación hacia los centros de consumo, sin que se generen limitaciones en recursos de generación por limitaciones en la red.
- Atender la demanda de manera segura, confiable y económica, garantizando el cumplimiento de los límites y criterios de calidad para el voltaje y la frecuencia en estado estable y ante contingencias.

Estos atributos los evaluamos bajo cuatro tipos de flexibilidad: la flexibilidad por energía, la flexibilidad por potencia, la capacidad de transporte y la seguridad, tal como se presenta en la imagen que sigue.

Para los diferentes horizontes de tiempo (2024-2025, 2025-2026 y 2026-2027) se han identificado varios retos que el operador del sistema debe enfrentar en cinco aspectos: suficiencia energética, flexibilidad por potencia, capacidad de transporte, seguridad eléctrica y otros temas transversales a los anteriores, concebidos como frentes de trabajo en el mapa de ruta y punto de partida para su diseño.



Tomado de Emil Hilberg et.al Flexibility needs in the future power system. ISGAN. Marzo 2019

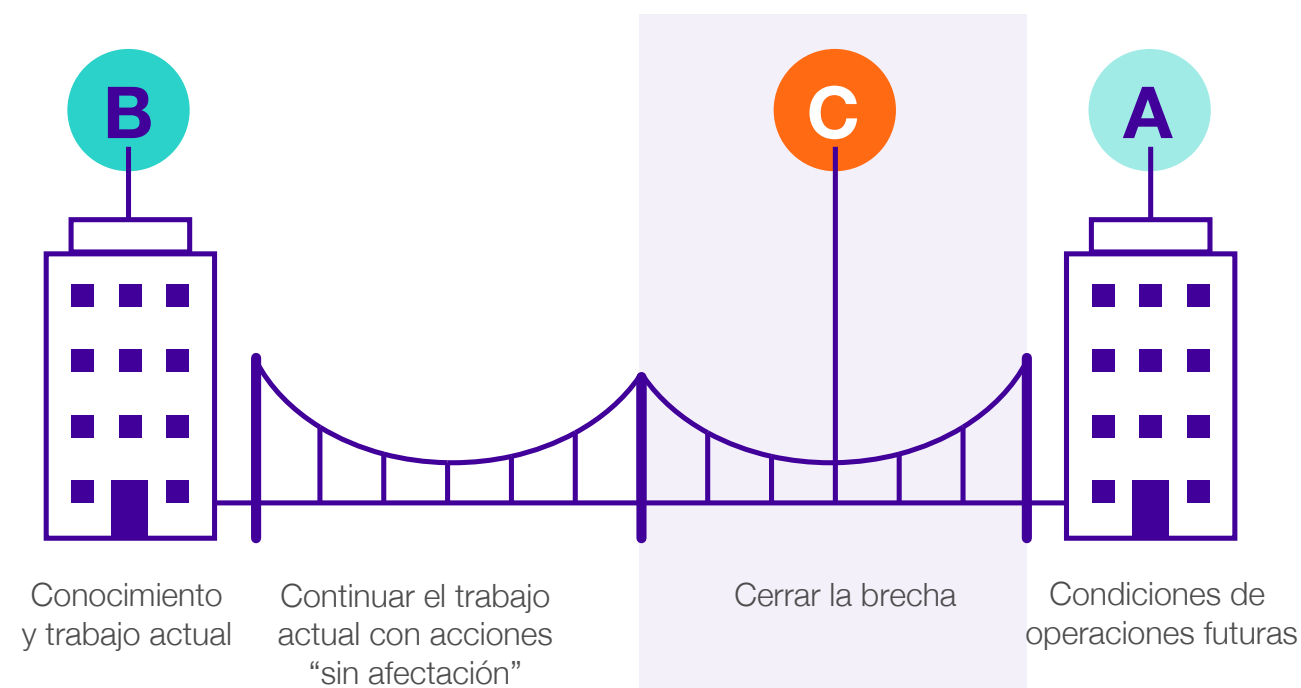
Figura 84. Atributos evaluados en los estudios de flexibilidad.



### 3.11.2 Mapa de ruta

El mapa de ruta adopta un enfoque holístico que destaca la importancia de la interdependencia de los diferentes frentes del estudio de flexibilidad y en el cual se identifican las brechas y las acciones necesarias para cerrarlas, con el fin de facilitar una transición sistemática y ordenada del SIN en los procesos del CND durante los próximos seis años.

Este mapa considera la forma de transitar desde la situación actual hasta las condiciones futuras que se han identificado, lo que se representa en la figura 86 a través del concepto de tránsito de un puente. En este se requiere una definición de las condiciones operativas futuras (el lado derecho del puente) y un levantamiento claro del estado del conocimiento y los trabajos actuales (el lado izquierdo del puente).



**Figura 85. Concepto de tránsito de puente.**

Para poder transitar el puente es indispensable la identificación y el cierre de las posibles brechas, de todos los procesos y áreas de la empresa impactadas (la sección central del puente), sin dejar de cumplir con los requerimientos de las funciones reguladas del ope-

rador del sistema. Si no se abordan las posibles brechas, la transición energética podría verse retrasada o limitada.

El proceso inició con la identificación de brechas para el mapa de ruta, lo cual implicó realizar el levantamiento de las deficiencias o insuficiencias que existen para cada horizonte de tiempo analizado en las diferentes áreas del CND (planeación, programación, aseguramiento y coordinación de la operación) y por cada componente del estudio de flexibilidad.

Posteriormente, para cada una de las brechas descritas, se realizó el levantamiento de todas las acciones específicas que permitieran cerrarlas, señalando para cada una el año en el cual se debe cumplir.

Tras el levantamiento de acciones, se procedió con la priorización de brechas en el mapa de ruta, proceso en el cual estas se clasificaron según urgencia e impacto. Este paso se ejecutó haciendo uso de la puntuación de respuestas cerradas, en una escala de 1 a 5, que se aplicaron al grupo de expertos de cada una de las áreas del CND y en la que 5 correspondía a una urgencia e impacto mayores.

La definición de hitos en el tiempo, para cada una de las acciones en el mapa de ruta implicó identificar eventos clave y fechas límite. Estos hitos sirven como puntos de referencia para medir el progreso y asegurar que el mapa de ruta avance de acuerdo con el cronograma establecido.

Finalmente, se definió un esquema de seguimiento ágil para el mapa de ruta en la búsqueda por establecer un marco de trabajo para supervisar y adaptar de manera flexible su progreso. Se realizaron reuniones periódicas de revisión y planificación para ajustar la estrategia según fuera necesario y se establecieron indicadores clave de rendimiento (KPI, por sus siglas en inglés), a saber: plan de acción para determinación de cierre de brechas propias para estar preparados para la transición (porcentaje de cierre de brechas del plan de acción definido) y meta de cumplimiento de propuestas regulatorias.

Es importante tener presente que el mapa de ruta es dinámico, lo que allí se define depende de los escenarios operativos que desde la planeación de la operación se vayan visualizando, de los cambios tecnológicos, las modificaciones a la normatividad vigente expedida por el ente regulador y el gobierno, entre otros aspectos. Por lo tanto, este en-

foque permite una mayor flexibilidad y capacidad de respuesta a los cambios y facilita una toma de decisiones más informada para alcanzar los objetivos del mapa de ruta de manera eficaz y eficiente.

## 4. Demanda de electricidad

### 4.1 Cálculo de energía no suministrada (ENS) y porcentaje de energía no suministrada (PENS)

Atendiendo lo establecido por las resoluciones CREG 093 y 094 de 2012, en el 2023 se calculó la ENS y el PENS en 2841 eventos no programados, de los cuales el 75.8 % se presentó en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y el 24.2 %, en el Sistema de Transmisión Nacional (STN).

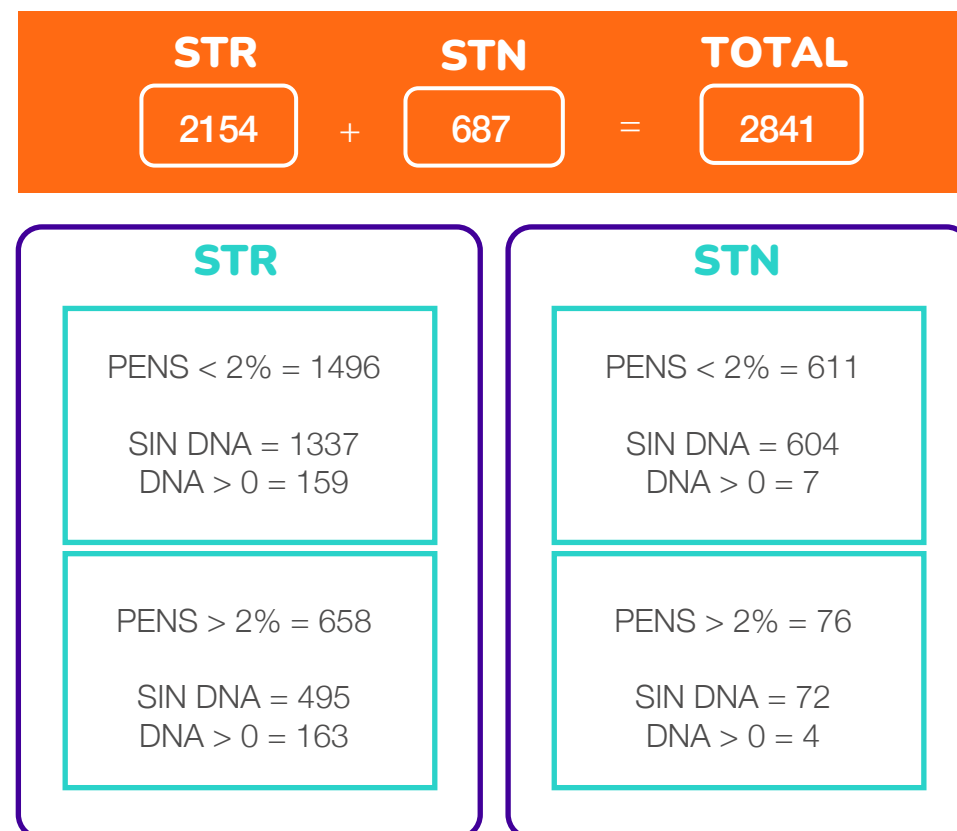


Figura 86. Estadísticas de eventos no programados.

Las estadísticas de medición de la energía no suministrada – el total de los eventos de ENS para el año 2022 llegaron a ser 2785 y para el año 2023 alcanzaron los 2,841. La distribución de dichos eventos según su PENS y el sistema en el cual se registraron (STN o STR) se presentan en las figuras 88 y 89

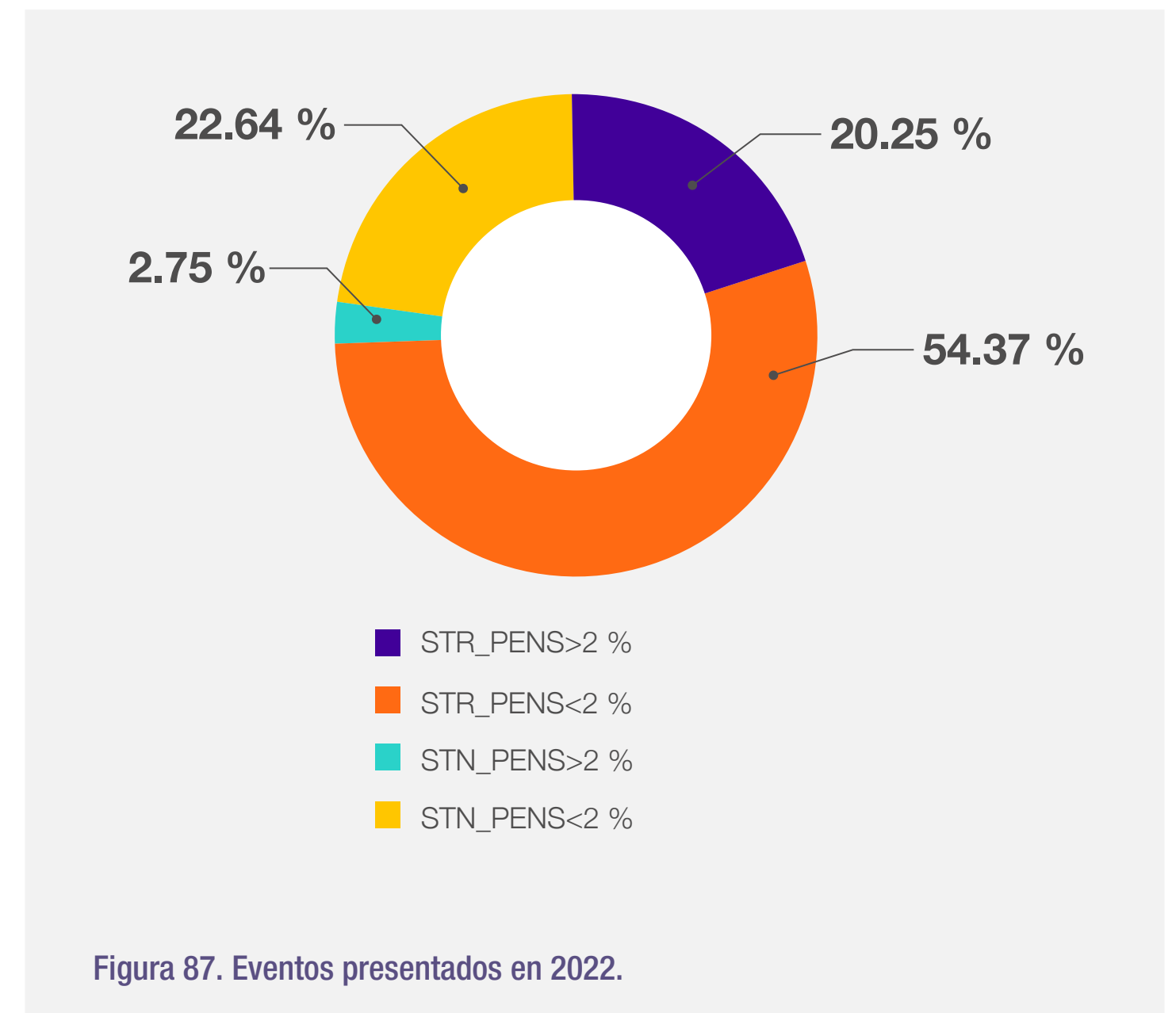


Figura 87. Eventos presentados en 2022.

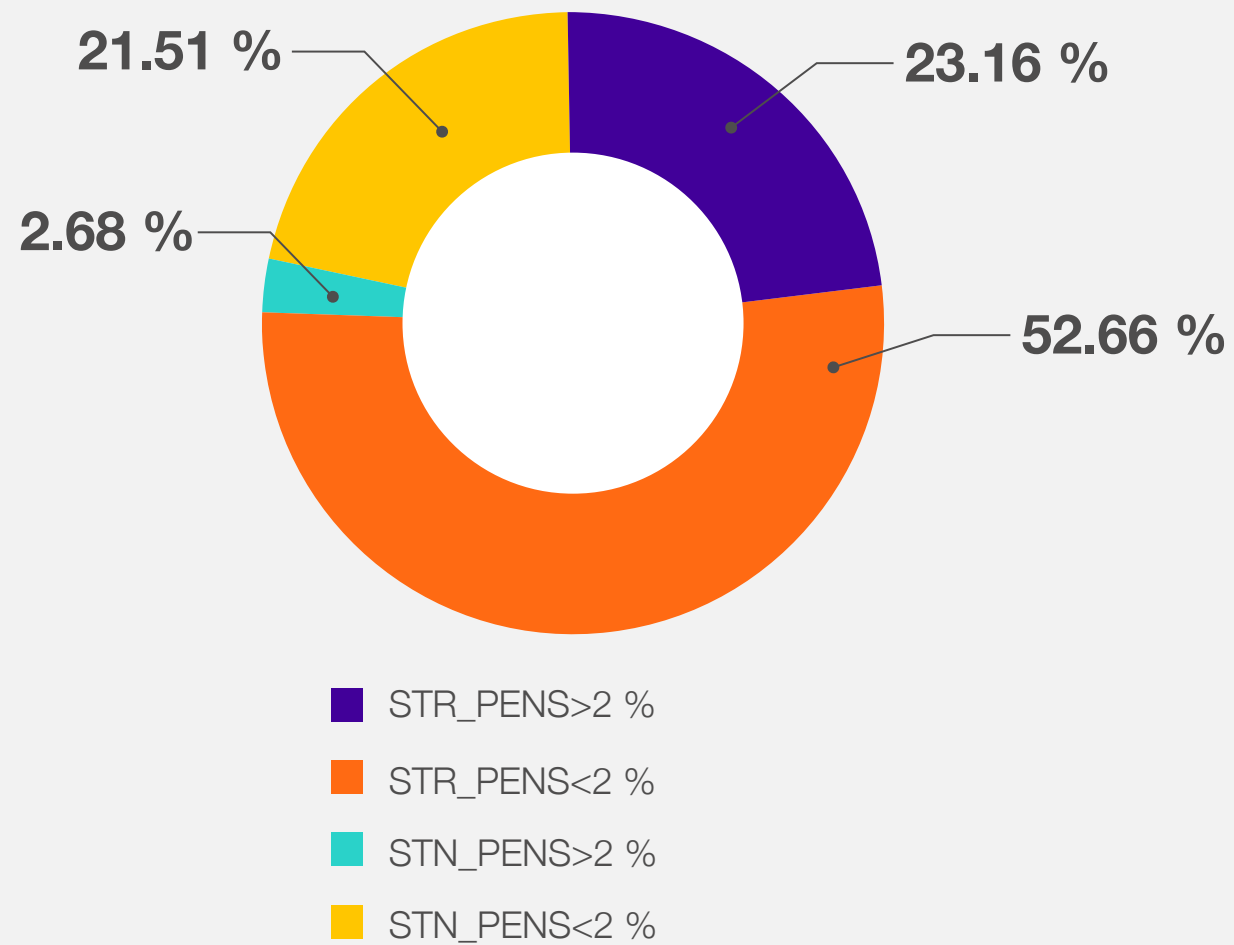


Figura 88. Eventos presentados en 2023.

## 4.2 Demanda de energía nacional

En 2023 la demanda de energía eléctrica en el SIN alcanzó los 79,985 GWh, registrando un aumento del 4.45 % con respecto al año anterior (2022), como se detalla en la figura 90. Esta tendencia al alza se reflejó en los diferentes tipos de días (comerciales, sábados

y domingos-festivos) con incrementos del 4.57 %, 4.45 % y 4.01 % respectivamente en comparación con 2022.

Es importante destacar que, a pesar de que el año 2023 contó con tres días domingos-festivos adicionales en comparación con el año anterior, el crecimiento anual de la demanda fue de un 1.14 %. Esto subraya un aumento continuado en la demanda de energía, evidenciado también por los incrementos superiores en los distintos tipos de días durante 2023, en comparación con el año previo. En la tabla 30 se muestran en detalle los datos utilizados para los cálculos de los crecimientos por tipo de día.

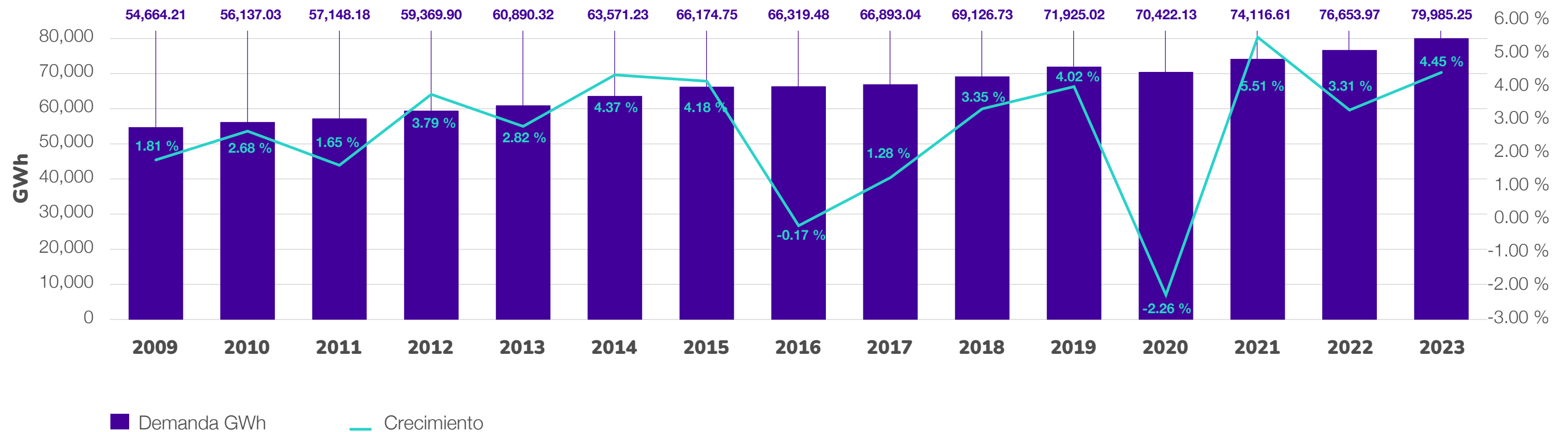
### Informe Anual de Demandas 2023

#### Consumos promedio y crecimientos por tipo de día años 2022 y 2023

Acumulado	2022				2023			
	Demanda GWH	#. Días	Demanda promedio día	Crecimiento	Demanda GWH	#. Días	Demanda promedio día	Crecimiento
ORD	5,3215.90	246	216.325	3.48 %	54,970.95	243	226.22	4.57 %
SAB	10,787.37	52	207.449	3.11 %	11,267.62	52	216.69	4.45 %
FEST	12,650.70	67	188.816	2.87 %	13,746.68	70	196.38	4.01 %
<b>TOTAL</b>	<b>76,653.97</b>	<b>365</b>	<b>210.011</b>	<b>3.31 %</b>	<b>79,985.25</b>	<b>365</b>	<b>219.14</b>	<b>4.45 %</b>

Tabla 30. Consumos promedio y crecimientos por tipo de día en los años 2022 y 2023, en GWh.





**Figura 89. Comportamiento de la demanda de energía anual en Colombia, en GWh.**

En la figura 90 se representa el patrón de la demanda de energía del SIN, analizando su comportamiento a nivel mensual, trimestral y anual. Destacamos que septiembre experimentó el mayor incremento respecto al año anterior, con un 7.5 %. Este aumento se atribuye al impacto significativo en el consumo de energía durante este mes, provocado por las altas temperaturas asociadas a la transición del fenómeno de El Niño y la presencia de domos de calor. Como resultado, el consumo para el mes de septiembre alcanzó los 6,886 GWh, superando en 476 GWh el registro del año 2022.

En otro análisis, agosto de 2023 se posicionó como el mes con el mayor consumo de energía, con 7,012 GWh y un crecimiento del 6.3 % en comparación con el mismo mes

del 2022. A nivel trimestral se observa un incremento progresivo y constante a lo largo de los cuatro trimestres del año, siendo el cuarto trimestre el de mayor ascenso, con un 6.2 % de crecimiento y un consumo total de 20,448 GWh. Este aumento se relaciona con la recuperación económica respecto a las condiciones de orden público del año anterior, además de una reducción en la demanda debido a factores climáticos, como lluvias y bajas temperaturas, que condicionaron el consumo energético en este trimestre de 2022.

Es clave enfatizar que el tercer trimestre se destacó por su alto consumo, con un total de 20,700 GWh, influenciado por la aparición del fenómeno de El Niño y la presencia de domos de calor durante esa época.

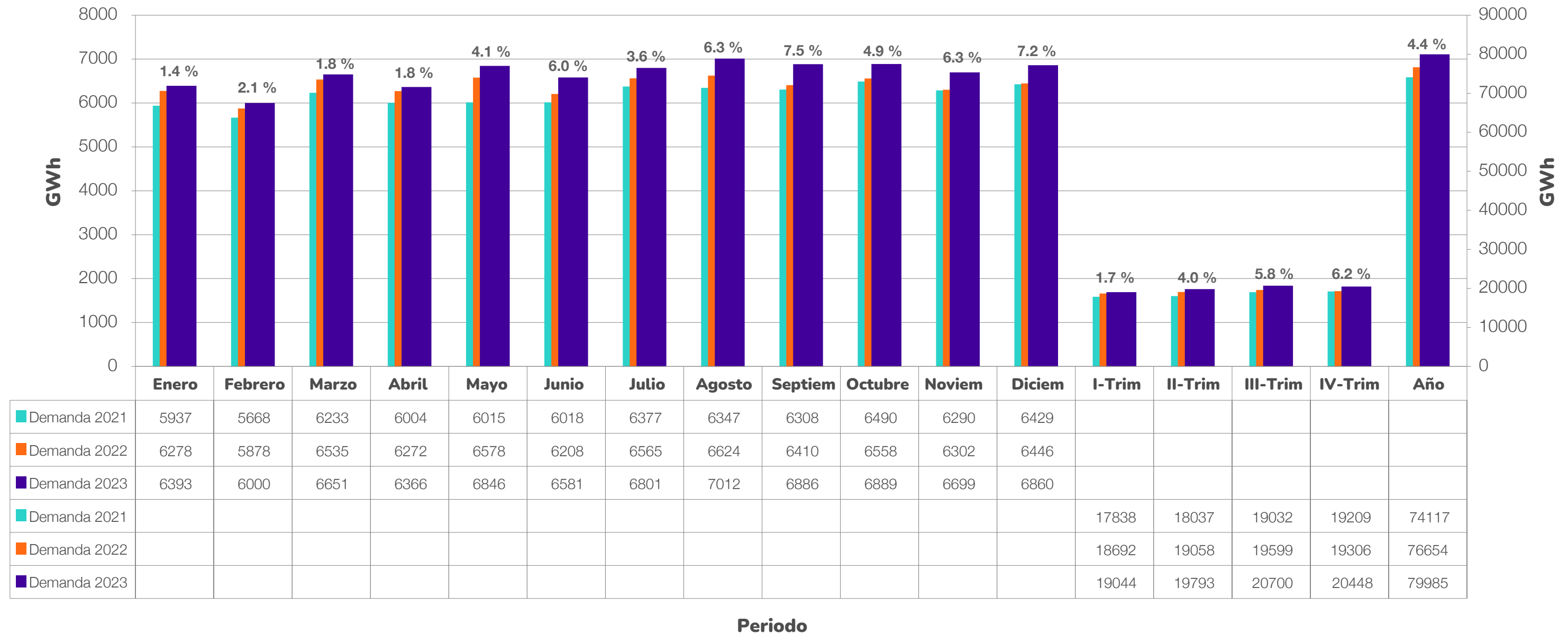


Figura 90. Comportamiento de demanda de energía del SIN a nivel mensual, trimestral y anual, en GWh.

En el mercado no regulado, se registró un crecimiento total del 2.06 % en 2023. A lo largo del año se mantuvo un crecimiento mensual positivo, excepto en julio, cuando se evidenció un decrecimiento del -1.3 % en comparación con el mismo mes del año ante-

rior. Este descenso fue atribuido a una notable disminución del 9.32 % en el consumo de energía en el sector de industrias manufactureras, que representaron un 39.14 % de participación en el sector de industria y comercio durante ese mes.

Por otro lado, en el mercado regulado se observó un crecimiento generalizado desde febrero hasta diciembre de 2023, con un punto máximo en septiembre con un aumento del 9.8 % motivado por las condiciones climáticas predominantes durante ese lapso de tiempo. Sin embargo, en enero de 2023, a diferencia del periodo anteriormente mencionado, se registró una ligera disminución del 0.1 % en comparación con el mismo mes del

año anterior, que se atribuyó a una disminución en el consumo debido a las festividades habituales y el inicio de las vacaciones de principio de año.

Como resultado, se presentan las gráficas que detallan los crecimientos mensuales, trimestrales y anuales tanto del mercado regulado como del no regulado, con crecimientos totales, para el año 2023, del 2.54 % y 2.06 % respectivamente.



Figura 91. Comportamiento de demanda de energía del mercado regulado a nivel mensual, trimestral y anual, en GWh.





**Figura 92. Comportamiento de demanda de energía del mercado no regulado a nivel mensual, trimestral y anual, en GWh.**

En el ámbito de las actividades económicas (tabla 31) se destaca una notable contracción en el sector industrial manufacturero con un -4.69 %, lo que representa un 39.25 % del consumo total de energía en el mercado no regulado durante el 2023. A pesar de este descenso significativo, las agrupaciones de “Explotación de minas y canteras” y “Construcción, alojamiento, información y comunicaciones” experimentaron crecimientos positivos, con participaciones del 29.74 % y 6.50 % respectivamente para el mismo año.

Es importante resaltar que el sector minero se destacó como el de mayor crecimiento, con un aumento del 12.20 % a lo largo del año.

Por último, se observa un comportamiento negativo en la agrupación de “Servicios sociales, comunales y personales” con una variación de -3.83 %, lo que la sitúa como la cuarta agrupación con mayor participación en el consumo de energía del mercado no regulado, equivalente a un 6.39 % del total.

	2022	2023	Crecimiento	Participación
NO REGULADO	24,975.56	25,465.48	2.06 %	32.02 %
REGULADO	51,251.38	54,009.43	5.46 %	67.98 %
Industrias manufactureras	10,482.12	9,994.01	-4.69 %	39.25 %
Explotación de minas y canteras	6,750.18	7,572.91	12.20 %	29.74 %
Construcción, alojamiento, información y comunicaciones	1,566.38	1,653.95	5.62 %	6.50 %
Servicios sociales, comunales y personales	1,692.44	1,626.66	-3.83 %	6.39 %
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	1,359.77	1,412.50	4.00 %	5.55 %
Comercio al por mayor y al por menor; reparación de vehículos automotores y motocicletas	1,313.29	1,304.29	-0.57 %	5.12 %
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	885.29	930.94	5.39 %	3.66 %
Transporte y almacenamiento	523.39	558.13	6.79 %	2.19 %
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	404.74	408.23	0.90 %	1.60 %

**Tabla 31. Comportamiento de la demanda de energía en 2022 y 2023 por actividad económica.**

En el desarrollo de este capítulo mencionaremos diferentes tipos de demanda, por lo tanto es importante tener en cuenta los siguientes conceptos:

- Demanda comercial: considera la demanda propia de cada comercializador más la participación en las pérdidas del STN y los consumos propios de los generadores.  
 $\text{Demanda comercial (kwh)} = \text{demanda real (kwh)} + \text{pérdidas de energía (kwh)}$ .

- Demanda de energía del SIN: se calcula con base en la generación neta de las plantas e incluye hidráulicas, térmicas, plantas menores, cogeneradores, demanda no atendida, limitación del suministro e importaciones. Considera las plantas registradas ante el MEM.  $\text{Demanda de energía del SIN} = \text{generación} + \text{demanda no atendida} + \text{importaciones} - \text{exportaciones}$ .

### 4.3 Demanda de potencia nacional

En el año 2023 se registró la demanda máxima de potencia el martes 29 de agosto durante el periodo 19, con un valor alcanzado de 11,475 MW y un aumento del 5.34 % con respecto a la demanda máxima de potencia registrada en el año anterior, como se visualiza en la figura 93.

Es clave poner la lupa en que el día con el mayor consumo de energía eléctrica fue el 30 de agosto, con un total de 240.83 GWh, para este día el valor máximo de potencia se presentó en el periodo 19, con un valor de 11,350 MW.

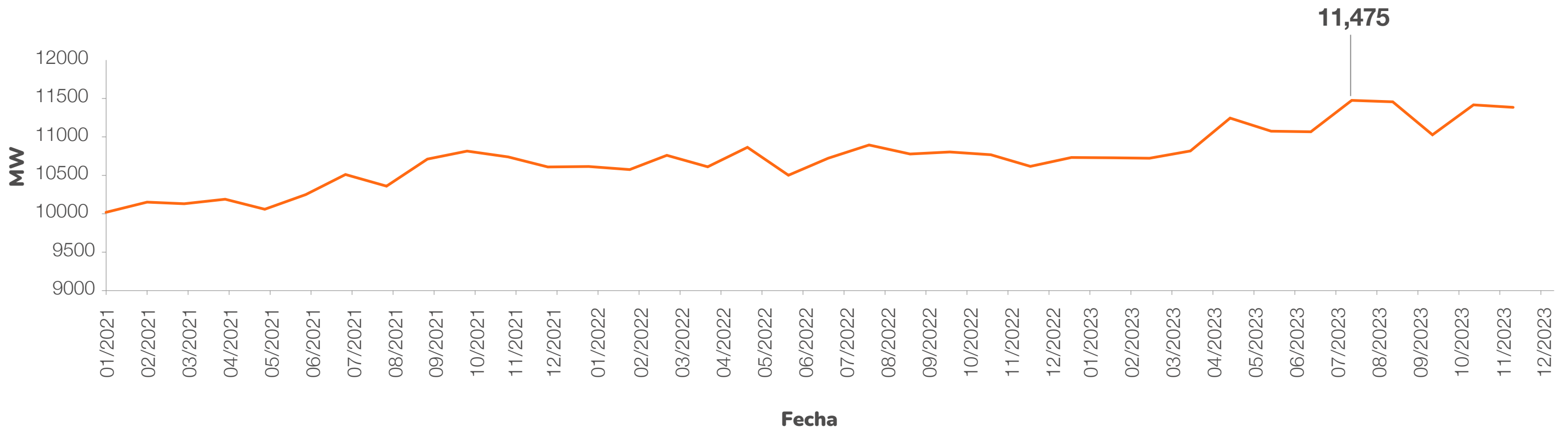


Figura 93. Demanda máxima de potencia 2021 a 2023.

### 4.4 Demanda de energía por regiones

A nivel regional presentamos los crecimientos definidos por los parámetros presentados en el artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018. En 2023 observamos un crecimiento positivo generalizado de todas las regiones del país y destacamos un significativo crecimiento del 7.85 % en comparación con el registrado en el año 2022 (0.65 %) en la

región Caribe. Este aumento llevó al consumo a 22,175.29 GWh, lo que representa un 27.88 % de la demanda total del SIN. Este comportamiento se atribuye a las condiciones climáticas de altas temperaturas experimentadas durante el año, como los domos de calor y la presencia del fenómeno de El Niño en esta región.



En conclusión, el mayor incremento en la demanda para el año 2023 se observó en las regiones Caribe y Guaviare, con un valor del 7.85 %. Les siguieron las regiones de Oriente, Chocó y THC con tasas de crecimiento del 5.94 %, 5.11 % y 4.35 % respectivamente. En contraste, las regiones Sur y CQR registraron los menores crecimientos, con porcentajes de 1.19 % y 1.83 % respectivamente.

### Informe Anual de Demandas 2023

#### Crecimiento de la demanda de energía 2022 y 2023 a nivel regional

Región	Demanda 2022 GWh	Crecimiento 2022	Demanda 2023 GWh	Crecimiento 2023
ANTIOQUIA	10619,49	3,43 %	10884,32	2,63 %
CARIBE	20571,66	0,65 %	22175,29	7,85 %
CENTRO	18492,73	5,08 %	18860,52	2,13 %
CHOCO	259,52	0,13 %	272,73	5,11 %
CQR	3184,15	2,66 %	3239,46	1,83 %
GUAVIARE	74,04	6,54 %	79,77	7,85 %
ORIENTE	10936,87	7,92 %	11492,57	5,94 %
SUR	2128,93	2,48 %	2152,3	1,19 %
THC	3080,67	1,30 %	3212,32	4,35 %
VALLE	7016,86	2,59 %	7157,79	2,09 %

Tabla 32. Crecimiento de la demanda de energía en 2022 y 2023 a nivel regional.

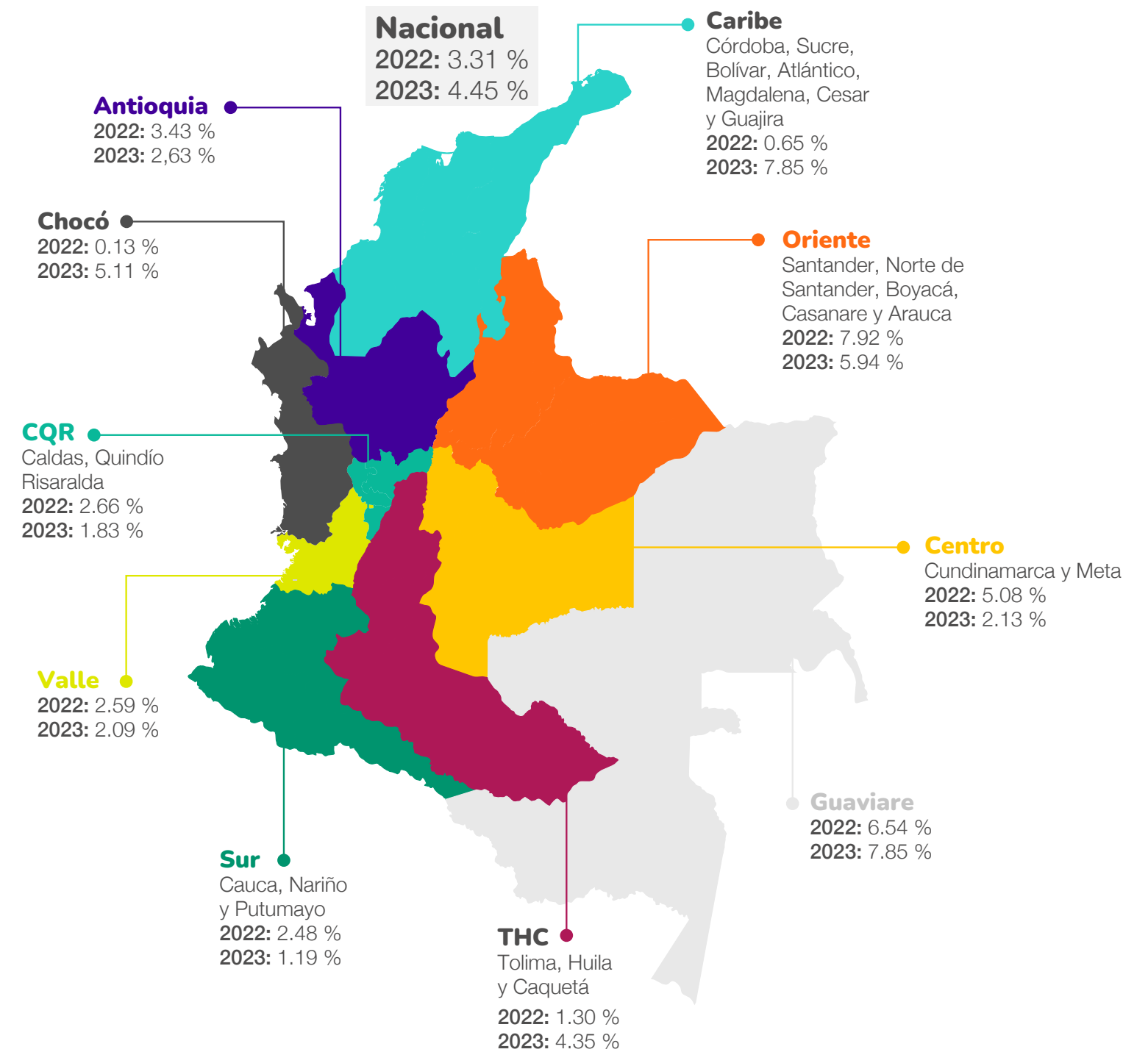


Figura 94. Crecimiento de la demanda de energía 2022-2023 a nivel regional.

#### 4.5 Escenarios UPME

En la figura 95 se presenta la dinámica de la demanda de energía durante el año 2023 en relación con los escenarios de pronóstico vigentes: el intervalo de confianza superior del 95 % (IC Superior 95 %), el escenario medio y el intervalo de confianza inferior del 95 % (IC Inferior 95 %), proporcionados por la UPME. Destacamos que en agosto se llevó a cabo una actualización de estos escenarios. Durante la prime-

ra mitad del año 2023 la demanda de energía del SIN osciló entre los escenarios IC Inferior 95 % e IC Superior 95 % de la UPME. Sin embargo, en julio y agosto, la demanda del SIN se situó entre el escenario medio e IC Superior 95 %, para luego descender durante el resto del año, manteniéndose por debajo del escenario medio propuesto por la UPME.

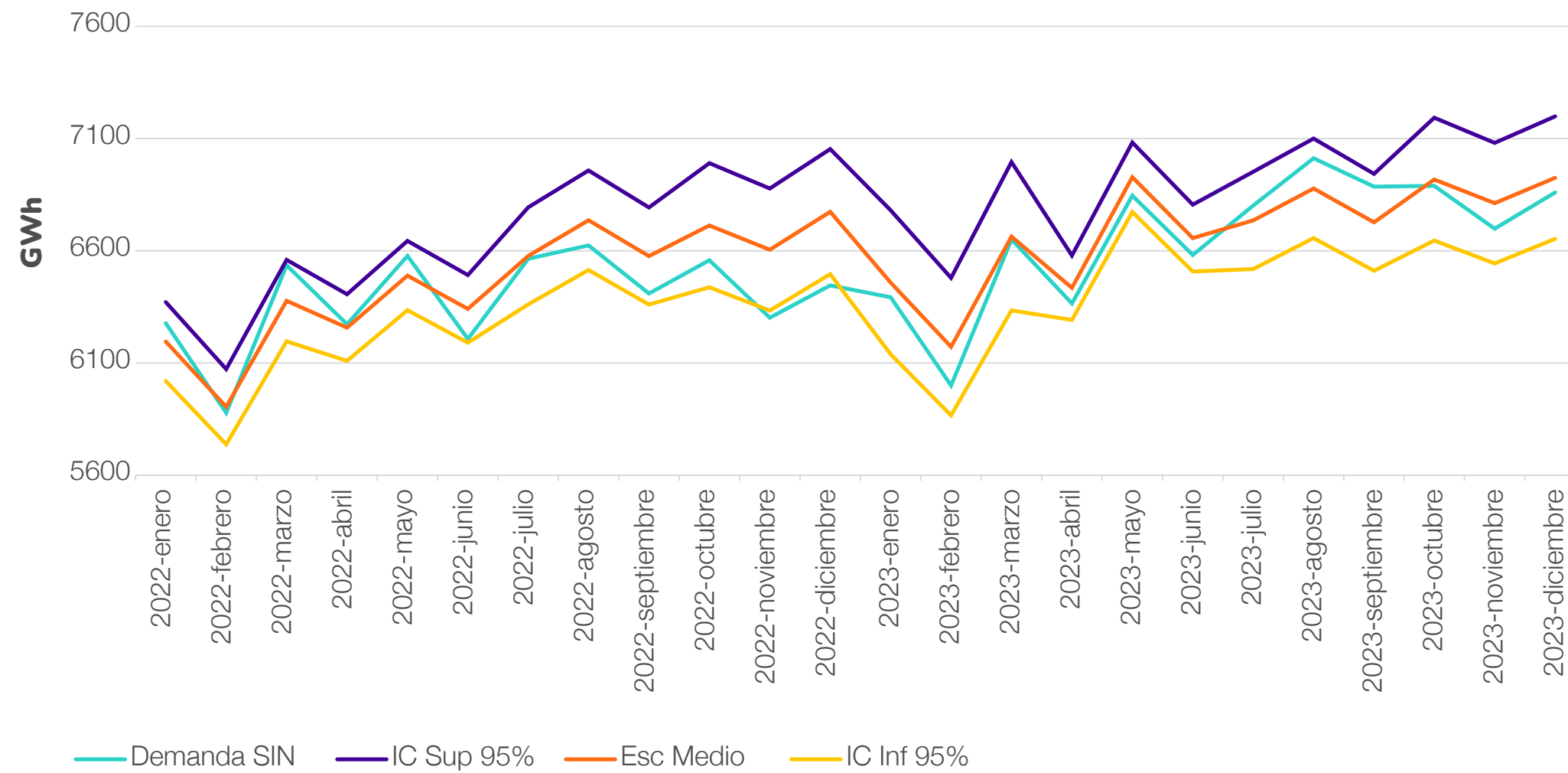


Figura 95. Escenarios de la UPME. Incluye GCE, ME y GD, 2022 a 2023.



## 4.6 Demanda por comercializador

En la siguiente tabla se relaciona la demanda comercial de energía anual discriminada por agente comercializador y por tipo de mercado:

Año	Codigo SICA gente	Comercializador	Tipo No Regulado (GWh-año)	Tipo Regulado (GWh-año)
2023	ENDC	ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	4820.02	10594.00
2023	CMMC	CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	842.96	7957.57
2023	CSSC	AIR- E S.A.S. E.S.P.	1089.95	7766.02
2023	EPMC	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	4568.46	7482.28
2023	EPSC	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	1584.41	2591.60
2023	EMIC	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.	843.02	2408.61
2023	ESSC	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	0.00	2366.91
2023	CNSC	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	0.00	1734.06
2023	GNCC	VATIA S.A. E.S.P.	174.77	1481.69
2023	EMSC	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	137.84	1097.36
2023	CHCC	CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	0.00	1029.55
2023	HLAC	ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	172.18	931.12
2023	EBSC	EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	93.73	893.37
2023	CDNC	CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	47.20	771.82
2023	CEOC	COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	69.08	666.70
2023	EPEC	EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	207.46	648.80
2023	CASC	EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.	7.88	534.45
2023	EDQC	EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.	0.00	467.30
2023	ENIC	EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P.	0.00	305.43
2023	CQTC	ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.	0.00	293.69
2023	QIEC	QI ENERGY S.A.S. E.S.P.	28.79	275.07
2023	EDPC	EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P.	0.00	252.81
2023	NEUC	NEU ENERGY S.A.S E.S.P	0.00	241.78
2023	ETTC	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	171.86	237.59
2023	CETC	COMPANIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.	43.06	170.03
2023	DCLC	DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	51.38	101.60
2023	BIAC	BIA ENERGY S.A.S. E.S.P	11.19	99.52
2023	EXEC	ENEL X COLOMBIA S.A.S ESP	0.00	90.92
2023	EBPC	EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	0.00	86.33
2023	EGVC	EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P.	0.00	79.77
2023	RTQC	RUITOQUE S.A. E.S.P.	143.69	76.92
2023	EPTC	EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.	0.00	75.91



Año	Codigo SICA gente	Comercializador	Tipo No Regulado (GWh-año)	Tipo Regulado (GWh-año)
2023	NRCC	ENERCO S.A. E.S.P.	0.00	40.00
2023	TENC	TRANSACCIONES ENERGÉTICAS S.A.S. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS E.S.P	0.00	36.03
2023	PEEC	PROFESIONALES EN ENERGIA S.A. E.S.P.	21.05	33.88
2023	ENBC	ENERBIT S.A.S. E.S.P.	0.00	32.85
2023	DLRC	DICELER S.A. E.S.P.	9.69	22.39
2023	ASCC	A.S.C. INGENIERIA S.A. E.S.P.	7.61	16.96
2023	EMPC	EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS PUBLICOS DE CARTAGENA DEL CHAIRA	0.00	13.58
2023	EVSC	EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.	0.00	13.43
2023	HIMC	GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	0.00	11.73
2023	EMEC	EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	19.00	10.92
2023	TPLC	TERPEL ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	83.50	10.04
2023	ESOC	EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DEL OCCIDENTE COLOMBIANO	0.00	4.44
2023	ESVC	EMPRESA SIGLO XXI EICE ESP	0.00	2.72
2023	VICC	EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL VICHADA	0.00	2.55
2023	SCEC	SOL & CIELO ENERGIA S.A.S. E.S.P	0.84	2.54
2023	ITLC	ITALCOL ENERGIA S.A. E.S.P.	123.92	0.83
2023	NMRC	ENERMAS SAS ESP	0.25	0.01
2023	CBNC	COLOMBINA ENERGIA SAS ESP	66.31	0.00
2023	CHVC	AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	472.81	0.00
2023	CMXC	CEMEX ENERGY S.A.S E.S.P.	160.83	0.00
2023	DRUC	DRUMMOND POWER S.A.S. E.S.P.	329.65	0.00
2023	FERC	FUENTES DE ENERGIAS RENOVABLES S.A.S. E.S.P.	43.47	0.00
2023	FREC	FRANCA ENERGIA SA ESP	90.15	0.00
2023	GAPC	GAP ENERGY GROUP SAS ESP	67.42	0.00
2023	GECC	GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	3327.75	0.00
2023	GNYC	GREENYELLOW COMERCIALIZADORA S.A.S. E.S.P.	21.98	0.00
2023	GSAC	GENERSA S.A.S. E.S.P.	0.37	0.00
2023	ISGC	ISAGEN S.A. E.S.P.	4107.10	0.00
2023	LESC	MESSER ENERGY SERVICES SAS ESP	40.24	0.00
2023	RPEC	RIOPAILA ENERGÍA S.A.S. E.S.P.	10.21	0.00
2023	RQEC	ENERGIA Y AGUA S.A.S. E.S.P.	0.18	0.00
2023	RTAC	SPECTRUM RENOVAVEIS S.A.S. E.S.P.	49.72	0.00
2023	SOEC	SOUTH32 ENERGY S.A.S E.S.P	1286.42	0.00
2023	TRPC	TERMOPIEDRAS S.A. E.S.P.	0.47	0.00
2023	VESC	VOLTAJE EMPRESARIAL S.A.S. E.S.P.	11.72	0.00

Tabla 33. Demanda comercial de energía anual por agente comercializador y por tipo de mercado.

## 5. Registro de fronteras, agentes y contratos

### 5.1 Registro de agentes

Al cierre del 2023, el MEM contaba con 299 agentes registrados. En el siguiente cuadro se presenta el total de agentes por actividad que se encontraban registrados ante el ASIC y el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) teniendo en cuenta los cargos de uso de las redes del SIN:

Actividad	Registrados 2021	Registrados 2022	Registrados 2023
Generación	95	104	112
Transmisión nacional	16	15	14
Distribución	38	36	39
Comercialización	137	140	134

Tabla 34. Número de agentes registrados en el MEM a 31 de diciembre de 2021, 2022 y 2023 respectivamente.

### 5.2 Registro de fronteras comerciales

Con corte al 31 de diciembre de 2023, el Mercado de Energía Mayorista finalizó con 36,040 fronteras comerciales registradas ante el ASIC. En el siguiente gráfico se presenta la evolución por tipo de frontera comercial para cada mes del 2023:

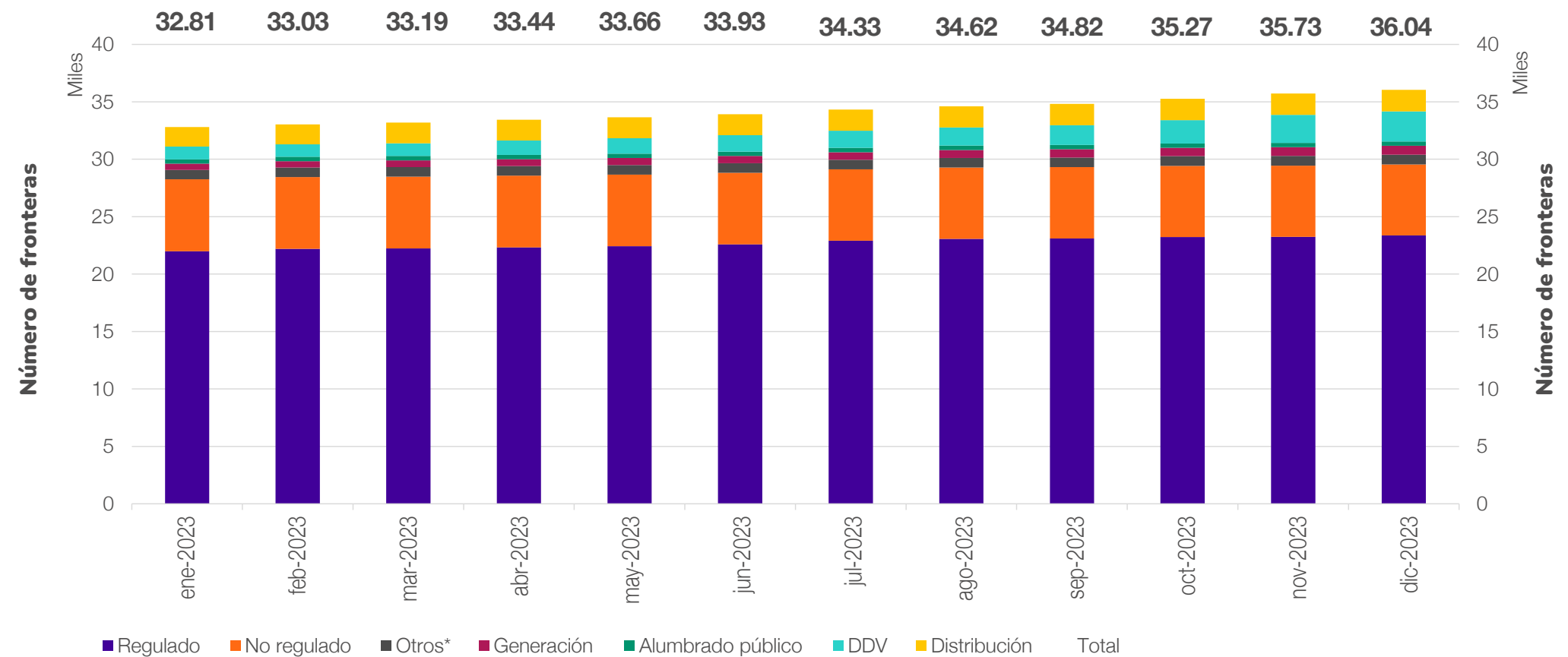
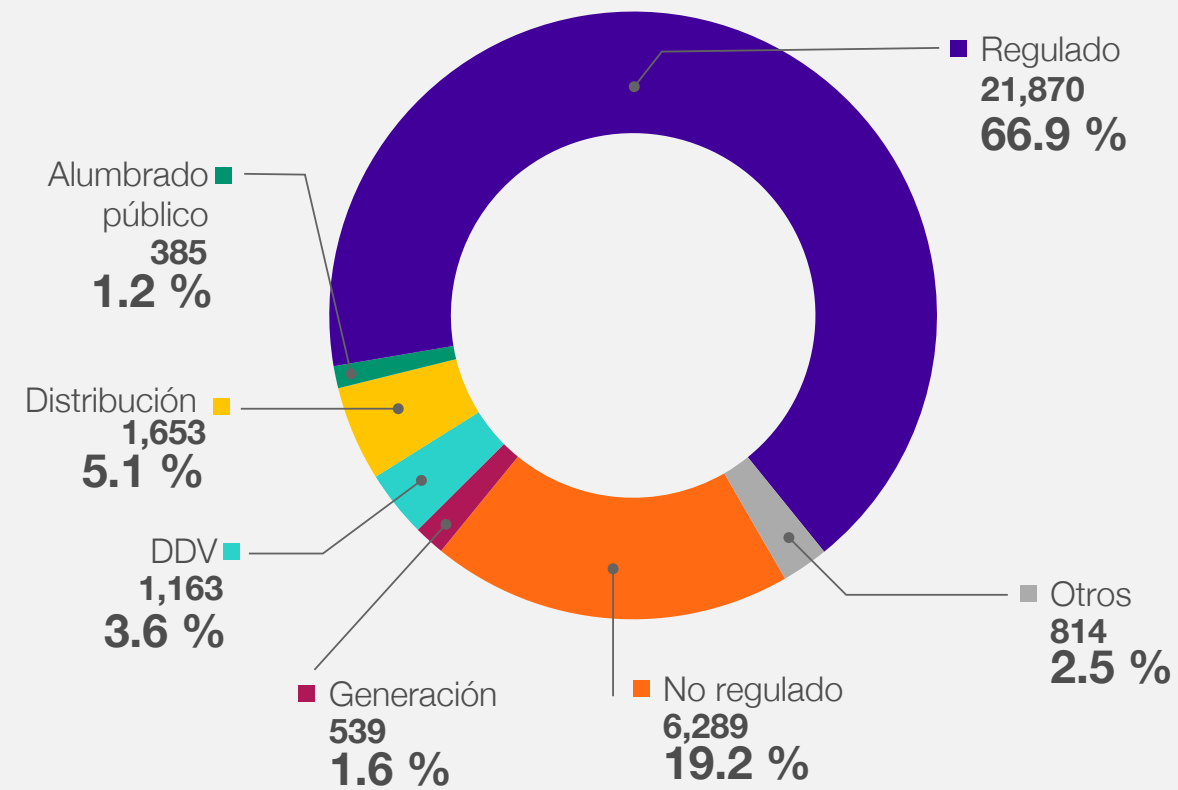


Figura 96. Registro de fronteras comerciales.

La comparación de la evolución de fronteras comerciales registradas con respecto al 2022 se presenta a continuación:

### 2022



### 2023

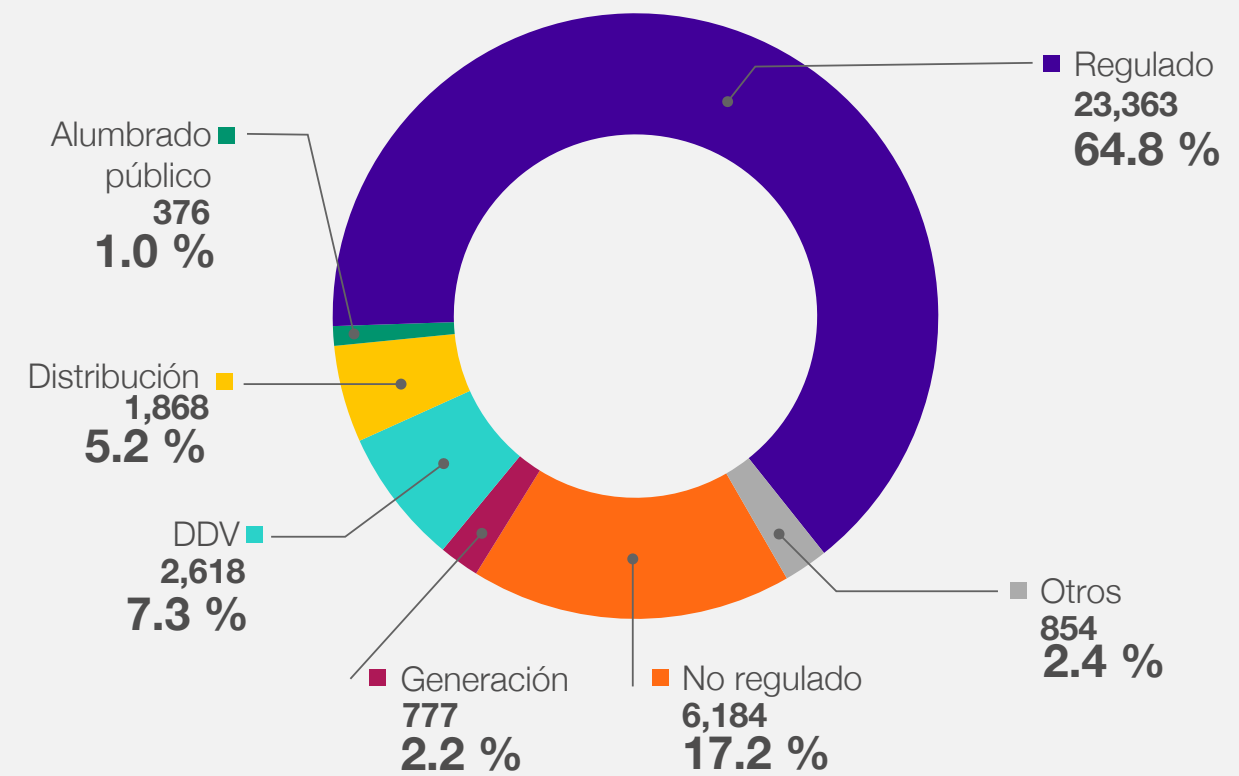


Figura 97. Evolución de fronteras comerciales.



Por su parte, el ASIC también registra los diferentes tipos de fallas que se encuentran estipuladas en la normatividad vigente. En la siguiente gráfica se presenta la evolución de fallas por tipo y se evidencia que la mayor cantidad se encuentra asociada a fallas en dispositivo de interfaz de comunicación:

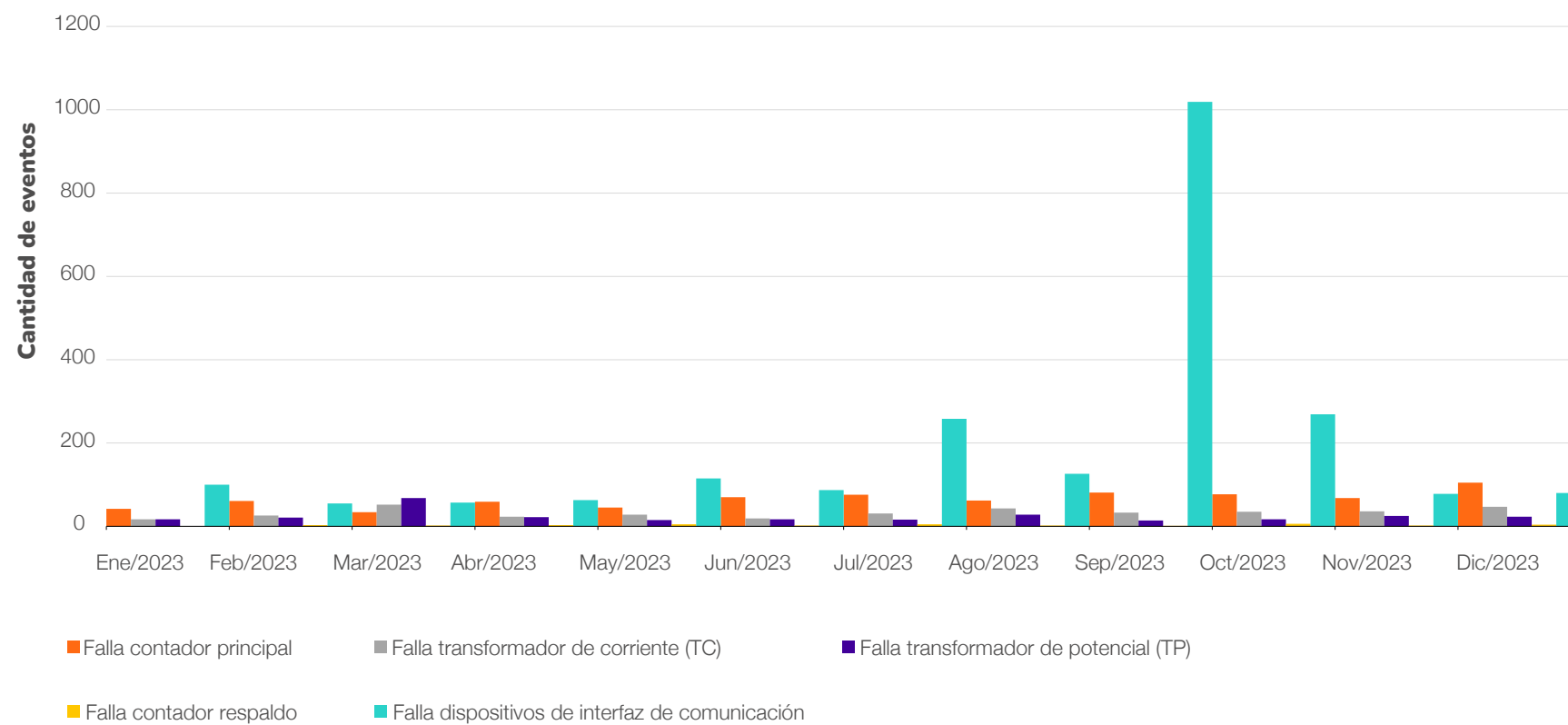


Figura 98. Evolución de fallas por tipo.

