



Superservicios

Sobre-remuneración y Déficit de Respaldo Físico:

Evaluación del Cargo por Confiabilidad en el Mercado
de Energía Mayorista (2006-2026)

Comité Directivo del Observatorio de Servicios Públicos Domiciliarios

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios
Felipe Durán Carrón

Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible
Omar Camilo López López

Coordinador de la Unidad de Monitoreo de Mercados de Energía y Gas
Manuel Gustavo Vergara Murillo

Equipo de Trabajo
Helena Giovahanna Guayara Gutiérrez
Juan Pablo Ortega Walteros
Luis Fabián Sanabria Romero
Laura Liliana Bernal Martínez
Observatorio Nacional de Servicios Públicos Domiciliarios – Superservicios

Equipo del Observatorio de Servicios Públicos Domiciliarios

Líder Técnico y Metodológico
Edwin Jair Ramírez Charry

Experto Delegado de Energía y Gas
Luis Javier Mosquera Linares

Gestora del Proyecto de Inversión del Observatorio
Angie Katherine Lancheros Rodríguez

TABLA DE CONTENIDO

1. Introducción	6
1.1. Contexto del cargo por confiabilidad	6
1.2. Justificación de la evaluación	7
1.3. Objetivos del informe	7
1.4. Alcance	8
2. Marco conceptual y normativo	11
2.1. Antecedentes	11
2.2. Objetivos del Mecanismo Cargo por Confiabilidad	13
2.3. Marco legal	14
2.3.1. Base Constitucional	14
2.3.2. Leyes	14
2.3.3. Normativa de la CREG	16
2.3.3.1. Resolución CREG 071 de 2006	16
2.3.3.2. Resolución CREG 051 de 2012	20
2.3.3.3. Resolución CREG 114 de 2014	20
2.3.3.4. Resolución CREG 243 de 2016	20
2.3.3.5. Resolución CREG 140 de 2017	20
2.3.3.6. Resolución CREG 132 de 2019	21
2.3.3.7. Resolución CREG 127 de 2020	21
2.3.3.8. Resolución CREG 101 062 de 2024	21
2.3.3.9. Resolución CREG 101 066 de 2024	21
2.3.3.10. Resolución CREG 101 069 de 2025	22
2.3.3.11. Proyecto de Resolución CREG 701 118 de 2026	22
2.3.4. INSPECCIÓN, VIGILANCIA Y CONTROL	22
2.3.4.1. Rol de la SSPD	22
2.3.4.2. Reportes de Información	23

2.3.4.3.	Régimen Sancionatorio	23
2.3.5.	Comentario final del marco normativo	24
3.	Asignación de OEF del Cargo por Confiabilidad	26
3.1.	Histórico de OEF asignada	27
3.1.1.	Por tecnología	28
3.1.2.	Por ubicación geográfica	29
4.	Evolución de la Remuneración Real Individual Diaria -RRID-	32
4.1.	Histórico caracterizado de la Remuneración	32
4.1.1.	Por tecnología	33
4.1.2.	Por ubicación geográfica	34
5.	Evolución de la activación de los anillos de seguridad	37
5.1.	Mercado Secundario de Energía Firme	37
5.1.1.	Por tecnología	38
5.1.2.	Por ubicación geográfica	39
5.2.	Demanda Desconectable Voluntaria	40
5.2.1.	Por tecnología	41
5.2.2.	Por ubicación geográfica	42
6.	Evaluación económica y financiera	45
6.1.	Análisis General	45
6.2.	Análisis por empresa	46
6.3.	Comparación Cargo por confiabilidad en conceptos de Estado de Situación Financiera	58
7.	Evaluación del cumplimiento de las OEF	65
7.1.	Eventos de activación	65
7.2.	Respuesta observada	76
7.3.	Incumplimientos	79
8.	Conclusiones	83
9.	Recomendaciones regulatorias	86



Superservicios



1. Introducción

1. Introducción

El presente documento constituye un análisis integral del esquema del Cargo por Confiabilidad en el Mercado de Energía Mayorista de Colombia, elaborado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios -SSPD-, en ejercicio de sus funciones de Inspección, Vigilancia y Control -IVC- sobre las empresas prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

El informe examina el desempeño del mecanismo durante el período 2006–2026, desde su adopción mediante la Resolución CREG 071 de 2006 hasta la coyuntura más reciente, caracterizada por episodios de estrés hidrológico asociados al fenómeno El Niño, que pusieron a prueba la respuesta del sistema y de los agentes con Obligaciones de Energía Firme. El análisis integra **dimensiones normativas, operativas, económico-financieras y de cumplimiento, con el propósito de ofrecer una visión integral del mecanismo que sirva como insumo técnico para el ejercicio supervisor de la SSPD y para la identificación de situaciones que ameriten acción institucional.**

1.1. Contexto del cargo por confiabilidad

El Cargo por Confiabilidad es el mecanismo financiero de largo plazo adoptado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- en 2006, mediante la Resolución CREG 071, con el propósito de garantizar la suficiencia de generación eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional -SIN-, particularmente en condiciones de hidrología crítica. Su diseño responde a una característica estructural de la matriz energética colombiana: la predominancia del componente hídrico, que expone al sistema a riesgos de abastecimiento cuando las condiciones hidrológicas se deterioran de forma sostenida.

El mecanismo opera a través de la asignación de Obligaciones de Energía Firme -OEF- a plantas de generación que, a cambio de una remuneración, se comprometen a entregar energía en condiciones de escasez. Para respaldar el cumplimiento de estas obligaciones, la CREG ha establecido un conjunto de instrumentos complementarios —los denominados anillos de seguridad— que incluyen el Mercado Secundario de Energía Firme, las Subastas de Reconfiguración y la Demanda Desconectable Voluntaria. Desde su implementación, el marco normativo del Cargo por Confiabilidad ha sido objeto de

múltiples modificaciones, incorporando ajustes en los precios de escasez, los mecanismos de asignación de OEF, las condiciones de liquidación y los requisitos de garantías, con el propósito de ajustar el funcionamiento del mecanismo y adaptarlo a las transformaciones del mercado.

1.2. Justificación de la evaluación

Entre los años 2015-2016 y 2023-2024, Colombia experimentó episodios del fenómeno El Niño que pusieron a prueba la capacidad del sistema eléctrico para garantizar el abastecimiento de la demanda. El más reciente de estos episodios generó condiciones de hidrología crítica que derivaron en activaciones del precio de escasez y en una mayor presión sobre las plantas obligadas a cumplir con sus OEF. Este contexto pone de manifiesto la necesidad institucional de comprender en profundidad el desempeño efectivo del mecanismo: no solo desde la perspectiva de su diseño regulatorio, sino desde la evidencia observable sobre cómo los agentes han respondido a sus obligaciones y cómo el sistema ha reaccionado ante los episodios de estrés.

En ejercicio de sus funciones de IVC, la SSPD ha identificado la necesidad de producir un análisis sistemático e integral del Cargo por Confiabilidad que abarque tanto su evolución histórica como su desempeño reciente. Este análisis constituye un insumo técnico fundamental para el ejercicio de supervisión, para el seguimiento de los agentes del mercado y para la identificación de situaciones que puedan dar lugar al ejercicio de facultades de IVC por parte de la SSPD o a la formulación de recomendaciones a la CREG.

1.3. Objetivos del informe

El presente informe tiene los siguientes objetivos:

- Caracterizar el marco conceptual y normativo del Cargo por Confiabilidad, identificando la evolución regulatoria del mecanismo desde su creación en 2006 hasta las disposiciones más recientes de 2025 y 2026.

- Analizar la asignación histórica de OEF por tecnología y ubicación geográfica, evaluando la composición y evolución de la capacidad comprometida con el mecanismo.
- Examinar la evolución de la Remuneración Real Individual Diaria -RRID-, identificando los factores que han incidido en su comportamiento y su distribución entre los agentes del mercado.
- Evaluar la activación de los anillos de seguridad, con énfasis en el Mercado Secundario de Energía Firme y la Demanda Desconectable Voluntaria, como indicadores del grado de presión sobre el sistema.
- Realizar una evaluación económica y financiera del mecanismo, que permita dimensionar su importancia relativa en la estructura financiera de las empresas generadoras.
- Evaluar el cumplimiento de las OEF por parte de los agentes, identificando los eventos de activación, la respuesta observada y los incumplimientos registrados, con sus implicaciones desde la perspectiva de la supervisión.
- Analizar la evolución operativa y regulatoria del mecanismo de Cargo por Confiabilidad a lo largo del período 2006–2026, identificando las fases de desarrollo, las intervenciones regulatorias adoptadas y los desbalances entre las obligaciones comerciales y el respaldo físico disponible.

1.4. Alcance

El presente informe abarca el período comprendido entre 2006 y 2026, desde la adopción del Cargo por Confiabilidad mediante la Resolución CREG 071 de 2006 hasta la información más reciente disponible al momento de su elaboración. El análisis se circunscribe al Mercado de Energía Mayorista -MEM- en el Sistema Interconectado Nacional -SIN- y cubre las plantas de generación que han participado en el mecanismo bajo cualquiera de las modalidades de asignación de OEF contempladas por la regulación.

El informe analiza el comportamiento observado del mecanismo a partir de información de mercado, reportes de los agentes y datos de liquidación. Las recomendaciones regulatorias que se formulan en el capítulo final se derivan de las evidencias identificadas en el análisis y se enmarcan en el rol de supervisión de la SSPD, sin sustituir ni anticipar las decisiones que corresponden a la CREG en materia de diseño y modificación del mecanismo.



Superservicios



2.

**Marco conceptual
y normativo**

2. Marco conceptual y normativo

2.1. Antecedentes

La confiabilidad es una característica del sistema tecnológico asociado a la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, la cual se define de forma general como la probabilidad que un sistema siga entregando servicio a pesar de que uno de sus componentes no esté operando. Esta característica es considerada desde hace décadas en los procesos de toma de decisiones a lo largo de la cadena del servicio de energía eléctrica para propósitos de planeación, diseño, operación y regulación, entre otros ámbitos.

La complejidad tecnológica e interdependencia de cada uno de sus componentes y actores asociados del Sistema Interconectado Nacional -SIN-, se refleja en la dimensión del problema económico que el Mercado de Energía Mayorista -MEM- debe solucionar, lo que a su vez determina la sofisticación del diseño de mercado requerido. En general, los mercados mayoristas de energía, varían en su diseño dependiendo de su ubicación, país o región. En Colombia, el MEM corresponde a un mercado integrado en el que un operador centralizado cumple la función de optimizar el predespacho y el despacho de los activos de generación que atienden la demanda de usuarios regulados y no regulados¹, configurando —de acuerdo con la caracterización disponible— un mercado con concentración moderada².

Los mercados mayoristas de energía son mercados previamente definidos, es decir, no emergen de forma espontánea ni con una estructura decidida al margen de un proceso regulatorio. Estos mercados han sido establecidos y desarrollados por medio de un proceso regulatorio impulsado por la naturaleza de ser un servicio público domiciliario y por la complejidad tecnológica del sistema. La evolución de las políticas públicas y los avances tecnológicos han transformado estos mercados y continúan habilitando nuevas modificaciones en su configuración.

¹ Un usuario No Regulado es una persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a un valor en MW o a un consumo mensual mínimo de energía en MWh, definidos por la CREG, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor. La regulación es clara al señalar que el usuario no regulado no se encuentra por fuera o excluido del cumplimiento del marco normativo y la CREG ha establecido disposiciones para regular la participación de tales usuarios en el mercado.

² Concepto CREG 4212 del 5 de agosto de 2020.

En términos generales, en cuanto a confiabilidad, el objetivo de la regulación es buscar configuraciones del mercado que promuevan la confiabilidad en la prestación del servicio al mínimo costo para los consumidores. Esta búsqueda ha sido dividida en soluciones de corto plazo y de largo plazo. Las soluciones de corto plazo se concentran en mecanismos de uso optimizado de la generación disponible para dicho plazo. Las soluciones de largo plazo se concentran en mecanismos que generen incentivos adecuados para las inversiones que mantengan la confiabilidad del servicio³ en ese horizonte temporal.

El mecanismo del Cargo por Confiabilidad se constituye como una solución de largo plazo, que busca incentivar escenarios con suficiente generación disponible, incluso en períodos con condiciones de hidrología críticas, teniendo en cuenta que el componente hídrico es mayoritario en la matriz de generación eléctrica.

Este cargo aplica a todas las plantas de generación conectadas al sistema, incluyendo las unidades térmicas pico, con el propósito de favorecer la recuperación de costos y los incentivos a la inversión en un mercado que tienda a ser competitivo. La literatura académica especializada no ofrece un consenso sobre si cargos diferenciales por tecnología incrementan la efectividad del mecanismo. Algunos autores señalan que los cargos diferenciales por tecnología no garantizan la recuperación de costos ni la inversión eficiente en mercados competitivos⁴. Otros, en cambio, argumentan que su existencia es necesaria para evitar que tecnologías de generación sin dependencia de ingresos específicos ejerzan poder de mercado y hagan inviables a aquellas que sí dependen de ellos, aun cuando esta solución pueda no ser la más eficiente desde el punto de vista del sistema⁵.

En Colombia, desde el inicio del marco normativo a partir de la constitución de 1991, la confiabilidad ha sido considerada como un criterio necesario para garantizar una adecuada prestación del servicio en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. Desde entonces, la confiabilidad ha sido caracterizada e

³ Cramton, P., 2018. Electricity market design, Oxford Review of Economic Policy 33 (4), 2017, pp. 589–612

⁴ Makholm, J. y Shuttleworth, G, 2015. Serious Problems with CREG Document 070 Facing Colombia 's Energy Market. White paper reported for Asociación Nacional de Empresas Generadoras - ANDEG -

⁵ Simões, R., et al., 2022, Estimating the adequacy revenue considering long-term reliability in a renewable power system, Energy, Volume 243, 123022, ISSN 0360-5442

incentivada desde parámetros técnicos en la planeación del sistema hasta en la adopción de mecanismos financieros.

Inicialmente, la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG- a través de la resolución 116 de 1996, implementó un mecanismo financiero de capacidad de generación de respaldo para el siguiente periodo de cuatro años. Dos años después, en 1996, la CREG adoptó para el siguiente periodo de diez años, un nuevo mecanismo financiero para implementar en el MEM, el Cargo por Capacidad, con el fin de garantizar la disponibilidad de capacidad de generación de energía eléctrica, para abastecer la demanda en el SIN, a través de un mecanismo de remuneración variable para la inversión por kilovatio instalado de los generadores que contribuyen a la confiabilidad del SIN bajo criterios de eficiencia y en condiciones de hidrología crítica.

En 2006, la CREG adoptó un nuevo mecanismo financiero para el MEM, el Cargo por Confiabilidad, el cual se encuentra vigente en la actualidad. Su adopción se desarrolló mediante un proceso participativo en el que la CREG sometió a consideración de los agentes del mercado y terceros interesados varios documentos relacionados con los distintos aspectos que conlleva la adopción de este nuevo cargo.

2.2. Objetivos del Mecanismo Cargo por Confiabilidad

- Garantizar que haya suficiente generación disponible a largo plazo, incluso en períodos con condiciones de hidrología críticas, teniendo en cuenta el componente hídrico de la matriz de generación eléctrica, a través de un mecanismo de remuneración variable de la inversión por kilovatio de generación instalada.
- Incentivar la entrada de nuevas plantas de generación que le aporten confiabilidad al sistema y asignar obligaciones de energía firme (OEF) a las plantas que participen, bien sea plantas nuevas y existentes⁶.
- Establecer un precio de referencia que opere como techo del precio de bolsa cuando se exija el cumplimiento de las OEF, y determinar la remuneración máxima aplicable a la energía firme entregada.

⁶ De acuerdo con el Concepto CREG 7471 de 2024

2.3. Marco legal

2.3.1. Base Constitucional

El marco constitucional que sustenta la regulación del Cargo por Confiabilidad se encuentra en los siguientes artículos de la Constitución Política de Colombia:

Tabla 1. Base constitucional para el Cargo por Confiabilidad.

Artículo	Contenido y Aplicación
333	Consagra la libre competencia económica como derecho de todos, con responsabilidades. Obliga al Estado a evitar el abuso de posición dominante en el mercado nacional. <u>Este artículo sustenta la facultad de la CREG para establecer mecanismos financieros en el MEM, enmarcados en el principio de libre competencia económica y en consideración del interés social y el medio ambiente.</u>
334	Establece la dirección general de la economía por parte del Estado, con facultad para intervenir en servicios públicos y privados mediante ley. <u>Justifica la intervención regulatoria de la CREG en garantizar el criterio de confiabilidad por medio de mecanismos financieros en el MEM.</u>
365	Define los servicios públicos como inherentes a la finalidad social del Estado y le impone el deber de asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio. <u>Aplica al control de las conductas de las Empresas de Servicios Públicos (ESP) del sector de energía eléctrica que participan o gestionan el mecanismo de Cargo por Confiabilidad, cuando dichas conductas afecten la prestación universal del servicio.</u>

Fuente: Constitución Política de Colombia. Elaboración propia

2.3.2. Leyes

La **Ley 142 de 1994**, contiene las siguientes disposiciones directamente aplicables a las ESP participando o gestionando el mecanismo de cargo por confiabilidad:

Tabla 2. Ley 142 de 1994 en el contexto del Cargo de Confiabilidad.

Norma	Contenido y Aplicación Práctica
Art. 2° — Intervención del Estado	Fija como fines de la intervención estatal: prestación continua e ininterrumpida. <u>Las ESP involucradas en el mecanismo de cargo por confiabilidad son vigiladas por la SSPD precisamente en relación con estos fines.</u>
Art. 3° — Instrumentos de intervención	Incluye la regulación, el control y vigilancia como instrumentos. Especialmente relevante en los mecanismos financieros implementados por la CREG para estimular a la inversión de los particulares en los servicios públicos. <u>Las ESP que reciben remuneración por participar en el mecanismo de cargo por confiabilidad deben cumplir con las obligaciones y requerimientos derivados de dicha participación.</u>
Art. 74 — Funciones especiales de las comisiones de regulación.	Entre las funciones de la CREG está regular el ejercicio de las actividades del sector con el fin de asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente. <u>La CREG tiene la función de definir, adoptar y hacer operativos mecanismos que garanticen, incentiven y/o aumenten la disponibilidad de generación, incluso en condiciones de escasez de recursos.</u>
Art. 171 — Funciones del Centro Nacional de Despacho -CND -.	Entre las funciones del CND está planear la operación conjunta de los recursos de generación conectada al SIN, teniendo como objetivo la confiabilidad. <u>La CREG delega al CND como el actor responsable de varias acciones que permiten hacer operativo el mecanismo de cargo por confiabilidad.</u>
Art. 172 — Consejo Nacional de Operación - CNO-.	El CNO debe establecer los acuerdos sobre aspectos técnicos que se requieran para garantizar la operación del SIN bajo el criterio de confiabilidad. <u>La CREG delega al CNO como el actor responsable de varias acciones que permiten hacer operativo el mecanismo de cargo por confiabilidad.</u>

Fuente: Congreso de Colombia. Elaboración propia.

La **Ley 143 de 1994**, contiene las siguientes disposiciones relacionadas con el mecanismo de cargo por confiabilidad y las ESP involucradas con el mecanismo:

Tabla 3. Ley 143 de 1994 en el contexto del Cargo de Confiabilidad. Elaboración propia.

Norma	Contenido y Aplicación Práctica
Art. 4 — Objetivos del Estado en relación con el servicio de electricidad	El Estado tiene el objetivo de abastecer la demanda de electricidad y asegurar una operación confiable de la actividad de generación. Las ESP que participen en actividades del servicio de electricidad deben sujetarse al cumplimiento de los objetivos anteriores. <u>Las ESP participando en el mecanismo de Cargo por Confiabilidad tienen la obligación de cumplir con lo indicado en la regulación al respecto y los objetivos definidos.</u>
Art. 23 — Funciones generales de la CREG con relación al servicio de electricidad, numeral n)	Definir y hacer operativo el criterio técnicos de confiabilidad del servicio de energía. <u>La CREG define y hace operativo por el mecanismo que decida el criterio de confiabilidad.</u>

Fuente: Congreso de Colombia. Elaboración propia.

2.3.3. Normativa de la CREG

La CREG en el cumplimiento de sus funciones ha creado un marco regulatorio para la implementación, operación y sostenibilidad del Cargo por Confiabilidad. A continuación, se abordan las resoluciones base del mecanismo.

2.3.3.1. Resolución CREG 071 de 2006

La Resolución CREG 071 del 3 de octubre de 2006, publicada en el Diario Oficial No. 46.421 del 14 de octubre de 2006, adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el MEM. El objeto de esta resolución es proveer una base normativa integral que permita implementar y hacer operativo el mecanismo financiero de Cargo por Confiabilidad. Para ello, presenta las definiciones, normas, cálculos, mecanismos de asignación, mecanismo de verificación de los componentes del cargo, guía y cálculo para la liquidación.

Obligaciones de Energía en Firme

Los artículos del 3 al 16 de la Resolución CREG 071 de 2006 establecen disposiciones y normas sobre el cálculo de la OEF, el precio de escasez, la vigencia de las OEF, disposiciones particulares para plantas nuevas y existentes, las obligaciones adicionales de los agentes y disposiciones y normas para el retiro de plantas del mercado.

Mecanismos de Asignación

La Resolución CREG 071 de 2006 establece varios mecanismos de asignación de OEF. En el capítulo III y en el Anexo 2, se definen y establecen disposiciones y el protocolo para la implementación de las subastas de OEF. En el mismo capítulo, en el artículo 31, se define la subasta para Generadores que Representan Plantas de Generación con Períodos de Construcción Superiores al Periodo de Planeación de la Subasta, abreviadas GPPS (por sus siglas en inglés, Generators with Plant Construction Periods Superior to the Planning Period), y el procedimiento y disposiciones para este mecanismo de asignación se encuentra en el Anexo 11 de la resolución.

Adicionalmente, los artículos 64 al 72 establecen las subastas de reconfiguración como parte de los anillos de seguridad del mecanismo. Actualmente, varios de estos artículos han sido derogados y las reglas vigentes para las Subastas de Reconfiguración de Venta -SRCFV- y las Subastas de Reconfiguración de Compras -SRCFC- se encuentran en las Resoluciones CREG 051 de 2012, 66 de 2012, 115 de 2012, 124 de 2012 y 183 de 2019.

Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad -ENFICC-

La ENFICC, definida por la Resolución como la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación de forma continua, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año, es un concepto empleado ampliamente en el mecanismo. En el capítulo IV (artículos del 34 al 43), y en los anexos 3, 5 y 6, la resolución aborda las disposiciones, la metodología de cálculo, el mecanismo de verificación de la ENFICC y de los parámetros para la estimación de la ENFICC. Adicionalmente se encuentran otras disposiciones o condiciones particulares de la ENFICC a lo largo de la resolución:

Tabla 4. Disposiciones, Condiciones y Reglas de ENFICC.

