

Informe de ejecución del plan de inversión CHEC Actividad de Distribución Energía Eléctrica

21/03/2024 Versión 1.0



MACROPROCESO DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN DE INFRAESTRUCTURA TyD

VERSIÓN NO.	FECHA	DESCRIPCIÓN DEL CAMBIO	MOTIVO	CAP. Y PÁG. AFECTADA
1.0	21/03/2024	Versión inicial		

	ELABORÓ/MODIFICÓ	REVISÓ	APROBÓ
CARGO:	Profesional IV	Profesional II	Profesional I
NOMBRE:	Steven Mafla Uchima	Cristian Cubillos Aristizábal	Luis Gabriel Narváez Campana
FECHA:	21/03/2024	21/03/2024	21/03/2024

CHEC. Todos los derechos reservados. Se prohíbe la reproducción parcial o total de este documento sin la aprobación expresa de CHEC

TABLA DE CONTENIDO

a)	Resumen ejecutivo.....	3
b)	Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios.	5
c)	Descripción del sistema operado.....	5
d)	Resumen del plan de inversión aprobado.....	14
e)	Avance en el cumplimiento de las metas.	25
f)	Desviaciones del plan de inversión.....	28
g)	Gestión de activos.....	31



a) Resumen ejecutivo.

La Resolución CREG 015 de 2018, modificada por las resoluciones CREG 085 de 2018, 036 de 2019 y 199 de 2019, estableció la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica. Esta metodología busca que las empresas realicen una adecuada planeación y ejecución de las inversiones y gastos que conduzcan a mejorar la calidad en la prestación del servicio y la reducción de pérdidas de energía. Bajo esta metodología, anualmente se actualizan los ingresos de las empresas con base en las inversiones realizadas, los activos que salen de operación, las pérdidas de energía, la calidad del servicio, entre otras variables, del año anterior.

La Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. Beneficio e Interés Colectivo – CHEC S.A E.S.P BIC – (en adelante CHEC), en calidad de agente prestador del servicio de distribución de energía eléctrica, mediante comunicación radicada en la CREG bajo el código E-2018-007872 del 3 de agosto de 2018, sometió a aprobación del regulador la solicitud de ingresos y cargos para el nuevo periodo tarifario, optando por la presentación de un plan de inversión con un horizonte de 5 años, para el periodo comprendido entre los años 2019 y 2023. El 3 de julio de 2019, el regulador expidió la resolución CREG 077 de 2019, por medio de la cual aprobó las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por CHEC.

A través de la comunicación con radicado CREG E-2019-014163 del 27 de diciembre de 2019, CHEC solicita ajuste del plan de inversión para el periodo 2020-2024 con base en lo definido en el numeral 6.6 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018.

Posteriormente, en la comunicación con radicado CREG E-2020-010370 del 28 de agosto de 2020, CHEC solicita ajuste del plan de inversión para el periodo 2021-2025 con base en lo definido en el numeral 6.6 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018.

Por medio de los radicados E-2020-012029, E-2020-012030, E-2020- 012032 del 2 de octubre de 2020, y los radicados E-2020-012164, E-2020-012165, E-2020-012188, E-2020-012190 y E-2020-012194 del 5 de octubre de 2020, CHEC hace solicitud de reconocimiento de una unidad constructiva especial para la estación maestra del centro de control de CHEC (SCADA + DMS OPERATIVO) y la unidad constructiva NP013 (Edificio de control).

En ese orden de ideas, dado que la solicitud de ajuste al plan de inversión 2021-2025 modifica parcialmente la solicitud de ajuste al plan de inversión 2020-2024, y que la solicitud de la unidad constructiva especial aplica para los años 2020 y 2021. En el radicado S-2020-006500: Auto de Pruebas - Expediente 2020-0209. Actuación administrativa iniciada con fundamento en la solicitud de CHEC, para la modificación del plan de inversiones, en aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018, se

encuentra procedente unir todos los requerimientos y los períodos. Por tanto, la revisión se realiza sobre el año 2020 y el período 2021-2025, quedando así el plan 2020-2025 aprobado por la resolución 501 040 del mes de abril del año 2022.



Figura 1. Antecedentes presentación planes de inversión Resolución CREG 015 de 2018.

Teniendo en cuenta el contexto, las observaciones y consideraciones, el presente documento desarrolla de forma ampliada los análisis, metodologías, consideraciones y criterios empleados por CHEC para la definición, identificación de alternativas y priorización de las inversiones requeridas para la expansión del sistema y cobertura, reposición de activos, mejoramiento de la calidad y confiabilidad del servicio, reducción y mantenimiento de pérdidas de energía y renovación tecnológica de los activos de uso.

El contenido del informe se establece para dar cumplimiento a los requerimientos regulatorios aplicables, a partir de los siguientes componentes:

- Línea base o punto de partida identificado en el diagnóstico.
- Síntesis del plan de trabajo.
- Avances en su ejecución y cierre de brechas
- Inversiones realizadas.

b) Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios.

CHEC reconoce que como empresa prestadora del servicio de energía y en el marco de su modelo de responsabilidad social, la prestación de dicho servicio en condiciones de accesibilidad, asequibilidad, seguridad y calidad, incide de manera directa en la vida cotidiana de las personas que habitan 48 municipios de los departamentos de Caldas y Risaralda principalmente y de Tolima, Cundinamarca, Antioquia y Choco especialmente en zonas rurales; pues el servicio de energía se convierte en un insumo fundamental para generar bienestar, calidad de vida y sustentabilidad ambiental.

Los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica perciben en el corto y mediano plazo, beneficios derivados de la ejecución de las inversiones por parte del Operador de Red, entre los cuales se destacan:

- Aumento de las condiciones de seguridad operativa del sistema eléctrico.
- Mejoramiento de la calidad y continuidad del suministro de energía eléctrica.
- Fortalecimiento de las condiciones de redundancia y confiabilidad del sistema.
- Disminución de los niveles de pérdidas de energía eléctrica.
- Aumento de la eficiencia económica.

c) Descripción del sistema operado.

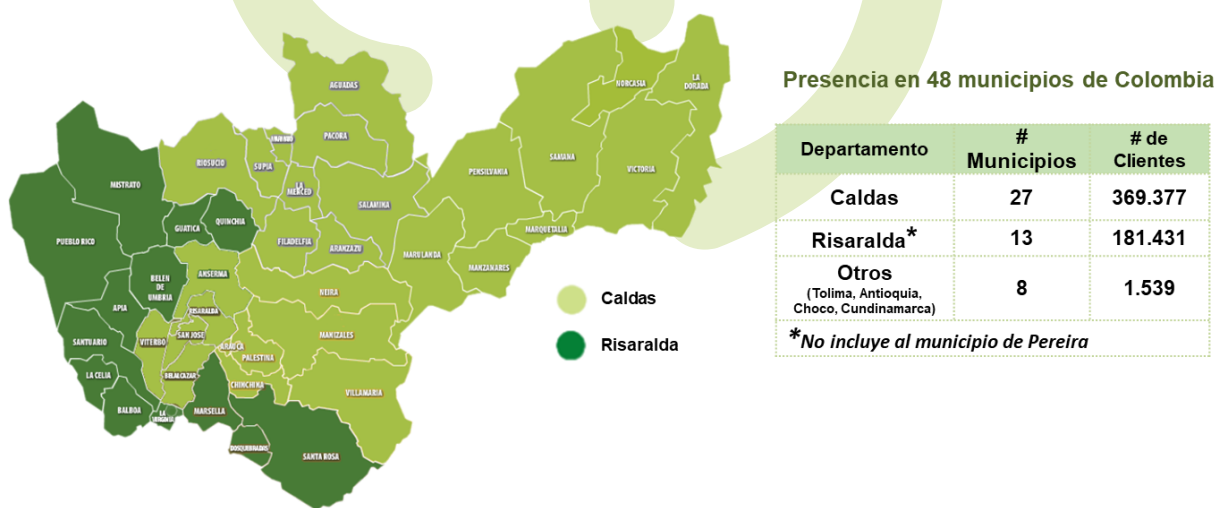
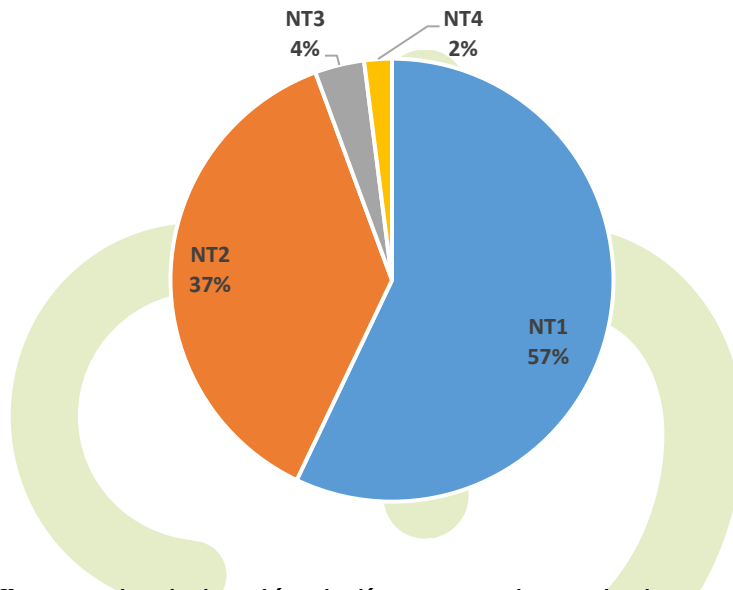


Figura 2. Área de cobertura atendida por el OR CHEC.

CHEC presta sus servicios en las zonas urbanas y rurales de los departamentos de Caldas, Risaralda, Tolima, Cundinamarca, Antioquia y Choco, cubriendo una extensión de territorio aproximada de 11.596 Km² del territorio nacional. La cobertura geográfica del mercado de comercialización atendido por CHEC se presenta en la Figura 2.

La infraestructura empleada para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en el área de cobertura atendida por CHEC, está conformada por 61 subestaciones, 24299 km de red, 1195.2 MVA de capacidad de transformación instalada y 20318 transformadores de distribución.

Tal como lo presenta la Gráfica 1, las redes eléctricas de nivel de tensión 1 (57%) y nivel de tensión 2 (37%) representan el 94% del total de las redes operadas por CHEC, mientras que el 6% restante se distribuye entre el nivel de tensión 3 (4%) y el nivel de tensión 4 (2%).



