

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

30/03/2023 Versión 1.0



MACROPROCESO DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN DE INFRAESTRUCTURA TyD

VERSIÓN NO.	FECHA	DESCRIPCIÓN DEL CAMBIO	MOTIVO	CAP. Y PÁG. AFECTAD
1.0	30/03/2023	Versión inicial		
2.0	29/05/2023	Actualización de cargos		

	ELABORÓ/MODIFICÓ	REVISÓ	APROBÓ
CARGO:	Profesionales II, IV, IV	Profesional I	Jefe de área
NOMBRE:	Cristian Cubillos Aristizábal Pedro José Toro Chávez Steven Mafla Uchima	Luis Gabriel Narváez Campana	Mauricio Arango Cardona
FECHA:	30/03/2023	30/03/2023	30/03/2023

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.	6
c)	Descripción del sistema operado.....	6
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.....	32



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. – 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 la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A E.S.P.

A través de la comunicación con radicado CREG E-2019-014163 del 27 de diciembre de 2019, la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. 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, la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. 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, la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. 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 la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P, 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.

Adicionalmente y según lo estipulado por la misma Resolución CREG 015 de 2018, Artículo 18, Remuneración de proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables al SIN: “...los OR deberán presentar en la solicitud de remuneración y anualmente, los proyectos de expansión de cobertura de su área de influencia de acuerdo con los criterios y reglas establecidas en el capítulo 13 de la citada resolución.”

Las reglas contenidas en el mencionado capítulo 13 son aplicables para aquellos proyectos de expansión de cobertura que presenten los OR con propósito de interconectar usuarios ubicados en zonas interconectables como se definen en el Decreto 1623 de 2015 o aquel que lo modifique o complementa y que se encuentren en las necesidades identificadas por la Unidad de Planeación Minero-Energética: UPME – en el último Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica, PIEC, vigente. Entendido lo anterior y cumplidos los requisitos y metodología estipulada por UPME para la presentación de los planes de expansión de cobertura, se realiza la entrega del plan 2021 para ejecución en el 2022.

El 27 de septiembre de 2021 la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P recibe los conceptos de aprobación por parte de UPME (Radicado UPME No. 20211520084271) de las soluciones de los 47 proyectos presentados en su PECOR 2021.

El plan presentado en el año 2021 se incluye en la remuneración del negocio bajo las condiciones del Capítulo 13 de la CREG 015 del 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 la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A E.S.P. 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.

Se realiza una nueva versión del informe, debido a una actualización de cargos presentada por medio de la carta *“Modificación variables circular CREG 012 de 2020 – Mercado comercialización CALM año 2023”* enviada a XM SA. ESP el 19 de mayo de 2023.

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 en los 48 municipios de Caldas y Risaralda Tolima, Cundinamarca, Antioquia y Choco que hacen parte de su área de influencia; 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.

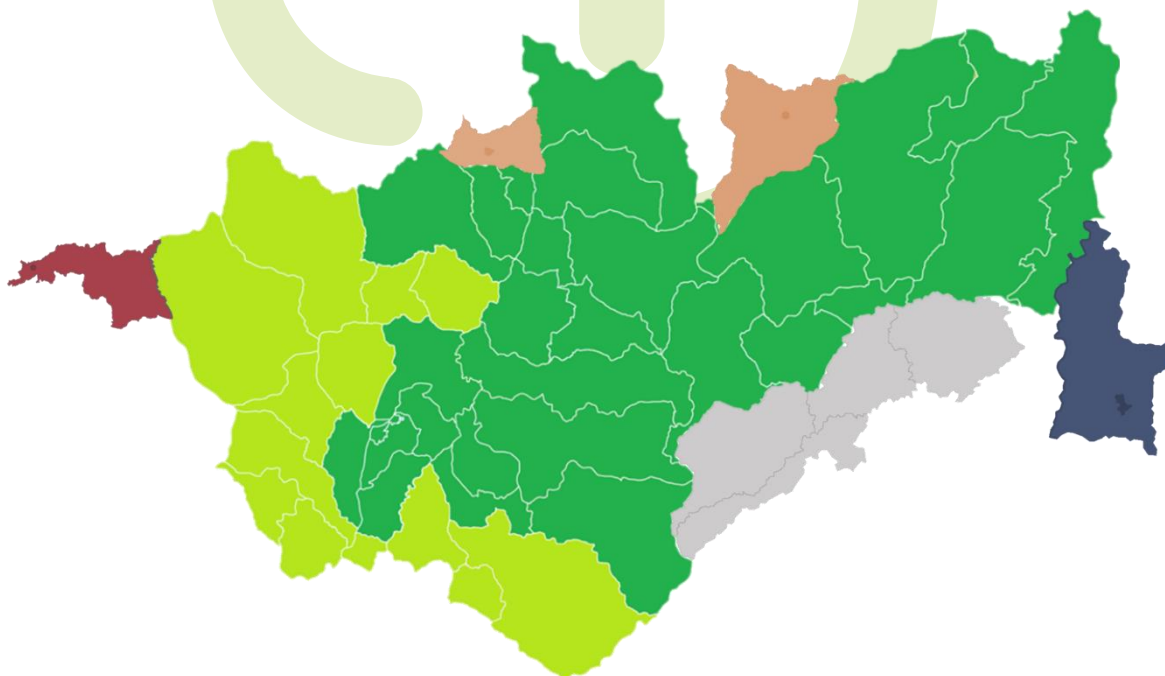
c) Descripción del sistema operado.

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 14.398 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, 24.067 KM de red, 1.217 MVA de capacidad de transformación instalada y 19.886 transformadores de distribución.

Tal como lo presenta el Gráfico 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%).

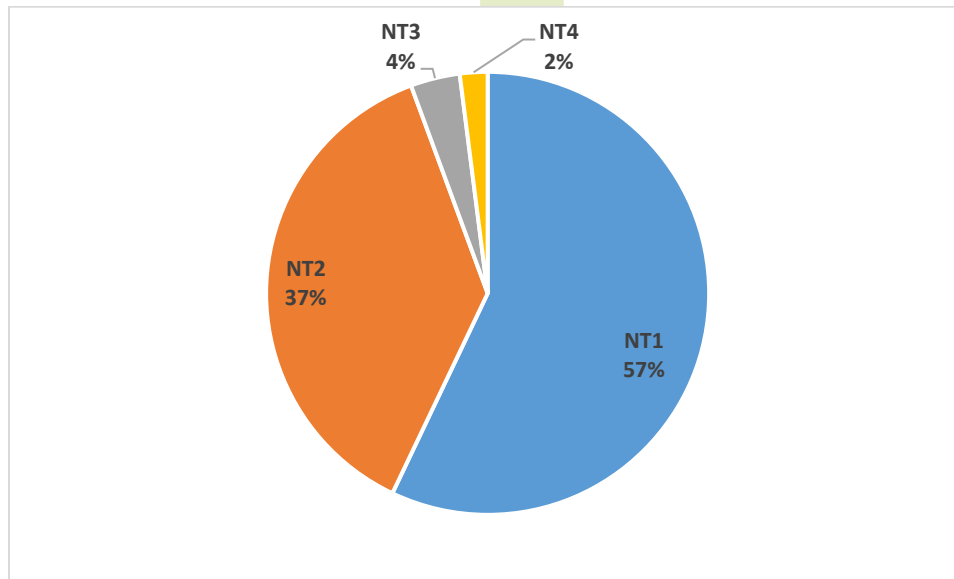


Gráfico 1. Discriminación de líneas y redes - niveles 4, 3, 2 y 1.