Elemento	Disposición, Condición o Regla
Asignación de OEF	Durante el mecanismo de asignación de OEF, ya sea subasta u otro, la OEF y el total de la energía que se asigne se calculan teniendo en cuenta la ENFICC de la planta, la cual es presentada por el agente propietario o su representante comercial.
Clasificación de planta o unidad especial	La ENFICC es el parámetro que define si la planta que se repotencia recibe o no la calificación de especial al participar en alguno de los mecanismos de asignación de OEF.
Obligación para los agentes con plantas o unidades nuevas o especiales	Los agentes con plantas y/o unidades de generación nuevas o especiales a quienes les hayan sido asignadas OEF tienen la obligación de poner la planta o unidad en operación comercial en la fecha de inicio del período de vigencia de la OEF (o antes) con la ENFICC asignada en la subasta.
Verificación de la ENFICC	La resolución establece que la CREG verifica si la Demanda Objetivo para el período de vigencia es igual o inferior a la suma de la ENFICC de las plantas, con el fin de determinar la pertinencia de activar algún mecanismo de asignación de OEF.
Papel de la ENFICC en el mecanismo de asignación por prorrata	En este mecanismo, el ASIC asigna a cada uno de los generadores las OEF a prorrata de acuerdo con la ENFICC (declarada más recientemente por cada agente generador) de cada planta y/o unidad de generación hasta cubrir la Demanda Objetivo.
Respaldo de la ENFICC	En el caso de plantas y/o unidades térmicas, la ENFICC se respalda con la contratación para el suministro y el transporte en firme del combustible o el gas natural, según sea el caso. En el caso del carbón, la ENFICC se puede respaldar con una garantía o con la información definida en el artículo 46 de la resolución.
ENFICC de plantas no despachadas centralmente	En este caso, los generadores deben producir diariamente la ENFICC declarada en caso que se presente al menos durante una hora del día, condiciones críticas. En el artículo 56, se plantean las reglas sobre el proceder del ASIC, cuando la generación de este tipo de plantas sea menor a la ENFICC declarada y otros casos posibles.

Elemento	Disposición, Condición o Regla
Mercado Secundario de Energía Firme	En este mercado participan como compradores, los generadores que requieran temporalmente ENFICC para el cumplimiento de sus OEF. Estos deben negociar bilateralmente los Contratos de Respaldo de acuerdo con lo indicado en las resoluciones pertinentes.

Fuente: CREG. Elaboración propia.

Liquidación del Cargo por Confiabilidad

La exigibilidad y la verificación del cumplimiento de la entrega de energía firme y las reglas y disposiciones para liquidación, así como el recaudo y pago del Cargo de Confiabilidad, se especifican en el capítulo VI (artículos 52 al 57) y en los anexos 7 y 8. El artículo 55, el cual está modificado por la resolución 101 097 de 2026, establece el cálculo para el precio de las transacciones en bolsa cuando el precio de bolsa sea mayor al precio de escasez.

Anillos de Seguridad

Los anillos de seguridad del Cargo por Confiabilidad son un conjunto de instrumentos que la regulación ha implementado con el fin de facilitar el cumplimiento de las -OEF- asignadas a plantas que salen a mantenimiento o tienen atrasos en su fecha de entrada. Con el propósito de facilitar el cumplimiento de las OEF, la resolución establece una serie de mecanismos: el mercado secundario de energía en firme (artículos del 59 al 63, y adicionalmente las resoluciones CREG posteriores 79 de 2006 y 96 de 2006), las subastas de reconfiguración (artículos del 64 al 72, y adicionalmente la resolución CREG 051 de 2012), la demanda desconectable voluntaria (artículo 73, y adicionalmente las resoluciones CREG 63 de 2010 y 101 019 de 2022) y la generación de última instancia (artículos 74 y 75, y adicionalmente las resoluciones CREG posteriores 79 de 2006, 62 DE 2007 y 153 de 2011).

Garantías

Con el fin exclusivo de respaldar obligaciones relacionadas con el Cargo por Confiabilidad, la resolución dispone una serie de garantías descritas en el capítulo VIII, artículos del 76 al 78. La resolución 101 024 de 2022, la cual incorpora al marco normativo los procedimientos para las subastas del cargo por confiabilidad, modifica lo

relacionado con dichos procedimientos. La resolución 094 de 2007, dispone la normativa para estas garantías. La resolución 041 de 2016, adiciona otras disposiciones sobre garantías en el caso de amparo de energía firme incremental.

2.3.3.2. Resolución CREG 051 de 2012

La Resolución CREG 51 del 4 de junio de 2012, publicada en el Diario Oficial No. 48.455 del 8 de junio de 2012, deroga los artículos 66 a 72 de la Resolución CREG 071 de 2006 y define y establece un nuevo reglamento para las Subastas de Reconfiguración de Venta -SRCFV- y las Subastas de Reconfiguración de Compras -SRCFC- como parte de los Anillos de Seguridad del Cargo por Confiabilidad.

2.3.3.3. Resolución CREG 114 de 2014

La Resolución CREG 114 del 28 de agosto de 2014, publicada en el Diario Oficial No. 49.272 del 12 de septiembre de 2014, implementa una figura de cesión de Obligaciones de Energía Firme de plantas existentes y en construcción a plantas existentes o en construcción que tengan ENFICC no comprometida. Esta resolución es modificada por las resoluciones 130 de 2016 y 176 de 2021.

2.3.3.4. Resolución CREG 243 de 2016

La Resolución CREG 243 del 19 de diciembre de 2016, publicada en el Diario Oficial No. 50.141 del 8 de febrero de 2017, define la metodología para determinar la energía firme para el Cargo por Confiabilidad, ENFICC, de plantas solares fotovoltaicas. Esta resolución tuvo por objeto extender el mecanismo a plantas solares fotovoltaicas, en el marco de la política de diversificación de la matriz energética vigente en ese momento. Esta resolución es modificada por la Resolución 201 de 2017, la Resolución 101 007 de 2023 y finalmente la Resolución 101 044 de 2024.

2.3.3.5. Resolución CREG 140 de 2017

La Resolución CREG 140 del 25 de septiembre de 2017, publicada en el Diario Oficial No. 50.371 del 29 de septiembre de 2017, introduce definiciones para el Precio de Escasez de Activación -PEa-, el Precio Marginal de Escasez -PME- y Precio de Escasez Ponderado -PEp- y los cálculos necesarios para implementar estas definiciones.

2.3.3.6. Resolución CREG 132 de 2019

La Resolución CREG 132 del 23 de octubre de 2019, publicada en el Diario Oficial No. 51.115 del 23 de octubre de 2019, define un nuevo mecanismo de asignación de OEF, no contemplado anteriormente por la regulación, el mecanismo de *tomadores del Cargo por Confiabilidad* para asignación de OEF a plantas nuevas y/o en construcción, las cuales se planean despachadas centralmente y que no tengan asignaciones de OEF.

2.3.3.7. Resolución CREG 127 de 2020

La Resolución CREG 127 del 19 de junio de 2020, publicada en el Diario Oficial No. 51.356 del 25 de junio de 2020, define el procedimiento para verificación anual de la ENFICC de plantas de generación con OEF. El objeto de esta resolución es mejorar el funcionamiento del mecanismo de Cargo por Confiabilidad, al mantener información actualizada de la energía firme. La resolución modifica la resolución CREG 071 de 2006 e incorpora la exigencia a los agentes participando en el mecanismo, de presentar un plan de acción en caso que una planta presente un ENFICC inferior a las OEF.

2.3.3.8. Resolución CREG 101 062 de 2024

A partir de un análisis de los balances de OEF para los períodos 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028 y las proyecciones de demanda de energía eléctrica de la UPME, en el que se identificó un posible déficit de OEF, la Resolución CREG 101 062 del 18 de noviembre de 2024, publicada en el Diario Oficial No. 52.953 del 27 de noviembre de 2024, convocó y estableció disposiciones para realizar tres subastas de reconfiguración de compra de Obligaciones de Energía Firme para los períodos 2025-2026, 2026-2027 y 2027-2028.

2.3.3.9. Resolución CREG 101 066 de 2024

La Resolución CREG 101 066 del 18 de noviembre de 2024, publicada en el Diario Oficial No. 52.958 del 2 de diciembre de 2024, incorpora al marco normativo nuevos precios de escasez, modificando la resolución 71 de 2006 y la 11 de 2015. La resolución dispone cálculos para el Precio de Escasez Ponderado -PEPm-, Precio de Escasez Inferior -PEI- o Precio de Escasez para plantas que operan recursos renovables o carbón, el Monto Semanal de Garantías -MSG-, las variables Valor de la Energía en Bolsa -VEB-, Valor a recibir por Desviaciones de las OEF -VDOEF- y Valor a pagar por Desviaciones de las OEF -CDOEF-, el Precio del Cargo por Confiabilidad cuando no hay subasta, el Precio de

las Transacciones en Bolsa cuando el Precio de Bolsa (PB) es mayor al Precio de activación, la Remuneración Real Individual Diaria -RRID-, los ajustes de desviación por remuneración -RD- y los Costos Promedio de Referencia por Combustible -CPC-.

2.3.3.10. Resolución CREG 101 069 de 2025

La Resolución CREG 101 069 del 29 de enero de 2025, publicada en el Diario Oficial No. 53.016 del 31 de enero de 2025, establece nuevas disposiciones sobre la liquidación del mecanismo de Cargo por Confiabilidad, modificando el anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006, y la resolución 101 066 de 2024, estableciendo nuevos procedimientos y cálculos en las variables consideradas para la liquidación.

2.3.3.11. Proyecto de Resolución CREG 701 118 de 2026

Este proyecto de resolución, el cual se encuentra en la etapa de consulta pública, propone la introducción del precio de escasez inferior el cual busca establecer la función del precio de escasez como un techo de segundo nivel en la bolsa de energía dado que el primer nivel de cobertura del precio de bolsa son los contratos de suministro de energía.

2.3.4. Inspección, Vigilancia y Control

2.3.4.1. Rol de la SSPD

La SSPD, en ejercicio de las funciones del artículo 79 de la Ley 142 de 1994, ejerce inspección, vigilancia y control sobre los agentes participando o gestionando el mecanismo de cargo por confiabilidad. En particular:

- Verifica el cumplimiento de las OEF, la verificación de la ENFICC y el funcionamiento de los anillos de seguridad de acuerdo con las disposiciones en las resoluciones CREG aplicables.
- Verifica el cumplimiento de los procedimientos y reglas para los mecanismos de asignación de OEF de acuerdo con las disposiciones en las resoluciones CREG aplicables.
- Verifica el cumplimiento de los procedimientos, fórmulas y reglas para la liquidación del cargo de confiabilidad de acuerdo con las disposiciones en las resoluciones CREG aplicables.

- Adelanta las investigaciones administrativas y, cuando haya lugar, impone las sanciones correspondientes frente a la indisponibilidad no justificada de los agentes requeridos por el CND para cubrir generación de seguridad.

2.3.4.2. Reportes de Información

El Sistema Único de Información -SUI- de la SSPD es una plataforma para la recolección y gestión de datos financieros, comerciales, operativos y técnicos que reportan las empresas de servicios públicos -ESP- a la SSPD como parte de las actividades de IVC. Entre los datos reportados se encuentran: estados financieros, información tarifaria desagregada por actividad y contratos de energía celebrados en el mercado.

Los reportes de Información desde el CND, Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC- y Liquidador y Administrador de Cuentas -LAC-, administrado por XM COMPAÑÍA DE EXPERTOS EN MERCADOS S. A. E.S.P. -XM-, son monitoreados continuamente por la Unidad de Monitoreo para Mercados de Energía y Gas -UMMEG- de la SSPD, configurándose como un instrumento fundamental de control y transparencia dentro de las actividades de Inspección, Vigilancia y Control -IVC- de la SSPD a los agentes participando o gestionando el mecanismo de cargo por confiabilidad.

- Seguimiento a las variables relacionadas con la asignación de OEF y los resultados de los mecanismos de asignación de OEF.
- Monitoreo de la disponibilidad y ENFICC de cada recurso de generación.
- Monitoreo del cumplimiento de las OEF.
- Seguimiento de la liquidación del mecanismo, en particular variables asociadas a la RRID, la activación de los anillos de seguridad.

2.3.4.3. Régimen Sancionatorio

Las conductas de los agentes participando o gestionando el mecanismo de cargo por confiabilidad que vulneren las disposiciones de la Ley 142 de 1994, la Ley 143 de 1994 y las resoluciones CREG aplicables están sujetas al régimen sancionatorio previsto en el artículo 81 de la Ley 142 de 1994, que incluye:

- Multas hasta por 2.000 salarios mínimos mensuales legales vigentes por incumplimiento de obligaciones regulatorias.

- Suspensión de las actividades del agente en el mercado por conductas reiteradas o de especial gravedad.
- Revocación de contratos o licencias de operación en los casos más graves.
- Medidas cautelares inmediatas en caso de conductas que pongan en riesgo la prestación del servicio o los derechos de los usuarios.
- Toma de posesión.

2.3.5. Comentario final del marco normativo

Actualmente, el sistema tecnológico asociado a la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica se enfrenta al desafío de adaptarse al cambio climático por medio de una transformación compleja y profunda que afecta a cada dominio y actor del sistema, el cual no solo se limita a la incursión de nuevas tecnologías de generación. Esto se refleja en el MEM, su regulación y los mecanismos adoptados desde la misma, los cuales a su vez también se ven enfrentados al desafío de adaptación al cambio climático.

El proyecto de resolución 701 086 de 2025, que aborda modificaciones al Reglamento de Operación para el tratamiento de las desviaciones del programa de generación de plantas variables y las desviaciones del programa de demanda hace operativo el criterio de confiabilidad desde un ámbito intrínsecamente técnico al sistema eléctrico frente a la incursión de nuevas fuentes de generación. No obstante, otros aspectos también requieren adecuaciones y nuevos mecanismos financieros en la regulación que permitan integrar y hacer operativo el criterio de confiabilidad en el nuevo contexto de adaptación climática.



Superservicios



3.

**Asignación de
OEF del Cargo
por Confiabilidad**

3. Asignación de OEF del Cargo por Confiabilidad

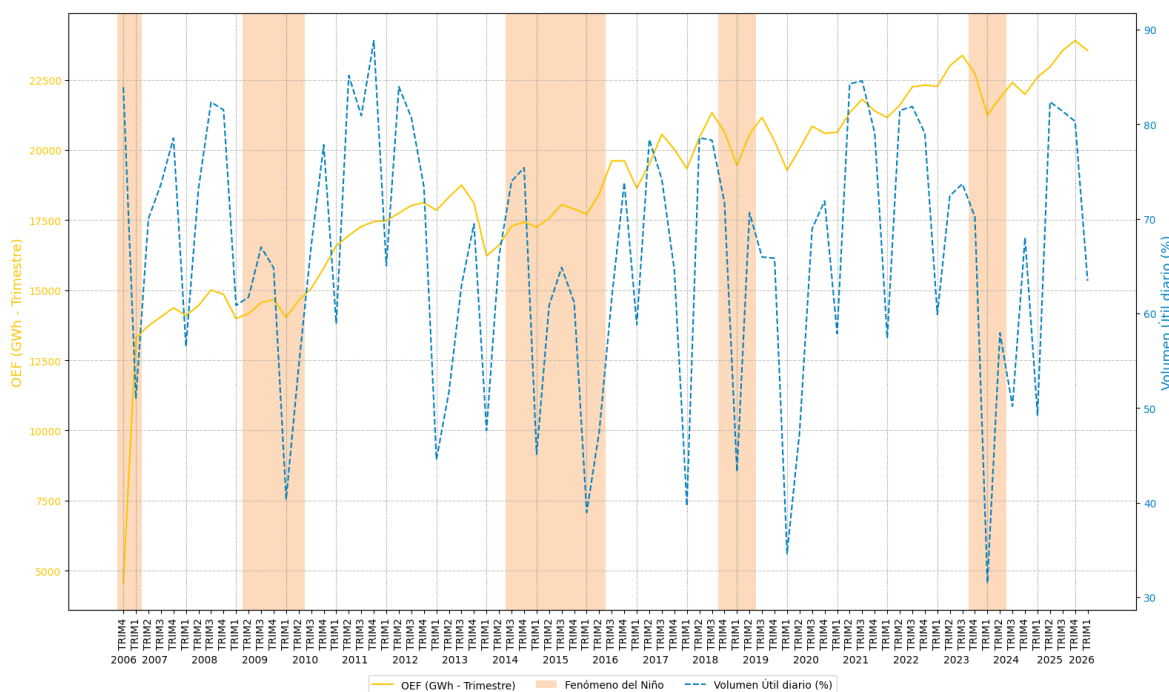
Desde la adopción del mecanismo de Cargo por Confiabilidad, la CREG ha definido y convocado distintos mecanismos de asignación de OEF, cuya ejecución operativa ha estado a cargo de XM:

- XM ha realizado cinco (5) subastas de cargo por confiabilidad en 2008, 2015, 2022, 2024 y 2026. Estas subastas en las que participan plantas existentes, especiales o nuevas, funcionan con un esquema de puja de precios a la baja (reloj descendente) mediante el cual se determina el conjunto de plantas que son capaces de cubrir la demanda.
- XM ha realizado dos (2) subastas GPPS, en las cuales han participado plantas nuevas cuyo proceso de construcción es menor a 10 años, pero no se ajusta al período de planeación definido para las subastas de reloj descendente.
- XM ha realizado ocho (8) asignaciones a Prorrata. Este método consiste en distribuir una cantidad de energía que sea equivalente a la demanda objetivo que se espera cubrir mediante OEF, a prorrata entre los participantes (plantas existentes, especiales o nuevas) de acuerdo con la ENFICC de cada uno.
- XM ha realizado más de diez (10) subastas de reconfiguración, que ha convocado la CREG para hacer el ajuste de las cantidades de compra y venta de OEF, para que se equilibre con la demanda. En estas subastas participan plantas existentes, especiales o nuevas
- Se ha implementado el mecanismo de tomadores del Cargo por Confiabilidad, mediante el cual plantas nuevas solicitan la asignación de OEF de forma directa ante XM, sin necesidad de participar en una subasta.
- Adicionalmente, se ha permitido a través de nueva regulación, que plantas existentes o futuras realicen cesiones multianuales de sus OEF a otras plantas con Energía Disponible Adicional -EDA- o Energía Disponible Adicional de Plantas Térmicas -EDAPTM-.

3.1. Histórico de OEF asignada

En este numeral se presenta la evolución de las OEF asignadas en el MEM, a partir de datos históricos disponibles en los portales públicos de XM, con periodicidad trimestral. Para el análisis se toman datos desde la implementación del mecanismo, en el último trimestre de 2006, hasta el primer trimestre de 2026, correspondiente al período de información disponible al momento de elaboración de este informe. En el gráfico se han identificado los períodos de ocurrencia del Fenómeno El Niño y la evolución del volumen útil agregado de los embalses, con el propósito de contextualizar el comportamiento del mecanismo frente a las condiciones hidrológicas del sistema.

Figura 1. OEF asignadas desde la adopción del mecanismo.



Fuente: XM. Elaboración propia.

Con el propósito de ampliar el conocimiento sobre el comportamiento de las plantas de generación que participan en el Cargo de Confiabilidad desde el inicio de la implementación del mecanismo, se presenta una caracterización por tecnología y ubicación geográfica de las plantas. La caracterización geográfica de las plantas se realiza según las áreas operativas definidas por XM, descritas en la siguiente tabla.

Tabla 5. Áreas operativas.⁷

Área Operativa	Departamentos
Antioquia	Antioquia
Arauca	Arauca
Atlántico	Atlántico
Bolívar	Bolívar
Boyacá-Casanare	Boyacá y Casanare
Caquetá-Putumayo	Caquetá y Putumayo
Cauca-Nariño	Nariño y Cauca
Córdoba-Sucre	Córdoba y Sucre
CQR	Caldas, Quindío y Risaralda
Cund.-Meta	Cundinamarca y Meta
GCM	Guajira, César y Magdalena
Huila-Tolima	Huila y Tolima
Norte de Santander	Norte de Santander
Santander	Santander
Valle	Valle

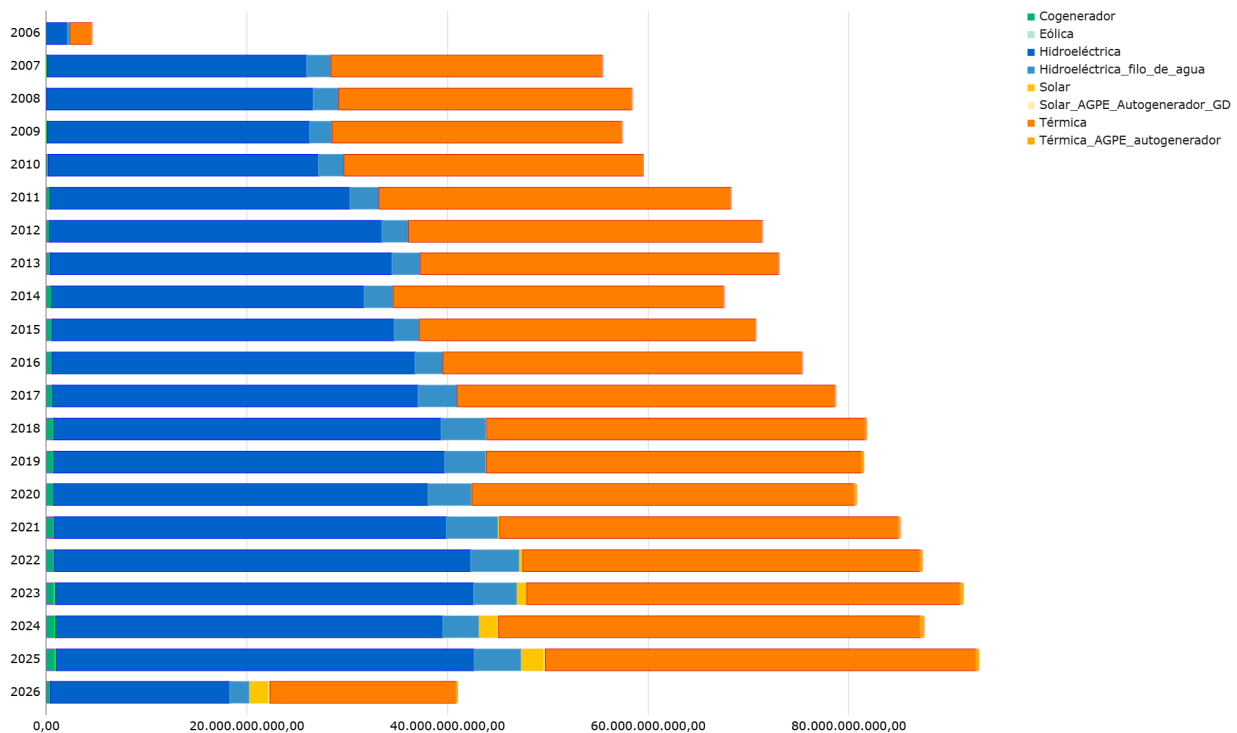
Fuente: XM. Elaboración propia.