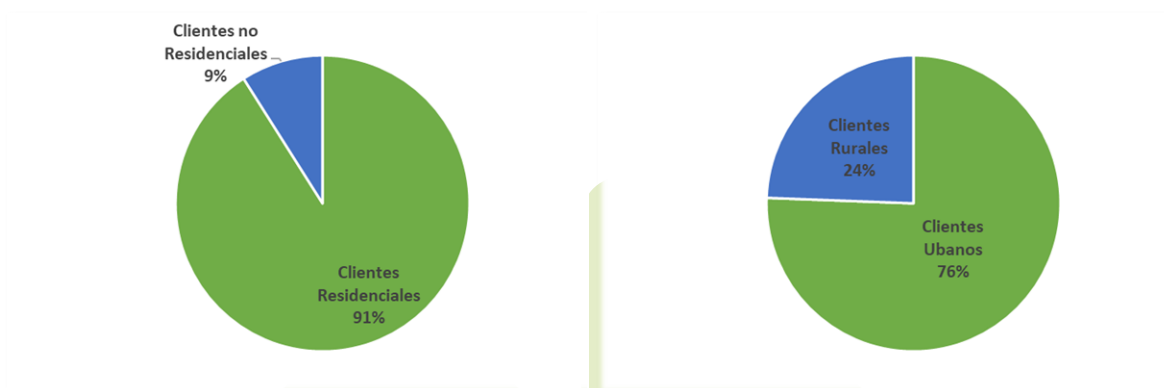
Gráfica 1. Discriminación de líneas y redes - niveles 4, 3, 2 y 1.

Con corte a diciembre de 2023, el mercado de comercialización atendido por CHEC, estuvo conformado por un total de 552347 clientes conectados a los sistemas de transmisión regional y distribución local, cuya composición se discrimina en la Figura 3.

Clientes CHEC	2023	
	N°	%
Cientes residenciales	502.800	91,03%
Cientes comerciales	42.245	7,65%
Cientes industriales	1.467	0,27%
Cientes oficiales y Otros	5.835	1,06%
Total clientes	552.347	100%
Cientes Urbanos	418.195	75,70%
Cientes Rurales	134.152	24,30%

Figura 3. Composición del mercado de comercialización CHEC.

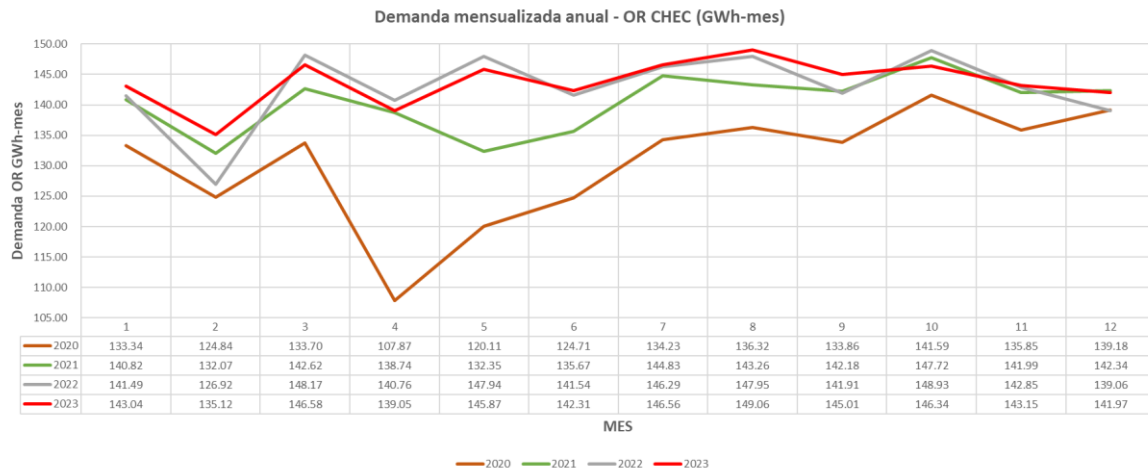
Tal como puede apreciarse en la Gráfica 2, el 91% de los usuarios atendidos por el Operador de Red CHEC corresponden al sector residencial, mientras que el 9% restante, pertenecen al sector no residencial (oficial, comercial, empresarial, otros). Así mismo, la composición urbano y rural del mercado de comercialización, se representa en una relación porcentual 76%-24% respectivamente:



Gráfica 2. Discriminación de usuarios atendidos en el mercado de comercialización.

La demanda de energía en el Mercado de Comercialización CHEC (Operador de Red) en el año 2023 presentó un comportamiento similar respecto al año anterior con un incremento del 0,6% (10 GWh-año) variando de 1714 GWh-año 2022 a 1724 GWh-año 2023 en el acumulado año.

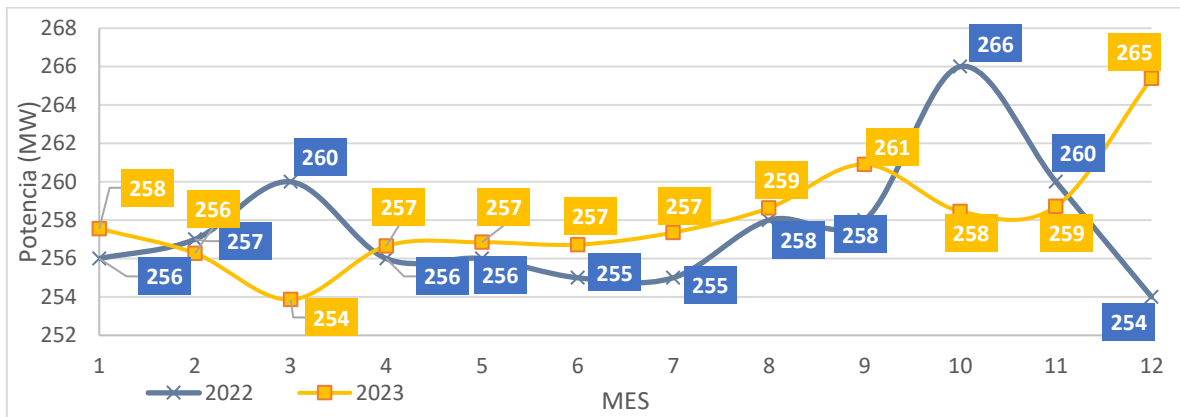
En la Gráfica 3 la demanda mensualizada del OR CHEC en los últimos cuatro (4) años, se evidencia una tendencia similar a lo largo del año 2023 (línea roja) respecto al año 2022 (línea gris) excepto en febrero donde el crecimiento es mayor, esto dado a que en febrero del año 2022 el usuario TERNIUM SIDERÚRGICA DE CALDAS redujo sus consumos hasta un 80%, reducción asociada al mantenimiento programado de la acería en un periodo de 15 días, situación que en el año 2022 afectó la demanda atendida por otros comercializadores en el mercado de comercialización de CHEC.



Gráfica 3. Comportamiento de la demanda mensual de energía eléctrica del mercado de comercialización 2020-2023.

La demanda atendida por el Comercializador CHEC sin incluir pérdidas del STN, la cual representa un 59% del total del Mercado de Comercialización. Al cierre del año 2023 esta demanda presentó un crecimiento del 4,48% (43 GWh-año) pasando de 970 GWh-año en 2022 a 1013 GWh-año en 2023. El incremento se explica principalmente por el aumento de consumo residencial, por efecto de las altas temperaturas asociadas al Fenómeno de El Niño.

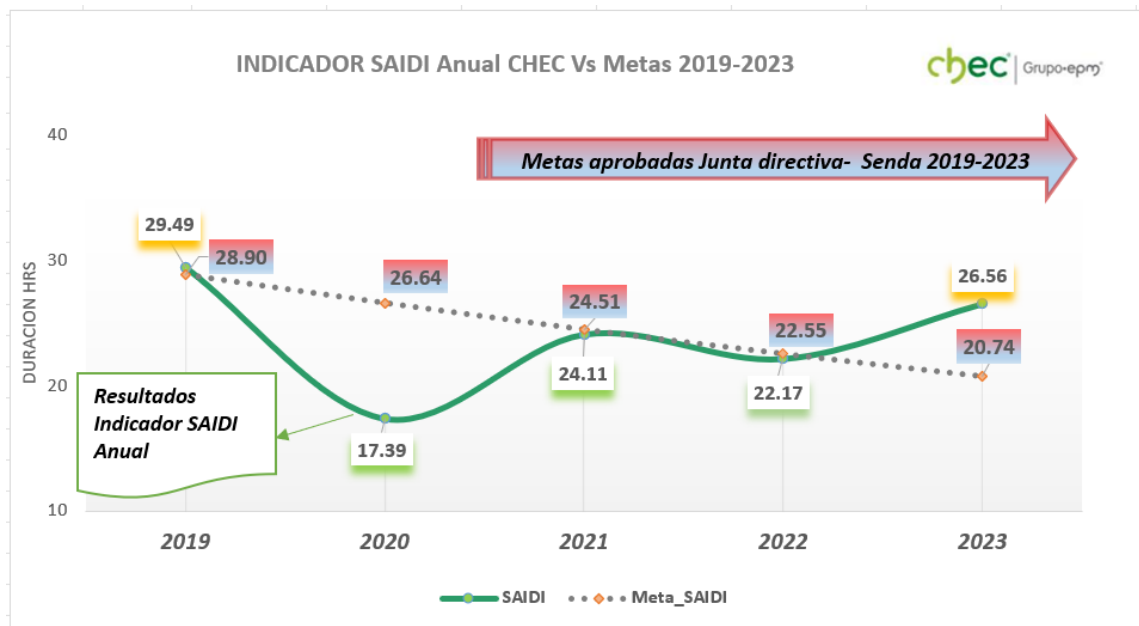
La demanda atendida por Otros Comercializadores representa el 41% restante del total de demanda del OR. Al cierre del 2023 veinte (20) comercializadores atendieron usuarios en el mercado de comercialización de CHEC, los usuarios atendidos fueron 576, tanto en el mercado regulado como no regulado. Esta demanda representa una energía total en el año de 711 GWh-año, frente al año 2022 se presentó una disminución de -4,47% (33 GWh-año), 744 GWh-año en 2022. Esta disminución se explica, primero por el bajo consumo generalizado a nivel país del sector de industrias manufactureras del mercado no regulado (-4,69%), y segundo por pérdida de mercado de los comercializadores entrantes. El comercializador que más energía atiende en nuestro mercado es ISAGEN con 18 clientes y el 51% del total de demanda de los otros comercializadores.