La evolución de la cantidad de fallas presentadas por no envío de lecturas se puede ver en la gráfica:

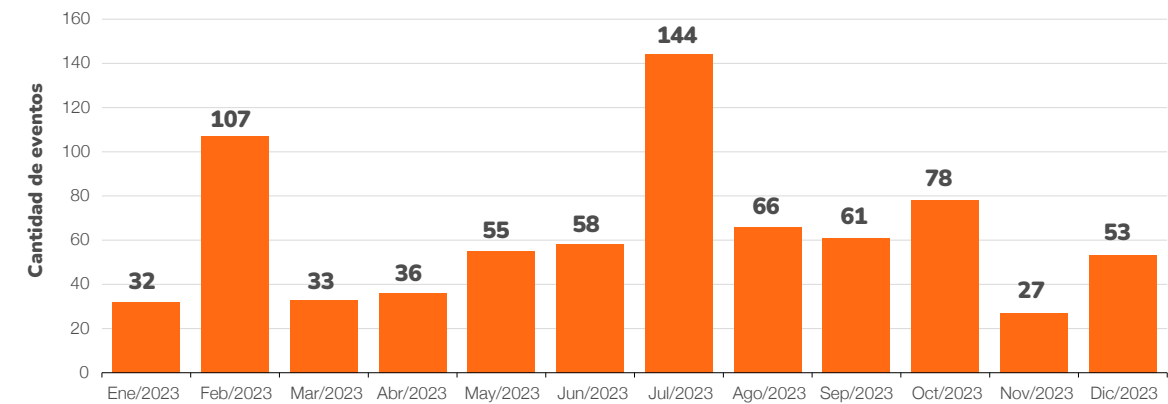


Figura 99. Evolución de fallas presentadas por no envío de lecturas.

Así mismo, en la figura 100 se presenta la evolución de las cancelaciones de fronteras comerciales por concepto de acumulación de fallas o superación de plazo, de acuerdo con lo establecido en el anexo 7 de la Resolución CREG 038 de 2014 (Código de medida).

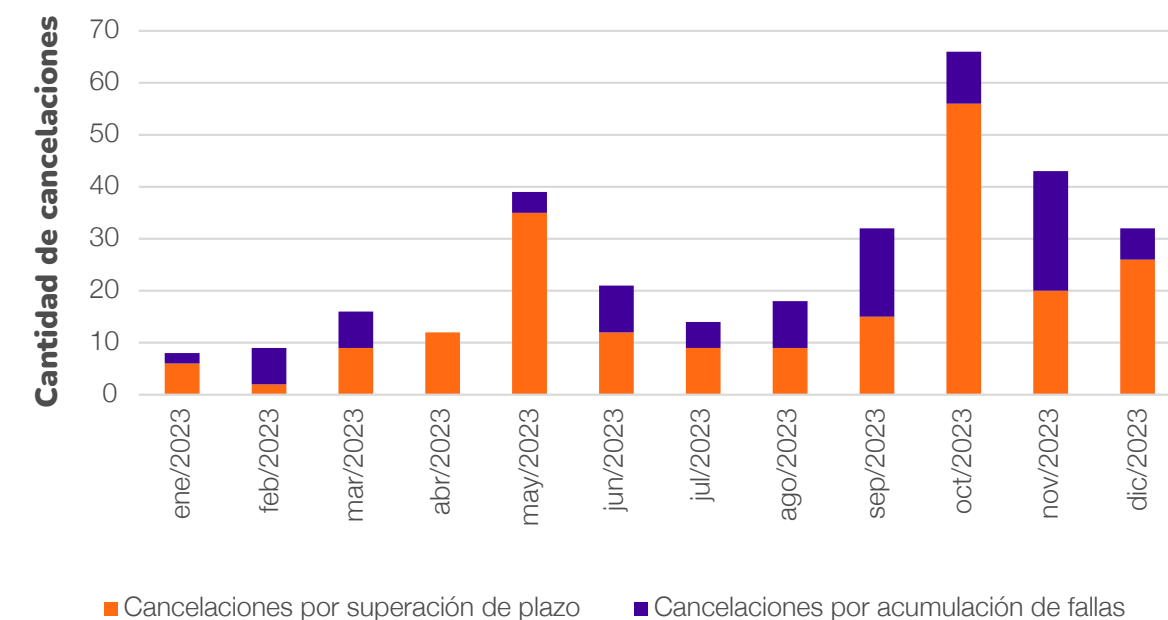


Figura 100. Evolución de las cancelaciones de fronteras comerciales.



Por último, exponemos un seguimiento al número de fronteras comerciales de distribución registradas versus las canceladas para cada mes del 2023:

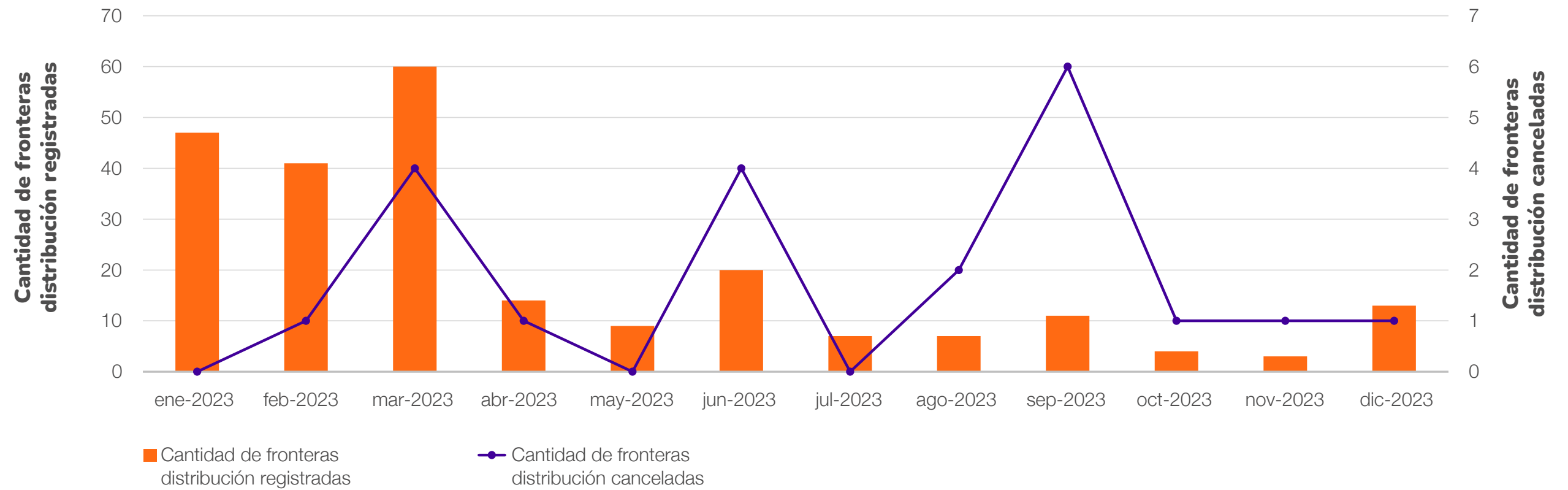


Figura 101. Fronteras comerciales de distribución registradas versus las canceladas por mes en 2023.

### 5.3 Registro de contratos y cantidades despachadas en contratos bilaterales de largo plazo

#### 5.3.1 Registro de contratos por tipo

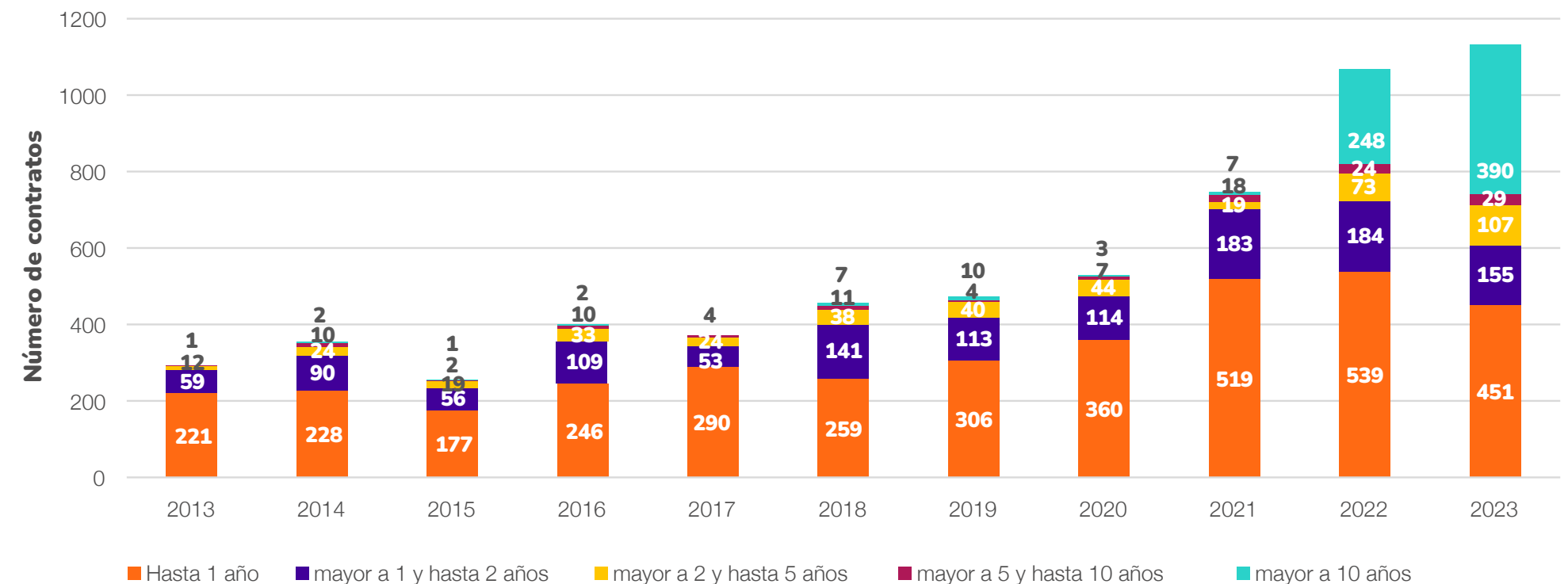
Entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2023 se recibió en el ASIC un total de 1359 solicitudes de registro de contratos de largo plazo, entre los que se incluyeron los que fueron producto de la subastas de energía renovable realizadas por el Ministerio de Minas y Energía (MME), con la siguiente distribución:

Periodo	Registro de contratos Convocatoria Pública mercado Regulado	Registro de contratos Convocatoria Pública mercado No Regulado	Registro de contratos Negociación Bilateral mercado No Regulado	Registro de contratos Subasta Ministerio mercado Regulado	Registro de contratos Subasta Ministerio mercado No Regulado
1 enero al 31 diciembre 2023	401	4	597	299	58

Tabla 35. Registro de contratos por tipo.

#### 5.3.2 Registro de contratos por duración

En la siguiente gráfica se presenta la distribución de los contratos registrados por duración en años de cada uno. Durante el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2023 se identificó que el 40 % de los contratos registrados correspondían a contratos con duración de hasta un año; el 34 %, a los contratos con duración mayor a 10 años; el 14 %, a contratos con duración entre 1 y 2 años, y el 12 % restante incluía los contratos con duración de 2 años a 10 años:



Nota: Se considera un año como 365 días

Figura 102. Registro de contratos por duración.



### 5.3.3 Cantidades despachadas en contratos de largo plazo

En la siguiente gráfica se pueden apreciar las cantidades de energía despachadas por el ASIC en los contratos de largo plazo registrados por parte de los agentes del MEM.

Durante el 2023, el 56 % de la energía despachada fue producto de contratos realizados mediante el mecanismo de negociación bilateral. El 26 % se llevaron a cabo mediante la energía adjudicada por los mecanismos antes del Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas (SICEP); el 13 % y el 6 % fueron por medio de convocatorias públicas realizadas a través del SICEP y contratos producto de subastas del MME respectivamente.

Adicionalmente, están incluidas las cantidades despachadas en contratos de largo plazo de contratos de intermediación registrados por los agentes del MEM.

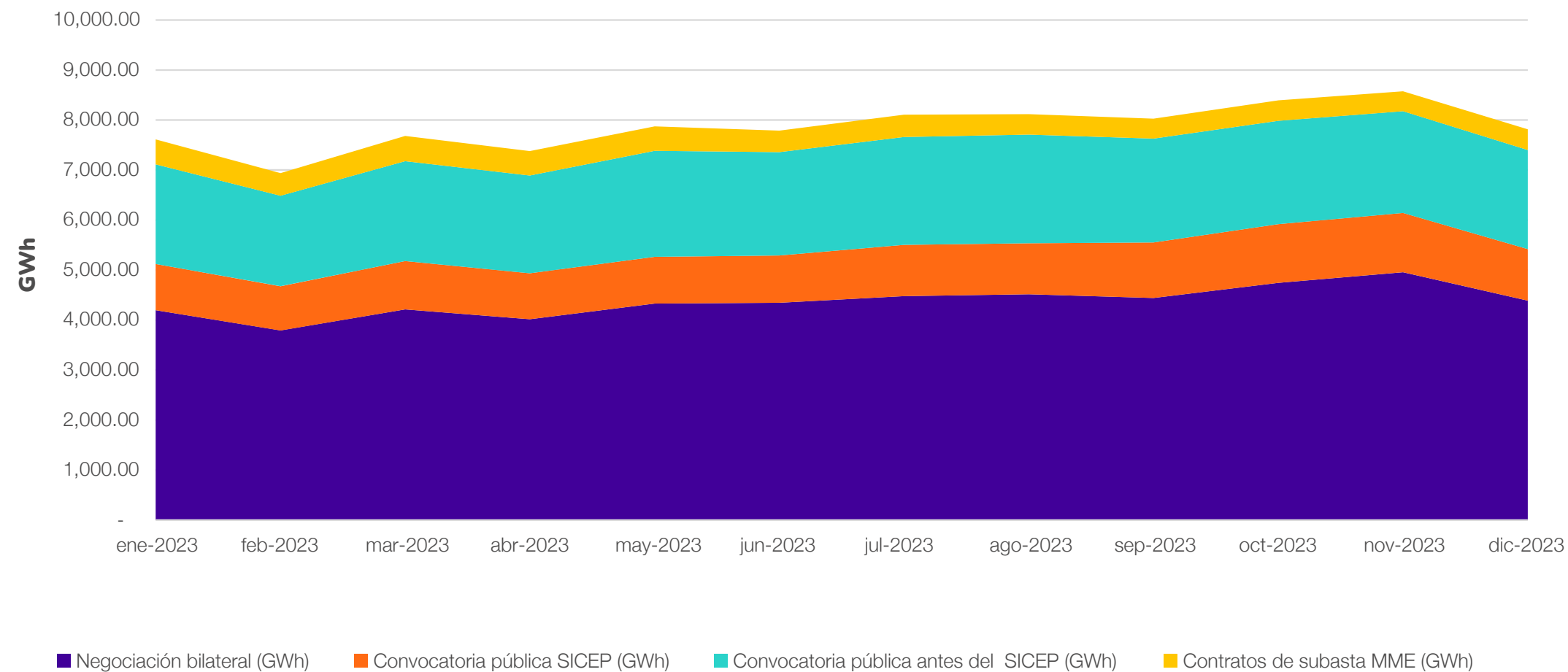
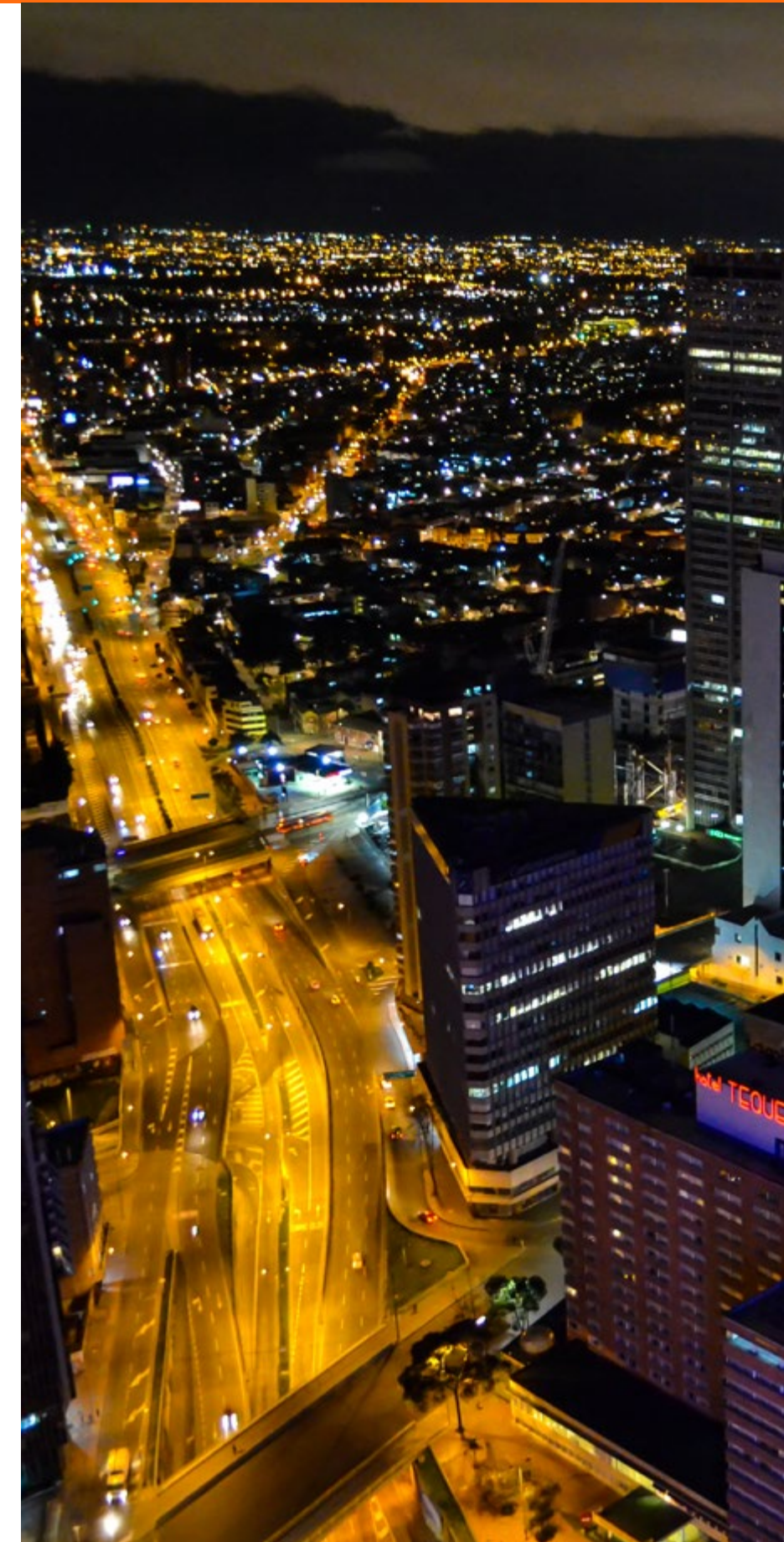


Figura 103. Cantidades de energía despachadas por tipo de asignación de los contratos.



### 5.4 Evolución QER vs. CROM- Únicamente contratos de largo plazo

La comparación de QER respecto a CROM (Capacidad de Respaldo de Operaciones de Mercado) es una medida de prevención importante para garantizar que cada una de las compañías se encuentre en capacidad de responder por los riesgos derivados de sus operaciones en el mercado y es utilizada para mitigar el riesgo sistémico en el del MEM. La CROM corresponde a la cuantificación en energía de algunos aspectos asociados a la situación financiera de las empresas:

entre mayor sea su valor, mayor es la cantidad de energía que un agente puede transar en operaciones de compra (CROM 2) o venta (CROM 1). QER es la nueva cantidad de energía que se va a introducir al MEM.

El siguiente gráfico de barras presenta la evolución durante el 2023 de los resultados de dicha evaluación para los contratos bilaterales de largo plazo que fueron registrados o tuvieron solicitud de registro durante el año pasado.

La CROM corresponde a la cuantificación en energía de algunos aspectos asociados a la situación financiera de las empresas: entre mayor sea su valor, mayor es la cantidad de energía que un agente puede transar en operaciones de compra (CROM 2) o venta (CROM 1).

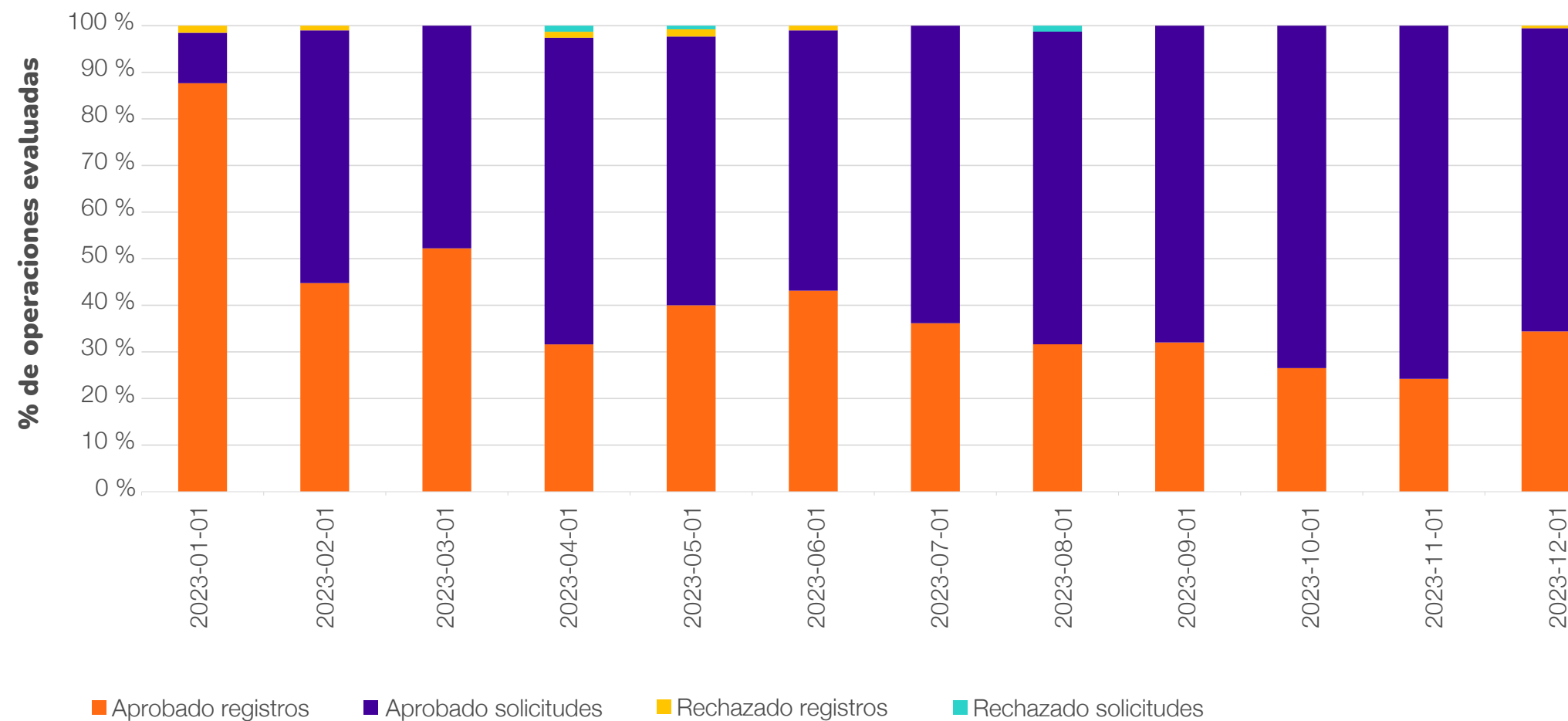


Figura 104. Evolución QER vs. CROM- Únicamente contratos de largo plazo.





Adicionalmente, se muestra la proyección a 60 meses del último cálculo realizado de la CROM para 2023, sumando las cantidades CROM1 y CROM2 de todas las compañías que participan del MEM.

Un punto clave en este análisis da cuenta de que los agentes del MEM pueden soportar, de acuerdo con la regulación vigente, cerca de un 22 % de obligaciones de venta respecto a su capacidad de operaciones para compras en el mercado, aumentando un 7 % respecto al año anterior.

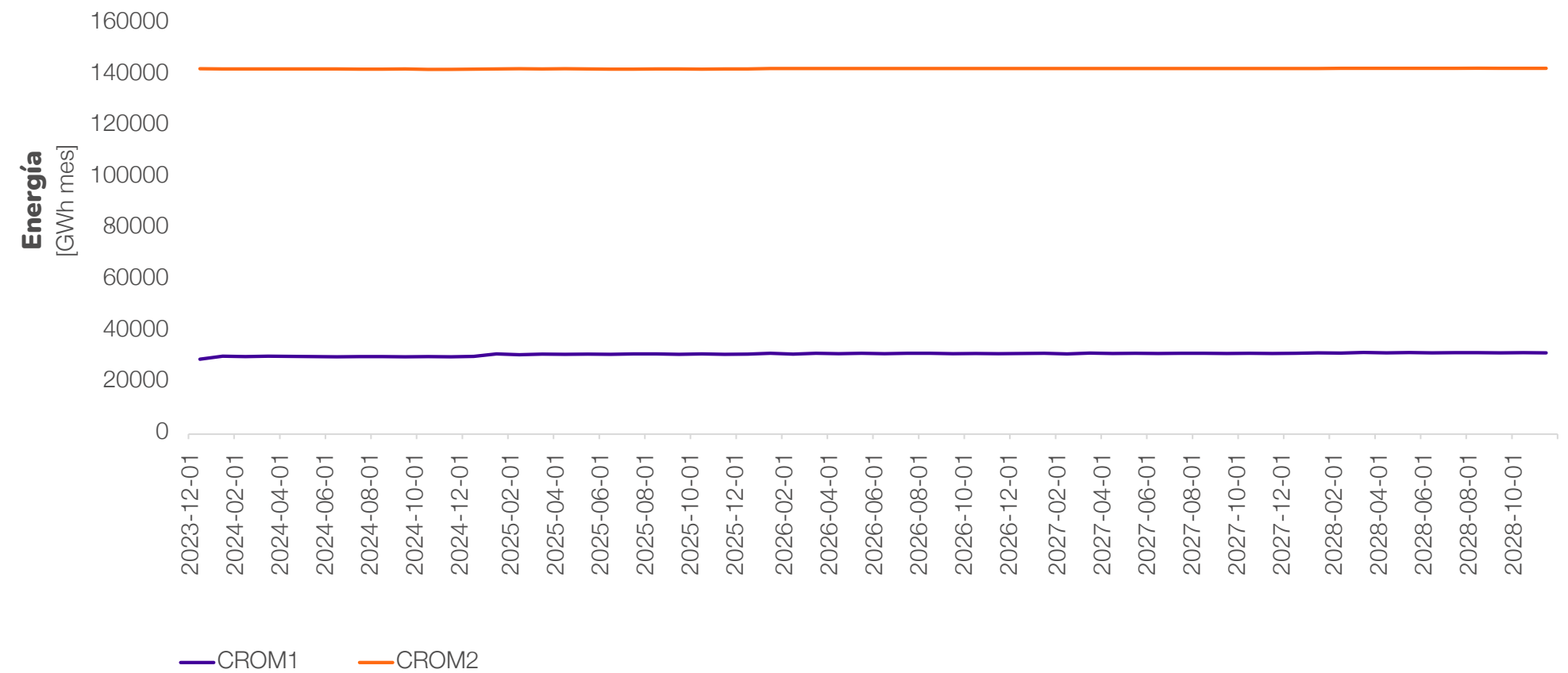


Figura 105. Valores proyectados CROM.



## 6. Precios del Mercado de Energía Mayorista

### 6.1 Precio de bolsa

#### 6.1.1 Precio de bolsa

En la siguiente gráfica, donde se presenta la evolución del precio de bolsa nacional durante el año 2023, se destaca que:

- Si bien el precio de bolsa se mantuvo por debajo del precio de escasez de activación hasta septiembre de 2023, a partir de octubre experimentó variaciones notables. En este mes, en 21 días diferentes, el precio máximo horario de bolsa superó dicho umbral, alcanzando su punto máximo el 24 de octubre con 1594.16 COP/kwh. Sin embargo, en los meses de noviembre y diciembre, el precio de bolsa volvió a situarse por debajo del precio de escasez de activación.
- El máximo precio de bolsa nacional se presentó el 24 de octubre de 2023 en el periodo 19 con un valor de 1595.61 COP/kwh. El precio mínimo de bolsa nacional se presentó el día 30 de diciembre de 2023 en los periodos 2 al 9 con un valor de 98.90 COP/kwh.
- Durante el mes de diciembre de 2023, el precio de bolsa nacional estuvo en un promedio ponderado de 668.46 COP/kwh.

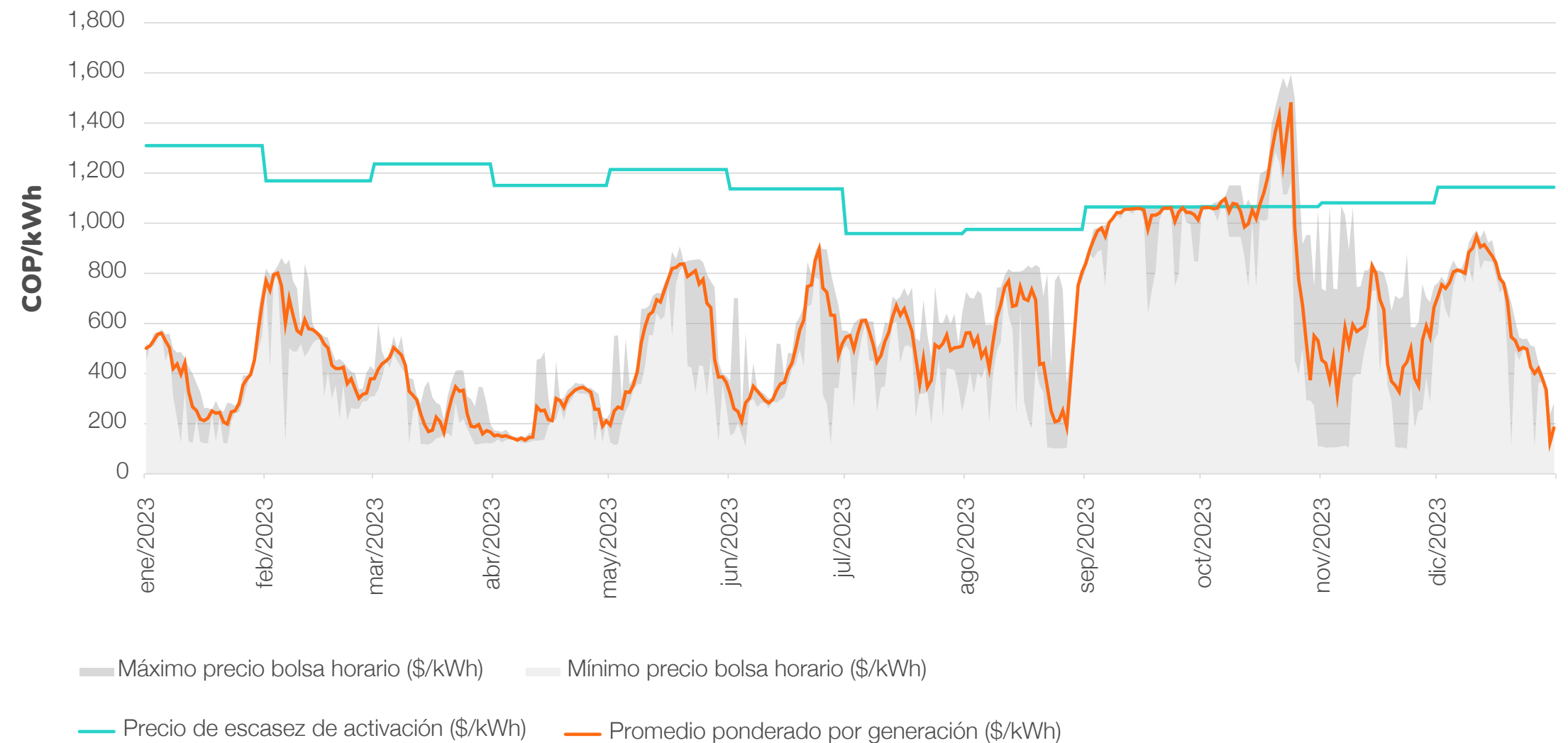


Figura 106. Comportamiento del precio de bolsa durante el 2023.

### 6.1.2 Precio de bolsa vs. aportes

En la siguiente gráfica se presenta la evolución del precio promedio ponderado de bolsa diario vs. los aportes hídricos durante el año 2023. Se aprecia que los mayores precios tuvieron lugar en los meses de septiembre y octubre, mientras que desde marzo hasta inicios de mayo y en otros periodos particulares del año, como inicios de junio, finales de agosto y algunos días de noviembre y diciembre, se observaron los precios de bolsa más bajos debido principalmente a los altos aportes hídricos.

Durante todo el periodo se observa una relación inversa entre el precio de bolsa y los aportes hídricos, ante el aumento en el aporte hídrico se presenta un menor precio de bolsa.

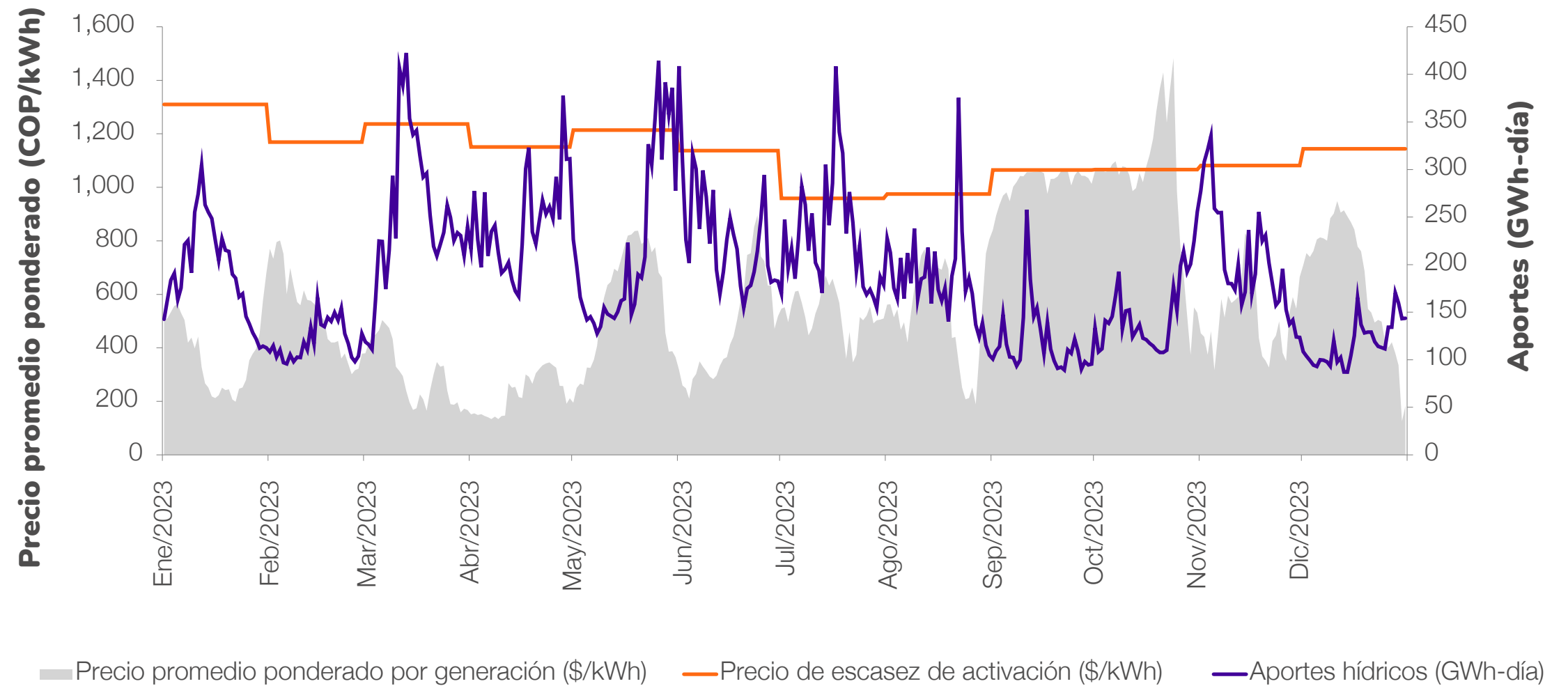


Figura 107. Comportamiento del precio de bolsa respecto a los aportes hídricos

### 6.1.3 Volatilidad del precio de bolsa

La metodología de cálculo de la volatilidad del precio de bolsa utiliza una ventana móvil de 30 días para estimar la desviación estándar de los promedios diarios ponderados por demanda de los precios de bolsa, la volatilidad no se escala por factor alguno. La metodología presenta directamente la volatilidad en lugar de la volatilidad porcentual con respecto al precio de bolsa, esto para conservar una medida comparable de volatilidad a través del tiempo.

En la siguiente gráfica se evidencia que, en general, la volatilidad del precio de bolsa del 2023 fue mayor que la de 2022 y 2021, excepto para los meses de octubre e inicios de noviembre, en los que se aprecian variaciones estables puesto que el precio de bolsa se mantuvo dentro de un rango constante de precios altos.

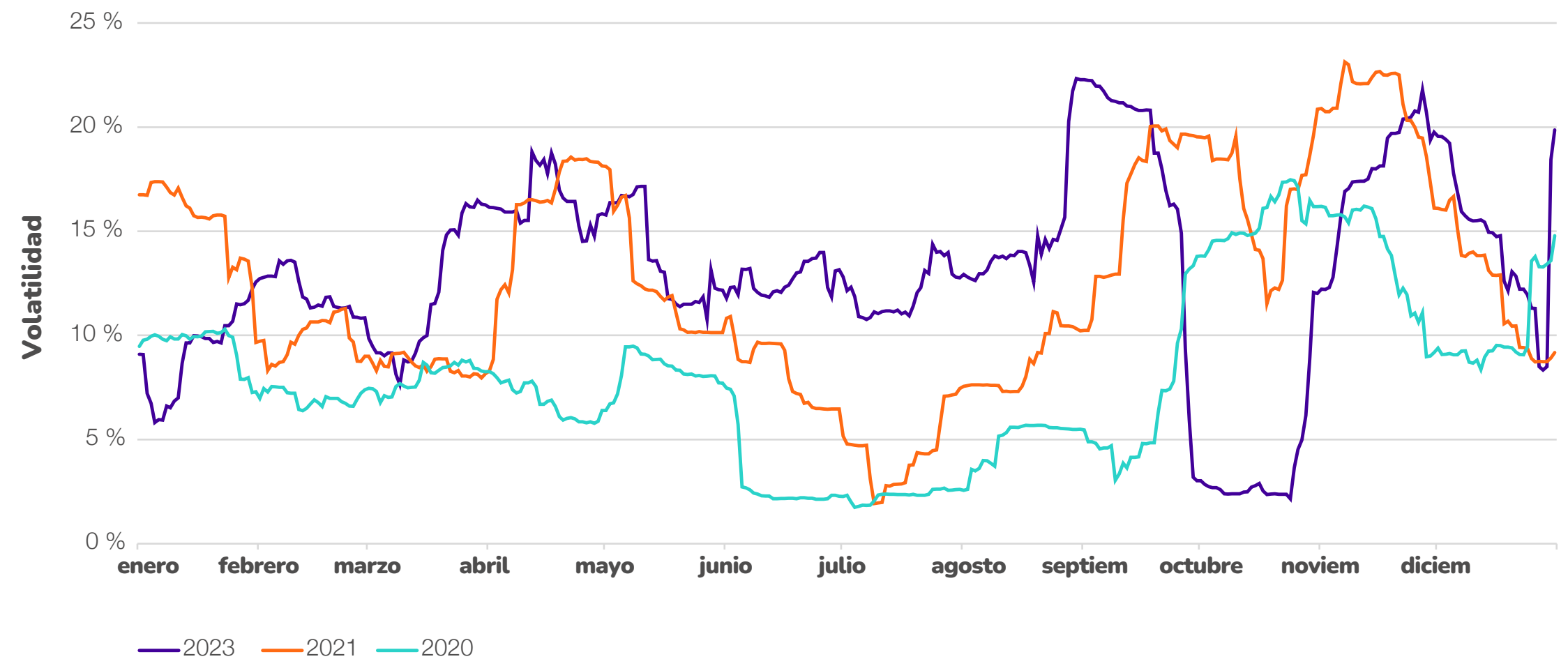


Figura 108. Volatilidad del precio de bolsa.



### 6.1.4 Precio de oferta ponderado por combustible

En la siguiente gráfica se presenta la evolución de los precios de oferta por categoría de combustible y la evolución del precio promedio ponderado de bolsa nacional. Aquí se identifican precios de bolsa altos durante los meses de enero, mayo, junio, agosto, septiembre, octubre y diciembre de 2023, ocasionados por el aumento en el precio de oferta de plantas de tipo hidráulica. Se evidencia además que en general los precios de los líquidos, gas y mezcla presentaron variabilidad durante lo corrido del año, aportando al cambio de tendencia del precio.

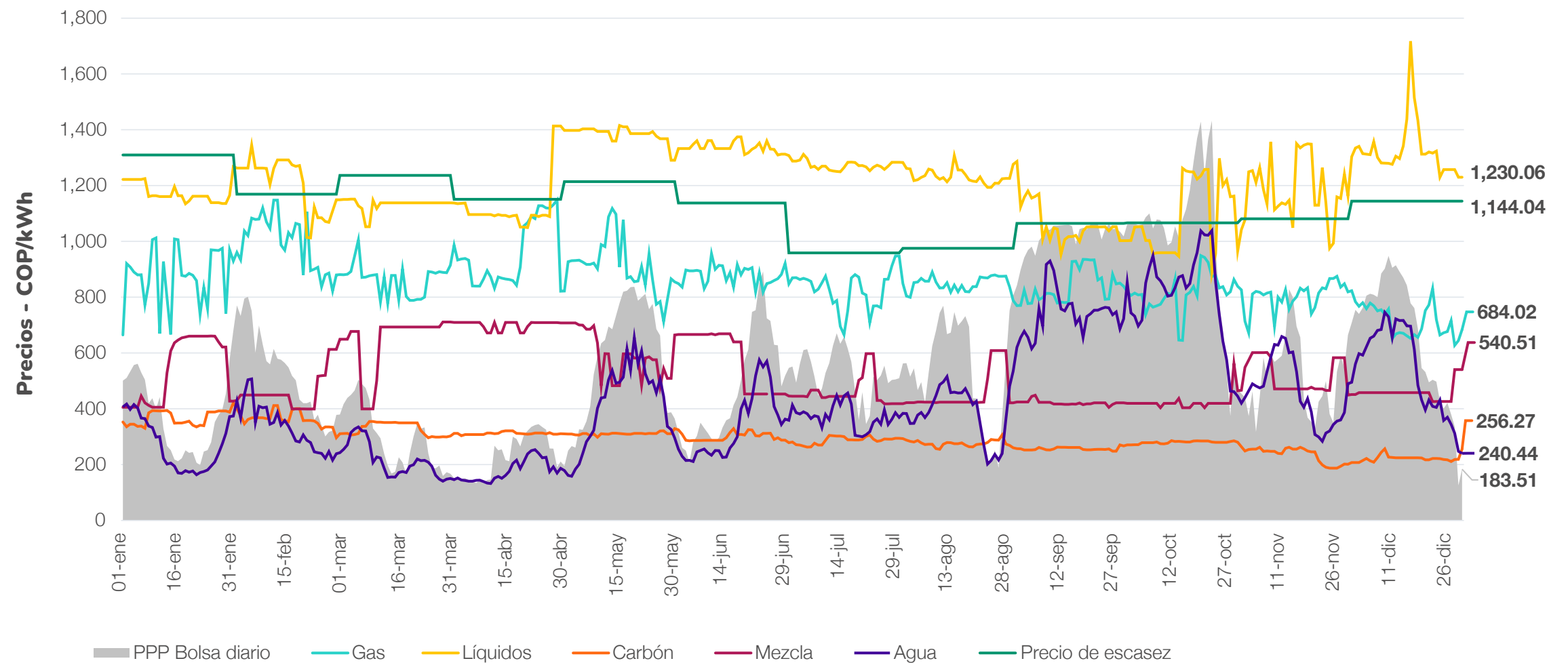


Figura 109. Precios de oferta por categoría de combustible.

## 6.2. Precio de contratos bilaterales

### 6.2.1 Precio promedio ponderado de contratos

En la siguiente gráfica se presenta la evolución de los precios promedio de contratos para el mercado Regulado y No Regulado, respecto al comportamiento del precio promedio ponderado de bolsa y el precio de escasez de activación. Se observa que para el año 2023 el precio promedio para el mercado Regulado fue de 284.25 COP/kwh mientras que para el mercado No Regulado fue de 277.43 COP/kwh.

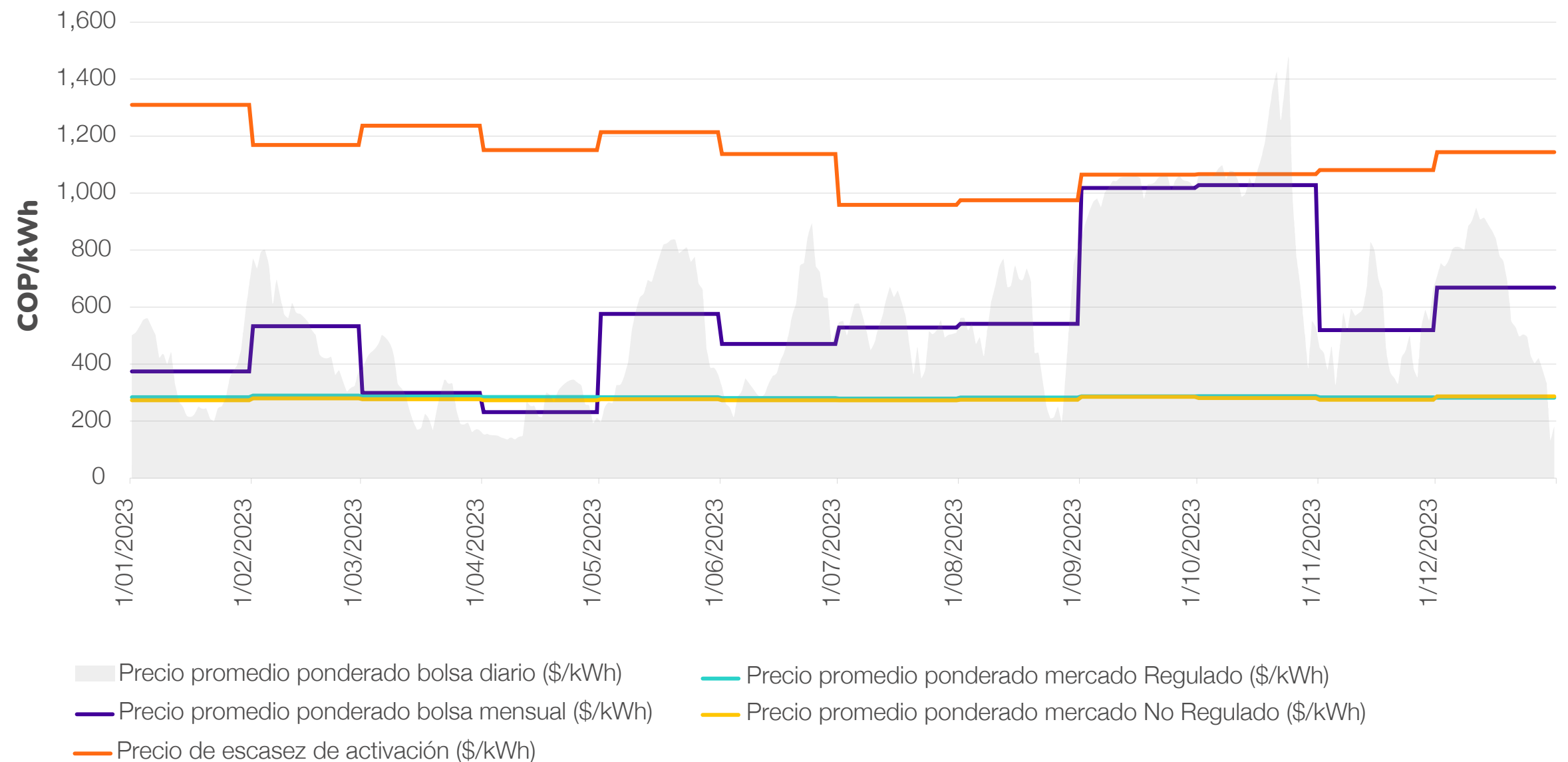


Figura 110. Precios promedio ponderado de contratos.

### 6.2.2 Precio de contratos por año de registro

El precio promedio ponderado por año de registro del 2023 es calculado de acuerdo con los contratos registrados ante el ASIC durante cada año.

En la siguiente gráfica se presentan los precios promedio ponderados y la respectiva participación de los contratos con destino al mercado Regulado. En ella se observa que los menores precios durante el 2023 son en su mayoría contratos registrados en el año 2021.

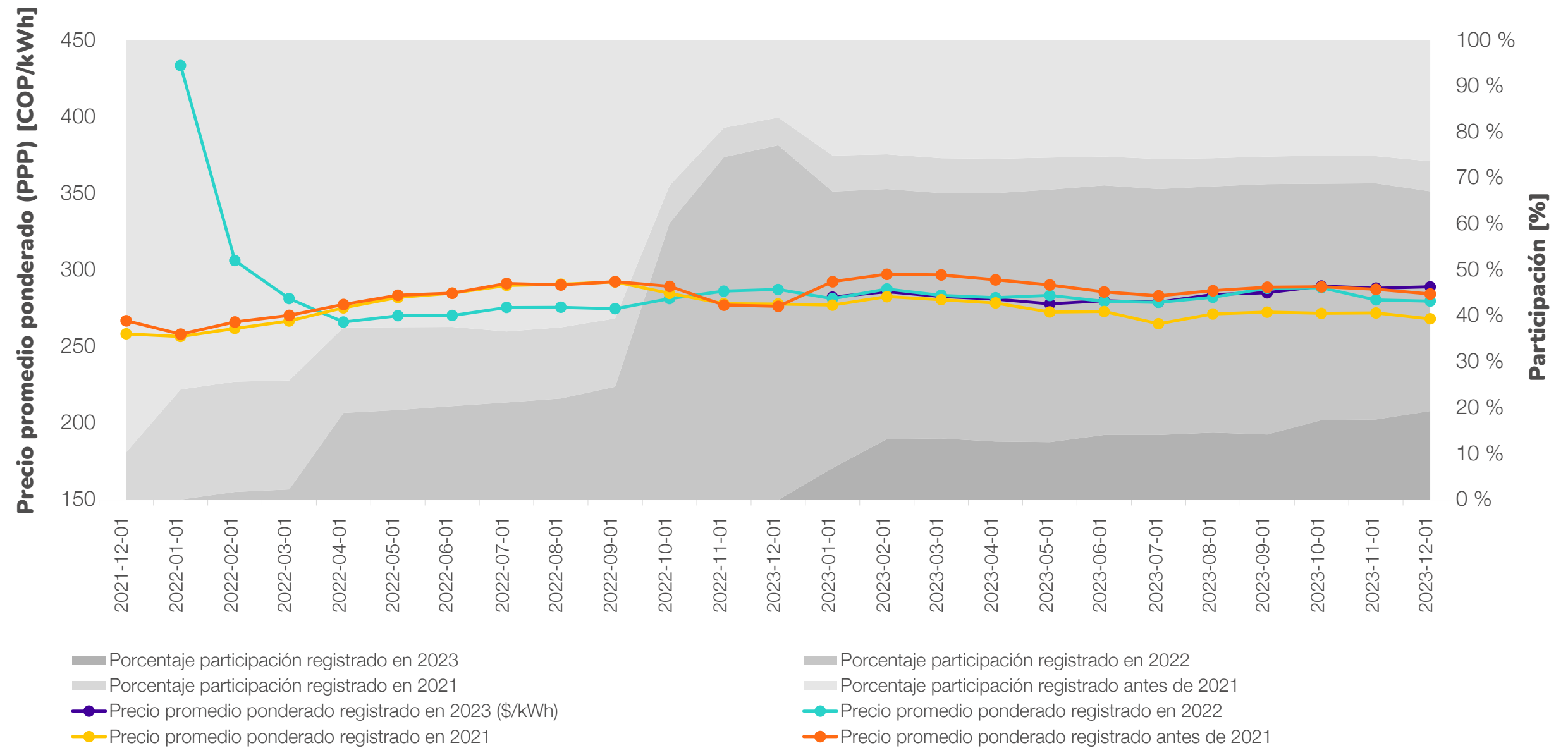


Figura 111. Precios promedio ponderado de contratos con destino al mercado regulado.



Además, en la figura que sigue se presenta el precio promedio ponderado y la respectiva participación de los contratos con destino al mercado No Regulado. Se aprecia que durante todo el año los precios registrados en el año 2021 fueron superiores a los precios contratados en los otros años. Sumado a eso, en el 2023 el precio de los contratos registrados antes del 2021 fue inferior a los otros años de análisis.

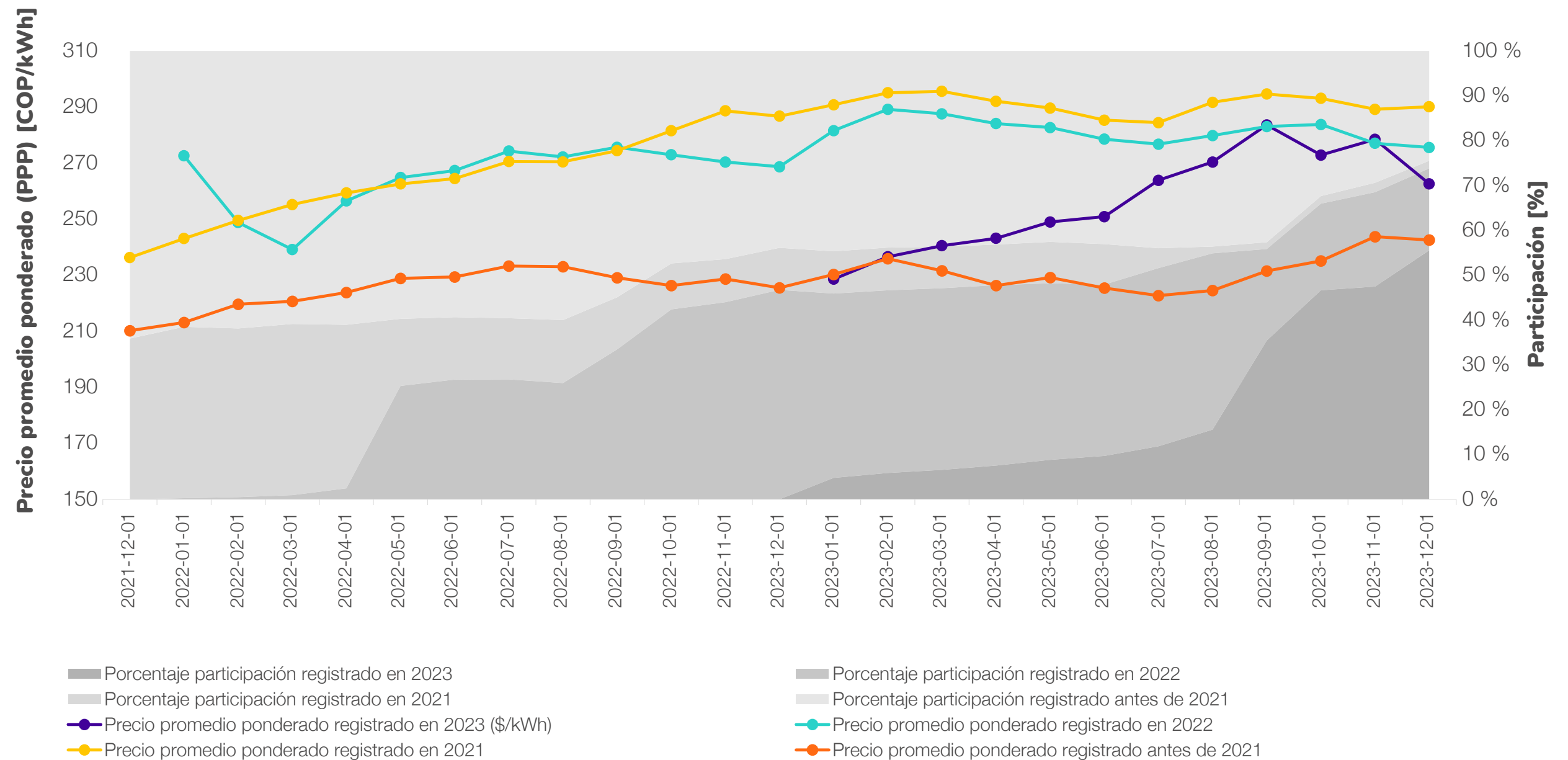


Figura 112. Precios promedio ponderado de contratos con destino al mercado no regulado.

Finalmente, en la figura 113 se presenta el precio promedio ponderado y la respectiva participación de los contratos de intermediación, donde se evidencia un aumento constante hasta septiembre, seguido de una marcada reducción en octubre y noviembre. No obstante, en diciembre se registra un nuevo aumento para los contratos inscritos en 2023.

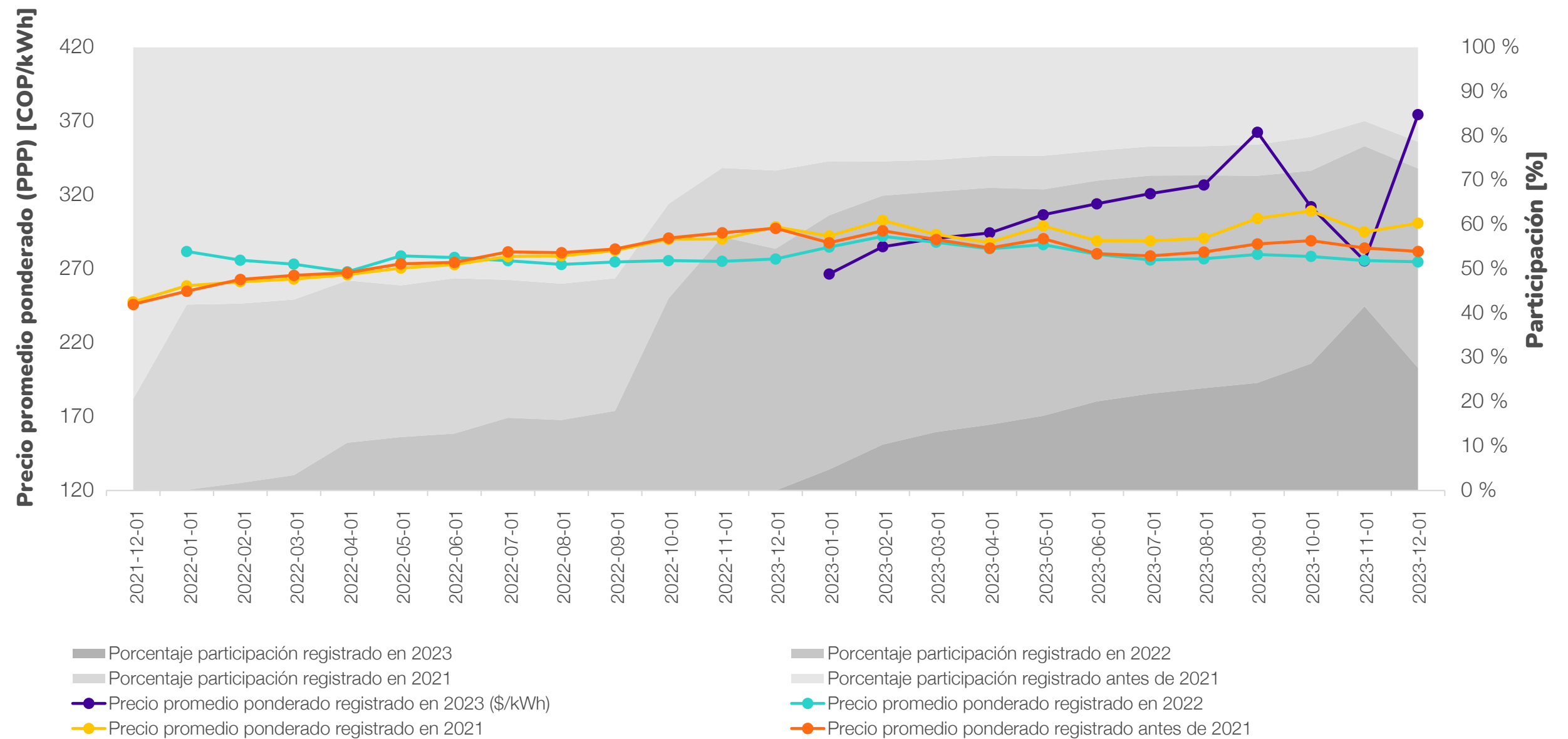


Figura 113. Precios promedio ponderado de contratos de intermediación.