3.1.1. Por tecnología

Las tecnologías de plantas de generación a las cuales se les ha asignado OEF incluyen plantas de generación térmicas, hidráulicas (con embalse), hidráulicas a filo de agua, solares, eólicas y plantas en roles de cogeneradores, autogeneradores, Autogeneradores a Pequeña Escala -AGPE- y generación distribuida. Durante todos los años desde la implementación del cargo, las asignaciones de OEF a plantas hidráulicas (con embalse) han variado en un rango entre el 43,57% (2026) y el 48,22% (2015) del total de las OEF asignadas. En el caso de las plantas térmicas, la participación ha oscilado entre el 45,24% (2026) y el 51,40% (2011) del total de OEF asignadas. Con su aparición en la matriz energética han entrado en el cargo plantas de tecnología solar desde 2017. Para el primer trimestre de 2026, han alcanzado una participación del 4,98%. Las demás plantas para este trimestre acumulan el 6,21% del total de las OEF asignadas.

⁷ Esta clasificación por áreas se emplea a lo largo del documento.

Figura 2. OEF asignada anual por tecnología de la planta de generación

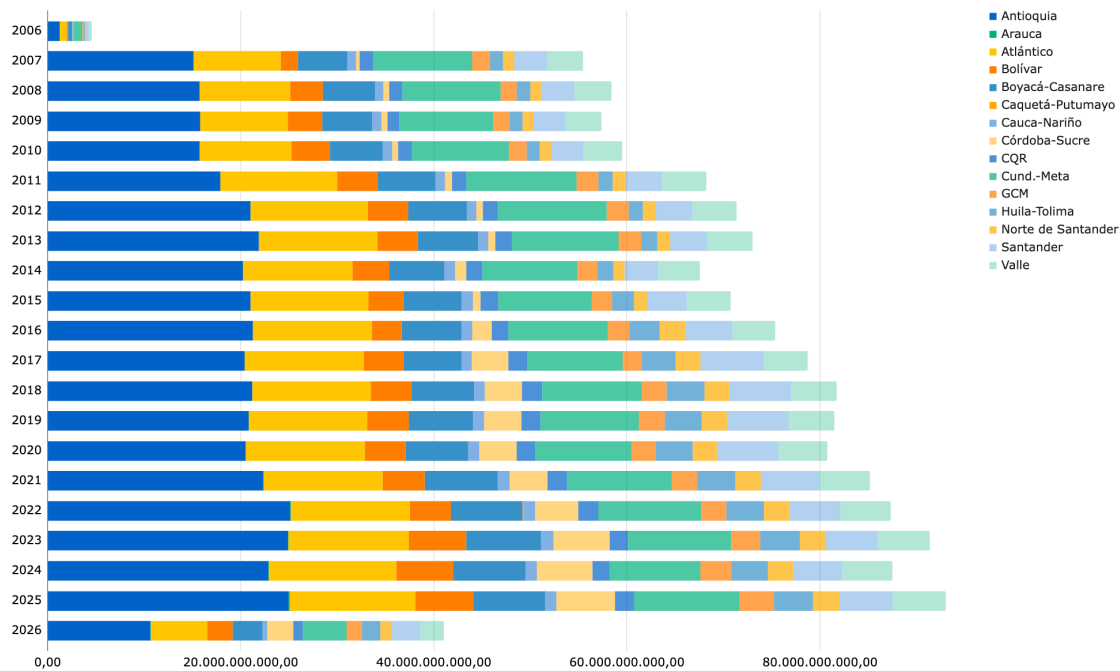


Fuente: XM. Elaboración propia.

3.1.2. Por ubicación geográfica

La caracterización por ubicación geográfica muestra que las plantas con OEF asignadas se distribuyen en diversas áreas operativas del SIN, con diferencias significativas en su participación relativa. Se destacan las plantas de generación en Antioquia, las cuales han participado con un rango entre el 27,09% (2020) y el 32,06% (2013) del total de las OEF asignadas, el área de Cundinamarca y Meta con un rango entre 11,44% (2006) y el 20,04% (2011), y Atlántico con un rango entre 14,48% (2023) y el 19,02% (2011).

Figura 3. OEF asignada anual por ubicación geográfica de la planta de generación



Fuente: XM. Elaboración propia.



Superservicios



4.

Evolución de la Remuneración Real Individual Diaria -RRID-

4. Evolución de la Remuneración Real Individual Diaria -RRID-

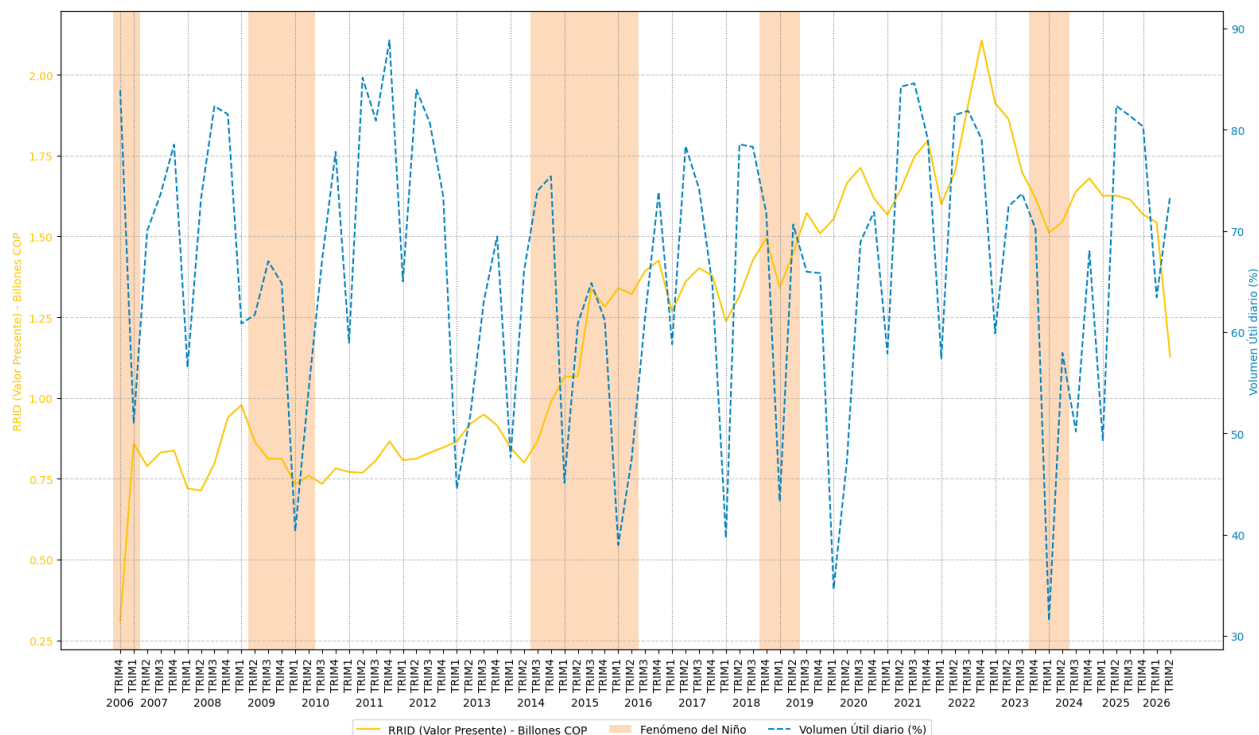
La Remuneración Real Individual Diaria -RRID- es un pago continuo a favor de los agentes con plantas de generación que tienen OEF asignadas, independientemente de que se presenten o no condiciones hidrológicas críticas o de que el precio de escasez esté o no activado. La RRID se incorpora en el proceso de liquidación mensual para el cálculo de la Remuneración Real Individual -RRI- de cada agente con plantas participantes en el Cargo por Confiabilidad, tomando como referencia el precio al que fueron asignadas las OEF correspondientes.

El RRI se emplea a su vez para calcular la Remuneración Real Total -RRT- del sistema para cada mes. A partir de este valor se determina el Costo Equivalente Real de Energía -CERE-, definido regulatoriamente como el costo que debe estar incorporado en la base de los precios de oferta presentados por los representantes comerciales de las plantas para el despacho económico. Dado que el CERE solo puede calcularse una vez se disponga del valor mensual de la RRT, la regulación incorpora el cálculo del Costo Equivalente de Energía -CEE-, estimado a partir de la OEF asignada a la planta para el mes en cuestión y del escenario medio mensual de proyección de demanda publicado por la UPME.

4.1. Histórico caracterizado de la Remuneración

Desde la implementación del mecanismo, la RRID, a valor presente de 2025, ha registrado una tendencia creciente desde la implementación del mecanismo hasta el año 2022, como se observa en el gráfico a continuación:

Figura 4. RRID a planta con OEF asignadas desde la adopción del mecanismo.



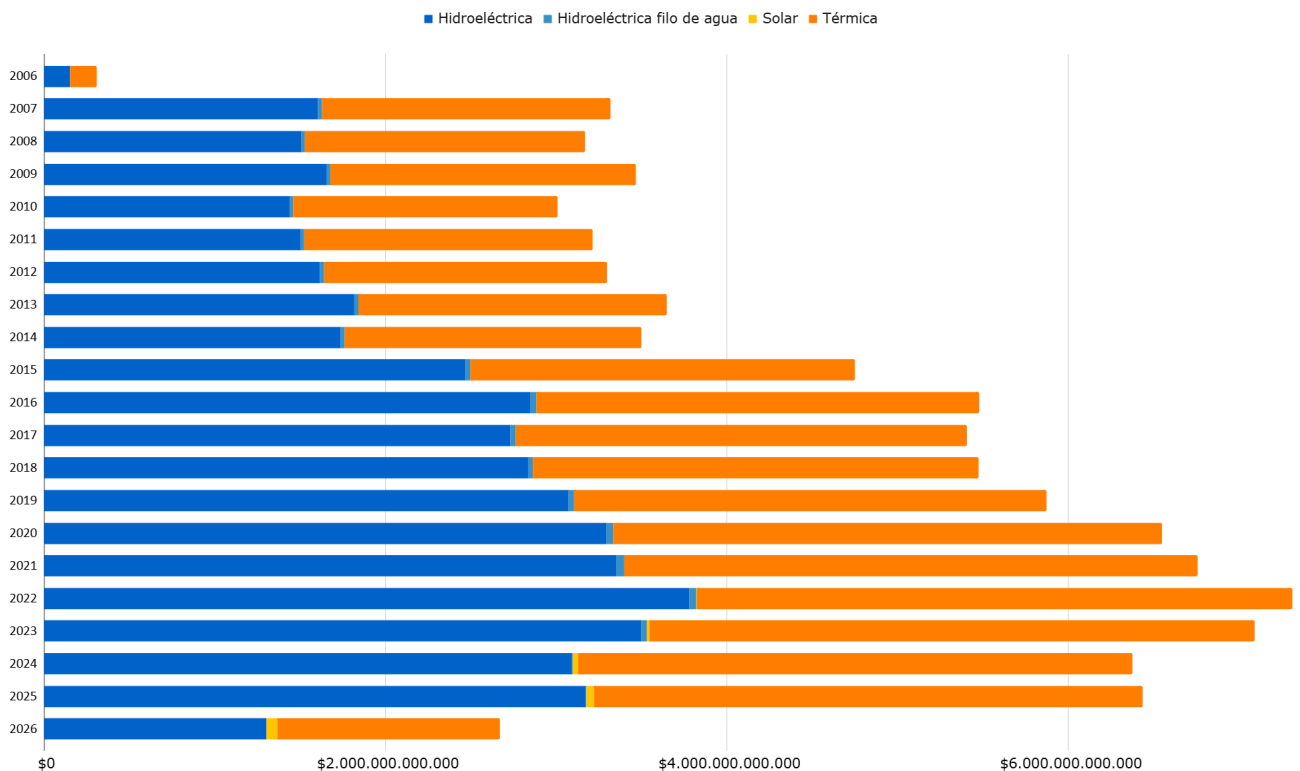
Fuente: XM. Elaboración propia.

A continuación, se presenta una caracterización de la remuneración a valor presente de 2025, por tecnología y por ubicación geográfica de las plantas.

4.1.1. Por tecnología

Las tecnologías de plantas de generación que han recibido esta remuneración a partir de su participación en el Cargo por Confiabilidad son plantas de generación térmicas, hidráulicas (con embalse), hidráulicas a filo de agua y solares. Desde 2006, la RRID acumulada por plantas hidráulicas con embalse participantes en el mecanismo ha superado más de 58 billones de pesos a precios constantes de 2025. En ese año, las plantas hidráulicas recibieron el 49,34% del total de la RRID. La remuneración a las plantas térmicas participantes en el mecanismo está cerca a los 63 billones de pesos a valor presente de 2025, año en el cual las plantas con este tipo de tecnología recibieron el 49,93% de la RRID.

Figura 5. RRID asignada anual por tecnología de la planta de generación

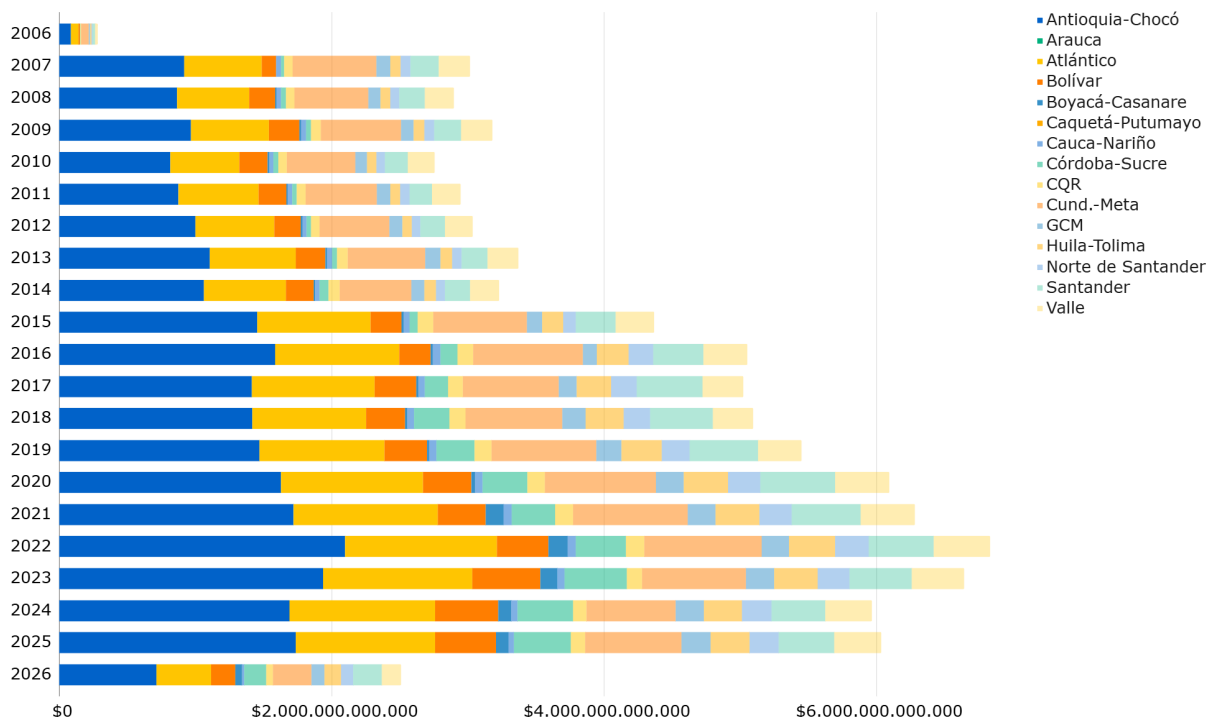


Fuente: XM. Elaboración propia.

4.1.2. Por ubicación geográfica

La caracterización por ubicación geográfica sigue la misma agrupación por áreas operativas empleada en el numeral 3.1. Las tres áreas con mayor RRID acumulada desde 2006 son Antioquia (26,53 billones de pesos), Atlántico (15,84 billones) y Cundinamarca-Meta (13,05 billones), todas expresadas a precios constantes de 2025.

Figura 6. RRID anual por ubicación geográfica de la planta de generación



Fuente: XM. Elaboración propia.

Desde la adopción del mecanismo, la RRID ha registrado un recaudo acumulado de 97,1 billones de pesos constantes a diciembre de 2025. Entre 2014 y 2022 se observa una tendencia de crecimiento del recaudo, período durante el cual el RRT de plantas integradas al mecanismo a través de subastas posteriores superó progresivamente el de las plantas participantes desde el inicio. A partir de 2023 y hasta 2025, la RRID presenta una reducción de aproximadamente 12% en precios constantes, diferencia atribuible principalmente al efecto de la inflación en ese período, mientras que a precios corrientes la variable mantiene su nivel.



Superservicios



5.

**Evolución de la
activación de los
anillos de seguridad**

5. Evolución de la activación de los anillos de seguridad

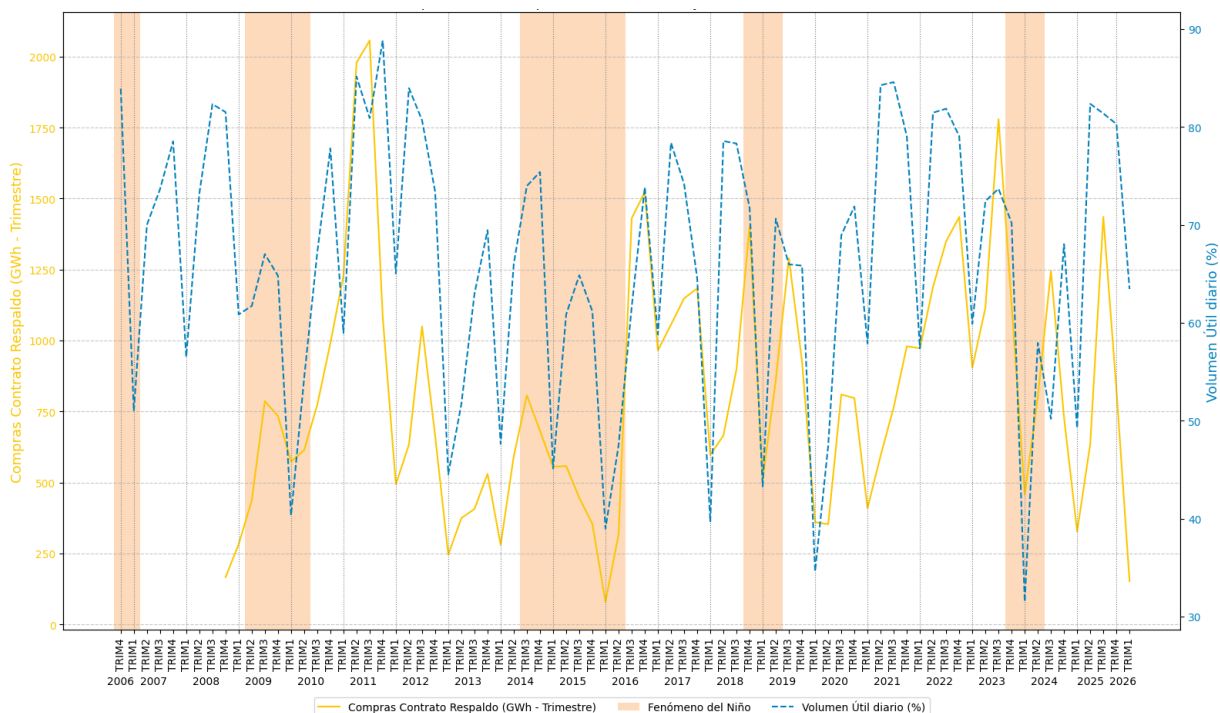
En esta sección del documento se aborda el comportamiento de los anillos de seguridad contemplados en el marco normativo del mecanismo, en qué periodos se han activado y la caracterización de la tecnología y ubicación de las plantas de generación cuyos representantes ante el MEM han activado los anillos como recurso frente a la indisponibilidad de las plantas con OEF asignadas, por diversas razones como mantenimientos o retrasos en la fecha de puesta en operación de plantas en construcción.

5.1. Mercado Secundario de Energía Firme

El Mercado Secundario de Energía Firme es el anillo de seguridad mediante el cual los generadores compran libremente entre sí respaldos de energía firme, ya sea a mediano o corto plazo. Se incorporó en la regulación con el objetivo de permitir que aquellos generadores que prevén dificultades para cumplir las OEF asignadas puedan adquirir el respaldo necesario de otros generadores que dispongan de excedentes de energía firme o de capacidad para respaldar dichas obligaciones. Estos respaldos pueden materializarse a través de los mecanismos previstos en la regulación, principalmente mediante Contratos de Respaldo o Declaraciones de Respaldo, los cuales permiten transferir total o parcialmente la responsabilidad asociada al cumplimiento de las OEF.

A continuación, se presenta el comportamiento de las compras de energía en Contratos de Respaldo de OEF, se han marcado los períodos de ocurrencia del fenómeno El Niño y la curva del volumen útil agregado de los embalses con plantas de generación de energía, con el propósito de observar el comportamiento de este anillo de seguridad cuando se han presentado condiciones críticas de hidrología. La mayor cantidad de energía comprada con este anillo de seguridad se registra en el año de 2011, en un periodo sin fenómeno El Niño y con el volumen útil de los embalses por encima del 80%. La menor cantidad de energía comprada con este anillo de seguridad se registra en el año de 2016, en un periodo con fenómeno El Niño y con el volumen útil de los embalses por debajo del 40%.

Figura 7. Compras de Energía en Contratos de Respaldo de OEF

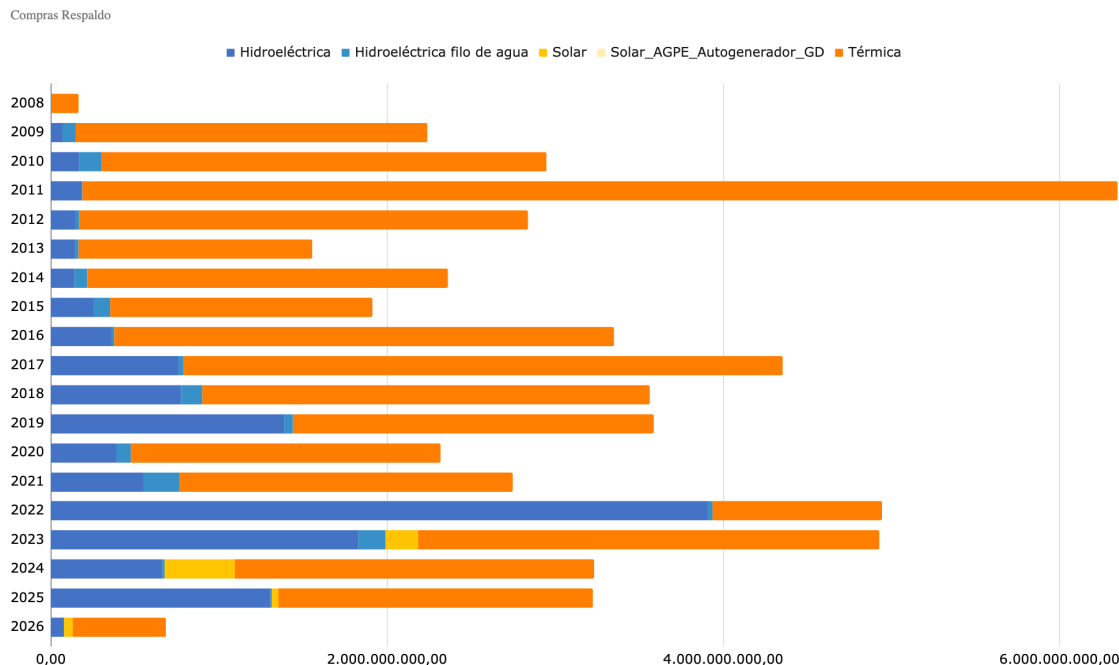


Fuente: XM. Elaboración propia.