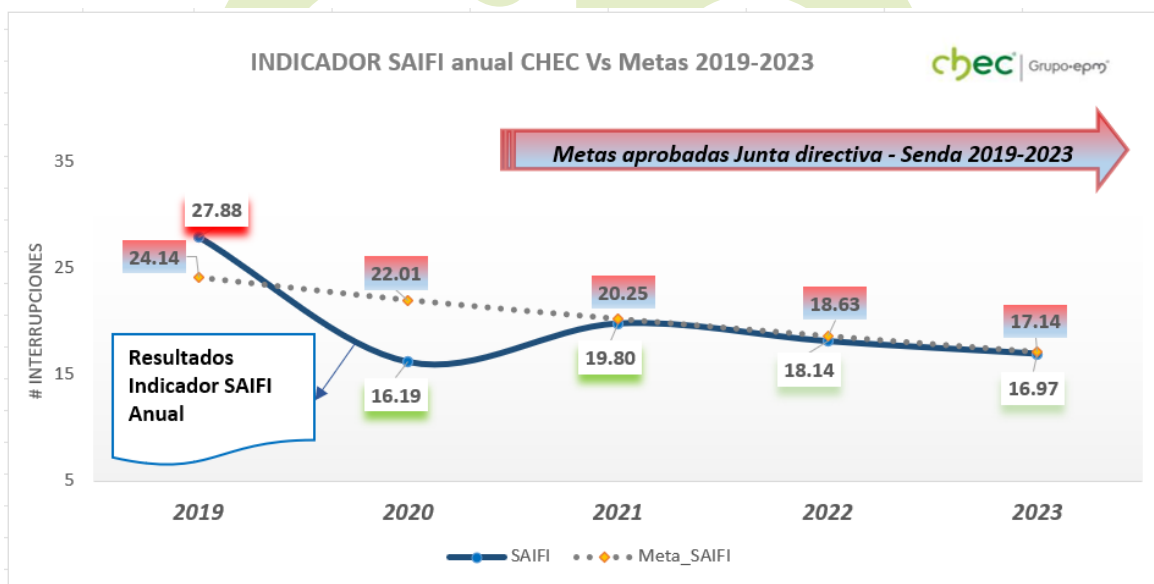
Gráfica 4. Demanda máxima de potencia eléctrica años 2022 y 2023 (desagregación mensual).

La demanda máxima de potencia del mercado de comercialización MC-Caldas en el año 2023, tuvo un aumento en la mayoría de los meses respecto al año 2022, sin embargo, los picos presentados en los meses de marzo y octubre tuvieron una disminución para el 2023.

Con relación a la calidad del servicio, el esquema regulatorio establece que la calidad media anual del Operador de Red, se mide a través de los indicadores de duración y frecuencia de los eventos sucedidos en los Sistemas de Distribución Local y que el desempeño anual de la calidad media de cada OR se mide a partir de la comparación de los indicadores SAIDI y SAIFI, con respecto a la meta anual fijada para cada uno de estos indicadores, SAIDI_M y SAIFI_M, según en lo establecido en el numeral 5.2.3.2.1 de la norma.



Gráfica 5. Indicadores de calidad del servicio SAIDI 2019-2023.



Gráfica 6. Indicadores de calidad del servicio SAIFI 2019-2023.

Tal como puede apreciarse en la Gráfica 5 y Gráfica 6, el comportamiento de los indicadores de calidad del servicio, el Índice de duración de interrupción promedio del sistema (SAIDI) finalizó en 26,56 horas/año (aumentando en 16,56% respecto al Indicador del año anterior -4,39 horas) y con relación al Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI) finalizó en 16,97 veces/año (disminuye un 6,45 % respecto al indicador del año anterior -1,17 veces). Con respecto a las metas propuestas para el año 2023 se incumple la meta del indicador SAIDI (20,74 horas) y se cumple para el indicador SAIFI (SAIFI 17,14 veces).

Después de cuatro años de la resolución CREG 030 de 2018, la CREG expide la Res. 174 del 2021 mediante la cual regula la autogeneración a pequeña escala y establece nuevos lineamientos para los diferentes actores del mercado, esta Resolución dejó sin efecto la Resolución 030. Es notable el crecimiento de solicitudes de conexión para este tipo de generación, y aunque el procedimiento establecido por el regulador busca que estas conexiones puedan realizarse de manera muy ágil, persisten los agentes que tramitan las solicitudes en muchos casos desconociendo las normas técnicas del Operador de Red y la regulación vigente, lo cual genera reprocesos, sin embargo, al finalizar el año se logra establecer una mejora en la atención de estos trámites ayudando a todos los interesados a conectar sus proyectos en menores tiempos, lo cual se ve reflejado en una disminución en las cantidades de trámites con concepto no aprobatorio por parte del OR, pasando de un 65% de rechazos en años anteriores a un 30% en el 2021 y un 25% en el 2022.

Autogeneradores a Pequeña escala – AGPE

En relación con los AGPE de otros promotores, en el año 2023 se recibieron:

- 48 solicitudes para realizar estudios de conexión simplificado
- 233 solicitudes para conexión de AGPE, de estas solicitudes se aprobaron 132 con una capacidad de 3,31 MW y 101 de ellas no cumplieron con los requisitos exigidos regulatoriamente.
- 120 entraron en operación
- 28 están aprobados pendientes de la visita de conexión.

A 31 de diciembre de 2023 se tienen 384 AGPE conectados al sistema CHEC con una potencia de 8.13 MW, de los cuales 379 están entregando excedentes a la red.

Según la Res. CREG 097 de 2008, todo usuario tiene derecho a utilizar las redes del Sistema de Transmisión Nacional, Regional y/o Distribución Local, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio, el pago de las retribuciones que correspondan y el principio de eficiencia consignado en la Ley.

En desarrollo de este derecho y debido al auge de la generación con base en energías renovables, las solicitudes de información para conexión de proyectos de generación y su gestión se venían incrementando hasta junio de 2021, mes en el cual la CREG expide la resolución 075 de 2021 mediante la que se cambia el procedimiento de conexión de generadores, entre otros aspectos.

La nueva resolución establece a partir su vigencia que el procedimiento de conexión debe realizarse ante la UPME a través de una ventanilla única y no ante los operadores de red como hasta la fecha se venía realizando, también establece una etapa transitoria para los proyectos que ya venían siendo tramitados ante el operador.

De los proyectos atendido en el ciclo de inscripciones 2022, quienes finalmente recibieron concepto favorable por parte de UPME fueron los siguientes:

Proyecto	Agente	Tipo Generación	Potencia MW	Punto de conexión	Fecha puesta en Operación (FPO)
PLANTA FV Doña Juana	Generador	Solar	4.3	SUB. DORADA NORTE 33 kV	2025
PLANTA FV San Francisco	Generador	Solar	4.9	SUB. INSULA 33 kV	2024
PCH Quinchía A	Generador	Hidráulica	2.9	SUB. IRRA 33 kV	2025
PCH Rico Medio	Generador	Hidráulica	12.88	SUB. PUEBLO RICO 33 kV	2025
PCH Salamina	Generador	Hidráulica	19.9	SUB. SALAMINA 115 kV	2026
Parque Solar La Ponderosa	Generador	Solar	99.99	SUB. PURNIO 115 kV	2023
Proyecto minero Lower Mine	Usuario	N.A	40	SUB. IRRA 115 kV	2024
PCH Quinchía	Generador	Hidráulica	2.4	SUB. QUINCHIA 33 kV	2024
PS Solar Caribe	Generador	Solar	55	SUB. ESMERALDA 115 kV	2025

Tabla 1. Proyectos aprobados del ciclo 2022.

En lo que respecta al ciclo de inscripciones 2023, a la fecha de publicación de este documento se han atendido 35 solicitudes para el trámite de conexión de proyectos de generación en su gran mayoría solares.

En atención a la resolución CREG 075 de 2021, CHEC remitió a UPME:

- 4 FAVORABLES bajo el concepto del operador de red, de los cuales dos están supeditados a obras como la entrada en servicio de la nueva subestación Salamina 220 kV y repotenciación de CTs.
- 31 NO FAVORABLES, dadas las restricciones actuales en el sistema principalmente en la zona Oriente del área de cobertura CHEC.

Proyecto	Agente	Tipo Generación	Potencia MW	Punto de conexión		FPO
				Alternativa 1	Alternativa 2	
PS Las Garzas	Generador	Solar	30	SUB. PURNIO 115 kV	SUB. DORADA NORTE 33 kV	2028
PS Bayará	Generador	Solar	40	SUB. VITERBO 115 kV	SUB. ESMERALDA 115 kV	2028
PS Guacha	Generador	Solar	100	SUB. VIRGINIA 220 kV *	SUB. ESMERALDA 115 kV	2028
PS La Victoria	Generador	Solar	60	SUB. VICTORIA 115 kV	SUB. MARIQUITA 115 kV *	2028
PS Portón del Sol 2	Generador	Solar	19.9	SUB. PURNIO 115 kV	SUB. DORADA 33 kV	2026