## 6.3 Otros precios

### 6.3.1 CERE y FAZNI

El Costo Equivalente Real de Energía (CERE) es calculado mensualmente de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 071 de 2006 y el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas no Interconectadas (FAZNI) es liquidado, facturado y recaudado por el ASIC, de conformidad con lo establecido en la Resolución 232 de 2015. Estos valores son incluidos en la base de los precios de oferta que presentan las

plantas de generación para el despacho económico, por lo cual son considerados directamente en los precios de bolsa que resultan en el despacho ideal.

En la siguiente gráfica se presenta la evolución del CERE y del FAZNI durante 2023, en ella se evidencia que el comportamiento se mantuvo para el FAZNI en 3.33 COP/kwh, mientras que el CERE se redujo desde abril hasta llegar a un valor de 75.62 COP/kwh en diciembre.

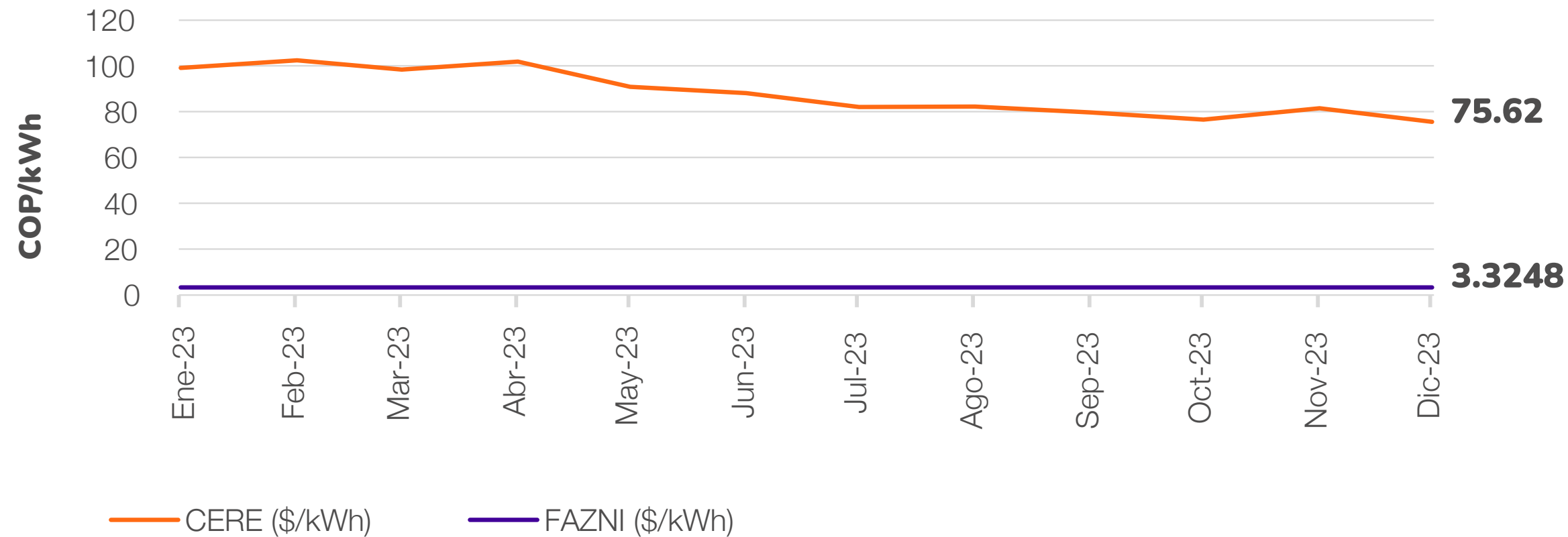
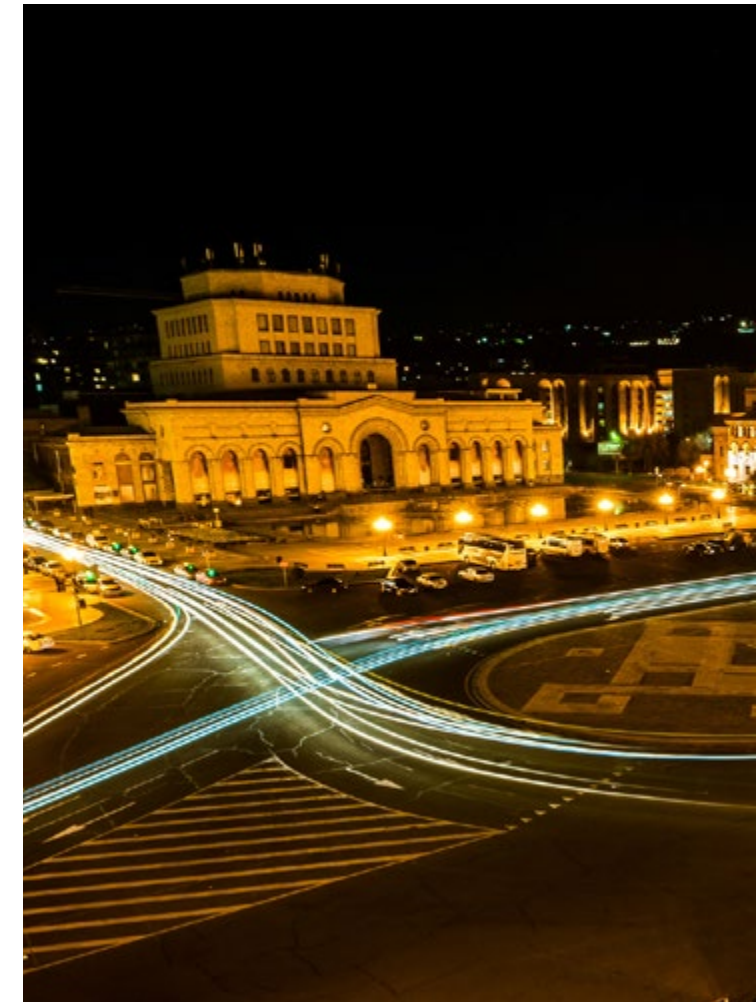


Figura 114. CERE y FAZNI





### 6.3.2 Costo unitario de restricciones y AGC

En la figura que sigue se presenta la evolución del costo unitario de restricciones finales y del valor de responsabilidad comercial AGC en 2023. Se observa una disminución en el costo de las restricciones en los meses de septiembre y octubre en los que se presentó un mayor precio de bolsa.

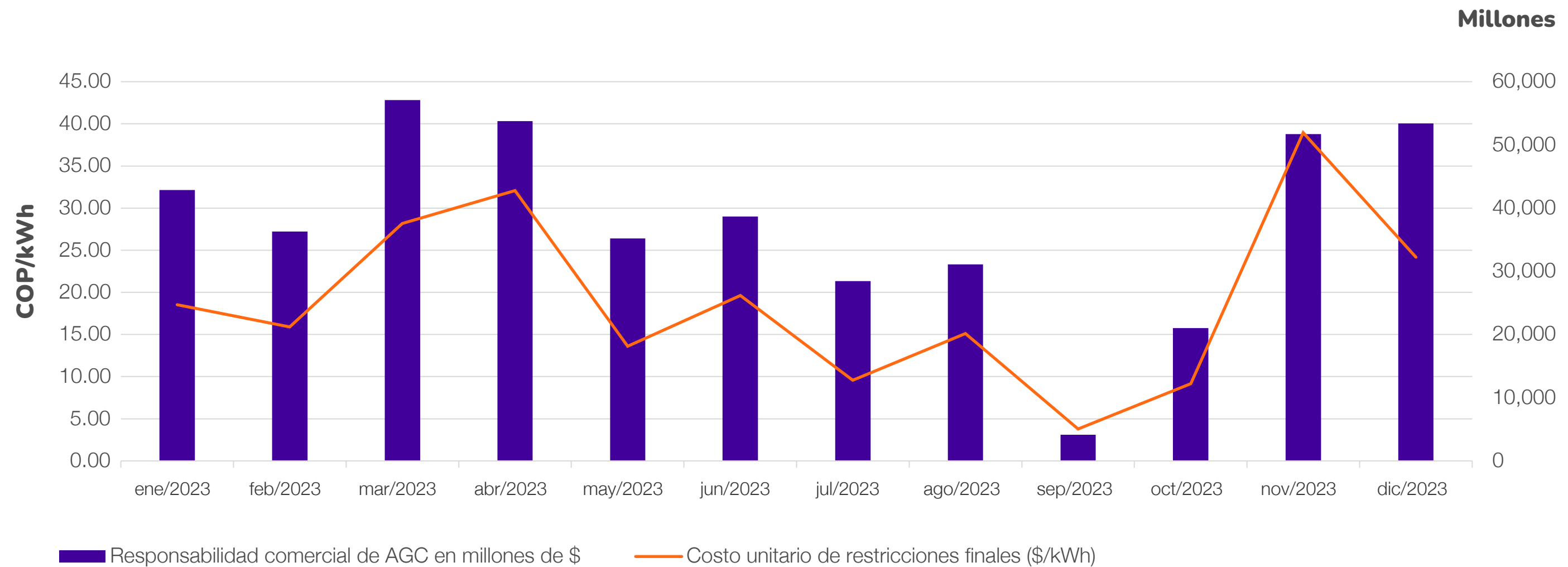


Figura 115. Responsabilidad Comercial de AGC y Costo Unitario de restricciones finales.

### 6.3.3 PPC y CVA. Resolución CREG 010 de 2018

Los Precios Promedios Ponderados por las Cantidades de energía comprada en todos los contratos de largo plazo despachados (PPC), con excepción de los contratos con precios determinables de acuerdo con una fórmula y los Costos Variables Agregados (CVA) en el SIN, son calculados por el ASIC en cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 010 de 2018 y son publicados en la siguiente ruta <https://www.xm.com.co/transacciones/liquidaciones/liquidacion-bolsa/resolucion-010-de-2018>, al igual que los cálculos de los diferentes ajustes emitidos por el ASIC:

Fecha	PPC \$/kwh	CVA \$/kWh	PPC-CVA \$/kWh
ene-23	277.60895	120.20114	157.40781
feb-23	282.40284	122.78437	159.61847
mar-23	281.54365	122.73218	158.81147
abr-23	278.44937	126.74440	151.70497
may-23	277.22538	110.82420	166.40118
jun-23	274.28192	109.76885	164.51307
jul-23	272.98850	100.37916	172.60934
ago-23	278.03515	101.90209	176.13306
sep-23	278.29389	92.35439	185.93950
oct-23	277.29910	92.88003	184.41907
nov-23	274.17476	107.91104	166.26372
dic-23	278.76394	97.53993	181.22401

Tabla 36. PPC y CVA.

### 6.4 Precios del SICEP

En la figura 116 se muestra la evolución mensual del Precio Promedio Ponderado (PPP) de los contratos adjudicados en el SICEP con destino al mercado regulado para el total del SIN para los años 2022 y 2023. Se evidencia que en julio se alcanza un precio promedio ponderado mínimo para el año 2023 de 279.48 COP/kwh, contrario al mismo mes del año 2022 para el cual se alcanzó un precio promedio ponderado máximo de 308.71 COP/kwh presentando una disminución máxima del 9.47 %.

Nota: El precio promedio ponderado se calcula según las cantidades de energía despachadas de cada contrato.

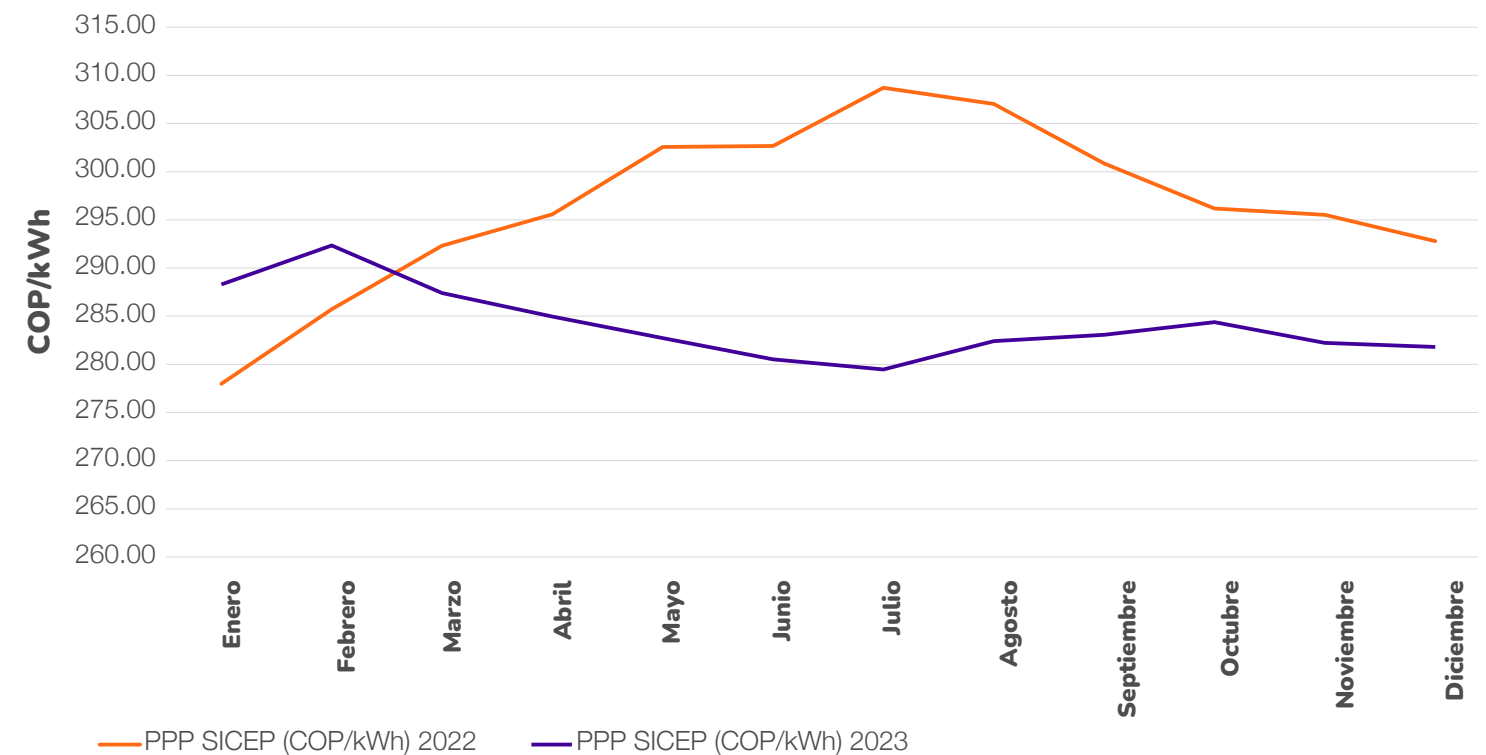


Figura 116. Precios del SICEP.

## 6.5 Precios de contratos UNR

A continuación presentamos los precios promedios ponderados mensuales de las componentes de comercialización (C) y generación (G) del costo unitario (CU) de la facturación de los contratos de servicio público de energía celebrados con usuarios no regulados (UNR). Ambas componentes presentaron una tendencia creciente hasta inicios del cuarto trimestre del año, cuando alcanzaron valores máximos de 17.34 COP/kwh en el mes de septiembre para la componente C y 430.27 COP/kwh en el mes de octubre para la componente G.

Nota: El precio promedio ponderado se calcula por las cantidades de energía facturadas en cada contrato.

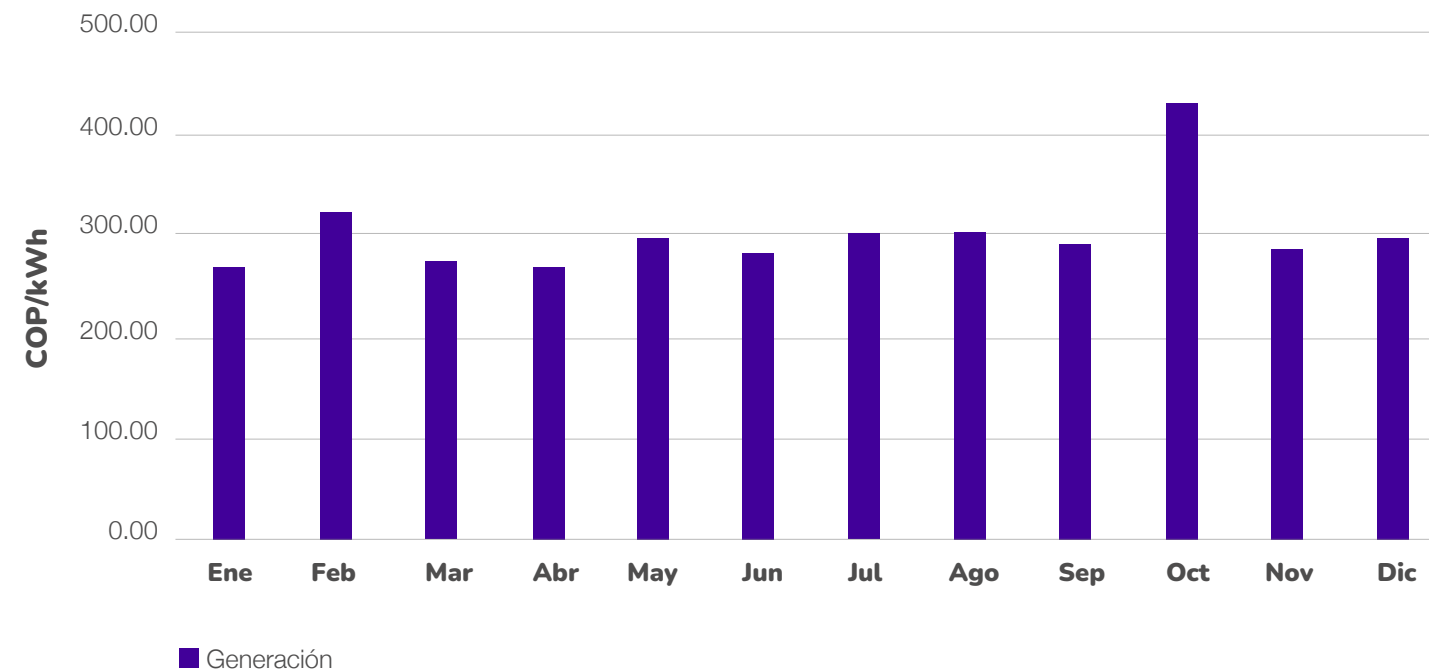


Figura 117. Precio promedio ponderado de contratos con UNR – Componente de Generación

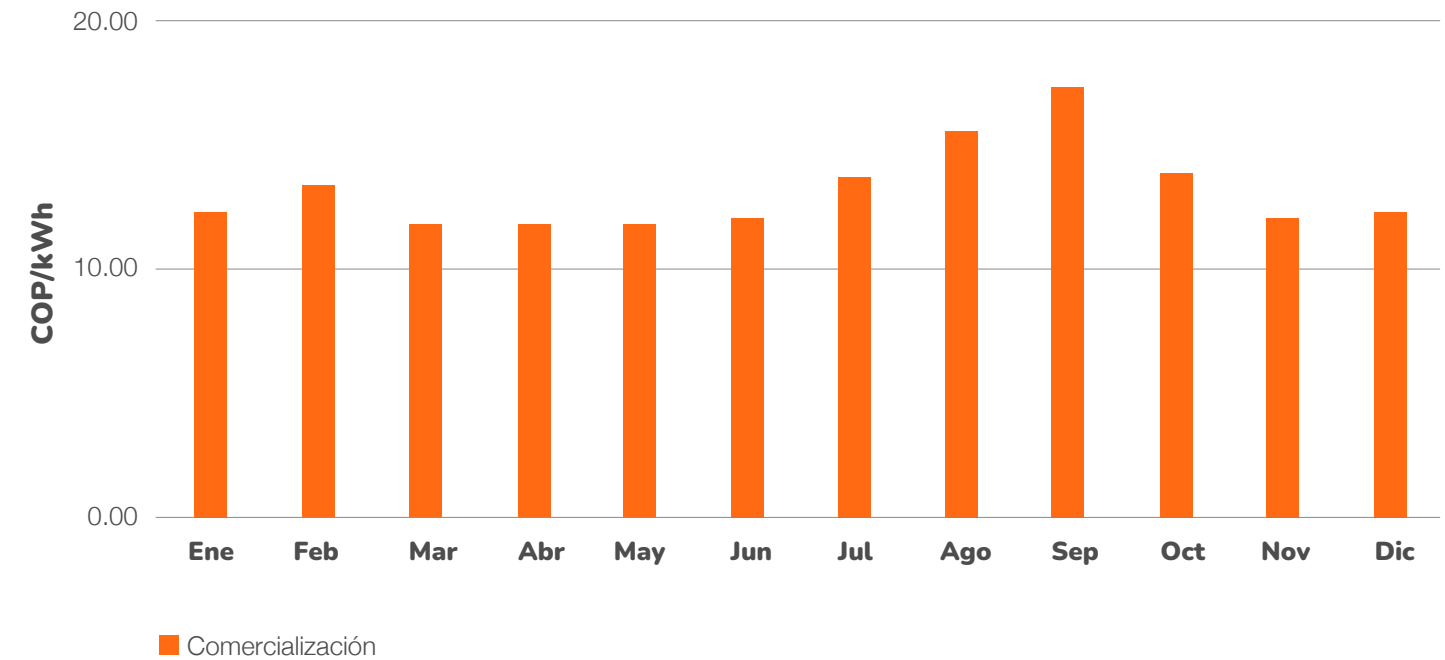


Figura 118. Precio promedio ponderado de contratos con UNR – Componente de Comercialización





## 7. Transacciones del Mercado de Energía Mayorista

### 7.1. Evolución de los principales conceptos

A continuación se detallan los principales conceptos facturados por el ASIC y el LAC, los fondos y las contribuciones liquidadas. Para cada concepto se compara con el año 2022 y se calcula la variación neta y porcentual:

#### Informe Anual de Operación y Mercado 2023

#### Evolución de principales conceptos

Variables	2022	2023	Variación	Crecimiento
<b>Transacciones</b>				
Energía transada en bolsa (GWh)	24,722.06	26,593.36	1,871.30	7.57 %
Energía transada en contratos (GWh)	88,040.97	94,311.58	6,270.61	7.12 %
Total energía transada (GWh)	112,763.03	120,904.94	8,141.91	7.22 %
Desviaciones (6) (GWh)	152.90	287.90	135.00	88.29 %
Desviaciones plantas de generación variable (GWh)	2,261.29	2,200.01	(61.28)	-2.71 %
Porcentaje de la demanda transada en bolsa ( %)	32.1 %	32.7 %	0.01	2.07 %
Porcentaje de la demanda transada en contratos ( %)	67.9 %	67.3 %	(0.01)	-0.98 %
Valor transado en bolsa nacional (millones COP)	5,175,695.19	15,076,824.11	9,901,128.93	191.30 %
Valor transado en contratos (millones COP)	23,726,486.38	26,449,387.26	2,722,900.88	11.48 %
Precio promedio aritmético bolsa nacional (COP/kWh)	215.80	557.65	341.85	158.41 %
Precio promedio ponderado bolsa nacional con la generación real (COP/kWh)	218.28	572.25	353.97	162.16 %
Precio promedio ponderado de contratos con la energía despachada en contratos bilaterales (COP/kWh)	269.49	280.47	10.98	4.07 %
Restricciones sin alivios (millones COP)	2,302,566.93	1,409,290.15	(893,276.78)	-38.79 %
Responsabilidad comercial AGC (millones COP)	529,115.29	453,629.10	(75,486.19)	-14.27 %
Desviaciones (millones COP) (6)	30,181.01	100,007.67	69,826.65	231.36 %
Cargos CND y ASIC (millones COP)	232,179.69	351,280.58	119,100.89	51.30 %

Total transacciones mercado sin contratos (millones COP)	10,036,229.58	21,871,247.48	11,835,017.90	117.92 %
Total transacciones del mercado (millones COP)	33,762,715.96	48,320,634.74	14,557,918.78	43.12 %
Rentas de congestión (millones COP)	14,091.61	76,097.79	62,006.18	440.02 %
Valor a distribuir cargo por confiabilidad (millones COP)	6,054,927.64	6,425,093.88	370,166.24	6.11 %
Desviaciones del Cargo por Confiabilidad (millones COP)	0.00	66,390.58	66,390.58	100.00 %
Restricciones Finales - Con alivios (millones COP)	2,466,493.69	1,535,972.22	(930,521.47)	-37.73 %
Reconciliaciones Negativas (millones COP)	1,834,744.40	4,638,423.80	2,803,679.40	152.81 %
Reconciliaciones Positivas (millones COP)	3,688,262.22	4,578,069.44	889,807.22	24.13 %
Ingreso Regulado de OPACGNI (millones COP)	211,980.85	217,948.74	5,967.90	2.82 %
Alivios desviaciones generación variable (millones COP)	2,261.29	2,200.01	(61.28)	-2.71 %
<b>Variables</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>Variación</b>	<b>Crecimiento</b>
<b>Lac</b>				
Cargos por uso (5) STN (millones COP)	3,639,894.38	3,980,782.70	340,888.32	9.37 %
Cargos por uso STR (millones COP)	2,511,684.06	2,589,127.04	77,442.98	3.08 %
Cargos por uso SDL (7) (millones COP)	7,479,686.93	7,493,241.13	13,554.19	0.18 %
<b>Variables</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>Variación</b>	<b>Crecimiento</b>
<b>Fondos y Contribuciones</b>				
FAZNI (1) (millones COP)	191,538.91	247,336.25	55,797.34	29.13 %
FOES (2) (millones COP)	188,747.67	230,593.51	41,845.84	22.17 %
FAER (3) (millones COP)	180,273.06	224,018.60	43,745.53	24.27 %
PRONE (4) (millones COP)	163,104.20	202,683.49	39,579.29	24.27 %

**Tabla 37. Evolución de los principales conceptos del MEM**

- (1) Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas (FAZNI).  
(2) Fondo de energía social (FOES) incluye lo recaudado por el ASIC y el LAC.  
(3) Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas rurales interconectadas (FAER)  
(4) Programa de normalización de redes eléctricas (PRE).  
(5) El valor de cargos por uso del STN incluye la contribución al FAER, FOES y PRONE.  
(6) Corresponde a los ingresos para las ADD (áreas de distribución) Oriente, Occidente, Centro y Sur.

## 7.2. Balance de restricciones

En la gráfica siguiente se presenta el costo y recaudo de la reconciliación positiva y negativa, el servicio AGC, las restricciones, el incremento de las reconciliaciones negativas por AGC y la responsabilidad comercial AGC que fue liquidado por el ASIC para cada uno de los meses de 2023. Se destaca que septiembre y octubre fueron los meses con menores costos unitarios de restricciones, siendo estos de 1.30 COP/kwh y 4.56 COP/kwh respectivamente, explicados principalmente por el alto costo de los precios en la bolsa de energía que permiten a la generación térmica ser remunerada de manera directa por el mercado marginalista; marzo y abril presentaron el costo de restricciones más altos con valores unitarios de 25.19 COP/kwh y 29.03 COP/kwh respectivamente. La responsabilidad comercial de AGC corresponde al valor que deben asumir los generadores por la prestación de este servicio complementario. Así las cosas, el mes con mayor costo unitario de responsabilidad comercial de AGC fue marzo con valor de 8.53 COP/kwh.

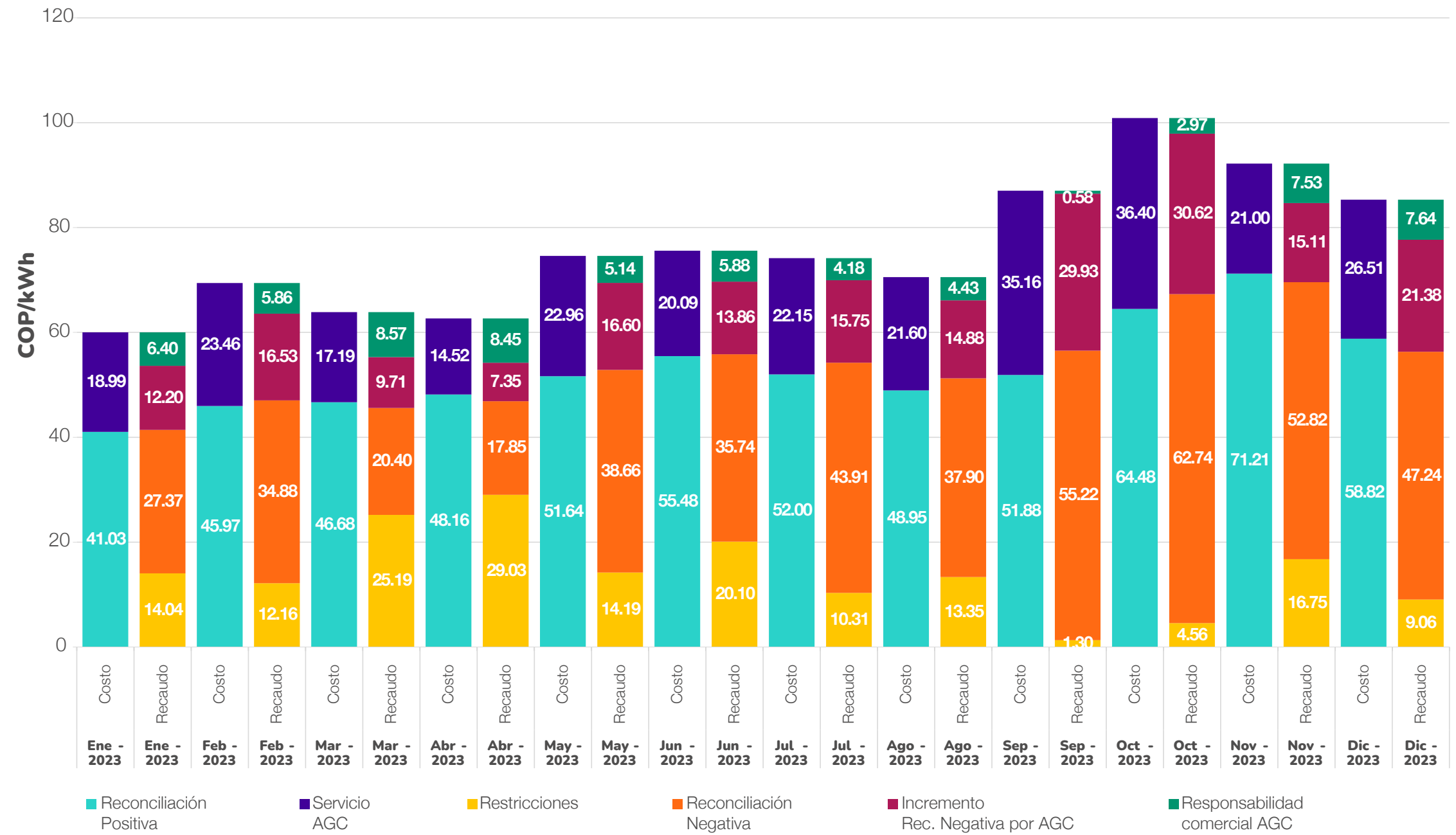


Figura 119. Evolución de los costos de restricciones.



### 7.3. Transacciones TIE

Durante el año 2023 el SIN exportó 1,296,595.01 MWh por \$1,188,497.23 millones COP en Transacciones Internacionales de Energía (TIE), las cuales se realizan en el marco de la Comunidad Andina de Naciones y aumentaron en un 178.66 % respecto al 2022, al pasar de 465,299 MWh a 1,296,595.01 MWh. Además, el 59.15 % del total anual se exportó en el segundo semestre del 2023.

Mes	Valor exportaciones (Millones COP)	Energía exportada (MWh)	Porcentaje mensual vs. año - energía
Enero	134,439.62	302,671.21	23.344 %
Febrero	111,941.40	203,500.51	15.695 %
Marzo	7,480.92	17,849.11	1.377 %
Abril	108.90	683.09	0.053 %
Mayo	1,718.36	4,796.79	0.370 %
Junio	48.50	132.07	0.010 %
Julio	76.39	131.52	0.010 %
Agosto	14,074.39	20,252.41	1.562 %
Septiembre	246,837.68	242,680.25	18.717 %
Octubre	220,108.70	191,694.01	14.784 %
Noviembre	250,095.60	178,991.21	13.805 %
Diciembre	201,566.77	133,212.83	10.274 %
<b>Total</b>	<b>1,188,497.23</b>	<b>1,296,595.01</b>	<b>100 %</b>

Tabla 38. Exportaciones TIE.

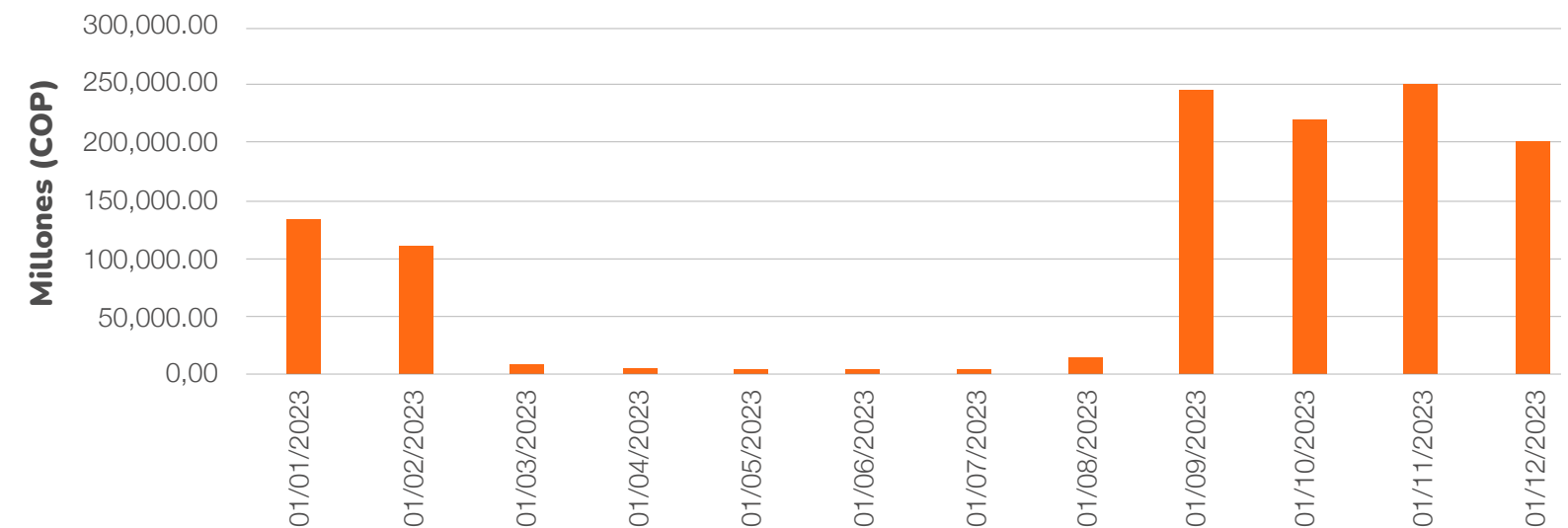


Figura 120. Valor de exportaciones TIE.

**El mercado colombiano pagó 210,096.43 millones COP por la energía traída desde el país vecino.**

En cuanto a importaciones, estas tuvieron un valor importante durante mayo, junio y julio. Las importaciones desde Ecuador tuvieron un gran aumento respecto al 2022, del orden del 233.07 %, ya que pasaron de 159,151 MWh a 530,086.96 MWh. El mercado colombiano pagó 210,096.43 millones COP por la energía traída desde el país vecino.

Mes	Valor importaciones (Millones COP)	Energía importada (MWh)	Porcentaje mensual vs. año - energía
Enero	0.00	0.00	0.000 %
Febrero	77.01	38.83	0.007 %
Marzo	2,997.60	19,464.55	3.672 %
Abril	3,910.93	25,765.83	4.861 %
Mayo	65,956.35	134,821.90	25.434 %
Junio	50,613.31	133,676.92	25.218 %
Julio	68,946.75	173,820.04	32.791 %
Agosto	17,299.66	42,230.75	7.967 %
Septiembre	41.27	46.96	0.009 %
Octubre	70.56	44.97	0.008 %
Noviembre	48.30	35.73	0.007 %
Diciembre	134.70	140.48	0.027 %
<b>Total</b>	<b>210,096.43</b>	<b>530,086.96</b>	<b>100 %</b>

Tabla 39. Importaciones TIE

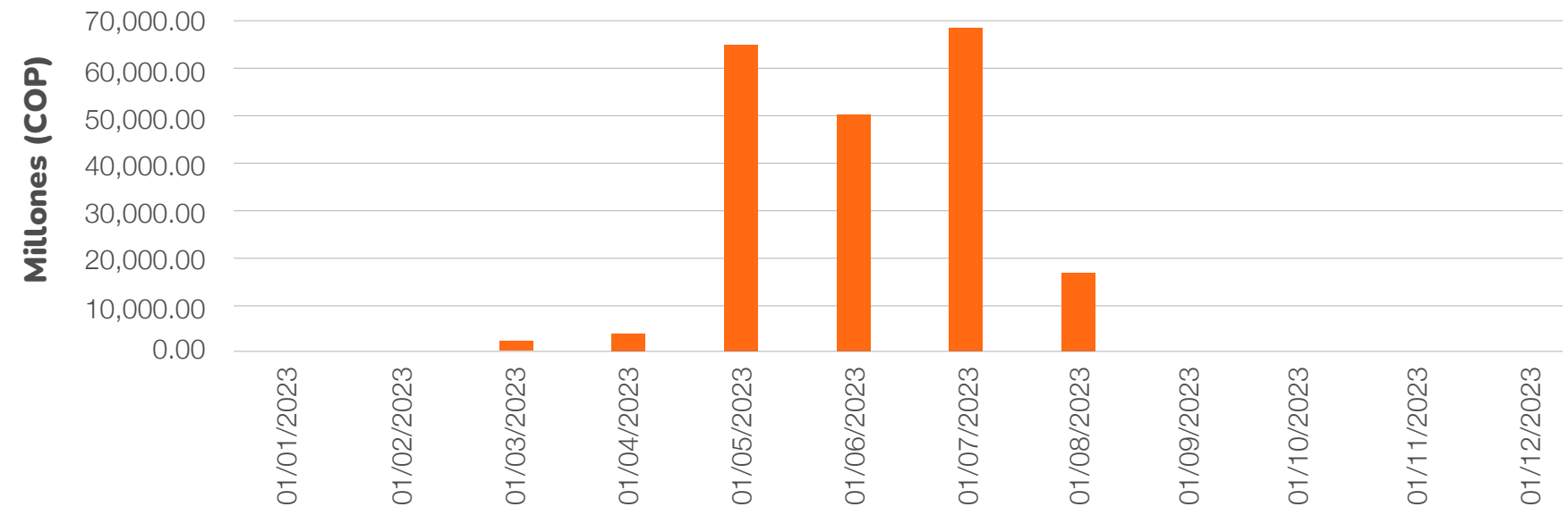
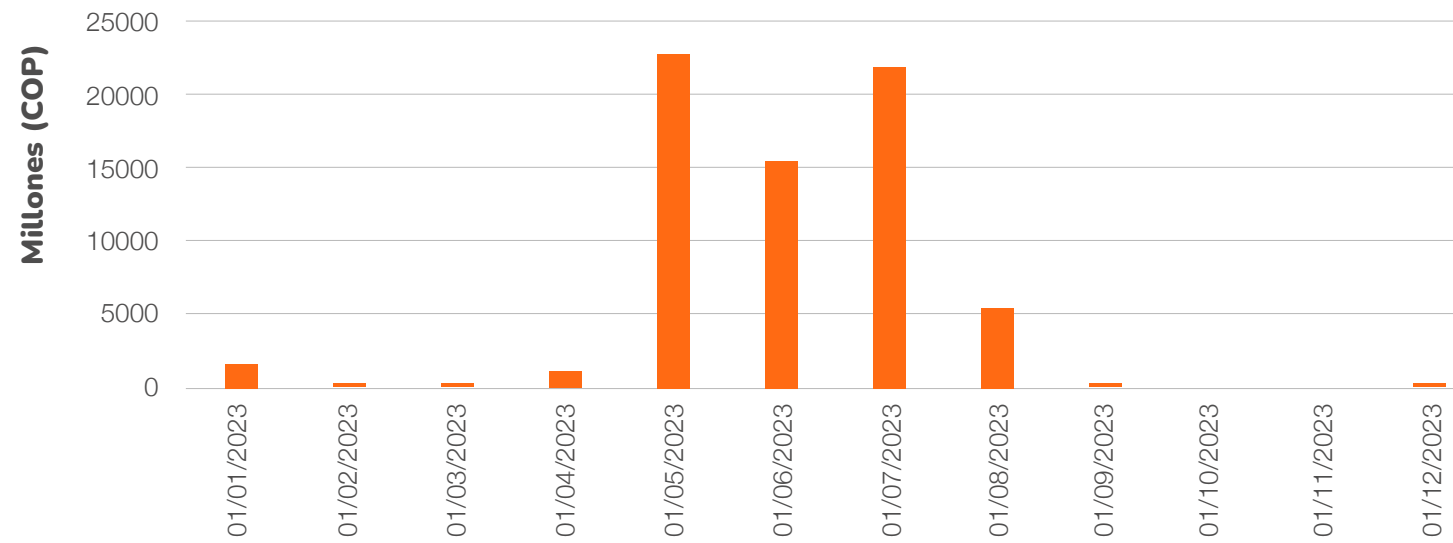


Figura 121. Valor Importaciones TIE.

Independiente del país exportador, la diferencia entre los precios de Ecuador y Colombia genera lo que se conoce como rentas de congestión, que consisten en el beneficio económico de la operación ya que se calculan como la diferencia de precios multiplicada por la energía exportada. De acuerdo con la regulación vigente, las rentas generadas por la importación (exportación) desde (hacia) Ecuador son divididas por partes iguales entre los países. En el caso colombiano, una parte de este dinero es utilizado para disminuir las restricciones (en dinero) del sistema; en el siguiente gráfico se muestra la evolución que tuvo esta variable durante 2023.



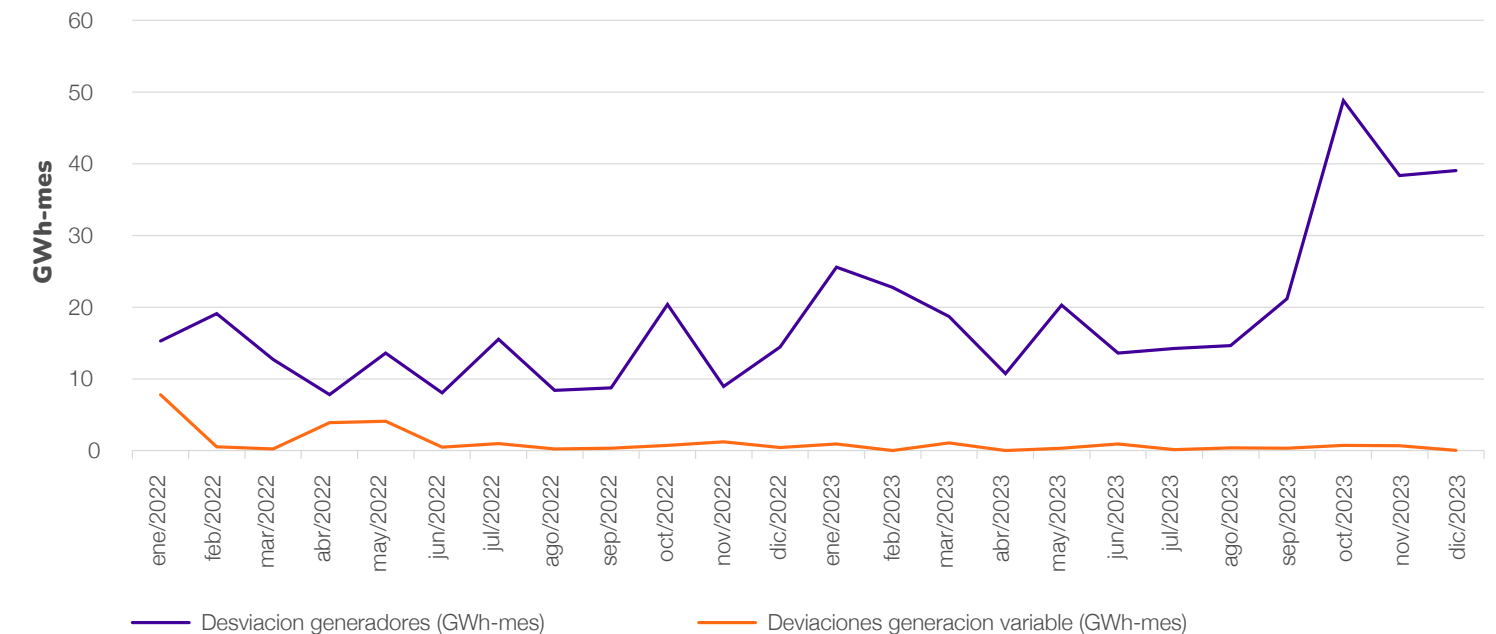
**Figura 122. Rentas de congestión para cubrir restricciones, 2023, en pesos colombianos.**

Es importante resaltar que, de acuerdo con la normatividad, las rentas de congestión originadas en operaciones de importación de energía desde Ecuador se utilizan en su totalidad para el alivio de restricciones, mientras que, en el caso de exportaciones hacia Ecuador, solo una fracción de las rentas allí originadas se utiliza para dicho fin. Esto hace que el valor de las rentas utilizadas para cubrir restricciones tenga una alta correlación con el de las importaciones.

### 7.4. Desviaciones al programa de generación

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 024 de 1995 y la Resolución CREG 060 de 2019, el ASIC aplica los cobros por desviaciones que en esta se estipulan para las plantas de generación del SIN. En el siguiente gráfico se

ilustra la evolución durante el año 2022 y 2023 donde se puede apreciar que las desviaciones se han mantenido por debajo de los 25 GWh-mes durante gran parte del año, a excepción de los meses de octubre, noviembre y diciembre del 2024 explicado principalmente por desviaciones mayores al 5 % con respecto al programa de generación.



**Figura 124. Desviaciones respecto al programa de generación, 2022 y 2023.**

Así mismo, en la siguiente tabla se presenta el cobro por desviaciones que se recaudó. Cabe aclarar que el cobro por desviaciones de la generación variable que comenzó a realizarse a partir de 2020 se aplica a los comercializadores como un menor valor en el costo de las restricciones como lo veremos más adelante.



Año-Mes	"Desviacion Generadores [Millones COP]"	Desviaciones Generacion Variable [Millones COP]
ene-2021	647.10	11.70
feb-2021	2,012.25	78.65
mar-2021	1,082.78	110.71
abr-2021	671.66	42.77
may-2021	571.70	13.81
jun-2021	1,079.54	0.57
jul-2021	822.71	0.87
ago-2021	776.95	5.39
sept-2021	606.56	10.94
oct-2021	1,005.97	16.52
nov-2021	1,389.44	20.71
dic-2021	5,368.45	49.74
ene-2022	2,550.64	1,038.96
feb-2022	5,321.69	169.63
mar-2022	1,791.22	32.06
abr-2022	1,749.67	497.45
may-2022	1,752.21	72.10
jun-2022	672.67	9.35

Año-Mes	"Desviacion Generadores [Millones COP]"	Desviaciones Generacion Variable [Millones COP]
jul-2022	2,179.84	3.79
ago-2022	1,086.78	24.39
sept-2022	2,429.84	40.92
oct-2022	5,399.82	196.17
nov-2022	1,352.58	88.04
dic-2022	3,894.06	88.44
ene-2023	4,606.91	244.67
feb-2023	6,114.88	-
mar-2023	3,768.89	170.05
abr-2023	1,541.12	-
may-2023	8,484.44	245.16
jun-2023	3,941.74	148.45
jul-2023	4,458.46	63.70
ago-2023	5,392.13	102.29
sept-2023	10,448.62	286.58
oct-2023	20,336.19	701.61
nov-2023	17,400.91	229.97
dic-2023	13,513.37	7.54

Tabla 40. Cobro por desviaciones recaudado.

## 7.5. Liquidaciones de bolsa, contratos y otros conceptos

A continuación presentamos el volumen total transado en el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC) para el año 2023, el cual alcanzó \$48.3 billones de pesos. Este año se presentó un aumento de 14.56 billones de pesos respecto al 2022.

En la tabla 41 se detallan los diferentes conceptos liquidados:

### Transacciones del mercado (miles de millones de pesos\*)

Concepto	2021 [Miles de millones COP]	2022 [Miles de millones COP]	2023 [Miles de millones COP]	Variación 2022 vs 2021	Variación 2023 vs 2022
Contratos**	19,114.81	23,726.49	26,449.39	24.13 %	11.48 %
Compras Bolsa Nacional	3,043.17	5,040.96	14,147.03	65.65 %	180.64 %
Compras Bolsa TIE	4,1.50	134.73	929.79	224.66 %	590.10 %
Compras Bolsa Internacional	-	\$ 0.00	-	0.00 %	0.00 %
Restricciones Finales ( con Alivios )	1,737.66	2,466.49	1,535.97	41.94 %	-37.73 %
Responsabilidad Comercial AGC	393.72	\$ 529.12	453.63	34.39 %	-14.27 %
Reconciliación Negativa	1,327.52	1,739.80	4,638.42	31.06 %	149.04 %
Desviaciones al programa de Generación	16.04	30.18	100.01	88.22 %	231.36 %
Desviaciones de OEF	-	0.00	66.39	0.00 %	100 %
<b>Total transacciones en el SIC</b>	<b>25,724.53</b>	<b>33,764.44</b>	<b>48,320.63</b>	<b>31.25 %</b>	
Servicios AGC Moneda	711.62	969.89	1,908.39	36.29 %	96.76 %
Recaudo Resolucion CREG 178 de 2015	-	\$ 0.00	-	0.00 %	0.00 %
Cobros a Cogeneradores y Autogeneradores (Res CREG 005/2010 y 024/2014)	-	0.00	1.53	0.00 %	100 %
Garantías del Cargo por Confiabilidad	93.85	40.64	18.02	-56.69 %	-55.67 %
Ingreso Regulado de OPACGNI	171.86	211.98	217.95	23.34 %	2.82 %
Servicios SIC -CND	182.32	232.18	351.28	27.35 %	51.30 %
Servicios LAC	25.43	30.37	37.27	19.46 %	22.70 %
Restricciones (sin Alivios)	1,675.16	2,302.57	1,409.29	37.45 %	-38.79 %
Reconciliaciones Positivas	2,684.78	3,601.59	4,287.33	34.15 %	19.04 %
Rentas de Congestión por Importación y Exportación TIE	22.51	14.09	76.10	-37.41 %	440.02 %
Liquidación del Cargo por Confiabilidad - RRID (Res. 071/2006)	4,943.78	6,054.93	6,425.09	22.48 %	6.11 %
Alivio Desviación Generación Variable	0.36	2.26	2.20	524.00 %	-2.71 %
Liquidación FAZNI	145.29	191.54	205.07	31.83 %	7.06 %
Liquidación FOES	3.88	8.47	6.57	118.50 %	-22.42 %

Tabla 41. Conceptos liquidados de bolsa, contratos y otros.

\*Pesos corrientes

\*\* La información de contratos se calcula con base en los precios y condiciones declaradas por los agentes del MEM.

\*\*\* Obligaciones de Energía Firme.

El valor del FOES liquidado en el ASIC es producto del 80 % de las rentas de congestión por exportación TIE asignadas a Colombia.

Por último, en términos del Mercado de Energía Mayorista, independiente de su tamaño, es relevante hacer seguimiento al índice de liquidez, el cual, en términos simples, es una medida de cuántos compradores y vendedores están presentes, y si las transacciones pueden llevarse a cabo fácilmente.

## 8. Cargo por confiabilidad

### 8.1 Remuneración Real Total Mensual (RRT)

La Remuneración Real Total Mensual (RRT) corresponde a los pagos mensuales realizados a los generadores de energía por las OEF asignadas mediante los mecanismos establecidos en la Resolución CREG 071 de 2006. En la figura siguiente se presenta la evolución de la Tasa Representativa del Mercado (TRM) del último día calendario de cada mes, con la que se realiza la actualización del precio promedio ponderado del cargo por confiabilidad de la OEF respaldado por cada planta o unidad de generación.

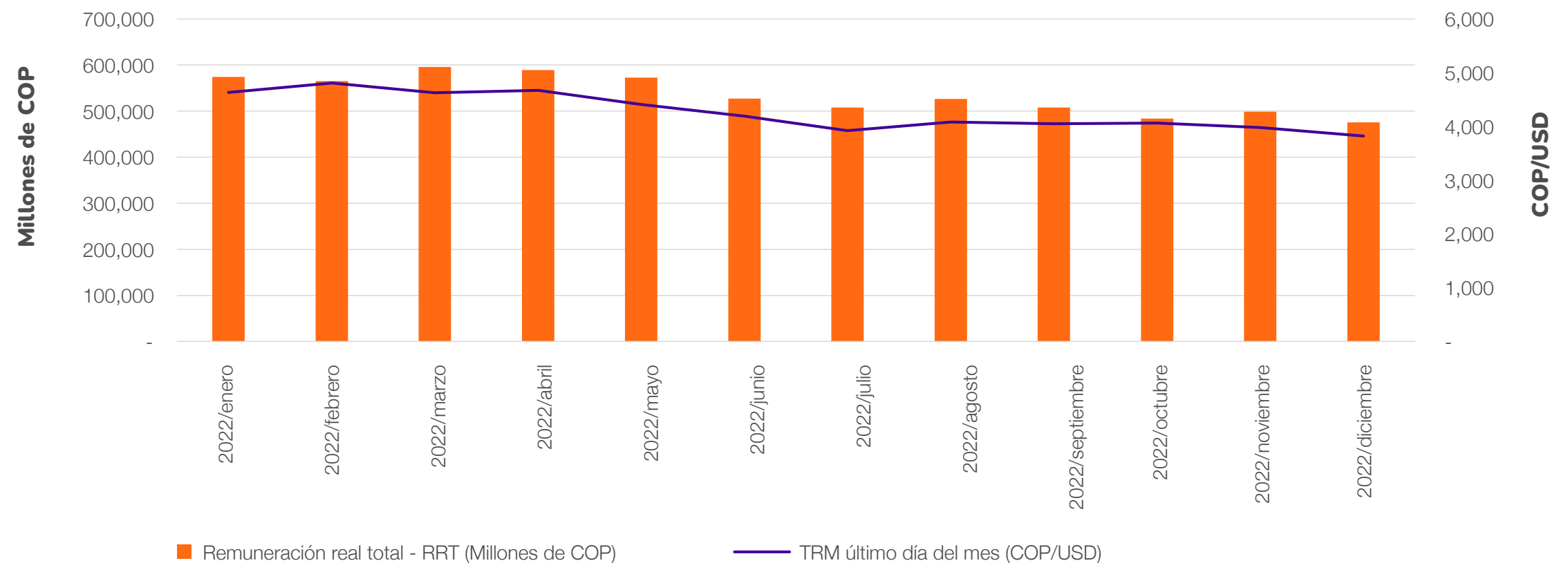
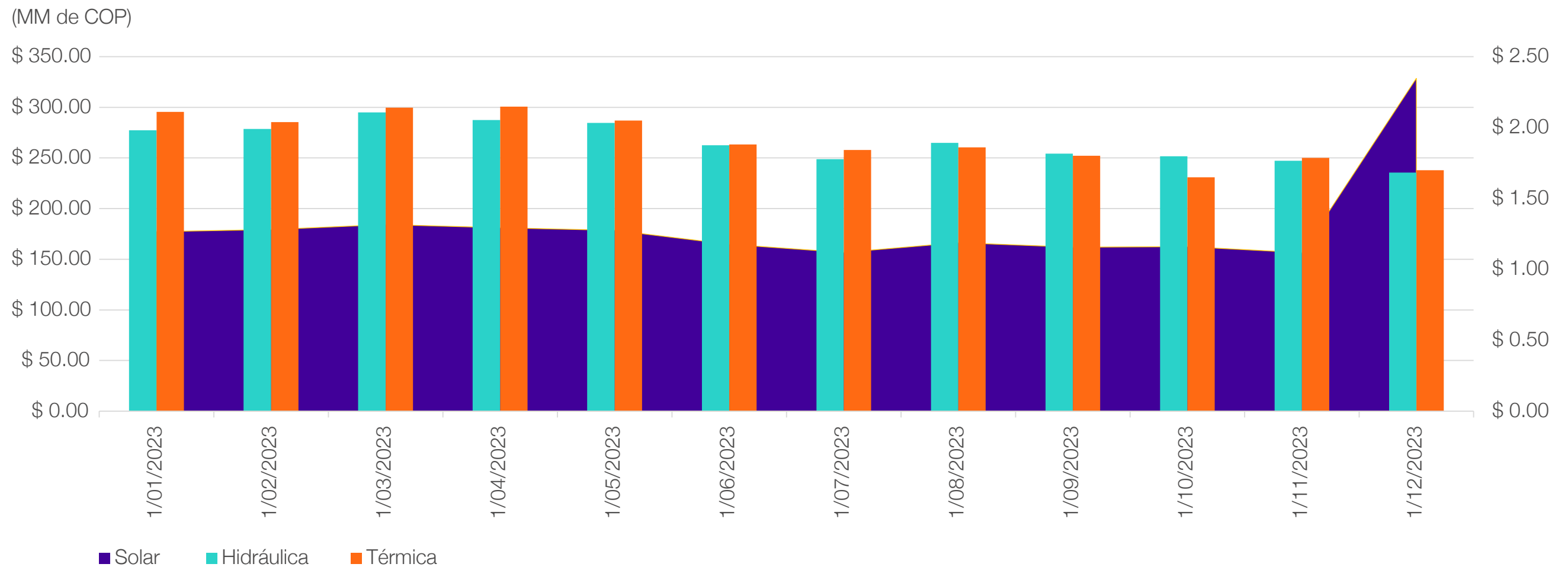


Figura 124. Remuneración Real Total (RRT) en millones de pesos.



## 8.2 Valor a distribuir por confiabilidad

Según la normatividad vigente, la asignación de OEF se realiza en dólares americanos (USD) para luego convertirla en pesos colombianos (COP) mediante los procedimientos indicados en la regulación. En la figura 126 se presenta la evolución que tuvo la remuneración que recibieron los agentes generadores que representan ante el ASIC las plantas de generación con OEF asignadas.



**Figura 125. Valor a distribuir por Tipo de Fuente**

Los pagos asociados al cargo por confiabilidad durante el 2023 fueron en promedio de COP 596.022 millones mensuales para las plantas térmicas, hidráulicas y solares que tienen asignaciones de OEF. Ese valor alcanzó un total COP 6.4 billones para el presente

año. Este valor es un 6 % mayor al calculado durante el 2022 (COP 6.0 billones) explicado por las alzas que se observaron en la TRM durante el primer semestre del año.

Las plantas de generación solar El Paso, La Mata y Guayepo comenzaron a recibir remuneración de OEF a partir de diciembre de 2023.

### 8.3 Obligaciones de Energía Firme

El siguiente gráfico presenta las OEF hasta el último periodo asignado. Es importante resaltar que el mercado cuenta con asignaciones de energía firme hasta el año 2042. Los datos presentados no incluyen la subasta que se realizará en febrero de 2024.