5.1.1. Por tecnología

Las tecnologías de plantas de generación que han recurrido en algún momento a este anillo de seguridad en su participación en el Cargo por Confiabilidad incluyen plantas térmicas, hidráulicas (con embalse), hidráulicas a filo de agua y solares. Las plantas térmicas han recurrido al uso de este anillo de seguridad comprando energía en un rango entre el 20,37% (2022) y el 97,00% (2011) del total de la energía comprada en el Mercado Secundario de Energía Firme, con una media del 77,39%. De forma respectiva, el rango de las plantas hidráulicas (con embalse) es entre el 79,04% (2022) y el 2,91% (2011), con una media del 18,94%.

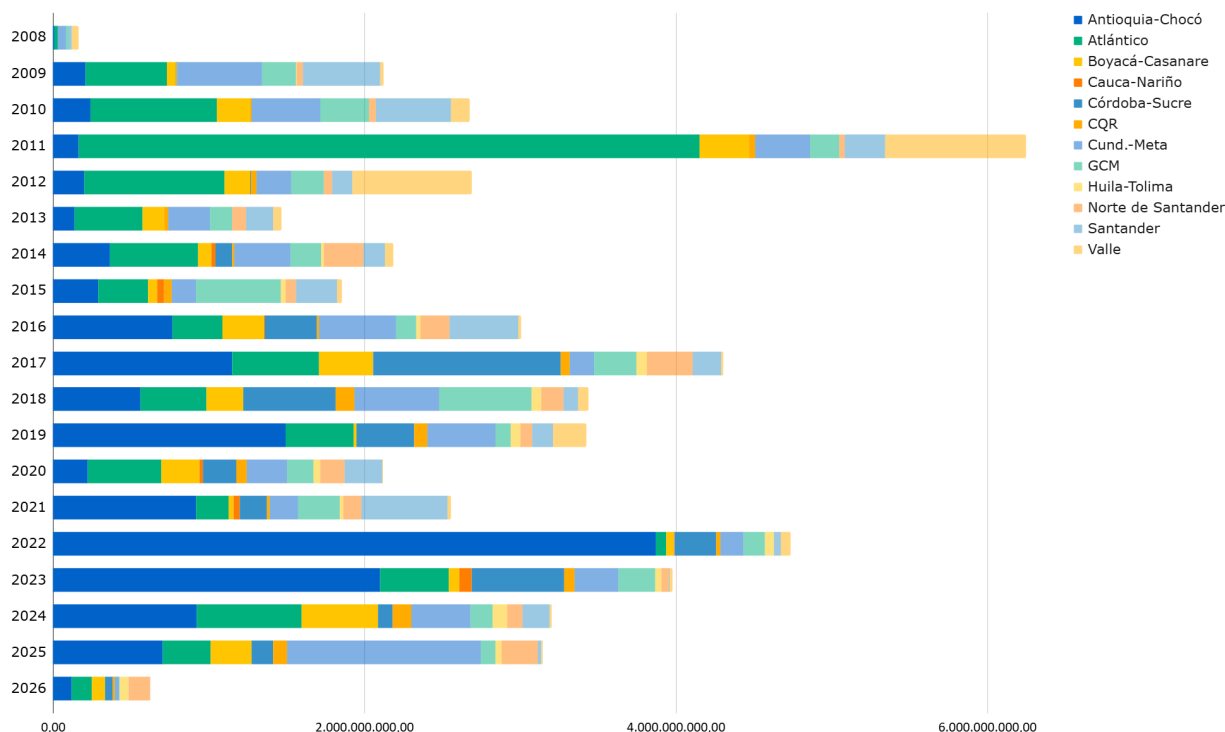
Figura 8. Compras de Energía en Contratos de Respaldo de OEF anual por tecnología de la planta



Fuente: XM. Elaboración propia.

5.1.2. Por ubicación geográfica

En la siguiente figura se presenta la caracterización por ubicación geográfica de las plantas de generación que han recurrido al anillo de seguridad de Contratos de Respaldo. En Antioquia, se observa la mayor cantidad de energía comprada en el año 2022, periodo en el cual no hubo fenómeno El Niño, y el volumen útil de los embalses se mantuvo por encima del 50%. En Atlántico, la mayor cantidad de energía fue comprada en el año 2011, periodo en el cual no hubo fenómeno El Niño, y el volumen útil de los embalses se mantuvo por encima del 50%.

Figura 9. Compras de Energía en Contratos de Respaldo de OEF anual por ubicación de la planta

Fuente: XM. Elaboración propia.

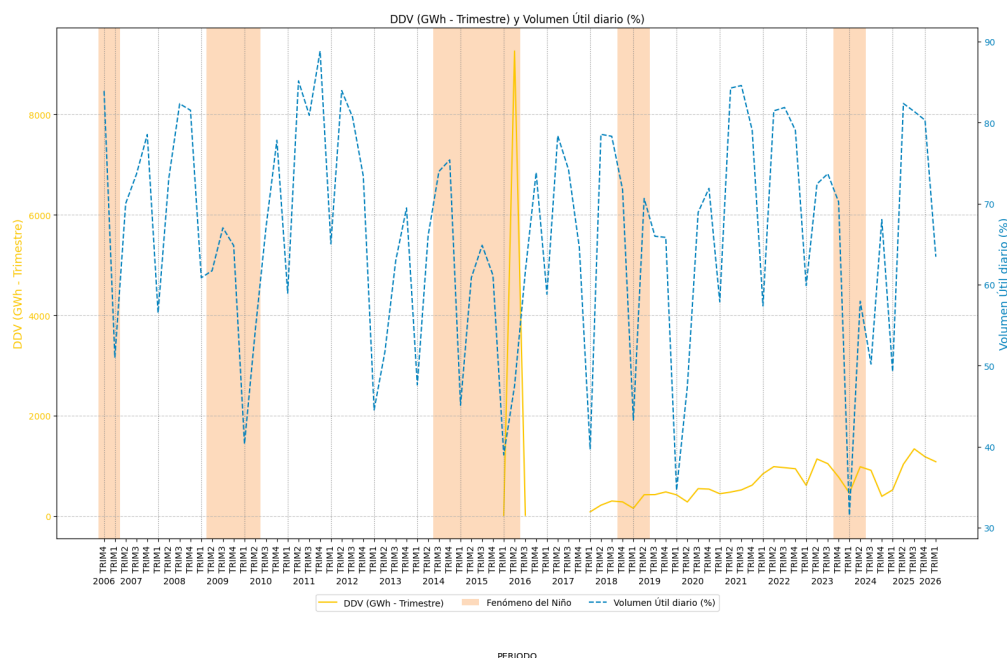
5.2. Demanda Desconectable Voluntaria

La Demanda Desconectable Voluntaria -DDV- es otro de los anillos de seguridad del Cargo por Confiabilidad contemplados en este análisis. Este mecanismo permite transacciones bilaterales entre el representante de la planta de generación con indisponibilidad —que no puede cumplir su OEF— y el comercializador del usuario dispuesto a reducir su demanda a cambio de una contraprestación económica. El funcionamiento del mecanismo requiere que tanto el usuario y su comercializador como el representante de la planta cumplan las obligaciones y reglas definidas en la regulación, incluyendo los requisitos particulares para la frontera DDV.

El mecanismo se activó por primera vez en el primer trimestre de 2016. El mayor volumen de energía transada mediante la DDV se registró en 2025, año en el que no se reportó activación del fenómeno El Niño y el volumen útil de los embalses se mantuvo por encima del 80%, lo que refuerza el patrón observado en el Mercado Secundario: el uso de los anillos de seguridad no se concentra en los períodos de mayor estrés hidrológico.

En cuanto al valor reportado de la DDV para el segundo trimestre de 2016, esta SSPD realizó una consulta a XM sobre la naturaleza del dato, por cuanto se considera atípico, a lo que la entidad respondió: "(...) se realizó la validación de la información, confirmando que los datos son correctos para el periodo 2016, trimestre 2. El comportamiento atípico observado se explica porque, durante dicho periodo, no existía un mecanismo de verificación mediante pruebas de disponibilidad DDV; por lo tanto, esta variable correspondía a valores reportados por el agente sin ejecución de pruebas. Esta situación fue modificada posteriormente con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 098 de 2018 (...)." En consecuencia, el valor atípico observado en la gráfica corresponde a información validada por XM y se atribuye a las condiciones regulatorias y metodológicas vigentes en ese momento.

Figura 10. DDV

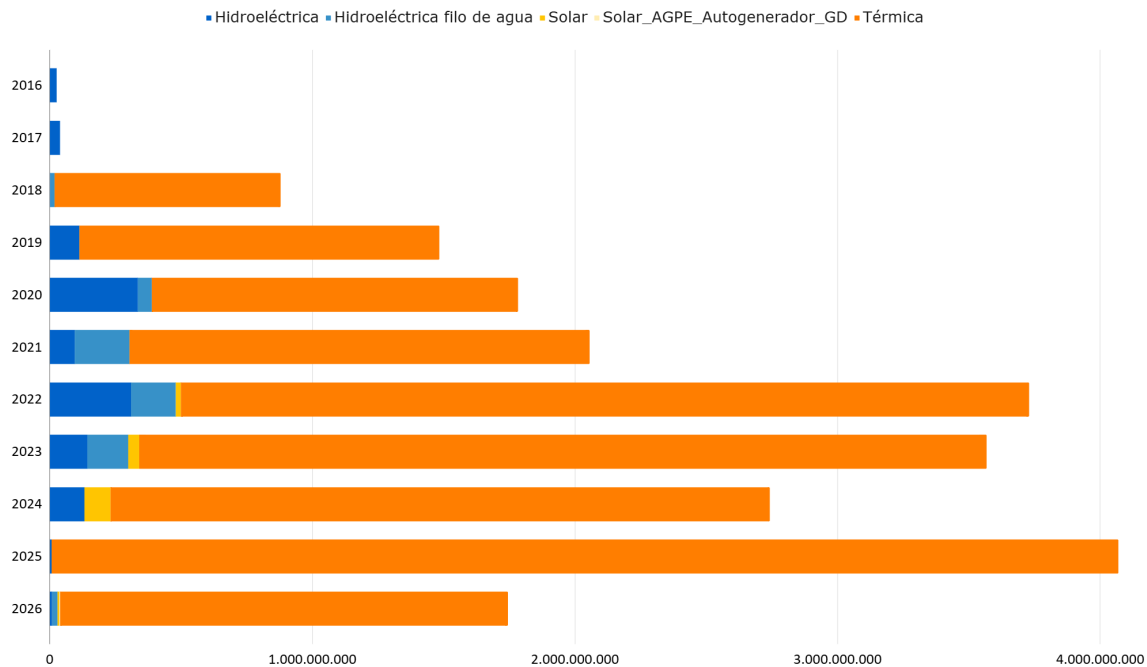


Fuente: XM. Elaboración propia.

5.2.1. Por tecnología

El uso de la DDV presenta una amplia participación de plantas térmicas, como se muestra en la figura siguiente. En 2025, la cantidad de la energía correspondiente a la DDV fue 1.706,3 GWh.

Figura 11. Activación de DDV anual por tecnología de la planta

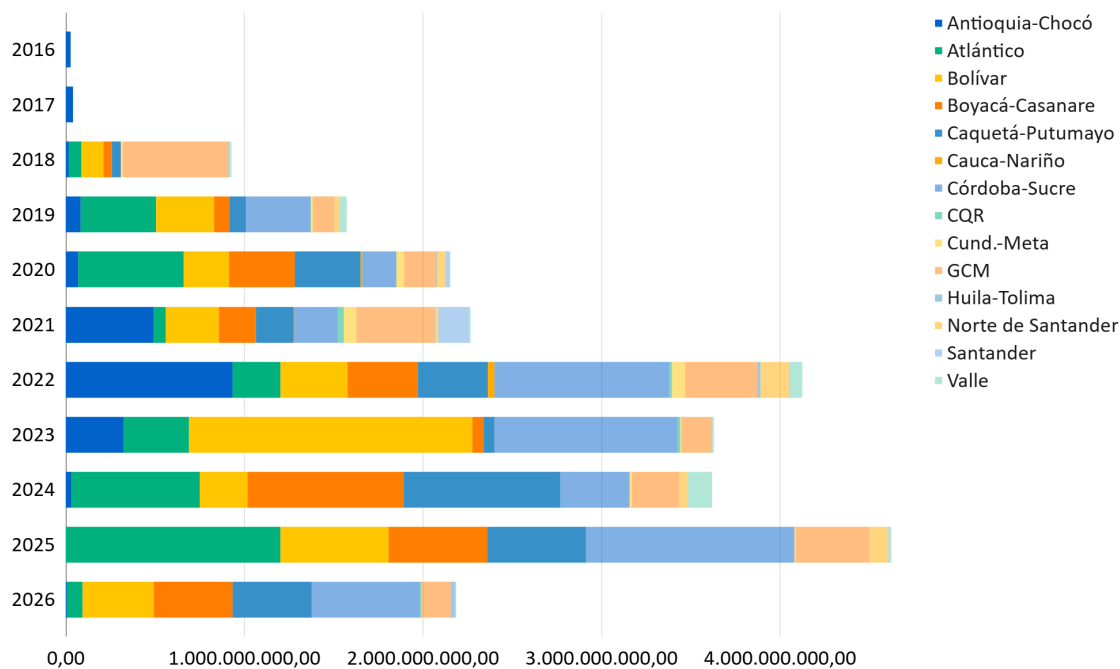


Fuente: XM. Elaboración propia.

5.2.2. Por ubicación geográfica

La caracterización por ubicación geográfica de plantas de generación cuyos representantes activan el anillo de seguridad de DDV muestra que el uso del mecanismo no se concentra en plantas de un solo departamento y que varía cada año las plantas que emplean el mecanismo. Se destaca en 2025, las plantas de generación en Atlántico, Córdoba y Sucre.

Figura 12. Activación de DDV anual por ubicación geográfica de la planta



Fuente: XM. Elaboración propia.



Superservicios



6.

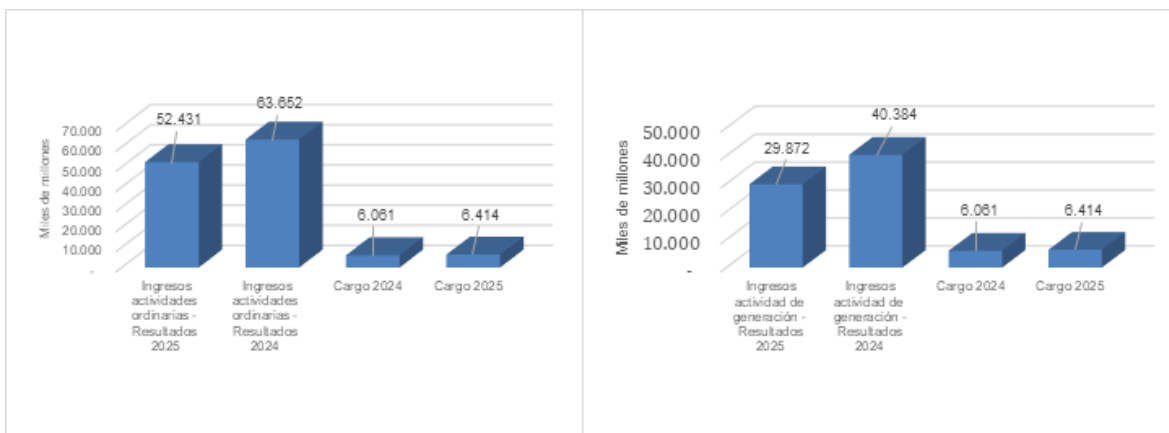
Evaluación económica y financiera

6. Evaluación económica y financiera

6.1. Análisis General

Este análisis considera exclusivamente la información reportada por los prestadores con asignación vigente de Cargo por Confiabilidad que realizaron el correspondiente cargue de información financiera en el SUI para las vigencias analizadas. En la siguiente figura se observa que los Ingresos de Actividades Ordinarias ascendieron aproximadamente a \$63,652 billones en 2024 y \$52,431 billones en 2025, lo que representa una disminución del 17,6 % entre ambos periodos. Los ingresos asociados al Cargo por Confiabilidad pasaron de \$6,061 billones en 2024 a \$6,414 billones en 2025, equivalente a un incremento del 5,8 %.

Figura 13. Comportamiento del Cargo por Confiabilidad en Ingresos de actividades ordinarias e ingresos de Generación 2025 - 2024



Fuente: SUI. Elaboración propia.

Al relacionar ambos conceptos, el Cargo por Confiabilidad representó aproximadamente el 9,5 % de los Ingresos de Actividades Ordinarias en 2024 y el 12,2 % en 2025. En consecuencia, aunque los ingresos operacionales disminuyeron entre las dos vigencias, la participación relativa del Cargo por Confiabilidad aumentó en cerca de 2,7 puntos porcentuales.

Los Ingresos de la Actividad de Generación pasaron de \$40,384 billones en 2024 a \$29,872 billones en 2025, registrando una contracción del 26,0%, en contraste con el crecimiento del 5,8% del Cargo por Confiabilidad en el mismo período.

Como resultado, el Cargo por Confiabilidad fue aproximadamente equivalente al 15,0 % de los Ingresos de la Actividad de Generación en 2024 y alrededor del 21,5 % en 2025. Esto implica un aumento de aproximadamente 6,5 puntos porcentuales en su participación relativa respecto de los ingresos provenientes de la generación de energía.

En términos agregados, los ingresos consolidados por actividades ordinarias y por generación disminuyeron entre 2024 y 2025, mientras el Cargo por Confiabilidad creció moderadamente. Como resultado, este mecanismo representó en 2025 el 12,2% de los ingresos de actividades ordinarias y el 21,5% de los ingresos de la actividad de generación.

6.2. Análisis por empresa

La siguiente tabla presenta los ingresos de la actividad de generación, así como los valores correspondientes al cargo por confiabilidad y su participación, para las vigencias 2024 y 2025.

Tabla 6. Detalle de Ingresos de Generación y Cargo por confiabilidad 2025 - 2024

Nombre empresa ⁸	Ingresos de Generación 2025	Cargo 2025	%	Ingresos de Generación 2024	Cargo 2024	%
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN S.A. E.S.P. -EPM-	7.533.465	1.399.409	19%	8.223.416	1.290.500	16%
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. -ENEL-	4.320.325	993.406	23%	4.809.107	886.926	18%
ISAGEN S.A. E.S.P. -ISAGEN-	3.409.018	768.929	23%	4.107.907	727.521	18%
TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P. -TEBSA-	2.220.082	610.483	27%	3.691.334	597.682	16%
ENFRAGEN TERMOFLORES S.A.S. E.S.P. -TERMOFLORES-	1.012.595	407.895	40%	2.879.622	401.739	14%

⁸ El análisis se presenta a nivel de empresa, siguiendo la estructura de reporte de información financiera al SUI. Los agentes que forman parte de un mismo grupo empresarial se analizan de forma independiente dado que sus estados financieros presentan estructuras diferenciadas.

Nombre empresa ⁸	Ingresos de Generación 2025	Cargo 2025	%	Ingresos de Generación 2024	Cargo 2024	%
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. - CELSIA-	1.348.539	318.531	24%	2.706.847	298.863	11%
AES COLOMBIA & CÍA. S.C.A E.S.P. -AES-	1.386.193	211.551	15%	2.490.104	209.607	8%
TERMOCANDELARIA S.A.S. E.S.P. - TERMOCANDELARIA-	1.367.754	358.414	26%	2.032.163	356.655	18%
NITRO ENERGY COLOMBIA S.A.S. E.S.P. -NITRO-	2.011.040	1.630	0%	1.905.724	0	0%
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P. -GECELCA-	1.013.310	357.786	35%	1.165.673	351.449	30%
ENFRAGEN TERMOVALLE S.A.S. E.S.P. -TERMOVALLE-	206.199	152.405	74%	1.027.879	148.516	14%
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P. - TERMOTASAJERO-	653.586	97.764	15%	848.370	89.827	11%
TERMOEMCALI I S.A. E.S.P. - TERMOEMCALI-	183.642	129.948	71%	722.027	120.296	17%
TERMOTASAJERO DOS S.A. E.S.P. - TERMOTASAJERO DOS-	534.750	116.078	22%	706.031	119.275	17%
COMPAÑÍA ELÉCTRICA DE SOCHAGOTA S.A.S. E.S.P. - SOCHAGOTA-	559.793	103.457	18%	685.905	100.292	15%
EMPRESA URRÁ S.A. E.S.P. -URRÁ-	450.157	56.890	13%	529.666	48.429	9%
TERMONORTE S.A.S. E.S.P. - TERMONORTE-	498.419	54.824	11%	480.175	53.823	11%
PROELECTRICA S.A.S E.S.P. - PROELECTRICA-	289.399	50.960	18%	450.709	47.101	10%
GENSA S.A. E.S.P. -GENSA-	338.607	82.850	24%	361.718	78.109	22%
HIDROELECTRICA DEL ALTO PORCE S.A.S. E.S.P. -ALTO PORCE-	280.139	21.528	8%	219.461	21.172	10%
TERMOYOPAL GENERACIÓN 2 S.A.S. E.S.P. -TERMOYOPAL 2-	121.527	89.297	73%	155.658	92.513	59%
TERMO CARIBE S.A.S. E.S.P. - TERMO CARIBE-	27.942	22.147	79%	108.530	20.427	19%
SPK LA UNIÓN S.A.S. E.S.P. -SPK LA UNIÓN-	105.974	7.753	7%	75.786	683	1%
TOTALES	29.872.451	6.413.936	21%	40.383.814	6.061.403	15%

Fuente: SUI. Elaboración propia.

El análisis de la relación entre los Ingresos de la Actividad de Generación y el Cargo por Confiabilidad evidencia diferencias significativas en la participación de este último dentro de la estructura de ingresos de las empresas generadoras.

A nivel consolidado, los Ingresos de la Actividad de Generación disminuyeron de \$40,384 billones en 2024 a \$29,872 billones en 2025, equivalente a una reducción aproximada del 26,0 %. En contraste, el Cargo por Confiabilidad aumentó de \$6,061 billones a \$6,414 billones, registrando un crecimiento cercano al 5,8 %. Como resultado, la participación consolidada del Cargo por Confiabilidad frente a los ingresos de generación pasó del 15 % en 2024 al 21 % en 2025, incrementándose en 6 puntos porcentuales.

En términos individuales, las empresas con mayores ingresos por generación en 2025 fueron EPM, ENEL, ISAGEN y TEBSA. Para estas compañías, el Cargo por Confiabilidad representó entre el 19 % y el 27 % de sus ingresos de generación, manteniendo una participación relevante pero inferior a la observada en algunos generadores de menor tamaño.