Proyecto	Agente	Tipo Generación	Potencia MW	Punto de conexión		FPO
				Alternativa 1	Alternativa 2	
PS El Olivo	Generador	Solar	99	SUB. VICTORIA 115 kV	SUB. MARIQUITA 115 kV *	2028
PSF Viterbo 1	Generador	Solar	19.9	SUB.VITERBO 33 kV	SUB.VITERBO 115 kV	2027
PSF Viterbo 2	Generador	Solar	19.9	SUB. VITERBO 33 kV	SUB.VITERBO 115 kV	2027
PSF Tepuy	Generador	Solar	95.16	SUB. PURNIO 115 kV		2026
Ledaña Solar 5	Generador	Solar	200	SUB. ESMERALDA 220 kV *	SUB. ESMERALDA 115 kV	2028
Ledaña Solar 7	Generador	Solar	150	SUB. PURNIO 220 kV *	SUB. PURNIO 115 kV	2028
Jupiter	Generador	Solar	9.9	SUB. DORADA 33 kV	SUB. DORADA NORTE 33 kV	2026
La estrella	Generador	Solar	60	SUB.VICTORIA 115 kV	SUB. MANZANARES 115 kV	2027
Siatá	Generador	Solar	19.9	SUB. DORADA 33 kV	SUB. DORADA NORTE 33 kV	2026
Amazona	Generador	Solar	80	SUB. VIRGINIA 115 kV *	SUB. ESMERALDA 115 kV	2027
PSF Purnio	Generador	Solar	90	SUB. PURNIO 115 kV	SUB. DORADA 115 kV	2028
PS Viterbo	Generador	Solar	40	SUB. VITERBO 33 kV	SUB. VITERBO 115 kV	2027
PS Victoria I	Generador	Solar	9.9	SUB. VICTORIA 33 kV	SUB. MARIQUITA 33 kV *	2027
PCH La Bonita	Generador	Hidráulica	3	SUB. MANZANARES 33 kV	SUB. MANZANARES 13.2 kV	2026
La Reina	Generador	Solar	200	SUB. MACANA 220 kV	SUB. SAN LORENZO 220 kV *	2026
PF Caricari	Generador	Solar	160	SUB. ARMENIA 115 kV	SUB. ARMENIA 220 kV	2027
PF Victoria II	Generador	Solar	9.9	SUB. VICTORIA 33 kV	SUB. BELLO HORIZONTE 33 kV	2027
PSF La Bonga	Generador	Solar	9.9	SUB. VITERBO 33 kV	SUB. VIRGINIA 33 kV	2029
PS Pipintá	Generador	Solar	9.9	SUB. IRRRA 33 kV	LINEA. IRR30L11 33 kV	2028
PS Atlas	Generador	Solar	19.9	SUB. VIRGINIA 33 kV	SUB. BELALCAZAR 33 kV	2027
Tinto Solar	Generador	Solar	250	SUB. ENEA 115 kV	SUB. ENEA 230 kV *	2026
Solar Cítricos	Generador	Solar	80	SUB.PURNIO 115 kV	SUB. PERALONSO 115 kV	2026
PS Dorada	Generador	Solar	80	SUB. PURNIO 230 kV *	SUB. DORADA 115 kV	2027

Proyecto	Agente	Tipo Generación	Potencia MW	Punto de conexión		FPO
				Alternativa 1	Alternativa 2	
FV Buenos Aires	Generador	Solar	9.9	SUB. RISARALDA 33 kV	SUB. BELÉN DE UMBRÍA 33 kV	2025
FV Montecristo	Generador	Solar	45	SUB. ESMERALDA 115 kV		2028
Astrora	Generador	Solar	200	SUB. ENEA 115 kV	SUB. ENEA 33 kV	2026
Kilimanjaro	Generador	Solar	19.9	SUB. CHINCHINÁ 33 kV	SUB. MARMATO 33 kV	2028
NDS La Dorada	Generador	Solar	50	SUB. PURNIO 115 kV	SUB. DORADA 115 kV	2029
PS Marandúa	Generador	Solar	9.9	SUB. DORADA 33 kV	SUB. PUERTO SALGAR 33 kV *	2026
PS Sek	Generador	Solar	9.9	SUB. LA VIRGINIA 33 kV	SUB. BELALCAZAR 33 kV	2027

Tabla 2. Proyectos presentados ciclo 2023.

Nota: Las alternativas de conexión con asterisco (*) corresponden a puntos de conexión que pertenecen a otros operadores de red o transmisores.

Todos los proyectos en la tabla anterior fueron gestionados por medio de la ventanilla única, el cual es el mecanismo que adoptó la UPME para la gestión de todos los proyectos de generación que se van a conectar al SIN.

El listado anterior está pendiente de revisión por parte de UPME para el concepto final de conexión, además se espera la entrada de más proyectos en la medida que estos atiendan los diferentes requerimientos de la resolución Creg 075 de 2021 previo a revisión de concepto por parte del OR CHEC.

d) Resumen del plan de inversión aprobado.

A través de la resolución 501 040 del mes de abril del año 2022, el regulador aprobó las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica en el mercado de comercialización atendido por CHEC.

El plan de inversión del Operador de Red CHEC presentado a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, incluyó proyectos de inversión en activos de uso del sistema de distribución de energía eléctrica, incorporando requerimientos asociados a las necesidades de expansión, repotenciación y reposición de infraestructura, así como para el mejoramiento de la calidad del servicio, el mantenimiento de pérdidas de energía, la incorporación de nuevas tecnologías, la gestión de activos y la expansión de cobertura. Geográficamente, las inversiones del plan se distribuyen en 42 municipios pertenecientes al área de cobertura del Operador de Red CHEC, proponiendo intervenir un total de 70070 unidades constructivas de uso el sistema eléctrico, para el periodo comprendido entre los años 2020 – 2025.

Los objetivos del plan de inversión corresponden a:

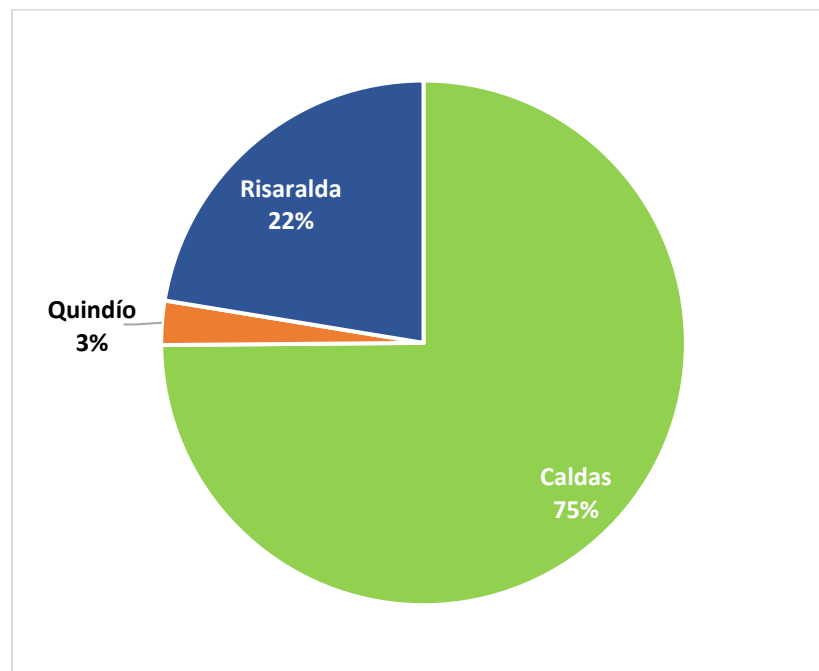
1. Atender el crecimiento de la demanda dando cumplimiento a los requerimientos técnicos y operativos que satisfacen la prestación segura y confiable del suministro.
2. Reemplazar activos que, por su estado, nivel de riesgo, obsolescencia y antigüedad, ponen en riesgo la prestación segura y confiable del suministro.
3. Mejorar la calidad y confiabilidad del servicio, aportando al cumplimiento de las metas y atendiendo los requisitos de inversión del esquema de calidad del servicio.
4. Mejorar la gestión de pérdidas de energía, aportando al sostenimiento de los índices de pérdidas.

De acuerdo con el marco regulatorio, los tipos de proyectos incluidos en el plan de inversión del Operador de Red, corresponden a:

- a. Tipo I: proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan el remplazo de activos existentes para obtener una mayor capacidad del sistema.
- b. Tipo II: proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin remplazo de activos de existentes.
- c. Tipo III: proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que remplazan activos existentes sin obtener una mayor capacidad del sistema.
- d. Tipo IV: proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos.

El valor total del plan de inversión aprobado por la CREG fue de \$269,158,357,305¹ para el periodo de 6 años comprendido entre 2020 y 2025. La Gráfica 7 discrimina los porcentajes de inversión del año 2023, para cada uno de los departamentos que conforman el área de cobertura geográfica atendida por el Operador de Red CHEC.

¹ Valores reconocidos de unidades constructivas de diciembre de 2017.



Gráfica 7. Porcentajes de inversión aprobada por departamento (año 2023).

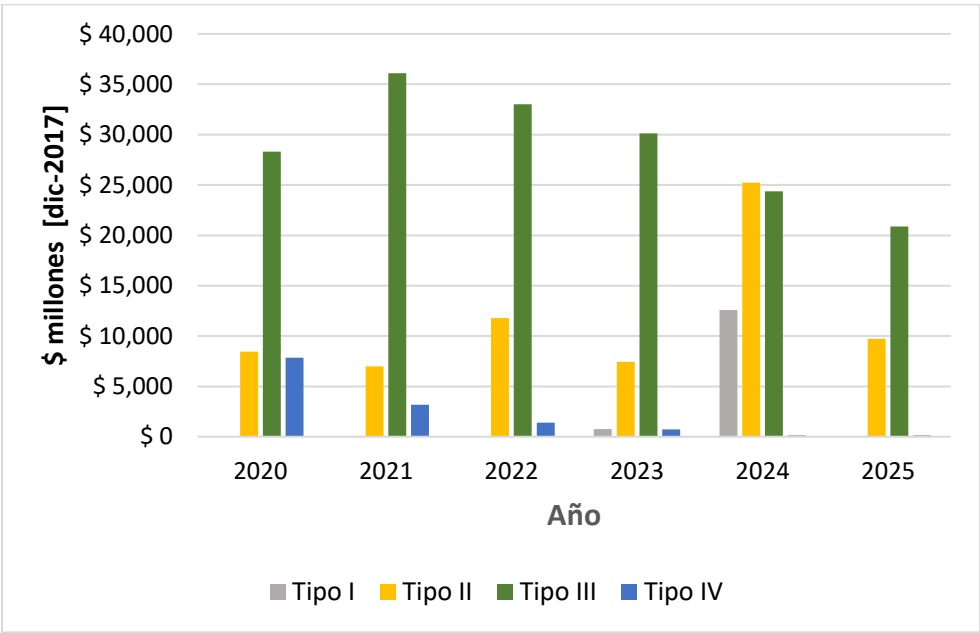
La **Tabla 3** presenta la desagregación anual de los valores aprobados del plan de inversión para cada uno de los municipios que conforman el área de cobertura del sistema eléctrico operado por CHEC.