Con corte a diciembre de 2022, el mercado de comercialización atendido por CHEC, estuvo conformado por un total de 539.002 clientes conectados a los sistemas de transmisión regional y distribución local, cuya composición se discrimina en el Figura 3.



Figura 3. Composición del mercado de comercialización CHEC.

Tal como puede apreciarse en el gráfico 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:

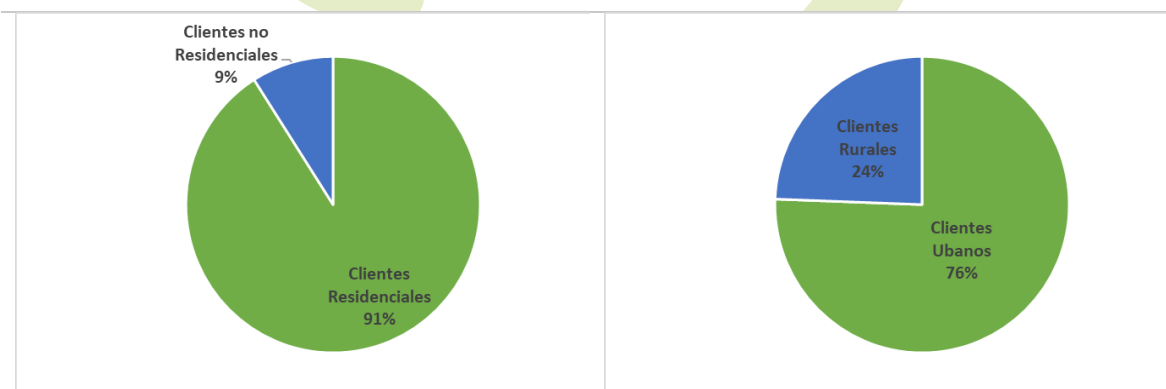


Gráfico 2. Discriminación de usuarios atendidos en el mercado de comercialización.

La demanda de energía en el Mercado de Comercialización CHEC (Operador de Red) en el año 2022 presentó un crecimiento respecto al año anterior en un 1.73% (29 GWh) variando de 1 685 GWh (2021) a 1 714 GWh (2022).

En el gráfico 3 se ilustra la demanda mensualizada del OR CHEC en los últimos cuatro (4) años, se evidencia el crecimiento a lo largo del año 2022 (línea gris) respecto al año 2021 (línea verde) salvo en tres meses.

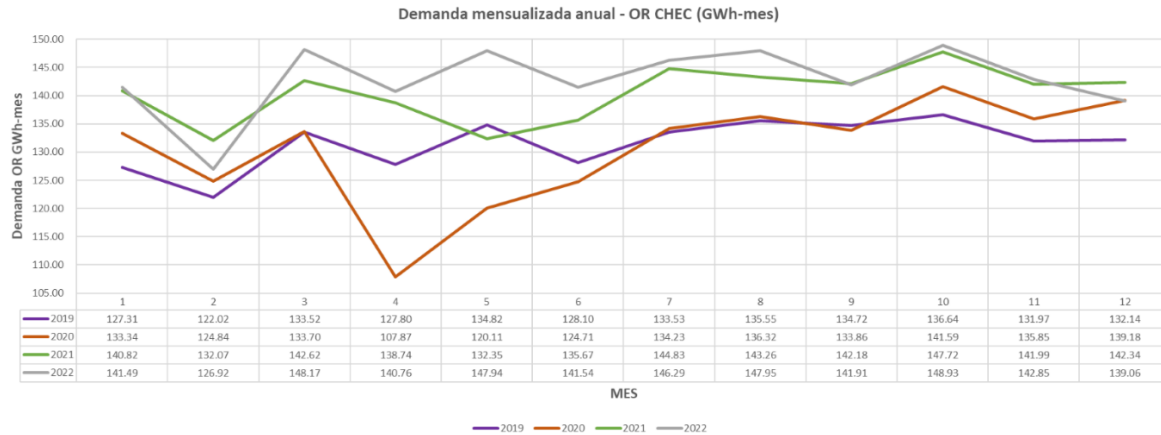


Gráfico 3. Comportamiento de la demanda mensual de energía eléctrica del mercado de comercialización 2019-2022.

La demanda atendida por el Comercializador CHEC representa un 57% frente al total del Mercado de Comercialización. Al cierre del año 2022 se tiene un crecimiento en un 1,24% (12 GWh) pasando de 958 GWh en 2021 a 970 GWh en 2022.

El 43% restante del total de demanda dentro del OR CHEC es atendida por Otros Comercializadores. En este mercado y con cierre a diciembre de 2022 se tienen 637 fronteras, que representan una energía total en el año de 744 GWh, en comparación frente al año 2021 se tiene un crecimiento de 2,39% equivalente a 17 GWh (para el año 2021 se tuvo 727 GWh). El comercializador que más energía representa es ISAGEN con 18 clientes y el 50% del total de demanda de los Otros Comercializadores.

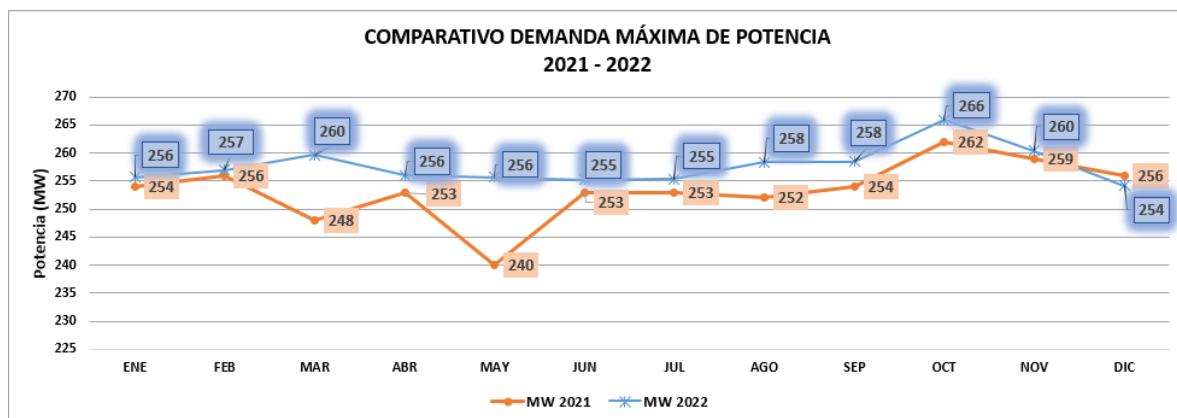


Gráfico 4. Demanda máxima de potencia eléctrica años 2021 y 2022 (desagregación mensual).

La demanda máxima de potencia del mercado de comercialización MC-Caldas en el año 2022, tuvo una variación positiva para todos los meses de enero a noviembre, respecto al año inmediatamente anterior; solamente en el último mes del año, la demanda estuvo 2 MW por debajo del valor de diciembre del año 2021. Mayo fue el mes con mayor crecimiento de la demanda con un 6.12% respecto al mismo mes en 2021, comportamiento esperado, por el paro nacional presentado entre abril y mayo del año 2021, durante el cual la economía colombiana tuvo grandes impactos, y el sector energético no fue la excepción.

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.