Por otro lado, varias empresas presentan una elevada dependencia relativa del Cargo por Confiabilidad respecto de sus ingresos de generación. En 2025 destacan TERMO CARIBE, donde el cargo equivale aproximadamente al 79 % de los ingresos de generación; TERMOVALLE, con una participación del 74 %; TERMOYOPAL 2, con 73 %; y TERMOEMCALI, con 71 %. Estas proporciones son considerablemente superiores al promedio consolidado del sector.

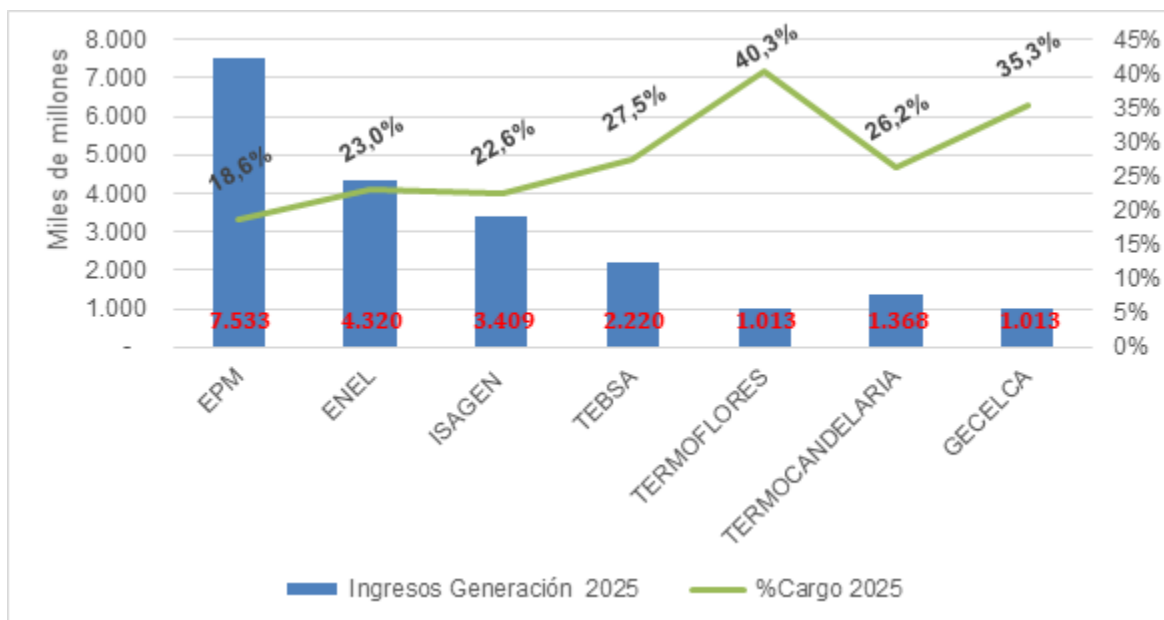
Asimismo, se observan participaciones importantes en TERMOFLORES (40 %), GECELCA (35 %), TEBSA (27 %), TERMOCANDELARIA (26 %), CELSIA (24 %), GENSA (24 %), ENEL (23 %) e ISAGEN (23 %). En contraste, empresas como SPK LA UNIÓN (7 %), ALTO PORCE (8 %) y TERMONORTE (11 %) registran una menor incidencia relativa del Cargo por Confiabilidad dentro de sus ingresos de generación.

Al comparar las vigencias 2024 y 2025, se aprecia un incremento generalizado en la participación porcentual del Cargo por Confiabilidad para la mayoría de las empresas analizadas. Casos representativos son TERMOFLORES, que pasó del 14 % al 40 %; GECELCA, del 30 % al 35 %; CELSIA, del 11 % al 24 %; TEBSA, del 16 % al 27 %; y TERMOCANDELARIA, del 18 % al 26 %. Igualmente, SPK LA UNIÓN aumentó del 1 % al 7 %, mientras que TERMO CARIBE pasó del 19 % al 79 %, reflejando una variación significativa derivada de la disminución de sus ingresos de generación y del mantenimiento de los recursos provenientes del Cargo por Confiabilidad.

En términos agregados, los datos muestran que durante 2025 el Cargo por Confiabilidad incrementó su peso relativo dentro de los ingresos asociados a la actividad de

generación, representando un 21,5% de los ingresos consolidados del sector, con niveles de participación que superan ampliamente dicho promedio en varios generadores térmicos.

Figura 14. Comportamiento Ingresos Generación, principales empresas 2025



Fuente: SUI. Elaboración propia.

El análisis de las principales empresas generadoras evidencia que EPM concentra el mayor nivel de ingresos por actividad de generación en 2025, con aproximadamente \$7,53 billones, seguida por ENEL con \$4,32 billones, ISAGEN con \$3,41 billones y TEBSA con \$2,22 billones. En un segundo grupo se ubican TERMOCANDELARIA, CELSIA, GECELCA y TERMOFLORES, cuyos ingresos de generación oscilan entre \$1,0 y \$1,4 billones.

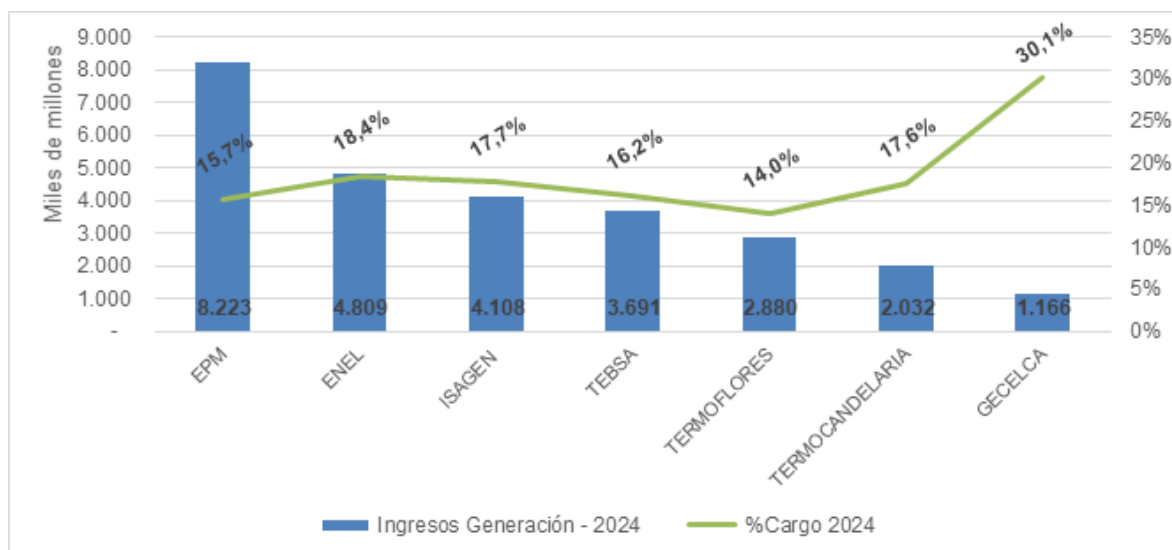
Al comparar estos ingresos con el Cargo por Confiabilidad, se observa una tendencia creciente en su participación relativa. En EPM, el cargo representa aproximadamente el 19 % de los ingresos de generación, porcentaje que aumenta al 23 % en ENEL e ISAGEN. Para TEBSA, la participación alcanza el 27 %, evidenciando un mayor peso del cargo dentro de su estructura de ingresos por generación.

Entre las empresas analizadas, TERMOFLORES registra la mayor participación relativa del Cargo por Confiabilidad, equivalente al 40 % de sus ingresos de generación en 2025. Le sigue GECELCA, con una participación cercana al 35 %, mientras que

TERMOCANDELARIA presenta un porcentaje aproximado del 26 %. Estos valores se ubican por encima de los observados en los principales generadores de mayor tamaño, como EPM, ENEL e ISAGEN.

En conjunto, el comportamiento porcentual evidencia una relación inversa entre el volumen de ingresos por generación y la participación relativa del Cargo por Confiabilidad en varias empresas. Mientras los agentes con mayores ingresos absolutos mantienen participaciones entre el 19 % y el 27 %, algunos generadores con menores niveles de facturación presentan porcentajes superiores, alcanzando hasta el 40 % de sus ingresos de generación

Figura 15. Comportamiento Ingresos Generación, principales empresas 2024



Fuente: SUI. Elaboración propia.

El comportamiento de las principales empresas generadoras durante 2024 muestra que EPM registró los mayores Ingresos de la Actividad de Generación, con aproximadamente \$8,223 billones, seguida por ENEL con \$4,809 billones, ISAGEN con \$4,108 billones y TEBSA con \$3,691 billones. En un segundo nivel se encuentran TERMOFLORES, TERMOCANDELARIA y GECELCA, con ingresos que oscilan entre \$1,166 billones y \$2,880 billones.

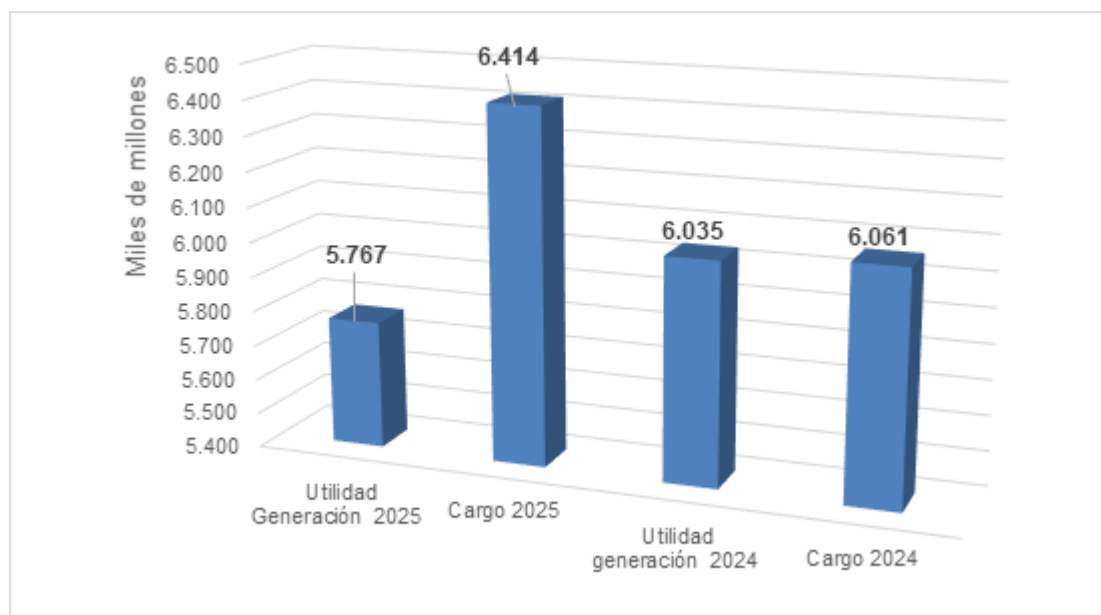
Al analizar la participación del Cargo por Confiabilidad sobre dichos ingresos, se observa que EPM presenta una relación del 16 %, mientras que ENEL e ISAGEN registran una participación del 18 % cada una. En el caso de TEBSA, el porcentaje se ubica nuevamente

en 16 %, evidenciando una incidencia relativamente homogénea entre los principales generadores con mayores niveles de ingresos.

Entre las empresas incluidas en el análisis, GECELCA presenta la mayor participación relativa del Cargo por Confiabilidad, alcanzando aproximadamente el 30 % de sus ingresos de generación en 2024. Le siguen ENEL, ISAGEN y TERMOCANDELARIA, con participaciones cercanas al 18 %, mientras que TERMOFLORES registra un porcentaje aproximado del 14 %, siendo el menor valor dentro del grupo analizado.

En términos generales, las siete empresas analizadas concentran aproximadamente el 72 % de los ingresos de generación del conjunto de prestadores evaluados, con un valor agregado cercano a \$28.908.338.222.000, lo que evidencia su relevancia dentro del mercado de generación de energía eléctrica. No obstante, el peso relativo del Cargo por Confiabilidad no es homogéneo entre ellas. Mientras que las compañías con mayores ingresos absolutos registran una participación de este concepto que oscila entre el 16 % y el 18 % de sus ingresos de generación, otras empresas con menores niveles de ingresos, como GECELCA, presentan una dependencia significativamente mayor, alcanzando una participación cercana al 30 %, lo que refleja una mayor incidencia de este mecanismo en su estructura de ingresos.

Figura 16. Comportamiento del Cargo por Confiabilidad en Utilidades de Generación 2025 - 2024



Fuente: SUI. Elaboración propia.

La comparación consolidada entre la Utilidad de la Actividad de Generación y el Cargo por Confiabilidad para las vigencias 2024 y 2025 muestra que ambos conceptos presentan magnitudes similares a nivel sectorial, aunque con una evolución diferente entre los dos periodos.

En 2024, la utilidad consolidada de la actividad de generación ascendió a \$6,035 billones, mientras que el Cargo por Confiabilidad alcanzó \$6,061 billones, con una diferencia de apenas \$26 mil millones, equivalente a alrededor del 0,4 % de la utilidad del sector.

Para 2025, la utilidad consolidada disminuyó hasta \$5,767 billones, registrando una reducción aproximada del 4,4 % frente al año anterior. En contraste, el Cargo por Confiabilidad aumentó hasta \$6,414 billones, con un crecimiento cercano al 5,8 % respecto de 2024. Como resultado, la diferencia entre ambos conceptos se amplió a aproximadamente \$647 mil millones.

Un hallazgo central de este análisis es que en 2025 el Cargo por Confiabilidad representó el 111% de la utilidad consolidada de la actividad de generación del conjunto de empresas analizadas, superando por primera vez el resultado neto del sector. En 2024, la relación era prácticamente de uno a uno (100%). Esta evolución indica que, en el agregado, el valor reconocido por el mecanismo superó los resultados operativos de la actividad de generación durante la vigencia 2025.

Asimismo, se observa una evolución divergente entre ambos indicadores: mientras las utilidades consolidadas experimentaron una disminución entre 2024 y 2025, el Cargo por Confiabilidad mantuvo una tendencia creciente. Esta situación incrementó la brecha entre ambos valores y elevó la importancia relativa del Cargo por Confiabilidad dentro de los resultados económicos consolidados de las empresas generadoras.

Tabla 7. Detalle de Utilidad de la Actividad de Generación y Cargo por Confiabilidad
2025 - 2024

Nombre empresa	Utilidad actividad de Generación 2025	Cargo 2025	% Utilidad Generación / Cargo 2025	Utilidad actividad de generación - 2024	Cargo 2024	% Utilidad Generación / Cargo 2024
EPM	2.757.220	1.399.409	197%	2.806.959	1.290.500	218%
ENEL	1.666.824	993.406	168%	837.604	886.926	94%
ISAGEN	531.720	768.929	69%	580.659	727.521	80%
TEBSA	172.064	610.483	28%	423.875	597.682	71%

Nombre empresa	Utilidad actividad de Generación 2025	Cargo 2025	% Utilidad Generación / Cargo 2025	Utilidad actividad de generación - 2024	Cargo 2024	% Utilidad Generación / Cargo 2024
TERMOFLORES	39.720	407.895	10%	377.964	401.739	94%
CELSIA	-890.567	318.531	-280%	-496.116	298.863	-166%
AES	305.369	211.551	144%	167.843	209.607	80%
TERMOCANDELARIA	124.903	358.414	35%	336.267	356.655	94%
NITRO	99.792	1.630	6120%	51.500	0	
GECELCA	83.924	357.786	23%	-26.217	351.449	-7%
TERMOVALLE	59.882	152.405	39%	229.581	148.516	155%
TERMOTASAJERO	117.145	97.764	120%	104.457	89.827	116%
TERMOEMCALI	61.343	129.948	47%	67.878	120.296	56%
TERMOTASAJERO DOS	111.305	116.078	96%	134.949	119.275	113%
SOCHAGOTA	101.559	103.457	98%	194.474	100.292	194%
URRÁ	48.192	56.890	85%	36.002	48.429	74%
TERMONORTE	40.199	54.824	73%	52.252	53.823	97%
PROELECTRICA	25.812	50.960	51%	18.657	47.101	40%
GENSA	155.517	82.850	188%	133.061	78.109	170%
ALTO PORCE	100.334	21.528	466%	62.817	21.172	297%
TERMOYOPAL 2	67.665	89.297	76%	-464	92.513	-1%
TERMO CARIBE	-15.930	22.147	-72%	-29.410	20.427	-144%
SPK LA UNIÓN	3.158	7.753	41%	-29.573	683	-4330%
TOTALES	5.767.151	6.413.936	89,9%	6.035.019	6.061.403	99,6%

Fuente: SUI. Elaboración propia. Cifras en millones de pesos

A nivel consolidado, durante 2025 las empresas analizadas registraron una utilidad de la actividad de generación de \$5,77 billones, mientras que el Cargo por Confiabilidad ascendió a \$6,41 billones. En 2024, la utilidad consolidada fue de \$6,04 billones y el Cargo por Confiabilidad alcanzó \$6,06 billones. Esta cercanía entre ambos valores evidencia que el monto reconocido por Cargo por Confiabilidad es de una magnitud comparable a las utilidades obtenidas por la actividad de generación en el conjunto de empresas analizadas.

Al revisar los resultados individuales, se identifican comportamientos diferenciados. Empresas como EPM y ENEL registran utilidades de generación ampliamente positivas, superiores a \$1,6 billones, por lo que el Cargo por Confiabilidad constituye un componente importante dentro de sus resultados, aunque no explica por sí solo la totalidad de las utilidades obtenidas. De manera similar, GENSA, PROELECTRICA y

ALTO PORCE presentan resultados positivos acompañados de un aporte significativo del Cargo por Confiabilidad.

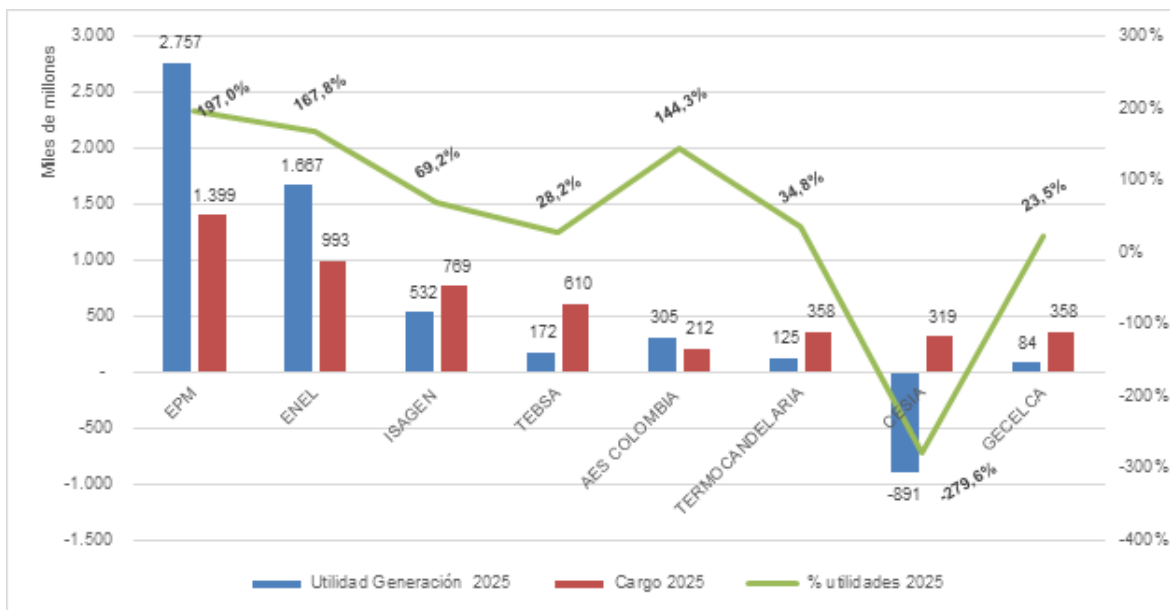
En contraste, existen empresas cuya utilidad de generación es relativamente reducida frente al monto recibido por Cargo por Confiabilidad. Este comportamiento se observa en TEBSA, TERMOCANDELARIA, TERMOFLORES, TERMOVALLE, TERMOEMCALI, TERMOYOPAL 2 y SPK LA UNIÓN, donde la utilidad de la actividad de generación es considerablemente menor que el valor reconocido por dicho cargo. Esta situación indica que el Cargo por Confiabilidad tiene una magnitud relevante en comparación con el resultado operativo de estas compañías.

También se presentan casos particulares en los que las empresas registran utilidades negativas en la actividad de generación, como CELSIA y TERMO CARIBE. En estos escenarios, el Cargo por Confiabilidad mantiene un valor positivo mientras la utilidad es negativa, razón por la cual las relaciones porcentuales resultan negativas o poco representativas desde el punto de vista económico. De forma similar, cuando la utilidad es cercana a cero o cambia de signo entre periodos, como ocurre en algunos casos de la muestra, los indicadores porcentuales pueden presentar variaciones extremas que deben interpretarse con cautela.

En términos comparativos entre 2024 y 2025, se observa que varias empresas experimentaron una disminución en la utilidad de generación mientras el Cargo por Confiabilidad permaneció relativamente estable o presentó incrementos moderados. Como consecuencia, la diferencia entre ambos conceptos se redujo en varias entidades, aumentando la relevancia relativa del Cargo por Confiabilidad dentro de los resultados de la actividad de generación.

En conjunto, los datos muestran que el Cargo por Confiabilidad constituye un componente financiero de importancia para las empresas generadoras, cuya magnitud es comparable con las utilidades obtenidas por la actividad de generación y que, en determinados casos, supera ampliamente el resultado operativo reportado durante la vigencia analizada.

Figura 17. Comportamiento del Cargo por Confiabilidad en Utilidades de Generación
2025 principales ESP



Fuente: SUI. Elaboración propia.

La comparación entre la Utilidad de la Actividad de Generación y el Cargo por Confiabilidad para las principales empresas del sector evidencia diferencias importantes en la composición de sus resultados financieros durante 2025.

EPM registra la mayor utilidad de generación, con aproximadamente \$2,76 billones, frente a un Cargo por Confiabilidad cercano a \$1,40 billones. En este caso, el cargo representa alrededor del 51 % de la utilidad obtenida, lo que indica que, aunque constituye una fuente importante de ingresos, la utilidad generada por la operación supera ampliamente dicho reconocimiento.

Una situación similar se presenta en ENEL, cuya utilidad de generación alcanza aproximadamente \$1,67 billones, mientras que el Cargo por Confiabilidad asciende a \$993 mil millones, equivalentes al 60 % de la utilidad. En ambas compañías, el resultado operacional es superior al monto recibido por este concepto.

Por el contrario, en ISAGEN, TEBSA y TERMOCANDELARIA el Cargo por Confiabilidad supera la utilidad reportada por la actividad de generación. ISAGEN registra una utilidad cercana a \$532 mil millones frente a un Cargo por Confiabilidad de aproximadamente \$769 mil millones, mientras que TEBSA obtiene una utilidad de \$172 mil millones con un cargo superior a \$610 mil millones. En TERMOCANDELARIA, la utilidad alcanza

alrededor de \$125 mil millones, frente a un Cargo por Confiabilidad de \$358 mil millones.