MUNICIPIO	Inversiones aprobadas desagregadas por municipio COP Millones					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Aguadas	632	866	215	1,933	435	296
Anserma	943	1,333	790	3,784	703	997
Apía	849	206	91	416	2,602	133
Aránzazu	89	563	1,131	189	101	346
Armenia	217		3,821	1,065		552
Balboa	700	1,617	296	273	322	270
Belalcázar	374	3,090	386	2,210	1,407	27
Belén de Umbría	786	743	239	497	1,196	1,613
Chinchiná	1,010	2,227	7,375	3,883	1,567	778
Dosquebradas	1,612	4,413	1,996	3,552	1,517	6,457
Filadelfia	405	105	453	134	25	520
Guática	161	91	23	216	175	174
La Celia	653	629	159	28	79	150
La Dorada	3,514	1,914	3,811	2,053	7,439	570
La Merced	103	10	48	10	11	1,053
La Virginia	65	2,698	98	98	752	331

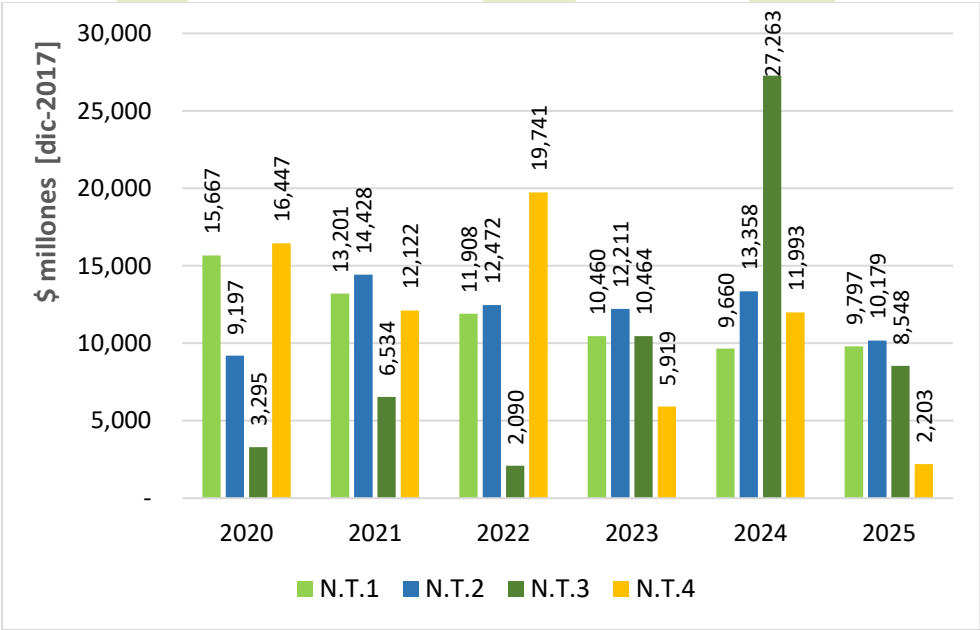
MUNICIPIO	Inversiones aprobadas desagregadas por municipio COP Millones					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Manizales	15,293	9,030	7,701	4,427	3,727	2,133
Manzanares	340	433	250	124	6,047	132
Marmato	456	47	192	4,857	28	349
Marquetalia	2,153	589	802	383	280	897
Marsella	49	70	339	689	65	1,956
Marulanda	144	14	146	273	188	16
Mistrató	1,497	40	218	1,618	371	818
Neira	185	3,442	773	352	532	485
Norcasia	229	668	319	43	4,124	103
Pácora	1,440	267	400	334	6,317	2,131
Palestina	57	504	699	147	128	288
Pensilvania	657	1,308	590	432	451	600
Pereira			66			
Pueblo Rico	125	103	455	502	82	571
Quinchía	546	262	1,821	258	146	194
Riosucio	3,567	847	1,226	1,135	350	1,866
Risaralda	331	457	570	356	29	288
Salamina	1,589	207	1,027	182	794	158
Samaná	1,011	1,252	916	1,171	10,091	773
San José	196	999	476	18	107	468
Santa Rosa de Cabal	755	412	2,905	564	227	571
Santuario	382	1,257	815	70	183	588
Supía	448	131	518	306	538	131
Victoria	189	736	687	54	4,899	316
Villamaría	287	981	671	383	1,775	299
Viterbo	568	1,723	698	33	2,462	330
Total General	44,606	46,285	46,212	39,054	62,274	30,728

Tabla 3. Inversiones aprobadas desagregadas por municipio
[COP millones - dic 2017]

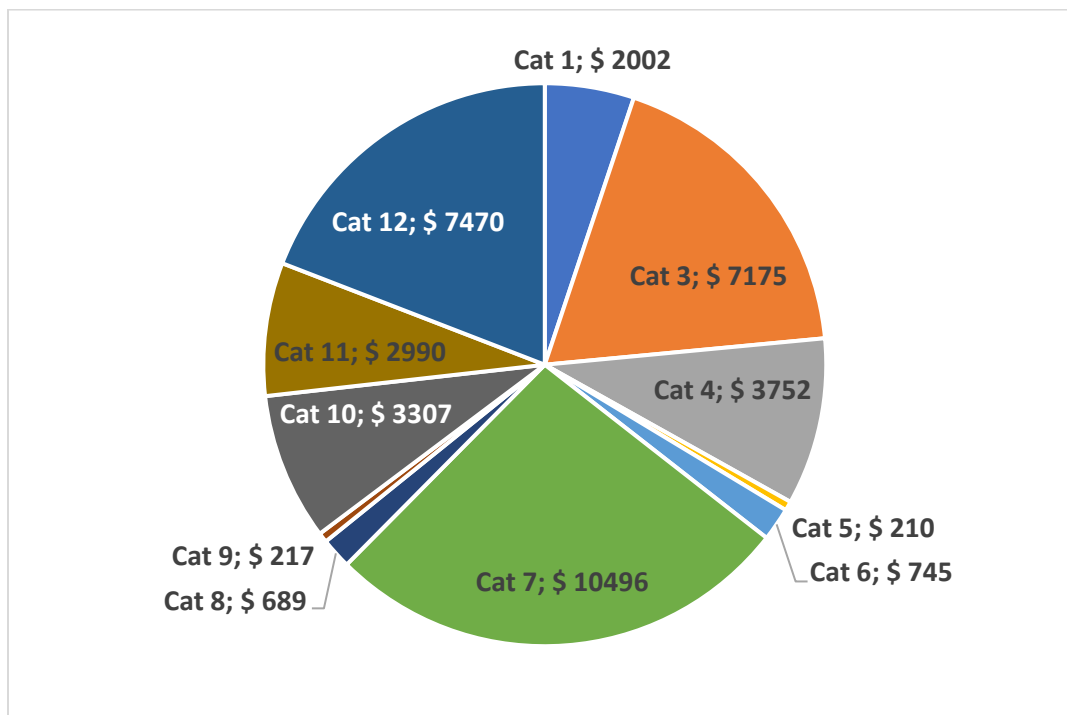
A continuación, se presenta la discriminación de los valores aprobados del plan de inversión, para las siguientes clasificaciones: tipo de inversión (Gráfica 8; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), nivel de tensión (Gráfica 9; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**) y categoría de activos (Gráfica 10).



Gráfica 8. Inversiones aprobadas por tipo regulatorio.



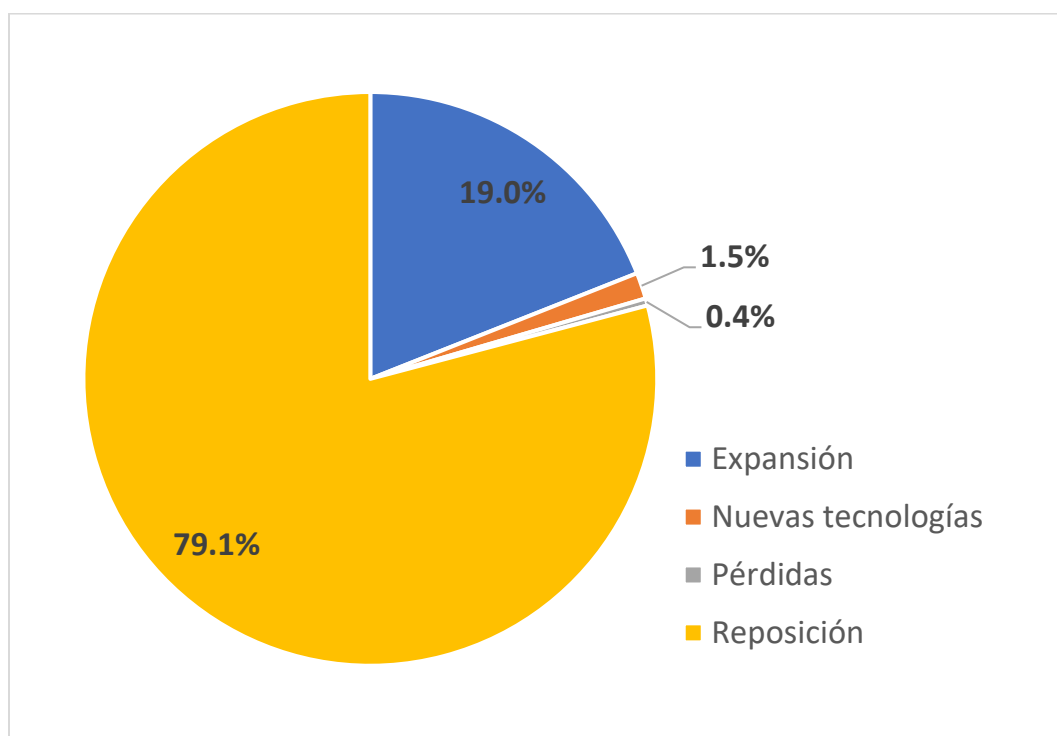
Gráfica 9. Inversiones aprobadas por nivel de tensión (años 2020-2025).



Gráfica 10. Inversiones aprobadas por categoría de activos (año 2023).

La Gráfica 11 discrimina los porcentajes de inversión aprobada para todos los tipos de proyectos incluidos en el plan, permitiendo identificar la participación de inversiones orientadas al mejoramiento de la calidad del servicio, el mantenimiento de las pérdidas de energía y el desarrollo de nuevas tecnologías.

Es posible observar, para el cuarto año del plan de inversión, que un 79.1% de la inversión aprobada corresponde a proyectos de reposición de activos, y el 19% se asocia a la construcción de nueva infraestructura para la expansión del sistema.



Gráfica 11. Participación de las inversiones aprobadas por tipo de proyecto (año 2023).

Las metas establecidas por el Operador de Red CHEC en el plan de inversión de infraestructura de distribución de energía eléctrica 2020 - 2025, corresponden a los valores aprobados y reconocidos de unidades constructivas² presentados en la tabla 4 y discriminados por tipo de inversión:

TIPO INVERSION	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Calidad			\$ 862.96			
Expansión	\$ 8,435.78	\$ 6,992.82	\$ 11,800.06	\$ 7,418.79	\$ 25,219.80	\$ 9,718.20
Nuevas tecnologías	\$ 7,854.90	\$ 2,968.04	\$ 422.06	\$ 578.03		
Pérdidas		\$ 217.90	\$ 122.76	\$ 157.54	\$ 122.76	\$ 119.69
Reposición	\$ 28,315.63	\$ 36,106.42	\$ 33,003.69	\$ 30,899.32	\$ 36,931.56	\$ 20,889.64
TOTAL	\$ 44,606.30	\$ 46,285.18	\$ 46,211.54	\$ 39,053.68	\$ 62,274.12	\$ 30,727.53

Tabla 4. Valores reconocidos aprobados por tipo de inversión para el periodo tarifario 2020 - 2025.