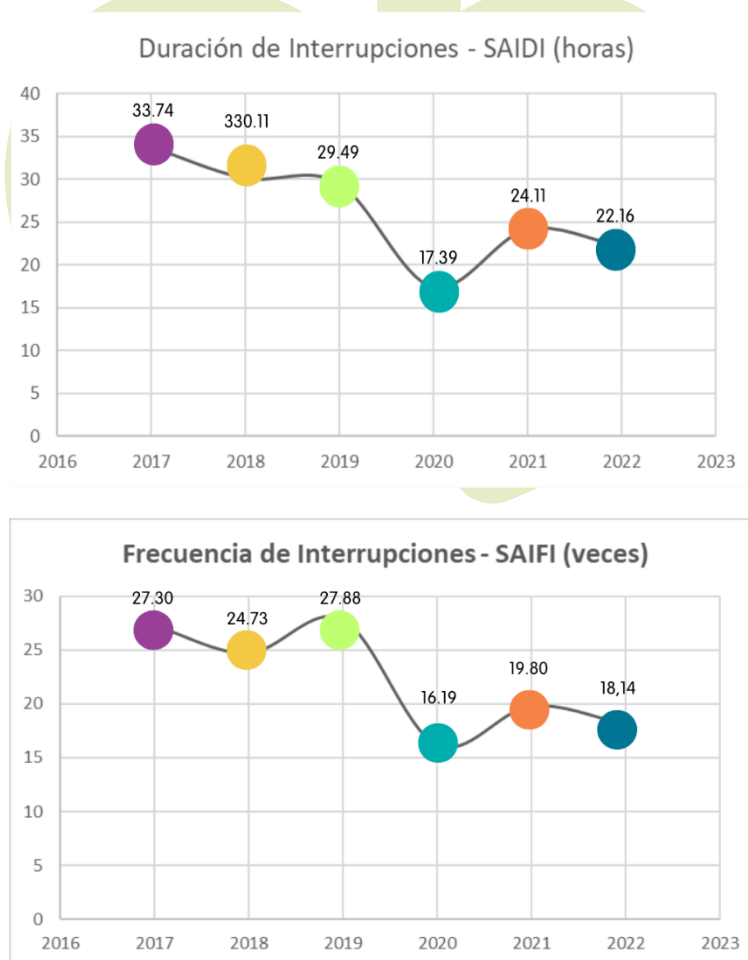


Gráfico 5. Indicadores de calidad del servicio SAIFI – SAIDI 2017-2022.

Tal como puede apreciarse en el gráfico 5, el comportamiento de los indicadores de calidad del servicio, el Índice de duración de interrupción promedio del sistema (SAIDI) finalizó en 22,17 horas/año (disminuye en 8.8 % respecto al Indicador del año anterior -1,9 horas) y con relación al Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI) finalizó en 18,14 veces/año (disminuye un 9,1 % respecto al indicador del año anterior -1,6 veces). Las metas propuestas para el año 2022 se cumplieron para ambos indicadores (SAIDI 22,55 horas y SAIFI 18,63 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 res. Dejó sin efecto la res. 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.

En el año 2022 se recibieron 170 solicitudes para conexión de AGPE, de estas solicitudes se aprobaron 135 y 35 de ellas no cumplieron con los requisitos exigidos regulatoriamente.

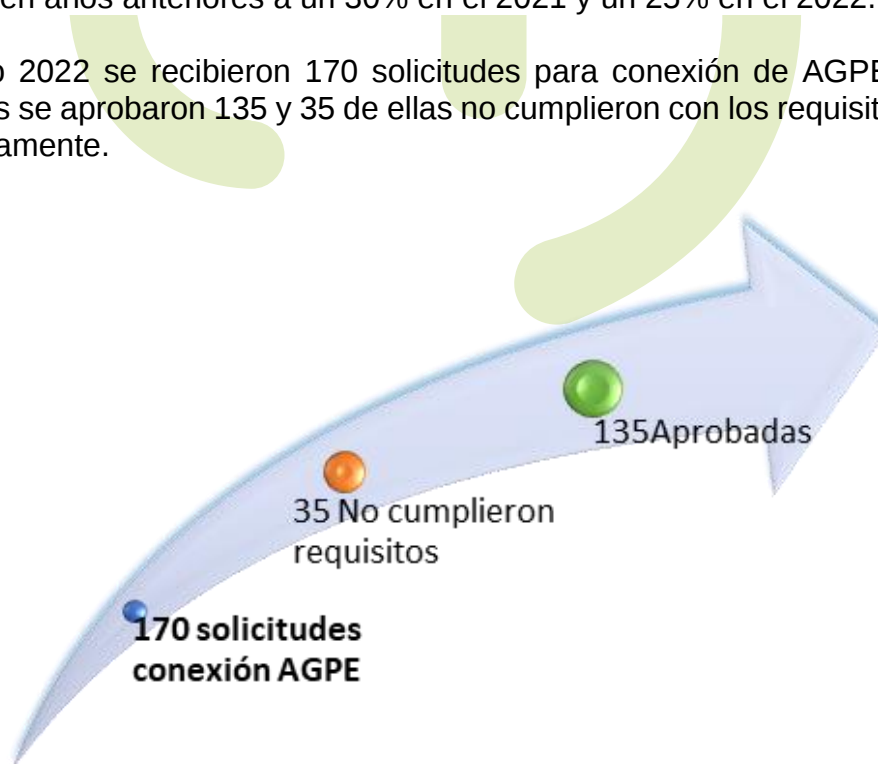


Figura 4. Evolución solicitudes conexión AGPE.

Al 31 de diciembre de 2022 se tienen conectados 268 AGPE al sistema CHEC con una potencia de 6 036 kW, de los cuales 262 están entregando excedentes a la red por 1,42 GWh.

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.

Es así como a junio de 2022, se alcanzaron a atender 17 solicitudes para el trámite de conexión de igual número de proyectos de generación hidráulica y solar.

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

- Once (11) proyectos con aprobación de la conexión, de los cuales uno de ellos corresponde a la conexión del usuario minero Lower Mine a las redes del STR de CHEC.
- Cinco (5) proyectos con aprobación de la conexión, supeditados a obras de expansión en el SIN.
- Un (1) proyecto con concepto no favorable de conexión.

Proyecto	Agente	Tipo Generación	Potencia MW	Punto Conexión	Fecha Puesta en Operación (FPO)	Observación
Siatá	Generador	Solar	19,9	SUB. DORADA	2026	Enviado a UPME para análisis
PLANTA FV DOÑA JUANA	Generador	Solar	4,3	SUB. NUEVA DORADA NORTE	2024	Enviado a UPME para análisis
PLANTA FV SAN FRANCISCO	Generador	Solar	4,9	SUB. INSULA	2024	Enviado a UPME para análisis

PLANTA FV MONTECRISTO	Generador	Solar	90	SUB. ESMERALDA	2026	Enviado a UPME para análisis
PCH Quinchia A	Generador	Hidráulica	2,9	SUB. QUINCHIA	2025	Enviado a UPME para análisis
PCH Rico Medio	Generador	Hidráulica	12,88	SUB. PUEBLO RICO	2025	Enviado a UPME para análisis
Caldas Solar 1	Generador	Solar	19,9	SUB. VITERBO	2025	Enviado a UPME para análisis
Caldas solar 2	Generador	Solar	19,9	SUB. VITERBO	2025	Enviado a UPME para análisis
Parque Solar La Victoria	Generador	Solar	40	SUB. VICTORIA	2026	Enviado a UPME para análisis
PCH Salamina	Generador	Hidráulica	19,9	SUB. MACANA	2026	Enviado a UPME para análisis
La Estrella	Generador	Solar	60	SUB. VICTORIA	2026	Enviado a UPME para análisis
Parque Solar La Ponderosa	Generador	Solar	99,99	SUB. PURNIO	2023	Enviado a UPME para análisis
PCH Rico bajo	Generador	Hidráulica	4,8	SUB. PUEBLO RICO	2025	Enviado a UPME para análisis
Parque Solar Fotovoltaico Camelia	Generador	Solar	9,9	SUB. DORADA	2024	Enviado a UPME para análisis
Parque Solar Fotovoltaico Dalia	Generador	Solar	9,9	SUB. DORADA	2024	Enviado a UPME para análisis
PARQUE EÓLICO FRAYLEJONES	Generador	Eólico	36	SUB. ENE	2027	Enviado a UPME para análisis
Proyecto minero Lower Mine	Usuario	N.A	40	SUB. IRRA	2024	Enviado a UPME para análisis

Tabla 1. Estado solicitudes conexión generadores a gran escala.