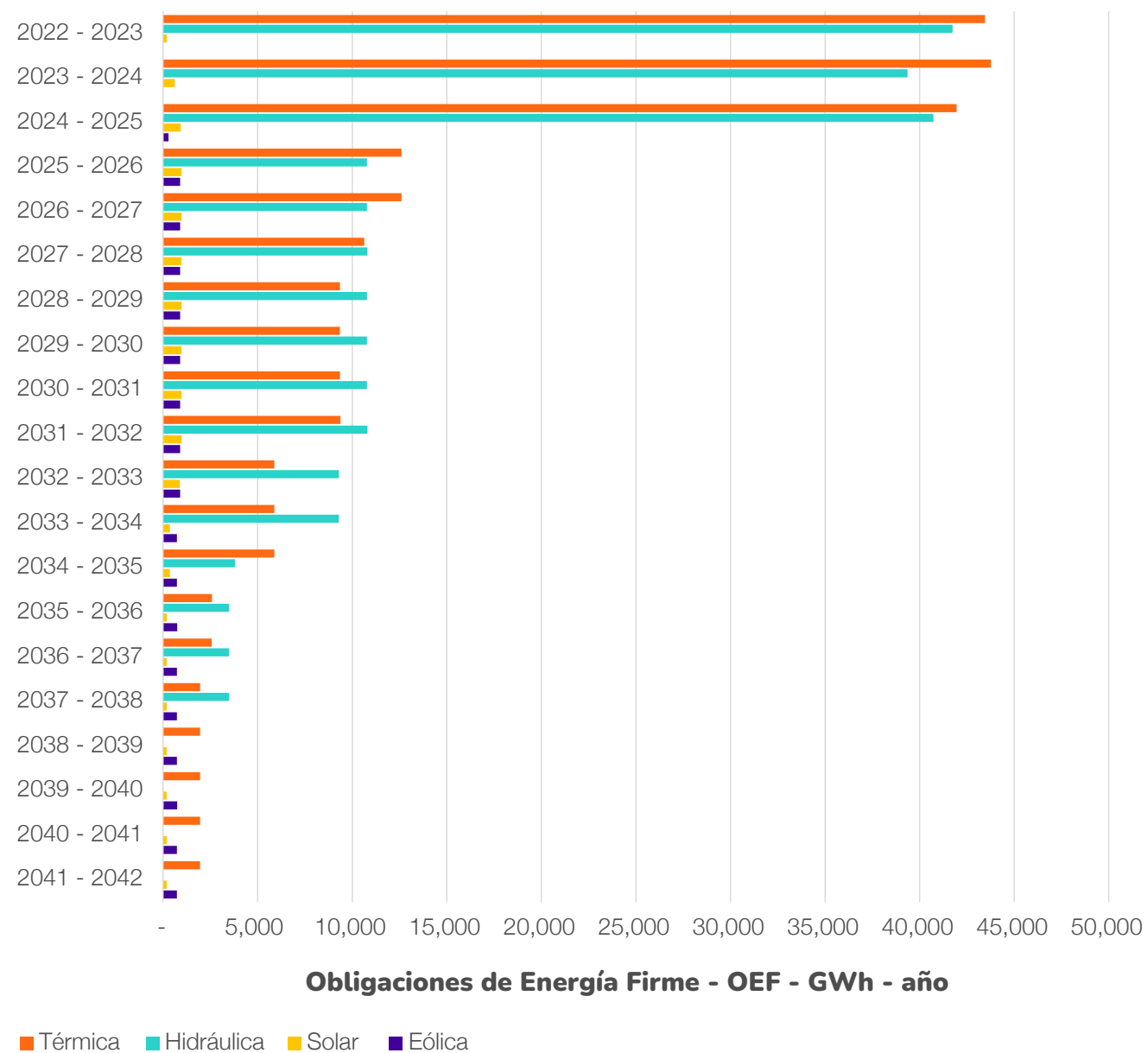


Figura 126. Obligaciones de energía firme asignadas en el Mercado Colombiano.

### 8.4 ENFICC vigente

A continuación se presenta la distribución de la energía firme del SIN con corte al 31 de diciembre de 2023. Se observa que la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) en operación es similar entre fuentes térmicas e hidráulicas. Para este año se incluyeron las siguientes plantas de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) con tecnología solar: Latam Solar La Loma, Sunnorte, Parque Solar La Unión, El Paso, Guayepo y La Mata.

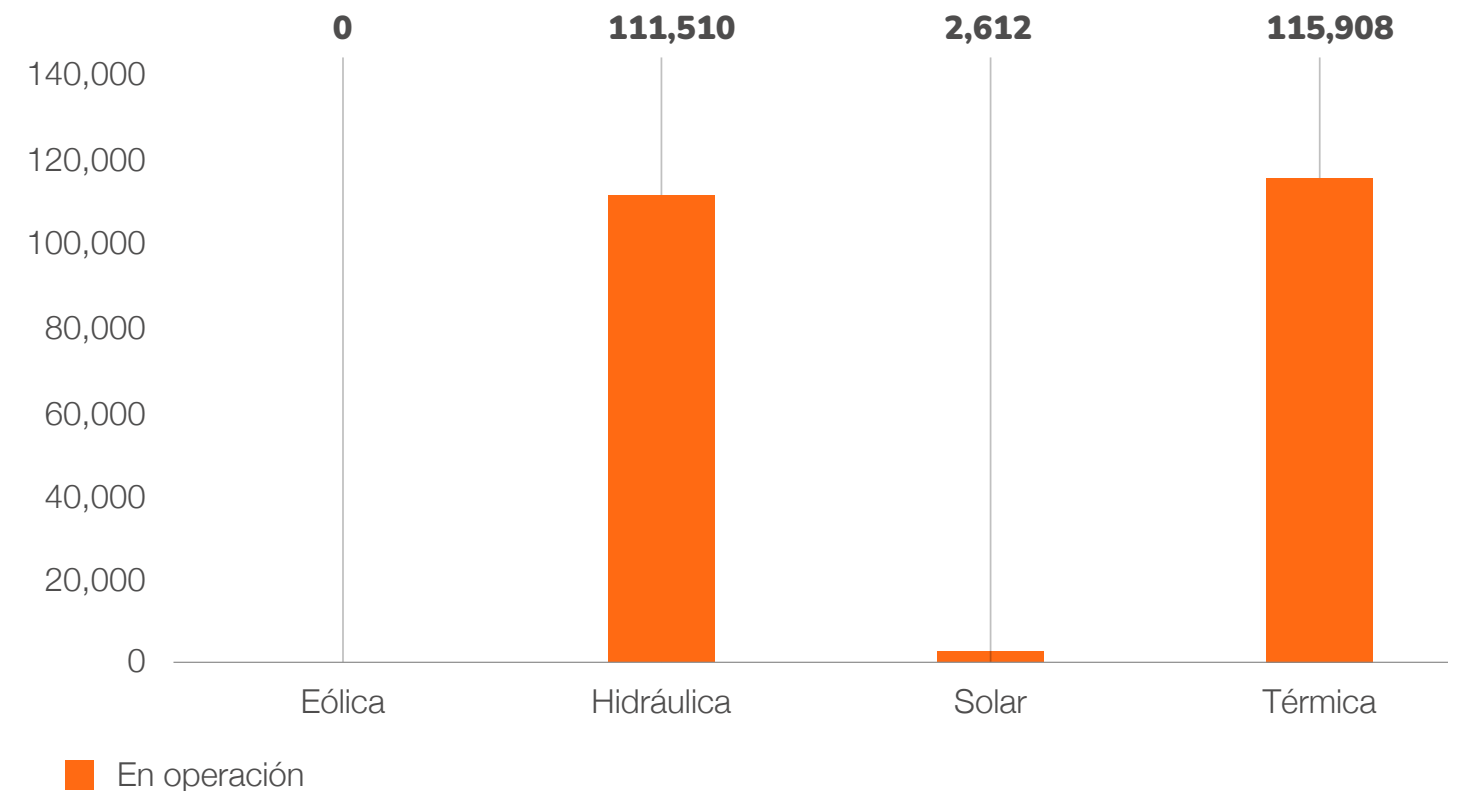


Figura 127. ENFICC Vigente



### 8.5 Desviaciones de OEF

En la siguiente gráfica se presenta la evolución durante el año 2023 de las desviaciones de OEF, las cuales son liquidadas en los periodos en los que el precio de bolsa nacional es mayor al precio de escasez de activación.

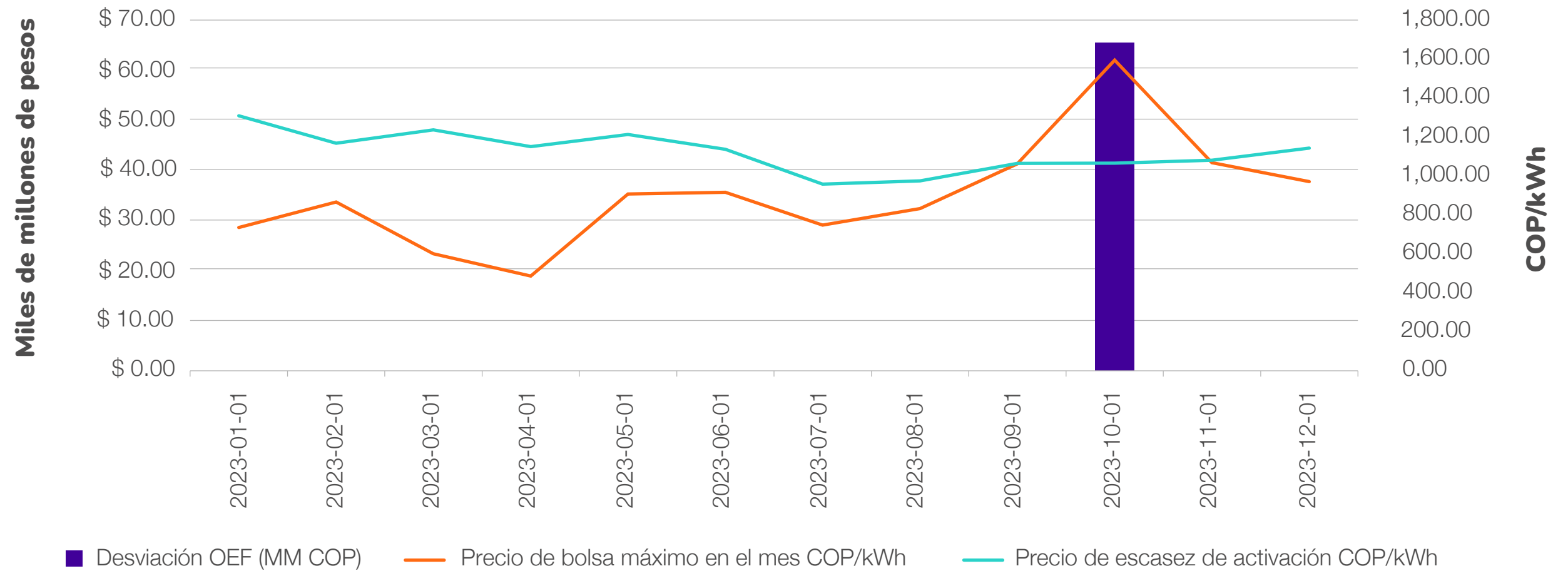


Figura 128. Valor de desviaciones de OEF

Durante este año, la activación de condición crítica en el sistema se presentó en octubre de 2023, con un precio de bolsa máximo de 1,595.61 COP/kwh, dato que fue superior al precio de escasez de activación que estuvo en 1,066.65 COP/kwh.



## 8.6 Precios de las asignaciones

De acuerdo con la normatividad, las OEF de cada periodo se asignan a un precio calculado con base en la regulación. Para ilustrar la evolución que ha tenido el precio del cargo por confiabilidad, en la siguiente tabla presentamos los precios utilizados para cada una de las asignaciones realizadas desde diciembre de 2006 a la fecha, considerando únicamente las asignaciones realizadas mediante subasta primaria o prorratea.

**Para ilustrar la evolución que ha tenido el precio del cargo por confiabilidad, en la siguiente tabla presentamos los precios utilizados para cada una de las asignaciones realizadas desde diciembre de 2006 a la fecha**

Los precios presentados en la tabla 42 son actualizados mediante el indicador económico estadounidense PPI. De esta manera, el precio resultante de la primera subasta actualizado a diciembre de 2023 corresponde a 19.57 USD/MWh, el de la segunda a 20.84 USD/MWh y el de la tercera subasta corresponde a 18.27 USD/MWh.

Inicio asignación	Tipo de asignación	Mes base del precio	Precio de la asignación (USD/MWh)
2006-12-01	Asignación a prorratea	2006-11-01	13.045
2007-12-01	Asignación a prorratea	2006-11-01	13.239
2008-12-01	Asignación a prorratea	2006-11-01	13.758
2009-12-01	Asignación a prorratea	2006-11-01	13.801
2010-12-01	Asignación a prorratea	2006-11-01	13.045
2011-12-01	Asignación a prorratea	2006-11-01	13.045
2012-12-01	Primera subasta de energía firme	2008-05-01	13.998
2013-12-01	Asignación a prorratea	2008-05-01	13.998
2014-12-01	Asignación a prorratea	2008-05-01	13.998
2015-12-01	Segunda subasta de energía firme	2011-12-01	15.700
2016-12-01	Asignación a prorratea	2011-12-01	15.700
2017-12-01	Asignación a prorratea	2011-12-01	15.700
2018-12-01	Asignación a prorratea	2011-12-01	15.700
2019-12-01	Asignación a prorratea	2017-11-01	16.070
2020-12-01	Asignación a prorratea	2017-11-01	16.070
2021-12-01	Asignación a prorratea	2017-11-01	16.070
2022-12-01	Tercera subasta de energía firme	2019-02-01	15.100
2023-12-01	Asignación a prorratea	2022-04-01	15.100
2024-12-01	Asignación a prorratea	2022-04-01	15.100

**Tabla 42. Precios de las asignaciones realizadas a través del Cargo por Confiabilidad.**

## 8.7 Mercado secundario

Los anillos de seguridad del cargo por confiabilidad se encuentran establecidos mediante la Resolución CREG 071 de 2006, con el objetivo de permitir a los agentes generadores el cumplimiento de las OEF ante eventos no programados, tales como mantenimientos o atrasos en la entrada de plantas de generación.

En la siguiente gráfica se presenta la evolución diaria de las transacciones realizadas entre agentes generadores en el mercado secundario, mediante contratos bilaterales, para el cumplimiento de las OEF, discriminadas por el tipo de generación de las plantas que tienen asignadas las OEF:

Se observa que durante el 2023 se presentaron transacciones del mercado secundario con plantas de tipo generación solar, de las cuales la planta Latam Solar La Loma tuvo transacciones desde el 8 de febrero de 2023, y desde diciembre de 2023 las plantas Guayepo y El Paso.

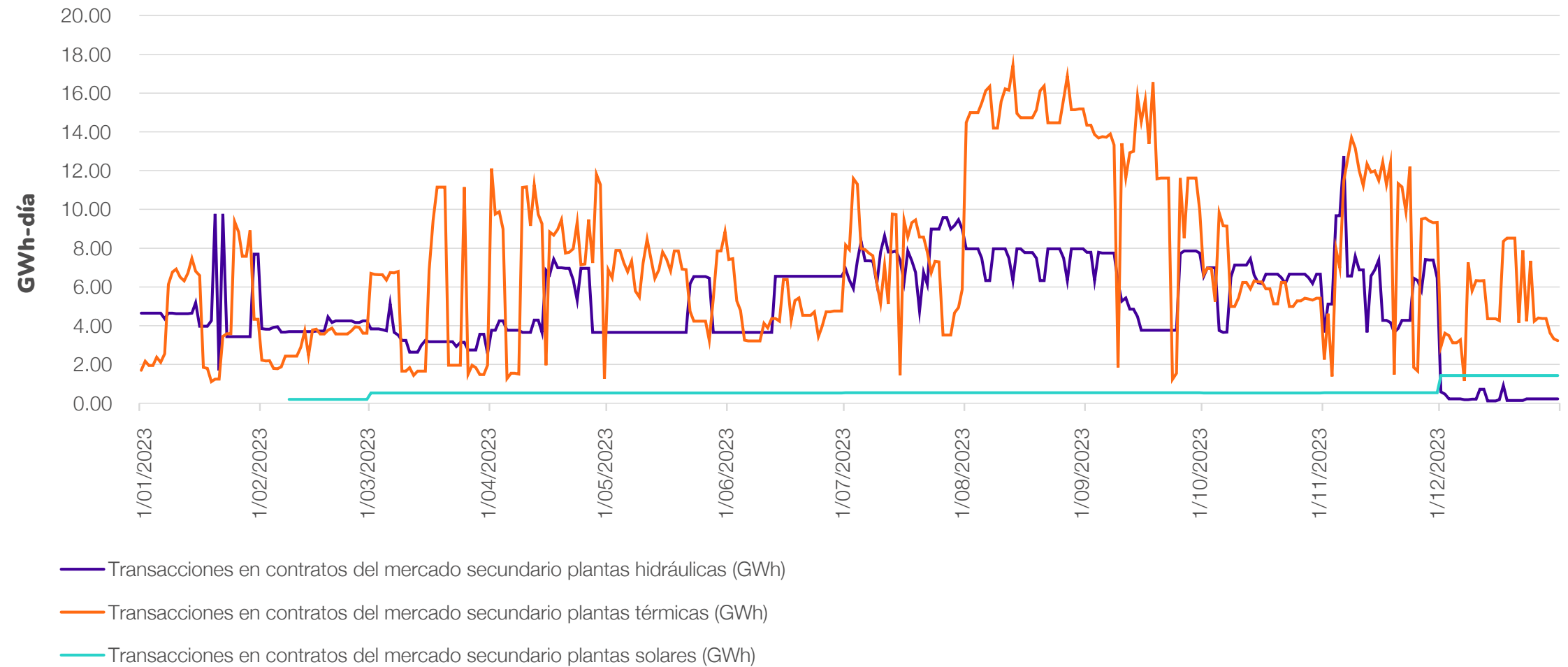


Figura 129. Energía transada en contratos del Mercado Secundario.

## 8.8 Demanda Desconectable Voluntaria (DDV)

### 8.8.1 Registros de fronteras DDV por tipo

Mediante este anillo del cargo por confiabilidad los agentes generadores pueden acudir a través de comercializadores a los usuarios del SIN que puedan disminuir su consumo de energía, de manera que esta reducción de demanda se descuenta de la OEF del agente generador.

En la siguiente tabla se muestra el total de las fronteras DDV registradas desde el 1 de enero al 31 de diciembre de 2023 y el total de fronteras comerciales DDV registradas con corte al 31 de diciembre del año pasado ante el ASIC.

Concepto	Total
Fronteras registradas durante el 2023	1.916
Total de fronteras registradas con corte al 31 de diciembre de 2023	2.618

Tabla 43. Fronteras registradas 2023.

### 8.8.2 DDV Verificada Mensual

La Demanda Desconectable Voluntaria Verificada (DDVV) corresponde a la demanda que efectivamente fue reducida de manera voluntaria por los usuarios y que fue considerada en la liquidación de las transacciones del MEM. Por lo tanto, en la siguiente tabla se presenta la evolución mensual de la DDVV durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2023:

Periodo	DDV verificada mensual (MWh)
ene-23	1291.39
feb-23	3969.32
mar-23	691.93
abr-23	2562.87
may-23	2372.91
jun-23	3105.71
jul-23	3989.59
ago-23	3114.37
sep-23	4783.22
oct-23	8181.26
nov-23	5832.19
dic-23	7288.32

Tabla 44. DDV verificada mensual.





### 8.8.3 Estadísticas de los contratos DDV

A partir de la Resolución CREG 101-018 de 2022, el ASIC le reporta al Sistema de Información del Mercado Eléctrico (SIMEM) las estadísticas de precios y cantidades registradas en contratos DDV. La siguiente gráfica muestra el resumen mensual del año 2023 de las cantidades y precios registrados ante el ASIC acerca de contratos de respaldo a través del mecanismo de Demanda Desconectable Voluntaria.

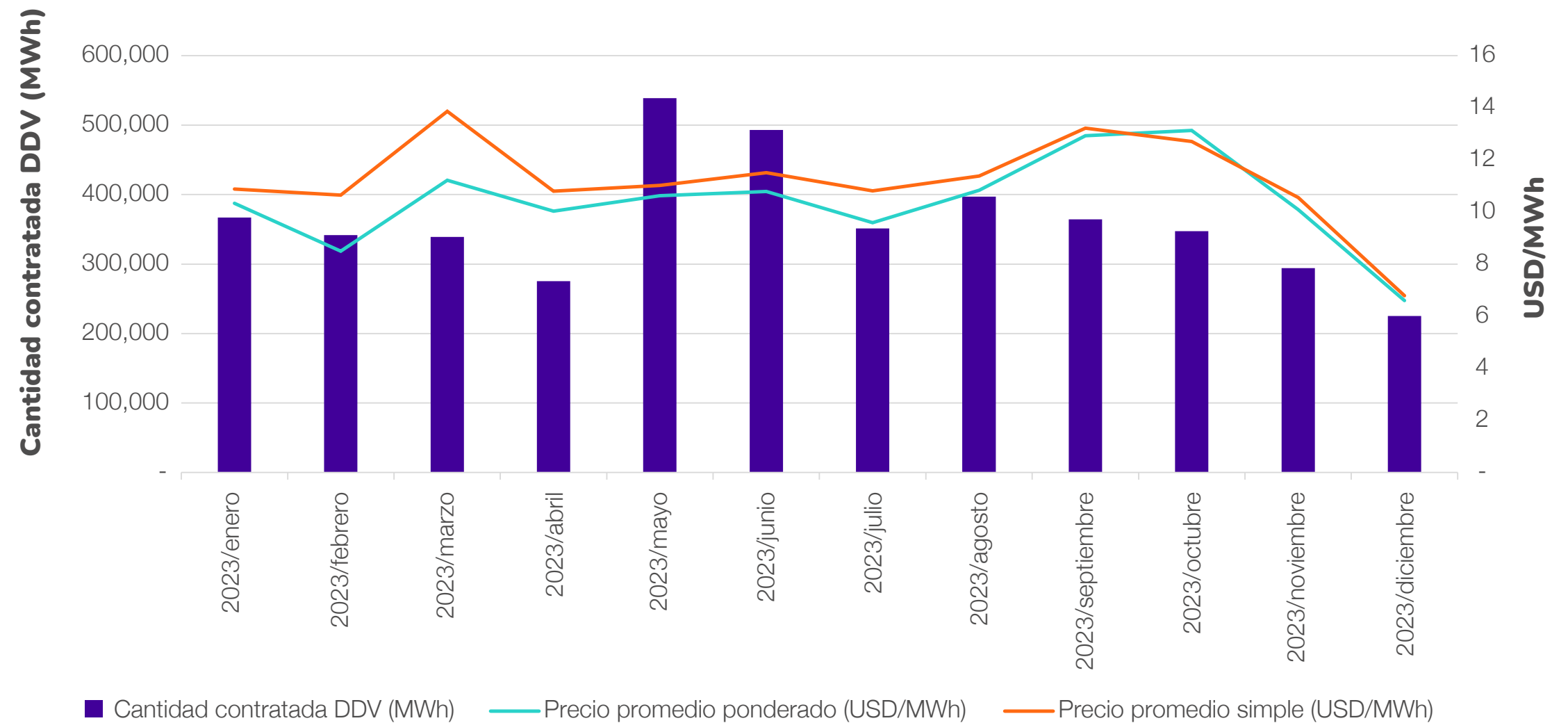


Figura 130. Estadísticas de los contratos DDV.

## 9. Administración financiera del mercado

### 9.1. Administración de cuentas SIC, LAC y TIE

XM S.A. E.S.P. realizó durante el 2023 la administración de \$12.6 billones por concepto de transacciones en la bolsa de energía, \$4.0 billones correspondientes a los cargos por uso del STN y \$894.7 mil millones pertenecientes a los fondos FAER, FAZNI, FENOGE, FOES y PRONE.

En la siguiente gráfica, se presenta el valor total mensual de los recursos administrados y recaudados por XM por concepto de las transacciones en bolsa (vencimiento SIC) y de los cargos por uso de las redes del SIN (vencimiento LAC).

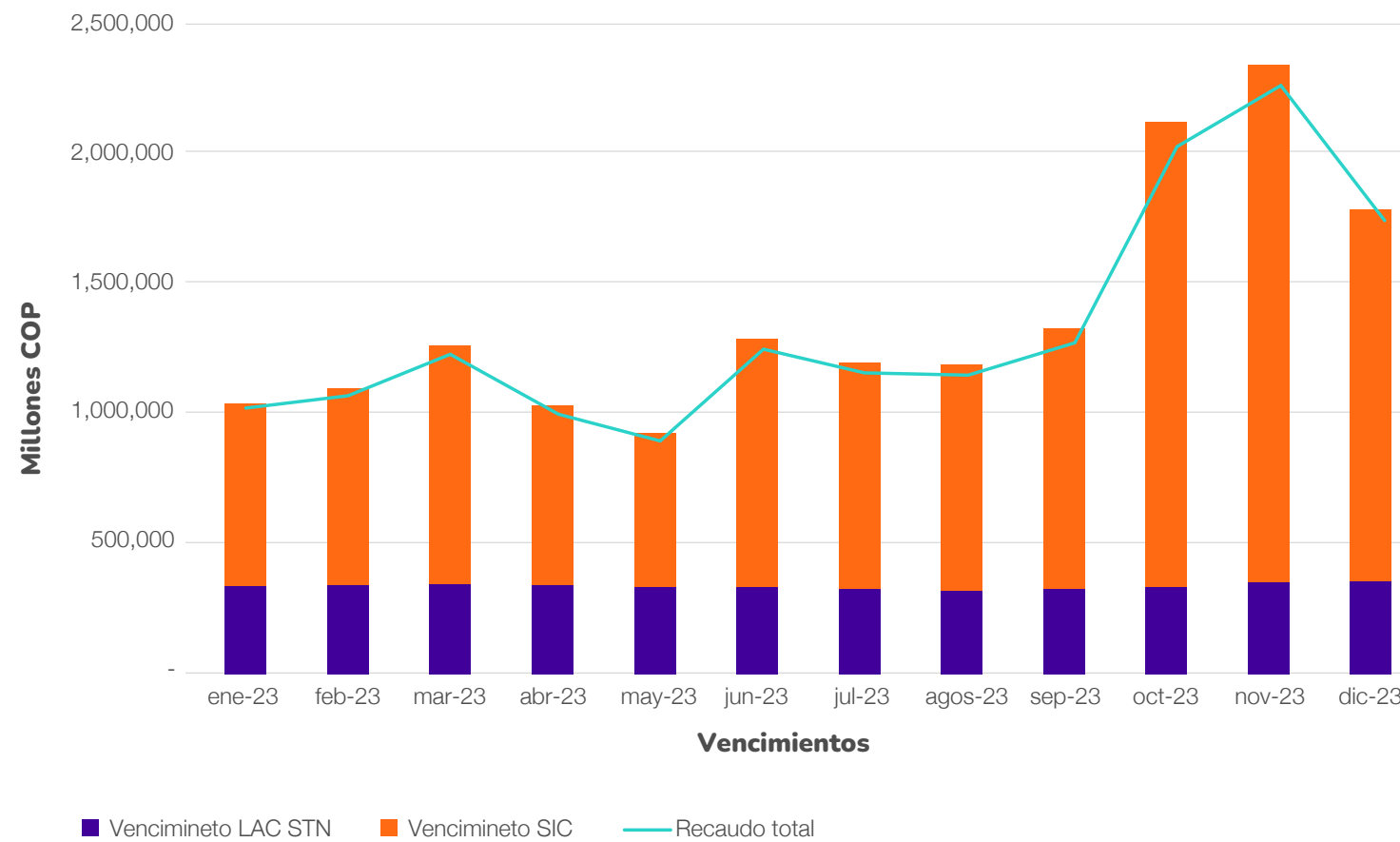


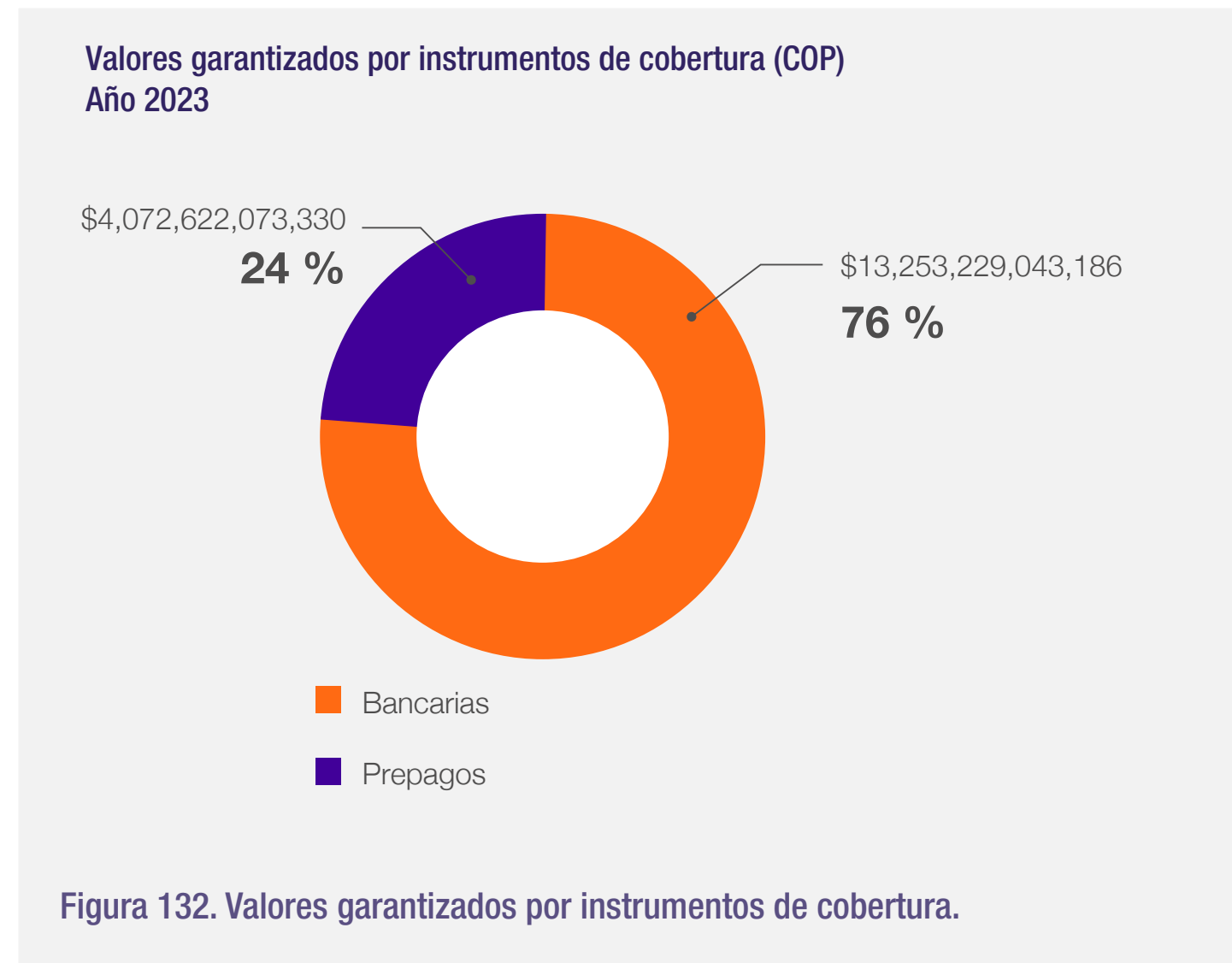
Figura 131. Valor total mensual de los recursos administrados y recaudados por XM

Fecha	Vencimiento SIC	Vencimiento LAC STN	Vencimiento LAC STR	Recaudo SIC	Recaudo LAC STN	Recaudo LAC STR	Recaudo total
ene-23	710,037	329,108	21,742	684,583	311,851	18,104	1,014,538
feb-23	758,192	334,810	20,124	734,224	317,653	16,696	1,068,573
mar-23	917,084	338,513	18,827	884,900	321,359	15,646	1,221,905
abr-23	685,496	338,389	23,839	657,082	320,358	19,786	997,225
may-23	582,858	337,521	20,654	558,004	320,145	17,132	895,281
jun-23	955,750	331,892	23,210	913,088	315,099	19,319	1,247,505
jul-23	869,637	323,920	19,736	830,149	307,276	16,315	1,153,740
ago-23	868,909	317,220	20,966	825,186	300,578	17,329	1,143,092
sep-23	1,000,653	323,976	20,066	948,116	307,321	16,602	1,272,039
oct-23	1,792,198	327,827	21,206	1,691,422	310,549	17,913	2,019,885
nov-23	1,992,871	350,579	21,729	1,908,954	333,005	18,482	2,260,441
dic-23	1,435,005	348,052	19,701	1,398,635	330,320	16,304	1,745,259
dic-23	1,435,005	348,052	19,701	1,398,635	330,320	16,304	1,745,259

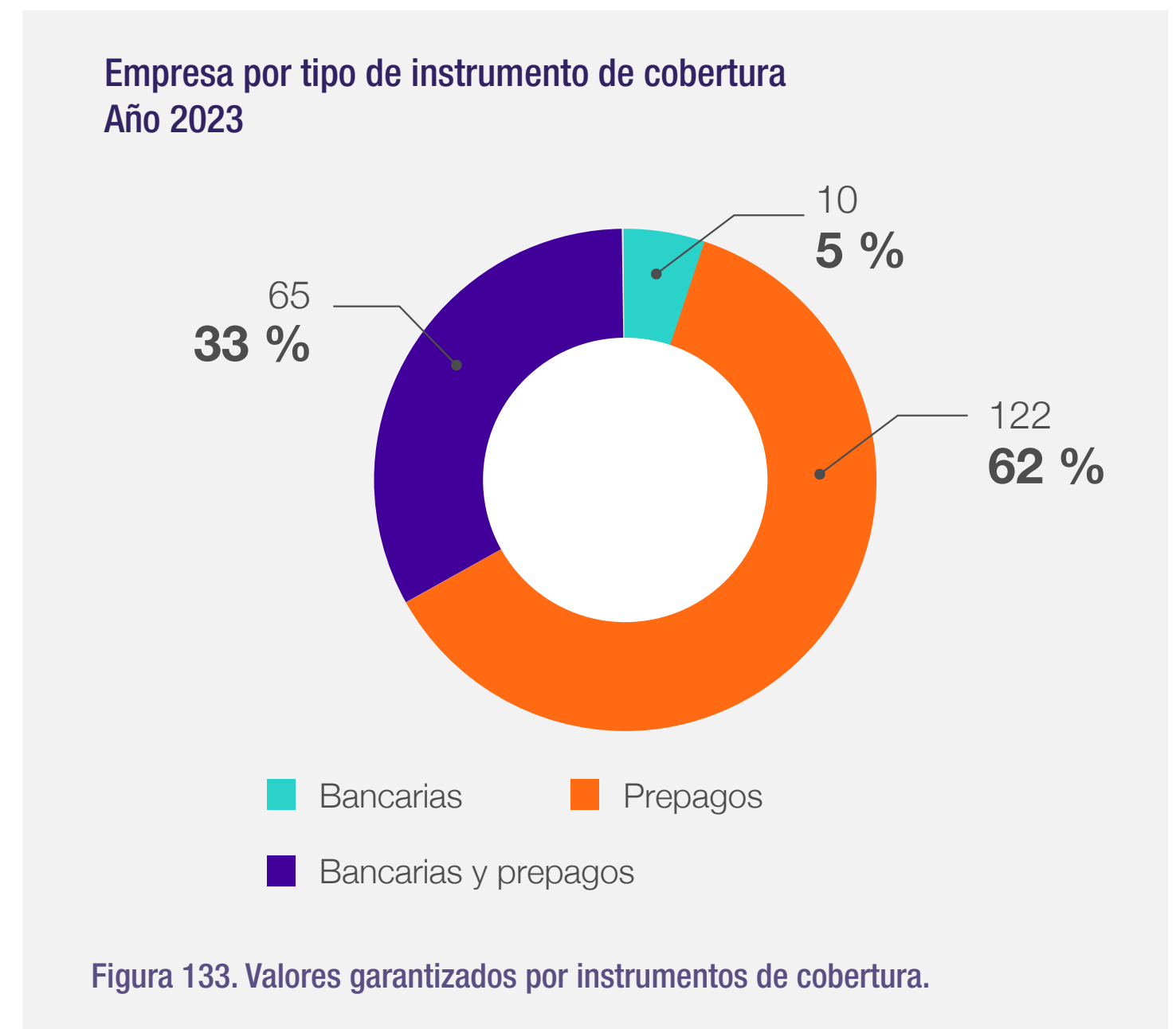
Tabla 45. Valor total mensual de los recursos administrados y recaudados por XM

## 9.2. Garantías para respaldar las transacciones en el mercado nacional

En virtud de la Resolución CREG 158 de 2011, para el 2023 el 76 % de las transacciones del mercado fueron respaldadas con garantías bancarias, otorgadas por 11 bancos nacionales y dos bancos internacionales por un valor de \$13,25 billones, mientras que el 24 % restante fue respaldado por dinero en efectivo (prepagos) por un monto de \$4,07 billones, los cuales generaron rendimientos a una tasa de DTF -0.2 % en la cuenta custodia de cada agente.



En comparación con el año anterior se presentó un aumento en los valores cubiertos con garantías bancarias. Con corte del 31 de diciembre de 2023, 122 empresas solo usaron los denominados prepagos para garantizar las transacciones del mercado, mientras otras 10 hicieron uso de las garantías bancarias como instrumento de cobertura; 65 empresas usaron ambos mecanismos de cobertura.





Adicionalmente, en cumplimiento de la Resolución CREG 159 DE 2011, modificada por la Resolución CREG 240 de 2015, se solicitó a los comercializadores un promedio de \$207,51 mil millones de pesos mensuales por los cargos por uso del STR, mientras que por los cargos por uso del SDL se calcularon garantías en promedio por valores cercanos a \$76 mil millones de pesos mensuales.

Estos valores de garantías se cubren mediante garantías bancarias presentadas al ASIC o mediante los denominados prepagos entregados directamente al OR, las siguientes gráficas presentan la participación porcentual de cada una de las modalidades utilizadas para las coberturas en el valor total.

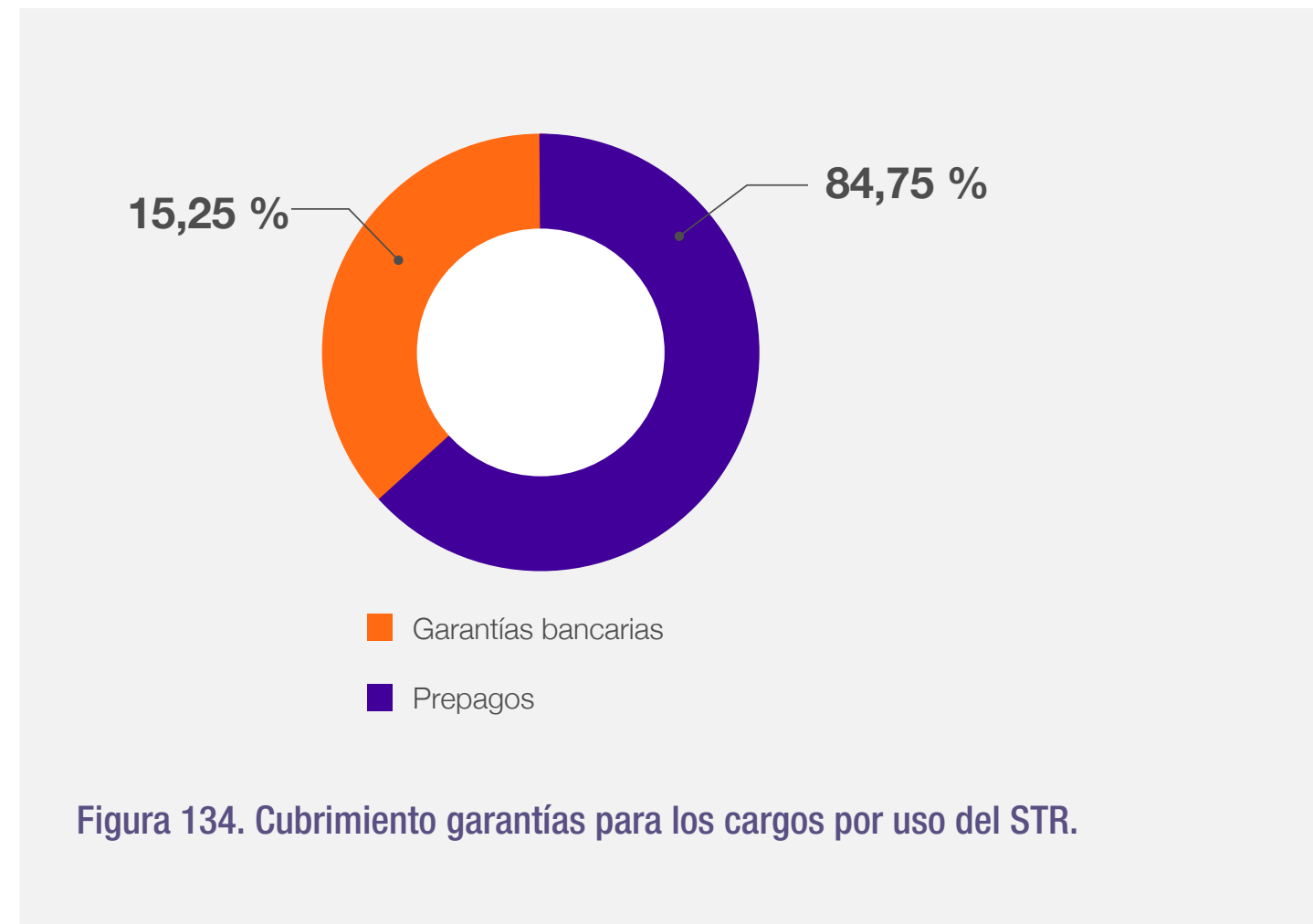


Figura 134. Cubrimiento garantías para los cargos por uso del STR.

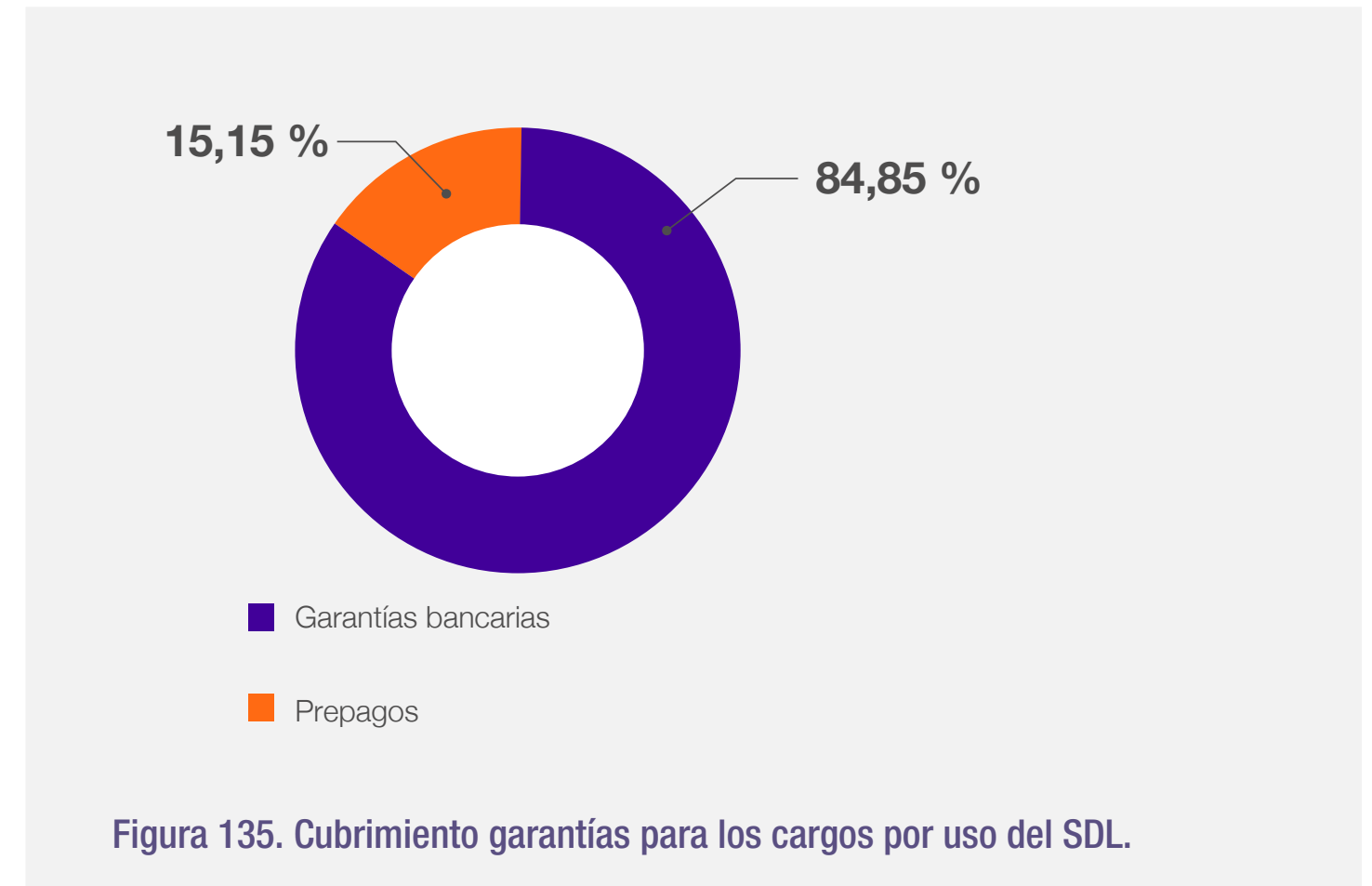


Figura 135. Cubrimiento garantías para los cargos por uso del SDL.

### 9.3. Garantías de cumplimiento

#### 9.3.1 Garantías de conexión

Al 31 diciembre de 2023 se tenían aprobadas garantías correspondientes a la Resolución CREG 075 de 2021 por un valor de \$557,086 millones para cubrir la reserva de capacidad de transporte para el ingreso de nuevas plantas de generación. Adicionalmente, se tenían aprobadas garantías para cubrir la reserva de capacidad de transporte de los Autogeneradores a Gran Escala (AGGE) por un valor de \$192 millones. Igualmente, se tenían aprobadas garantías correspondientes a la Resolución CREG 022 de 2001, modificada mediante Resolución CREG 093 de 2007, por un valor de \$1.3 billones, para cubrir el cumplimiento de las obligaciones asociadas a proyectos relacionados con la expansión del STN.

Sumado a esto, se tenían aprobadas garantías correspondientes a la Resolución CREG 024 de 2013 por un valor de \$127,086 millones, para cubrir las obligaciones asociadas a proyectos relacionados con la expansión del STR. Por otro lado, a cierre de diciembre de 2023 se tenían aprobadas garantías por un valor de \$94,334 millones por la Resolución CREG 107 de 2019 y \$128,120 millones por la Resolución CREG 186 de 2021. Por último, a la misma fecha de cierre, se tenían aprobadas garantías por un valor de \$52,731 millones por la Resolución CREG 098 de 2019.

Resolución	Valor (cifras en millones COP)
CREG 075/2021 Reserva capacidad transporte	557,086
CREG 174/2021	192
CREG 93/07 Conexión STN generadores	506,643
CREG 93/07 Conexión STN OR y UNR	139,991
CREG 93/07 Conexión STN transmisores	648,756
CREG 107/19 Puesta en operación plantas subasta LP MME	94,334
CREG 24/13 Conexión STR OR	122,816
CREG 24/13 Conexión STR generadores	4,270
CREG 186/21 Puesta en operación plantas subasta LP MME	128,120
CREG 098/19 Baterías SAEB	52,731

**Tabla 46. Garantías de conexión.**

### 9.3.2 Garantías asociadas al cargo por confiabilidad

En cumplimiento de la Resolución CREG 061 de 2007, a diciembre 31 de 2023 se tenían aprobadas garantías por un valor USD 543 millones en garantías asociadas al cargo por confiabilidad, las cuales son respaldadas por cinco bancos nacionales y siete bancos internacionales. Los tipos de garantías asociadas al cargo por confiabilidad cubren los eventos de ENFICC incremental, entrada en operación, disponibilidad de combustible, mejora IHF (Indisponibilidad Histórica de Salidas Forzadas), proyectos acogidos a la Resolución CREG 041 de 2016 y tomadores del Cargo por Confiabilidad.

En la siguiente tabla se presentan los montos respectivos, asociados a cada uno de estos eventos, en millones de dólares.

Evento que respalda	Valor (cifras en millones USD)
Construcción y puesta en operación	325
Disponibilidad de contratos	39
ENFICC incremental	150
Mejora IHF	12
Tomadores del CXC- Res. 132/19	17

**Tabla 47. Garantías asociadas al cargo por confiabilidad**

### 9.4. Auditorías de plantas asociadas al cargo por confiabilidad

Durante el 2023 se realizaron auditorías al cumplimiento de la curva S y cronograma de construcción a 14 plantas de generación asociadas al cargo por confiabilidad, de estas 4 pertenecen al esquema de Tomadores del Cargo por Confiabilidad (Resolución CREG 132 de 2019), y 10 al esquema de obligaciones de energía firme definido en la Reso-

lución CREG 071 de 2006. De las 14 plantas auditadas, 3 de ellas iniciaron operación comercial en el 2023, y ante la notificación de retrasos declarada por el auditor en los informes radicados, una planta de generación no presentó los anillos de seguridad establecidos en la regulación CREG vigente, situación que conllevó a la ejecución de la garantía.

Con base en lo anterior, se presenta el listado de las plantas a las cuales se le realizaron auditorías de cumplimiento de curva S:

N°	Planta	Observaciones
1	El Paso Solar	
2	Pescadero-Ituango Vig. 2021	Entró en operación durante 2023
3	Pescadero-Ituango Vig. 2021	Entró en operación durante 2023
4	La Loma Solar	
5	Windpeshi	
6	Parque Beta	
7	Casa Eléctrica (JK1)	
8	Cierre de ciclo de las unidades 1 y 2 - TCDC	Entró en operación durante 2023
9	Termocaribe 3	
10	Parque Alpha	
11	Acacia 2*	No presentaron los anillos de seguridad establecidos en la regulación CREG vigente
12	Apotolorru (JK2)*	
13	Guayepo*	
14	La Mata *	

\*Tomadores del cargo por confiabilidad.

Tabla 48. Auditorías de plantas asociadas al cargo por confiabilidad.

### 9.5. Recaudos de los fondos FAZNI, FAER, FOES y PRONE

Durante el 2023, XM S.A. E.S.P., recaudó \$894,5 mil millones por concepto de los fondos que son transferidos mensualmente al Ministerio de Hacienda y al Ministerio de Minas y Energía:

- Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas FAZNI
- Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía - FENOGE
- Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas - FAER
- Fondo de Energía Social - FOES
- Programa de Normalización de Redes Eléctricas - PRONE

En la siguiente tabla se presenta la evolución de los valores de dichos fondos para los años 2021 a 2023. Se observa que respecto al año 2022 todos los Fondos presentaron incrementos, también se destaca que el recaudo en el 2023 es del 100 % con respecto a lo facturado.

Contribución	2021	2022	2023	Variación % 2022-2023
FAZNI	114,277	148,344	191,684	29.22 %
FENOGE	30,474	39,559	51,115	29.21 %
FAER	145,001	176,925	220,804	24.80 %
FOES	149,408	181,689	231,173	27.24 %
PRONE	131,234	160,075	199,777	24.80 %
Total	570,394	706,592	894,553	25.13 %

Tabla 49. Facturación anual de contribuciones FAZNI, FAER, FOES y PRONE

Cifras en millones de pesos



## 9.6. Gestión de cartera

Al cierre de diciembre de 2023, la deuda total alcanzó los \$976,972 millones COP. De este valor \$976,669 millones COP corresponden a las obligaciones diferidas por los agentes comercializadores del MEM que se acogieron al mecanismo de financiación según lo establecido en la Resolución CREG 101 029 de 2022, modificada por las resoluciones CREG 101 005 de 2023, CREG 101 015

de 2023 y CREG 101 023 de 2023, y en las cuales se estipula que serán pagadas en 18 cuotas mensuales.

Por otro lado, la deuda por concepto de servicios SIC, CND y LAC alcanzó un total \$218.05 millones, la deuda por transacciones en bolsa alcanzó un total de \$84.72 millones, de los cuales durante el año 2023 fueron certificados \$35.52 millones ante la fiducia correspondiente según lo establecido en la Resolución CREG 031 de 2021.

Empresa deudora	Estado	Valor adeudado				
		Servicios	Bolsa	STN	STR	Total
Axia Energía - Generador	Activo	\$110.61				\$110.61
Generamos Energía - Generador	Activo	\$11.54				\$11.54
Genercomercial - Generador	Activo	\$8.05				\$8.05
Mulcalarcá - Generador	Activo	\$9.67				\$9.67
Promoenercol - Comercializador	Retirado	\$0.13				\$0.13
Promoenercol - Generador	Activo	\$56.19				\$56.19
SVC SAS Zomac ESP - Generador	Activo	\$21.87				\$21.87
XT Energía - Comercializador	Retirado	\$0.00	\$49.20			\$49.20
FV Arrayanes - Generador	Activo		\$35.52			\$35.52
Montos diferidos Res. CREG 101 029 2022 - Octubre 2022	Activo		\$30,029.93	\$27,113.78	\$1,661.91	\$58,805.62

Montos diferidos Res. CREG 101 029 2022 - Noviembre 2022	Activo		\$36,901.70	\$30,637.41	\$3,434.90	\$70,974.02	
Montos diferidos Res. CREG 101 029 2022 - Diciembre 2022	Activo		\$30,388.25	\$30,432.45	\$3,238.49	\$64,059.19	
Montos diferidos Res. CREG 101 029 2023 - Enero 2023	Activo		\$25,454.77	\$17,257.25	\$3,637.44	\$46,349.46	
Montos diferidos Res. CREG 101 029 2023 - Febrero 2023	Activo		\$23,974.96	\$17,157.39	\$3,427.44	\$44,559.79	
Montos diferidos Res. CREG 101 029 2023 - Marzo 2023	Activo		\$32,191.91	\$17,154.31	\$3,180.86	\$52,527.08	
Montos diferidos Res. CREG 101 029 2023 - Abril 2023	Activo		\$28,416.10	\$18,031.10	\$4,053.56	\$50,500.77	
Montos diferidos Res. CREG 101 029 2023 - Mayo 2023	Activo		\$24,859.55	\$17,376.12	\$3,522.32	\$45,757.98	
Montos diferidos Res. CREG 101 029 2023 - Junio 2023	Activo		\$42,676.81	\$16,793.30	\$3,890.67	\$63,360.78	
Montos diferidos Res. CREG 101 029 2023 - Julio 2023	Activo		\$39,493.82	\$16,643.74	\$3,421.06	\$59,558.61	
Montos diferidos Res. CREG 101 029 2023 - Agosto 2023	Activo		\$43,723.98	\$16,642.29	\$3,636.84	\$64,003.10	
Montos diferidos Res. CREG 101 029 2023 - Septiembre 2023	Activo		\$52,547.86	\$16,654.64	\$3,464.10	\$72,666.60	
Montos diferidos Res. CREG 101 029 2023 - Octubre 2023	Activo		\$100,738.81	\$17,277.82	\$3,292.25	\$121,308.89	
Montos diferidos Res. CREG 101 029 2023 - Noviembre 2023	Activo		\$83,918.61	\$17,574.09	\$3,246.11	\$104,738.81	
Montos diferidos Res. CREG 101 029 2023 - Diciembre 2023	Activo		\$36,370.03	\$17,731.57	\$3,397.07	\$57,498.67	
<b>Total</b>			<b>\$218.05</b>	<b>\$631,771.79</b>	<b>\$294,477.27</b>	<b>\$50,505.03</b>	<b>\$976,972.14</b>

Tabla 50. Deuda Mercado de Energía Mayorista (cifras en millones de pesos).

Durante el año 2023, el ASIC inició 1335 procedimientos de limitación de suministro en cumplimiento de la Resolución 116 de 1998, de los cuales 24 fueron por mandato<sup>14</sup>, por ende, se iniciaron 1311 procedimientos de oficio. De los 1311 procedimientos de limitación de suministro por oficio<sup>15</sup>, el ASIC inició 106 por incumplimiento en los pagos de los vencimientos mensuales y 1205 por el incumplimiento en la presentación de las garantías establecidas en la regulación, dentro de estos últimos se encuentran dos relacionados con los pagos diferidos según la Resolución CREG 101 029 de 2022, y por el incumplimiento de la no renovación del contrato de encargo fiduciario según la Resolución CREG 031 de 2021 se iniciaron 6 procedimientos de limitación. Es importante aclarar que uno de estos procedimientos conllevó al inicio de un programa de limitación de suministro.

La información de procedimientos de limitación de suministro y retiro de agentes puede ser consultada en el archivo “Limitación de suministro Resolución CREG 116 de 1998 modificada por 039 de 2010 – Corte a usuarios” el cual se encuentra publicado en la página web de XM en la siguiente ruta: <https://www.xm.com.co/administraci%C3%B3n-financiera/limitaci%C3%B3n-de-suministro/informes-limitaci%C3%B3n-de-suministro>

En 2023 fueron retirados diez (10) agentes comercializadores del MEM por concepto de la Resolución CREG 156 de 2011, que establece el retiro de los agentes que desarrollan la actividad de comercialización por incumplimiento de sus obligaciones con el ASIC. Estos agentes fueron:

- Distribuidora y comercializadora de energía eléctrica S.A. E.S.P.
- Nextgy S.A.S. E.S.P.
- Technoelite Green Energy S.A.S. E.S.P. Comercializador.
- Technoelite Green Energy S.A.S. E.S.P. Generador.
- Lumina Energy S.A.S. E.S.P.
- GHL Energy S.A.S. E.S.P.
- APH Servicios eléctricos S.A. E.S.P.
- Compañía de luz inteligente de Colombia (CLIC) S.A.S. E.S.P.
- Consultores en energía S.A.S. E.S.P.
- Trina Solar Generador Colombia-Cartago S.A.S. E.S.P.

<sup>14</sup> Cuando se presente mora en la cancelación de obligaciones por concepto de las transacciones realizadas mediante contratos bilaterales entre agentes del Mercado Mayorista, ya sea que se trate de contratos de energía, contratos de conexión, o contratos por el uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local; o por mora en la cancelación de obligaciones por concepto de uso de otros Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local. La iniciación del programa de limitación del suministro podrá ser solicitada por uno o más de los agentes que participan en el mercado mayorista, quienes serán responsables de los daños y perjuicios que se ocasionen, en el caso en que dicha orden no esté sustentada en una de las causales previstas en la presente resolución.

<sup>15</sup> Cuando, en desarrollo del contrato de mandato, se presente mora en la cancelación de obligaciones derivadas de transacciones realizadas en la bolsa de energía; mora en la cancelación de las cuentas por concepto de cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional; mora en la cancelación de las cuentas por reconciliaciones, servicios complementarios, servicios del Centro Nacional de Despacho o de los Centros Regionales de Despacho y, en general, por cualquier concepto que deba ser pagado al Administrador del SIC y al Administrador de cuentas por uso del Sistema de Transmisión Nacional.





## 10. Remuneración del transporte y distribución de energía eléctrica

### 10.1 Valores históricos, liquidados y facturados por el LAC

En la siguiente tabla se presenta el total de los valores liquidados y facturados por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) desde 1995 hasta 2023:

Año	Cargos por Uso STN Facturado	Cargos por Uso STR Facturado	Cargos por Uso STR Liquidado	Áreas de Distribución (ADD) Liquidado
1995	166,829,562,697			
1996	238,454,044,668			
1997	341,459,400,081			
1998	427,191,254,616			
1999	515,307,167,388			
2000	618,262,079,960			
2001	696,438,810,007			
2002	739,219,754,224			
2003	840,106,266,321	247,449,698,223		
2004	894,434,508,683	749,245,765,459		
2005	924,765,815,084	834,352,615,501		
2006	961,296,469,743	827,823,844,310		
2007	997,165,946,176	836,242,274,441		
2008	1,204,964,099,019	797,438,178,979	78,167,518,049	581,463,528,412

Año	Cargos por Uso STN Facturado	Cargos por Uso STR Facturado	Cargos por Uso STR Liquidado	Áreas de Distribución (ADD) Liquidado
2009	1,251,763,008,242		907,363,959,335	1,202,205,227,466
2010	1,261,674,971,800		929,780,488,326	1,550,838,384,373
2011	1,313,610,273,852		995,339,505,767	1,906,930,320,408
2012	1,329,064,287,708		1,013,789,848,455	2,975,420,030,928
2013	1,347,806,993,321		1,013,780,380,184	3,478,631,636,564
2014	1,332,605,512,778		1,003,869,135,087	3,231,165,467,770
2015	1,516,468,074,949		1,083,492,846,175	3,563,861,517,165
2016	1,826,147,887,505		1,131,375,807,135	3,884,415,393,943
2017	1,904,406,527,997		1,223,939,810,655	3,957,685,078,276
2018	2,126,539,556,674		1,287,264,422,866	4,140,717,186,708
2019	2,436,223,450,971		1,411,133,089,640	4,902,008,303,433
2020	2,612,108,041,202		1,651,514,202,159	5,243,024,380,334
2021	2,891,521,010,314		1,936,780,575,923	5,880,225,351,637
2022	3,444,337,854,165		2,496,169,903,523	7,479,686,933,081
2023	3,914,071,156,764		2,574,570,974,629	7,493,241,127,783
<b>Total</b>	<b>40,074,243,786,909</b>	<b>4,292,552,376,913</b>	<b>20,738,332,467,909</b>	<b>61,471,519,868,281</b>



Tabla 51. Valores liquidados y facturados por el LAC.