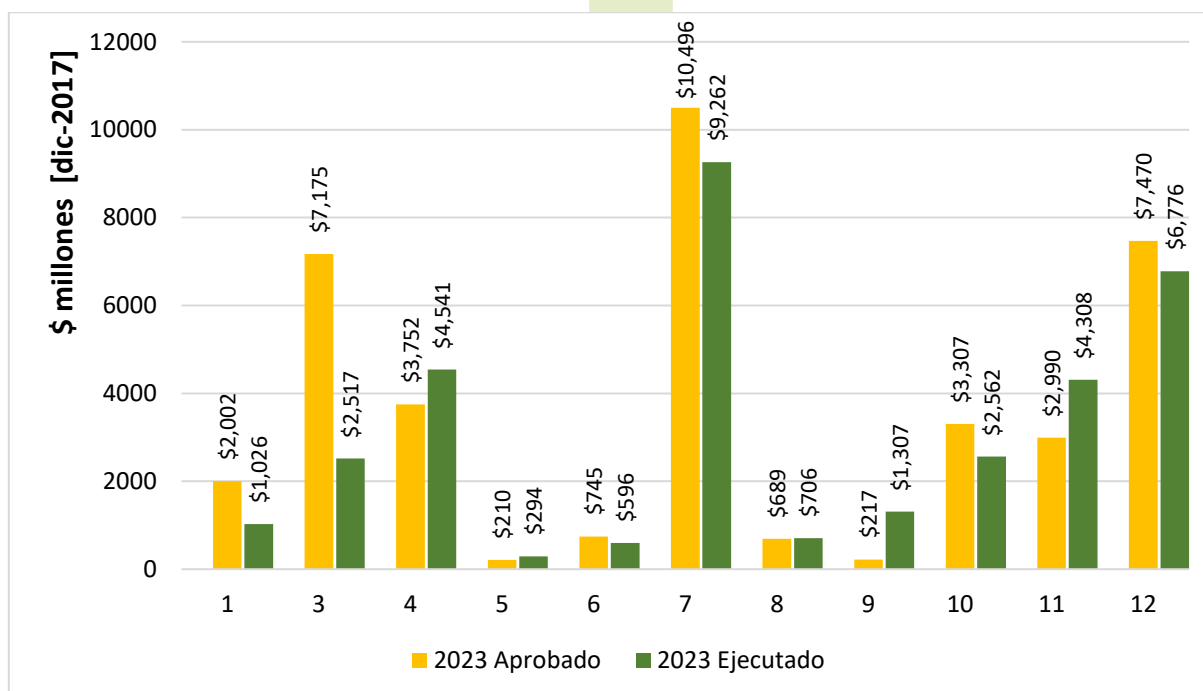
La **Tabla 5** permite comparar los valores aprobados y ejecutados para el cuarto año del plan de inversión, desagregando por nivel de tensión los porcentajes de ejecución y el porcentaje correspondiente a la variable CRR (Costo de Reposición de Referencia del Operador de Red CHEC al inicio del periodo tarifario).

² Valores en millones de pesos de diciembre de 2017.

Nivel tensión	Valor aprobado (millones de pesos)	Valor ejecutado (millones de pesos)	Porcentaje ejecución	CRR
4	3,333	3,666	110%	0.98%
3	9,945	3,675	37%	1.41%
2	15,316	15,470	101%	2.49%
1	10,460	11,084	106%	3.63%
Total	39,054	33,895	87%	2.17%

Tabla 5. Inversiones aprobadas y ejecutadas por nivel de tensión (año 2023).

A nivel agregado se observa que, para el Operador de Red CHEC, el nivel de ejecución del plan de inversiones en infraestructura de distribución de energía eléctrica para el año 2023 fue del 87%, mientras que el valor total de inversiones ejecutadas del plan corresponde a un 2,17% del costo de reposición de referencia al inicio del periodo tarifario.



Gráfica 12. Comparativo de inversiones aprobadas y ejecutadas por categorías de activos (año 2023).

Con relación a las categorías de activos establecidas por el regulador, la Gráfica 12 permite identificar que las categorías 1, 3, 7, 10, 11 y 12 (transformadores de potencia, bahías y celdas, líneas aéreas, centros de control, transformadores de distribución y redes de distribución respectivamente), representan el 78% de las inversiones ejecutadas por el Operador de Red CHEC en el año 2023. El restante 22%, se distribuye entre las categorías 4, 5, 6, 8 y 9 (Equipos control y comunicaciones, equipos de subestación, otros activos subestación, líneas subterráneas y equipos de línea respectivamente).

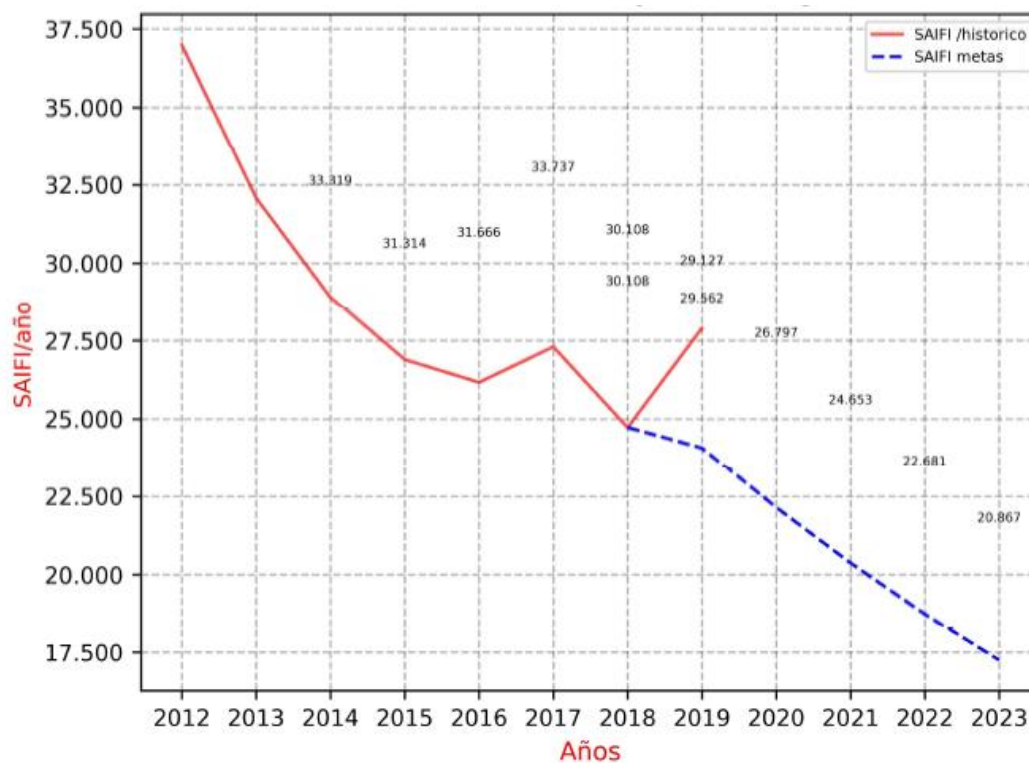
Las metas propuestas para los 5 años del periodo regulatorio 2019 - 2023 para la calidad media del sistema, se presentan en la Gráfica 13 para el indicador SAIDI y en la Gráfica 14 para el indicador SAIFI, que representan respectivamente, la duración y la frecuencia de los eventos que en promedio afectan a todos los usuarios conectados a las redes operadas por CHEC.

Los indicadores utilizados para la medición de la calidad individual del servicio permiten identificar los niveles mínimos de calidad que debe garantizar el Operador de Red CHEC a los usuarios conectados a las redes de su sistema. Respectivamente, los indicadores DIU y FIU representan la duración y cantidad totales de los eventos que percibe cada usuario en un periodo de un año.

Para la aplicación del esquema de compensaciones, se establecen indicadores de calidad mínima garantizada, que representan una cantidad máxima anual de horas interrumpidas (DIUG), y de veces en las que ocurren eventos (FIUG), que les corresponde a los Operadores de Red garantizar a los usuarios. Estos indicadores se mantienen fijos para todo el período tarifario.



Gráfica 13. Histórico SAIDI 2012-2019 y metas regulatorias.



Gráfica 14. Histórico SAIFI 2012-2019 y metas regulatorias.

La **Tabla 6** presenta duración máxima anual de los eventos percibidos por los usuarios (variable DIUG), en los niveles de tensión 2 y 3.

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	93.45	-
Riesgo 2	14.16	17.99	66.24
Riesgo 3	20.11	14.37	46.54

Tabla 6. DIUG niveles de tensión 2 y 3 (horas)

La **Tabla 7** presenta duración máxima anual de los eventos percibidos por los usuarios (variable DIUG), en el nivel de tensión 1.

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	93.45	142.26
Riesgo 2	12.25	38.00	131.87
Riesgo 3	23.59	35.26	194.17

Tabla 7. DIUG nivel de tensión 1 (horas)

La **Tabla 8** presenta frecuencia máxima anual de los eventos percibidos por los usuarios (variable FIUG), en los niveles de tensión 2 y 3.

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	34	-
Riesgo 2	16	31	53
Riesgo 3	24	25	32

Tabla 8. FIUG niveles de tensión 2 y 3 (veces)

La **Tabla 9** presenta frecuencia máxima anual de los eventos percibidos por los usuarios (variable FIUG), en el nivel de tensión 1.

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	37	44
Riesgo 2	17	47	71
Riesgo 3	23	32	93

Tabla 9. FIUG nivel de tensión 1 (veces)

En el caso de las pérdidas de energía eléctrica, la **Tabla 10** discrimina los porcentajes establecidos como meta para uno de los años del periodo tarifario 2019 – 2023.