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.

Se observa que el listado de los proyectos de generación indicados anteriormente puede ser objeto de cambio en la medida que los proyectos atiendan los diferentes requerimientos de la resolución CREG 075 de 2021.

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 70.070 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 reemplazo de activos de existentes.
- c. Tipo III: proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que rempazan 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. El gráfico 6 discrimina los porcentajes de inversión del año 2022, para cada uno de los departamentos que conforman el área de cobertura geográfica atendida por el Operador de Red CHEC.

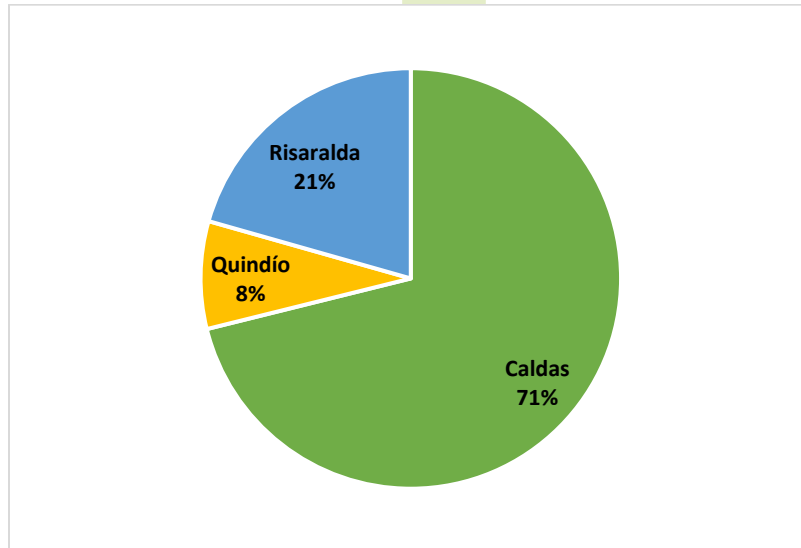


Gráfico 6. Porcentajes de inversión aprobada por departamento (año 2022).

La tabla 2 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	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

¹ Valores reconocidos de unidades constructivas de diciembre de 2017.

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
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 2. Inversiones aprobadas desagregadas por municipio
[\$ millones - dic 2017]

A continuación, se presenta la discriminación de los valores aprobados del plan de inversión, para las siguientes clasificaciones: tipo de inversión (Gráfico 7), nivel de tensión (Gráfico 8) y categoría de activos (Gráfico 9).

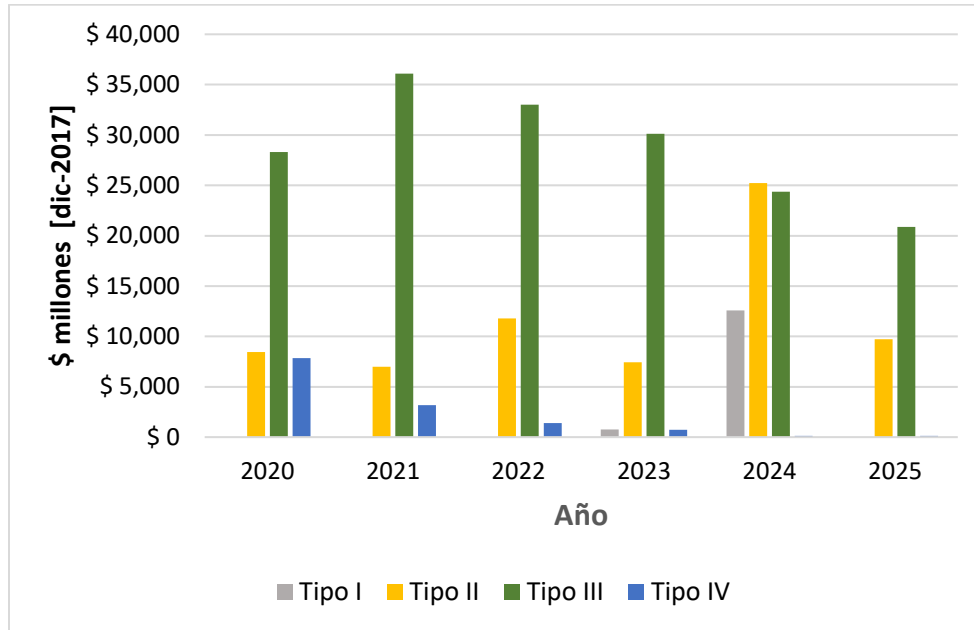


Gráfico 7. Inversiones aprobadas por tipo regulatorio.

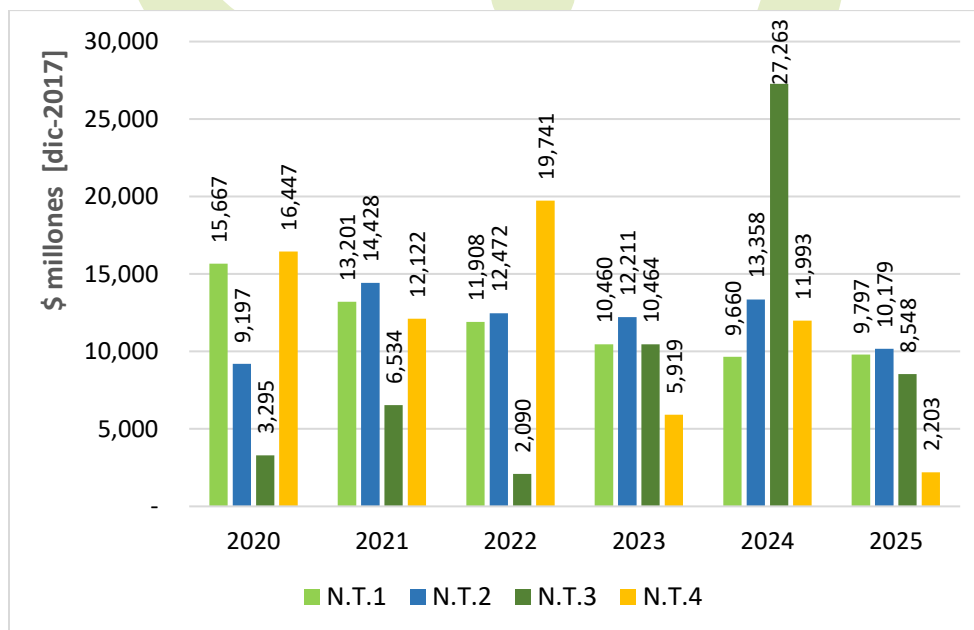


Gráfico 8. Inversiones aprobadas por nivel de tensión (años 2020-2025).