### 10.2 Cargos por uso del STN

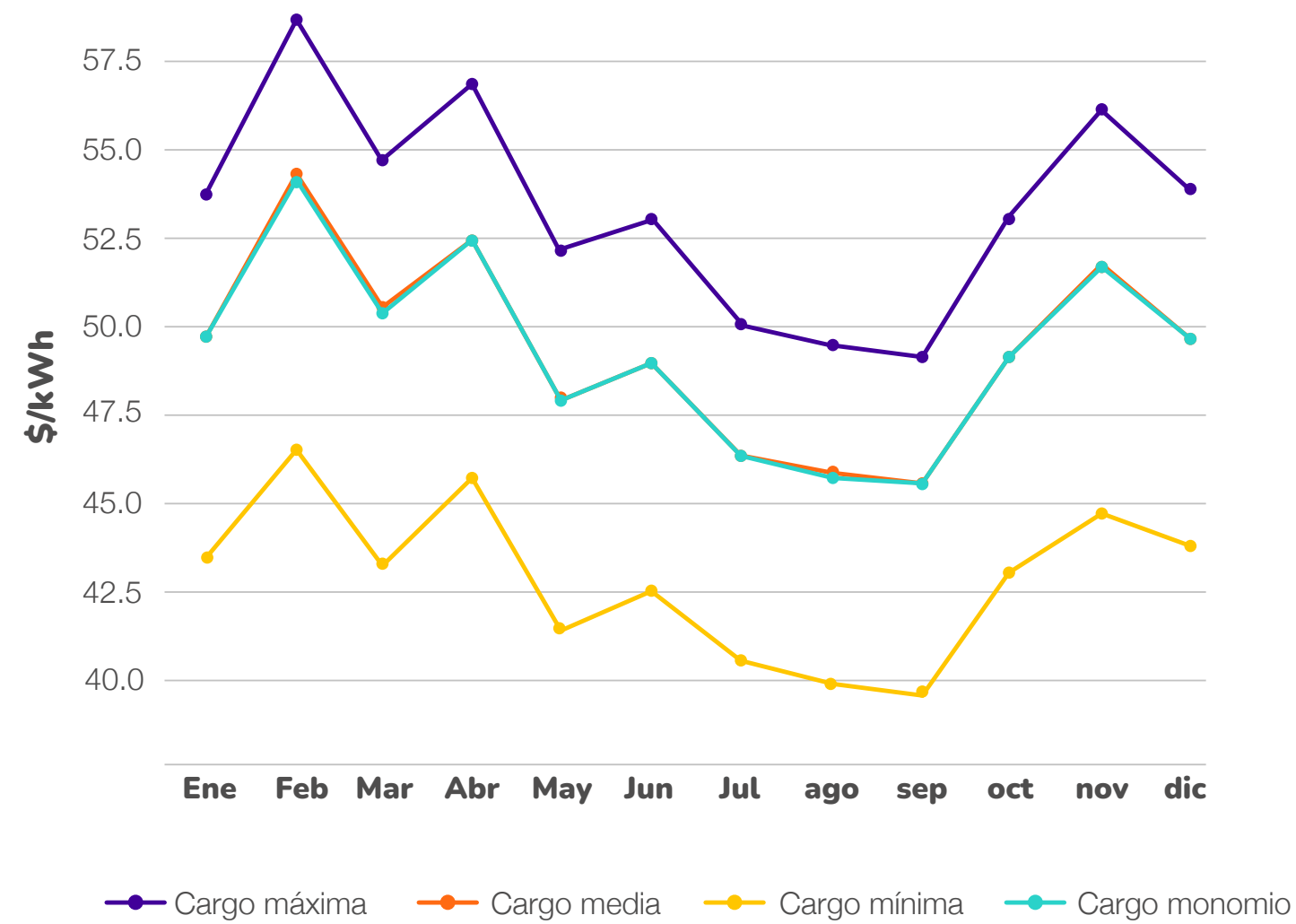


Figura 136. Cargos por uso del STN.

### 10.3 Cargos por uso del STR

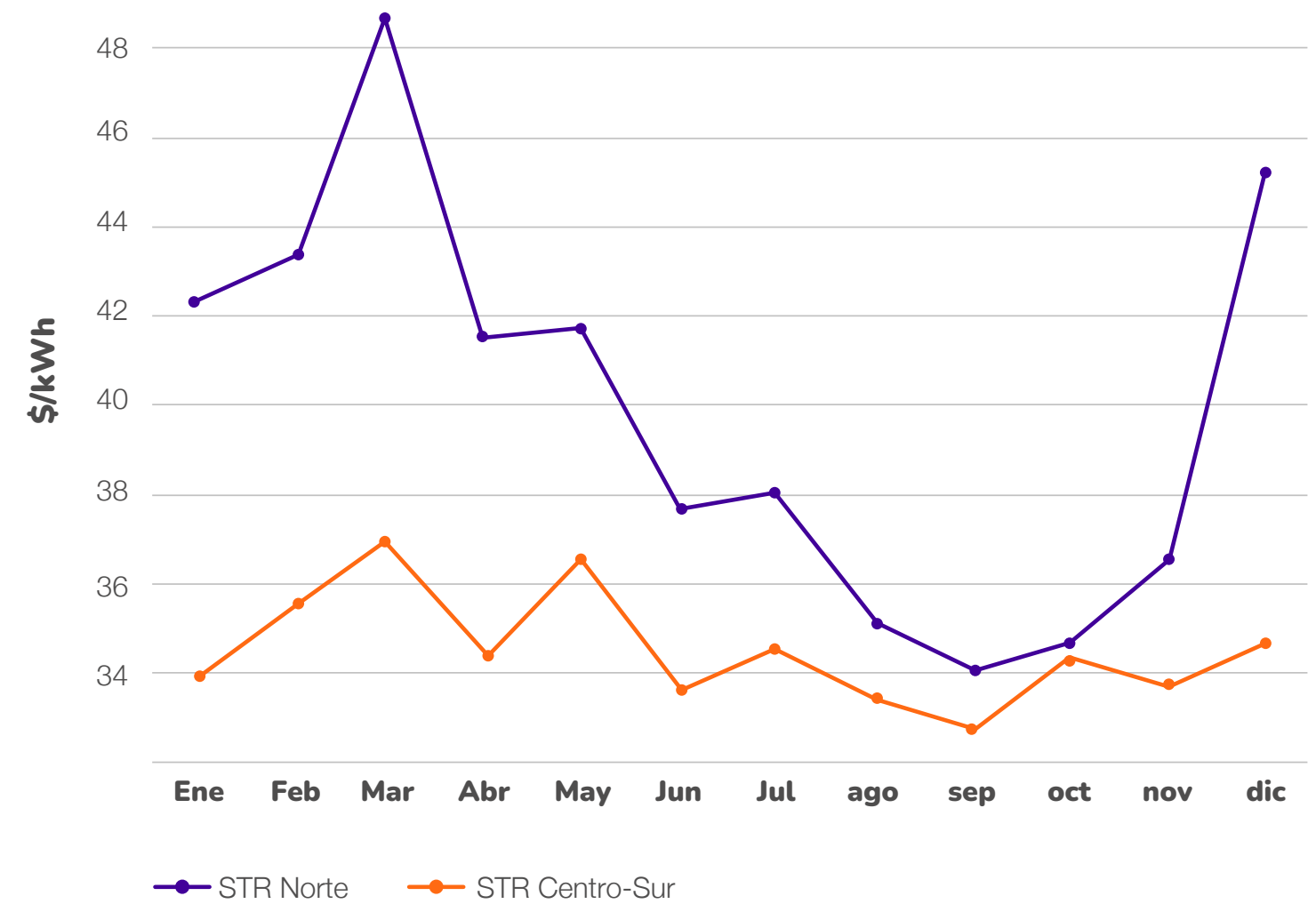


Figura 137. Cargos por uso de STR.



### 10.4 Áreas de Distribución (ADD)

Las Áreas de Distribución (ADD) están conformadas tal como se presenta en la siguiente tabla:

ADD	Operador de Red	MDO
ADD Centro	Empresas Publicas de Medellín E.s.p.	Antioquia
ADD Centro	Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	Caldas
ADD Centro	Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	Norte de Santander
ADD Centro	Empresa de Energia del Quindío S.A. E.S.P.	Quindío
ADD Centro	Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	Pereira
ADD Centro	Electrificadora de Santander S.A. E.s.p.	Santander
ADD Centro	Ruitoque S.A. E.S.P.	Ruitoque
ADD Occidente	Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	Popayan - Purace
ADD Occidente	Compañía Energética de Occidente S.A.S. ESP	Cauca
ADD Occidente	Centrales Electricas de Nariño S.A. E.S.P.	Nariño
ADD Occidente	Compañía de Electricidad De Tulua S.A. E.S.P.	Tulua
ADD Occidente	Celsia Colombia S.A. E.S.P.	Valle Del Cauca
ADD Occidente	Empresas Municipales de Cali E.i.c.e. E.S.P.	Cali - Yumbo - Puerto Tejada

ADD	Operador de Red	MDO
ADD Occidente	Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	Cartago
ADD Oriente	Empresa de Energía de Arauca E.S.P.	Arauca
ADD Oriente	Empresa de Energía de Boyaca S.A. E.S.P.	Boyaca
ADD Oriente	Enel Colombia SA ESP	Bogota - Cundina-marca
ADD Oriente	Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	Huila
ADD Oriente	Celsia Colombia S.A. E.S.P.	Tolima
ADD Sur	Electrificadora Del Caquetá S.A. E.S.P.	Caqueta
ADD Sur	Electrificadora Del Meta S.A. E.S.P.	Meta
ADD Sur	Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.	Casanare
ADD Sur	Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	Bajo Putumayo
ADD Sur	Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	Putumayo
ADD Sur	Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P.	Valle Del Sibundoy

Tabla 52. Operadores de Red que conforman las Áreas de Distribución ADD.

Las siguientes gráficas muestran la evolución de los ingresos reconocidos e ingresos ADD para las áreas de distribución Oriente, Occidente, Sur y Centro en los niveles de tensión 1, 2 y 3.

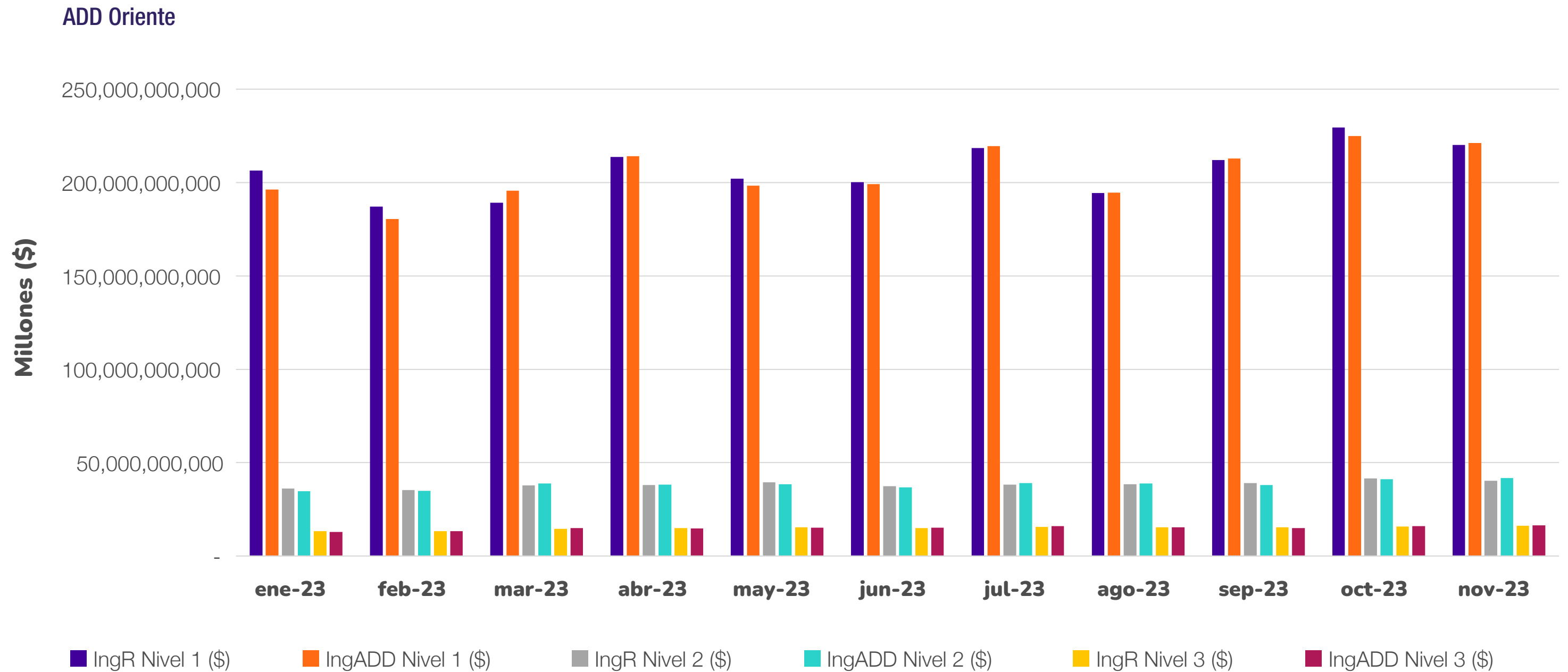


Figura 138. Evolución Ingresos Reconocido e Ingreso ADD 2023 ADD Oriente Niveles 1, 2 y 3.

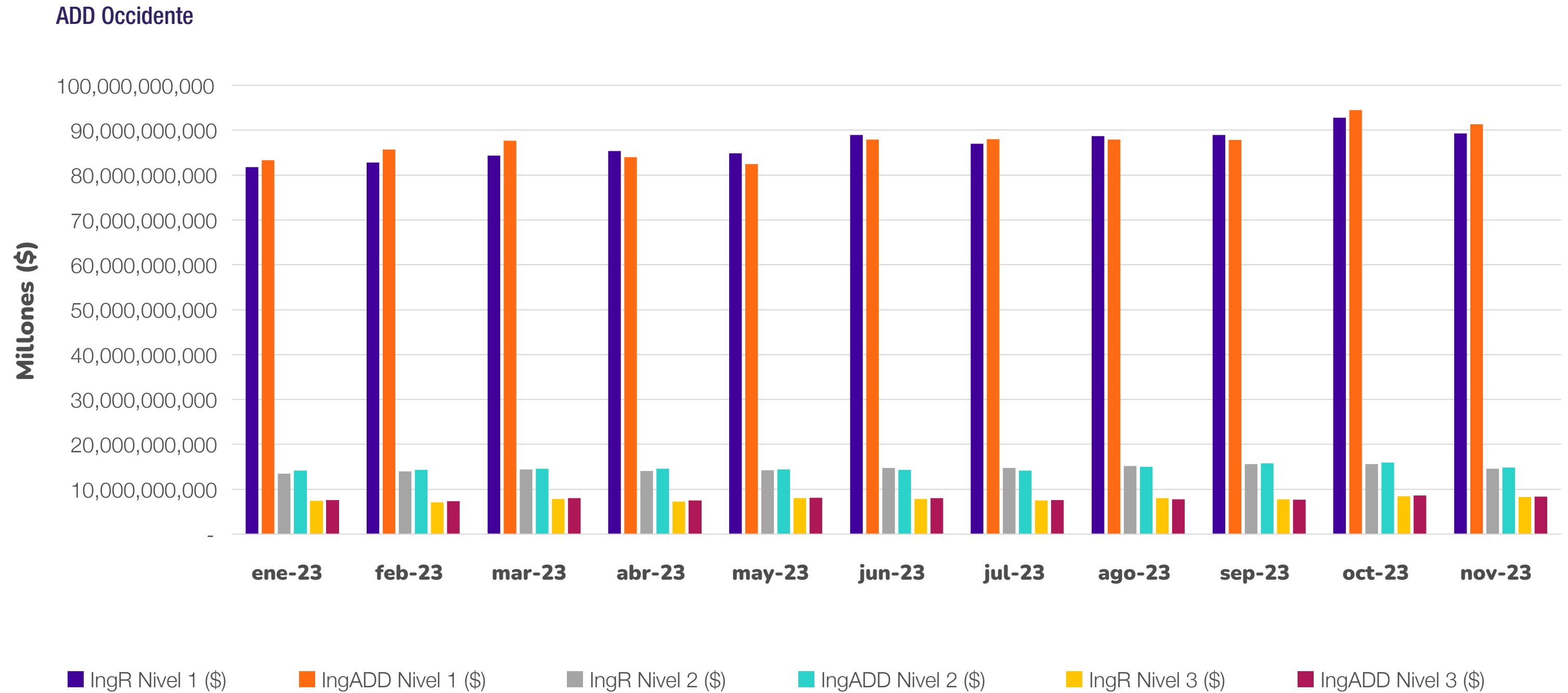


Figura 139. Evolución Ingresos Reconocido e Ingreso ADD 2023 ADD Occidente Niveles 1, 2 y 3.



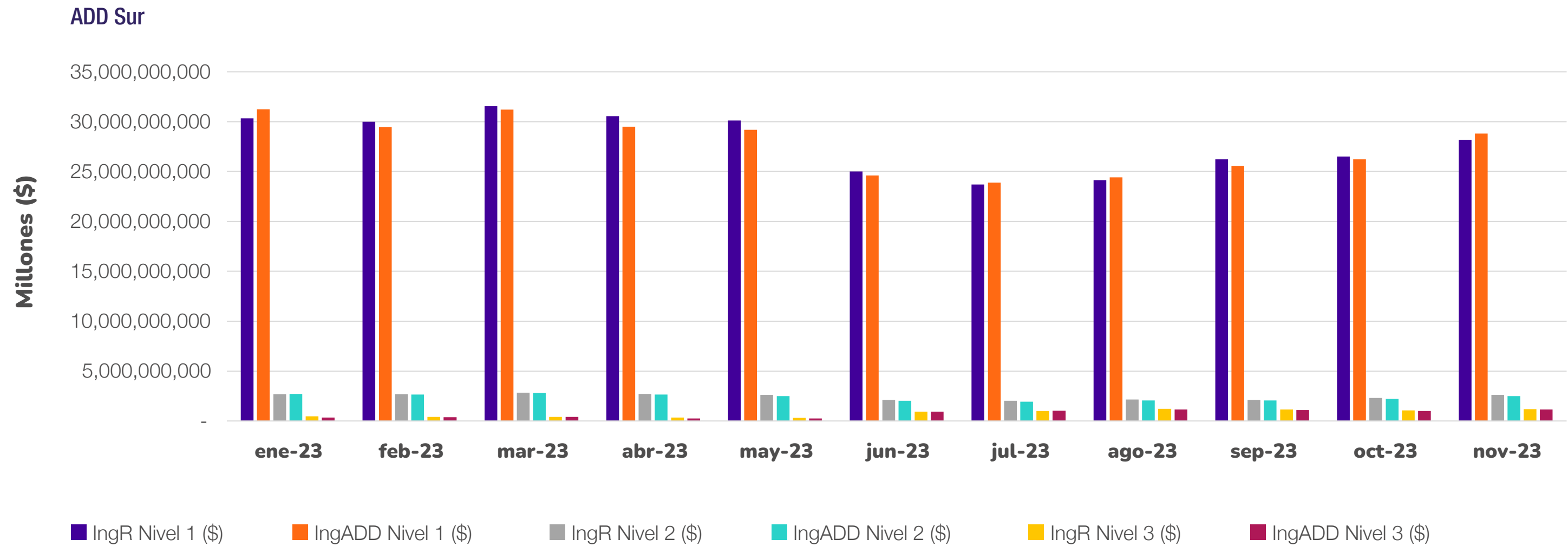


Figura 140. Evolución Ingresos Reconocido e Ingreso ADD 2023 ADD Sur Niveles 1, 2 y 3.

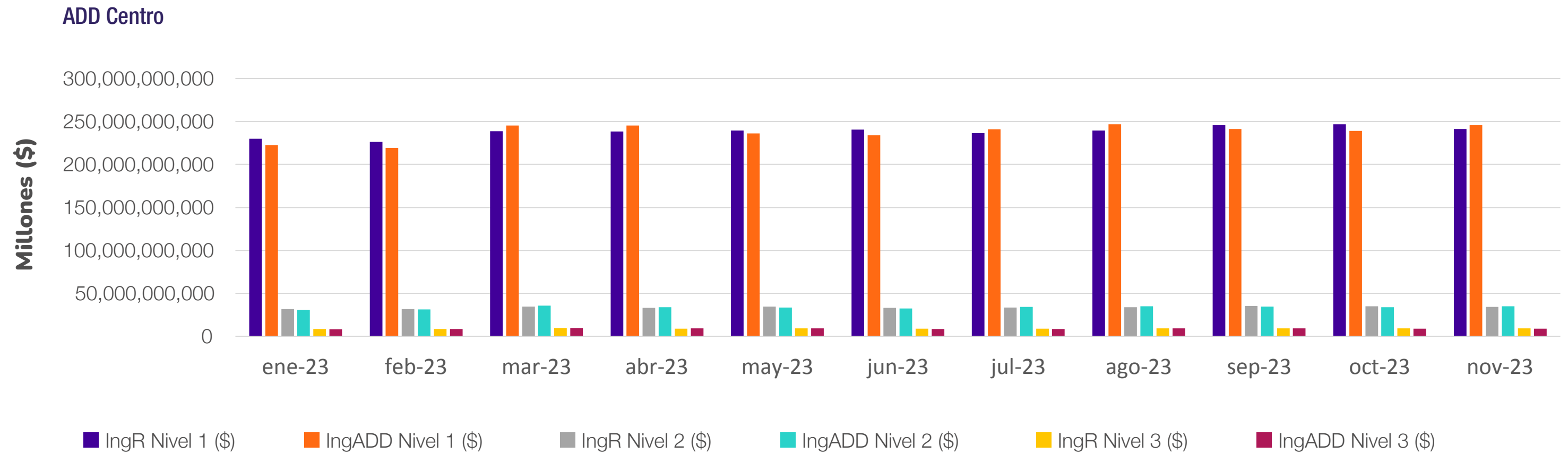


Figura 141. Evolución Ingresos Reconocido e Ingreso ADD 2023 ADD Centro Niveles 1, 2 y 3.

### 10.5 Ingresos netos de los transmisores nacionales

La evolución de los ingresos netos de los transmisores nacionales por concepto del cargo por uso se muestra en la siguiente gráfica:

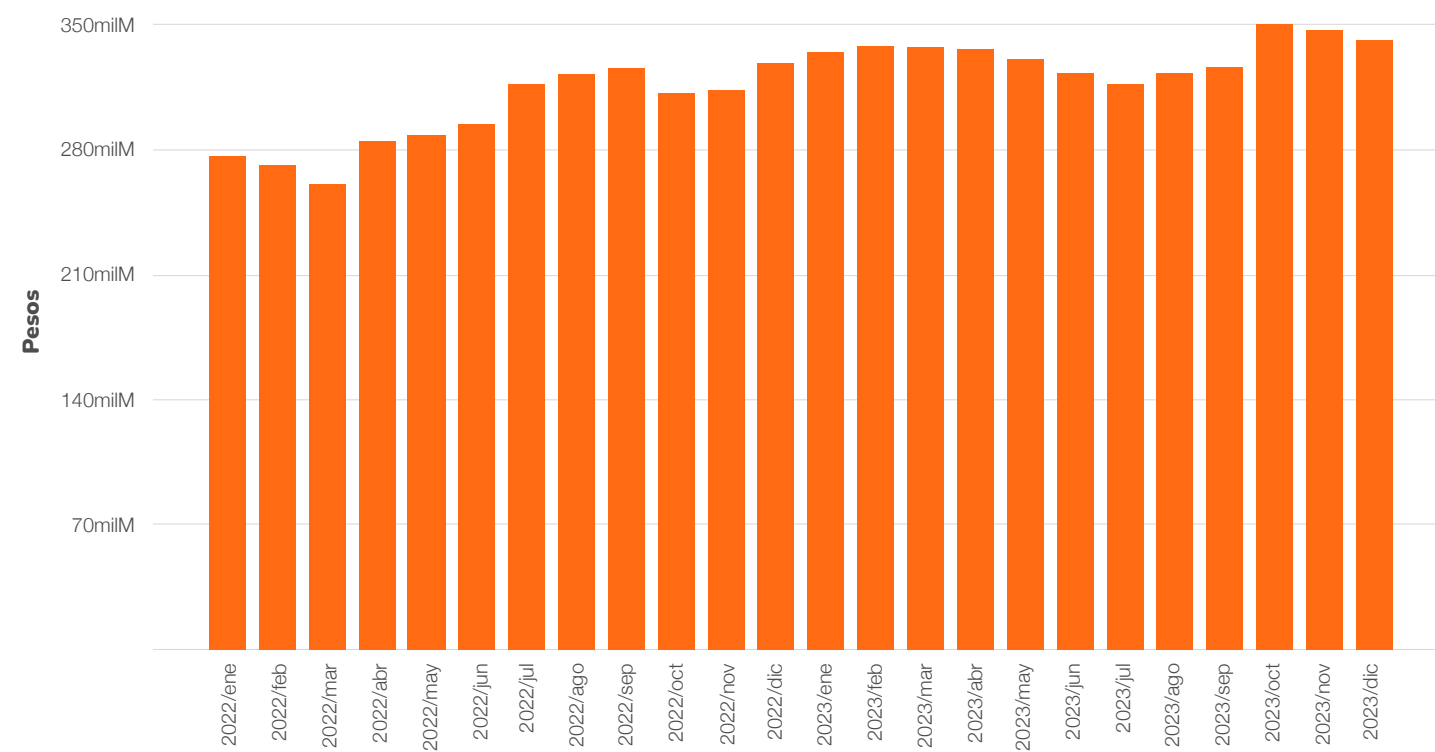


Figura 142. Evolución Ingresos de Operadores de Red por concepto de cargos por uso del STN.

### 10.6 Ingresos netos-operadores de red por cargo uso del STR

En la siguiente gráfica se muestra la evolución de los ingresos por concepto de cargos por uso del STR, allí se reflejan los efectos de las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 015 de 2018 y sus modificaciones y adiciones. La liquidación del año 2023 presentó un valor neto de \$2,580,490,147,242, distribuidos en \$784,077,013,974 para el STR Norte y \$1,796,413,133,268 para el STR Centro Sur.

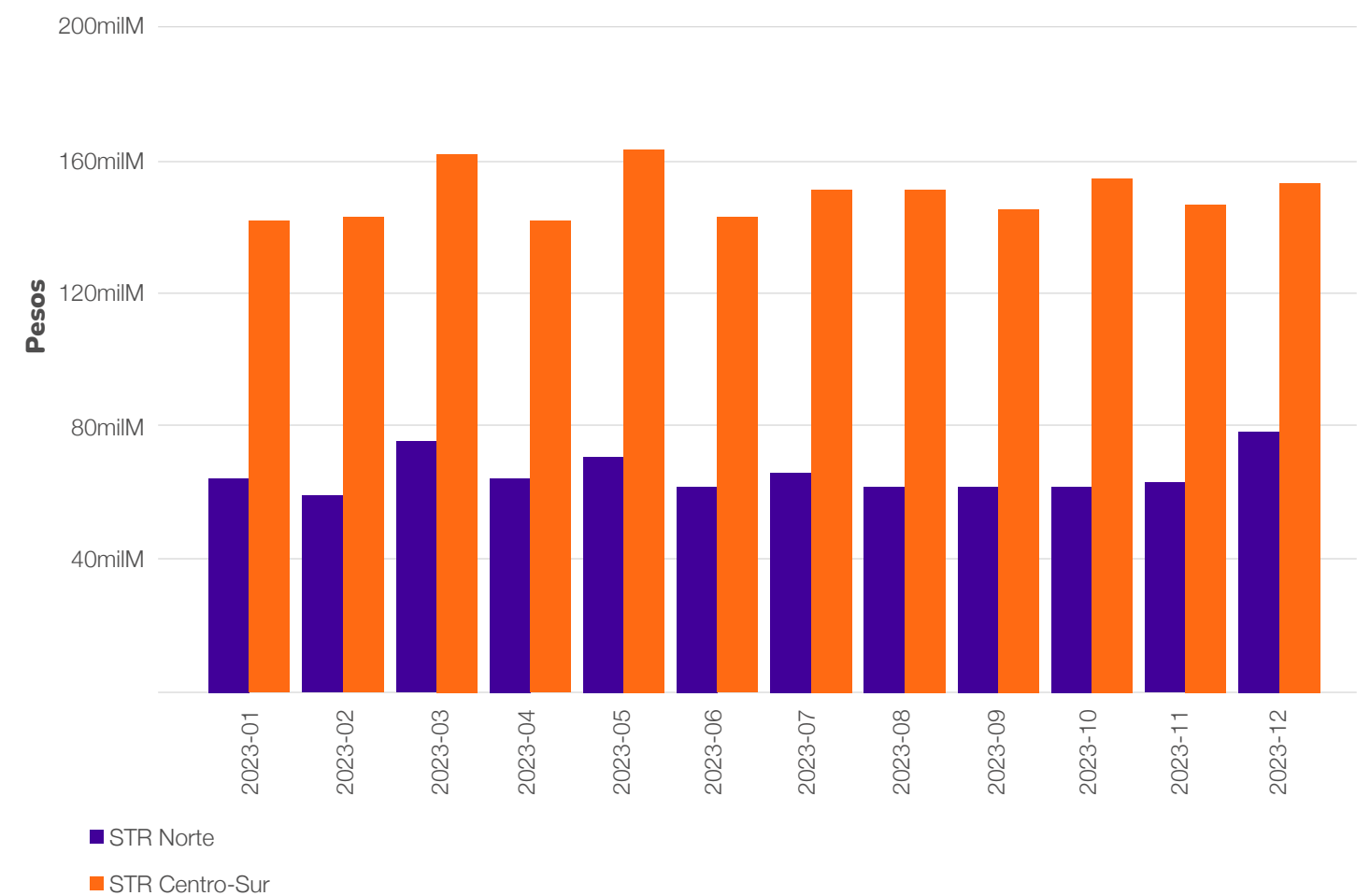


Figura 143. Evolución Ingresos de Operadores de Red por concepto de cargos por uso del STR.



## 10.7 Compensaciones en el STN

Evolución de las compensaciones en el STN - Año 2023

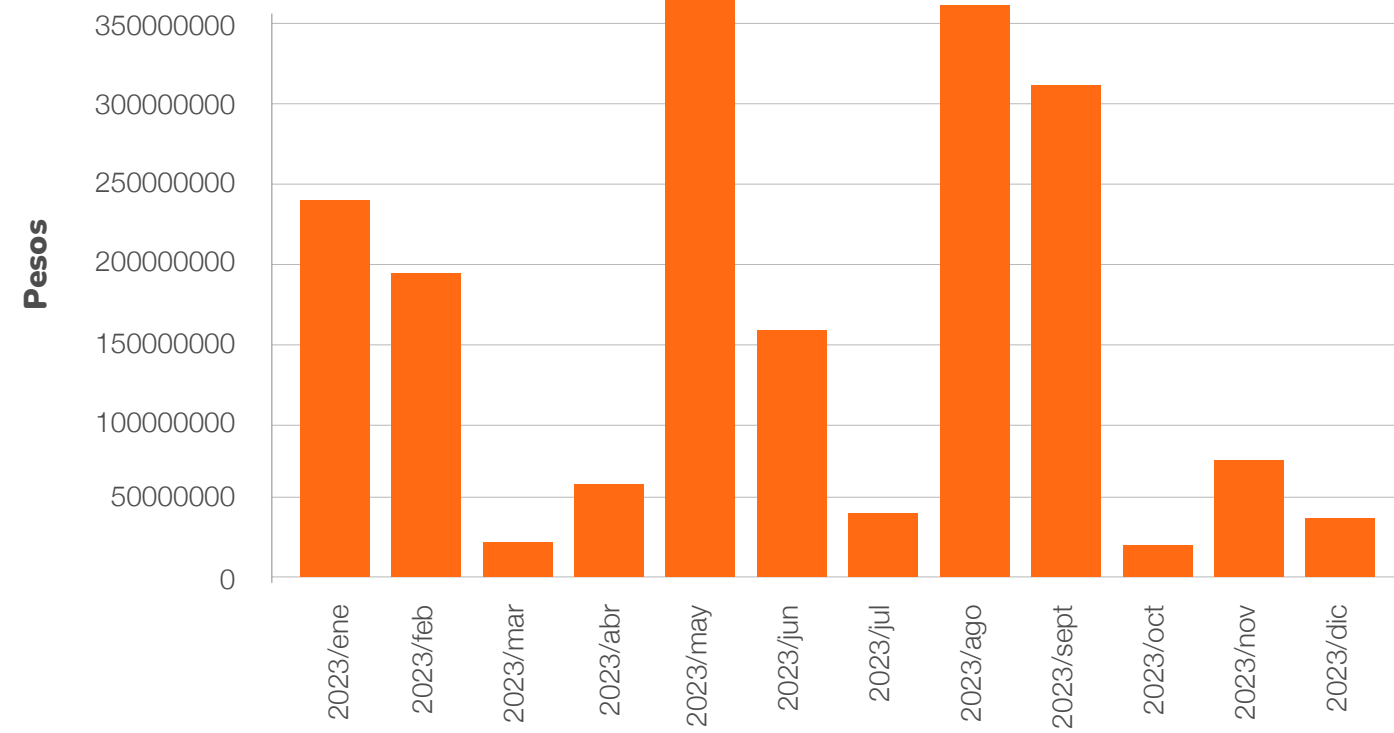


Figura 144. Evolución de las compensaciones calculadas por el LAC en el STN para el 2023.

## 10.8 Compensaciones en STR

Evolución de las compensaciones en el STR - Año 2023

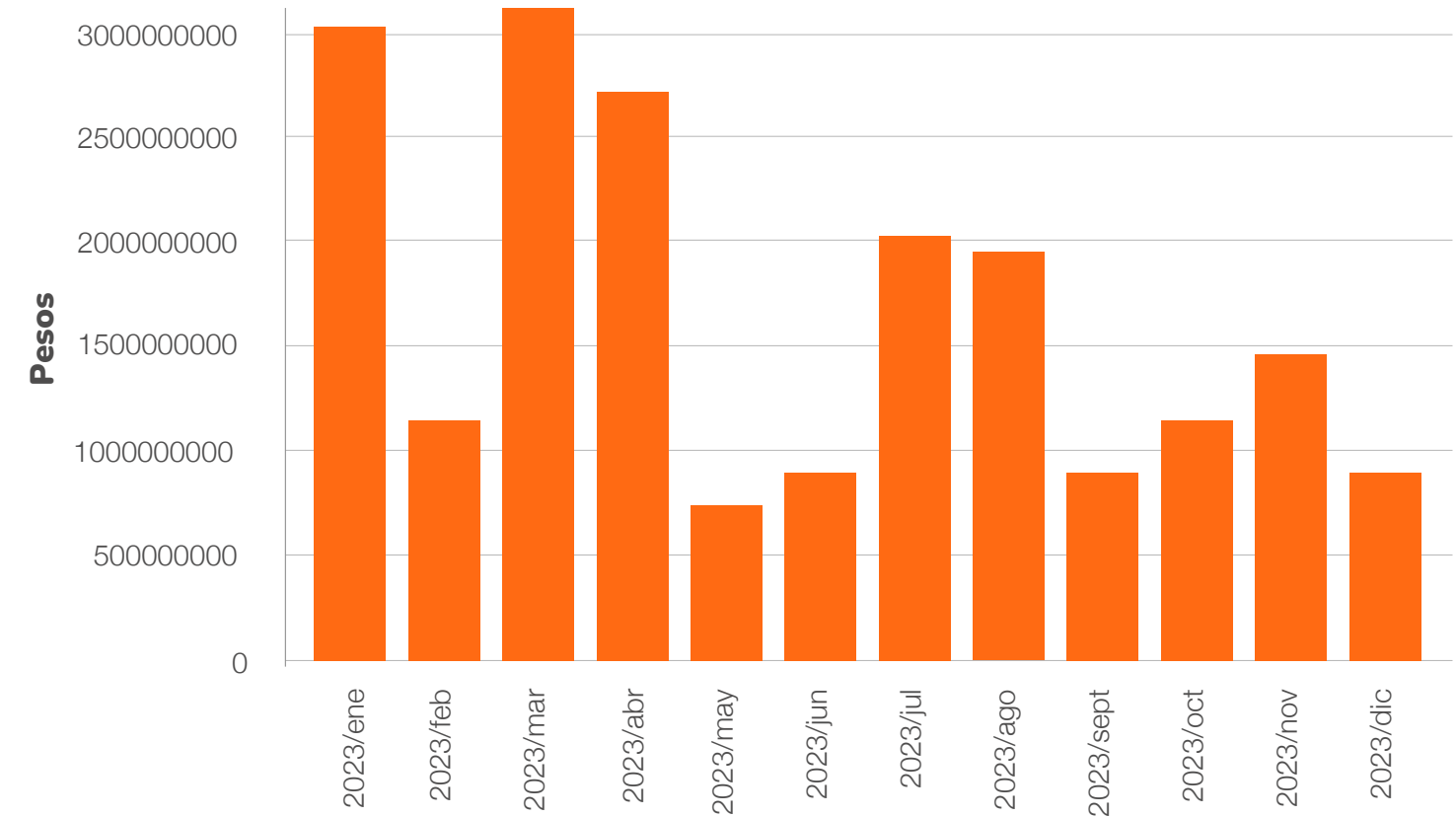


Figura 145. Evolución de las compensaciones en el STR, en millones de pesos, para el año 2023.

## 10.9 Indicadores de calidad SAIDI y SAIFI

### 10.9.1 SAIDI

Según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, el indicador SAIDI representa la duración total en horas de los eventos que en promedio percibe cada usuario del SDL de un OR, hayan sido o no afectados por un evento, en un periodo anual. A continuación, se expone la evolución por agente de dicho indicador durante el 2023.

Saidi											
Agente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-CASANARE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.41	2.34	3.65
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-NARIÑO	4.78	3.79	5.87	5.40	5.32	4.46	7.19	12.10	17.81	4.25	3.90
Compañía ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP - DISTRIBUIDOR-CAUCA	2.70	2.60	1.27	2.34	2.03	1.45	1.47	1.68	1.39	1.82	1.22
Compañía DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-TULUA	0.14	0.05	0.19	0.23	0.28	1.31	1.39	0.26	0.27	0.18	0.59
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-CALDAS	1.89	1.89	2.90	5.65	2.30	1.63	1.59	1.78	2.71	3.75	2.50
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-CARIBE MAR	4.33	4.56	6.05	6.26	7.40	12.15	31.64	8.39	8.38	6.33	6.00
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-NORTE DE SANTANDER	1.40	1.41	1.53	2.41	2.80	2.98	3.17	2.95	3.17	2.72	1.86
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-CAQUETA	7.46	3.64	5.60	8.58	6.76	4.83	4.36	3.57	6.35	7.11	8.37
AIR- E S.A.S. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-CARIBE SOL	2.61	2.96	2.68	2.62	2.65	4.13	3.36	8.05	5.35	2.62	3.35
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-CARTAGO	0.11	0.70	1.55	1.70	0.94	0.59	0.57	1.37	0.13	0.09	0.23
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-BAJO PUTUMAYO	6.39	4.46	16.15	14.91	15.51	8.92	10.28	9.38	15.75	9.96	8.42
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-BOYACA	0.49	0.34	0.45	0.37	0.26	0.42	0.51	0.36	0.50	0.55	0.37

Saidi											
Agente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-CHOCO	4.25	2.77	2.45	2.09	1.97	5.62	7.95	8.26	7.19	1.34	0.73
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-QUINDIO	0.56	0.38	0.89	0.39	0.42	0.31	0.52	0.33	0.39	0.43	0.39
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-PEREIRA	0.64	0.51	0.75	0.60	1.08	0.39	0.70	0.95	0.60	0.92	0.85
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-GUAVIARE	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-POPAYAN - PURACE	0.23	0.00	0.00	0.06	0.00	0.19	0.00	0.03	0.00	0.00	0.00
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	0.73	0.92	1.17	1.27	1.99	1.76	1.73	1.76	1.50	1.40	1.29
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-META	1.12	1.22	2.81	2.81	1.93	0.98	0.96	4.52	2.64	2.46	1.43
ENEL COLOMBIA SA ESP - DISTRIBUIDOR-BOGOTA - CUNDINAMARCA	0.71	0.63	0.86	0.65	0.65	0.56	0.58	0.57	0.72	0.82	0.86
EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P. - DISTRIBUIDOR-ARAUCA	2.65	3.52	2.73	5.31	6.70	8.80	8.11	10.85	10.85	13.21	7.10
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. - DISTRIBUIDOR-ANTIOQUIA	0.76	0.88	0.78	0.86	1.35	1.34	1.31	1.29	1.22	1.10	0.85
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-PUTUMAYO	1.20	1.87	2.17	1.93	1.74	1.86	1.71	1.91	2.20	2.24	1.40
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-SANTANDER	1.60	1.74	1.75	1.61	1.99	1.40	1.89	1.65	1.74	1.84	1.71
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-HUILA	1.85	1.56	2.94	2.54	1.85	1.62	1.58	2.03	1.87	1.97	2.26
RUITOQUE S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-RUITOQUE	0.24	0.00	0.03	0.00	0.00	4.62	0.08	0.13	0.08	0.00	0.00
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-TOLIMA	4.84	2.05	4.33	4.67	10.95	4.55	5.51	5.51	4.26	3.95	2.51
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-VALLE DEL CAUCA	0.68	0.56	1.13	1.32	2.30	0.91	1.27	1.42	1.16	0.98	1.16

Tabla 53. Evolución indicador SAIDI.



### 10.9.2 SAIFI

Según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, el indicador SAIFI representa la cantidad de eventos que, en promedio, perciben todos los usuarios del SDL de un OR y que hayan sido o no afectados por un evento en un periodo anual. A continuación se presenta la evolución por agente de dicho indicador durante el 2023.

SAIFI											
Agente	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-CASANARE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2,58	1,52	2,62
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-NARIÑO	2,12	2,16	2,61	2,81	2,89	2,30	2,42	2,24	2,32	2,89	2,34
Compañía ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP - DISTRIBUIDOR-CAUCA	1,84	1,40	1,20	1,48	1,38	1,08	1,09	1,20	1,14	1,10	1,15
Compañía DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-TULUA	0,12	0,03	0,21	0,14	0,17	0,15	0,18	0,23	0,18	0,08	0,96
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-CALDAS	1,39	1,27	1,75	1,27	1,64	1,28	0,99	1,17	1,55	2,23	1,66
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-CARIBE MAR	2,92	2,46	3,49	4,10	5,16	5,93	5,81	5,50	5,64	4,75	3,80
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-NORTE DE SANTANDER	0,44	0,33	0,38	0,60	0,74	0,65	0,72	0,69	0,77	0,76	0,65
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-CAQUETA	5,58	2,61	4,51	5,67	2,88	2,19	2,88	3,31	5,78	4,77	4,39
AIR- E S.A.S. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-CARIBE SOL	1,94	2,42	2,67	2,49	2,38	2,84	2,66	3,22	2,91	2,04	1,98
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-CARTAGO	0,07	0,56	1,49	1,44	1,58	0,87	0,89	1,19	0,16	0,05	0,33
EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-BAJO PUTUMAYO	9,12	5,89	9,87	5,00	5,24	3,77	2,96	6,47	8,99	5,65	11,84
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-BOYACA	0,31	0,39	0,57	0,24	0,25	0,40	0,46	0,37	0,47	0,32	0,28

SAIFI											
Agente	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-CHOCO	1,34	1,11	0,85	0,91	0,87	1,77	2,00	2,89	1,97	1,27	1,13
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-QUINDIO	0,33	0,23	0,52	0,27	0,39	0,28	0,50	0,28	0,33	0,26	0,56
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-PEREIRA	1,37	0,49	1,07	0,61	1,90	0,89	0,67	1,19	1,05	0,68	1,06
EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-GUAVIARE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-POPAYAN - PURACE	0,46	0,00	0,00	0,23	0,00	0,46	0,00	0,23	0,00	0,00	0,00
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	0,67	0,68	0,84	0,73	0,87	0,69	0,87	1,04	0,74	0,80	0,71
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-META	2,56	0,89	3,65	3,85	2,52	2,19	2,11	4,85	5,30	5,98	4,29
ENEL COLOMBIA SA ESP - DISTRIBUIDOR-BOGOTA - CUNDINAMARCA	0,71	0,65	0,89	0,73	0,73	0,68	0,64	0,66	0,83	0,96	0,94
EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P. - DISTRIBUIDOR-ARAUCA	2,08	1,67	1,42	2,61	2,69	2,95	2,73	2,90	3,70	2,92	1,92
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P. - DISTRIBUIDOR-ANTIOQUIA	0,52	0,70	0,53	0,51	0,83	0,69	0,81	0,90	0,75	0,67	0,47
EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-PUTUMAYO	1,53	2,35	2,72	3,25	2,42	2,62	1,89	3,70	2,72	2,62	1,29
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-SANTANDER	0,78	1,06	0,99	0,81	0,91	0,72	0,92	1,03	0,88	0,67	0,73
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-HUILA	0,48	0,48	0,72	0,60	0,50	0,55	0,52	0,54	0,41	0,65	0,76
RUITOQUE S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-RUITOQUE	0,55	0,00	0,22	0,00	0,00	1,00	0,07	0,45	0,07	0,00	0,00
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-TOLIMA	2,20	1,19	1,51	1,48	4,16	1,49	2,07	2,32	0,94	1,52	0,63
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. - DISTRIBUIDOR-VALLE DEL CAUCA	0,55	0,45	0,78	0,68	1,36	0,49	0,76	0,76	0,85	0,63	0,65

Tabla 54. Evolución indicador SAIFI.

### 10.9.3 SAIDI y SAIFI agregados

Se evidencia el comportamiento agregado del SAIDI y SAIFI entre enero y noviembre del 2023 (último periodo disponible al momento de la elaboración de este informe).

SAIDI y SAIFI

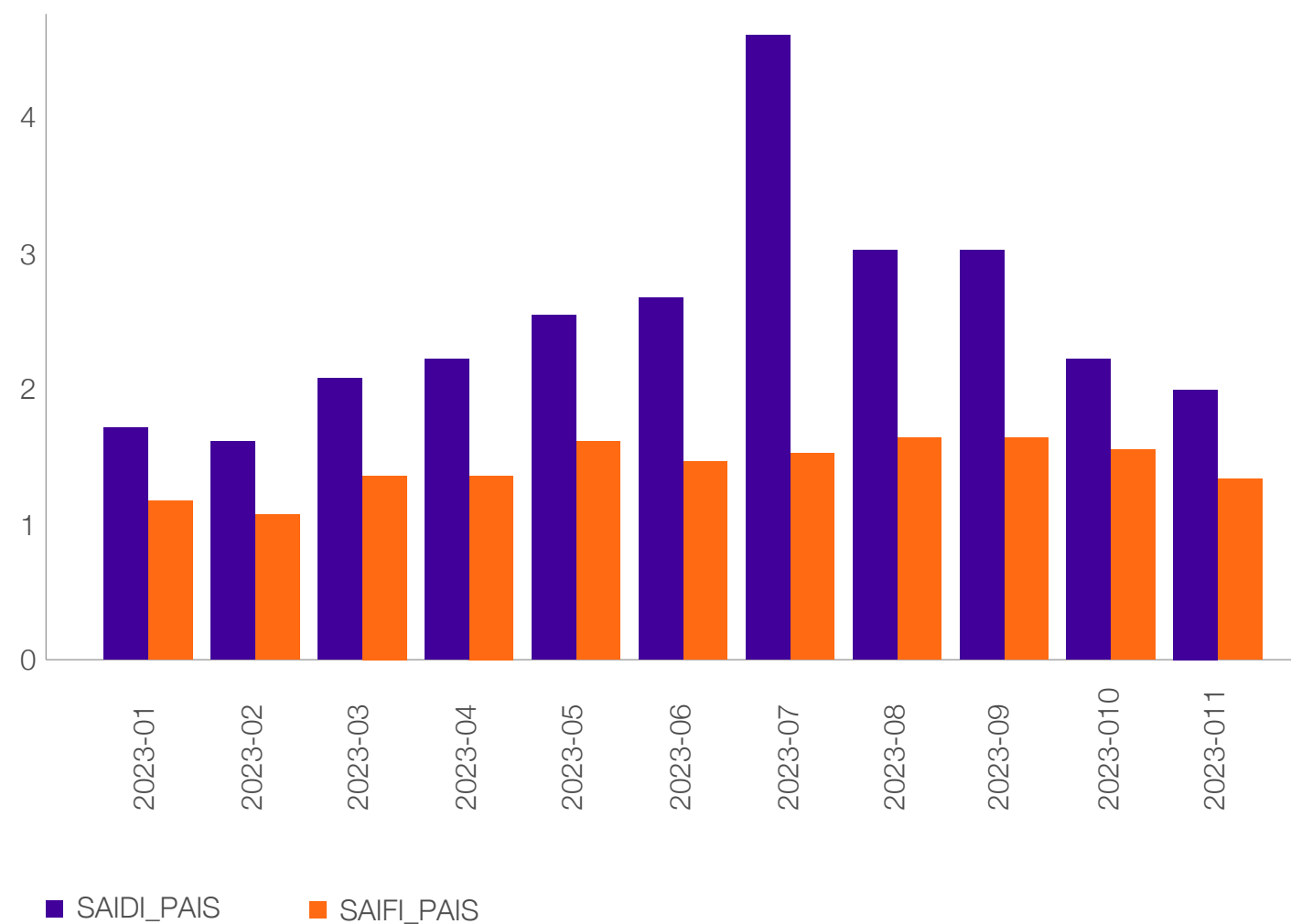


Figura 146. SAIDI y SAIFI Nacional.

## 11. SIMEM

### Apartados para la sección de sostenibilidad.

#### 11.1 SIMEM Resolución CREG 01 018 de 2022

En cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 101 018 de 2022, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), en calidad de administrador del SIMEM (Sistema de Información del Mercado Eléctrico), puso a disposición la información del Mercado de Energía Mayorista (MEM) para consulta de los agentes del mercado y demás interesados el 30 de septiembre de 2023. El SIMEM es la primera plataforma de datos abiertos especializada en el sector eléctrico colombiano, fue concebido de acuerdo con los lineamientos estipulados en el literal k del artículo 11 de la ley 1712 de 2014 y numeral 4.2 del anexo 4 de la Resolución MinTIC 1519 de 2020.

Es importante recordar que los datos abiertos son información pública dispuesta en formatos que permiten su uso y reutilización bajo licencia abierta y sin restricciones legales para su aprovechamiento.

De esta forma promovemos la transformación digital en el sector, movilizamos a las empresas a utilizar herramientas tecnológicas que permitan la automatización en el consumo de información y en el análisis de big data, al tiempo que incentivamos la innovación y la competencia en las empresas, y apoyamos la transparencia en el sector; adicionalmente, fomentamos la participación ciudadana, fortalecemos la democracia e impulsamos el crecimiento económico.

El SIMEM fue implementado en trece meses y a la fecha cuenta con las siguientes características:

- Más de 220 conjuntos de datos con la información pública del MEM dispuesta en formato de datos abiertos.
- Más de 200 variables del MEM distribuidas en todos los conjuntos de datos y consolidadas en un inventario de variables para su fácil consulta.
- Buscadores que permiten el fácil acceso a toda la información disponible en el SIMEM.
- Una interfaz de programación de aplicaciones (API, por sus siglas)



en inglés) para consumir los datos con sistemas automáticos.

- Lineamientos o estándares de ciberseguridad.
- Lineamientos de accesibilidad según la regulación vigente.
- Planes de recuperación que garantizan la disponibilidad de la información.

Por otra parte, los artículos 20 al 25 de la Resolución CREG 101 018 de 2022 replantearon la forma como se reportan los contratos celebrados por los comercializadores con los usuarios participantes en el mercado competitivo. Esto nos llevó a la construcción de una nueva aplicación denominada Contratos UNR, a partir de la cual se habilitó a los comercializadores para informar tanto los contratos que celebran con los usuarios como las tarifas facturadas. De ahí que XM, como ASIC y como administrador del SIMEM, está encargado de preparar y publicar informes y estadísticas que deriven en mejor información, con datos valiosos para la toma de decisiones. A continuación presentamos algunas de las estadísticas del año 2023:

- 6990 contratos diferentes que fueron registrados o renovados por parte de los agentes para un total de 6234 fronteras comerciales pertenecientes al mercado no regulado. Esta información fue reportada por 45 comercializadores que atienden usuarios de dicho mercado.
- Con corte al 18 de enero de 2024, 23 agentes han reportado la facturación de sus fronteras comerciales para los periodos de facturación de octubre, noviembre y diciembre de 2023. Es importante recordar que los periodos de facturación de cada comercializador son independientes y por esta razón es posible que algunos de los agentes estén pendientes de reportar las tarifas facturadas durante el 2023.

## 12. Situación energética y expectativas de operación

En XM hacemos seguimiento continuo a las variables que pueden impactar la prestación del servicio, en busca de brindar señales oportunas al sector sobre posibles riesgos y así tomar las acciones necesarias para mantener encendida a Colombia con el mejor servicio y con los mejores estándares.

El año 2023, desde el punto de vista climático, estuvo marcado por la transición de un fenómeno de La Niña hacia un nuevo fenómeno de El Niño. En febrero de 2023 las agencias internacionales preveían la posible ocurrencia de esta transición, que se empezó a confirmar con las anomalías en la temperatura del Océano Pacífico superiores al umbral de 0.5 °C desde el mes de mayo y que persistió el resto del año. Lo anterior se materializó en déficits en los aportes de las cuencas hidrográficas asociadas al sector eléctrico y, por tanto, en la afluencia del caudal a cada recurso de generación hidroeléctrica del SIN. Lo anterior conllevó a un seguimiento detallado del comportamiento de la disponibilidad y generación hidráulica y térmica, así como a la entrada de proyectos de generación.

Con la entrada en operación de los proyectos de generación en 2023, que en total aportaron 1142.5 MW nuevos, la capacidad efectiva neta del SIN cerró el año con 19,918.7 MW. Se destacan proyectos como las unidades 3 y 4 de Hidroituango con 600 MW, el cierre del ciclo combinado de Termocandelaria, con 241 MW adicionales, y 26 proyectos de generación solar con un total de 209.6 MW.

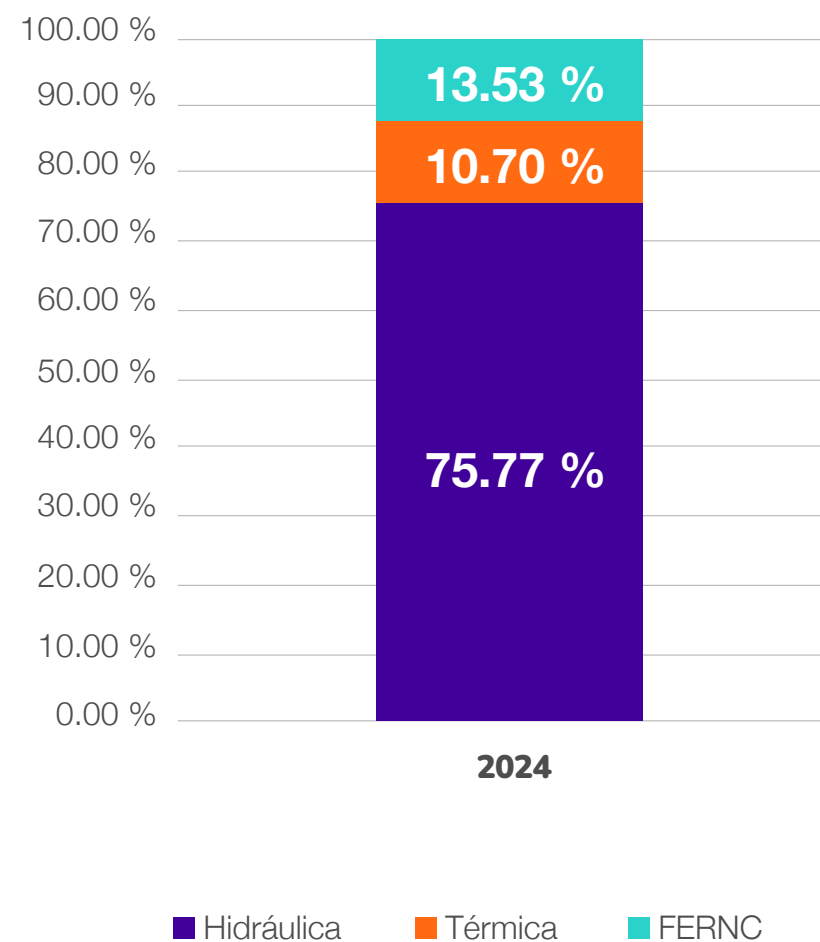
De las redes de transmisión se resalta la entrada en operación en 2023 del proyecto Atlántico, que incorporó las nuevas subestaciones Magdalena 110 kV y Estadio 110 kV, además de los nuevos circuitos Magdalena-Tebesa 110 kV, Magdalena-El Río 110 kV, Magdalena-Unión 110 kV, Termoflores-Oasis 110 kV, Termoflores-Las Flores 2 110 kV, Las Flores-El Río 110 kV, Oasis-Estadio 110 kV y Estadio-Centro 110 kV, aumentando la flexibilidad operativa y confiabilidad en la atención de demanda de la subárea Atlántico, al eliminar un gran número de restricciones por sobrecarga ante contingencia sencilla.

Las restricciones que se mantienen activas disminuyen su probabilidad de activación, por lo que además se mitiga la necesidad de balances de generación entre recursos de la subárea (Tebesa Flores). El proyecto Sabana-Bolívar 500 kV brindó fortaleza para el control de tensión en la subárea Bolívar e incrementó la confiabilidad de la importación de Caribe. El proyecto La Loma 110 kV acabó con las radialidades de los nodos de La Jagua y El Paso, eliminando restricciones asociadas a tensión y sobrecarga que eran limitantes para la importación de Caribe.

Para el año 2024 se prevé la finalización de la ocurrencia del fenómeno de El Niño 2023-2024 y los análisis energéticos, con los supuestos considerados (demanda, entrada de pro-

yectos futuros de generación y transmisión, entre otros) nos indican que la demanda podrá atenderse cumpliendo los criterios de confiabilidad establecidos en la regulación vigente.

En 2024, dentro de los proyectos de generación, esperamos que entren en operación parques solares de gran tamaño como Fundación (99.9 MW), La Unión (100MW) Latam Solar (150MW), Guayepo (370MW), entre otros. También se espera que arranque el proyecto de generación Termocaribe 3 con 42 MW.



**Figura 147. Participación de la generación en la atención de la demanda. Proyección para 2024.**

Adicionalmente, en 2024 se resalta la entrada de los proyectos de transformadores Santa Helena 230/115 kV 2X150 MVA, línea Virginia-Nueva Esperanza 500 kV, línea La Loma-Sogamoso 500 kV, transformador Nueva Río 220/110 kV, subestación Colectora 1 500 kV, línea doble circuito Colectora-Cuestecitas 500 kV y Cuestecitas-La Loma 500 kV, Alférez 500 kV, línea Heliconia-La Virginia 500 kV, La Virginia-Alférez 500 kV y transformadores Alférez 500/230 kV 2x450 MVA.

La entrada de los proyectos de generación al SIN permitirá la diversificación del sistema para atender la demanda, el crecimiento de la misma y volver el sistema menos vulnerable a eventos climáticos. A su vez, con la entrada de los proyectos de transmisión el sistema no solo aumenta su confiabilidad sino que se viabiliza la entrada de nuevos proyectos de generación.

**La entrada de los proyectos de generación al SIN permitirá la diversificación del sistema para atender la demanda, el crecimiento de la misma y volver el sistema menos vulnerable a eventos climáticos.**

### 13. Indicadores de gestión financiera

La CREG (Comisión de regulación de energía y gas) establece una serie de indicadores de calidad para la administración financiera del mercado, los resultados obtenidos en 2023 evidencian la adecuada gestión financiera ejecutada por XM:

Resoluciones CREG 024 de 1995 y CREG 008 de 2003: tiempo de distribución o transferencia de los recursos con una meta de tres días hábiles. En 2023 cumplimos esa meta, con un tiempo de transferencia promedio de 1.50 días para el negocio SIC y 1.28 para el negocio STN.

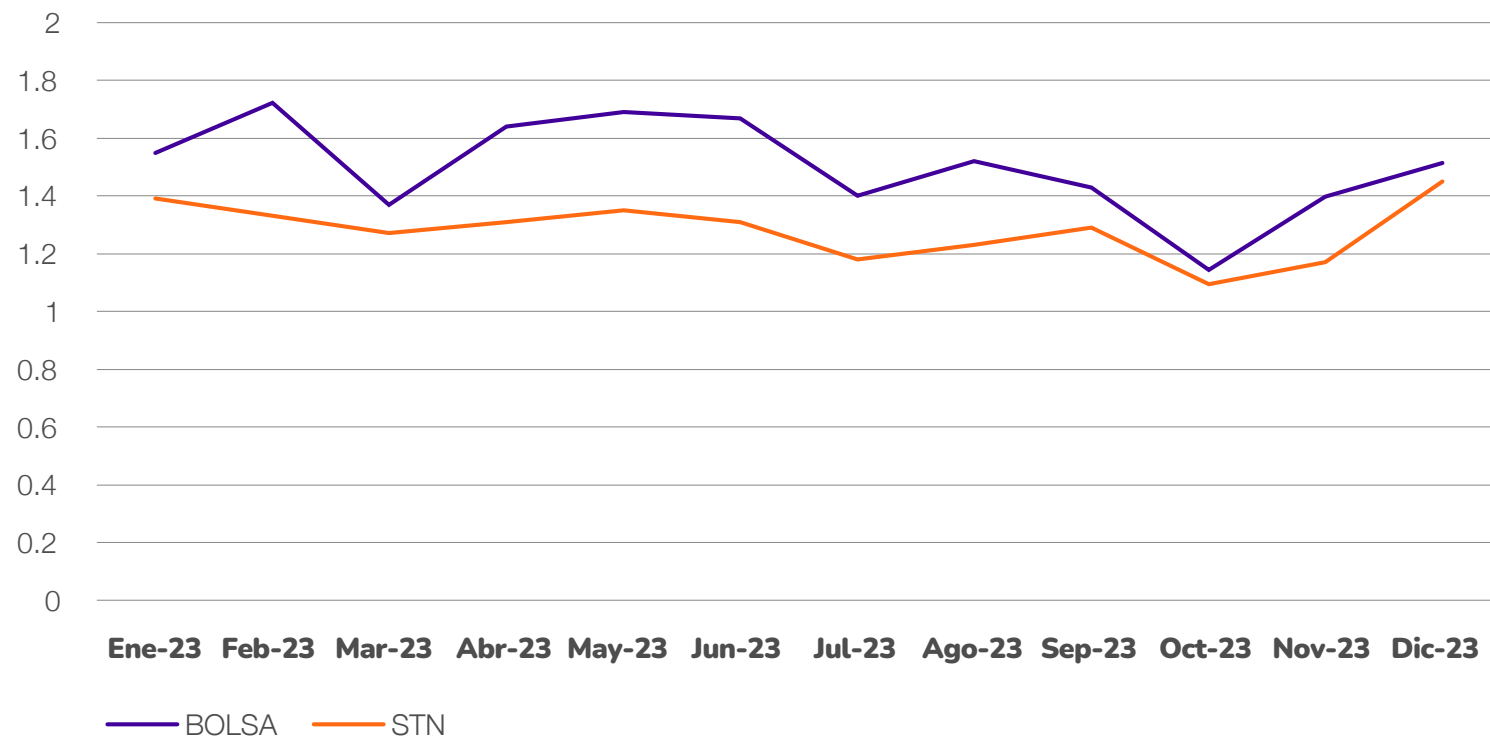


Figura 148. Indicadores de calidad para la administración financiera del mercado.