Indicador	2019	2020	2021	2022	2023
Pérdidas de energía	8,59%	8,47%	8,47%	8,47%	8,47%

Tabla 10. Metas establecidas para el indicador de pérdidas de energía (2019 -2023)

Con relación a las inversiones, las metas establecidas por el Operador de Red CHEC en el plan de inversión de infraestructura de distribución de energía eléctrica 2020 - 2025, corresponden a los valores aprobados y reconocidos de unidades constructivas descritos a lo largo del presente apartado.

e) Avance en el cumplimiento de las metas.

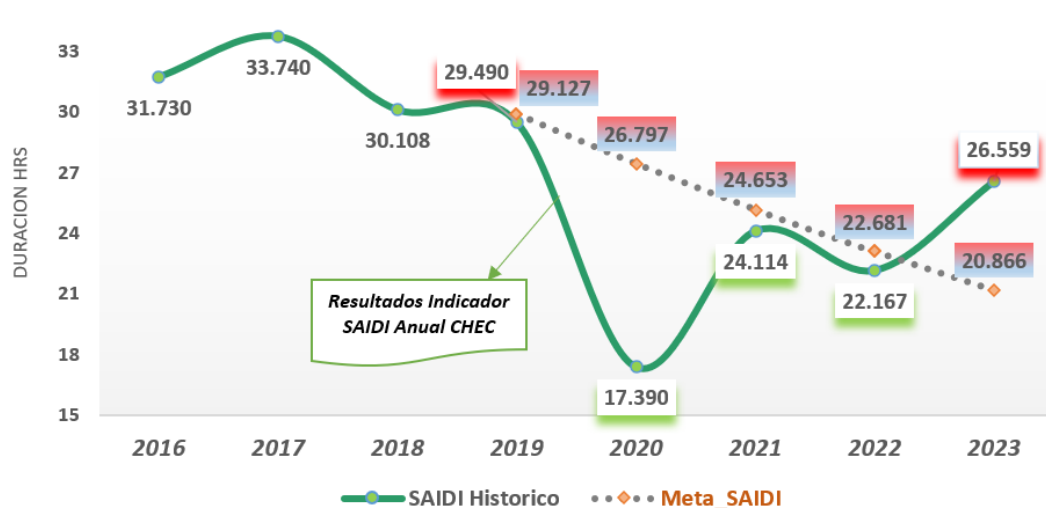
Con relación a la ejecución de inversiones, tal como se indicó en el literal d) (ver **Tabla 5**), el nivel de ejecución del plan de inversiones en infraestructura de distribución de energía eléctrica para el año 2023 fue del 87%.

En el marco del esquema de calidad del servicio en el Sistema de Distribución Local, y específicamente para la calidad media del sistema, el indicador SAIDI acumulado a diciembre de 2023 fue de 26559 horas y el SAIFI acumulado a diciembre fue de 16972 veces. Respecto a la calidad individual, el valor de compensación al final del año 2023 pagado por CHEC fue de \$4,939 millones aproximadamente.

El resumen del estado de avance en el cumplimiento de las metas de calidad del servicio puede apreciarse en la Gráfica 15 para el indicador SAIDI y en la Gráfica 16 para el indicador SAIFI.

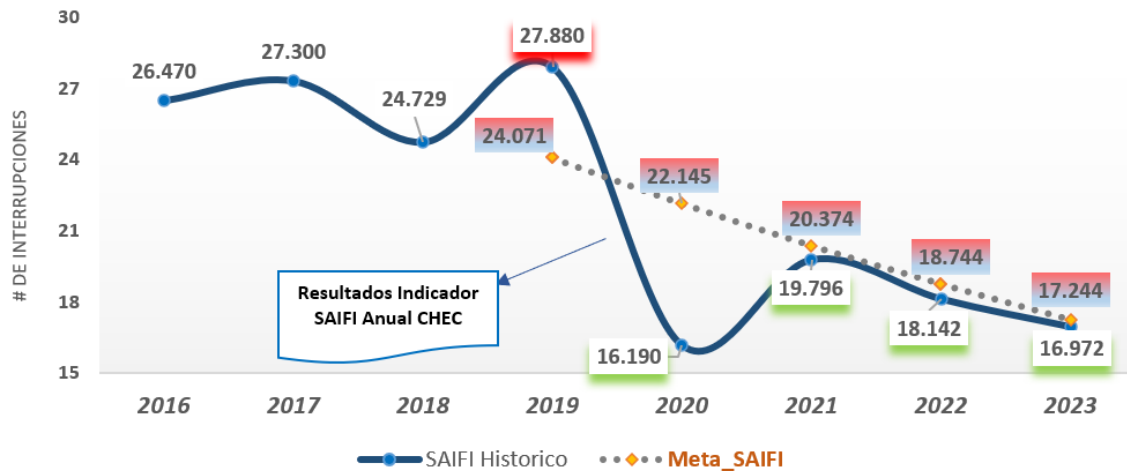


INDICADOR SAIDI Anual CHEC Vs Metas CREG 2019-2023



Gráfica 15. Resumen del avance en el cumplimiento de las metas de calidad (SAIDI).

INDICADOR SAIFI anual CHEC Vs Metas CREG 2019-2023



Gráfica 16. Resumen del avance en el cumplimiento de las metas de calidad (SAIFI).

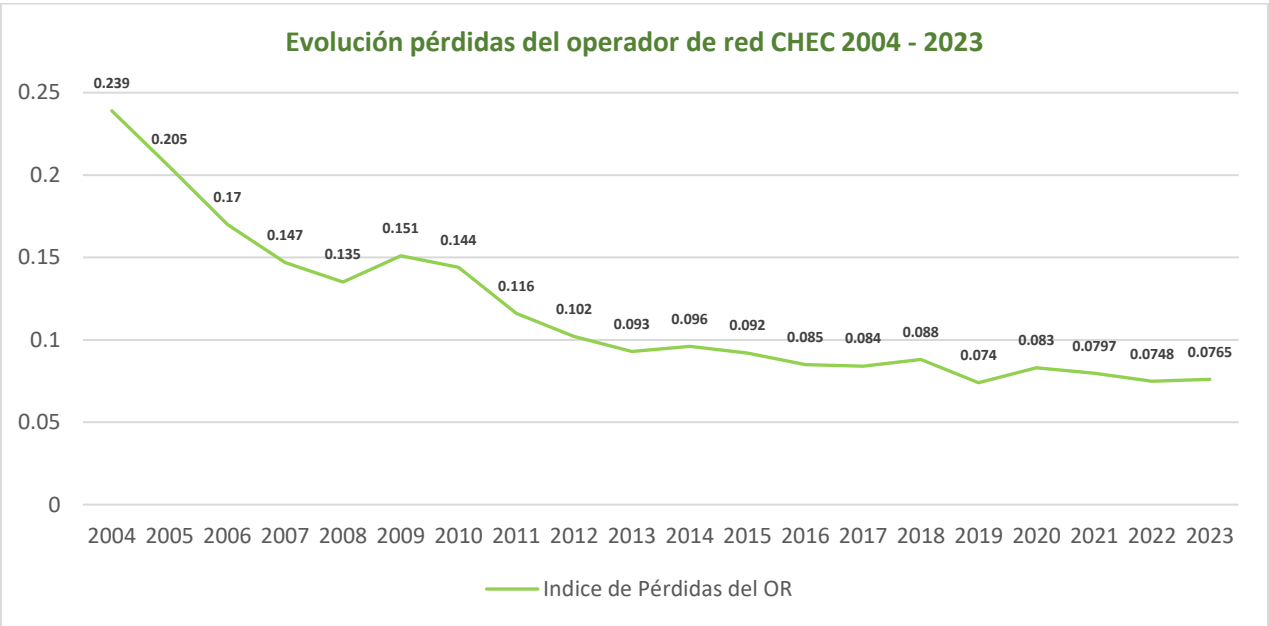
En el marco del plan de reducción de pérdidas de energía del Grupo EPM, el presupuesto ejecutado para el año 2023 fue de COP 7.472 millones aproximadamente en infraestructura, normalizaciones y control, logrando recuperar 23.79 GWh año y obteniendo un indicador de pérdidas del operador de red de 7,65%, superando la meta establecida (8,47%), en un 0,82%.

La **Tabla 11** presenta el comportamiento del indicador para los años 2021, 2022 y 2023.

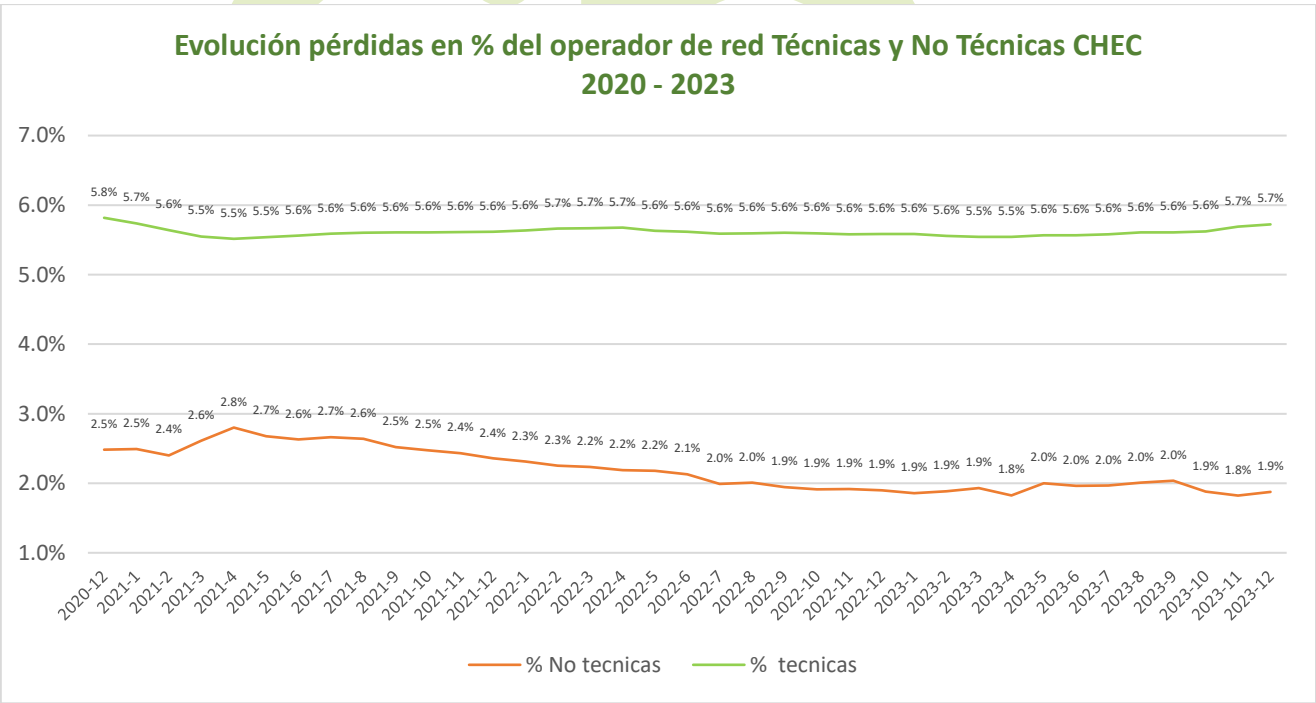
Indicador	Meta 2021	Resultado 2021	Meta 2022	Resultado 2022	Meta 2023	Resultado 2023
IP Operador de Red CHEC	8,47%	7,97%	8,47%	7,48%	8,47%	7,65%

Tabla 11. Resumen del avance en el cumplimiento de las metas de pérdidas.