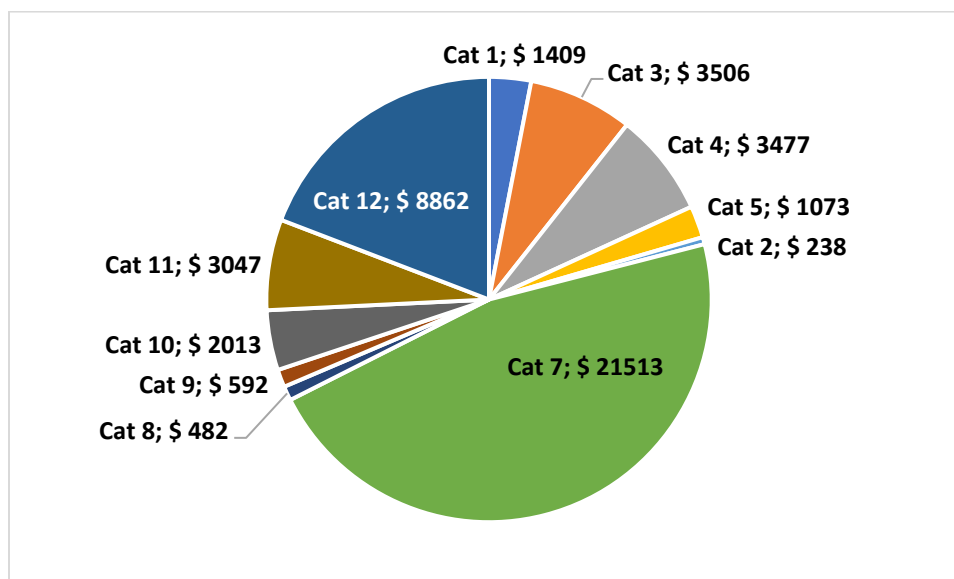


Gráfico 9. Porcentajes de inversión aprobadas por categoría de activos (año 2022).

El gráfico 10 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 tercer año del plan de inversión, que un 71.4% de la inversión aprobada corresponde a proyectos de reposición de activos, y el 25.5% se asocia a la construcción de nueva infraestructura para la expansión del sistema.

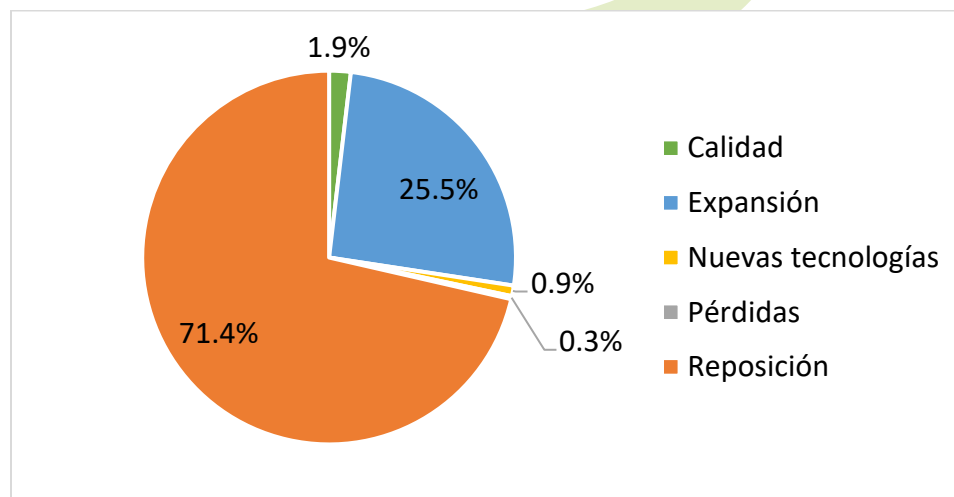


Gráfico 10. Participación de las inversiones aprobadas por tipo de proyecto (año 2022).

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

La **Tabla 4** permite comparar los valores aprobados y ejecutados para el tercer 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).

Nivel tensión	Valor aprobado (millones de pesos)	Valor ejecutado (millones de pesos)	Porcentaje ejecución	CRR
4	\$ 16478	\$ 7571	46%	2.02%
3	\$ 3273	\$ 2273	69%	0.87%
2	\$ 14552	\$ 11792	81%	1.90%
1	\$ 11908	\$ 14336	120%	4.69%
Total	\$ 46.212	\$ 35.972	78%	2.30%

Tabla 4. Inversiones aprobadas y ejecutadas por nivel de tensión (año 2022).

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 2022 fue del 78%, mientras que el valor total de inversiones ejecutadas del plan corresponde a un 2,30% del costo de reposición de referencia al inicio del periodo tarifario, sin superar el 8% en ninguno de los niveles de tensión del sistema.

² Valores en millones de pesos de diciembre de 2017.

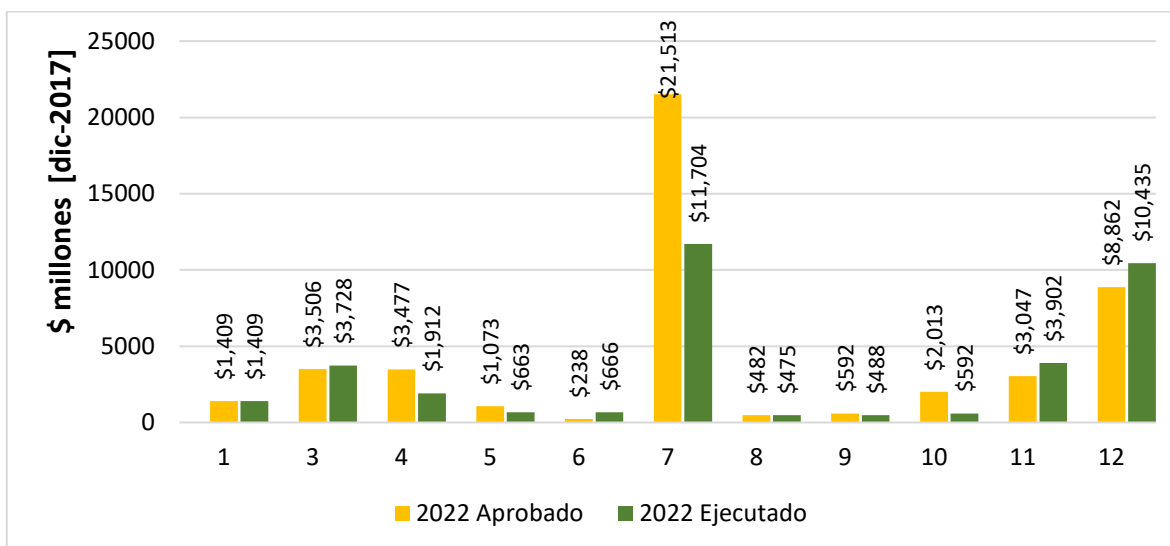


Gráfico 11. Comparativo de inversiones aprobadas y ejecutadas por categorías de activos (año 2022).

Con relación a las categorías de activos establecidas por el regulador, el Gráfico 115 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 88% de las inversiones ejecutadas por el Operador de Red CHEC en el año 2022. El restante 12%, 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).

En cuanto al plan de expansión de cobertura de energía eléctrica PECOR, se presentaron un total de 47 proyectos para la electrificación de 214 viviendas en el año 2022. La UPME, por medio del radicado No: 20211520084271 define las soluciones mediante las cuales se aprueba la electrificación de las viviendas presentadas así:

Solución viable PECOR 2021	# Proyectos	# Viviendas
Interconexión	25	173
Aislada	22	41
Total	47	214

Tabla 5. Soluciones conceptuadas por UPME.

El gráfico 12 discrimina el número de viviendas por tipo de solución y departamento que conforman el área de cobertura geográfica atendida por el Operador de Red CHEC y a su vez cuentan con viviendas proyectadas para su electrificación.