## 14. SICEP

### Seguimiento de las convocatorias públicas para el mercado regulado SICEP MEM

El Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas -SICEP, es una plataforma tecnológica desarrollada y administrada por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC- en los términos establecidos en la Resolución CREG 130 de 2019. El diseño y estructuración del SICEP facilita la publicidad y trazabilidad de la información sobre las convocatorias públicas para la celebración de contratos para el mercado regulado, incluyendo los respectivos resultados que requieren todos los agentes, usuarios y entidades de inspección, control y vigilancia.

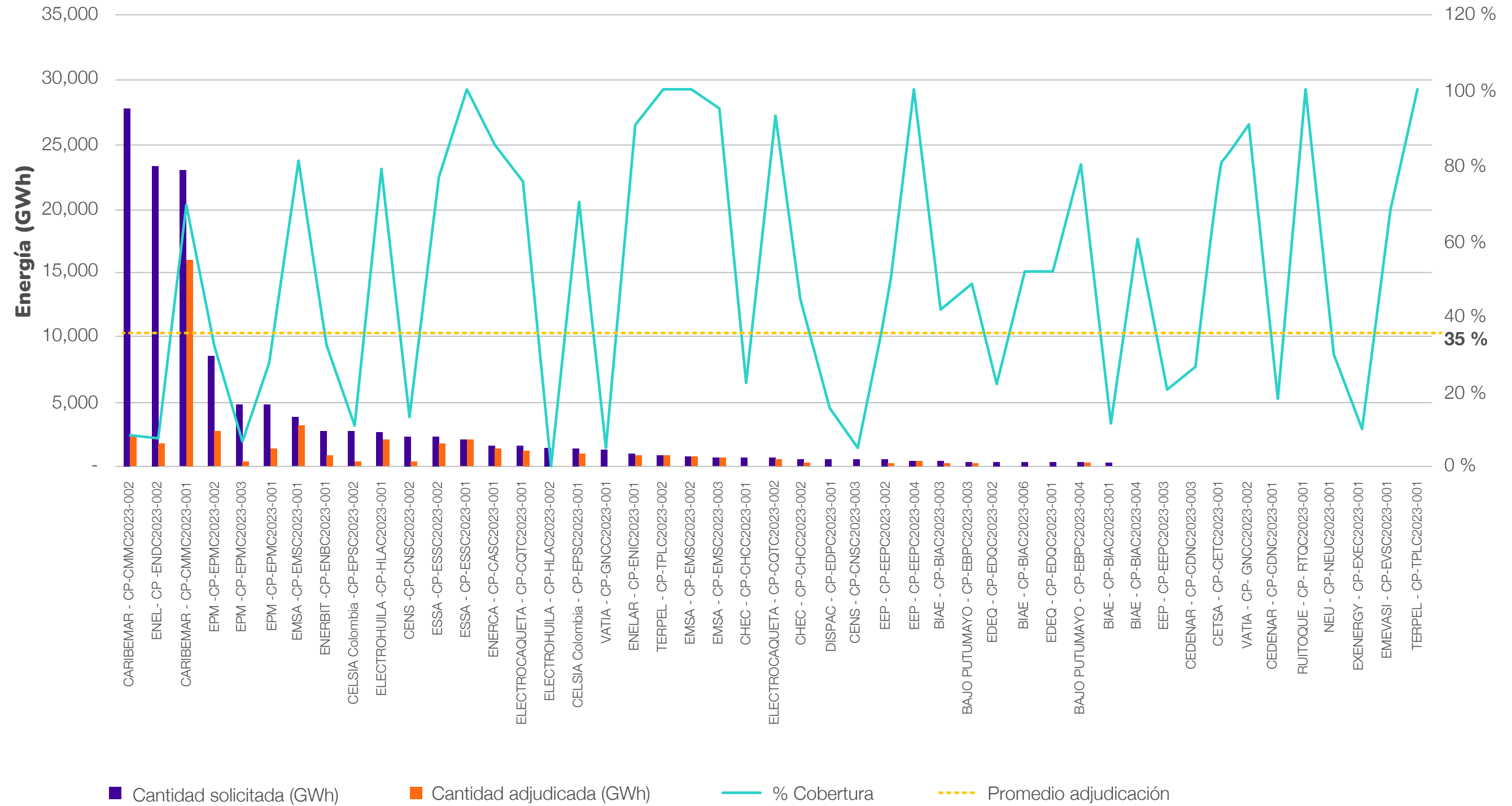
Durante el período de análisis, comprendido entre el 01 enero y el 31 de diciembre del 2023, 35 comercializadores debidamente registrados en el Mercado de Energía Mayorista -MEM, realizaron la publicación de un total de ciento nueve (109) avisos de convocatorias para comprar energía para el mercado regulado en el Sistema Centralizado de Información de Convocatorias públicas SICEP, de las cuales cuarenta y ocho (48) convocatorias fueron Cerradas y adjudicadas, treinta y seis (36) convocatorias fueron declaradas desiertas, cuatro (4) fueron canceladas y veintiuna (21) convocatorias quedaron en estado Abiertas, es decir, no habían finalizado el proceso al cierre del año 2023, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla de resumen convocatorias 2023	
Cerrada y adjudicada	48
Cerrada y desierta	36
Cancelada	4
Abierta	21
Total avisos publicados	109

Tabla 55. Tabla de resumen de convocatoria 2023

De acuerdo con los resultados de los procesos de las convocatorias mencionadas, en la gráfica No. 1 se observa la cantidad de energía adjudicada en el SICEP por agente versus la cantidad de energía solicitada, adicionalmente la línea punteada indica cuál fue el porcentaje promedio de adjudicación de todas las convocatorias consideradas.





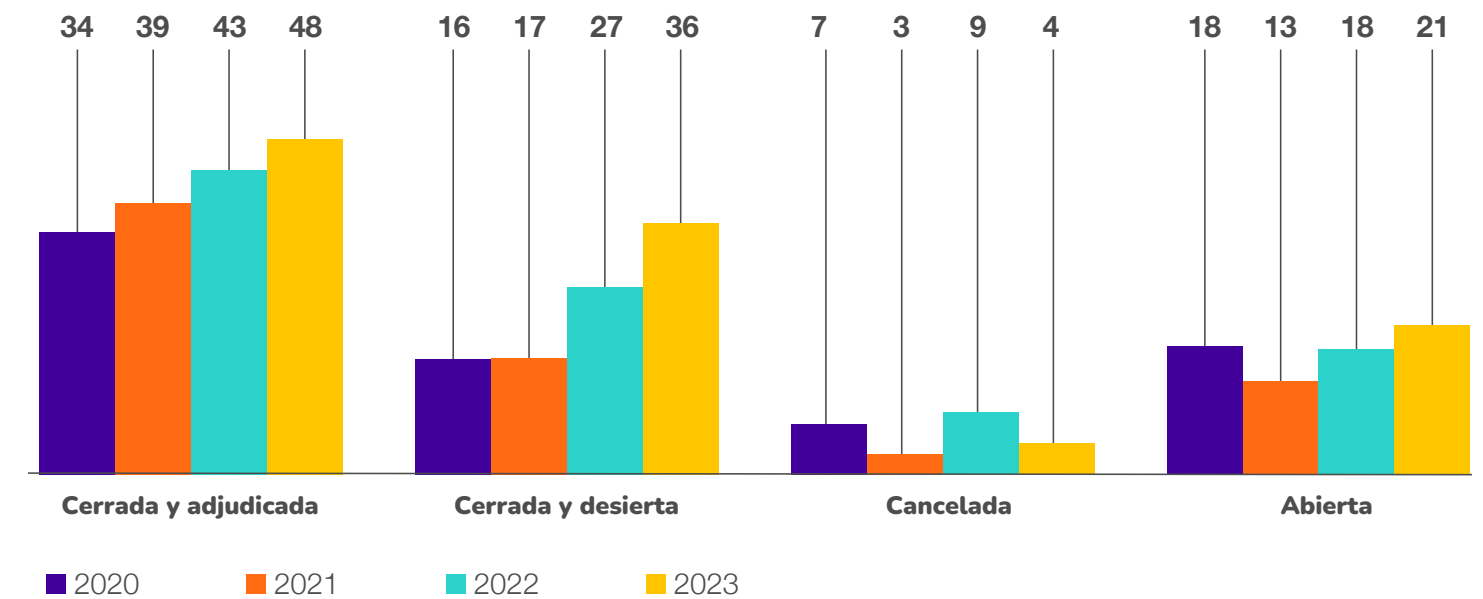
Gráfica 149. Comparación de energía requerida vs. Adjudicada (SICEP)

Durante el periodo analizado, veinte nueve (29) comercializadores realizaron más de una convocatoria, entre los cuales cabe resaltar que los siguientes comercializadores realizaron entre siete (7) y cuatro (4) convocatorias, veamos:

Número de convocatorias por Agente Comercializador	
BIA ENERGY S.A.S. E.S.P	7
EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	7
NEU ENERGY S.A.S E.S.P	6
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.	5
ENEL X COLOMBIA S.A.S ESP	5
RUITOQUE S.A. E.S.P.	5
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	4
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	4
AIR- E S.A.S. E.S.P.	4
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	4
EMPRESA SIGLO XXI EICE ESP	4
VATIA S.A. E.S.P.	4
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	4

Tabla 56. Número de convocatorias por Agente Comercializador

Es importante mencionar que con respecto al año 2022 se presenta un incremento del 11,6 % del número de convocatorias Cerradas y adjudicadas, así también se observa que hubo un incremento de convocatorias desiertas del 33,3 %, por su parte las convocatorias canceladas disminuyeron a 55,6 % y que las convocatorias abiertas con corte al 31 de diciembre aumentaron el 16,7 %. En la siguiente gráfica se muestra el resumen de los avisos de convocatorias creados en el SICEP con corte al 31 de diciembre de cada año.



Gráfica 150. Resumen de número de convocatorias últimos 4 años



# Estados financieros





# CONTENIDO

## P Á G I N A

<b>290</b>	<b>Estados de situación financiera</b>
<b>291</b>	<b>Estados de resultados integrales</b>
<b>292</b>	<b>Estados de cambios en el patrimonio de los accionistas</b>
<b>293</b>	<b>Estados de flujos de efectivos</b>
<b>294</b>	<b>Notas de carácter general</b>
294	Información general
295	Principios y bases de presentación
302	Principales políticas contables
<b>319</b>	<b>Notas específicas</b>
319	Efectivo y equivalentes de efectivo
321	Cuentas por cobrar y otros deudores
324	Otros activos no financieros
326	Impuestos
332	Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos e instrumentos financieros
334	Propiedades, planta y equipo, neto
336	Intangibles, neto
337	Beneficios a empleados
345	Cuentas por pagar
345	Otros pasivos no financieros
346	Patrimonio
348	Utilidad neta por acción
349	Ingresos de contratos con clientes
349	Costos de operación y gastos de administración
350	Resultados financieros
351	Garantías y compromisos vigentes
351	Litigios y demandas
352	Saldos y transacciones con partes relacionadas
355	Eventos subsecuentes y aspectos relevantes

## Así gestionamos en XM la inversión de nuestro capital

**T**ener un manejo adecuado de nuestras inversiones, de nuestros recursos se traduce en cumplir con cada una de las metas que nos hemos propuesto en nuestro plan de negocios. Tenemos claro que contar con una empresa financieramente sólida representa crecimiento sostenible.

En XM estamos comprometidos con que nuestra base financiera sea lo suficientemente fuerte para mejorar la calidad de vida de los colombianos e impulsar un cambio positivo en el mundo. Adicionalmente, buscamos aportar a la seguridad energética y así lograr una transición ordenada, eficiente y centrada en el ser humano. De esta manera, le brindamos al país la mejor energía y contribuimos al desarrollo sostenible

Cada una de las bases sobre las que se forja el plan financiero de XM tiene en cuenta que sea una hoja de ruta que se sostenga en los principios de buena fe, confidencialidad, economía, equidad, legalidad, responsabilidad, independencia y transparencia.

Dado esto último, buscamos impregnar a nuestros accionistas, al mercado, y a cada una de las empresas y hogares del país, la tranquilidad de que contamos un plan que genera valor en la inversión y que tienen en cuenta los compromisos con nuestros clientes.

### Los servicios de energía que XM lidera

XM está comprometida con la operación de sistemas de potencia y administración de mercados de energía con altos estándares de calidad, confiabilidad y economía. Así mismo, se centra en el diseño y desarrollo de soluciones innovadoras de energía y de base tecnológica que contribuyan a la transformación del sector.

Dentro de esas soluciones es clave el rol que cumplimos en la compañía con el diseño y desarrollo de respuestas innovadoras y de base tecnológica que contribuyan a la acción climática, a optimizar el uso de los recursos y al desarrollo sostenible.

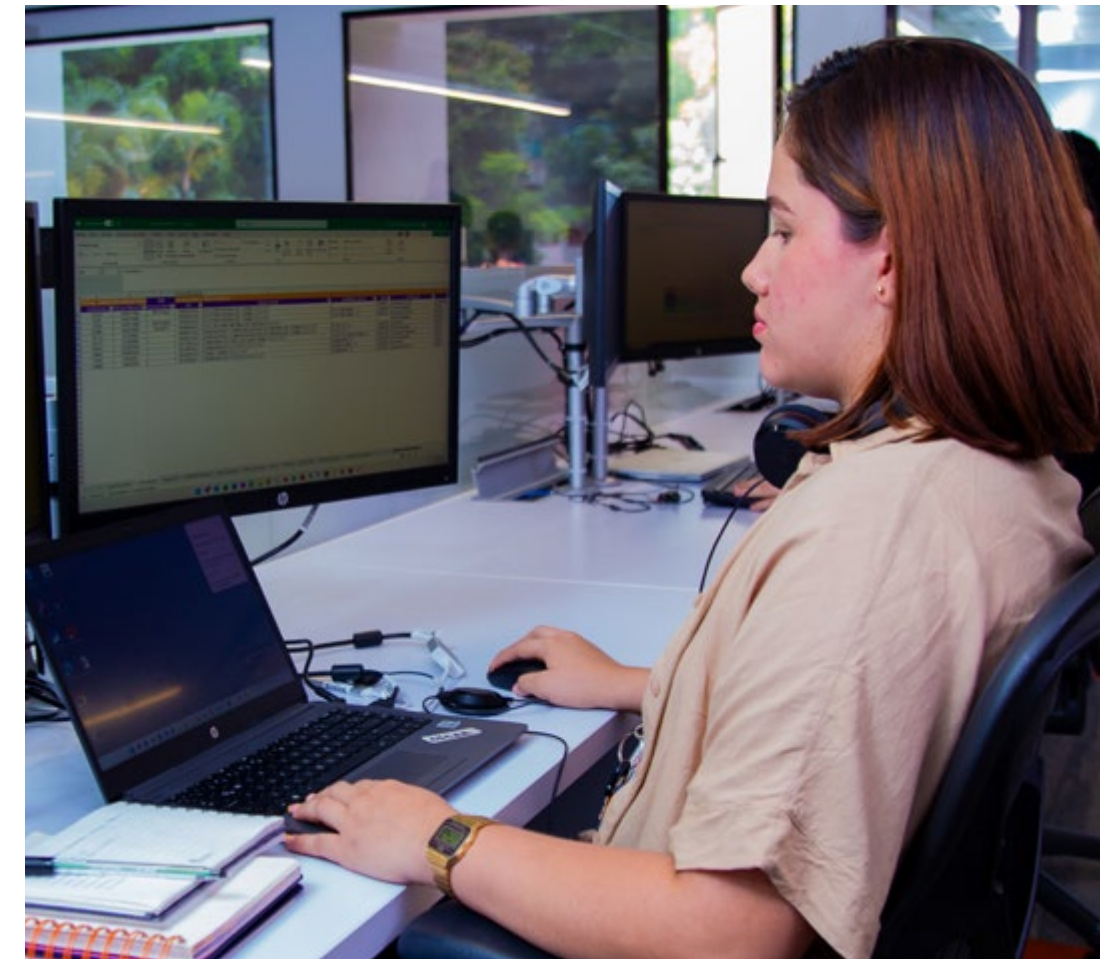
¿Cómo lo logramos? Nos forjamos desde la excelencia integral, que no es otra cosa que el modo de pensamiento y actuación al considerar todos los frentes e impactos, los grupos de interés, diferentes horizontes de tiempo, la humanización de los valores y el alineamiento con el propósito para la toma de decisiones.

Ver gráfica con la información de los valores estratégicos:

### En XM aprendemos para seguir creciendo

XM tiene un objetivo clave en lo operacional: mantener altos estándares de seguridad, confiabilidad y economía con miras a contar con un índice de excelencia integral de al menos el 90 %. Lo anterior sumado al hecho de que los indicadores de desempeño existentes nos permiten medirnos en reputación y sostenibilidad, satisfacción de clientes, transparencia empresarial y en lo operacional, centrado en la entrega de atributos de valor.

Esta visión integral permite realizar un trabajo compartido entre las áreas buscando entregar valor a sus todos sus grupos de interés.



**Dentro de esas soluciones es clave el rol que cumplimos en la compañía con el diseño y desarrollo de respuestas innovadoras y de base tecnológica que contribuyan a la acción climática, a optimizar el uso de los recursos y al desarrollo sostenible.**





## Así se mueve el negocio de XM

Nuestro negocio se centra en la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la administración del Mercado de Energía Mayorista (MEM), por realizar estas funciones se compensa a la firma bajo una metodología de remuneración que es regulada. Esta metodología consiste en un esquema tarifario que reconoce conceptos como: gasto operativo (GOP), Márgen, Inversión y GMF del Mercado.

De un lado, el *Gasto Operativo* se encarga de reconocer los gastos operacionales por administrar, operar y mantener el CND, ASIC y LAC. Así mismo, contempla un incentivo por eficiencia que se comparte entre XM y el mercado, y también es el mecanismo de ajuste anual por cambios regulatorios e impuestos.

Así mismo, el *Margen* se entiende como el ánimo de lucro al ejecutar el servicio. Este se calcula con base en el cumplimiento de los indicadores de la CREG.

De otro lado, la *Inversión* corresponde a los proyectos propios y cambios regulatorios requeridos para mantener los servicios con calidad, seguridad y eficiencia. Este rubro no genera utilidad para XM toda vez que los recursos no ejecutados se devuelven.

Finalmente, el *GMF del Mercado* tiene en cuenta el gasto al gravámen a los movimientos financieros generados por las transacciones del mercado, lo que tampoco otorga una utilidad para XM.

De esta manera, XM tiene un portafolio robusto de proyectos de inversión, cuyos montos son solicitados a la CREG y se implementan para garantizar la seguridad, confiabilidad y economía en la operación del sistema y administración del mercado de energía. Ese importante ejercicio que lidera XM es también clave para prepararse para el futuro dada la transformación del sector eléctrico.

Hay que dejar en claro, sin embargo, que estos proyectos no representan ingresos adicionales para XM, pues los recursos no ejecutados se devuelven. Son relevantes también en la medida en que esos proyectos se convierten en viabilizadores para que la empresa pueda cerrar sus brechas y cumplir con sus metas estratégicas.

---

**XM tiene un portafolio robusto de proyectos de inversión, cuyos montos son solicitados a la CREG y se implementan para garantizar la seguridad, confiabilidad y economía en la operación del sistema y administración del mercado de energía.**

---





### **XM y los nuevos proyectos: La meta es seguir creciendo**

XM cuenta con algunas iniciativas clave en la línea de energía. Proyectos que siguen dándole fuerza a nuestros objetivos de expansión y posicionamiento. Son iniciativas que están enfocadas en brindar la mejor energía en Colombia.

De un lado, el *SAX by XM* analiza de forma eficiente el espacio factible de generación, permitiendo hacer en minutos lo que antes podía tomar horas o días.

Mediante el uso de conceptos de análisis geométrico se identifican las restricciones que definen la región segura de operación. Lo anterior permite cuantificar y determinar la efectividad de cada uno de los generadores para gestionarla.

*SAX By XM*, más que una herramienta de simulación, es una solución para el análisis robusto de seguridad. Se encuentra en etapa comercial y para el año 2023 generó ingresos por 59.4 millones de pesos.

De otro lado, *Labtween*, que está en etapa de prueba, es un laboratorio que cuenta con un sistema capaz de realizar pruebas de los equipos en ambientes simulados que se comportan igual que el ambiente real. De esta forma, se evitan errores de operación de los equipos cuando se implementan en un sistema real y se reducen los tiempos de pruebas en campo.

Esta herramienta se conoce internacionalmente como *Hardware in the Loop* y aporta a la seguridad y confianza en la implementación de proyectos de ingeniería, reduciendo además costos de inversión para las fases de pruebas. Este importante proyecto para XM, en el año 2023, generó ingresos por 42.8 millones de pesos.

De esta manera, en XM asegura las bases financieras necesarias para tener una operación sólida y que emana confianza en los agentes de mercado en Colombia.

Buscando siempre mantener encendido al país, nos preocupamos por impulsar iniciativas de innovación y desarrollo que hagan de nuestras inversiones y proyectos planes perdurables.

---

**XM asegura las bases financieras necesarias para tener una operación sólida y que emana confianza en los agentes de mercado en Colombia.**

---

**XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.**  
**Estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2023 y 2022**  
 (Valores expresados en millones de pesos colombianos)

	Nota	2023	2022
<b>Activo</b>			
<b>Activo corriente</b>			
Efectivo y equivalentes de efectivo disponibles	4	51,305	42,315
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos	4	84,159	39,431
Cuentas por cobrar y otros deudores	5	43,624	24,668
Otros activos no financieros	6	23,152	15,138
Activos por impuestos	7	-	362
<b>Total activo corriente</b>		<b>202,240</b>	<b>121,914</b>
<b>Activo no corriente</b>			
Cuentas por cobrar y otros deudores	5	9,900	8,972
Activos por impuestos diferidos	7	10,069	7,030
Inversiones en subsidiarias y negocios conjuntos	8.1	12,708	9,245
Inversiones en instrumentos financieros de patrimonio	8.2	5,674	5,480
Propiedades, planta y equipo, neto	9	36,457	29,989
Intangibles, neto	10	160,863	115,757
<b>Total activo no corriente</b>		<b>235,671</b>	<b>176,473</b>
<b>Total activo</b>		<b>437,911</b>	<b>298,387</b>
<b>Pasivo y patrimonio de los accionistas</b>			
<b>Pasivo corriente</b>			
Beneficios a empleados	11	11,832	9,871
Cuentas por pagar	12	48,052	34,618
Impuestos corrientes	7	3,011	-
Otros pasivos no financieros	13	82,350	36,291
<b>Total pasivo corriente</b>		<b>145,245</b>	<b>80,780</b>

	Nota	2023	2022
<b>Pasivo no corriente</b>			
Beneficios a empleados	11	24,073	15,873
Otros pasivos no financieros	13	210,605	156,398
<b>Total pasivo no corriente</b>		<b>234,678</b>	<b>172,271</b>
<b>Total pasivo</b>		<b>379,923</b>	<b>253,051</b>
<b>Pasivo y patrimonio de los accionistas</b>			
Capital suscrito y pagado	14	14,829	14,829
Reservas	14	30,414	19,541
Resultado del año	15	18,309	10,873
Resultados acumulados		(7,156)	(7,156)
Otro resultado integral	14	1,592	7,249
<b>Total patrimonio de los accionistas</b>		<b>57,988</b>	<b>45,336</b>
<b>Total pasivo y patrimonio de los accionistas</b>		<b>437,911</b>	<b>298,387</b>

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros.

**María Nohemi Arboleda Arango**

Gerente General

(Ver certificación adjunta)

**Iván Darío Restrepo Londoño**

Contador

T.P. 51528 – T

Miembro de Contabler S.A.

T.R. 138

(Ver certificación adjunta)

**Ferney Alonso Cano Vargas**

Revisor fiscal

T.P. 243764 – T

Designado por Ernst & Young Audit S.A.S.

(Ver mi informe adjunto)

## XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

### Estados de resultados integrales / Por los años terminados al 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Valores expresados en millones de pesos colombianos, excepto por la utilidad neta por acción)

	Nota	2023	2022
Ingresos regulados	16	289,784	208,827
Servicios especializados	16	5,400	8,328
<b>Total ingresos de contratos con clientes</b>		<b>295,184</b>	<b>217,155</b>
Costos de operación	17	(189,914)	(134,451)
<b>Utilidad bruta</b>		<b>105,270</b>	<b>82,704</b>
Gastos de administración	17	(84,469)	(68,530)
Otros ingresos, netos		523	528
Ingreso método de participación, neto	8	3,521	2,085
<b>Utilidad neta por actividades de operación</b>		<b>24,845</b>	<b>16,787</b>
Ingresos financieros netos	18	9,939	4,170
<b>Utilidad antes de impuestos</b>		<b>34,784</b>	<b>20,957</b>
Provisión impuesto de renta	7	(16,475)	(10,084)
<b>Resultado del año</b>		<b>18,309</b>	<b>10,873</b>
<b>Utilidad neta por acción</b>		<b>1,235</b>	<b>733</b>

Otro resultado integral	Nota	2023	2022
Ganancias actuariales por planes de beneficio definidos	14.f	(8,307)	7,570
Impuesto a las ganancias relativo a componentes de otro resultado integral	14.f	2,479	(2,649)
Ganancia por variación patrimonial en método de participación		171	-
<b>Otro resultado integral</b>		<b>(5,657)</b>	<b>4,921</b>
<b>Resultado integral del año</b>		<b>12,652</b>	<b>15,794</b>

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros.

**María Nohemi Arboleda Arango**

Gerente General

(Ver certificación adjunta)

**Iván Darío Restrepo Londoño**

Contador

T.P. 51528 – T

Miembro de Contabler S.A.

T.R. 138

(Ver certificación adjunta)

**Ferney Alonso Cano Vargas**

Revisor fiscal

T.P. 243764 – T

Designado por Ernst & Young Audit S.A.S.

(Ver mi informe adjunto)



## XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

### Estados de cambios en el patrimonio de los accionistas / Por los años terminados al 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Valores expresados en millones de pesos colombianos, excepto por los dividendos decretados por acción y el número de acciones).

	Capital suscrito y pagado	Reservas				Resultados del año	Otro resultado integral	"Resultados acumulados (adopción niif)"	Total
		Legal	Por disposición fiscal	Fortalecimiento patrimonial	Total reservas				
Saldos al 31 de diciembre de 2021	14.829	7.415	-	3.910	11.325	11.290	2.328	(7.156)	32.616
Traslados aprobados por la Asamblea General de Accionistas	-	-	-	8.216	8.216	(8.216)	-	-	-
Dividendos decretados a razón de \$207.26 pesos, por acción liquidados sobre 14,829,000 acciones ordinarias, pagaderos en abril de 2022	-	-	-	-	-	(3.074)	-	-	(3.074)
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	-	4.921	-	4.921
Utilidad neta al 31 de diciembre de 2021	-	-	-	-	-	10.873	-	-	10.873
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2022</b>	<b>14.829</b>	<b>7.415</b>	<b>-</b>	<b>12.126</b>	<b>19.541</b>	<b>10.873</b>	<b>7.249</b>	<b>(7.156)</b>	<b>45.336</b>
Traslados aprobados por la Asamblea General de Accionistas	-	-	-	10.873	10.873	(10.873)	-	-	-
Otros resultados integrales	-	-	-	-	-	-	(5.657)	-	(5.657)
Utilidad neta al 31 de diciembre de 2023	-	-	-	-	-	18.309	-	-	18.309
<b>Saldos al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>14.829</b>	<b>7.415</b>	<b>-</b>	<b>22.999</b>	<b>30.414</b>	<b>18.309</b>	<b>1.592</b>	<b>(7.156)</b>	<b>57.988</b>

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros.

**María Nohemi Arboleda Arango**  
Gerente General  
(Ver certificación adjunta)

**Iván Darío Restrepo Londoño**  
Contador  
T.P. 51528 – T  
Miembro de Contabler S.A.  
T.R. 138  
(Ver certificación adjunta)

**Ferney Alonso Cano Vargas**  
Revisor fiscal  
T.P. 243764 – T  
Designado por Ernst & Young Audit S.A.S.  
(Ver mi informe adjunto)

**XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.**  
**Estados de flujos de efectivo / Por los años terminados al 31 de diciembre de 2023 y 2022**  
 (Valores expresados en millones de pesos colombianos)

	Nota	2023	2022
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN</b>			
Utilidad neta del año		18,309	10,873
<b>Ajustes para conciliar la ganancia con el efectivo generado por las operaciones</b>			
Gastos por impuestos a las ganancias		16,412	9,771
Gastos de depreciación y amortización		18,128	23,186
Deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo		87	5
Amortización diferidos y gastos pagados por anticipado		6,702	6,710
Rendimientos financieros, neto		(617)	591
Pérdida por diferencia en cambio valorada		(579)	(38)
Actualización beneficios a empleados, neto		2,385	2,883
Utilidad por método de participación de inversiones en compañías		3,521	2,085
<b>Total ajustes para conciliar la ganancia</b>		<b>46,041</b>	<b>45,194</b>
<b>Cambios netos en activos y pasivos operacionales:</b>			
Incremento de deudores y cuentas por cobrar		(22,012)	(25,726)
Incremento de cuentas por pagar de origen comercial		70,440	47,999
Incrementos en obligaciones laborales		729	947
<b>Flujos de efectivo en otras operaciones:</b>			
Pago de impuestos y contribuciones		(17)	-
Disminución en obligaciones laborales pasivo actuarial		(1,971)	(2,036)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación</b>		<b>111,519</b>	<b>77,251</b>

	Nota	2023	2022
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>			
Adquisición de propiedades, planta y equipo	9	(10,655)	(9,372)
Adquisición de activos intangibles	10	(59,048)	(41,764)
Flujos de efectivo (utilizados en) procedentes de actividades de inversión	8	(1,047)	9,370
Dividendos recibidos	8	1,773	1,902
Intereses recibidos	18	11,290	7,042
<b>Efectivo neto usado en las actividades de inversión</b>		<b>(57,687)</b>	<b>(32,822)</b>
<b>FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>			
Dividendos pagados	14	-	3,073
<b>Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación</b>		<b>-</b>	<b>(3,073)</b>
<b>Incremento neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio</b>		<b>53,832</b>	<b>41,356</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(114)	(412)
<b>Incremento neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>		<b>53,718</b>	<b>40,944</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del año		81,746	40,802
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo</b>		<b>135,464</b>	<b>81,746</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo disponibles</b>		<b>51,305</b>	<b>42,315</b>
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo restringidos</b>		<b>84,159</b>	<b>39,431</b>

Véanse las notas que acompañan a los estados financieros.

**María Nohemi Arboleda Arango**  
 Gerente General  
 (Ver certificación adjunta)

**Iván Darío Restrepo Londoño**  
 Contador  
 T.P. 51528 – T  
 Miembro de Contabler S.A.  
 T.R. 138  
 (Ver certificación adjunta)

**Fanny Monsu Vaino Vargas**  
 Revisor fiscal  
 T.P. 243764 – T  
 Designado por Ernst & Young Audit S.A.S.  
 (Ver mi informe adjunto)

## XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

# Notas a los estados financieros

### Al 31 de diciembre de 2023 y 2022

(Valores expresados en millones de pesos colombianos, excepto por el valor nominal de la acción, la utilidad neta por acción y los dividendos por acción; la moneda extranjera se expresa en valores originales)

## I. Notas de carácter general

### 1. Información general

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., en adelante XM o La Compañía, tiene como domicilio principal la ciudad de Medellín, es una Compañía de servicios públicos mixta, constituida como sociedad anónima el 1° de septiembre de 2005 mediante escritura pública No. 1080 de la Notaría Única de Sabaneta, creada en virtud de las autorizaciones legales contenidas en el parágrafo 1 del artículo 167 de la Ley 142 de 1994 y en el Decreto 848 del 28 de marzo de 2005 XM S.A. E.S.P., se encuentra sometida al régimen jurídico establecido en la Ley 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos Domiciliarios), la Ley 143 de 1994 (Ley Eléctrica) y en las normas del derecho privado.

XM, es subordinada de Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA), quien posee el 99.73 % de las acciones de capital. Además, dentro de sus accionistas se encuentran la Bolsa de Valores de Colombia S.A. (BVC), la Corporación Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico (CIDET), la Financiera de Desarrollo Nacional (FDN) y el Fondo de Empleados (FEISA).

El objeto social de XM, consiste en prestar los servicios de planeación y coordinación de la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en la administración del sistema de intercambios y comercialización de energía eléctrica en el Mercado de Energía Mayorista (MEM), y en la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN) con sujeción a lo dispuesto en el Reglamento de Operación expedido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), los acuerdos expedidos por el Consejo Nacional de Operación (CNO) y la normatividad vigente que le sea aplicable en Colombia. Los servicios que presta XM son servicios especiales regidos por las Leyes 142 y 143 de 1994 y no corresponden a funciones de cometido estatal.

Adicionalmente, XM, tiene dentro de su objeto social, el desarrollo, tanto a nivel nacional como interna-

cional, de las actividades relacionadas con la operación de sistemas de energía eléctrica y gas, la administración de sus mercados y la liquidación y administración de los cargos por uso de las redes de transporte de energía eléctrica y gas, la administración de mercados de derivados financieros que tengan como activo subyacente energía eléctrica o gas, incluyendo sistemas de compensación y el desarrollo de actividades que se consideren vinculadas, sean conexas o de valor agregado a su objeto social.

Asimismo, comprende el objeto social de XM, la operación de centros de control operativo de peajes de la infraestructura de vías de transporte terrestre; la planeación, operación y administración del servicio de liquidación, facturación, recaudo y distribución de las tasas de peajes; la planeación y operación de centros de supervisión, control y gestión de sistemas de movilidad de tránsito; la planeación y operación de centros de supervisión, control y gestión de sistemas integrados de transporte masivo; planeación, diseño, optimización puesta en servicio, operación, administración o gerenciamiento de mercados de bienes y servicios que requieran el desarrollo de sistemas de información o plataformas tecnológicas que involucren el intercambio de información con valor agregado. Igual-



mente, podrá prestar servicios técnicos relacionados con la tecnología y el conocimiento adquirido en el ejercicio y desarrollo de su objeto social.

Los estados financieros al 31 de diciembre del 2023 fueron aprobados en la Junta Directiva de XM, en sesión celebrada el 14 de febrero de 2024.

## 2. Principios y bases de presentación

A continuación, se describen las principales políticas y prácticas adoptadas por XM:

### 2.1 Declaración de cumplimiento

La compañía prepara sus estados financieros separados acuerdo con las Normas de Información Financiera Aceptadas en Colombia (“NCIF”), de conformidad con la Ley 1314 de 2009, las cuales se compilan y actualizan por el Decreto 938 de 2021, Decreto 1432 de 2020 y demás disposiciones legales vigentes y aplicables a las entidades supervisadas y/o controladas por la Superintendencia Financiera de Colombia y la Contaduría General de la Nación. Las Normas de Información Financiera Aceptadas en Colombia se basan en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) junto con sus interpretaciones, traducidas al español y emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por su sigla en inglés), vigentes al segundo semestre de 2020 y la

incorporación de la modificación a la NIIF 16 Arrendamientos: reducciones del alquiler relacionadas con el COVID-19 emitida en 2020.

Adicionalmente, la organización, en cumplimiento con leyes, decretos y otras normas vigentes, aplica las siguientes excepciones establecidas por el regulador:

- Decreto 2496 de 2015 – Mediante este se establece la aplicación del artículo 35 de la Ley 222 de 1995, el cual indica que las participaciones en subsidiarias deben reconocerse en los estados financieros separados por el método de participación, de acuerdo con lo dispuesto en la NIC 28.
- Decreto 2131 de 2016 - Requiere la revelación del cálculo de los pasivos pensionales de acuerdo con los parámetros establecidos en el Decreto 1625 de 2016 y en el caso de conmutaciones pensionales parciales de conformidad con lo dispuesto en el Decreto 1833 de 2016, informando las variables utilizadas y las diferencias con el cálculo realizado en los términos del marco técnico bajo NCIF.

Los estados financieros separados adjuntos fueron preparados para cumplir con las disposiciones legales de información estatutaria a que está sujeta la compañía como entidad legal independiente y, por consiguiente, no inclu-

yen los ajustes ni eliminaciones necesarias para la presentación de la situación financiera y los resultados consolidados de la compañía y sus subordinadas; dado que ISA es quien presenta los estados financieros consolidados.

### 2.2 Bases de medición

Los estados financieros, que se presentan en millones de pesos colombianos, han sido preparados sobre una base de costo histórico, excepto, si los hubiera, por los instrumentos financieros derivados y los activos adquiridos y pasivos asumidos en combinaciones de negocios que se miden a valor razonable. La Compañía ha preparado los estados financieros sobre la base de que continuará operando como empresa en marcha.

#### Base de contabilidad de causación

La Empresa prepara sus estados financieros aplicando el principio contable de causación o devengo, excepto el estado de flujos de efectivo el cual es preparado sobre una base de caja o realización.

#### Reclasificaciones

Para efectos de presentación, XM no reclasificó saldos de las cifras comparativas al 31 de diciembre de 2022 que pudieran impactar las partidas del estado de situación financiera, resultados integrales, cambios en el patrimonio o flujos de efectivo.

## 2.3 Adopción de Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)

### 2.3.1 Nuevos estándares emitidos por el IASB y adoptadas en Colombia a partir del 1° de enero de 2023

El IASB emitió enmiendas a las siguientes normas, las cuales fueron recogidas en el decreto 938 del 19 de agosto de 2021 con aplicación a partir del 1 de enero de 2023:

#### **Modificación a la NIC 16 Propiedades, planta y equipo, productos obtenidos antes del uso previsto**

En mayo de 2020, el IASB emitió la modificación a la NIC 16—Propiedad, planta y equipo (PP&E): productos obtenidos antes del uso previsto, que prohíbe deducir del costo de un elemento de propiedad, planta y equipo cualquier ingreso recibido por la venta de los elementos producidos mientras se lleva ese activo a la ubicación y condición necesarias para el uso previsto por la administración. En su lugar, la entidad debe reconocer los ingresos de la venta de dichos elementos y los costos incurridos en su producción en resultados.

En NIIF plenas, la modificación es efectiva para los períodos anuales que comienzan a partir del 1° de enero de 2022 y en Colombia es efectiva desde el 1° de enero de 2023. Esta modificación no tuvo impacto financiero en XM.

#### **Modificación a la NIC 37 Provisiones, pasivos y activos contingentes. Contratos onerosos: costo del cumplimiento de un contrato**

En mayo de 2020, el IASB emitió la modificación a la NIC 37—Contratos onerosos: costo del cumplimiento de un contrato, para especificar qué costos debe incluir la entidad al evaluar si un contrato es oneroso o no. La modificación señala que se debe aplicar un “enfoque de costos directamente relacionados”. El costo directo de cumplir con un contrato para proporcionar bienes o servicios incluye (1) los costos incrementales de cumplir con el contrato, y (2) una asignación de otros costos que se relacionen directamente con el cumplimiento del contrato. Los costos generales y administrativos no se relacionan directamente con el contrato y deben excluirse, salvo que sean atribuibles de forma explícita a la contraparte en virtud del contrato.

En NIIF plenas, la modificación es efectiva para los períodos anuales que comienzan el 1° de enero de 2022 y en Colombia, es efectiva desde el 1° de enero de 2023. Esta modificación no tuvo impacto financiero en XM.

#### **Modificaciones anuales a las normas NIIF 2018-2020**

En mayo de 2020, el IASB emitió las modificaciones a las normas NIIF del ciclo de mejoras anuales 2018-2020. Estas incluyen la modificación a cuatro normas. En NIIF plenas, la modificación es efectiva para los períodos anuales que comienzan el 1° de enero de 2022 y en Colombia, es efectiva desde el 1° de enero de 2023. Esta modificación no tuvo impacto en los estados financieros.

#### **• Modificación a la NIIF 1 Adopción por primera vez de las NIIF**

La modificación permite que las subsidiarias que opten por aplicar el párrafo D16 (a) de la NIIF 1 midan las diferencias cambiarias acumuladas utilizando los importes reportados por la entidad controladora, con base en la fecha de transición a las NIIF de dicha entidad. Esta modificación también aplica a las asociadas o negocios conjuntos que opten por aplicar el párrafo D16 (a) de la NIIF 1.

#### **• Modificación a la NIIF 9 Instrumentos financieros, prueba del 10 % para la baja en cuentas de pasivos financieros**

La modificación aclara que tipos de honorarios se deben incluir al evaluar si los términos de algún pasivo financiero nuevo o modificado son sustancialmente diferentes a los términos del pasivo financiero original (prueba del 10 % para la baja en cuentas de pasivos financieros). Los honorarios que se permiten incluir en esta prueba son solo los pagados o recibidos entre el prestatario y el prestamista (incluidos los honorarios pagados o recibidos por el prestatario o el prestamista a nombre del otro). Los honorarios pagados a terceros no se deben incluir.

#### **• Modificación a la NIIF 4 – Contratos de seguro**

La modificación considera la exención temporal que permite, pero no requiere, que la aseguradora aplique la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición en lugar de la NIIF 9 para los períodos anuales que comien-

cen antes del 1 de enero de 2023 (debido a que a partir de dicha fecha existe un nuevo requerimiento internacional contenido en la NIIF 17).

#### • **Modificación a la NIC 41 Agricultura**

La enmienda a la NIC 41 eliminó el requisito del párrafo 22 de excluir los flujos de efectivo de los impuestos al medir el valor razonable de los activos dentro del alcance de la NIC 41.

### **2.3.2 Modificaciones a la NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7**

#### **\_ Reforma de la tasa de interés de referencia**

Las modificaciones proporcionan una serie de exenciones que se aplican a todas las relaciones de cobertura que se ven directamente afectadas por la reforma de la tasa de interés de referencia. Una relación de cobertura se ve afectada si la reforma da lugar a incertidumbre sobre el momento y/o el importe de los flujos de efectivo basados en índices de referencia de la partida cubierta o del instrumento de cobertura. Estas modificaciones no tuvieron ningún impacto en los estados financieros.

#### **2.3.3 Modificación a la NIC 1 Presentación de estados financieros, clasificación de pasivos como corriente o no corriente**

En enero y julio de 2020, el IASB emitió la modificación a la NIC 1, que establece que, los pasivos se clasifican como corrientes o no corrientes según los derechos que

existan al final del período sobre el que se informa y la clasificación no se debe afectar por las expectativas de la administración o los eventos posteriores a la fecha de presentación. También determina el concepto de “liquidación” de un pasivo financiero.

En NIIF plenas y en Colombia, la modificación es efectiva para los períodos anuales que comienzan el 1° de enero de 2023. Sin embargo, en octubre de 2022, el IASB emitió la modificación a la NIC 1 - Pasivos no corrientes con condiciones pactadas, que difiere la fecha de vigencia de la modificación a la NIC 1 - Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes, por un año a los períodos anuales que comiencen a partir del 1.º de enero de 2024. En Colombia esta nueva modificación no ha sido incorporada aún. XM no prevé ningún impacto financiero por aplicarla.

#### **2.3.4 Nuevos estándares emitidos por el IASB y adoptados en Colombia a partir del 1.º de enero de 2024**

Con el Decreto 1611 del 5 de agosto de 2022 entran a regir las enmiendas emitidas por el IASB en el año 2021. En NIIF plenas, estas modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comienzan el 1.º de enero de 2023 y en Colombia, las modificaciones son efectivas a partir del 1.º de enero de 2024 y se permite su aplicación anticipada. Estas modificaciones no tienen impacto financiero, solo implican cambios no sustanciales en la información a revelar en los estados financieros separados.

#### **Modificaciones a la NIC 1 y al Documento de Práctica de las NIIF N°2.**

Estas enmiendas cambian los requerimientos de revelación de políticas contables, indicando que (1) las empresas solo deben revelar las políticas contables materiales o con importancia relativa, y (2) proporcionan una definición de materialidad para evaluar qué información publicar: la información de las políticas contables es material cuando se considera que, en conjunto con otra información incluida en los estados financieros de una entidad, pueden influir en la toma de decisiones de los usuarios principales de los estados financieros de propósito general.

Adicionalmente, enfatizan que la información sobre políticas contables se debe centrar en cómo la entidad ha aplicado los requerimientos de las NIIF a sus propias circunstancias y proporcionar información específica sobre la entidad, dado que esta información es más útil a los usuarios de los estados financieros que la información estandarizada o la información que solo duplica o resume los requerimientos de las Normas NIIF.

Las modificaciones fueron incorporadas mediante el decreto 1611 de 2022, el cual regirá desde el 1 de enero de 2024. La compañía se encuentra evaluando el potencial efecto de esta norma en sus estados financieros.

#### **Modificaciones a la NIC 8 - Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores – Definición de estimaciones contables**



En febrero de 2021, el IASB emitió las modificaciones a la NIC 8—Definición de estimaciones contables. La modificación incluye una nueva definición de estimaciones contables (importes monetarios, en los estados financieros, que están sujetos a incertidumbre en la medición) y clarifica cómo las empresas deben distinguir los cambios en las políticas contables de los cambios en las estimaciones contables. La enmienda aclara que:

- Se revisa una estimación contable si hay cambios en las circunstancias en las que se basa la estimación, o como consecuencia de nueva información obtenida, nuevos desarrollos o de poseer más experiencia.
- Por su propia naturaleza, un cambio en una estimación contable no está relacionada con períodos anteriores ni tampoco es una corrección de error, y que
- Los efectos sobre una estimación contable de un cambio en un dato de entrada o en una técnica de medición son cambios en estimaciones contables, a menos que procedan de la corrección de errores de períodos anteriores.

Las modificaciones fueron incorporadas mediante el decreto 1611 de 2022, el cual regirá desde el 1 de enero de 2024. La compañía se encuentra evaluando el potencial efecto de esta norma en sus estados financieros.

#### **Modificaciones a la NIC 12 Impuestos diferidos relacionados a los activos y pasivos que surgen de una sola transacción**

En mayo de 2021, el IASB emitió las modificaciones a la NIC 12—Impuestos diferidos relacionados con activos y pasivos que surgen de una transacción única con el fin de reducir la divergencia en la presentación de los impuestos diferidos de arrendamientos y obligaciones por desmantelamiento en los estados financieros. La modificación exige reconocer el impuesto diferido sobre transacciones que, en el reconocimiento inicial, den lugar a valores iguales de diferencias temporarias imponibles y deducibles y aclara que la exención de reconocimiento inicial de impuestos diferidos de la NIC 12 no se aplica a las transacciones en las que un activo y un pasivo se reconocen al mismo tiempo y dan como resultado diferencias temporarias imponibles y deducibles por valores iguales. Por lo tanto, para este tipo de transacciones, se requiere reconocer los impuestos diferidos activo y pasivo correspondientes, estando el primero sujeto a la evaluación de recuperabilidad.

Las modificaciones fueron incorporadas mediante el decreto 1611 de 2022, el cual regirá desde el 1 de enero de 2024. La compañía se encuentra evaluando el potencial efecto de esta norma en sus estados financieros.

#### **Enmienda a la NIIF 16 – Arrendamientos – Concesiones del alquiler relacionadas con el**

#### **COVID-19 más allá del 30 de junio de 2021**

La modificación amplía el plazo para aplicar la solución práctica introducida por la enmienda de las reducciones del alquiler que ocurran como consecuencia directa de la pandemia COVID-19, incorporada en Colombia mediante el Decreto 1432 de noviembre de 2020. El plazo se amplió del 30 de junio de 2021 al 30 de junio de 2022. La solución práctica introducida por la enmienda permite que un arrendatario opte por no evaluar si un contrato de alquiler relacionado con COVID-19 es una modificación de un arrendamiento. Un arrendatario que haga esta elección contabilizará cualquier cambio en los pagos de arrendamiento que resulten de la concesión de alquiler relacionada con COVID-19, de la misma manera que contabilizaría el cambio aplicando la NIIF 16 si este no fuera una modificación del arrendamiento. XM no optó por aplicar el expediente práctico propuesto en la modificación.

#### **2.3.5 NIIF emitidas por el IASB no incorporadas por decreto en Colombia**

Las normas e interpretaciones que han sido publicadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés), pero que a la fecha aún no han sido incorporadas por Decreto en Colombia se revelan a continuación. XM adoptará esas normas en la fecha que entren en vigencia, de acuerdo con los decretos emitidos por las autoridades locales. La compañía anticipa que la adopción de estos estándares e interpretacio-

nes del IASB, aún no vigentes en Colombia, no tendrán un impacto material en los estados financieros.

### **NIIF 17 Contratos de seguros**

En mayo de 2017, el IASB emitió la NIIF 17, que es una nueva norma contable integral para contratos de seguro que incluye medición, reconocimiento, presentación y revelación. Una vez que entre en vigor, la NIIF 17 reemplazará a la NIIF 4 Contratos de seguro, emitida en 2005.

La NIIF 17 se aplica a todo tipo de contratos de seguro, independientemente del tipo de entidad emisora, así como a ciertas garantías e instrumentos financieros con características de participación discrecional. El objetivo principal es proporcionar un modelo contable para los contratos de seguro que sea más útil y confiable para las aseguradoras. A diferencia de los requisitos de la NIIF 4, que buscan principalmente proteger las políticas contables locales anteriores, la NIIF 17 proporciona un modelo integral para estos contratos, que incluye todos los temas relevantes.

La esencia de esta norma es un modelo general, complementado por:

- una adaptación específica para contratos con características de participación directa (enfoque de tarifa variable),
- un enfoque simplificado (el enfoque de asignación de prima), principalmente para contratos a corto plazo.

La NIIF 17 es efectiva para los períodos de presentación de informes que comiencen a partir del 1° de enero de 2023, y se requieren cifras comparativas. Se permite la aplicación anticipada, siempre que la entidad también aplique la NIIF 9 y la NIIF 15 en o antes de la fecha en que aplique por primera vez la NIIF 17. Esta norma no tendrá impactos financieros materiales en los estados financieros.

### **Modificaciones a la NIC 12 - Impuesto a las ganancias - Reforma fiscal internacional de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).**

Esta Enmienda, que modifica la NIC 12 – Impuesto a las ganancias, se aplica a los impuestos sobre la renta derivados de la legislación tributaria promulgada para implementar las reglas del modelo Pilar II publicado por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). Las reglas de este modelo permiten garantizar que las grandes empresas multinacionales estén sujetas a una tasa impositiva mínima del 15 %. El impuesto mínimo se calcula con base en normas de contabilidad financiera y se basa en dos componentes principales: utilidades e impuestos pagados. La Enmienda otorga a las empresas un alivio temporal de la contabilización de los impuestos diferidos derivados de la reforma fiscal internacional de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).

La Enmienda es efectiva para los períodos anuales que comienzan a partir del 1° de enero de 2023 y no se prevén impactos materiales en XM.

### **Modificaciones a la NIIF 16 - Pasivos por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior**

En septiembre de 2022, el IASB emitió las modificaciones a la NIIF 16 - Pasivos por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior. Estas enmiendas establecen que en una transacción de venta con arrendamiento posterior, el arrendatario-vendedor (quien vende un activo y posteriormente lo arrienda) debe medir después el pasivo por arrendamiento, específicamente determinar los pagos de arrendamiento, de tal forma que no reconozca ningún valor de la ganancia o pérdida que se relaciona con el derecho de uso que retiene. Lo anterior, sin impedir que pueda reconocer en resultados cualquier ganancia o pérdida relacionada con la terminación parcial o total del arrendamiento. Sin embargo, las enmiendas no prescriben requisitos de medición específicos para estos pasivos por arrendamiento. Por lo tanto, la compañía deberá desarrollar y aplicar una política contable para estas transacciones que da como resultado información que es relevante y confiable de acuerdo con la NIC 8. Las enmiendas no cambian la contabilización de arrendamientos no relacionados con transacciones de venta y arrendamiento posterior.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales que comienzan a partir del 1° de enero de 2024 y se permite su aplicación anticipada. A la fecha, estas modificaciones no tienen impacto financiero en XM.

### **Modificación a la NIC 1 - Pasivos no corrientes con condiciones pactadas**

En octubre de 2022, el IASB emitió la modificación a la NIC 1 - Pasivos no corrientes con condiciones pactadas. Esta enmienda aclara cómo tratar los pasivos financieros que están sujetos a condiciones pactadas en una fecha posterior al período sobre el que se informa. La modificación específica que solo las condiciones pactadas que una entidad debe cumplir en el período sobre el que se informa o antes, deben afectar la clasificación del pasivo como corriente o no corriente, y requiere que se revele información en las notas que permita a los usuarios de los estados financieros comprender el riesgo de que los pasivos no corrientes con condiciones pactadas puedan volverse reembolsables dentro de los doce meses. Además, esta modificación difiere en la fecha de vigencia de la modificación a la NIC 1 -Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes publicada en 2020 por un año, con aplicación a los períodos anuales que comiencen el 1.º de enero de 2024.

La modificación debe aplicarse retroactivamente, es efectiva para los períodos anuales que comienzan el 1.º de enero de 2024 y se permite su aplicación anticipada. A la fecha, se prevé que esta modificación no tendrá impacto financiero en XM.

### **Modificaciones a la NIC 7 y NIIF 7 – Acuerdos de financiación a proveedores**

En mayo de 2023, el IASB emitió la enmienda sobre re-

quisitos de divulgación para mejorar la transparencia de los acuerdos de financiación de proveedores y sus efectos sobre los pasivos, los flujos de efectivo y la exposición al riesgo de liquidez de una empresa. La vigencia aplica para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024. A la fecha, se prevé que esta modificación no tendrá impacto financiero en XM.

### **Modificaciones a la NIC 21 – Efectos de las variaciones en las tasas de cambio – Ausencia de convertibilidad**

La Enmienda establece criterios que permiten evaluar si una moneda es intercambiable y conocer cuándo no lo es, con el fin de determinar el tipo de cambio a utilizar y las revelaciones a proporcionar. La vigencia aplica para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2025 y no se esperan impactos financieros en XM.

### **2.4 NIIF emitidas por el ISSB no incorporadas por decreto en Colombia**

El Comité Internacional de Estándares de Sostenibilidad (ISSB) por sus siglas en inglés, en junio de 2023 generó las primeras normas internacionales de sostenibilidad y clima: NIIF S1 Requerimientos Generales para la Información a Revelar sobre Sostenibilidad relacionada con la Información Financiera y la NIIF S2 Información a Revelar relacionada con el Clima. Estas normas tienen como objeto que las entidades revelen información acerca de sus riesgos y oportunidades relacionados con la sostenibilidad y el clima que sean útiles para los usuarios primarios

de la información financiera para la toma de decisiones. Una entidad aplicará estos estándares para reportes de períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024. XM se encuentra validando la normativa correspondiente y la metodología para su implementación. Así también se encuentra atenta a las directrices que el país genere frente a dicha normatividad por intermedio del Consejo Técnico de la Contaduría Pública. XM está monitoreando constantemente los cambios en la normativa contable local con el fin de evaluar los posibles impactos que las nuevas normas emitidas por el organismo internacional puedan generar en su adopción en Colombia.

### **2.5 Cambios voluntarios en políticas contables**

Al 31 de diciembre de 2023, XM cambió la presentación de los flujos de efectivo de operación del estado de flujos de efectivo del método directo al método indirecto, dado que proporciona información más útil para los inversionistas y facilita la comparabilidad de la información de los flujos de efectivo de la operación con nuestra matriz Ecopetrol y otras compañías del sector. Este cambio, de acuerdo con los lineamientos de la NIC 8, se aplicó retroactivamente, reexpresando las cifras comparativas del flujo de efectivo del 31 de diciembre de 2022.

El total de los flujos de efectivos de operación presentados bajo el método indirecto no tendrán ninguna diferencia con los valores reportados bajo el método directo para el período comparativo.



## 2.6 Juicios, estimaciones y supuestos contables significativos

La preparación de los estados financieros con base en las NCIF requiere que la administración utilice juicios, estimaciones y supuestos que afectan los montos informados de ingresos, gastos, activos y pasivos, y de sus revelaciones, incluyendo los pasivos contingentes. La incertidumbre acerca de estos juicios y estimaciones podría resultar en ajustes materiales en el valor en libros de los activos o pasivos de períodos futuros. La administración espera que las variaciones, si las hubiera, no tengan ningún efecto importante sobre los estados financieros.

Si la información es material o tiene importancia relativa es un tema de juicio y depende de los factores implicados y las circunstancias de La Compañía. Estas estimaciones están basadas en la mejor experiencia de la administración, las mejores expectativas en relación con los eventos presentes y futuros y en la mejor utilización de la información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros separados; los resultados actuales pueden diferir de estas estimaciones, pero son ajustados una vez se conocen.

En el proceso de aplicación de las políticas contables, la administración ha realizado los siguientes juicios que tienen los efectos más significativos sobre los montos reconocidos en los estados financieros:

- **Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo –UGEs–:** definiéndose estas, como el gru-

po identificable más pequeño de activos que genera entradas de efectivo que sean en buena medida independientes de las entradas de efectivo derivados de otros activos o grupos de activos. La identificación de las UGEs involucra un juicio significativo, principalmente en la forma en que las entidades deben agregar sus activos.

XM establece todo el negocio como una UGE, dado que todo el grupo de activos genera entradas de efectivo. No hay posibilidad de establecer un grupo más pequeño.

- **Deterioro de valor de activos no financieros:** el valor en libros de los activos no financieros, excluyendo impuestos diferidos, es revisado en cada fecha de balance para determinar si existe indicio de deterioro. En caso de que existan indicios, se estima el valor recuperable del activo con cargo al resultado del ejercicio.

Existe deterioro cuando el valor en libros de un activo excede su monto recuperable, que es el mayor entre su valor razonable menos los costos de disposición y su valor en uso. El cálculo del valor razonable menos los costos de venta se basan en los datos disponibles de transacciones de venta vinculantes, realizadas en condiciones de plena competencia, para activos similares o precios de mercado observables menos los costos incrementales de venta del activo. El cálculo del valor en uso

se basa en un modelo de flujo de efectivo descontado (DCF) y las proyecciones de flujos de efectivo futuros esperados, que no incluyen actividades de reestructuración con las que la Compañía aún no se ha comprometido o inversiones futuras significativas que mejorarán el rendimiento de los activos que se prueban. El valor recuperable es sensible a la tasa de descuento utilizada para el modelo DCF, así como a las entradas de efectivo futuras esperadas y la tasa de crecimiento utilizada para fines de extrapolación. Estas estimaciones son más relevantes para el crédito mercantil y otros intangibles de vida útil indefinida reconocidos por la Compañía.

- **Vida útil y valores residuales de las propiedades, planta y equipo:** la determinación de las vidas útiles y los valores residuales de los componentes de propiedad, planta y equipo, involucra juicios y supuestos que podrían ser afectados si cambian las circunstancias. La Compañía, revisa estos supuestos anualmente y los ajusta prospectivamente si se identifica algún ajuste.
- **Provisión para procesos legales y administrativos:** la Compañía está sujeta a reclamos relacionados con procedimientos regulatorios y de arbitraje, liquidaciones de impuestos y otros reclamos que surgen en el curso normal de los negocios. La administración evalúa estos reclamos con base en su naturaleza, la pro-

bilidad de que se materialicen y los montos involucrados, para decidir sobre los montos reconocidos y/o revelados en los estados financieros.

Este análisis, que puede requerir un juicio considerable, incluye la evaluación de los procedimientos legales en curso contra la Compañía y las reclamaciones aún no iniciadas. Se reconoce una provisión cuando la Compañía tiene una obligación presente derivada de un evento pasado, es probable que se requiera una salida de recursos o beneficios económicos para cancelar la obligación y se puede hacer una estimación confiable del monto de dicha obligación.

- **Recuperación de activos por impuesto diferido:** se requiere el uso de juicio profesional para determinar si los activos tributarios diferidos se deben reconocer en el estado de situación financiera. Para reconocer los activos tributarios diferidos se exige que la Administración evalúe la probabilidad de que la Compañía genere utilidades imponibles en períodos futuros. Las estimaciones de la renta imponible futura se basan en proyecciones financieras y en la aplicación de las leyes fiscales. Dependiendo de cuánto difieran significativamente de las estimaciones los flujos de efectivo futuros y la renta imponible, podría haber un impacto en la capacidad de la Compañía para realizar los activos por impuestos diferidos reconocidos en el estado de situación financiera.