La **Gráfica 17** presenta el histórico de índice de pérdidas y la meta del indicador desde diciembre de 2004 hasta diciembre de 2023.



Gráfica 17. Histórico de indicador de pérdidas.



Grafica 18. Evolución pérdidas en % del operador de red Técnicas y No Técnicas CHEC 2020 - 2023

En la **Tabla 12** se presenta el histórico de pérdidas discriminadas por origen de los últimos tres años (2021-2023).

Pérdidas de energía	Año 2021	Año 2022	Año 2023
Pérdidas No técnicas	2,36%	1,89%	1,92%
Pérdidas Técnicas	5,62%	5,58%	5,73%
TOTALES	7,97%	7,48%	7,65%

Tabla 12. Descripción histórica por origen de pérdidas.

f) Desviaciones del plan de inversión.

En la planificación de la expansión de los sistemas eléctricos, el crecimiento de la demanda corresponde a uno de los principales criterios de identificación de las necesidades de inversión en infraestructura requeridas para satisfacer el crecimiento de la demanda en el corto, mediano y largo plazo, en cumplimiento de los requerimientos técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del suministro de energía a los usuarios.

La definición de inversiones eficientes en reposición de infraestructura del sistema eléctrico de distribución de energía se orienta hacia el aseguramiento de los niveles de calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio y en consideración de los aspectos ambientales y sociales aplicables.

La metodología empleada por CHEC para la determinación de las inversiones en reposición (proyectos tipo III, no motivados en la atención de la demanda), se fundamenta en análisis que determinan las condiciones actuales de la infraestructura, a partir del tratamiento de la información disponible y la posterior aplicación de mecanismos de priorización de las inversiones basados en el tratamiento del riesgo.

Las prácticas utilizadas por CHEC para la definición de inversiones en reposición, se han establecido a partir de la disponibilidad de información y las características técnicas y operativas de los diferentes tipos de activos que conforman el sistema de distribución de energía eléctrica. En un contexto general, la información básica utilizada como insumo base para la determinación de inversiones en reposición de infraestructura corresponde a:

- *Marco normativo y regulatorio:* requerimientos derivados de la normatividad técnica y el marco regulatorio aplicable.
- Requerimientos específicos derivados de los planes de ordenamiento territorial, en el marco de las actividades de planeación de los municipios.

- Compromisos y obligaciones derivadas de solicitudes de entidades públicas del orden nacional, departamental y municipal.
- *Información del mantenimiento*: señales derivadas de las labores de mantenimiento preventivo y correctivo realizadas sobre los activos del sistema.
- *Información de la operación*: señales derivadas de las labores de operación remota y local de los activos del sistema, así como de los resultados de los análisis post operativos de eventos del sistema.
- *Solicitudes de clientes*: requerimientos presentados por usuarios finales que derivan posibles intervenciones sobre la infraestructura existente, especialmente por condiciones de seguridad.
- *Requerimientos de confiabilidad y calidad del servicio*: necesidades derivadas del plan de mejoramiento de la calidad del servicio, orientadas al cumplimiento de las metas de los indicadores.
- *Gestión de pérdidas de energía*: necesidades derivadas de los planes de reducción o sostenimiento de las pérdidas de energía, orientadas al cumplimiento de las metas de los indicadores.

De acuerdo con los valores presentados y aprobados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas mediante la resolución CREG 501-040 de 2022, en la **Tabla 13** se relacionan los valores planeados para cada uno de los proyectos de inversión y su respectiva ejecución tanto planeada como no planeada.

Cabe anotar que el contenido de los formatos que hacen parte del presente informe de ejecución del plan de inversión ofrece mayores detalles que incorporan atributos como el municipio, tipo de inversión, nivel de tensión y año de ejecución.

Código de proyecto	Nombre del proyecto	Valor aprobado	Ejecución planeada	Ejecución no planeada	Ejecución total
NEG0378TYDLI	Expansión y repotenciación de redes de distribución CHEC	2,018	420	13,270	13,690
NEG0382TYDLI	Reposición redes eléctricas y equipos de red	18,434	612	7,933	8,545
NEG0759TYDCE	Reposición sistemas y equipos de subestación	1,904	403	653	1,055

Código de proyecto	Nombre del proyecto	Valor aprobado	Ejecución planeada	Ejecución no planeada	Ejecución total
NEG0760TYDCE	Reposición sistemas y equipos de control, protección y comunicaciones	2,455	2,219	2,554	4,773
PEI0381TYDTO	Proyecto gestión y control pérdidas de energía - CHEC	1,455	900	538	1,438
PEI0731TYDCE	Modernización y reposición de la subestación Anserma 33/13.2 kV	3,592	0	0	0
PEI0732TYDCE	Reubicación, modernización y reposición de la subestación El Dorado 33/13.2 kV	4,826	2,473	1,481	3,954
PEI1053TYDCE	Nueva subestación Dorada Norte 115/33/13.2 kV	1,143	0	0	0
PEI1200TYDCE	Normalización y reposición subestación Campestre	2,543	0	0	0
PGA	Inversión en gestión de activos	578	0	141	141
UCISA	Reposición activos SE propiedad de ISA Intercolombia	106	28	271	299
Total		39,054	7,055	26,841	33,895

Tabla 13. Inversiones ejecutadas (planeadas y no planeadas) año 2023 desagregadas por proyecto [millones - dic 2017]

En el proceso de ejecución de las inversiones, se encontraron situaciones que llevaron a la modificación de las unidades constructivas a instalar en el sistema CHEC, teniendo en cuenta estudios y diseños más detallados y la planeación de corto plazo de cada uno de los proyectos planeados. En aras de la presentación de este informe se relacionan los valores ejecutados de acuerdo con la planeación (Ejecución planeada) y los que tuvieron desviaciones (Ejecución no planeada).

Cabe destacar que la ejecución del plan de inversión tomó como referencia el plan de inversión 2023-2027 que está pendiente de aprobación por parte del regulador;

razón por la cual se presentan bastantes diferencias ya que este informe relaciona la ejecución con el plan aprobado a la fecha del reporte (PIR 2020 – 2025).

Las principales modificaciones que se presentan están asociadas con: la reubicación o adelanto de los equipos a instalar para el cumplimiento de los objetivos previstos, la instalación de equipos con especificaciones técnicas más apropiadas a la necesidad del sistema, actualizaciones de las criticidades de los activos, cambios en las necesidades de expansión de la red o la compra de bien futuro de acuerdo con las solicitudes de conexión de clientes, fallas de los equipos o aumento en la demanda no previstos en la planeación. También se viene realizando la actualización de las hojas de vida de los activos y equipos de la red, lo que llevó a la priorización diferente de algunos equipos a instalar por obsolescencia tecnológica.

g) Gestión de activos.

Para dar cumplimiento a lo solicitado en el numeral 6.3.3.4 del capítulo 6 del anexo general de la resolución CREG 015 de 2018³, el Operador de Red CHEC adjunta al presente informe el documento *“Avance en el plan de cierre de brechas para la implementación y certificación del Sistema de Gestión de Activos CHEC”*, por medio del cual presenta el informe de avance en el plan de cierre de brechas para la implementación del sistema de gestión de activos en el negocio de Transmisión y Distribución de CHEC para el año 2023 con corte a 31 de diciembre, buscando aportar a la mejora continua del negocio, apalancando de esta manera los objetivos estratégicos de la organización y el propósito del grupo empresarial.

El contenido del informe se establece para dar cumplimiento a los requerimientos regulatorios aplicables, a partir de los siguientes componentes:

- h)** Línea base o punto de partida identificado en el diagnóstico.
- i)** Síntesis del plan de trabajo.
- j)** Avances en su ejecución y cierre de brechas
- k)** Inversiones realizadas.

Acorde con lo definido en el numeral h del documento soporte enviado con la circular No. 024 de 2020 se plantea la siguiente estrategia para dar cumplimiento:

Actualmente la información del ciclo de vida de los activos del sistema de distribución se encuentra en la herramienta EAM-Maximo y se tiene contemplado brindar acceso a los organismos de control para la visualización de la información.

Para asignar el permiso de visualización se requiere lo siguiente:

³ Modificado por la resolución CREG 036 de 2019

- Nombre completo, el número de cedula y empresa donde vienen las personas que ingresaran. Con esta información CHEC gestiona los accesos así:
 - o Crea cuenta de red (Usuario y cuenta).
 - o Asignar permisos para conexión por VPN.
 - o Solicitar acceso a MAXIMO al servidor producción
 - o Asignar permisos en MAXIMO.

Una vez ejecutados estos pasos se puede tener acceso al sistema de información MAXIMO.

En caso de requerirse acceso a la información de los activos del sistema distribución, antes de estar implementado EAM-MAXIMO se procederá a dar acceso para visualización a los aplicativos que actualmente tienen información de los activos SIGCHEC, GTECHNOLOGY, SGO, teniendo en cuenta el siguiente procedimiento:

- Nombre completo, el número de cedula y empresa donde vienen las personas que ingresaran. Con esta información CHEC gestiona los accesos así:
 - o Crea cuenta de red (Usuario y cuenta).
 - o Asignar permisos para conexión por VPN.
 - o Solicitar acceso al servidor producción de los aplicativos a visualizar
 - o Asignar permisos en los aplicativos a visualizar.

Una vez ejecutados estos pasos se puede tener acceso al sistema de información.

El Anexo i contiene el documento *“Avance en el plan de cierre de brechas para la implementación y certificación del Sistema de Gestión de Activos CHEC”* en el cual se puede consultar información complementaria que precisa cada uno de los requerimientos establecidos en el presente apartado.