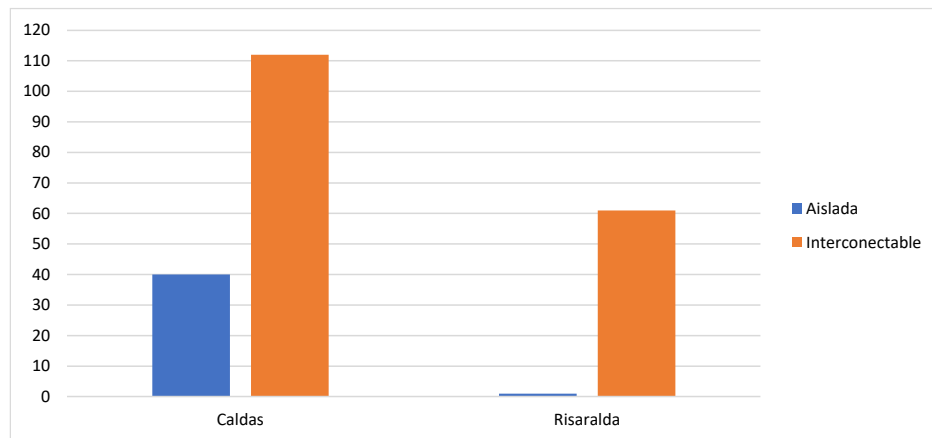


Gráfico 12. Viviendas por tipo de solución en cada departamento.

El valor total del plan de expansión de cobertura de energía conceptuado para soluciones mediante interconexión a la red fue de \$2,492,663,841 para su ejecución en el 2022. La **tabla 6** presenta las cifras discriminadas por municipio y niveles de tensión.

Municipio/NT	N1	N2	Total general
Aguadas	\$ 163,386,616	\$ 200,009,090	\$ 363,395,706
Anserma	\$ 12,722,948	-	\$ 12,722,948
Apía	\$ 4,667,825	-	\$ 4,667,825
Balboa	\$ 11,034,919	-	\$ 11,034,919
Belén de Umbría	\$ 6,110,640	\$ 11,603,434	\$ 17,714,074
La Celia	\$ 10,257,309	-	\$ 10,257,309
La Dorada	\$ 37,988,901	-	\$ 37,988,901
La Merced	\$ 4,650,137	-	\$ 4,650,137
Manizales	\$ 23,975,027	\$ 36,846,436	\$ 60,821,463
Marsella	\$ 28,722,793	-	\$ 28,722,793
Marulanda	\$ 10,282,974	-	\$ 10,282,974
Mistrató	\$ 45,869,879	\$ 78,791,682	\$ 124,661,561
Neira	\$ 28,190,020	\$ 11,578,529	\$ 39,768,548
Pensilvania	\$ 81,771,224	\$ 66,226,381	\$ 147,997,605
Pueblo Rico	\$ 84,063,048	\$ 122,074,856	\$ 206,137,904
Quinchía	\$ 21,567,395	\$ 23,667,736	\$ 45,235,130
Riosucio	\$ 253,604,715	\$ 391,311,914	\$ 644,916,629
Salamina	\$ 31,181,981	\$ 21,270,647	\$ 52,452,628
Samaná	\$ 197,862,208	\$ 292,090,195	\$ 489,952,403
Santa Rosa de Cabal	\$ 24,567,558	\$ 17,689,806	\$ 42,257,364
Victoria	\$ 17,449,717	\$ 17,823,154	\$ 35,272,870
Villamaría	\$ 35,278,039	\$ 27,424,181	\$ 62,702,220
Viterbo	\$ 24,799,287	\$ 14,250,643	\$ 39,049,930
Total general	\$ 1,160,005,159	\$ 1,332,658,682	\$ 2,492,663,841

Tabla 6. Inversiones en COP aprobadas por municipio y nivel de tensión.

La Tabla 7 permite comparar los valores aprobados y ejecutados para el año 2022 del PECOR presentado y aprobados en el 2021, desagregándolos por nivel de tensión en cuanto a los proyectos conceptuados bajo solución de interconexión al sistema eléctrico. Cabe recordar que para este tipo de soluciones se aprobaron 25 proyectos que correspondían a 173 viviendas y a la fecha de la expedición de este informe se electrificaron 93 de estas.

Nivel tensión	Valor aprobado	Valor ejecutado	Porcentaje ejecución
2	\$1,333	\$619	46%
1	\$1,160	\$349	30%
Total	\$2,493	\$968	39%

Tabla 7. Inversiones aprobadas y ejecutadas 2022 por nivel de tensión (PECOR).

Las metas propuestas para los 5 años del periodo regulatorio 2019 - 2023 para la calidad media del sistema, se presentan en el Gráfico 13 para el indicador SAIDI y en el Gráfico 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.

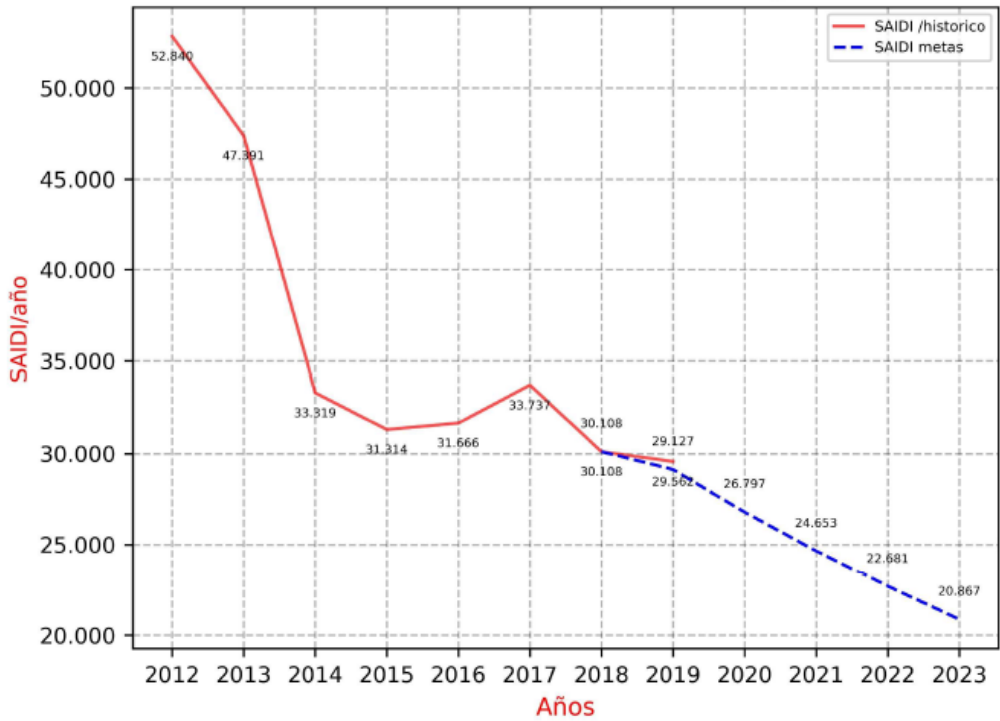


Gráfico 13. Histórico SAIDI 2012-2019 y metas regulatorias.