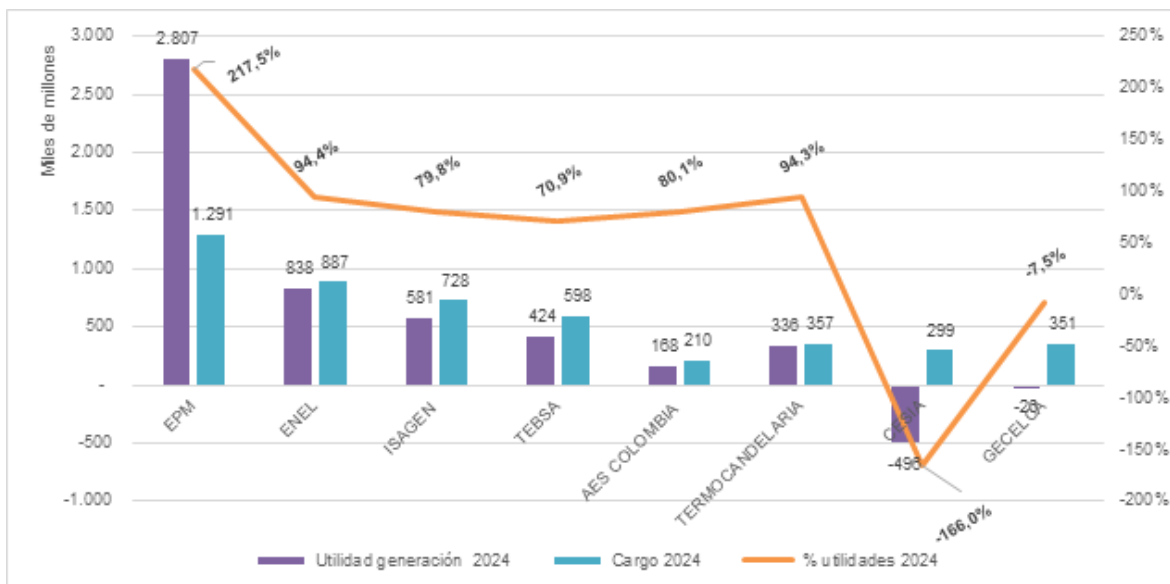
En AES, la utilidad de generación se sitúa alrededor de \$305 mil millones y el Cargo por Confiabilidad en \$212 mil millones, por lo que el cargo representa una proporción relevante, aunque inferior a la utilidad obtenida por la actividad.

Un caso particular corresponde a CELSIA, que registra una pérdida aproximada de \$891 mil millones en la actividad de generación, mientras que percibe un Cargo por Confiabilidad cercano a \$319 mil millones. Debido a que la utilidad es negativa, la relación porcentual también resulta negativa y no debe interpretarse como una medida de participación, sino como el efecto matemático de comparar un ingreso positivo con un resultado operacional deficitario.

Finalmente, GECELCA presenta una utilidad de generación cercana a \$84 mil millones frente a un Cargo por Confiabilidad de aproximadamente \$358 mil millones, mostrando que el valor reconocido por este concepto es varias veces superior al resultado generado por la operación durante la vigencia analizada.

En conjunto, la información evidencia que existen comportamientos diferenciados entre las empresas analizadas. Mientras algunos agentes, como EPM y ENEL, generan utilidades de operación superiores al Cargo por Confiabilidad, en otros casos el monto recibido por este mecanismo representa una proporción significativa e incluso supera la utilidad obtenida en la actividad de generación, situación que se observa especialmente en ISAGEN, TEBSA, TERMOCANDELARIA y GECELCA.

Figura 18. Comportamiento del Cargo por Confiabilidad en Utilidades de Generación
2024 en principales ESP



Fuente: SUI. Elaboración propia.

Durante la vigencia 2024, las principales empresas generadoras presentaron comportamientos diferenciados al comparar la utilidad de la actividad de generación con los recursos percibidos por concepto de Cargo por Confiabilidad.

EPM registró la mayor utilidad de generación, con aproximadamente \$2,807 billones, mientras que el Cargo por Confiabilidad ascendió a \$1,291 billones, equivalente a cerca del 46 % de dicha utilidad. Este comportamiento evidencia que el resultado de la actividad de generación supera ampliamente los recursos provenientes del Cargo por Confiabilidad.

En ENEL, la utilidad de generación alcanzó aproximadamente \$838 mil millones, frente a un Cargo por Confiabilidad cercano a \$887 mil millones, por lo que ambos valores presentan una magnitud similar. De manera comparable, ISAGEN obtuvo una utilidad cercana a \$581 mil millones y un Cargo por Confiabilidad de aproximadamente \$728 mil millones, observándose que este último supera el resultado generado por la actividad.

Para TEBSA, la utilidad de generación fue de alrededor de \$424 mil millones, mientras que el Cargo por Confiabilidad alcanzó \$598 mil millones. Un comportamiento similar se observa en AES, donde la utilidad ascendió a \$168 mil millones y el Cargo por Confiabilidad a \$210 mil millones, así como en TERMOCANDELARIA, que registró una

utilidad cercana a \$336 mil millones frente a un Cargo por Confiabilidad de \$357 mil millones.

Un caso particular corresponde a CELSIA, que presentó una pérdida en la actividad de generación cercana a \$496 mil millones, mientras que el Cargo por Confiabilidad fue positivo y ascendió aproximadamente a \$299 mil millones. Debido a que la utilidad es negativa, la relación porcentual adquiere un signo negativo y no representa una participación económica comparable con las empresas que registran utilidades positivas.

En GECELCA, la utilidad de generación fue negativa, alrededor de \$26 mil millones, mientras que el Cargo por Confiabilidad alcanzó aproximadamente \$351 mil millones. Esta diferencia refleja que el valor del Cargo por Confiabilidad es significativamente superior al resultado operativo obtenido en la actividad de generación durante el periodo analizado.

En conjunto, la comparación evidencia que EPM es la única empresa del grupo analizado cuya utilidad de generación supera ampliamente el monto reconocido por Cargo por Confiabilidad. En contraste, ENEL, ISAGEN, TEBSA, AES y TERMOCANDELARIA presentan cargos de magnitud similar o superior a sus utilidades de generación. Adicionalmente, en empresas con resultados operativos negativos, como CELSIA y GECELCA, el Cargo por Confiabilidad mantiene valores positivos, generando diferencias significativas entre ambos conceptos y porcentajes relativos que deben interpretarse considerando el signo negativo de las utilidades.

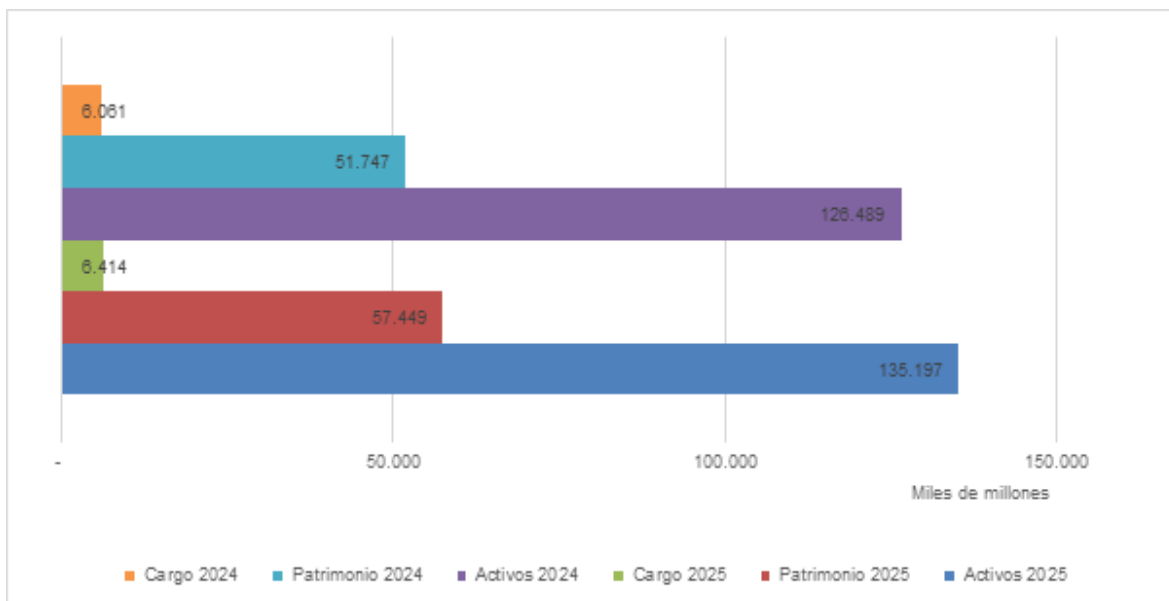
6.3. Comparación Cargo por confiabilidad en conceptos de Estado de Situación Financiera

La comparación del Cargo por Confiabilidad con los activos y el patrimonio de las empresas permite dimensionar la importancia relativa del mecanismo en la estructura financiera de los generadores y evaluar su exposición ante eventuales cambios regulatorios.

Es importante precisar que los activos y el patrimonio corresponden a la totalidad del servicio de energía eléctrica reportado por las empresas, por lo que incluyen todos los componentes asociados a dicha actividad y no se limitan exclusivamente a la actividad de generación.

El análisis consolidado evidencia que los activos, el patrimonio y el Cargo por Confiabilidad presentan magnitudes significativamente diferentes, siendo los dos primeros muy superiores al valor reconocido por este mecanismo regulatorio.

Figura 19. Comparación del cargo por confiabilidad con estado de situación financiera



Fuente: SUI. Elaboración propia.

Para la vigencia 2025, los activos consolidados del servicio de energía ascienden aproximadamente a \$135,197 billones, mientras que el patrimonio consolidado alcanza \$57,449 billones. En comparación, el Cargo por Confiabilidad representa \$6,414 billones, equivalente a cerca del 4,7 % de los activos y al 11,2 % del patrimonio del servicio de energía considerado en el análisis.

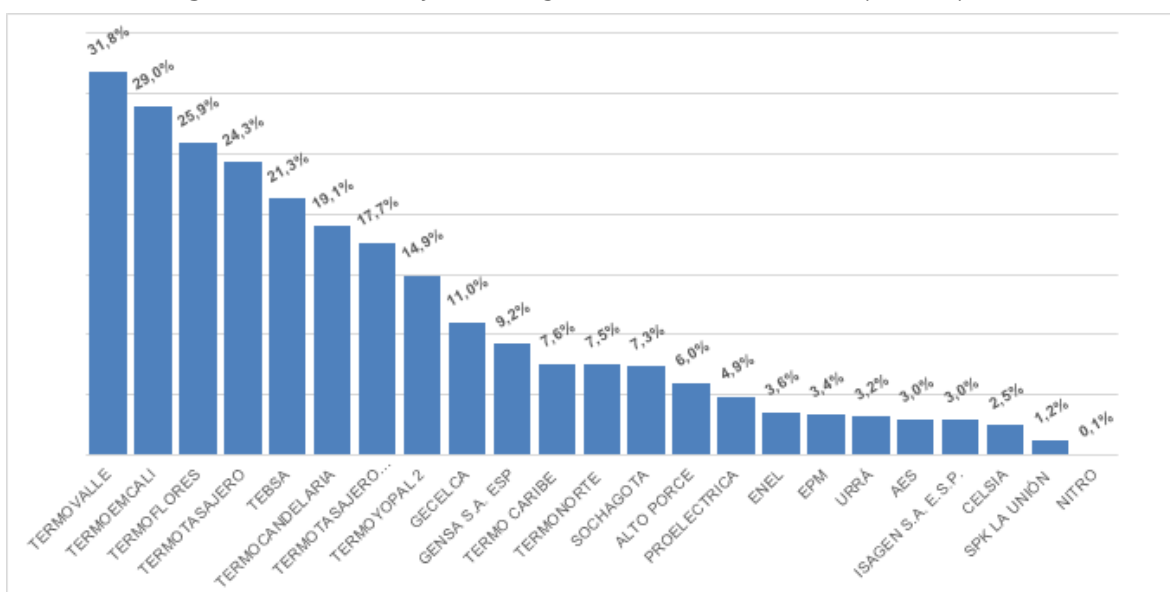
En 2024, los activos consolidados del servicio de energía registraron un valor cercano a \$126,489 billones y el patrimonio aproximadamente \$51,747 billones, mientras que el Cargo por Confiabilidad ascendió a \$6,061 billones. En este periodo, el cargo representó alrededor del 4,8 % de los activos y del 11,7 % del patrimonio.

La comparación entre ambos años muestra un incremento de los activos del servicio de energía de aproximadamente 6,9 %, al pasar de \$126,489 billones a \$135,197 billones, y un crecimiento del patrimonio cercano al 11,0 %, desde \$51,747 billones hasta \$57,449

billones. Por su parte, el Cargo por Confiabilidad aumentó alrededor de 5,8 %, pasando de \$6,061 billones en 2024 a \$6,414 billones en 2025.

En términos relativos, el Cargo por Confiabilidad mantiene una participación reducida frente al volumen de activos y patrimonio del servicio de energía, representando menos del 5 % de los activos consolidados y alrededor del 11 % del patrimonio en ambas vigencias. Esto evidencia que, aunque constituye una fuente relevante de ingresos para las empresas generadoras, su magnitud es considerablemente menor en comparación con la estructura patrimonial y la base de activos asociados al servicio de energía eléctrica en su conjunto.

Figura 20. Porcentaje de Cargos en los Activos 2025 por empresa



Fuente: SUI. Elaboración propia.

De acuerdo con la gráfica presentada, que relaciona el valor del cargo por confiabilidad pagado durante 2025 con el nivel de activos de las empresas generadoras, se evidencia una marcada heterogeneidad entre los agentes del mercado en cuanto a la proporción que este ingreso representa frente a su estructura patrimonial.

El indicador muestra que TERMOVALLE es la empresa donde el cargo por confiabilidad tiene la mayor relevancia relativa, alcanzando aproximadamente el 32% del valor de sus activos, seguida por TERMOEMCALI (29%), TERMOFLORES (26%) y TERMOTASAJERO (24%). Estos porcentajes sugieren una alta dependencia de este mecanismo regulatorio como fuente de ingresos en relación con el tamaño de sus activos, por lo que eventuales

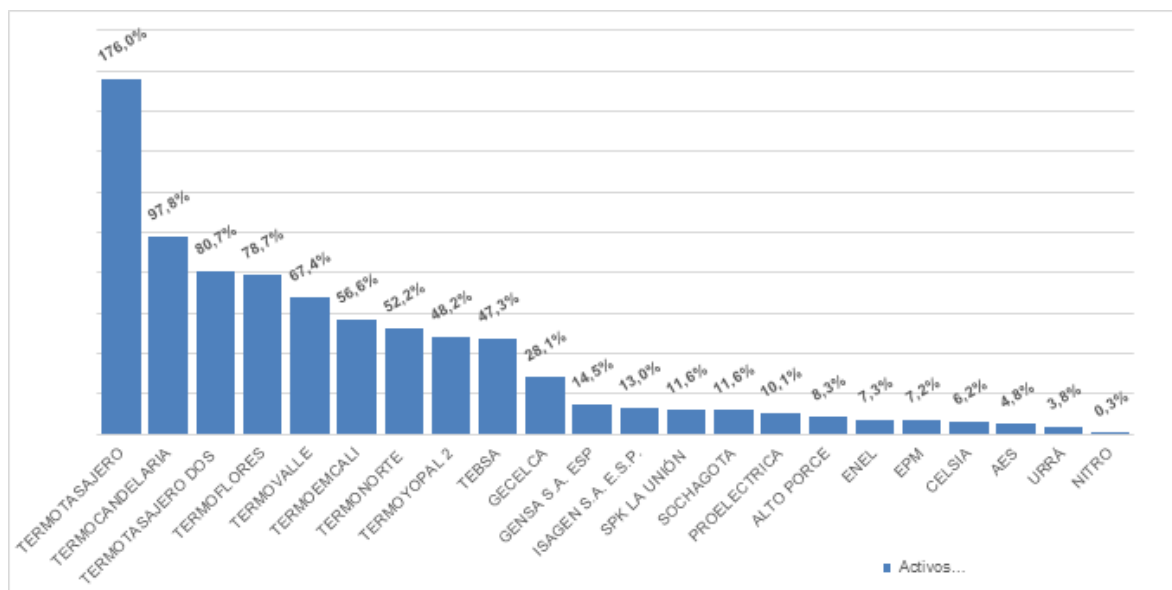
modificaciones en las condiciones del esquema de cargo por confiabilidad podrían tener un impacto significativo sobre su situación financiera.

En un nivel intermedio se ubican empresas como TEBSA (21%), TERMOCANDELARIA (19%), TERMOTASAJERO DOS (18%), TERMOYOPAL 2 (15%) y GECELCA (11%), donde el cargo por confiabilidad continúa representando una proporción importante de los activos, aunque con una menor concentración que en las primeras empresas del ranking.

Por su parte, compañías como GENSA (9%), TERMO CARIBE (8%), TERMONORTE (8%), SOCHAGOTA (7%), ALTO PORCE (6%) y PROELECTRICA (5%) presentan una participación moderada, lo que evidencia una menor dependencia relativa de estos recursos frente a su base patrimonial.

Finalmente, se observa que grandes empresas del sector como ENEL (4%), EPM (3%), URRÁ (3%), AES (3%), ISAGEN (3%), CELSIA (2%), SPK LA UNIÓN (1%) y NITRO (0%) registran porcentajes reducidos. En estos casos, el cargo por confiabilidad representa una fracción marginal respecto de sus activos, lo que puede interpretarse como una mayor solidez patrimonial o una estructura de ingresos más diversificada, reduciendo la incidencia relativa de este concepto sobre su posición financiera.

Figura 21. Porcentaje de Cargos en el Patrimonio 2025 por empresa



Fuente: SUI. Elaboración propia.

Con base en la gráfica presentada, en la que se relaciona el cargo por confiabilidad reconocido en 2025 con el patrimonio de las empresas, se observa que para varios

agentes este ingreso representa una proporción significativa de su patrimonio contable, evidenciando distintos niveles de dependencia financiera frente a este mecanismo de remuneración.

La empresa TERMOTASAJERO registra el indicador más alto, con un valor equivalente al 176% de su patrimonio, lo que implica que el cargo por confiabilidad percibido durante 2025 supera ampliamente el valor patrimonial de la compañía. Este comportamiento evidencia una elevada importancia relativa de estos ingresos dentro de su estructura financiera y una alta exposición ante posibles cambios regulatorios o de mercado.

En un segundo grupo se encuentran TERMOCANDELARIA (98%), TERMOTASAJERO DOS (81%), TERMOFLORES (79%) y TERMOVALLE (67%), donde el cargo por confiabilidad equivale a una proporción muy relevante del patrimonio. En estas empresas, el mecanismo constituye una fuente importante de respaldo económico y contribuye de manera significativa a la generación de recursos en relación con el capital propio.

Posteriormente, TERMOEMCALI (57%), TERMONORTE (52%), TERMOYOPAL 2 (48%) y TEBSA (47%) presentan niveles intermedios, manteniendo una participación considerable del cargo por confiabilidad respecto de su patrimonio, aunque con una menor concentración que las compañías anteriormente mencionadas.

En contraste, empresas como GECELCA (28%), GENSA (14%), ISAGEN (13%), SPK LA UNIÓN (12%), SOCHAGOTA (12%), PROELECTRICA (10%) y ALTO PORCE (8%) muestran una incidencia moderada, reflejando una estructura patrimonial más sólida frente al valor recibido por este concepto.

Finalmente, ENEL (7%), EPM (7%), CELSIA (6%), AES (5%), URRÁ (4%) y NITRO (0%) presentan una baja relación entre el cargo por confiabilidad y su patrimonio, lo que indica que este ingreso representa una fracción reducida del capital propio y que su estabilidad financiera depende en mayor medida de otras fuentes de generación de valor y de una estructura patrimonial más robusta.

El análisis conjunto de las dos gráficas evidencia que el cargo por confiabilidad tiene una importancia financiera heterogénea entre las empresas generadoras, con una incidencia significativamente mayor en algunos agentes térmicos que en otros. Al contrastar este ingreso con el nivel de activos y patrimonio de 2025, se observa que compañías como TERMOTASAJERO, TERMOCANDELARIA, TERMOTASAJERO DOS, TERMOFLORES y

TERMOVALLE presentan las mayores relaciones porcentuales, lo que indica que el cargo por confiabilidad constituye un componente relevante dentro de su estructura financiera y patrimonial.

Por el contrario, empresas con una base patrimonial y de activos más robusta y diversificada, como ENEL, EPM, CELSIA, AES, URRÁ e ISAGEN, registran una participación considerablemente menor, evidenciando una menor dependencia relativa de este mecanismo de remuneración para sostener su posición financiera.

En conjunto, los resultados muestran que la RRID del Cargo por Confiabilidad representa una proporción significativa de los ingresos de generación, activos y patrimonio de determinados generadores térmicos. Esta concentración evidencia una alta exposición de algunos agentes ante eventuales ajustes en el esquema de remuneración, lo que constituye un factor relevante para el seguimiento financiero que adelanta la SSPD en ejercicio de sus funciones de IVC.



Superservicios



7.

Evaluación del cumplimiento de las OEF

7. Evaluación del cumplimiento de las OEF

El incumplimiento de las OEF representa una falla en la garantía de confiabilidad que los usuarios del servicio de energía eléctrica financian a través de la tarifa, con el propósito que el sistema esté en capacidad de proveer un suministro continuo ante condiciones hidrológicas críticas. En términos concretos, el incumplimiento implica que, ante una situación de hidrología crítica, la energía comprometida por esa planta no estará disponible, generando un déficit en la capacidad de atención de la demanda.

En este sentido, las OEF fueron diseñadas como la garantía física y técnica de la activación de la generación ante reducciones críticas en los aportes hídricos. Por lo tanto, evaluar el cumplimiento de estas obligaciones requiere la verificación de la disponibilidad real de las plantas, el desgaste mecánico de las máquinas y equipos, y el volumen físico efectivo de los embalses.

A continuación, se presenta el análisis de los eventos de activación del mecanismo en un periodo comprendido entre su implementación en 2006 hasta el primer trimestre del 2026. A partir de una línea de tiempo, se identifica, en primer lugar, cuándo se ha activado la exigencia de estas obligaciones en el mercado, y, en segundo lugar, las actuaciones del Estado, a través de la CREG, para intervenir de manera estructural el esquema del mercado.

Por último, se examina la respuesta de los agentes generadores frente a sus obligaciones, el uso de los anillos de seguridad como estrategia de cumplimiento y las justificaciones contenidas en los planes de acción presentados en el marco de la verificación anual establecida en la Resolución CREG 127 de 2020.

7.1. Eventos de activación

Antes de trazar la línea de tiempo de los eventos de activación, es pertinente recordar que la regulación ha establecido un conjunto de instrumentos denominados anillos de seguridad, diseñados para facilitar el cumplimiento de las OEF asignadas a las plantas de generación. Dos de estos anillos ya fueron descritos en los numerales 5.1 (Mercado Secundario de Energía Firme) y 5.2 (Demanda Desconectable Voluntaria) de este documento. Adicionalmente, la CREG dispone de un instrumento de ajuste denominado

subastas de reconfiguración —de compra y de venta—, que opera como mecanismo de equilibrio del mercado a corto y mediano plazo.