Adicionalmente, futuros cambios en las leyes fiscales podrían limitar la capacidad de la Compañía para obtener deducciones fiscales en períodos futuros. Cualquier diferencia entre las estimaciones y los desembolsos reales posteriores se registra en el año en que ocurre.

- **Beneficios a los empleados:** el valor presente de los planes de pensión de beneficios definidos y otros beneficios médicos posempleo y beneficios a largo plazo se basa en valoraciones actuariales. Estas valoraciones incluyen la formulación de varias hipótesis que podrían diferir de hechos reales futuros, tales como la determinación de la tasa de descuento, futuros incrementos salariales, futuros incrementos de pensiones y tasas de mortalidad. Debido a la complejidad de la valuación, su naturaleza de largo plazo y las hipótesis subyacentes, el cálculo de la obligación por beneficios definidos es altamente sensible a cambios en estas hipótesis. La Compañía actualiza estas estimaciones anualmente, en cada fecha de cierre.

La tasa de mortalidad se basa en las tasas de mortalidad públicas del país. El aumento futuro de salarios y pensiones se basa en las tasas de inflación futuras esperadas.

- **Deterioro de valor de cuentas por cobrar:** para la determinación del deterioro por pérdida esperada ya

no es necesario que ocurra un suceso relacionado con el crédito antes de que se reconozcan las pérdidas crediticias. En su lugar, una entidad contabilizará siempre las pérdidas crediticias esperadas, al igual que los cambios en ellas. El importe de dichas pérdidas se actualiza en cada fecha de presentación para reflejar los cambios en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial y, por consiguiente, se proporciona información más oportuna sobre esas pérdidas.

### 3. Principales políticas contables

Las políticas contables han sido aplicadas de manera consistente por todas las subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas de la Compañía para todos los períodos presentados en los estados financieros.

#### 3.1 Transacciones y saldos en moneda extranjera

Los estados financieros se presentan en pesos colombianos porque es la moneda del entorno económico principal donde opera la Compañía, por lo tanto, esta es la moneda funcional y de presentación.

Las transacciones en moneda extranjera se registran inicialmente a los tipos de cambio de contado de las fechas de la transacción. Las partidas monetarias denominadas en moneda extranjera se convierten a los tipos de cambio vigentes a la fecha de reporte. Las diferencias en cambio que surgen en la liquidación o la conversión de las partidas monetarias se reconocen en resultados,

en los resultados financieros, neto, excepto las derivadas de coberturas de flujos de efectivo, que se reconocen en el otro resultado integral en el patrimonio. Cuando la partida cubierta afecta los resultados financieros, las diferencias de cambio acumuladas en el patrimonio se reclasifican a resultados como parte de los resultados financieros.

Las partidas no monetarias en moneda extranjera medidas a valor razonable se convierten utilizando los tipos de cambio vigentes en la fecha en que se determina el valor razonable. La ganancia o pérdida que surge de la conversión de partidas no monetarias medidas a valor razonable se contabiliza de la misma manera que la ganancia o pérdida por el cambio en el valor razonable de la partida.

**Tasas utilizadas**

Las operaciones y saldos en moneda extranjera se convierten a las tasas de cambio vigentes certificadas por el Banco de la República en Colombia o por los bancos oficiales de los principales países con los cuales la Compañía realiza transacciones.

Las tasas de cambio utilizadas para la preparación de los estados financieros al 31 de diciembre de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, expresadas en pesos colombianos, fueron las siguientes:

Moneda	Código	Dic. - 2023	Dic. - 2022
Dólar americano	USD	3,822.05	4,810.20
Euro	EUR	4,222.03	5,178.80

**3.2 Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes**

La Compañía presenta sus activos corrientes y no corrientes y sus pasivos corrientes y no corrientes, como categorías separadas en su estado de situación financiera.

La Compañía clasifica un activo como corriente cuando:

- espera realizar el activo, o tiene la intención de venderlo o consumirlo en su ciclo normal de operación;
- mantiene el activo principalmente con fines de negociación;
- espera realizar el activo dentro de los doce meses siguientes al período sobre el que se informa; o
- el activo es efectivo o equivalente al efectivo (como se define en la NIC 7), a menos que éste se encuentre restringido y no pueda ser intercambiado ni utilizado para cancelar un pasivo por un ejercicio mínimo de doce meses después del ejercicio sobre el que se informa.

La Compañía clasifica un pasivo como corriente cuando:

- espera liquidar el pasivo en su ciclo normal de operación;
- mantiene el pasivo principalmente con fines de negociación;
- el pasivo debe liquidarse dentro de los doce meses siguientes a la fecha del período sobre el que se informa; o
- no tiene un derecho incondicional para aplazar la cancelación del pasivo durante, al menos, los doce meses siguientes a la fecha del período sobre el que se informa.

La Compañía clasifica todos los demás activos y pasivos como no corrientes.



### 3.3 Inversiones en subsidiarias y negocios conjuntos

La Compañía actualiza las inversiones en subsidiarias y negocios conjuntos en sus estados financieros bajo el método de participación patrimonial.

Las subsidiarias son entidades controladas por la entidad. Un inversionista controla una entidad cuando está expuesto, o tiene derecho, a rendimientos variables procedentes de su implicación en la entidad y tiene la capacidad de influir en esos rendimientos a través de su poder sobre la misma.

Un negocio conjunto es un acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad. El control conjunto se produce únicamente cuando las decisiones sobre las actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que están compartiendo el control.

El método de participación patrimonial: es un método de contabilización según el cual la inversión se registra inicialmente al costo, y se ajusta por los cambios posteriores a la adquisición en la participación de la Compañía en los activos netos de las subsidiarias y negocios conjuntos. El resultado del período y el otro resultado integral de XM incluyen los resultados de las entidades en las que se tiene participación.

Los dividendos percibidos de las subsidiarias y negocios conjuntos se registran como menor valor de inversión.

Las políticas contables de las subsidiarias y negocios conjuntos se aplican de manera uniforme con las de la

Compañía, con el fin de garantizar la comparabilidad en la información financiera de XM y de sus empresas y para la adecuada aplicación del método de participación.

Las transacciones que implican una pérdida de control o influencia significativa en la participada se contabilizan reconociendo cualquier participación retenida por su valor razonable y la ganancia o pérdida resultante de la operación se reconoce en los resultados del período incluyendo las partidas correspondientes de otro resultado integral.

En las transacciones que no implican una pérdida de control o influencia significativa en la participada, se continúa aplicando el método de participación y se reclasifica en resultados la porción de la ganancia o pérdida reconocida en los otros resultados integrales, relativo a la reducción en la participación de la propiedad.

### 3.4 Propiedades planta y equipo

La propiedad, planta y equipo, se reconoce por componentes significativos y se mide al costo de adquisición o construcción, menos la depreciación y la pérdida por deterioro de valor acumulada, si es aplicable. El costo también incluye:

- Aranceles de importación e impuestos indirectos no recuperables asociados a la adquisición, después de deducir cualquier descuento o rebaja del precio.
- Todos los costos directamente relacionados

con la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la administración.

- Costos por préstamos atribuibles a la construcción de un activo apto, el cual es aquel que requiere de un período sustancial antes de estar listo para uso o venta y del que se espera obtener beneficios futuros.
- La estimación inicial de los costos de desmantelamiento, retiro o rehabilitación de las áreas afectadas por la construcción de los activos de la Compañía.

Las erogaciones por el mantenimiento, conservación y reparación de estos activos se registran en resultados como costo del período en que se incurren.

Las adiciones y costos de ampliación, modernización o mejoras, se capitalizan como mayor valor del bien, siempre que aumenten su vida útil, amplíen su capacidad productiva y su eficiencia operativa, mejoren la calidad de los servicios, o permitan una reducción significativa de los costos.

La depreciación de la propiedad, planta y equipo se calcula por el método de la línea recta durante la vida útil estimada de los activos. Anualmente, la Compañía revisa el valor residual, el método de depreciación y la vida útil remanente de los activos, y contabiliza cualquier cambio prospectivamente. Los rangos de la vida útil por clase de propiedad, planta y equipo son:

Clase de activo / Componente activo	Vida útil
Equipo de comunicación y computación	5 - 10 años
Construcciones y edificaciones	5 - 10 años
Maquinaria y equipo	5 - 15 años
Muebles, enseres y equipo de oficina	10 - 15 años

Un elemento de propiedad, planta y equipo y cualquier parte significativa inicialmente reconocida se da de baja en cuentas al momento de su disposición o cuando no se esperan beneficios económicos futuros de su uso o disposición. Cualquier ganancia o pérdida que surja de la baja en cuentas del activo (calculada como la diferencia entre el valor neto de la disposición y el valor en libros del activo) se incluye en el estado de resultados cuando el activo se da de baja en cuentas.

La propiedad, planta y equipo también incluye los bienes adquiridos para fines medioambientales y de seguridad, los repuestos importantes y el equipo de mantenimiento permanente que la Compañía espera utilizar durante más de un año, y la propiedad, planta y equipo en construcción y montaje para fines de administración, producción, suministro o para propósitos no definidos, dichos activos se clasifican en las categorías correspondientes de propiedad, planta y equipo cuando están listos para su uso previsto, y la depreciación inicia cuando se encuentran en la ubicación y en las condiciones necesarias para operar según lo previsto.

Los costos por intereses directamente relacionados con la adquisición o construcción de la propiedad, planta y equipo que requiere de un período sustancial para estar lista para su uso previsto se capitalizan como parte del costo de dicho activo cuando es probable que los

beneficios económicos futuros asociados con el elemento fluirán a la Compañía y los costos se pueden medir de manera confiable. Los otros costos por intereses se reconocen en los resultados financieros como gastos financieros. Los proyectos que han sido suspendidos pero que la Compañía tiene la intención de continuar con su desarrollo en el futuro, no se consideran activos calificables a efectos de capitalización de costos por intereses.

La Compañía da de baja una partida de propiedad, planta y equipo al momento de su disposición o cuando ya no se espera que genere beneficios económicos futuros. La ganancia o pérdida que surge del retiro de la propiedad, planta y equipo se determina como la diferencia entre el precio de venta, neto de cualquier costo directamente relacionado con la venta y el valor en libros del activo, y se reconoce en los resultados.

La Compañía incluye los activos por derecho de uso que surgen de contratos de arrendamiento cuando actúa como arrendatario de acuerdo con la NIIF 16 en la línea de propiedad, planta y equipo. Referirse a la nota de Arrendamientos, para información sobre las políticas de arrendamientos.

#### • Componentes de los activos

Un componente de un activo fijo es un elemento que se puede considerar como parte de otro activo, pero que, por sus propias características, por la función que desempeña y por el tipo de estrategias o actividades que se siguen durante su vida técnica o de servicio, pueden ser tratados como un activo independiente. Cada componente significativo de propiedades, planta y equipo es identificado y separado de los demás activos para efectos de depreciación durante su vida útil y para facilitar su tratamiento y control contable. Los repuestos importantes y el equipo de mantenimiento permanente que la Compañía espera utilizar duran-

te más de un ejercicio cumplen normalmente las condiciones para ser calificados como propiedades, planta y equipo. De forma similar, si los repuestos y el equipo auxiliar de un activo fijo solo pudieran ser utilizados con relación a este, se contabilizarán como parte de las propiedades, planta y equipo.

### 3.5 Otros activos no financieros

Incluye anticipos entregados a terceros prestadores de servicios por la compra de servicios de tecnologías de la información que se amortizan durante los períodos en los que la Compañía recibe los servicios. Los gastos pagados por anticipado incluyen principalmente primas de seguros, reconocidas en resultados de forma lineal a lo largo del plazo contractual.

### 3.6 Intangibles

La Compañía reconoce un activo intangible cuando es identificable y separable, el elemento genera beneficios económicos futuros y la Compañía tiene la capacidad de controlar estos beneficios. Los activos intangibles se reconocen por su costo de adquisición o desarrollo, menos la amortización y la pérdida por deterioro de valor acumulado, si es aplicable. Un activo intangible se da de baja al momento de su disposición o cuando no se espera obtener beneficios económicos futuros de su uso o disposición. Cualquier ganancia o pérdida que surja de la baja en cuentas del activo (calculada como la diferencia entre el valor neto de la disposición y el valor en libros del activo) se incluye en el estado de resultados cuando el activo se da de baja en cuentas.

La amortización de los activos intangibles se calcula por el método de la línea recta durante la vida útil del activo. Las servidumbres tienen vida útil indefinida y no se amortizan. Anualmente, la Compañía revisa el valor residual, el método de amortización y la vida útil de los activos,

y contabiliza cualquier cambio prospectivamente. Las vidas útiles de los activos intangibles son las siguientes:

	Vida útil	Método amortización
Software/ Licencias	5 - 10 años	Línea Recta

- **Software y licencias**

El software y las licencias son amortizados por el método de línea recta durante los períodos en los cuales se espera percibir los beneficios, de acuerdo con los estudios de factibilidad para su recuperación.

- **Activos intangibles generados internamente – desembolsos por investigación y desarrollo**

Los desembolsos de estudios de proyectos y de investigación se registran como gastos cuando se incurren. La Compañía reconoce intangibles generados internamente en su fase de desarrollo, cuándo es viable técnicamente completar el desarrollo del activo de forma que pueda estar disponible para su uso o venta, tiene la intención de completar el activo y la capacidad para usarlo o venderlo, es probable que el activo genere beneficios económicos futuros, la Compañía dispone de recursos técnicos, financiero o de otro tipo para completar su desarrollo y se puede medir fiablemente el costo del activo. La Compañía mide estos activos al costo, que es el agregado de los desembolsos incurridos desde el momento en que el activo cumple las condiciones anteriores hasta el momento en que el activo está disponible para ser usado, menos la depreciación y las pérdidas de deterioro de valor acumuladas. Los desembolsos por desarrollo incurridos antes del cumplimiento de las condiciones se reconocen en el resultado acumulado en el período en el que se incurren.



La Compañía da de baja un activo intangible al momento de su disposición o cuando ya no se espera que genere beneficios económicos futuros. La ganancia o pérdida que surge del retiro del activo intangible se determina como la diferencia entre el precio de venta, neto de cualquier costo directamente relacionado con la venta y el valor en libros del activo, y se reconoce en los resultados.

### **3.7 Deterioro de valor de los activos no financieros**

La Compañía evalúa, en cada fecha de reporte, si existe algún indicio de que un activo pueda estar deteriorado. Si existe algún indicio, o cuando se requiere una prueba de deterioro anual para un activo, la Compañía estima el valor recuperable del activo. El valor recuperable de un activo es el mayor entre el valor razonable de un activo o UGE menos los costos de disposición y su valor en uso. El valor recuperable se determina para un activo individual, a menos que el activo no genere entradas de efectivo que sean en gran medida independientes de las de otros activos o grupos de activos. Cuando el valor en libros de un activo o UGE excede su valor recuperable, el activo se disminuye hasta su valor recuperable, y se reconoce una pérdida por deterioro de valor en resultados.

Cuando se registra una pérdida por deterioro, los gastos de amortización futuros se calculan sobre el valor en libros ajustado del activo o UGE. Las pérdidas por deterioro pueden recuperarse solo si la reversión está relacionada con un cambio en las estimaciones utilizadas después

de que se reconoció la pérdida por deterioro en períodos anteriores. Estas recuperaciones no exceden el valor en libros de los activos, neto de depreciación o amortización que se hubiera determinado si dicho deterioro no hubiera sido reconocido.

### **3.8 Arrendamientos**

Al comienzo de un contrato, la Compañía evalúa si un contrato es o contiene un arrendamiento. Esta situación surge si el contrato transfiere el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación.

Para evaluar si un contrato transmite el derecho a controlar un activo identificado, la Compañía aplica NIIF 16.

#### **3.8.1 Cuando XM actúa como arrendatario**

En la fecha de inicio del arrendamiento, la Compañía reconoce los pasivos por arrendamiento que representan su obligación de realizar los pagos del arrendamiento y los activos por derecho de uso que representan el derecho a usar el activo subyacente durante el plazo del arrendamiento. El plazo de arrendamiento es el período no cancelable del arrendamiento más cualquier período cubierto por opciones de ampliación, siempre que la Compañía esté segura de ejercerlas. La Compañía eligió utilizar las exenciones de reconocimiento para los contratos de arrendamiento que, en la fecha de inicio, tienen un plazo de arrendamiento de 12 meses o menos y no contienen una opción de compra (arrendamientos de corto plazo) y

contratos de arrendamiento para los cuales el activo subyacente es de bajo valor (activos de bajo valor). La Compañía reconoce estos arrendamientos de activos de bajo valor y de corto plazo como un gasto de arrendamiento de forma lineal a lo largo del plazo del acuerdo.

La Compañía reconoce los activos por derecho de uso en la fecha de inicio del arrendamiento (es decir, la fecha en la que el activo subyacente está disponible para su uso) como parte de la propiedad, planta y equipo. El activo por derecho de uso se mide inicialmente al costo, que incluye el valor de la medición inicial del pasivo por arrendamiento, los pagos por arrendamiento realizados en la fecha de inicio o antes menos los incentivos de arrendamiento recibidos, los costos directos iniciales incurridos y, cuándo es aplicable, una estimación de los costos a incurrir por dismantelar, retirar o restaurar el lugar en el que se localiza el activo a la condición requerida por los términos y condiciones del arrendamiento. Posteriormente, los activos por derecho de uso se miden al costo, menos la depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro, y se ajustan por cualquier nueva medición de los pasivos por arrendamiento. Los activos por derecho de uso se amortizan linealmente durante el plazo del arrendamiento. Los activos por derecho de uso están sujetos a evaluación por deterioro.

En la fecha de inicio del arrendamiento, la Compañía reconoce los pasivos por arrendamiento por el valor presente de los pagos por arrendamiento que se realizarán durante la vigencia del arrendamiento, que incluyen pagos fijos (incluidos pagos fijos en esencia) menos

cualquier incentivo de arrendamiento por cobrar, pagos de arrendamiento variables que dependen de un índice o una tasa, y los valores que se espera pagar bajo garantías de valor residual. Los pagos variables que no dependen de un índice o tasa se reconocen como gastos en el período en el que un evento o condición indica que se producirá el pago.

Para calcular el valor presente de los pagos del arrendamiento, la Compañía utiliza la tasa incremental de endeudamiento en la fecha de inicio del arrendamiento. Después de la fecha de inicio, el valor de los pasivos por arrendamiento se incrementa para reflejar la acumulación de intereses, se reduce por los pagos de arrendamiento realizados y se remide cuándo ocurren eventos tales como: a) cambios en el plazo del arrendamiento, b) cambios en los pagos del arrendamiento un cambio en la evaluación de una opción para comprar el activo subyacente. El valor de la nueva medición de la obligación se reconoce como un ajuste del activo por el derecho de uso.

El gasto por intereses sobre el pasivo por arrendamiento y el gasto por depreciación del activo por derecho de uso, que se determina por el método de la línea recta durante el término del contrato, se reconocen por separado, en los resultados.

### 3.8.2 Cuando XM actúa como arrendador

Los arrendamientos en los que la Compañía no transfiere sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes

a la propiedad de un activo se clasifican como operativos. Los ingresos por arrendamiento se reconocen en el estado de resultados de forma lineal durante los plazos del arrendamiento. Los costos directos iniciales incurridos al negociar y contratar un arrendamiento operativo se incluyen en el valor en libros del activo arrendado y se registran en resultados de forma lineal durante el plazo del contrato.

Los arrendamientos en los que la Compañía transfiere sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de un activo se clasifican como financieros. La Compañía reconoce en sus estados financieros los pagos por arrendamiento financiero como una cuenta por cobrar, por un valor igual al de la inversión neta en el arrendamiento. La inversión neta en el arrendamiento es la suma de los pagos por arrendamiento a recibir por la Compañía y cualquier valor residual no garantizado que corresponda a la Compañía, descontada a la tasa de interés implícita del arrendamiento. Los costos directos iniciales se incluyen en la medición inicial de la inversión neta en el arrendamiento y reducen el valor de los ingresos reconocidos a lo largo de la duración del contrato.

Posteriormente, la Compañía reconoce los ingresos financieros a lo largo del plazo del arrendamiento, aplicando una tasa que refleje una tasa de rendimiento constante sobre la inversión financiera neta en el arrendamiento, y reduce los pagos por arrendamiento de la inversión bruta en el arrendamiento. La cuenta por cobrar está sujeta a evaluación de deterioro de valor de acuerdo con NIIF 9.

## 3.9 Activos y pasivos financieros

### 3.9.1 Activos financieros

La clasificación de los activos financieros en el reconocimiento inicial depende de las características contractuales de los flujos de efectivo de los activos financieros y del modelo de negocio utilizado por la Compañía para gestionarlos. Con la excepción de las cuentas por cobrar comerciales que no contienen un componente de financiamiento significativo o para las cuales la Compañía ha aplicado el expediente práctico, la Compañía mide inicialmente un activo financiero a su valor razonable más los costos de transacción. Las cuentas por cobrar comerciales que no contienen un componente de financiamiento significativo o para las cuales la Compañía ha aplicado el expediente práctico se miden al precio de transacción determinado según la NIIF 15.

La Compañía clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías:

**a)** Activos financieros medidos a valor razonable con cambios en resultados: los activos financieros se mantienen para negociar y/o son designados en el momento del reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros se clasifican como mantenidos para negociar si se adquieren para su venta o recompra en el corto plazo. Estos instrumentos se miden a valor razonable y los cambios en el valor razonable en los resultados.

**b)** Activos financieros a costo amortizado: esta es la categoría más relevante para la Compañía. Los activos financieros a costo amortizado incluyen cuentas por cobrar comerciales, otras cuentas por cobrar, préstamos a asociadas y préstamos a empleados.

Los préstamos y partidas a cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo. Los préstamos y cuentas por cobrar, incluidas las cuentas por cobrar comerciales y otras, se miden inicialmente al valor razonable y luego al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva, menos el deterioro.

Los préstamos a empleados se registran inicialmente utilizando el valor presente de los flujos de efectivo futuros, descontados a la tasa de mercado actual para préstamos similares. Si la tasa de interés es menor que la tasa de mercado actual, el valor razonable será menor que el monto del préstamo. Esta diferencia se registra como un beneficio para los empleados.

La Compañía mide los activos financieros al costo amortizado si se cumplen las dos condiciones siguientes:

- El activo se mantiene dentro de un modelo de negocio con el objetivo de mantener los activos financieros para cobrar los flujos de efectivo contractuales; y
- Las condiciones contractuales del activo dan lugar en fechas determinadas a flujos de efectivo que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el monto de capital pendiente.

Los activos financieros a costo amortizado se miden posteriormente utilizando el método de interés efectivo y están sujetos a evaluación de deterioro de valor. Las ganancias y pérdidas se reconocen en resultados cuando el activo se da de baja, modifica o deteriora.

La Compañía da de baja un activo financiero solo al vencimiento de los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo o, cuando ha transferido sus derechos a recibir dichos flujos de efectivo o ha asumido la obligación de pagar los flujos de efectivo recibidos en su totalidad a un tercero y (a) ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo financiero o (b) no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, pero ha transferido el control del activo. Cuando la Compañía no transfiere ni retiene todos los riesgos y beneficios del activo o transfiere el control del activo, la Compañía continúa reconociendo el activo transferido, en la medida de su participación continua, y también reconoce el pasivo asociado.

**c)** Activos financieros al valor razonable con cambios en otro resultado integral: incluyen las inversiones en renta variable que no se mantienen para fines de negociación y que la Compañía designa de forma irrevocable medirlas a valor razonable con cambios en otro resultado integral. Las ganancias y pérdidas derivadas de los cambios en el valor razonable se reconocen en otro resultado integral hasta la baja en las cuentas de la inversión.

#### • Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo incluye los saldos en efectivo y bancos, y las inversiones temporales con vencimiento original inferior a los 90 días siempre que estén sujetos a un riesgo significativo de cambios en su valor. Los sobregiros bancarios que son pagaderos a la vista y son parte integral de la administración de efectivo de la Compañía, se presentan como parte del efectivo y equivalentes de efectivo en el estado de flujos de efectivo, y como obligaciones financieras en el estado de situación financiera.

La Compañía presenta de forma separada el efectivo que está restringido a propósitos específicos y previamente determinados, como pago de deuda, adquisición de bienes de capital o para disponer en caso de una emergencia y/o pérdidas imprevistas, y que por lo tanto, tiene ciertas limitaciones para su disponibilidad, ya sea de tipo legal o contractual, y el cual no se puede disponer libremente para cubrir compromisos financieros resultantes de las actividades normales de la Compañía.

#### • Deterioro de valor de activos financieros

La Compañía mide las pérdidas crediticias esperadas de sus cuentas por cobrar comerciales sobre una base colectiva aplicando el modelo simplificado de la NIIF 9, que establece que se reconoce una provisión para pérdidas crediticias esperadas por los posibles eventos de incumplimiento durante la vida esperada del instrumento financiero. La Compañía actualiza el valor de las pérdidas en



cada fecha de balance para reflejar los cambios en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial, y en el cálculo considera variables como el histórico de comportamiento de pago de las obligaciones, la ubicación geográfica del deudor y las garantías que la contraparte ha presentado para cubrir cualquier incumplimiento de sus obligaciones. En términos generales, la pérdida esperada se expresa así:

$$\text{Pérdida esperada} = \frac{\text{Probabilidad de incumplimiento}}{\div} \times \text{Saldo expuesto} \times \frac{\text{pérdida dado incumplimiento}}{\div}$$

Donde:

- **Probabilidad de incumplimiento:** es la probabilidad de que en un lapso de doce (12) meses los deudores de una determinada obligación o cartera incurran en incumplimiento.
- **Saldo expuesto:** es el saldo vigente de capital, intereses y otras cuentas por cobrar.
- **Pérdida dado incumplimiento - PDI:** es el deterioro económico en que incurriría la entidad en caso de que se materialice alguna de las situaciones de incumplimiento. La PDI para deudores calificados en la categoría incumplimiento sufrirá un aumento paulatino de acuerdo con los días transcurridos después de la clasificación en dicha categoría.

La Compañía considera que se ha constituido un evento de incumplimiento cuando el deudor incumple los convenios financieros o cuándo la información desarrollada internamente u obtenida de fuentes externas indica que es improbable que el deudor pague a sus acreedores, incluido el Grupo, en su totalidad.

#### • Baja en cuenta de los activos financieros

La Compañía da de baja un activo financiero solo cuando los derechos contractuales de los flujos de efectivo del activo expiran, o cuando transfiere el activo financiero y sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la propiedad del activo a otra entidad. Si la Compañía no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la propiedad y continúa controlando el activo transferido, la Compañía reconoce su interés retenido en el activo y un pasivo asociado por los montos que deba pagar. Si la Compañía retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la propiedad de un activo financiero transferido, la Entidad continúa reconociendo el activo financiero y también reconoce un préstamo garantizado por los ingresos recibidos.

Al darse de baja de un activo financiero medido al costo amortizado, la diferencia entre el valor en libros del activo y la suma de la contraprestación recibida y por cobrar se reconoce en resultados. Además, al darse de baja de una inversión en un instrumento de deuda clasificado como valor razonable a través de otros resultados integrales, la ganancia o pérdida acumulada en la reserva de revaluación de inversiones se reclasifica a utilidad o pérdida. En contraste, en la baja de una inversión en un instrumento de capital que la Entidad eligió en el reconocimiento inicial para medir a valor razonable a través de otros resultados integrales, la ganancia o pérdida acumulada en la reserva de revaluación de inversiones no se reclasifica a utilidad o pérdida, sino que se transfiere a utilidades (déficit) acumulado.

#### 3.9.2 Pasivos financieros

Los pasivos financieros incluyen la financiación obtenida por la Compañía a través de líneas de crédito bancarias y cuentas por pagar a proveedores.

La Compañía reconoce inicialmente las obligaciones financieras a su valor razonable (monto de efectivo recibido), neto del costo de tran-

sacción directamente atribuible. Después del reconocimiento inicial, las obligaciones financieras que devengan intereses se miden al costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva. El costo amortizado se calcula teniendo en cuenta cualquier descuento o prima sobre la emisión y los costos directos atribuibles. El interés, calculado por el método de interés efectivo, se reconoce como gasto financiero en el resultado. Las cuentas por pagar a proveedores son pasivos financieros de corto plazo registrados a valor nominal, ya que no difieren significativamente de su valor razonable.

La Compañía da de baja un pasivo financiero cuando la obligación especificada en el contrato se liquida, cancela o vence. Cuando un pasivo financiero existente ha sido reemplazado por otro del mismo prestamista, bajo términos sustancialmente diferentes, o los términos de un pasivo existente se modifican sustancialmente, dicha modificación se contabiliza dando de baja en cuentas el pasivo original y reconociendo el nuevo pasivo. La diferencia entre los valores correspondientes se reconoce en el estado de resultados.

La Compañía no tiene pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados.

### 3.9.3 Compensación de activos y pasivos financieros

La Compañía compensa los activos y pasivos financieros en el estado de situación financiera si existe un derecho exigible legalmente a la fecha de cierre que obligue a recibir o liquidar los valores reconocidos por su valor neto

y cuando la Compañía tiene la posibilidad de liquidarlos por el valor neto o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

### 3.10 Medición del valor razonable

El valor razonable de un activo o pasivo es el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre los participantes del mercado en la fecha de medición. La medición a valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo, tiene lugar en el mercado principal, es decir, en el mercado de mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso al cual tenga acceso la Compañía, o sea, aquel que maximiza la cantidad que sería recibida para vender el activo o minimiza la que sería pagada por transferir el pasivo.

Para la determinación del valor razonable, la Compañía utiliza las técnicas de valoración que sean apropiadas a las circunstancias y sobre las cuales existan datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables. En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración, los activos y pasivos medidos a valor razonable son clasificados en los siguientes niveles:

- **Nivel 1:** precios de cotización (no ajustados) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- **Nivel 2:** técnicas de valorización para las que los datos y variables que tienen un efecto significativo sobre la determinación del valor razonable registrado son observables, ya sea directa o indirectamente.
- **Nivel 3:** técnicas de valuación internas, utilizando variables estimadas por la Compañía no observables para el activo o pasivo (no existe información observable de mercado).

Al medir el valor razonable la Compañía tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

- Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso;
- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la Compañía;

- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se mide el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

### 3.11 Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando la Compañía tiene una obligación presente legal o implícita como resultado de un suceso pasado, es probable una salida de recursos para cancelar la obligación y se puede hacer una estimación fiable del valor de la obligación. La Compañía mide sus provisiones por la mejor estimación del desembolso necesario para cancelar la obligación presente, al final del período sobre el cual se informa, teniendo en cuenta los riesgos y las incertidumbres correspondientes. Cuando una provisión se mide usando el flujo de efectivo estimado para cancelar dicha obligación, su valor en libros refleja el valor actual de ese flujo de efectivo (cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es material).

La Compañía reconoce como provisión las obligaciones presentes que se derivan de un contrato oneroso cuando los costos inevitables de cumplir con las obligaciones del contrato exceden los beneficios económicos que se esperan recibir de este. A la fecha del estado de situación financiera, la Compañía no tiene provisiones de contratos onerosos.

Ciertas condiciones contingentes que pueden resultar en una pérdida para la Compañía y solo serán resueltas en el futuro, cuando uno o más hechos sucedan o puedan ocurrir, pueden existir a la fecha de emisión de los estados financieros. La Compañía, junto con sus asesores legales, estiman el valor de estas contingencias. Esta estimación es un juicio clave de la Gerencia y es materia de opinión.

La Compañía reconoce en el estado de situación financiera consolidada las contingencias cuya pérdida material es probable y se puede estimar fiablemente su valor. Cuando la evaluación indica que una pérdida potencial no es probable y se conoce su valor, o es probable pero no puede ser estimado el valor de la pérdida, la Compañía revela la contingencia en las notas de los estados financieros. Las contingencias de pérdida estimadas como remotas no son reveladas.

### 3.12 Impuesto sobre la renta

El gasto por impuesto sobre la renta del período incluye el impuesto sobre la renta corriente y diferido. Los activos y pasivos tributarios son medidos por el valor que se espera recuperar o pagar a las autoridades tributarias y el gasto por impuesto sobre la renta es reconocido en resultados, excepto cuándo se relaciona con partidas reconocidas directamente en el patrimonio o en el otro resultado integral, en cuyo caso se reconocerá en patrimonio u otro resultado integral, o cuando surge del registro inicial de una combinación de negocios.

Las tasas y las leyes impositivas utilizadas para calcular los valores impositivos son aquellas que se promulgan o se promulgan sustancialmente a la fecha de reporte en donde la Compañía opera y genera utilidades imponibles.

El impuesto corriente a pagar se basa en la utilidad fiscal del período. La renta gravable difiere de la utilidad antes de impuesto del estado de resultados debido a las diferencias permanentes relacionadas con las partidas de ingresos o gastos que no son gravables o deducibles, y a las diferencias temporales relacionadas con partidas de ingresos o gastos que son gravables o deducibles en períodos futuros. El pasivo por impuesto corriente se calcula utilizando las tasas impositivas vigentes al final del período. La Compañía evalúa periódicamente las posiciones tomadas en las declaraciones de impuestos con respecto a situaciones en las que las leyes tributarias están sujetas a interpretación y, cuando corresponde, reconoce provisiones por los valores que espera pagar a las autoridades tributarias.

El impuesto diferido se reconoce sobre las diferencias temporarias entre los valores en libros de los activos y pasivos incluidos en el estado de situación financiera y las correspondientes bases fiscales utilizadas para determinar la renta fiscal. Los activos por impuestos diferidos se reconocen para todas las diferencias temporarias deducibles, incluidas las pérdidas fiscales, en la medida en que sea probable que existan utilidades fiscales imposibles contra las cuales las diferencias temporarias deducibles y los créditos y las pérdidas fiscales no utilizadas puedan ser recuperadas.



La Compañía revisa el valor en libros de los activos por impuestos diferidos en cada fecha de cierre y reduce su valor en libros cuándo ya no sea probable que haya suficientes utilidades imponibles disponibles para permitir el uso de la totalidad o parte del activo por impuestos diferidos. El impuesto diferido relacionado con partidas registradas directamente en el patrimonio se reconoce en el patrimonio.

La Compañía compensa los activos y pasivos por impuestos diferidos si tiene el derecho legalmente exigible de compensar los activos y pasivos por impuestos corrientes, los activos y pasivos por impuestos diferidos se reportan a la misma autoridad tributaria para la misma entidad sujeta a impuestos, y se pretenda liquidar pasivos y activos por impuestos corrientes sobre una base neta, o realizar los activos y liquidar los pasivos simultáneamente.

### 3.13 Beneficios a los empleados

Los beneficios a empleados comprenden todas las compensaciones a empleados y exempleados relacionadas con la prestación de los servicios a la Compañía, y se clasifican en beneficios de corto plazo, beneficios de largo plazo, beneficios posteriores al empleo y beneficios por terminación.

La Compañía reconoce los beneficios a los empleados de corto plazo cuando posee una obligación legal o implícita de pago como resultado de un servicio prestado por el empleado en el pasado y cuando la obligación se puede estimar fiablemente. La obligación se mide por el valor que se espera pagar dentro del año

siguiente a la fecha de medición y se reconoce como gastos a medida que el empleado presta el servicio. Al final de cada período contable, la Compañía ajusta el valor del pasivo con base en las disposiciones legales y los convenios laborales vigentes.

La Compañía otorga a sus empleados beneficios de largo plazo, asociados a su tiempo de servicio, como los beneficios de prima de antigüedad y quinquenios. Anualmente, mide los beneficios a los empleados de largo plazo por el método de la unidad de crédito proyectada, con valoraciones actuariales independientes. Cualquier ganancia o pérdida actuarial es reconocida en resultados. Cuando es aplicable, el valor razonable de los activos del plan se deduce del valor presente de la obligación por beneficios de largo plazo.

La Compañía clasifica los beneficios posteriores al empleo en planes de contribuciones definidos y planes de beneficios definidos. El plan de contribuciones definido es un beneficio posempleo en el cual la Compañía paga contribuciones fijas a un fondo de pensiones y en el que no tiene ninguna obligación legal de pagar montos adicionales. Las obligaciones por pago de contribuciones a planes de pensiones definidos se reconocen como un gasto por beneficios a empleados en resultados, en los períodos en los cuales los servicios son prestados por ellos.

Anualmente, la Compañía mide los planes de beneficios definidos, la obligación y el costo de tales beneficios por el método de la unidad de crédito proyectada, con valoraciones actuariales independientes. La Compañía

mide el pasivo por planes de beneficios definidos por el valor presente de la obligación a la fecha del estado de situación financiera menos el valor razonable de los activos del plan. El valor presente de la obligación se determina descontando los flujos de efectivo estimados con las tasas de interés calculadas a partir de la curva de rendimiento de los bonos del Gobierno colombiano (curva de TES B), denominados en Unidades de Valor Real (UVR), que tienen términos que se aproximan a los de la obligación por pensiones hasta su vencimiento.

Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes basados en la experiencia y los cambios en los supuestos actuariales se registran en el otro resultado integral en el período en el que surgen. Los costos de servicios pasados se reconocen inmediatamente en resultados, a menos que los cambios en el plan de pensiones estén condicionados a que el trabajador continúe en servicio por un período determinado. En este caso, los costos de servicios pasados se amortizan usando el método de línea recta durante el período que otorga el derecho.

La Compañía mide los activos del plan a valor razonable. Los activos del plan son los activos destinados, en atención a las disposiciones legales vigentes o por iniciativa propia, para cumplir exclusivamente con las obligaciones pensionales u otros beneficios posempleo. En algunas subsidiarias de la Compañía el valor mínimo de los activos del plan debe corresponder al cálculo actuarial del pasivo pensional.

Anualmente, la Compañía mide los beneficios a los empleados por terminación, que en esencia son beneficios posempleo, utilizando el método de la unidad de crédito proyectada, con valoraciones actuariales realizadas. La nueva medición, que incluye ganancias y pérdidas actuariales, se reconoce en otro resultado integral en el período en que ocurre. El resto de los beneficios por terminación se reconocen como gastos del período en el que se incurren.

### 3.14 Reconocimiento de ingresos, costos y gastos

La Compañía registra sus ingresos, costos y gastos con base en el principio de causación o devengo.

La Compañía reconoce los ingresos de actividades ordinarias por la transferencia de bienes o servicios a los clientes a cambio de un valor que refleja la contraprestación que la Compañía espera recibir a cambio de esos bienes o servicios. La Compañía reconoce los ingresos solo cuando se cumplen todos los siguientes criterios:

- **Etapas 1:** identificar el contrato con el cliente.
- **Etapas 2:** identificar las obligaciones de desempeño en el contrato.
- **Etapas 3:** determinar el precio de la transacción.
- **Etapas 4:** asignar el precio de la transacción a las obligaciones de desempeño del contrato.
- **Etapas 5:** reconocer los ingresos ordinarios cuando (o a medida que) la entidad satisface una obligación de desempeño.

Los siguientes criterios, aplican para el reconocimiento de los ingresos de la Compañía:

- **Ingresos por servicios de operación y administración del mercado de energía mayorista (MEM) y otros asociados**

Según lo establecido en las Leyes 142 y 143 de 1994, le corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) aprobar los ingresos por los servicios del Centro Nacional de Despacho (CND), Administración de Sistemas de Intercambios Comerciales (ASIC) y Liquidador y Administración de Cuentas (LAC) de cargos por uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN), que serán facturados a los agentes del mercado.

Para el 2014 se aprobó el nuevo esquema de remuneración para estos servicios definiendo un Ingreso Máximo Regulado para cada mes que corresponderá a la suma de los siguientes rubros mensuales: el gasto operativo que está diseñado para compartir los beneficios y riesgos asociados a la prestación de los servicios, las inversiones, el ajuste por cambios regulatorios o por desviaciones en la ejecución de inversiones, y margen de rentabilidad del patrimonio. Este esquema está contenido en la resolución 174 de 2013, modificada por la Resolución 175 de 2016, que define la metodología tarifaria, la resolución 029 de 2014, modificada por la resolución 060 de 2014, que aprueba los ingresos para el período quinquenal comprendido entre el 1 de enero de 2014 y 31 de diciembre 2019 y las Resoluciones 229

de 2015, 247 de 2016, 181 de 2017, 150 de 2019, 003 y 013 de 2020; 222 de 2020, 221 de 2021, 501-001 de 2022 y la resolución 501-007 de 2023 para el año actual y, que ajustan el monto de los ingresos regulados reconocidos para cada año del período tarifario.

XM definió los siguientes criterios contables para el reconocimiento de los ingresos regulados:

- Ingreso por costo de operación: se registran como ingreso al momento de la prestación del servicio.
- Ingreso por costo de inversión: la actual metodología de reconocimiento de los ingresos regulados de XM establece la aprobación de los ingresos por inversión, la cual está sujeta al cumplimiento del programa de inversiones. La totalidad del ingreso que se recibe correspondiente a la remuneración de las inversiones y proyectos, es tratada como un ingreso diferido en el momento en que es facturado; este ingreso diferido es amortizado, dado que se considera que el ingreso es realizado en la medida en que se ejecutan las inversiones y que se usan los activos resultantes de estas inversiones, para la prestación de los servicios regulados del CND, ASIC y LAC; el uso de los activos se reconoce de acuerdo con los gastos de depreciación y amortización del período. El valor de las inversiones no ejecutadas se traslada al siguiente año tarifario, es decir que se disminuyen en el monto facturado en el período tarifario siguiente.
- Remuneración al margen del patrimonio regulado.

Este ingreso se reconoce en el momento en que se presta el servicio regulado.

Nota: En enero de 2022, la CREG emitió para comentarios la Resolución 228 con la cual se está planteando una nueva metodología de remuneración para los servicios regulados del CND, ASIC y LAC; la Compañía entregó los comentarios en abril de 2022 y a la fecha estamos a la espera de su expedición definitiva; se espera la aplicación para el 2024 y/o períodos subsiguientes.

- **Ingresos por dividendos e intereses**

La Compañía reconoce los ingresos por dividendos de inversiones en instrumentos financieros cuándo obtiene el derecho a recibir el pago, siempre que sea probable recibir el pago y los ingresos puedan medirse fiablemente, en resultados, en la línea de resultados financieros, netos.

La Compañía reconoce los ingresos por intereses cuando es probable que la Compañía reciba los beneficios económicos asociados con la transacción. Los ingresos por intereses se reconocen sobre una base devengada, con referencia al capital pendiente y a la tasa de interés efectiva aplicable, que es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero con el valor neto en libros del activo financiero en el reconocimiento inicial.

La Compañía registra sus costos y gastos al costo histórico, y los reconoce a medida que son incurridos, independientemente de la fecha en que se haya realizado el pago y en el período en el que se conocen.

### **3.15 Ganancia por acción básica y diluida**

XM presenta datos de las ganancias por acciones básicas. No presenta datos de ganancias por acciones diluidas ya que sus acciones no cotizan en mercados públicos de valores. Las ganancias por acción básicas se calculan dividiendo el resultado atribuible a los accionistas ordinarios de la Compañía por el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el ejercicio, ajustado por las acciones propias mantenidas.

### **3.16 Capital social, prima en colocación de acciones y distribución de dividendos**

Las acciones ordinarias se clasifican en el patrimonio. Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones u opciones se presentan en el patrimonio como una deducción del valor recibido, neto de impuestos. La prima en colocación de acciones corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital.

La recompra de las acciones se reconoce directamente en el patrimonio por su costo de adquisición y la diferencia entre este valor y el valor nominal de las acciones se reconoce como prima en colocación de acciones. Se suspenden los derechos de las acciones propias readquiridas y, por tanto, no participan en la distribución de dividendos.

La Compañía reconoce la distribución de los dividendos a los accionistas como un pasivo en el estado de situación financiera, en el período en que la

Asamblea General de Accionistas aprueba dichos dividendos, o cuando se establece la obligación correspondiente de acuerdo con las disposiciones legales o políticas aplicables establecidas por la Asamblea General de Accionistas.

### **3.17 Partes relacionadas**

La Compañía considera como partes relacionadas aquellas personas naturales o jurídicas en las que la Compañía ejerce control, control conjunto o influencia significativa, es un miembro del personal clave de la gerencia de XM o de su controladora (o un familiar cercano del miembro), o es una entidad controlada o controlada conjuntamente por un miembro clave del personal clave de la gerencia. Es decir, las inversiones en subsidiarias, asociadas (y sus subsidiarias) y negocios conjuntos (y sus subsidiarias), el personal clave de la gerencia de XM y del accionista controlador del Grupo.

La Compañía considera como personal clave de la gerencia a aquellas personas que tienen la autoridad y responsabilidad para planificar, dirigir y controlar las actividades, directa o indirectamente, incluyendo cualquier director o administrador (sea o no ejecutivo) de la Compañía. Incluye los miembros de la Junta Directiva, los miembros de la alta gerencia de XM, que está conformado por el Gerente de XM y los empleados de primer nivel directivo que le reportan directamente, y los directores con facultad para tomar decisiones de alto impacto financiero.

Las transacciones comerciales entre las compañías del Grupo y los miembros de la Junta Directiva, la Alta Gerencia y



demás administradores y/o los parientes y cónyuges o compañeros permanentes de aquellos y las personas jurídicas donde estos tienen participación o desempeñan cargos de dirección, en los términos definidos en la Ley, se encuentran sujetas al régimen legal de inhabilidades e incompatibilidades aplicables a la contratación de XM y sus empresas como compañía de Servicios Públicos Mixta, las cuales les prohíben contratar con la Sociedad. En la página web corporativa está publicado el listado enunciativo de tales inhabilidades e incompatibilidades previstas en la legislación colombiana.

### 3.18 Administración de recursos

En desarrollo de la actividad de Administración del Sistema de Intercambios Comerciales de energía eléctrica (ASIC) en el mercado de energía mayorista y en calidad de mandatario con representación de los agentes participantes en el mercado eléctrico colombiano, la Compañía, recauda a favor de terceros los dineros relacionados con las operaciones efectuadas por los mandantes en dicho mercado y los distribuye a los agentes beneficiarios del mismo.

En ningún momento los dineros recaudados son ingresos propios de XM, por ello se reconocen como un pasivo de XM que se administra como recaudos a favor de terceros, los cuales están representados en efectivo e inversiones corrientes de terceros, en virtud de que cada monto recaudado está asociado a un agente del mercado beneficiario del mismo; el saldo neto del activo y el pasivo, relacionados con dichas operaciones, es igual a cero.

### 3.19 Gestión de riesgos

Por la naturaleza de sus actividades, XM está expuesta a riesgos financieros asociados fundamentalmente a ingresos indexados a variables macroeconómicas y adquisición de bienes y servicios en el exterior.

Por lo anterior, se ha implementado una metodología de gestión del riesgo, que juntamente con el monitoreo permanente de los mercados financieros, procura minimizar los potenciales efectos adversos en la información financiera. XM identifica, evalúa y realiza una gestión integral sobre los riesgos financieros en los cuales la Compañía podría presentar alguna exposición, con el fin de minimizar su impacto en los resultados financieros.

La Compañía no realiza inversiones, operaciones con derivados o posición en divisas con propósitos especulativos.

La responsabilidad de la aplicación y administración de este sistema es de la Dirección de Finanzas Empresariales. Los riesgos financieros a los que se encuentra expuesta la Compañía se describen a continuación.

#### 1. Riesgo de mercado

El riesgo de mercado corresponde a las variaciones desfavorables con respecto a lo esperado en el valor razonable o los flujos futuros de efectivo de un instrumento financiero, originada por cambios adversos en variables tales como el tipo de cambio, las tasas de interés nacionales e internacionales, el precio de índices –variables macroeconómicas–, las materias primas –Commodities–, entre otros.

Los factores asociados al riesgo de mercado más relevante, así como sus criterios de administración, se describen a continuación:

- **Riesgo de tipo de cambio**

XM presenta principalmente exposición al riesgo de tipo de cambio –dólar americano–, por el efecto en conversión de los pasivos asociados a compras de equipos y/o ejecución de nuevos proyectos, cuentas por cobrar asociados a ingresos por prestación de servicios a filiales del exterior.

Al 31 de diciembre de 2023, XM mantenía los siguientes instrumentos financieros activos y pasivos –en millones de pesos colombianos–:

COP Millones	USD	EUR	Total
Activos	149	-	149
Pasivos	(15,072)	(451)	(15,523)
<b>Posición monetaria neta</b>	<b>(14,923)</b>	<b>(451)</b>	<b>(15,375)</b>

De acuerdo con lo anterior, se presentan los efectos en el Estado de Resultados antes de impuestos, frente a una variación razonable en el tipo de cambio de moneda extranjera –dólar americano– manteniendo constantes todas las demás variables:

Devaluación /revaluación	Efecto en el estado de resultados antes de impuestos a las ganancias
(+) 10 %	(1,492)
(-) 10 %	1,492

• **Riesgo de tasa de interés**

Este riesgo corresponde a los cambios desfavorables en el valor razonable o flujos de caja futuros de instrumentos financieros con respecto a lo esperado, y se origina por la variación –volatilidad– de las tasas de interés nacionales e internacionales y de las variables macroeconómicas a las cuales se encuentran indexadas estos flujos afectando así su valor. El objetivo de la gestión del riesgo de tasa de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de ingresos y de deuda que permita estabilizar el costo de esta última y minimizar la volatilidad en el estado de resultados.

Al 31 de diciembre de 2023, XM no tiene deuda financiera por tanto no tiene exposición en pasivos a las variaciones de tasas de interés.

Al 31 de diciembre de 2023, XM no mantiene instrumentos financieros – Excedentes de Liquidez - indexados a tasas de interés.

Dado que los instrumentos financieros que pueden componer el portafolio de excedentes de liquidez son adquiridos con el fin de mantenerlos hasta el vencimiento, dichas inversiones no están expuestas al riesgo de tasa de interés (Inversiones valoradas a costo amortizado).

• **Medidas de mitigación**

Se consideran como herramientas de mitigación del riesgo de mercado las operaciones de cobertura para riesgos financieros, las cuales tienen como objetivo estabilizar, durante un horizonte de tiempo, los estados financieros y el flujo de caja ante las fluctuaciones de los factores de riesgo antes mencionados.

De esta forma, una vez se identifica con certeza la existencia de la exposición a un riesgo de mercado, se opta por la utilización de coberturas de tipo natural o sintético. El cierre se realiza a través de la tesorería de XM, bajo las directrices corporativas que establecen un criterio de cubrimiento y no de especulación.

Como parte de las coberturas del riesgo de mercado –de tipo de cambio, de tasa de interés, de precio– XM puede realizar operaciones de derivados estandarizados –v.g. contratos de futuros para commodities– y no estandariza-

dos, tales como operaciones forwards, swaps y opciones a plazos, acordes con las mejores condiciones de cada mercado, los cuales califican como instrumentos financieros de cobertura a registrar en los estados financieros.

Al 31 de diciembre de 2023, XM no mantiene vigentes operaciones de cobertura para riesgo de tipo de cambio.

**2. Riesgo de crédito y de contraparte**

El riesgo de crédito y de contraparte se define como el incumplimiento contractual, mora o dudoso recaudo de las obligaciones contraídas por los clientes de la compañía, así como por las contrapartes de los instrumentos financieros adquiridos o utilizados, los cuales tendrán como consecuencia pérdidas financieras.

La exposición del riesgo de crédito y de contraparte no es significativa debido a que los servicios prestados son en gran medida, facturados a los distribuidores de energía que en su mayoría son mercados regulados y en algunos se contempla la obtención de los ingresos mínimos remunerados y los contratos con los clientes y proveedores incluyen garantías que reducen el riesgo de flujo de caja.

En los depósitos bancarios y en las inversiones financieras, el riesgo de crédito y de contraparte es mitigado por la selección de instituciones ampliamente reconocidas en el mercado y con calificación de riesgo otorgada por agencias aprobadas local y/o internacionalmente, adicionalmente se evalúa un cupo de contraparte para estas operaciones con base en la exposición de riesgo que tiene la Compañía ante un evento de incumplimiento.

### 3. Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez se define como la incapacidad de obtener los fondos suficientes para el cumplimiento de las obligaciones en su fecha de vencimiento, sin incurrir en costos inaceptablemente altos.

Actualmente XM realiza el monitoreo constante del flujo de caja de corto plazo, lo cual permite identificar las necesidades de liquidez durante los periodos analizados. De otra parte, se hace uso de indicadores de liquidez como el indicador de cobertura de liquidez mensual y acumulada, el cual es calculado de forma periódica. Estos indicadores tienen como objetivo verificar si los ingresos corrientes y no corrientes del flujo de caja de la compañía cubren los egresos de la misma.

Así mismo, XM por sus funciones reguladas, la CREG ha determinado y otorgado una metodología de remuneración que le permiten tener la liquidez necesaria para cubrir sus pasivos y gastos operacionales.

A continuación, se describe el perfil de vencimientos futuros previstos de los instrumentos financieros pasivos de la Compañía:

2023	0 A 3 meses	3 A 12 meses	Total
Cuenta por pagar vinculados económicos*	3,960	0	3,960
Cuentas por pagar	44,091	1	44,092
<b>Total</b>	<b>48,051</b>	<b>1</b>	<b>48,052</b>

\*Cuentas por pagar a vinculados económicos asociado a costos de operación prestados por dichas entidades, ver nota de Saldos y transacciones con partes relacionadas





## II. Notas específicas

### 4. Efectivo y equivalentes de efectivo

El total del efectivo y equivalente de efectivo está representado en moneda local. La composición del rubro al 31 de diciembre es la siguiente:

	2023	2022
Caja y bancos	130,219	73,658
<b>Total efectivo</b>	<b>130,219</b>	<b>73,658</b>
Fiducias	5,245	8,088
<b>Total equivalentes de efectivo</b>	<b>5,245</b>	<b>8,088</b>
<b>Total efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>135,464</b>	<b>81,746</b>

	2023	2022
Efectivo y equivalentes de efectivo restringidos (1)	84,159	39,431
Efectivo y equivalentes de efectivo disponible	51,305	42,315
<b>Total efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>135,464</b>	<b>81,746</b>

(1) Efectivo restringido asociado a los recursos con una destinación específica, correspondiente a aquellos a devolver a los agentes del mercado vía menor facturación del año siguiente por las inversiones reguladas no realizadas y por las eficiencias en los recursos del GOP (Ingreso para cubrir los gastos operativos regulados) que se esperan retomar según la normatividad de remuneración vigente para XM.

- **Administración de recursos**

XM, como administradora del sistema de intercambios comerciales del mercado de energía eléctrica (ASIC) en el mercado de energía mayorista (MEM) y de los cargos por uso del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en calidad de mandatario con representación de los agentes participantes en el mercado eléctrico colombiano, recibe de los agentes pagadores los dineros correspondientes para su distribución a los agentes beneficiarios. Por lo tanto, estos dineros no son propiedad de XM, ya que ésta sólo los administra, y es por ello que, al no ser un activo propio, se reflejan compensadas en la presentación del Estado de Situación Financiera.

Los saldos de activos y pasivos de terceros a 31 de diciembre son los siguientes:

	2023	2022
<b>Activo</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo (1)	1,961,098	938,338
Cuentas por cobrar administración contratos energía renovable (2)	79,049	2,989
<b>Total Activo</b>	<b>2,040,147</b>	<b>941,327</b>
<b>Pasivo</b>		
Recaudos a favor de agentes (3)	(2,040,093)	(941,317)
Reserva GMF (4)	(54)	(10)
<b>Total Pasivo</b>	<b>(2,040,147)</b>	<b>(941,327)</b>

**(1)** Corresponde a saldos en cuentas bancarias cuyo uso es restringido a las transacciones en bolsa, garantías constituidas por los agentes del Mercado Energía Mayorista (MEM) y recaudos a favor de terceros; su destinación es conforme a lo estipulado en la regulación vigente de la CREG y del Ministerio de Minas y Energías.

Este rubro también incluye los recaudos en virtud de la Resolución CREG 194 de 2020 que establece que el ASIC se encarga de la liquidación, recaudo y administración de los recursos correspondientes a la opción otorgada para dar

cumplimiento al cargo por confiabilidad de una planta de generación en construcción, garantizando la capacidad instalada, energía en firme, avances de obra, entre otros y la administración de garantías de los contratos de largo plazo que fueron adjudicados en la subasta CLPE N°3 2021. XM, de acuerdo con el convenio suscrito con el Ministerio de Minas y Energía GGC No 556 de 2019, y su respectivo anexo, ha sido designado como el administrador centralizado de los contratos que fueron adjudicados en la subasta CLPE N°3 2021; así como también se encarga de la administración de garantías de pago y cumplimiento derivadas del mismo. La variación corresponde a:

a. Mayores transacciones de Agentes del Mercado lo que conlleva a movimientos importantes en cuentas TIES y custodias, el incremento del año 2023 es de \$744,413, año 2022 (\$365,220).

b. Mayores recaudos en virtud de la Resolución CREG 194 de 2020, el incremento del año 2023 es de \$347,312, año 2022 \$281,503).

c. Menor saldo en 2023 por recaudos de administración de garantías no transferidos a los beneficiarios (La disminución del año 2023 es de (\$68,965), año 2022 \$83,717).

**(2)** Corresponde a la cuenta por cobrar a los agentes compradores que intervienen en los contratos de administración de garantías descritos en el numeral 1. La variación obedece a mayores cuentas por cobrar cuyo recaudo se efectúa en 2024 (El incremento en el año 2023 es de \$76,059, año 2022 \$2,989)

**(3)** Corresponde a los pasivos por recaudos a favor de agentes descritos en los numerales 1 y 2.

**(4)** Este saldo obedece a la cuenta por pagar a XM, establecida como provisión para cubrir posibles gastos bancarios y GMF de los primeros días del mes siguiente.

## 5. Cuentas por cobrar y otros deudores

Los saldos de cuentas por cobrar y otros activos financieros, al 31 de diciembre se componen de la siguiente manera:

	2023		2022	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
<b>Cientes (1)</b>				
Servicios regulados	37,932	-	23,362	-
Servicios especializados	1,382	-	694	-
	<b>39,314</b>	<b>-</b>	<b>24,056</b>	<b>-</b>
Cuentas por cobrar a vinculados económicos - Ver nota 21.1	669	-	296	335
Préstamos a empleados (2)	2,892	9,900	231	8,637
Deudores varios	1,112	-	361	-
<b>Total deudores</b>	<b>43,987</b>	<b>9,900</b>	<b>24,944</b>	<b>8,972</b>
Menos - deterioro de valor (3)	(363)	-	(276)	-
<b>Total cuentas por cobrar</b>	<b>43,624</b>	<b>9,900</b>	<b>24,668</b>	<b>8,972</b>

**(1)** El saldo de clientes en su mayoría corresponde a la cuenta por cobrar originada en la administración del mercado de energía mayorista, el saldo restante corresponde a cuentas por cobrar originada por servicios de consultoría, capacitación y entrenamiento. El período de crédito promedio en la prestación de servicios es de 30 días.

**(2)** Los préstamos a empleados tienen las siguientes tasas y plazos:

- Préstamos de vivienda: Los trabajadores que devenguen sueldos hasta de seis (6) salarios mínimos legales mensuales vigentes, pagarán intereses del cuatro por ciento (4 % E.A.) sobre saldos y tendrán un plazo de 15 años para la amortización.
- Los trabajadores que devenguen sueldos superiores al tope antes mencionado pagarán intereses del seis por ciento (6 % E.A.) sobre saldos y tendrán un plazo de 15 años para su amortización.
- Préstamo de vehículo: Los préstamos se otorgan de la siguiente manera:
  - 5 años de plazo, interés del 6 % para vehículos a gasolina y diesel.
  - 5 años de plazo, interés del 5 % para vehículos eléctricos, híbridos y a gas.
- Préstamo de calamidad:
 

Tasas de interés: seis por ciento (6 % E.A.) anual sobre saldos y 0 % para calamidad pública o por salud.

Plazos: veintidós (22) meses y en cuotas mensuales debe pagarse por lo menos el cincuenta por ciento (50 %) del valor del préstamo. La suma restante se paga con cuotas fijas descontadas de las primas de servicio causadas durante la vigencia del préstamo



(3) El siguiente es el movimiento de la provisión de las cuentas por cobrar:

	2023	2022
Saldo inicial	276	272
Cargos a resultados	87	5
Castigo de cartera	-	(1)
<b>Saldo final</b>	<b>363</b>	<b>276</b>

No se ha presentado ningún cambio en las técnicas de estimación o suposiciones significativas realizadas durante el período de informe actual.

En particular, los clientes de XM en su mayoría son entidades reguladas y pertenecen al mercado de energía, el cual cuenta con garantías idóneas y de alta calidad que respaldan la cartera y disminuyen la probabilidad de deterioro.