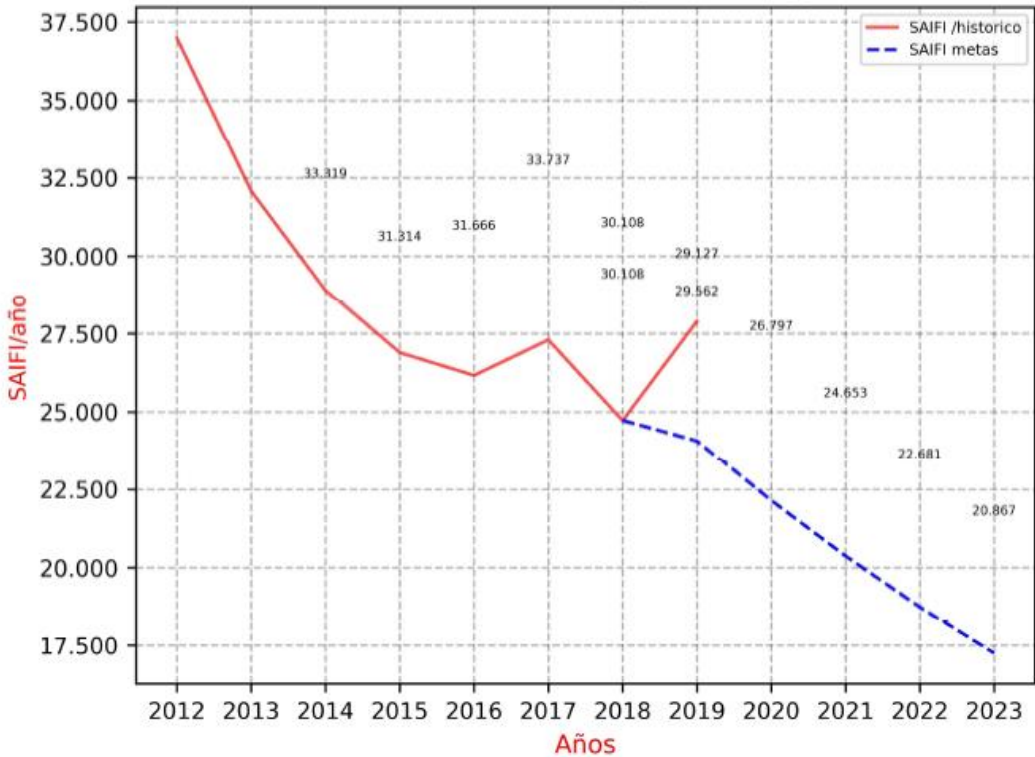


Gráfico 14. Histórico SAIFI 2012-2019 y metas regulatorias.

La **Tabla 8** 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 8. DIUG niveles de tensión 2 y 3 (horas)

La **Tabla 9** 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 9. DIUG nivel de tensión 1 (horas)

La **Tabla 10** 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 10. FIUG niveles de tensión 2 y 3 (veces)

La **Tabla 11** 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 11. FIUG nivel de tensión 1 (veces)

En el caso de las pérdidas de energía eléctrica, la **Tabla 12** 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 12. 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 4**), el nivel de ejecución del plan de inversiones en infraestructura de distribución de energía eléctrica para el año 2022 fue del 78%. Tomando como referencia el valor total aprobado del plan de inversiones 2019-2025, el porcentaje de ejecución acumulada es del orden del 63%.

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 2022 fue de 22,167 horas y el SAIFI acumulado a diciembre fue de 18,142 veces. Respecto a la calidad individual, el valor de compensación al final del año 2022 pagado por CHEC fue de \$1,900 millones aproximadamente.

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

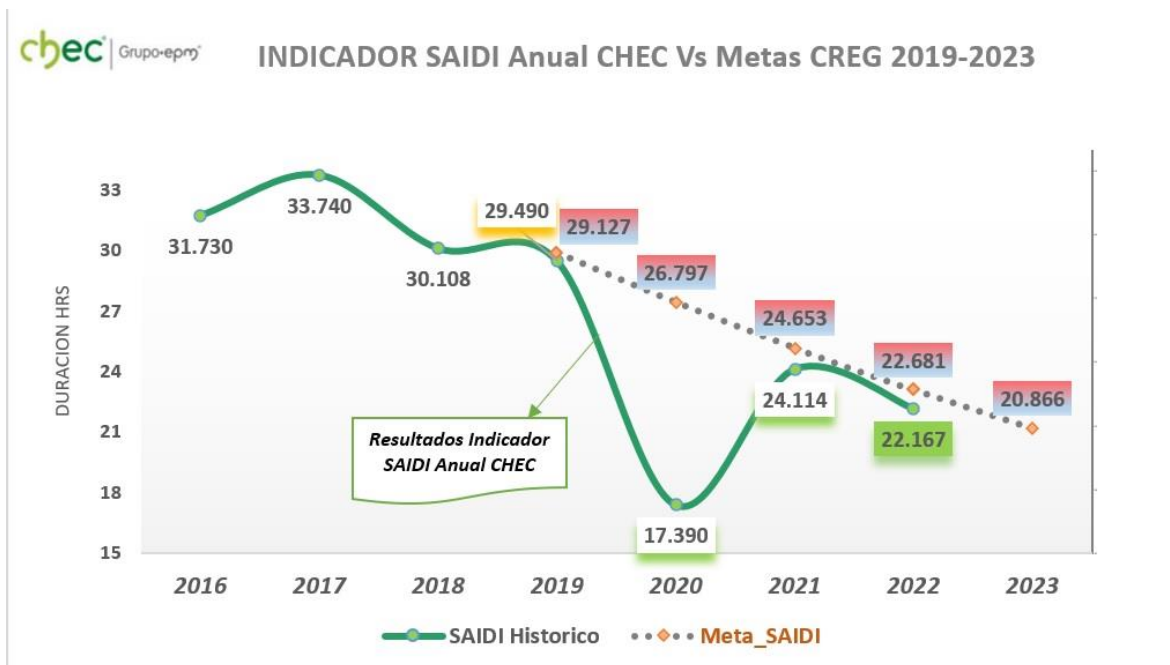


Gráfico 15. Resumen del avance en el cumplimiento de las metas de calidad (SAIDI).

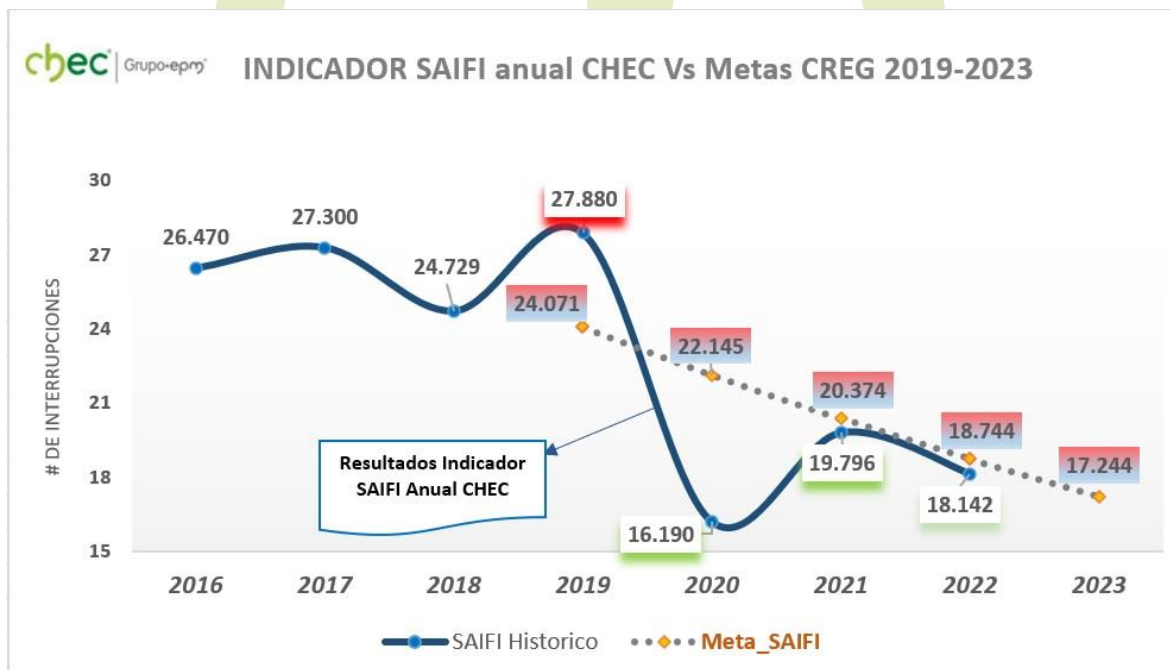


Gráfico 16. Resumen del avance en el cumplimiento de las metas de calidad (SAIFI).