La subasta de reconfiguración de compra se activa cuando las proyecciones de demanda de energía de la UPME muestran que se va a consumir más energía de lo previsto o cuando las OEF que ya se tenían asignadas no se van a materializar, lo que genera una alerta de déficit. En este escenario la CREG convoca una subasta para “comprar” energía firme adicional con carácter urgente.

La subasta de reconfiguración de venta se activa en el escenario opuesto, es decir, cuando las proyecciones de demanda de la UPME bajan y existen OEF por encima de la demanda esperada (sobra energía), por tal razón la CREG activa a una subasta para “vender” la energía excedentaria.

El marco normativo estableció un mecanismo de último recurso, aplicable ante la posibilidad de desabastecimiento físico, aplicable cuando las demás disposiciones regulatorias resultan insuficientes para garantizar el abastecimiento físico de la demanda. Este anillo de seguridad habilita la posibilidad de inyección de energía de recursos de última instancia para garantizar que la demanda sea atendida. Dicho mecanismo se denomina Generación de última instancia⁹.

En la operación del MEM, la condición crítica no se declara mediante acto administrativo, sino que se configura automáticamente cuando el precio de la energía en bolsa supera los umbrales definidos por la regulación, conforme a los cálculos aplicados por XM como administrador del mercado. Técnicamente, un evento de activación ocurre cuando el precio de la energía en bolsa -PB- supera el umbral máximo definido por la regulación, es decir el Precio de Escasez de Activación -PEa-¹⁰.

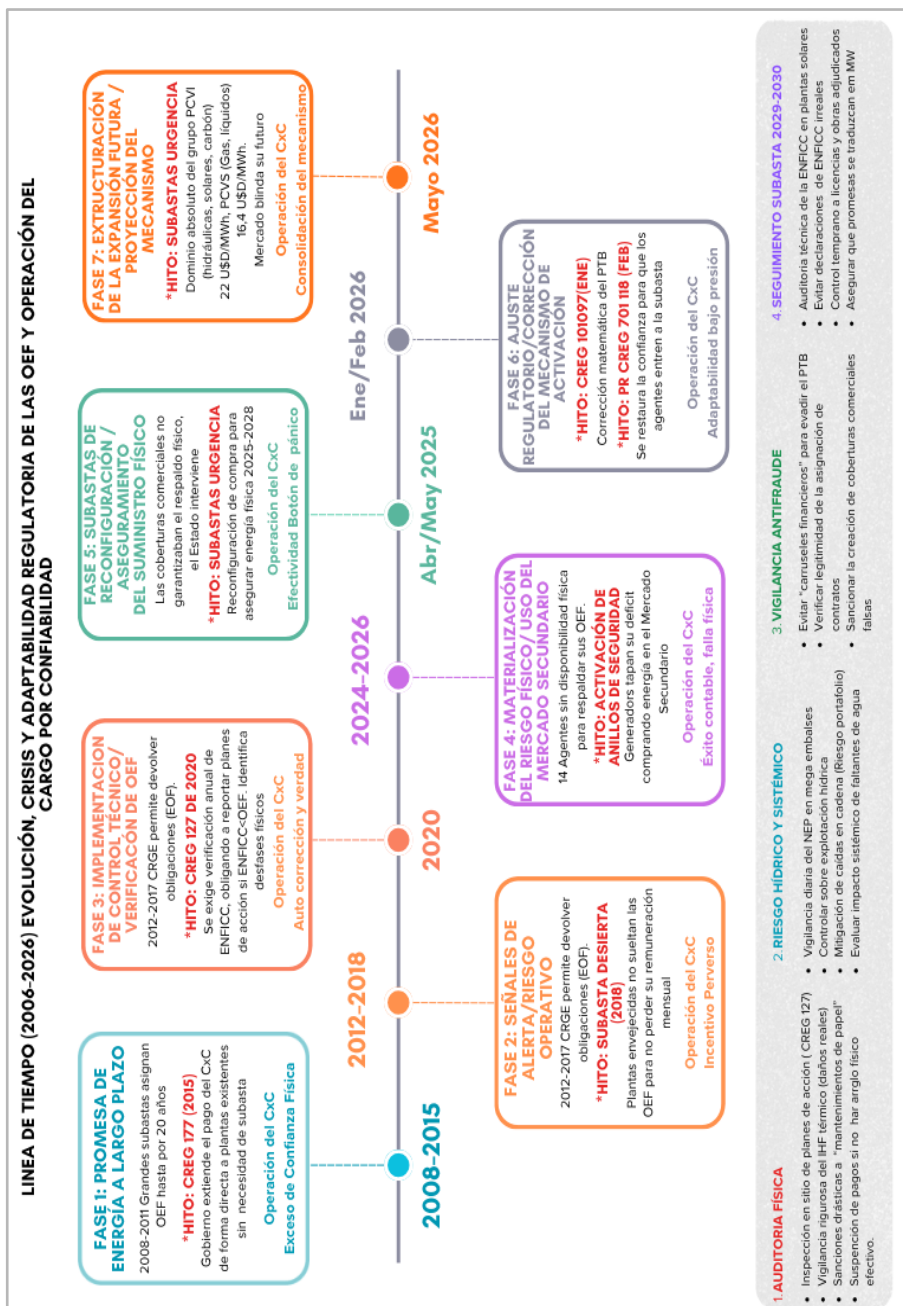
⁹ CREG 071 de 2006 y 153 de 2011), los Recursos de Generación de Última Instancia son aquellas plantas, unidades o equipos de generación que normalmente no tienen Obligaciones de Energía Firme (OEF) asignadas, pero que poseen capacidad física para inyectar energía a la red nacional en momentos de emergencia. (*Autogeneradores y cogeneradores, plantas menores o en pruebas, plantas no despachadas centralmente*)

¹⁰ El PEa corresponde al valor máximo entre el precio de escasez, el precio marginal de escasez y el precio de escasez inferior. Para una descripción detallada de su evolución regulatoria, véase el numeral 2.3.3 de este informe.

No obstante, la definición, la formulación y los umbrales de activación han experimentado sucesivas modificaciones regulatorias que resultan relevantes para comprender cómo y en qué momentos se ha exigido la entrega física de energía firme a las plantas con OEF asignadas.

En el mecanismo financiero del Cargo por Confiabilidad, mientras la remuneración a los generadores opera de manera continua, la verdadera prueba de estrés del sistema está en los eventos de activación cuando el mercado exige la entrega física real de las OEF. Con el propósito de caracterizar la evolución del mecanismo durante sus primeros veinte años de operación, se presenta a continuación una línea de tiempo estructurada en siete fases operativas y regulatorias, que abarca desde la implementación del mecanismo en 2006 hasta el primer trimestre de 2026.

Figura 22. Línea de tiempo evolución, crisis y adaptación regulatoria de las OEF y operación del Cargo por Confiabilidad (2006-2026)



Fuente: CREG, SSPD. Elaboración propia.

El propósito de este análisis es examinar el comportamiento operativo del Cargo por Confiabilidad desde su implementación, identificando los momentos en que se han presentado desbalances entre las OEF asignadas y el respaldo físico disponible en el parque generador, así como las respuestas regulatorias adoptadas en cada caso.

A lo largo del período analizado, el mecanismo ha sido objeto de sucesivas modificaciones regulatorias orientadas a corregir desbalances al configurarse el mecanismo en el mercado y a mantener su viabilidad ante condiciones de estrés del sistema.

Fase 1: Promesa de Energía a Largo Plazo (2006-2015)

Durante esta fase, la CREG implementó los primeros mecanismos de asignación de OEF mediante subastas competitivas, con el propósito de garantizar la disponibilidad de generación en el largo plazo e incentivar la construcción y mantenimiento de plantas.

- **Mayo 2008:** Primera subasta de asignación de OEF, para el periodo de diciembre 2012 a noviembre 2013.
 - **Junio 2008:** Se realiza la primera subasta “GPPS”¹¹ para garantizar energía a largo plazo, entre 2014 y 2019 a grandes proyectos de generación hidráulica.
 - **Diciembre 2011:** Segunda subasta, la CREG asigna energía firme a plantas nuevas y a plantas existentes para los años 2015-2016 hasta por 20 años.
 - **Enero 2012:** Segunda subasta de “GPPS” se completó la asignación de OEF a proyectos de largo plazo.
 - **Octubre 2015:** Mediante la Resolución CREG 177 de 2015, la CREG optó por extender las OEF a plantas existentes sin convocar una subasta competitiva, mecanismo que no implicó la expansión del parque de generación.
- **Operación del Cargo por Confiabilidad:** El mecanismo cumplió con el objetivo de viabilizar la construcción de nuevas plantas, sin embargo, el sistema confió en que

¹¹ Las subastas GPPS (por sus siglas en inglés, Generators with Plant Construction Periods Superior to the Planning Period) son un mecanismo de asignación de OEF dirigido a plantas nuevas cuyo período de construcción supera el horizonte de planeación definido para las subastas de reloj descendente, establecido en la Resolución CREG 071 de 2006.

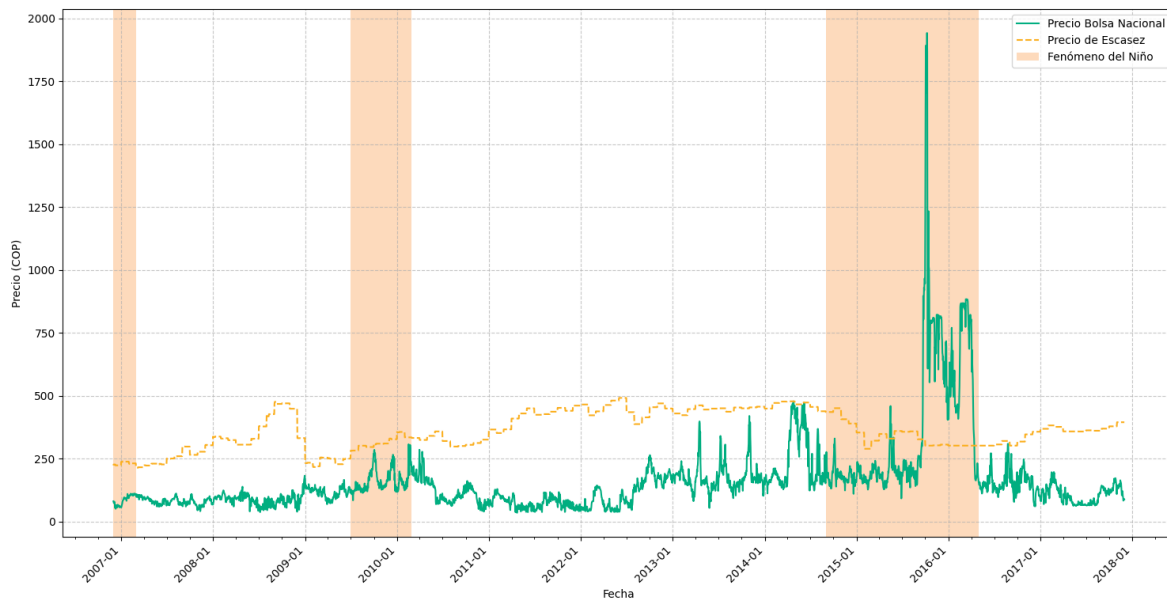
la firma de compromisos comerciales garantizaba el suministro de energía requerido y no se implementó un seguimiento operativo para verificar el desgaste de las máquinas y equipos, los mantenimientos y el volumen de los embalses. Por tal razón, no se auditó la verdadera capacidad operativa del sistema desconociendo si se estaba preparado para responder en momentos de estrés crítico. *Las plantas estaban instaladas y se dio por sentado que siempre iban a funcionar sin hacer una verificación operacional.*

Fase 2: Señales de alerta / riesgo operativo (2012-2018)

Durante esta fase, las proyecciones de demanda mostraron que las OEF asignadas superaban la demanda objetivo, al tiempo que el parque térmico presentaba un envejecimiento progresivo que comenzó a generar desbalances entre las obligaciones comerciales y la capacidad operativa real de las plantas. Plantas con alto desgaste mecánico mantenían sus OEF para seguir recibiendo la remuneración. Por lo tanto, la CREG acude a la activación de subastas de reconfiguración de venta, para que las empresas que consideren que no pueden cumplir devolvieran sus obligaciones al sistema.

- **2012 -2017:** Algunas plantas devuelven OEF de manera controlada.
- **Octubre 2018 (HITO- SUBASTA DESIERTA):** Se hicieron evidentes las distorsiones del mercado, las plantas se negaron a soltar sus obligaciones comerciales para no perder la remuneración del Cargo por Confiabilidad.
- **Operación del Cargo por Confiabilidad:** Durante este período se observó que algunos agentes retuvieron sus OEF a pesar de presentar capacidad operativa reducida, comportamiento que la regulación buscó corregir mediante la activación de subastas de reconfiguración de venta.
- **Precio de Escasez:** En estas dos primeras etapas del mecanismo, el marco normativo del precio de escasez no experimentó modificaciones significativas. A continuación, se visualiza el comportamiento del precio de escasez y el precio de bolsa, identificando el accionamiento de este mecanismo durante el periodo del Niño 2015-2016.

Figura 23. Precio de Escasez y Precio de Bolsa de 2006 a 2018



Fuente: XM. Elaboración propia.

Fase 3: Implementación del control técnico / verificación de las OEF (2019)

Durante esta fase, el sistema experimentó un gran estrés estructural, derivado del crecimiento de la demanda superior a lo esperado, a lo que se le sumó el déficit de energía firme ocasionado por el retraso de grandes proyectos de expansión. Ante esta coyuntura el Gobierno nuevamente activa las subastas de reconfiguración, ahora de compra como medida de urgencia para asegurar la energía faltante, al tiempo que tuvo que planificar nuevos procesos de expansión del sistema.

- **Marzo 2019:** Tercera subasta de asignación de OEF, asignando más de 160 MWh/días adicionales asociados a mega proyectos solares y eólicos incorporando la Fuentes No Convencionales de Energía Renovable -FNCER- a la matriz energética y dentro del esquema de Cargo por Confiabilidad.
- **Diciembre 2019:** Se realizan dos subastas de urgencia (compra para tapar el déficit en los periodos 2020 - 2022)

Durante 2020 se hizo evidente un déficit de disponibilidad física, puesto que la capacidad operativa real de varias plantas no correspondía a sus compromisos comerciales. En respuesta, la CREG expidió la Resolución CREG 127 de 2020 con el fin de reforzar las

disposiciones normativas existentes para la verificación del estado real de los embalses, los equipos y los programas de mantenimiento del parque de generación.

- **Junio de 2020 (HITO - VERIFICACIÓN ANUAL DE ENFICC):** La CREG expide la Resolución 127, implementando verificaciones estrictas y exigiendo la presentación de Planes de Acción formales que obligan a las empresas a poner en evidencia el verdadero estado operativo de las plantas. Esta norma transformó la vigilancia del mercado.
- ➔ **Operación del Cargo por Confiabilidad:** Pasó a ser un seguro auditable en el momento en que la Resolución CREG 127 obliga a realizar el cruce anual de la energía real (ENFICC) contra la energía comprometida (OEF) se hizo evidente la realidad del sistema logrando que las empresas se obligaran a radicar un plan para mitigar su déficit y así no perder la remuneración asociada al cargo.

Fase 4: Materialización del riesgo físico / uso del Mercado Secundario (2024-2026)

Durante los eventos de activación de las OEF requeridos en el primer semestre de 2024, asociados al impacto crítico del fenómeno El Niño, el sistema enfrentó su mayor prueba de estrés técnico, esto puso en evidencia la vulnerabilidad operativa acumulada del parque generador.

La hidrología crítica llevó a una dependencia casi exclusiva del parque térmico. No obstante, el desgaste operativo de las plantas y los bajos volúmenes de agua en los embalses evidenciaron que al menos 14 agentes generadores no contaban con la disponibilidad física para respaldar sus OEF, situación que se hizo evidente por el aumento de las fallas mecánicas de las plantas lo que elevó su Índice de Indisponibilidad Histórica -IHF-.

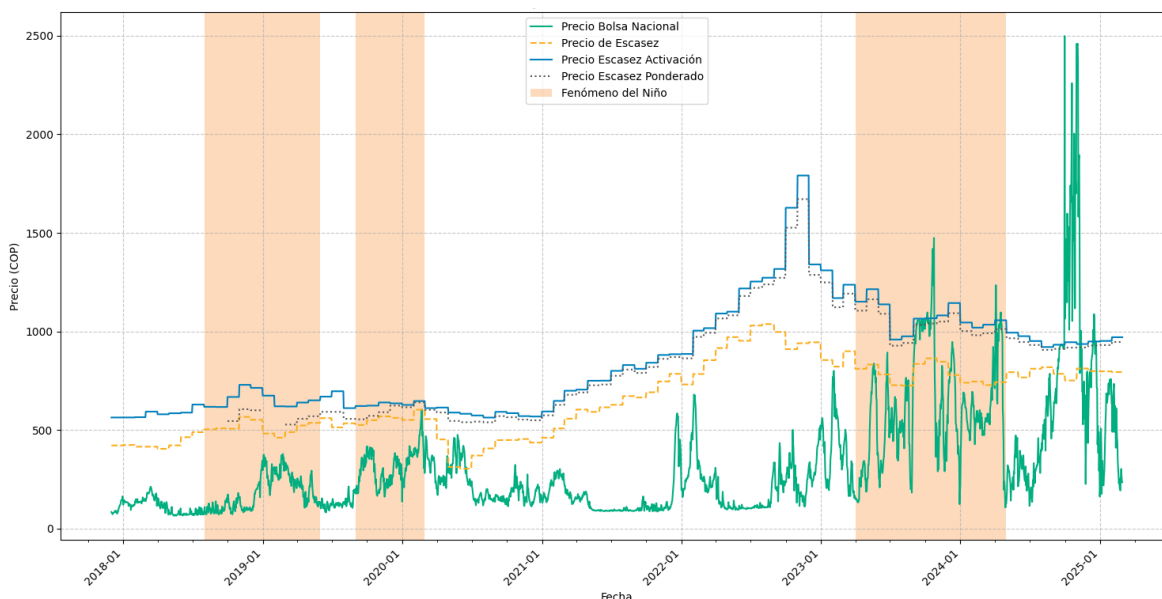
- **Primer semestre 2024 (HITO- ACTIVACIÓN DE ANILLOS DE SEGURIDAD):** Paralelamente al déficit operativo evidenciado, ante la posibilidad de impactos negativos en la liquidación de sus OEF y la pérdida de su remuneración, los agentes acudieron a la compra de energía de respaldo en el Mercado Secundario.
- ➔ **Operación del Cargo por Confiabilidad:** Durante este período se observó que el mecanismo cumplió su función de remuneración continua, y que los agentes recurrieron a instrumentos comerciales —principalmente el Mercado Secundario—

para gestionar sus obligaciones. No obstante, el uso de coberturas comerciales no equivale a la incorporación de capacidad física nueva al sistema, lo que mantiene la vulnerabilidad ante un nuevo episodio de hidrología crítica.

→ **Precio de Escasez:** A partir de la modificación de la CREG 140 del 2017, se introdujo una nueva metodología que incorpora un Precio de Escasez de Activación. A continuación, se observa en la figura que el mecanismo se activó durante el fenómeno El Niño (entre finales del 2023 y principios del 2024) y, posteriormente, registró un pico más elevado a finales de 2024 por fuera del fenómeno climático precedente.

Figura 24. Precio de Escasez en el marco de la CREG 140 del 2017 y

Precio de Bolsa



Fuente: XM. Elaboración propia.

Fase 5: Subastas de reconfiguración / Aseguramiento del suministro físico (Abril - Mayo 2025)

Ante la evidencia de que las coberturas comerciales activadas haciendo uso de los anillos de seguridad no garantizaban el respaldo físico, el Estado intervino utilizando las herramientas disponibles de ajuste, es decir las Subasta de Reconfiguración como un mecanismo de urgencia.

- **Abril - mayo 2025 (HITO - SUBASTAS DE URGENCIA):** XM y la CREG ejecutaron una serie de Subastas de Reconfiguración de Compra para tres años

consecutivos 2025-2026, 2026-2027 y 2027 -2028. Se incorpora a la canasta energética plantas solares, térmicas e hidráulicas para que ingrese energía nueva y real que compense el déficit de las plantas defectuosas identificado en la fase 4.

- **Operación del Cargo por Confiabilidad:** La activación de las Subastas de Reconfiguración en 2025 evidenció el funcionamiento del mecanismo de ajuste previsto en el diseño regulatorio, permitiendo incorporar capacidad adicional para garantizar el suministro en el período 2025-2028, corrigiendo la falta de autorregulación del Mercado privado.

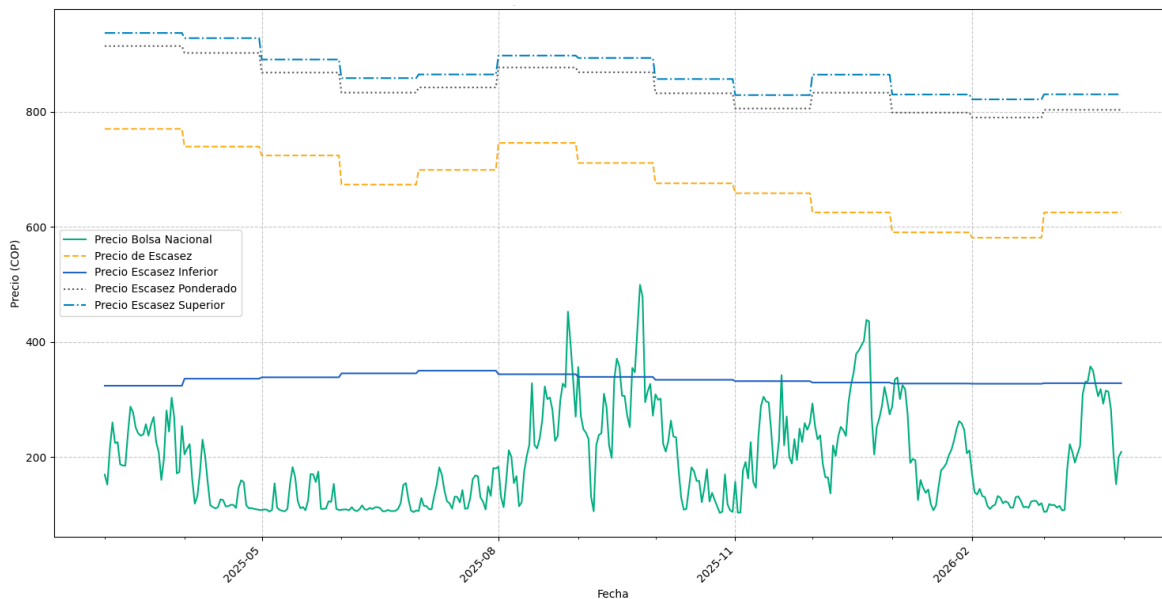
Fase 6: Ajuste regulatorio / Corrección del mecanismo de activación (Enero - Febrero 2026)

De manera simultánea, la Resolución CREG 101 066 de 2024 introdujo modificaciones en la fórmula de liquidación de la energía en bolsa mediante el Precio de Transacciones en Bolsa -PTB-, cuya aplicación generó efectos no previstos en la liquidación para algunos agentes con contratos de suministro vigentes que tenían contratos firmados para respaldar la demanda, ocasionando que dichos agentes manifestaran la posibilidad de no participar en la siguiente subasta de expansión.