Al 31 de diciembre, el análisis de cuentas comerciales por cobrar vencidas y no deterioradas es el siguiente:

Cartera vencida	2023		2022	
	Saldo cartera	Pérdida esperada asociada	Saldo cartera	Pérdida esperada asociada
Corriente	53,257	49	33,462	6
Vencida entre 1 y 90 días	356	43	184	8
Vencida entre 91 y 180 días	22	21	13	6
Vencida entre 181 y 360 días	24	22	14	13
Vencida mayor a 360 días	228	228	243	243
<b>Total cartera vencida</b>	<b>630</b>	<b>314</b>	<b>454</b>	<b>270</b>
<b>Total cartera</b>	<b>53,887</b>	<b>363</b>	<b>33,916</b>	<b>276</b>

### 5.1. Clasificación de las cuentas por cobrar y otros por naturaleza y categoría

El detalle de los instrumentos financieros, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre es el siguiente:

	2023		2022	
	Costo amortizado	A valor razonable	Costo amortizado	A valor razonable
<b>Activos financieros</b>				
Efectivo y equivalentes de efectivo	-	135,464	-	81,746
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	669	-	296	-
Otros activos financieros a costo amortizado	42,955	-	24,372	-
<b>Total corriente</b>	<b>43,624</b>	<b>135,464</b>	<b>24,668</b>	<b>81,746</b>
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	-	-	335	-
Activos financieros a costo amortizado	9,900	-	8,637	-
<b>Total no corriente</b>	<b>9,900</b>	<b>-</b>	<b>8,972</b>	<b>-</b>
<b>Total activo</b>	<b>53,524</b>	<b>135,464</b>	<b>33,640</b>	<b>81,746</b>
<b>Pasivos financieros</b>				
Cuentas por pagar	44,092	-	31,591	-
Cuentas por pagar a vinculados económicos - Ver nota 21,2	3,960	-	3,027	-
<b>Total corriente</b>	<b>48,052</b>	<b>-</b>	<b>34,618</b>	<b>-</b>
<b>Total no corriente</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total pasivo</b>	<b>48,052</b>	<b>-</b>	<b>34,618</b>	<b>-</b>

#### a) Valor razonable de las cuentas por cobrar y otros e instrumentos financieros

Ninguna de estas obligaciones se encuentra garantizada.

## 5.2. Jerarquías del valor razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en la nota 3.10.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre:

Instrumentos financieros a valor razonable	2023		Valor razonable medido al final del período		
	Corriente	No corriente	Nivel I	Nivel II	Nivel III
Activos financieros					
Efectivo y equivalentes de efectivo - Ver nota 4.■	135,464	-	135,464	-	-
<b>Total</b>	<b>135,464</b>	<b>-</b>	<b>135,464</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Instrumentos financieros a valor razonable	2022		Valor razonable medido al final del período		
	Corriente	No corriente	Nivel I	Nivel II	Nivel III
Activos financieros					
Efectivo y equivalentes de efectivo - Ver nota 4.	81,746	-	81,746	-	-
<b>Total</b>	<b>81,746</b>	<b>-</b>	<b>81,746</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

## 6. Otros activos no financieros

Los saldos al 31 de diciembre comprenden los siguientes conceptos:

		2023	2022
		Corriente	Corriente
Activos no financieros			
Gastos pagados por anticipado	(1)	20,006	13,315
Beneficio a empleados asociado a la tasa de interés de los préstamos otorgados	(2)	3,146	1,823
<b>Total activos no financieros</b>		<b>23,152</b>	<b>15,138</b>

(1) Los gastos pagados por anticipado comprenden seguros por \$4,869 (\$3,529 en 2022) y gastos anticipados de soporte y mantenimiento por \$15,137 (\$9,786 en 2022). La variación entre períodos corresponde principalmente al incremento en la adquisición de servicios que cubren vigencias futuras e incremento de la renovación de seguro de Directores y administradores.

(2) Corresponde al reconocimiento del beneficio a los empleados, asociado a la tasa de interés de los préstamos otorgados por vivienda y vehículo, el cual se amortiza a lo largo de la vida del crédito.





A continuación se presenta una tabla con los movimientos de estos saldos de cuenta:

Denominación	Saldo Dic 31 2022	Adiciones	Gasto amortización 2023	Saldo Dic 31 2023
Gastos pagados por anticipado	13,315	25,846	(19,155)	20,006
Beneficio a empleados asociado a la tasa de interés de los préstamos otorgados	1,823	1,450	(127)	3,146
<b>Total</b>	<b>15,138</b>	<b>27,296</b>	<b>(19,282)</b>	<b>23,152</b>

Denominación	Saldo Dic 31 2021	Adiciones	Gasto amortización 2022	Saldo Dic 31 2022
Gastos pagados por anticipado	6,917	20,012	(13,614)	13,315
Beneficio a empleados asociado a la tasa de interés de los préstamos otorgados	1,121	809	(107)	1,823
<b>Total</b>	<b>8,038</b>	<b>20,821</b>	<b>(13,721)</b>	<b>15,138</b>

## 7. Impuestos

Los saldos al 31 de diciembre comprenden los siguientes conceptos:

Impuestos corrientes netos	2023	2022
Saldo a favor impuesto sobre la renta	-	2,174
Saldo a pagar impuesto sobre la renta	(3,326)	-
Retención en la fuente diferida por cobrar	10,656	5,955
Saldo a favor impuesto de industria y comercio	539	150
Retenciones en la fuente por pagar, impuesto de timbre y otros menores	(7,363)	(5,945)
Impuesto sobre las ventas por pagar	(3,517)	(1,972)
<b>Total impuestos corrientes netos</b>	<b>(3,011)</b>	<b>362</b>

El gasto por impuesto a las ganancias está compuesto por el impuesto a la renta corriente, el impuesto pagado en otras jurisdicciones y el efecto del impuesto diferido.

El impuesto a las ganancias es registrado en resultados, excepto cuando estén relacionados con partidas reconocidas en otros resultados integrales, en cuyo caso el impuesto es registrado en el otro resultado integral.

Las disposiciones fiscales vigentes aplicables a la Compañía estipulan que:

- La tarifa nominal del impuesto sobre la renta es del 35 % (35 % para 2022).

- Las normas internacionales de contabilidad aplicables en Colombia son la base para la determinación de la renta gravable y la normatividad tributaria tiene explícitos los tratamientos diferenciales.

Para la determinación del impuesto sobre la renta de la Compañía, se deben considerar las siguientes situaciones:

- a) La Decisión N° 578 de la Comunidad Andina de Naciones –CAN–, busca la eliminación de la doble tributación de las rentas obtenidas en cualquiera de los países miembros de la misma –Ecuador, Perú, Bolivia y Colombia–, mediante el mecanismo de exoneración.

En la determinación de la renta líquida en el impuesto sobre la renta para los años 2023 y 2022, se incluye como renta exenta el valor de las rentas obtenidas en los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones, (Perú, Ecuador y Bolivia), este valor resulta de sustraer de los ingresos generados por la actividad beneficiada con la exención, los costos y deducciones correspondientes.

**b)** Las ganancias ocasionales se depuran separadamente de la renta ordinaria. Se consideran ganancias ocasionales las obtenidas en la enajenación de activos fijos poseídos por dos años o más, las utilidades originadas en la liquidación de sociedades y las provenientes de herencias, legados y donaciones.

El monto del impuesto sobre la renta en los resultados del ejercicio corresponde al reconocimiento del impuesto corriente sobre las utilidades del año para Colombia, el monto retenido en el exterior y que no puede ser acreditado del impuesto nacional y la variación de los impuestos diferidos, así:

	2023	2022
<b>Gasto por impuesto a las ganancias</b>		
Gasto por impuesto corriente	16,645	8,892
Ajuste gasto años anteriores	326	(207)
Gasto por impuesto diferido año actual	264	267
Gasto por impuesto diferido años anteriores	(823)	819
Impuesto otras jurisdicciones	63	313
<b>Total gasto por impuesto a las ganancias</b>	<b>16,475</b>	<b>10,084</b>

La conciliación entre el gasto por impuesto sobre la renta y el producto de la utilidad contable multiplicado por la tasa del impuesto local de la Compañía es la siguiente:

	2023	2022
Ganancias netas antes de impuesto a la renta	34,784	20,957
Método de participación patrimonial	(3,521)	(2,085)
<b>Ganancias netas antes de impuesto a la renta y Método Participación</b>	<b>31,263</b>	<b>18,872</b>
Tasa impositiva legal de impuesto sobre la renta	35 %	35 %
<b>Gasto de impuesto sobre la renta a la tasa legal</b>	<b>10,942</b>	<b>6,605</b>
Aumento (disminución) en la provisión del impuesto resultante de:		
Aplicación beneficio ciencia y tecnología	(4,832)	(3,286)
Aplicación descuento tributario ICA pagado	-	(966)
Gastos no deducibles	10,798	6,646
Rentas exentas	-	(107)
Impuesto pagado otras jurisdicciones	63	313
Diferencia tasas corriente y diferida	(823)	1,086
Ajuste de años anteriores	327	(207)
<b>Gasto por impuesto de renta a tasa efectiva</b>	<b>16,475</b>	<b>10,084</b>
<b>Tasa efectiva de impuesto sobre la renta</b>	<b>52.70 %</b>	<b>53.43 %</b>



Las declaraciones de impuesto de renta y complementarios del 2018, 2020 y 2021 se encuentran sujetas a aceptación y revisión por parte de las autoridades tributarias, los demás años gravables se encuentran en firme.

Se instauró demanda de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de la liquidación oficial proferida por la DIAN respecto de la declaración de impuesto de renta y complementarios del año gravable 2009, esta fue admitida el 20 de abril de 2015. En el 2019 se practicaron las pruebas solicitadas por XM dentro del proceso.

### Tasa efectiva de impuesto sobre la renta

	2023		2022	
Provisión impuesto sobre la renta	16,475	52.70 %	10,084	53.43 %
Utilidad antes de impuesto sin método de participación	31,263		18,872	

La tasa efectiva del 2023 fue del 52.70 % frente a una tasa nominal del 35 %, explicado principalmente por las siguientes razones:

- El impuesto de renta de años anteriores genera un incremento en la tasa del 1.05 %.
- La aplicación del descuento tributario por inversión en investigación, desarrollo tecnológico e innovación reduce el pago del impuesto sobre la renta, para el 2023. Este descuento hace que la tasa efectiva frente a la nominal se reduzca en un 15.46 %.
- La no deducibilidad de gastos, principalmente el 50 % del Gravamen a los movimientos financieros generan un incremento en la tasa del 34.54 %.
- El monto de los impuestos pagados en el exterior que no pueden



llevarse como crédito tributario en el impuesto sobre la renta representa un aumento de la tasa efectiva del 0.2 %

- La determinación de los impuestos diferidos a tasas diferentes a las corrientes, representan una disminución de la tasa efectiva del 2.63 %

### Tasa de Tributación Depurada (TTD)

De conformidad con el numeral 2 del párrafo 6 del artículo 240 del Estatuto Tributario, los contribuyentes residentes fiscales en Colombia cuyos estados financieros sean objeto de consolidación, deberán efectuar el cálculo de la TTD de manera consolidada.

Para el año gravable 2023, de acuerdo con el cálculo realizado, la tasa mínima de tributación de las Compañías con residencia fiscal en Colombia del Grupo Ecopetrol es superior al 15 %. Dado lo anterior, la compañía no reconoce un gasto adicional por este concepto.

## 7.1 Impuesto diferido

El impuesto diferido de la Compañía se relaciona con lo siguiente:

- En propiedades, planta y equipo e intangibles por la utilización de diferentes vidas útiles para fines fiscales y contables; y por la utilización de la deducción de inversiones en investigación, desarrollo tecnológico o innovación.
- En pasivos por el reconocimiento de provisiones no deducibles y la diferencia entre la amortización del cálculo actuarial.

	2023	2022
<b>Activo por impuestos diferidos</b>		
Pasivos estimados y provisiones	9,888	11,085
Beneficios a empleados	10,200	6,997
Cuentas por pagar	-	186
Otros activos	66	42
<b>Total activo por impuestos diferidos</b>	<b>20,154</b>	<b>18,310</b>
<b>Pasivo por impuestos diferidos</b>		
Propiedad, planta y equipo	(1,391)	(1,288)
Activos intangibles	(8,505)	(9,992)
Cuentas por pagar	(189)	
<b>Total pasivo por impuestos diferidos</b>	<b>(10,085)</b>	<b>(11,280)</b>
<b>Impuesto diferido Neto</b>	<b>10,069</b>	<b>7,030</b>

Las variaciones anuales del saldo del impuesto diferido fueron reconocidas como se muestra a continuación:

	Estado de Situación Financiera		Estado de Resultados	
	2023	2022	2023	2022
Pasivos estimados			1,197	(2,965)
Beneficios a empleados	(2,479)	2,649	(723))	(99)
Cuentas por pagar				124
Otros activos			(24)	571
Propiedad, planta y equipo			104	205
Activos intangibles			(1,487)	3,250
Otros Pasivos			374	
<b>Total</b>	<b>(2,479)</b>	<b>2,649</b>	<b>559</b>	<b>1,086</b>

La Compañía no cuenta con pérdidas fiscales, ni excesos de renta presuntiva pendientes por aprovechar en determinaciones de impuestos futuros, y por tanto no ha reconocido ningún monto de impuesto diferido por este concepto.

## 7.2 Tributos totales 2023

El siguiente cuadro muestra los montos que la Compañía reflejó en sus estados financieros de 2023 como costo/gasto del ejercicio.

Empresas de Colombia	Gobierno nacional	Gobiernos departamentales y municipales	Entes de regulación, vigilancia y control	Total tributos	Total tributos pagados
Impuesto de renta	16,475	-	-	16,475	16,223
Impuesto de industria y comercio	-	2,470	-	2,470	2,856
Gravamen movimientos financieros	59,378	-	-	59,378	59,378
<b>Subtotal impuestos</b>	<b>75,853</b>	<b>2,470</b>	<b>-</b>	<b>78,323</b>	<b>78,456</b>
Contribución SSPD y CREG	-	-	1,234	1,234	1,601
Estampillas	-	415	-	415	415
Cuota de fiscalización Contraloría General República	-	-	396	396	396
<b>Subtotal contribuciones</b>	<b>-</b>	<b>415</b>	<b>1,630</b>	<b>2,045</b>	<b>2,412</b>
<b>Total tributos</b>	<b>75,853</b>	<b>2,885</b>	<b>1,630</b>	<b>80,368</b>	<b>80,868</b>



### 7.3 Precios de Transferencia

Los contribuyentes del impuesto de renta que celebren operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior, están obligados a determinar, para efectos del impuesto sobre la renta, sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, sus activos y pasivos, considerando para estas operaciones los precios y márgenes de utilidad que se hubieran utilizado en operaciones comparables con o entre no vinculados económicamente.

Asesores independientes adelantan la actualización del estudio de precios de transferencia, exigido por disposiciones tributarias, tendientes a demostrar que las operaciones con vinculados económicos del exterior se efectuaron a valores de mercado durante 2023. Para este propósito la Compañía presentará una declaración informativa y tendrá disponible el referido estudio para finales de septiembre de 2024. El incumplimiento del régimen de precios de transferencia puede acarrear sanciones pecuniarias y un mayor impuesto sobre la renta; sin embargo, la Administración y sus asesores son de la opinión que el estudio será concluido oportunamente y no arrojará cambios a la base utilizada para la determinación del impuesto sobre la renta de 2023.

### 7.4 Ley para igualdad y la justicia social

El Gobierno Nacional expidió la Ley 2277 del 13 de diciembre de 2022, “Ley para la igualdad y la justicia social”, en la cual se destacan los siguientes cambios normativos en el impuesto sobre la renta y con aplicación a partir del año 2023:

- Incremento del 25 % al 30 % del descuento tributario para inversiones realizadas en investigación, desarrollo tecnológico

e innovación (I+D+i) calificadas por el Consejo Nacional de beneficios tributarios, con la limitante de que los costos y gastos que dan lugar a este descuento de no podrán ser capitalizados ni tomados como costo o deducción.

- Posibilidad de que las grandes empresas accedan al crédito fiscal para inversiones en proyectos de investigación, desarrollo tecnológico e innovación, del 50 % de la inversión realizada y certificada por el Consejo Nacional de Beneficios Tributarios, siempre y cuando se trate de proyectos de investigación, desarrollo tecnológico e innovación realizados en conjunto con Micro, Pequeñas o Medianas empresas
- Eliminación del descuento tributario del 50 % sobre el impuesto de industria y comercio (ICA), el cual será 100 % deducible.
- Limitación al 3 % de la renta líquida de los siguientes beneficios y estímulos tributarios: i) deducción contribución a educación e los empleados, ii) descuento del 25 % para inversiones en control, conservación y mejoramiento del medio ambiente, iii) deducción del 200 % por contratación de mujeres víctimas de violencia, entre otros.
- Se crea una tasa mínima de tributación depurada (TTD) del 15 %. Las compañías nacionales cuyos estados financieros son objeto de consolidación la tasa mínima de tributación será calculada por todo el Grupo.
- Beneficios fiscales concurrentes: se amplía la prohibición de tomar beneficios fiscales concurrentes a las rentas exentas, ingresos no constitutivos de renta ni ganancia ocasional y la reducción de la tarifa del impuesto sobre la renta.

## 8. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos e instrumentos financieros

### 8.1. Inversiones en subsidiarias y negocios conjuntos

A continuación, se detalla cada una de las subsidiarias y negocios conjuntos de la entidad al final del período:

		País de constitución y desarrollo de operaciones	Participación accionaria		2023	2022
			2023	2022		
<b>Inversiones en subsidiarias</b>						
Sistemas Inteligentes en Red S.A.S	(1)	Colombia	85 %	85 %	11,681	8.901
<b>Inversiones en entidades controladas en forma conjunta</b>						
Derivex S.A.	(2)	Colombia	39.97 %	40.44 %	1,027	344
<b>Total inversiones en subsidiarias y entidades controladas en forma conjunta</b>					<b>12.708</b>	<b>9,245</b>

**(1) Sistemas Inteligentes en Red S.A.S. (INTEIA):** tiene por objeto entre otros, la planeación, diseño, optimización, puesta en servicio, operación, administración o gerenciamiento de mercados de bienes y servicios que requieran el desarrollo de sistemas de información o plataformas tecnológicas que involucren el intercambio de información con valor agregado; la operación de centros de control operativo de peajes; la planeación y operación de centros de supervisión, control y gestión de sistemas de movilidad de tránsito. La variación con relación al 2022 obedece al reconocimiento del ingreso por la aplicación del método de participación en Sistemas Inteligentes en Red, cuyos resultados mejoraron principalmente por mayores recaudos foto multas, ejecución de nuevos contratos y subejecución de costos y gastos AOM. En el año se recibieron dividendos por valor de \$1,081 (\$1,470 en 2022).

**(2) Derivex S.A.:** tiene por objeto la administración de un sistema de negociación de operaciones sobre instrumentos financieros derivados que cuenten con la calidad de valor en los términos de los parágrafos 3 y 4 del artículo 2 de la Ley 964 de 2005, cuyos activos subyacentes sean energía eléctrica, gas combustible y/u otros *commodities* energéticos y de registro de operaciones sobre dichos instrumentos. XM, ejerce control conjunto, con la Bolsa de Valores de Colombia S.A., sobre esta entidad. El porcentaje de participación varió con relación a 2022 por una nueva capitalización en la que XM suscribió acciones en 2023 por \$853 y en 2024 lo hará por \$533; esto debido a una nueva emisión de acciones por parte de la compañía Derivex, aprobada en Asamblea General de Accionistas de la Sociedad, conforme consta en el Acta No. 37 del 20 de noviembre de 2023. XM tiene sobre Derivex S.A. un control conjunto que comparte con la Bolsa de Valores de Colombia S.A., con un porcentaje de participación individual del 39.97 % (40.44 % para 2022)

2023							
Tipo de parte relacionada	Nombre de la parte relacionada	Porcentaje de participación en la parte relacionada	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingreso de actividades ordinarias
Negocio Conjunto	Derivex S.A.	39.97 %	1,152	2,269	94	759	265
Resultado del período	Otro Resultado Integral	Resultado Integral total	Efectivo y equivalente de efectivo	Depreciación y amortización	Ingresos por intereses	Gastos por intereses	Impuestos sobre las ganancias
(851)	-	(851)	1,087	19	112	235	-

2022							
Tipo de parte relacionada	Nombre de la parte relacionada	Porcentaje de participación en la parte relacionada	Activo corriente	Activo no corriente	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Ingreso de actividades ordinarias
Negocio Conjunto	Derivex S.A.	40.44 %	1,238	2,200	133	2,456	118
Resultado del período	Otro Resultado Integral	Resultado Integral total	Efectivo y equivalente de efectivo	Depreciación y amortización	Ingresos por intereses	Gastos por intereses	Impuestos sobre las ganancias
(873)	-	(873)	1,157	19	70	120	-



#### a. Participación en la utilidad neta de subsidiarias y negocios conjuntos

	2023	2022
<b>Participación en la utilidad neta de subsidiarias y negocios conjuntos</b>		
Participación en la utilidad neta de subsidiaria (Sistemas Inteligentes en Red)	3,861	2,438
Participación en la pérdida neta de negocios conjuntos (Derivex)	(340)	(353)
<b>Total en participación en la utilidad neta de subsidiarias</b>	<b>3,521</b>	<b>2,085</b>

#### b. Información agregada de los negocios conjuntos que no son individualmente material

	2023	2022
Porción de la Compañía en las pérdidas de las operaciones continuas	(340)	(353)
Porción de la Compañía en las pérdidas después de impuestos de las operaciones discontinuadas	(340)	(353)
Valor en libros agregado de las participaciones de la Compañía en este negocio conjunto	1,027	344

### 8.2. Inversiones en instrumentos financieros de patrimonio

	2023	2022
<b>Inversión en entidad no controlada</b>	<b>000</b>	<b>000</b>
Cámara de Riesgo Central de Contraparte	5,674	5,480
<b>Total en participación en la utilidad neta de subsidiarias</b>	<b>5,674</b>	<b>5,480</b>

La Cámara de Riesgo Central de Contraparte de Colombia S.A., tiene como objeto principal administrar el Sistema de Compensación y Liquidación de Operaciones, esto es, el conjunto organizado de actividades, acuerdos, contrapartes, agentes, terceros, cuentas, normas, procedimientos, mecanismos y componentes tecnológicos para la aceptación, compensación y liquidación de operaciones sobre activos, interponiéndose o no como contraparte. Durante el año 2023 se adquieren 64,581,780 acciones por \$194, Al 31 de diciembre de 2023 XM tiene una participación de 8.1721 %; y obtuvo unos dividendos por \$692 (\$432 para el año 2022).

### 9. Propiedades, planta y equipo, neto

El siguiente es el saldo de las propiedades, planta y equipo, neto al 31 de diciembre:

	2023	2022
Edificaciones	6,349	6,349
Maquinaria y equipo	7,821	7,417
Equipos y máquinas de oficina	2,395	2,394
Equipo de computación	27,224	23,544
Equipos en montaje	22,412	15,842
Menos - depreciación acumulada	(29,744)	(25,557)
<b>Total propiedades, planta y equipo, neto</b>	<b>36,457</b>	<b>29,989</b>

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022 no se identificaron indicios de tipo operativo y/o económico, que indiquen que el valor neto registrado de la propiedad, planta y equipo no pueda ser recuperado.

XM contrata una póliza todo riesgo para equipo eléctrico que ampara el daño de los equipos de su propiedad, incluyendo el amparo para el riesgo de terrorismo, En este seguro se reporta como valor asegurable, el valor de reposición a nuevo de los activos asegurados, Todos los activos fijos son de plena propiedad de la Compañía, y no han sido dados en garantía de obligaciones.

**Movimiento de propiedades, planta y equipo:**

	Saldo 2022	Compras 2023	Traslados 2023	Gasto Depreciación 2023	Saldo 2023
Edificaciones	4,405	-	-	(717)	3,688
Maquinaria y equipo	2,974	404	-	(761)	2,617
Muebles, enseres y equipos de oficina	1,030	1	-	(174)	857
Equipo de computación	5,738	1,775	1,905	(2,535)	6,883
Equipos en montaje	15,842	9,059	(2,489)	-	22,412
<b>TOTAL</b>	<b>29,989</b>	<b>11,239</b>	<b>(584)</b>	<b>(4,187)</b>	<b>36,457</b>

	Saldo 2021	Compras 2022	Traslados 2022	Retiros 2022	Gasto depreciación 2022	Depreciación retiro 2022	Saldo 2022
Edificaciones	4,562	485	-	(41)	(642)	41	4,405
Maquinaria y equipo	2,311	1,399	-	(4,726)	(736)	4,726	2,974
Muebles, enseres y equipos de oficina	982	23	217	-	(192)	-	1,030
Equipo de computación	7,738	890	-	(2,411)	(2,889)	2,410	5,738
Equipos en montaje	12,724	6,575	(3,457)	-	-	-	15,842
<b>TOTAL</b>	<b>28,317</b>	<b>9,372</b>	<b>(3,240)</b>	<b>(7,178)</b>	<b>(4,459)</b>	<b>7,177</b>	<b>29,989</b>

## 10. Intangibles, neto

El siguiente es el saldo de los intangibles al 31 de diciembre:

	2023	2022
Software	141,427	128,549
Licencias	16,118	16,118
Intangibles en desarrollo	86,746	40,577
Menos amortización de intangibles	(83,428)	(69,487)
<b>Total propiedades, planta y equipo, neto</b>	<b>160,863</b>	<b>115,757</b>

### Movimiento de activos intangibles:

	Saldo 2022	Compras 2023	Traslados 2023	Gasto amortización 2023	Saldo 2023
Software	71,699	10,848	2,030	(13,205)	71,372
Licencias	3,483	-	-	(736)	2,747
Intangibles en desarrollo	40,575	47,615	(1,446)	-	86,744
<b>TOTAL</b>	<b>115,757</b>	<b>58,463</b>	<b>584</b>	<b>(13,941)</b>	<b>160,863</b>

### Movimiento de intangibles de 2022

	Saldo 2021	Compras 2022	Traslados 2022	Retiros 2022	Gasto amortización 2022	Amortización retiro 2022	Saldo 2022
Software	68,741	12,609	7,560	(1,672)	(17,211)	1,672	71,699
Licencias	4,441	558	-	(467)	(1,516)	467	3,483
Intangibles en desarrollo	16,301	28,597	(4,323)	-	-	-	40,575
<b>Total</b>	<b>89,483</b>	<b>41,764</b>	<b>3,237</b>	<b>(2,139)</b>	<b>(18,727)</b>	<b>2,139</b>	<b>115,757</b>



Los intangibles en desarrollo corresponden a aquellos proyectos que actualmente tiene la compañía para la construcción de software y/o realización de mejoras relevantes a los intangibles existentes.

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, la Administración de la Compañía consideró que no existen indicios de tipo operativo y/o económico que indiquen que el valor neto registrado de los activos intangibles no pueda ser recuperado.

## 11. Beneficios a empleados

Los saldos al 31 de diciembre comprenden los siguientes conceptos:

Beneficios a empleados	2023		2022	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cesantías	1,833	-	1,402	-
Intereses sobre cesantías	210	-	162	-
Vacaciones por pagar	2,624	-	2,230	-
Prima de vacaciones por pagar	2,026	-	1,720	-
Otras cuentas por pagar obligaciones laborales	3,369	-	3,068	-
Bonificaciones	1,299	-	575	-
Beneficios largo plazo	471	2,694	714	3,203
	<b>11,832</b>	<b>2,694</b>	<b>9,871</b>	<b>3,203</b>
<b>Beneficios post empleo</b>				
Pasivo pensional *	-	-	-	-
Plan médico y auxilio educativo **	-	21,379	-	12,670
<b>Total beneficios a empleados</b>	<b>11,832</b>	<b>24,073</b>	<b>9,871</b>	<b>15,873</b>

\* El pasivo por pensiones se presenta en ceros, pues está cubierto en su totalidad por los activos del plan.

\*\* Los planes médico y educativo se presentan neto del sobrante de los activos del plan.

	2023	2022
<b>Pensión</b>		
<b>Valor razonable de los activos del plan al final del año anterior</b>	2,433	2,665
Ingreso de intereses	358	211
<b>Flujo de caja:</b>		
Pagos de beneficios directos del empleador	447	40
Beneficios pagados por los activos del plan	(97)	(474)
Beneficios pagados por el empleador	(447)	(40)
Rendimiento de los activos del plan (excluidos los ingresos por intereses)	(219)	31
<b>Valor razonable de los activos del plan al final del año</b>	<b>2,475</b>	<b>2,433</b>
<b>Educativo</b>		
<b>Valor razonable de los activos del plan al final del año anterior</b>	2,258	2,427
Ingreso de intereses	334	214
<b>Flujo de caja:</b>		
Pagos de beneficios directos del empleador	175	78
Beneficios pagados por los activos del plan	(129)	(39)
Beneficios pagados por el empleador	(175)	(78)
Rendimiento de los activos del plan (excluidos los ingresos por intereses)	840	(345)
<b>Valor razonable de los activos del plan al final del año</b>	<b>3,303</b>	<b>2,258</b>
<b>Médico</b>		
<b>Valor razonable de los activos del plan al final del año anterior</b>	5,883	5,609
Ingreso de intereses	865	482
<b>Flujo de caja:</b>		
Pagos de beneficios directos del empleador	392	273
Beneficios pagados por los activos del plan	(246)	(255)
Beneficios pagados por el empleador	(392)	(273)
Rendimiento de los activos del plan (excluidos los ingresos por intereses)	(232)	47
<b>Valor razonable de los activos del plan al final del año</b>	<b>6,270</b>	<b>5,883</b>
<b>TOTAL ACTIVOS DEL PLAN</b>	<b>12,048</b>	<b>10,574</b>

### Detalle del pasivo actuarial

Beneficios a empleados	2023	2022
Patrimonio autónomo	12,048	10,574
<b>Total activo del plan</b>	<b>12,048</b>	<b>10,574</b>
Beneficios corto plazo	(471)	(714)
Beneficios largo plazo	(2,694)	(3,203)
Plan médico y auxilio educación	(26,560)	(17,896)
Pasivo pensional corto plazo	(2,747)	(2,139)
Pasivo pensional largo plazo	(4,120)	(3,209)
<b>Total pasivo</b>	<b>(36,592)</b>	<b>(27,161)</b>
<b>Déficit por beneficios (1)</b>	<b>(24,544)</b>	<b>(16,587)</b>

(1) Incluye el valor razonable de las inversiones mantenidas en el patrimonio autónomo administrado por Fideicomiso BBVA Asset Management S.A., el valor presente de la obligación futura del pasivo pensional y los beneficios a largo plazo.

#### a. Beneficios posempleo

##### i. Pensiones de jubilación

XM, de acuerdo con los contratos colectivos e individuales, deben pagar pensiones de jubilación a aquellos trabajadores que cumplan ciertos requisitos de edad y tiempo de servicio, El Instituto de Seguros Sociales –ISS– y las Compañías administradoras de pensiones asumen la mayor porción de esta obligación, de acuerdo con el cumplimiento de requisitos legales.

El valor presente de la obligación por pensiones, al 31 diciembre de 2023 y 31 de diciembre de 2022, fue determinado con base en estudios actuariales de conformidad con la NIC 19 utilizando el método de valoración actuarial, La unidad de crédito proyectada (PUC) se utiliza para determinar el valor presente de las obligaciones por beneficio definido (DBO), y cuando proceda, el costo por servicios y el costo de los servicios pasados.

Bajo este método, los beneficios son atribuidos a períodos en los cuales la obligación de proveer los mismos se crea, al aplicar directamente la fórmula del beneficio del plan basada en el servicio a la fecha de valuación, Cuando el beneficio se basa en compensación o salario, aumentos salariales se aplican hasta la fecha en la que se espera que el participante termine el servicio, Sin embargo, si el servicio en los últimos años conduce a montos adicionales significativos que, en años anteriores, los beneficios se atribuyen linealmente a partir de la fecha de la cual el servicio prestado por el empleado le da derecho al mismo según el plan, hasta la fecha en que servicios posteriores generen derecho a importes adicionales no significativos del beneficio según el plan.

#### Los principales supuestos actuariales empleados en la valoración son:

Variables	Diciembre 2023	Diciembre 2022
Tasa de descuento	11.79 %	14.70 %
Tasa de Inflación	3.50 %	4.50 %
Incremento salario mínimo	3.50 %	5.50 %
Tabla de mortalidad	Rentistas válidos 2008	Rentistas válidos 2008
Tabla de rotación	NA	NA
Número de personas cubiertas por el plan pensión	19	19



A continuación se da cumplimiento al Artículo 2.2.1 de la Parte 2 del Libro 2, del Decreto 2420 de 2015, adicionado por el artículo 7° del Decreto 2495 de 2015 y modificado por el artículo 7 del Decreto 2131 de 2016.

**Bases Técnicas PCGA 2023**

El cálculo actuarial de XM S.A. E.S.P. al 31 de diciembre de 2023 fue elaborado con las siguientes bases técnicas establecidas por la normativa legal colombiana:

**Tasa Real de Interés Técnico: 4.80 %**, tal como lo establece el numeral 2 del artículo 1 del decreto 2783 de 2001.

**Inflación: 8.70 %**, tal como lo establece el numeral 1 del artículo 1 del decreto 2783 de 2001,

**Tasa de Incremento Salarial: 3.98 %**, tal como lo establece el numeral 1 del artículo 1 del decreto 2783 de 2001.

**Tasa de Incremento de Pensiones: 8.70 %**, tal como lo establece el numeral 1 del artículo 1 del decreto 2783 de 2001.

**Tabla de Mortalidad: RV08 (Rentistas Válidos)**, aprobada por la Superintendencia Financiera de Colombia según resolución No. 1555 de 2010

Las diferencias con el cálculo realizado en los términos del Marco Técnico Normativo NIIF (NIC 19) contenido en el con Decreto 2420 de 2015 modificado por los decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017, 2483 de 2018 y compilados en el Decreto 2270 de 2019, es la siguiente:

Decreto 2420 (NIC 19)	Decreto 2783 de 2001	Variación
6,867	8,749	1,882

**ii. Planes de salud medicina prepagada:**

XM pagará los siguientes porcentajes sobre las primas de los planes médicos por concepto de Medicina prepagada y póliza de hospitalización:

Para sueldos y pensiones hasta de cuatro punto treinta y siete (4.37) salarios mínimos legales mensuales vigentes (SMLMV), el noventa por ciento (90 %) del valor de la prima.

Para sueldos y pensiones superiores a cuatro punto treinta y siete (4.37) y hasta cinco punto cincuenta y nueve (5.59) salarios mínimos legales mensuales vigentes (SMLMV), el ochenta por ciento (80 %) del valor de la prima.

Para sueldos y pensiones superiores a cinco punto cincuenta y nueve (5.59) salarios mínimos legales mensuales vigentes (SMLMV), el setenta por ciento (70 %) del valor de la prima.

Los principales supuestos actuariales empleados en la valoración son:

Variables	Diciembre 2023	Diciembre 2022
Tasa de descuento	11.87 %	14.70 %
Incremento salario mínimo	4.50 %	5.50 %
Tasa inicial de incremento del costo del beneficio	5.50 %	12.40 %
Tasa final de incremento del costo del beneficio	4.50 %	5.50 %
Tasa retorno sobre activos	N/A	N/A
Tabla de mortalidad	Rentistas válidos 2008	Rentistas válidos 2008
Tabla de rotación	100 % de la tabla “2003 SOA Pension Study Turnover Table”	100 % de la tabla “2003 SOA Pension Study Turnover Table”
Número de personas cubiertas por el plan médico	192	204

**iii. Auxilio de educación**

Los empleados del Régimen ordinario fijo, tienen derecho al reconocimiento del auxilio de educación, cada uno de los hijos de los trabajadores activos y del personal pensionado, menores de 18 años y mayores de 18 años hasta los 25 siempre y cuando sean solteros y no trabajen.

Los valores por reconocer serán estipulados en los contratos colectivos vigentes:

Nivel educativo	Monto a reconocer para cada período
<b>Beneficiarios del pacto colectivo de trabajo</b>	
Trabajador	3.5 SMLMV (semestral)
Guardería/Preescolar Primaria/ Secundaria (hijos)	5 SMLMV (anual)
Tecnología/Técnico Profesional/ Especialización (hijos)	5 SMLMV (anual pagadero semestral)
Especial	3.5 SMLMV (anual)

Los auxilios se pagarán por año o semestre lectivo anticipado, y deben ser realizados en centros de educación debidamente aprobados por la entidad competente.

Los principales supuestos actuariales empleados en la valoración son:

Variables	Diciembre 2023	Diciembre 2022
Tasa de descuento	11.88 %	14.80 %
Incremento en el beneficio	5.50 %	5.50 %
Tabla de mortalidad	Rentistas válidos 2008	Rentistas válidos 2008
Tabla de rotación	100 % de la tabla "2003 SOA Pension Study Turnover Table"	100 % de la tabla "2003 SOA Pension Study Turnover Table"
Número de personas cubiertas por el plan educación	126	136

Estos beneficios se valoran anualmente, a continuación, se muestra la conciliación a los movimientos presentados:

	Pensión	Plan médico	Auxilio de educación	Total
<b>Saldo al 1 de enero de 2022</b>	<b>7,270</b>	<b>15,303</b>	<b>6,622</b>	<b>29,195</b>
Costo del servicio corriente	-	416	267	683
Costo por intereses en la obligación por beneficio definido	617	1,324	589	2,530
Costos de servicios pasados	-	-	203	203
(Ganancia)/Pérdida actuarial por experiencia	243	4,727	673	5,643
(Ganancia)/Pérdida actuarial cambio en las suposiciones financieras	(2,201)	(8,308)	(3,295)	(13,804)
Beneficios pagados directamente de la compañía	(225)	(275)	(78)	(578)
Beneficios pagados desde el fondo de activos	(356)	(253)	(18)	(627)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2022</b>	<b>5,348</b>	<b>12,934</b>	<b>4,963</b>	<b>23,245</b>
Costo del servicio corriente	-	250	157	407
Costo por intereses en la obligación por beneficio definido	429	1,036	400	1,865
(Ganancia)/Pérdida actuarial por experiencia	604	222	1,007	1,833
(Ganancia)/Pérdida actuarial cambio en las suposiciones financieras	933	3,347	2,811	7,091
Beneficios pagados directamente de la compañía	(447)	(392)	(175)	(1,014)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>6,867</b>	<b>17,397</b>	<b>9,163</b>	<b>33,427</b>



El análisis de sensibilidad cuantitativo frente a un cambio en un supuesto clave generaría el siguiente efecto sobre la obligación neta por beneficios definidos:

Supuestos	Pensión	Médico	Educación
<b>Cambio en tasa de descuento</b>			
Aumento en la tasa de descuento en +1 %	(513)	(1,912)	(1,118)
Disminución en la tasa de descuento en -1 %	591	2,335	1,393
<b>Cambio en incremento en el beneficio</b>			
Aumento en incremento en el beneficio en +1 %	-	-	1,464
Disminución en incremento en el beneficio en -1 %	-	-	(1,183)
<b>Cambio en tendencia médica</b>			
Aumento en tendencia médica en +1 %	-	2,665	-
Disminución en tendencia médica en -1 %	-	(2,176)	-
<b>Base de la obligación</b>	<b>6,867</b>	<b>17,397</b>	<b>9,163</b>
<b>Duración del plan</b>	<b>7,08</b>	<b>9,82</b>	<b>10,73</b>

## b. Beneficios largo plazo

### i. Quinquenios

El beneficio consiste en el pago quinquenal de la suma fija correspondiente a 0.27 SML-MV cuando el empleado cumple 5 años de servicio en la Compañía, y posteriormente cada 5 años de servicio.

### ii. Prima por antigüedad

El beneficio consiste en el pago anual de un día de salario por cada año de servicio, en la Compañía, en el mes en el que se cumple cada año de servicio, El beneficio se comienza a pagar cuando el participante cumple 5 años de servicio en la Compañía.

Los principales supuestos actuariales empleados en la valoración son:

Variables	Diciembre 2023	Diciembre 2022
Tasa de descuento	11.62 %	14.50 %
Incremento salario mínimo	4.50 %	5.50 %
Incremento salarial	5.50 %	5.50 %
Tabla de mortalidad	Rentistas válidos 2008	Rentistas válidos 2008
Tabla de rotación	100 % de la tabla "2003 SOA Pension Study Turnover Table"	100 % de la tabla "2003 SOA Pension Study Turnover Table"
Número de personas cubiertas prima de antigüedad y quinquenios	272	240

Estos beneficios se valoran anualmente, a continuación, se muestra la conciliación a los movimientos presentados:

Prima de antigüedad y quinquenio	
Saldo al 1 de enero de 2022	4,535
Costo del servicio corriente	473
Costo por intereses en la obligación por beneficio definido	354
Pérdida actuarial por experiencia	104
(Ganancia)/Pérdida actuarial cambio en las suposiciones demográficas	-
Pérdida actuarial cambio en las suposiciones financieras	(915)
Beneficios pagados directamente por la Compañía	(634)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2022</b>	<b>3,917</b>
Costo del servicio corriente	388
Costo por intereses en la obligación por beneficio definido	520
Pérdida actuarial por experiencia	(1,503)
(Ganancia)/Pérdida actuarial cambio en las suposiciones demográficas	-
Pérdida actuarial cambio en las suposiciones financieras	377
Beneficios pagados directamente por la Compañía	(534)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2023</b>	<b>3,165</b>

El análisis de sensibilidad cuantitativo frente a un cambio en un supuesto clave generaría el siguiente efecto sobre la obligación neta por beneficios definidos:

Supuestos	Antigüedad/Quinquenio
<b>Cambio en tasa de descuento</b>	
Aumento en la tasa de descuento en +1 %	(181)
Disminución en la tasa de descuento en -1 %	203
<b>Cambio en el incremento salarial</b>	
Aumento en incremento salarial en +1 %	213
Disminución en incremento salarial en -1 %	(192)
<b>Base de la obligación</b>	<b>3,165</b>
<b>Duración del plan</b>	<b>5.22</b>

El análisis de sensibilidad estima el efecto sobre la obligación por beneficios definidos como resultado de cambios razonablemente posibles en los supuestos clave utilizados a cada fecha de presentación.

## 12. Cuentas por pagar

El saldo de las cuentas por pagar al 31 de diciembre es el siguiente:

	2023	2022
Proveedores	42,516	30,263
Vinculados económicos - Ver nota 21.1	3,960	3,027
Acreedores	960	646
Contribuciones por pagar	616	682
<b>Total cuentas por pagar corrientes</b>	<b>48,052</b>	<b>34,618</b>

Las cuentas por pagar se originan principalmente por la adquisición de bienes y servicios destinados al desarrollo de las operaciones de la Compañía; estos pasivos están denominados en moneda nacional y en moneda extranjera, no devengan intereses y normalmente se cancelan de acuerdo con la programación de pagos en 15, 30 y 45 días.

## 13. Otros pasivos no financieros

Otros pasivos no financieros	2023			2022		
	Corriente	No corriente	Total	Corriente	No corriente	Total
Ingresos recibidos por anticipado años anteriores (1)	81,417	210,606	292,023	35,111	156,398	191,509
Recaudos a favor de terceros (2)	933	-	933	1,180	-	1,180
<b>Total otros pasivos</b>	<b>82,350.</b>	<b>210,606</b>	<b>292,955</b>	<b>36,291</b>	<b>156,398</b>	<b>192,689</b>

(1) Corresponde a los pasivos por ingresos diferidos asociados a la facturación por inversiones, cuyo ingreso se causa en la medida que se ejecutan las inversiones y que se usan los activos para la prestación de los servicios regulados del CND, ASIC y LAC; el uso de los activos se reconoce a medida que se contabilizan las depreciaciones y amortizaciones de los activos regulados y/o se llevan al gasto los estudios y proyectos que se clasifican como no capitalizables.

Se clasifica como corriente las subejecuciones y excedentes de inversión, diferido por arrendamientos y servicios de innovación que se amortizan en el año siguiente, Como no corriente se clasifica el diferido por inversión que se amortiza en la medida que se usan los activos regulados relacionados.

A continuación se presenta el detalle:

	2023	2022
Subejecución de inversiones	80,948	34,722
Ingreso diferido servicios de innovación	231	115
Ingreso diferido bienes comodato	239	274
<b>Ingreso diferido corriente</b>	<b>81,418</b>	<b>35,111</b>
Ingreso diferido inversiones	207,394	151,689
Ingreso diferido GOP	3,211	4,709
<b>Ingreso diferido no corriente</b>	<b>210,605</b>	<b>156,398</b>
<b>Total ingresos recibidos por anticipado</b>	<b>292,023</b>	<b>191,509</b>

(2) Corresponde a pagos anticipados para cubrir las erogaciones por auditorías en curso del mercado, las cuales serán pagadas una vez el auditor del mercado encargado, finalice la ejecución de las mismas.

## 14. Patrimonio

### a. Capital suscrito y pagado, y número de acciones

XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P., tiene un total de 14,829,000 acciones suscritas y pagadas distribuidas así:

Titulos	Número de acciones	Valor (en millones COP)	%
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	14,789,000	14,789	99.7303 %
Corporación Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico - CIDET	10,000	10	0.0674 %
Fondo de Empleados de ISA – FEISA	10,000	10	0.0674 %
Financiera Energética Nacional - FEN	10,000	10	0.0674 %
Bolsa de Valores de Colombia - BVC	10,000	10	0.0674 %
<b>Total capital suscrito y pagado</b>	<b>14,829,000</b>	<b>14,829</b>	<b>100 %</b>

La participación accionaria del 2022 se mantiene en el 2023.

### b. Acciones autorizadas y valor nominal

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, el capital social autorizado incluía 14,829,000 acciones ordinarias, por un valor nominal de \$1,000 pesos colombianos cada una, Todas las acciones emitidas están totalmente pagadas.



**c. Derechos y restricciones de los accionistas**

Los accionistas que tengan acciones comunes tienen derecho a recibir dividendos según estos sean declarados cada cierto tiempo y tienen derecho a un voto por acción en las reuniones de Asamblea de la Compañía.

**d. Dividendos**

Durante 2023 no se decretaron dividendos a distribuir, los dividendos decretados 2022 sobre las utilidades del ejercicio anterior, son como se detallan a continuación:

	2023	2022
Utilidad o reservas a distribuir del ejercicio anterior (en \$)	-	3,073
Acciones en circulación (en unidades)	14,829,000	14,829,000
Dividendo ordinario por acción (en \$)	-	207
Dividendo extraordinario por acción (en \$)	-	-
Total dividendos por acción decretados (en \$)	-	207
Dividendos decretados y pagados (en \$)	-	3,074
Forma de pago	-	Dividendos ordinarios 2021 y pagados en abril y septiembre de 2022

**e. Reservas**

	2022	2021
Legal (1)	7,415	7,415
Fortalecimiento patrimonial (2)	22,999	12,126
<b>Total reservas</b>	<b>30,414</b>	<b>19,541</b>

**(1)** De acuerdo con la ley, la Compañía está obligada a apropiarse el 10 % de sus utilidades netas anuales como reserva legal hasta que el saldo de esta reserva sea equivalente al 50 % del capital suscrito, La reserva legal obligatoria no es distribuible antes de la liquidación de la Compañía, pero puede utilizarse para absorber o reducir pérdidas netas anuales, Son de libre disponibilidad para los accionistas los saldos de la reserva, en cuanto excedan el 50 % del capital suscrito, En el año 2021 La compañía terminó de constituir la reserva legal.

**(2)** En la Asamblea celebrada en marzo 28 de 2023 se aprobó la creación de tres reservas para el fortalecimiento patrimonial de XM y de los nuevos negocios, la suma de las 3 reservas es de \$10,873, razón por la cual no se distribuyeron dividendos.

**f. Otros resultados integrales**

El siguiente es el saldo acumulado al 31 de diciembre:

Otro resultado integral	2023	2022
Ganancia actuarial por experiencia pensión	659	2,195
Ganancia actuarial por experiencia aportes	67	67
Pérdida actuarial por experiencia médico	2,578	6,146
Pérdida actuarial por experiencia educativo	(39)	3,781
Impuesto diferido por ganancias actuariales	(1,193)	(3,672)
Variación en interés neto de los activos del plan	(1,521)	(2,138)
Efecto por método de participación	1,041	870
<b>Total</b>	<b>1,592</b>	<b>7,249</b>

• **Movimiento del otro resultado integral:**

Otro resultado integral	2023	2022
Ganancia actuarial por experiencia pensión	1,537	(1,958)
Pérdida actuarial por experiencia médico	3,569	(3,581)
Pérdida actuarial por experiencia educativo	3,818	(2,622)
Variación en interés neto de los activos del plan	(617)	591
Impuesto diferido por ganancias actuariales	(2,479)	2,649
Efecto por método de participación	(171)	-
<b>Total</b>	<b>5,657</b>	<b>(4,921)</b>

**15. Utilidad neta por acción**

La utilidad neta por acción ha sido calculada sobre la base del promedio ponderado anual de las acciones en circulación a la fecha del estado de situación financiera.

Al 31 de diciembre de 2023 y de 2022, el número de acciones en circulación fue de 14,829,000, A continuación, se presenta la determinación de la utilidad por acción:

	2023	2022
Utilidad neta del ejercicio (en millones de pesos)	18,309	10,873
Promedio de acciones en circulación en el período (en unidades)	14,829,000	14,829,000
<b>Utilidad neta por acción (expresada en \$)</b>	<b>1,235</b>	<b>733</b>



## 16. Ingresos de contratos con clientes

Los ingresos de actividades ordinarias por los años terminados al 31 de diciembre se detallan a continuación:

	2023	2022
Despacho y coordinación CND	150,744	114,855
Sistema de intercambios comerciales (SIC)	111,105	70,681
Liquidación y administración de cuentas (LAC)	27,934	23,291
<b>Total ingresos regulados (1)</b>	<b>289,784</b>	<b>208,827</b>
Servicios especializados (2)	5,400	8,328
<b>Total ingresos</b>	<b>295,184</b>	<b>217,155</b>

(1) Los ingresos regulados comprenden la remuneración que percibe XM en desarrollo del objeto principal de negocio; el aumento presentado entre ambos años se debe principalmente a los mayores recursos aprobados por la CREG para gastos de operación e inversión, este último asociado a los mayores gastos por depreciación, amortización, estudios y proyectos que reflejan el uso de los activos regulados y el mantenimiento de los mismos en la prestación de los servicios CND, ASIC y LAC.

(2) Los ingresos por servicios especializados corresponden principalmente a ingresos por innovación en productos y servicios ambientales, soporte y mantenimiento de centros de control, consultoría y capacitación en actividades conexas, y otros servicios en gestión de información.

## 17. Costos de operación y gastos de administración

### a. Costos de operación

Los costos de operación por los años terminados a 31 de diciembre se detallan a continuación:

	2023	2022
Contribuciones e impuestos	65,212	40,032
Servicios personales	42,419	34,445
Estudios y proyectos	38,437	19,795
Administración infraestructura	9,466	6,142
Honorarios	7,290	4,840
Comunicaciones	4,144	3,857
Seguros	3,672	3,377
Desarrollo de software	1,780	1,362
Arrendamientos	1,661	1,348
Otros servicios	761	747
Transporte	580	491
Publicidad e impresos	381	396
Materiales y mantenimiento	245	151
Otros gastos generales	241	274
Servicios públicos	54	61
<b>Subtotal costos</b>	<b>176,343</b>	<b>117,318</b>
Amortizaciones	12,232	15,807
Depreciaciones	1,339	1,326
<b>Total costos</b>	<b>189,914</b>	<b>134,451</b>

**b. Gastos de administración**

Los gastos de administración por los años terminados a 31 de diciembre se detallan a continuación:

	2023	2022
Servicios personales	29,854	26,552
Estudios y proyectos	31,650	21,419
Honorarios	4,979	4,218
Otros servicios	4,872	3,584
Administración infraestructura	3,818	2,350
Desarrollo de software	1,230	1,023
Seguros	904	854
Comunicaciones	829	821
Arrendamientos	527	570
Otros gastos generales	456	384
Contribuciones e impuestos	396	301
Transporte	238	193
Materiales y mantenimiento	60	56
Publicidad e impresos	50	102
Servicios públicos	50	50
<b>Subtotal Gastos</b>	<b>79,913</b>	<b>62,477</b>
Depreciaciones	2,848	3,133
Amortizaciones	1,709	2,920
<b>Total gastos de administración</b>	<b>84,470</b>	<b>68,530</b>
<b>Total gastos y costos</b>	<b>274,384</b>	<b>202,981</b>

**18. Resultados financieros**

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de diciembre, es el siguiente:

Ingresos (gastos) financieros	2023	2022
<b>Intereses</b>		
Rendimientos sobre inversiones	9,915	6,244
Intereses deudores	937	681
Descuentos condicionados	438	117
Intereses cálculo actuarial	(2,385)	(2,883)
Gastos bancarios	(123)	(48)
<b>Total ingresos (gastos) intereses</b>	<b>8,782</b>	<b>4,111</b>
Dividendos otras inversiones	692	432
<b>Total dividendos otras inversiones</b>	<b>692</b>	<b>432</b>
<b>Ingreso (gasto) diferencia en cambio</b>		
Efectivo	(38)	(17)
Deudores	(9)	96
Cuentas por pagar	512	(450)
Otros pasivos	0	(2)
<b>Total (gasto) diferencia en cambio</b>	<b>465</b>	<b>(373)</b>
<b>Total ingresos (gastos) financieros</b>	<b>9,939</b>	<b>4,170</b>



## 19. Garantías y compromisos vigentes

Al 31 de diciembre de 2023 y 2022, no se encontraban garantías vigentes.

## 20. Litigios y demandas

Al cierre del año se encontraban vigentes los siguientes procesos jurídicos a favor de la sociedad:

- **Procesos a favor**

Demandado	Motivo del proceso (qué lo originó)	Año de inicio del proceso	Valor de la cuantía	Indicación de incertidumbre	Estado actual del proceso
Energía Confiable S.A. E.S.P.	Incumplimiento en el pago de las liquidaciones del ASIC y el LAC por parte de la empresa Comercializar S.A. E.S.P.	2011	26	Probable	Auto que libró mandamiento ejecutivo en el año 2011
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	Nulidad de los actos administrativos por medio de los cuales se impuso una multa a XM y su consecuente restablecimiento	2022	1,320	Probable	XM y la SSPD presentaron los alegatos de conclusión, A la espera de fallo de primera instancia,
Energen S.A. E.S.P.	Incumplimiento en el pago de las liquidaciones del ASIC y el LAC por parte de la empresa	2008	299	Probable	Auto que libró mandamiento ejecutivo en el año 2008
Mary Sol Peláez Patiño	Indebido cálculo de retención de la liquidación definitiva de prestaciones sociales	2020	25	Probable	Sentencia de primera instancia favorable a XM
Superintendencia De Servicios Públicos Domiciliarios	Liquidación de la contribución especial del año 2018, se solicita la devolución del mayor valor pagado,	2019	482	Probable	26 febrero de 2023 se dictó auto de obedécese resuelto por el superior, del fallo de segunda instancia que fue favorable a XM

Al 31 de diciembre no existen procesos jurídicos en contra de la entidad con clasificación probable o posible que deban ser revelados.

## 21. Saldos y transacciones con partes relacionadas

Las transacciones y saldos con partes relacionadas se realizan en condiciones de mercado, A la fecha de los presentes estados financieros, no existen garantías otorgadas asociadas a los saldos entre partes relacionadas, ni deteriorada por dudoso cobro.

### 21,1 Saldos y transacciones con partes relacionadas

Los principales saldos y transacciones de la Compañía con sus entidades relacionadas durante el 2023 y 2022 fueron los siguientes:

Deudores	2023	2022
Ecopetrol S.A.	470	-
Intervial Chile S.A.	98	-
Consortio Transmantaro S.A.	43	-
Derivex S.A.	17	508
Sistemas Inteligentes en Red S.A.S.	14	22
Internexa S.A. E.S.P.	11	5
Interconexión Eléctrica S.A.	8	88
Transamerican Telecommunication S.A.	5	2
Internexa Brasil Operadora	3	6
<b>Total deudores (Ver nota 5,1)</b>	<b>669</b>	<b>631</b>

Cuentas por pagar y obligaciones	2023	2022
Intercolombia S.A.	2,263	1,488
Internexa S.A. E.S.P.	1,697	1,539
<b>Total cuentas por pagar y obligaciones (Ver nota 12)</b>	<b>3,960</b>	<b>3,027</b>



	2023		2022	
	Ingresos	Diferencia en cambio	Ingresos	Diferencia en cambio
Intercolombia S.A.	13,346	-	11,956	5
Traselca S.A.	1,430	-	1,586	-
Interconexión Eléctrica S.A.	1,203	-	1,389	-
Sistemas Inteligentes en Red S.A.S	1,180	-	1,534	-
Ecopetrol S.A.	592	-	-	-
Intervial Chile S.A.	238	1	-	-
Consortio Transmantaro S,A,	153	3	268	27
Red de Energía del Perú	70	2	691	33
Derivex S.A.	60	-	46	-
Internexa S.A. E.S.P.	18	-	16	-
Internexa Brasil Operadora	12	-	11	-
Interconexión Eléctrica ISA Bolivia	12	-	76	3
Internexa Perú S.A.	10	-	9	-
Interconexión Eléctrica ISA Perú	7	-	7	1
Interchile S.A.	7	-	348	21
Transamerican Telecommunication S.A.	4	-	4	-
Internexa Chile S.A.	4	-	4	-
Proyectos de Infraestructura del Perú S.A.C.	-	-	4	-
<b>Total ingresos</b>	<b>18,346</b>	<b>6</b>	<b>17,949</b>	<b>90</b>

	2023		2022	
	Gastos	Diferencia en cambio	Gastos	Diferencia en cambio
Intercolombia S.A.	9,395	-	7,457	-
Internexa S.A. E.S.P.	5,301	-	5,072	-
Red de Energía del Perú	22	-	254	10
Consorcio Transmantaro S.A.	34	-	85	2
Interconexión Eléctrica ISA Bolivia	2	-	11	-
Internexa Perú S.A.	3	-	3	-
Interconexión Eléctrica S.A.	-	-	2	-
Interconexión Eléctrica ISA Perú	2	-	2	-
Proyectos de infraestructura del Perú S.A.C.	-	-	1	-
Interchile S.A.	-	-	-	6
<b>Total gastos</b>	<b>14,759</b>	<b>0</b>	<b>12,887</b>	<b>18</b>

Las cuentas por cobrar corresponden a servicios prestados en la operación (liquidación y administración de cuentas Sistema de Transmisión Nacional) y facturación del FAER, También se tienen cuentas por cobrar por servicios de consultoría y capacitación en actividades conexas, otros servicios en gestión de información, y acuerdos de pago por construcción del Centro de Control de movilidad a Sistemas Inteligentes en Red S.A.S.

Las cuentas por pagar corresponden a servicios prestados de telecomunicaciones, servicios informáticos, arrendamiento y reembolsos de gastos.

Los ingresos están conformados principalmente por servicios regulados asociados a la Operación, administración y mantenimiento de las actividades del CND, ASIC y LAC, En ingresos de actividades no reguladas se encuentran la facturación por servicios de consultoría y capacitación en actividades conexas, otros servicios en gestión de información e ingresos por intereses.

En los costos y gastos por servicios se destacan, la administración de la Infraestructura informática, servicios de telecomunicaciones, arrendamientos, y soporte de procesos de gestión del talento humano y tesorería.



Las siguientes son las entidades vinculadas que tienen participación en el ingreso diferido de la Compañía.

Entidad relacionada	2023	2022
Intercolombia S.A.	3,401	2,234
Interconexión Eléctrica S.A.	300	232
Traselca S.A.	362	260

### 21, 2 Junta Directiva y personal clave de la gerencia

XM es administrada por una Junta Directiva compuesta por cinco (5) miembros principales y cinco (5) miembros suplentes.

#### a) Cuentas por pagar Junta Directiva

	2023	2022
Cuenta por pagar miembros de Junta directiva	-	123
<b>Total cuenta por pagar miembros de junta directiva</b>	<b>-</b>	<b>123</b>

No existen saldos pendientes por cobrar entre la sociedad y sus miembros de Junta Directiva y la Gerencia de la Compañía.

No existen otras transacciones distintas de la remuneración entre la sociedad y sus miembros de Junta Directiva y la Gerencia de la Compañía.

#### b) Retribución de la Junta Directiva

Por asistir a las reuniones de Junta y sus comités, los miembros recibieron la remuneración fijada por la Asamblea General de Accionistas, que equivale a 106 UVT por reunión, La remuneración a la Junta Directiva durante el 2023 fue de \$683 (\$538 en 2022).

A 31 de diciembre de 2023, no existen vínculos laborales entre los integrantes de la Junta y la Compañía, ni vínculos comerciales entre la Compañía y los parientes de los miembros de la Junta hasta cuarto (4°) grado de consanguinidad o afinidad.

#### c) Retribución del personal clave de la Gerencia

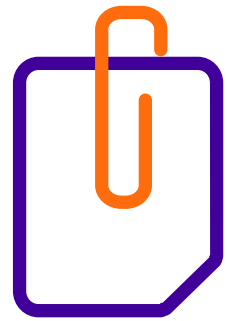
Las remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia son las siguientes:

	2023	2022
Remuneración	7,296	6,576
Beneficios a corto plazo	3,666	4,357
<b>Total</b>	<b>10,962</b>	<b>10,933</b>

No existen garantías constituidas a favor de personal clave de la gerencia.

## 22. Eventos subsecuentes y aspectos relevantes

Entre la fecha de corte y la elaboración de los estados financieros, no se tiene conocimiento sobre ningún acontecimiento que modifique las cifras o informaciones consignadas en los estados financieros y notas adjuntas. No se conocieron hechos posteriores favorables o desfavorables que afecten la situación financiera y perspectivas económicas de la Compañía.



**Anexos**





## Anexos

Dar clic sobre cada anexo para dirigirse al correspondiente documento.

[Informe especial\\_XM 2023](#)

[Informe del Revisor Fiscal\\_XM 2023](#)

[Certificación ISO IEC 27001\\_XM 2023](#)

[Certificación Derechos de Autor\\_XM 2023](#)

[Certificación Carbono Neutro\\_XM 2023](#)

[Certificación a los EEFF representante legal y contador\\_XM 2023](#)

[Certificación de KPMG](#)

[Tabla de contenidos GRI](#)

[Figuras y tablas\\_Informe de Operación y Mercado](#)

[Glosario](#)







Sumamos energía,  
sumamos pasión