En el marco del plan de reducción de pérdidas de energía del Grupo EPM, Se realizaron inversiones de COP 8.582 millones en infraestructura, normalizaciones y control, logrando recuperar 22,8 GWh año; obteniendo un indicador de pérdidas del

operador de red de 7,48%, superando la meta establecida (8,47%), en un 0,9%. La **tabla 13** presenta el comportamiento del indicador para los años 2020, 2021 y 2022.

Indicador	Meta 2020	Resultado 2020	Meta 2021	Resultado 2021	Meta 2022	Resultado 2022
IP Operador de Red	8,47%	8,26%	8,47%	7,97%	8,47%	7,48%

Descripción histórica por origen de pérdidas

Tabla 13. Resumen del avance en el cumplimiento de las metas de pérdidas.

En el gráfico 17 se presenta el histórico de índice de pérdidas y la meta del indicador desde diciembre de 2014 hasta diciembre de 2022.

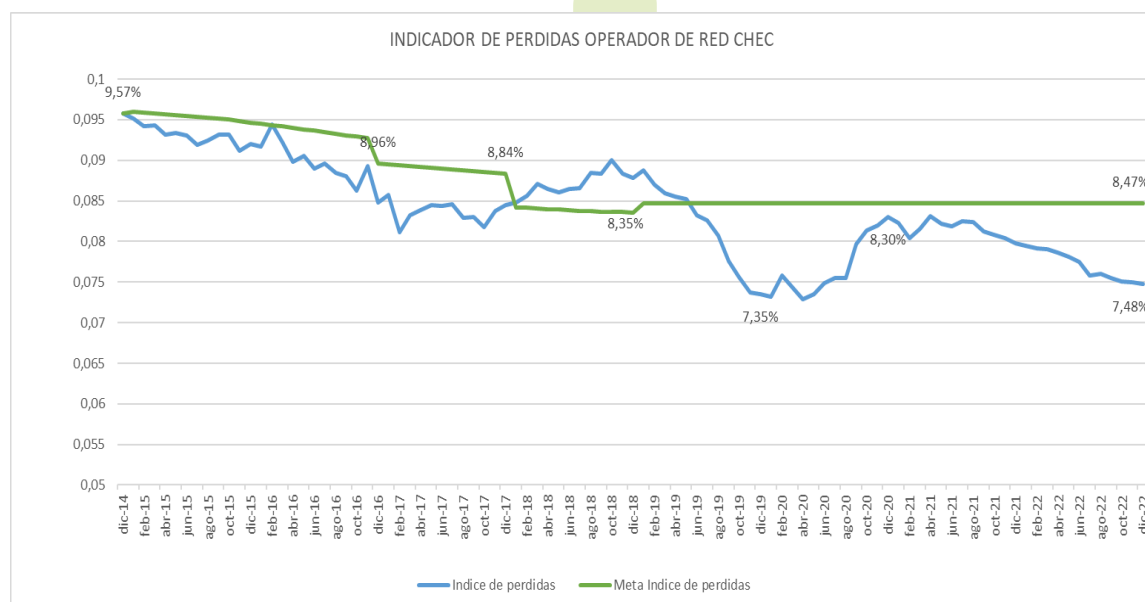


Gráfico 17. Histórico de indicador de pérdidas.

En la **tabla 14** se presenta el histórico de pérdidas discriminadas por origen de los últimos tres años (2020-2022).

Pérdidas de energía	Año 2020	Año 2021	Año 2022
Pérdidas No técnicas	2,48%	2,36%	1,89%
Pérdidas Técnicas	5,82%	5,62%	5,58%
TOTALES	8,30%	7,97%	7,48%

Tabla 14. 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 15** 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	3,019	384	8,790	9,174
PEI1199TYDLI	Instalación de fibra óptica SPAN 600 ADSS entre Subestación Uribe y Subestación Regivit	6,402	0	0	0
PGA	Inversión en gestión de activos	422	422	0	422

PEI0827TYDCE	Normalización subestación Purnio 115 kV	2,982	1,806	427	2,233
PEI0381TYDTO	Proyecto gestión y control pérdidas de energía - CHEC	1,375	1,024	959	1,983
NEG0383TYDLI	Proyecto para el mejoramiento de la calidad del servicio en CHEC	4,995	0	328	328
UCISA	Reposición activos SE propiedad de ISA Intercolombia	398	0	0	0
NEG0382TYDLI	Reposición redes eléctricas y equipos de red	22,155	3,040	14,049	17,089
NEG0760TYDCE	Reposición sistemas y equipos de control, protección y comunicaciones	983	0	0	0
NEG0759TYDCE	Reposición sistemas y equipos de subestación	3,481	3,074	1,669	4,743
	Total	46,212	9,750	26,222	35,972

Tabla 15. Inversiones ejecutadas (planeadas y no planeadas) año 2022 desagregadas por proyecto [millones \$ - dic 2017]

Por otro lado, para el caso del proyecto Expansión de cobertura ejecución 2022, se relacionan los siguientes valores:

Código de proyecto	Nombre del proyecto	Valor aprobado	Ejecución planeada	Ejecución no planeada	Ejecución total
NEG0380TYDLI	Expansión de cobertura	2,493	434	534	968

Tabla 16: Inversiones ejecutadas (planeadas y no planeadas) PECOR año 2022
[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), resaltando que para el caso de CHEC no surgieron nuevos proyectos de inversión sino modificaciones a los inicialmente planeados.

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. Por otro lado una de las mayores desviaciones se debe a que se tuvieron problemas con la gestión predial en gran parte del trazado de la Fibra óptica Manizales – Regivit y no fue posible viabilizar los permisos requeridos en el 2022, este tipo de proyectos de reposición e instalación de nuevos elementos sobre infraestructura existente en líneas de N4 conlleva algunas particularidades legales al trabajar sobre corredores ya establecidos pero sin servidumbres constituidas en los predios afectados, entonces se tienen particularidades frente al manejo predial que no fueron posibles solucionar durante la ejecución

Respecto al plan de expansión de cobertura - PECOR, de las 214 viviendas conceptuadas se definieron para electrificación por interconexión 173, de las cuales 93 se conectaron exitosamente. Para las 80 viviendas restantes se tuvieron diferentes causas por las que no se completó o se logró parcialmente, cabe mencionar que estas ya reposan en la base de datos del programa electrificación rural 2023. Adicional a estas también se encuentra con un porcentaje de viviendas para las cuales no fue necesaria su ejecución por ya encontrarse electrificadas, no encontrarse vivienda, etc. En la siguiente tabla se lleva el conteo de las viviendas por sus diferentes causales de no electrificación.

Causa de no ejecución	Total viviendas
No se alcanzó a ejecutar	23
Ejecutado parcialmente	21
Condiciones topológicas	9
Falta de permisos	6
Ya cuentan con infraestructura	5
Ejecutadas pero no sistematizadas	5
Ya estaba conectado	4
Ejecutados pero no se ha recibido obra	4
No tienen casa	3
Total general	80

Tabla 17: Causales de no ejecución PECOR

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 2022 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:

- 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.

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.

³ Modificado por la resolución CREG 036 de 2019

Para asignar el permiso de visualización se requiere lo siguiente:

- Nombre completo, el número de cedula y empresa donde vienen las personas que ingresarán. 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 ingresarán. 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.