- **Enero 2026 (HITO-CORRECCIÓN MATEMÁTICA DEL PTB):** En enero de 2026, la CREG ajustó la metodología de liquidación del PTB mediante el Anexo 7 de la Resolución CREG 101 097, con el propósito de corregir los efectos no previstos identificados en la aplicación de la fórmula anterior, y establece una única señal de activación denominada Precio de Escasez de Activación. Esta modificación buscó corregir las liquidaciones afectadas y generar las condiciones necesarias para la participación de los agentes en la siguiente subasta de asignación de OEF.
 - **Febrero 2026 (HITO-PROYECTO NORMATIVO EN CONSULTA):** La CREG publicó para comentarios la Resolución 701 118, en ella se presenta la propuesta normativa que establece los mecanismos y las condiciones para la reincorporación voluntaria de agentes al esquema y reglamenta herramientas como el PEI
- **Operación del Cargo por Confiabilidad:** La corrección regulatoria permitió restablecer las condiciones de participación en el mecanismo, observándose manifestaciones de interés de algunos agentes para incorporarse voluntariamente al esquema.

→ **Precio de Escasez:** La metodología implementada en 2024 introdujo nuevas variables al esquema, como PEPm, el PEI o el Precio de Escasez para plantas que operan recursos renovables o carbón. Como se observa en la siguiente figura, el Precio de Bolsa superó levemente el Precio de Escasez Inferior puntualmente a finales del 2025 e inicios del 2026.

Figura 25. Precio de Escasez en el marco de la CREG 101 066 del 2024 y Precio de Bolsa



Fuente: XM. Elaboración propia.

Fase 7: Estructuración de la expansión futura / Proyección del Mecanismo (Mayo 2026)

En esta fase, el marco regulatorio incorporó ajustes orientados a fortalecer los mecanismos de verificación y a asegurar la disponibilidad de generación en el mediano plazo. Para inicio del segundo trimestre del año, la CREG estructuró la Quinta Subasta de Expansión pretendiendo asegurar el abastecimiento de energía a largo plazo.

- **Mayo 2026 (HITO- SUBASTA DE ASIGNACIÓN DE OEF 2029-2030):** De acuerdo con la propuesta regulatoria y los resultados de asignación recientes se proyectó un incremento en la participación del grupo de Plantas con Costos Variables Inferiores -PCVI¹²- hidráulicas, solares y térmicas a carbón - esperando

¹² Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Resolución CREG 101 066 de 2024, "Por la cual se definen medidas en el precio de escasez del Cargo por Confiabilidad y otras disposiciones".

así la entrada de nuevos proyectos, el mecanismo estimó precios de referencia cercanos a 22 USD/MWh, mientras que para las Plantas con Costos Variables Superiores -PCVS-¹³ - respaldadas con gas o combustibles líquidos- que en su mayoría son plantas existentes, se planteó una remuneración apegada al comportamiento histórico del Cargo por confiabilidad, es decir un piso aproximado de 16,4 USD/MWh.

- **Operación del Cargo por Confiabilidad:** A través de la subasta 2029-2030 se materializó la operación estructural de Cargo por Confiabilidad, evidenciando el doble propósito del mecanismo, primero garantizar la sostenibilidad de la generación térmica necesaria como respaldo para periodos de hidrología crítica y segundo viabilizar la expansión física requerida para garantizar la atención de la demanda futura.

Para articular el análisis del comportamiento del Cargo por Confiabilidad con las acciones prácticas que la SSPD debe desempeñar en su rol de IVC se incorporó en la parte inferior del diagrama de línea de tiempo, un segmento específico que describe cuatro frentes de acción.

En primer lugar, la SSPD realiza una auditoría física a las plantas de generación, esto implica inspecciones en sitio para verificar el estado operativo de sistemas, máquinas y equipos, y seguimiento del IHF. En segundo lugar, para anticipar el riesgo hídrico ejecuta el monitoreo del comportamiento de los embalses y la verificación de su operación. En tercer lugar, está adelantando seguimiento de IVC a los contratos con el fin de identificar la realidad de las coberturas y compromisos comerciales. Finalmente, en el cumplimiento de sus funciones la SSPD implementará el seguimiento técnico, operativo y financiero de las declaraciones de energía firme y de las obras asociadas con el resultado de la subasta 2029-2030.

7.2. Respuesta observada

En el marco del seguimiento adelantado por la SSPD conforme a la Resolución CREG 127 de 2020, se evaluó la respuesta de los agentes de generación cuyas plantas

Artículo 2: Modificación de definiciones del Artículo 2 de la Resolución CREG 071 de 2006. Ministerio de Minas y Energía.

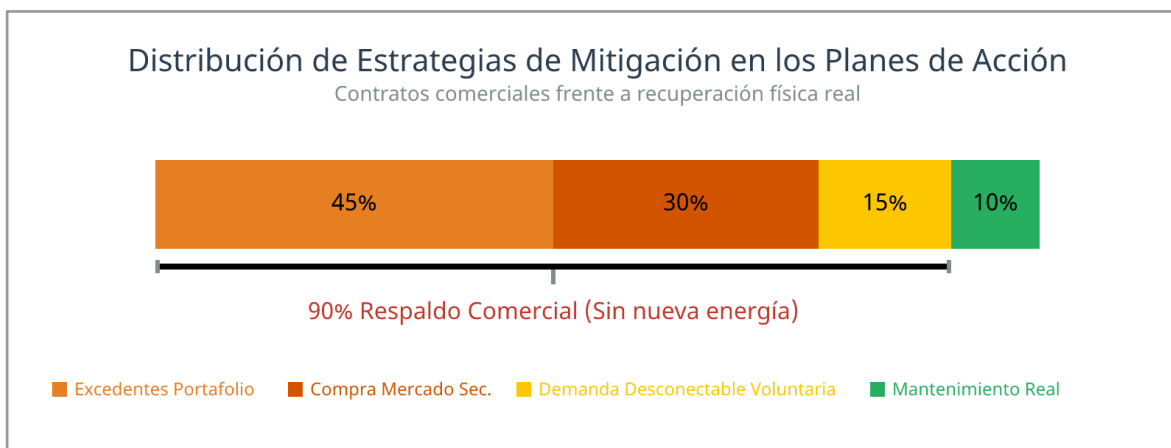
¹³ (ibidem)

presentaron diferencias entre la ENFICC verificada y las OEF asignadas para la vigencia diciembre 2025 a noviembre 2026. Se identificaron catorce (14) agentes con requerimientos relacionados con déficit físico, riesgos operativos o indisponibilidades forzadas. De este universo, doce (12) remitieron una respuesta formal con planes de acción.

En la práctica, los planes presentados por la mayoría de los agentes se soportan en el uso del Mercado Secundario, la DDV o la transferencia de excedentes internos del mismo portafolio empresarial. En este sentido, los agentes centran su cumplimiento normativo en la consecución de contratos de respaldo de energía, sin que se recupere efectivamente el respaldo físico de las plantas en condición de déficit. Este comportamiento genera las siguientes realidades operativas:

- **Dependencia crítica del parque hidráulico:** Se evidencia una alta concentración del respaldo del sistema en activos hidráulicos de gran magnitud. Varios grupos empresariales dependen casi exclusivamente del desempeño de sus embalses de gran capacidad, como estrategia para respaldar múltiples plantas deficitarias. Esto implica que, frente a un evento de hidrología crítica en el sistema, podría generarse una reacción en cadena sobre todas las plantas asociadas a sus portafolios.
- **Vulnerabilidad del parque térmico:** La respuesta de los generadores térmicos evidencia afectaciones recurrentes derivadas del IHF. En este escenario los agentes priorizan mantenimientos correctivos, pero dependen en gran medida de contratos de respaldo adquiridos con terceros mientras logran estabilizar sus máquinas.
- **Mantenimiento del recaudo financiero:** A pesar de los desbalances físicos ENFICC vs OEF, la mayoría de las plantas generadoras continúan habilitadas para recibir la remuneración mensual del Cargo por Confiabilidad, puesto que la regulación vigente permite que la presentación de planes de acción y el establecimiento de coberturas comerciales sean suficientes para mantener el beneficio económico del esquema.

Figura 26. Distribución de Estrategias de Mitigación en Planes de Acción.



Fuente: Reportes de agentes a la UMMEG. Elaboración propia.

La figura muestra que la mayoría de las estrategias de mitigación presentadas por los agentes generadores, se concentra en mecanismos de compensación comercial, tales como la transferencia de excedentes dentro de un mismo portafolio empresarial (45%), las compras en el Mercado Secundario (30%) y el uso de la DDV (15%). Solo una fracción correspondiente al 10% de las acciones está orientada a la recuperación efectiva del respaldo físico de las plantas a partir de mantenimientos.

El uso generalizado de estas salidas comerciales es consistente con las flexibilidades que otorga el marco normativo vigente, la regulación les permite a los agentes utilizar la figura de la cesión de obligaciones¹⁴ para sustentar sus Planes de Acción y compensar contablemente los déficits de sus plantas con IHF elevado usando los superávits de sus propios portafolios. No obstante, esta práctica reduce la disponibilidad física efectiva del sistema ante un escenario de hidrología crítica.

Considerando, que esta alternativa no le aporta capacidad física adicional al sistema puesto que se concentra en el respaldo de un embalse estratégico de gran capacidad para múltiples plantas deficitarias, en un escenario real de fenómeno El Niño con baja hidrología, el uso de un embalse excedentario puede desencadenar una reacción en cadena ocasionando un desabastecimiento físico a gran escala que rompa la estabilidad del sistema.

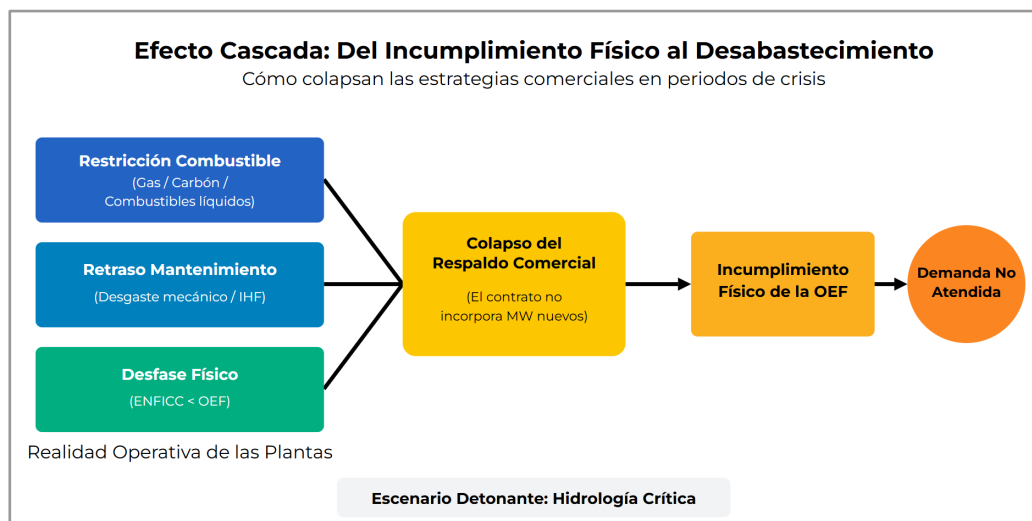
¹⁴ **Resolución CREG 114 de 2014:** Norma que implementa la figura de cesión de Obligaciones de Energía Firme (OEF) de plantas existentes y en construcción a otras plantas que tengan Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC) no comprometida.

7.3. Incumplimientos

La evaluación de los planes de acción presentados por los agentes en cumplimiento de la Resolución CREG 127 de 2020 muestra que el uso de los anillos de seguridad permite a los agentes gestionar sus obligaciones y evitar incumplimientos financieros, aun cuando persisten déficits en la disponibilidad física de sus plantas. A partir de la verificación de la ENFICC frente a las OEF asignadas se configuran diversas formas de incumplimientos que impactan la confiabilidad del sistema eléctrico.

La siguiente figura ilustra cómo, ante un escenario de hidrología crítica, la restricción de combustibles, los retrasos en mantenimientos y los déficits físicos acumulados pueden derivar en la insuficiencia del respaldo comercial para garantizar el cumplimiento de las OEF, puesto que estos contratos no aportan megavatios nuevos al sistema, materializando así el incumplimiento de las OEF y la consecuente desatención de la demanda.

Figura 27. Efecto Cascada- Colapso de las estrategias comerciales en períodos de crisis



Fuente: Reportes de agentes a la UMMEG. Elaboración propia.

A continuación, se detallan las situaciones identificadas en el análisis:

- **Incumplimiento administrativo por ausencia de reporte de información:** A la fecha de este reporte, un par de agentes no registraron respuesta al requerimiento de sus planes de acción. La omisión en la entrega de esta documentación constituye un incumplimiento administrativo directo de las exigencias del

mecanismo, incurriendo en una falla a las obligaciones de transparencia frente al mercado energético.

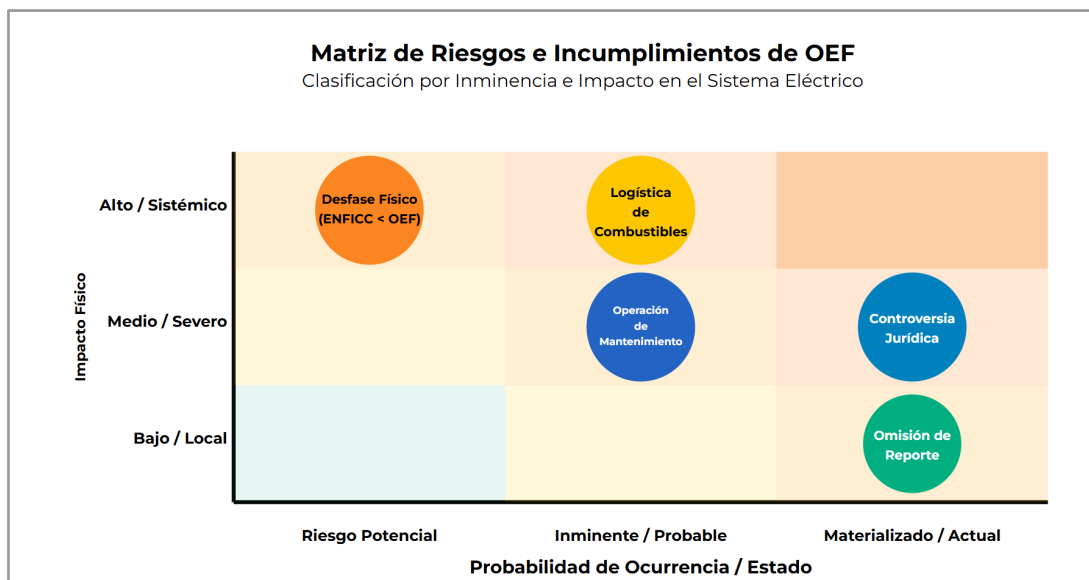
- **Incumplimiento sistémico por desbalances físicos:** El análisis identificó que algunos grupos generadores presentan desbalances críticos, puesto que varias de sus plantas presentan una ENFICC verificada igual a cero (0) frente a sus OEF. Haciendo uso de excedentes de sus portafolios los agentes logran evitar el incumplimiento financiero y comercial, sin embargo, esta estrategia representa una indisponibilidad física real de megavatios para el sistema. Esta situación configura un alto riesgo sistémico, en caso de que las plantas de respaldo lleguen a presentar fallas o agoten los niveles de almacenamiento hídrico, si esto ocurre la energía comprometida no estará disponible para la atención de la demanda.
- **Riesgo de incumplimiento por controversia jurídica:** Durante el ejercicio de verificación realizado se identificó una controversia formal interpuesta ante la CREG, derivada de una discrepancia técnica y jurídica del agente con el operador del sistema XM que se presentó durante el proceso de verificación de anual de energía firme, el cual determinó un déficit al aplicar una interpretación normativa, a la fecha esta situación aún no cuenta con un pronunciamiento definitivo que dirima el caso, en este sentido se configura como un riesgo regulatorio latente. Independientemente de la decisión final a esta controversia jurídica esta situación genera consecuencias físicas y operativas.
- **Riesgo de incumplimientos por demoras en infraestructura y mantenimientos:** Durante la revisión se evidenció que el cumplimiento físico de diferentes plantas presenta déficits que están supeditados a la ejecución de cronogramas complejos. En este sentido, una falla puede extender la programación de estas intervenciones y exponer a los agentes a sanciones directas por incumplimiento de sus OEF, generando la pérdida de la remuneración del Cargo por Confiabilidad y la ejecución de las garantías.
- **Riesgo de incumplimiento físico por logística de combustibles:** Un grupo importante de centrales térmicas reportan como riesgo crítico el desabastecimiento de energéticos primarios (carbón y gas natural) para períodos de alto requerimiento operativo de sus plantas. En un escenario de hidrología

crítica, un fallo en la cadena de suministro de combustibles puede generar un incumplimiento físico a gran escala en el suministro de energía.

A partir del análisis realizado, es importante identificar, caracterizar y dimensionar el impacto y la probabilidad de ocurrencia de cada tipo de riesgo, para establecer las acciones de IVC por parte de la SSPD ante las vulnerabilidades del sistema de generación de energía.

De manera gráfica la matriz de riesgos se estructura de la siguiente manera:

Figura 28. Matriz de Riesgos e Incumplimientos de OEF



Fuente: Reportes de agentes a la UMMEG. Elaboración propia.



Superservicios



8.

Conclusiones

8. Conclusiones

- La activación de energía comprada en el Mercado Secundario de Energía Firme ocurre en periodos sin condiciones de hidrología crítica, comportamiento contrario al sentido del esquema de confiabilidad, mostrando las falencias de este mecanismo.
- Desde la implementación del mecanismo del Cargo por Confiabilidad en 2006 hasta 2025, los usuarios del servicio de energía eléctrica han pagado 97,1 billones de pesos constantes de 2025, de estos, cerca del 62% corresponde a Plantas Hídricas y cerca de 37% corresponde a Plantas Térmicas.
- El uso del anillo de seguridad de DDV muestra una amplia participación de plantas térmicas, desde su implementación presenta una tendencia creciente sin una relación clara frente a las condiciones de hidrología críticas.
- El aumento en la participación relativa del cargo en 2025 responde principalmente a la caída de los ingresos de generación (-26%), no a un crecimiento sustancial del cargo mismo (+5,8%).
- El Cargo por Confiabilidad representó, en 2025, el 21,5 % de los Ingresos de la Actividad de Generación y el 111 % de la Utilidad de la Actividad de Generación del agregado de empresas analizadas. Este segundo dato implica que el valor reconocido por el mecanismo superó el resultado operativo total de la actividad de generación durante esa vigencia — es decir, el ingreso percibido por Cargo por Confiabilidad fue mayor que la utilidad que dejó toda la actividad de generación en su conjunto. Esta relación evidencia una sobre-remuneración de la actividad de generación a través del mecanismo, en la medida en que los recursos reconocidos por concepto de Cargo por Confiabilidad no solo cubrieron, sino que excedieron el resultado neto generado por la operación, lo cual plantea interrogantes sobre la estructura de remuneración del mecanismo y su relación con los costos operativos de los agentes térmicos.
- Los componentes de verificación de ENFICC y planes de acción tienen el propósito de asegurar que se mantenga la Capacidad Efectiva Neta de las plantas de generación, el 90% de las medidas implementadas en los planes de acción se respalda en medidas comerciales que no incorporan respaldo físico al sistema. El 45% de estas medidas corresponden a respaldo interno de la E.S.P., con su portafolio empresarial, la activación de anillos de seguridad contemplados en el

marco regulatorio alcanza de igual manera el 45% y solo el 10% de las medidas se enfoca en recuperación del respaldo físico a partir de mantenimientos.

- El uso del mecanismo regulatorio de cesión de obligaciones permite a los agentes compensar sus fallas operativas y evitar incumplimientos financieros. Sin embargo, esta práctica no incorpora energía firme al sistema, sino que concentra el respaldo de plantas deficitarias en grandes embalses. Situación que en un evento de hidrología crítica genera riesgo sistémico para el abastecimiento real de energía, puesto que las fallas individuales de los activos se pueden transformar en una cadena acumulada de impactos.
- El margen de holgura para recuperar la capacidad física de las plantas es mínimo. Cualquier desfase en el cumplimiento de los cronogramas de mantenimiento, especialmente en las centrales térmicas, aumenta su indisponibilidad física, obligando a la ESP a depender de medidas comerciales para garantizar el cumplimiento de las OEF.
- La alta vulnerabilidad ante el riesgo operativo asociado a la logística de combustibles exige fortalecer las verificaciones contractuales, puesto que se requiere garantizar la disponibilidad física del suministro de energía y que no se presenten déficits de atención de la demanda.



Superservicios



9

Recomendaciones regulatorias

9. Recomendaciones regulatorias

- Modificar de fondo la estructura de remuneración del Cargo por Confiabilidad, en la medida en que el mecanismo ha evidenciado una condición de sobre-remuneración en la actividad de generación —al superar en 2025 el 100% de la utilidad de dicha actividad— sin que esto se traduzca, en los períodos recientes, en una garantía efectiva de respaldo físico con energía en firme por parte de las plantas con OEF asignadas. Se recomienda a la CREG evaluar una transición del esquema actual hacia un mecanismo de remuneración que reconozca los costos operativos reales de las plantas de generación, y que garantice la incorporación de la capacidad física adicional requerida para asegurar condiciones reales de confiabilidad del sistema, a precios eficientes para los usuarios.
- Revisar las disposiciones regulatorias de los anillos de seguridad, Mercado Secundario y DDV, los cuales se configuran en condiciones diferentes a las establecidas por el mecanismo de Cargo por Confiabilidad (hidrología crítica).
- Evaluar las disposiciones regulatorias que rigen la liquidación de la RRID y las OEF, con el propósito de determinar si el comportamiento observado del mecanismo como estabilizador de ingresos en períodos de contracción del mercado es consistente con sus objetivos regulatorios originales.
- Se recomienda hacer una revisión de la concordancia e interoperabilidad de las disposiciones regulatorias contenidas en las resoluciones CREG 114 de 2014 y 127 de 2020 con miras a alinear las acciones y planes para la recuperación del respaldo físico en las plantas de generación que participan en el Cargo por Confiabilidad.
- Ajustar el esquema del Cargo por Confiabilidad para armonizarlo con la realidad de la Transición Energética Justa -TEJ-, entendida como el proceso de descarbonización de la matriz energética que debe garantizar equidad social y territorial en dicha transformación, en el marco del proceso ya materializado de alta participación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable -FNCER- en la matriz de generación eléctrica. Se recomienda a la CREG evaluar ajustes al mecanismo que incentiven el ingreso mayoritario de estas fuentes al esquema, y que permitan transitar hacia nuevos mecanismos de confiabilidad y estabilidad del Sistema Interconectado Nacional -SIN-, acordes con una matriz de generación cada vez más diversificada.



Superservicios

