



Grupo•epm®



AÑOS 1944-2024
Haciendo parte de tu historia

Informe de Ejecución del Plan de Inversión CHEC

Actividad Distribución de Energía Eléctrica



Contenido

Contexto Empresarial

Direccionamiento Estratégico

Resumen Ejecutivo

Acciones Encaminadas al Beneficio de los Usuarios

Descripción del Sistema Operado

Resumen del Plan de Inversión Aprobado

Avance del Cumplimiento de las Metas

Desviaciones del Plan de Inversión

Gestión de Activos

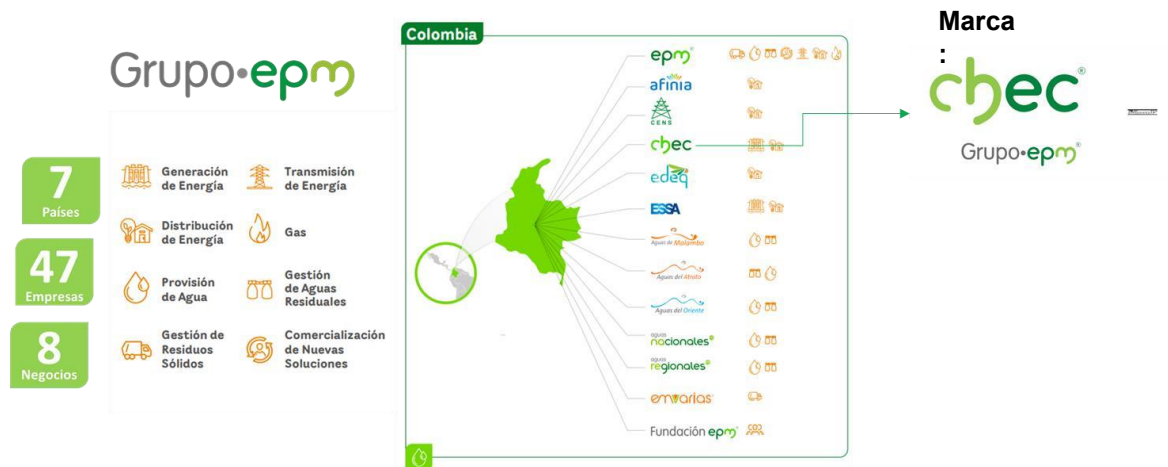
Anexos.

Contexto Empresarial

- 7. Países donde opera:** solamente en Colombia

- La Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. Beneficio e interés Colectivo (BIC) es una sociedad anónima comercial de nacionalidad colombiana, clasificada como Empresa de Servicios Públicos Mixta, con autonomía administrativa, patrimonial y presupuestal, sometida al régimen general aplicable a las empresas de servicios públicos domiciliarios y a las normas especiales que rigen las empresas del sector eléctrico. CHEC participa como empresa filial dentro del Grupo Empresarial EPM en el sector de energía eléctrica.

El Grupo EPM es un grupo empresarial colombiano con inversiones en gran parte del territorio nacional (Colombia) e internacional (Bermudas, México, Guatemala, El Salvador, Panamá y Chile), el cual actúa en los sectores de energía eléctrica, gas, agua y saneamiento. Desde el año CHEC participa como empresa filial del Grupo EPM en el sector de energía eléctrica.



Direccionamiento Estratégico

Direccionamiento Estratégico CHEC Grupo EPM



[Ver Políticas Empresariales CHEC](#)

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 periodos. Por tanto, la revisión se realiza sobre el año 2020 y el periodo 2021-2025, quedando así el plan 2020-2025 aprobado por la resolución 501 040 del mes de abril del año 2022.

A través de las comunicaciones con radicados CREG E2022009717, E2022009718, E2022009719, E2022009720 y E2022009721 del 31 de agosto de 2022, la CHEC. solicitó ajuste del plan de inversión para el periodo 2023-2027 con base en lo definido en el numeral 6.6 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018. Mediante Auto 0000135 del 29 de septiembre de 2023, la CREG inició la actuación administrativa bajo el expediente 20230067, con el objeto de decidir sobre la solicitud realizada por la CHEC. Mediante Auto 0000156 del 25 de octubre de 2023, se decretó la práctica de pruebas consistentes en la verificación de la información enviada a la CREG por la CHEC. La CHEC mediante radicados CREG E2024000057 y E2024000058 del 2 de enero de 2024 remitió la información requerida mediante el auto de pruebas. Finalmente la CREG el 26 de abril de 2024 mediante la resolución 501 049 de 2024 modifica el plan de inversiones del mercado de comercialización atendido por la CHEC. La CHEC, mediante comunicación con radicado CREG E2024008512 del 20 de junio de 2024, presentó recurso de reposición contra la Resolución CREG 501 049 de 2024. Mediante la resolución 501 065 de 2024 la CREG resuelve el recurso de reposición interpuesto y en la misma se realiza la aprobación de cargos final del plan 2023-2027.

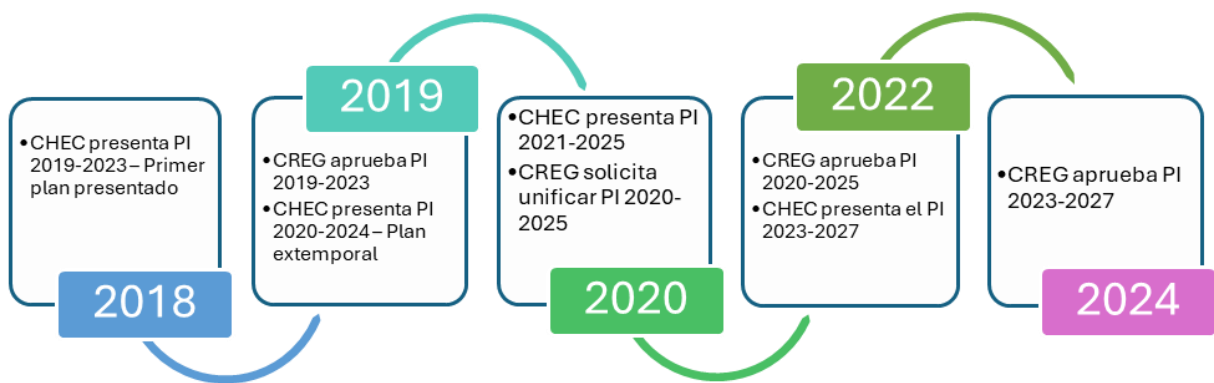


Figura 1. Antecedentes presentación planes de inversión Resolución CREG 015 de 2018

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.

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 sostenibilidad, 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.

Descripción del Sistema Operado

**Presencia en 48
municipios de
Colombia**

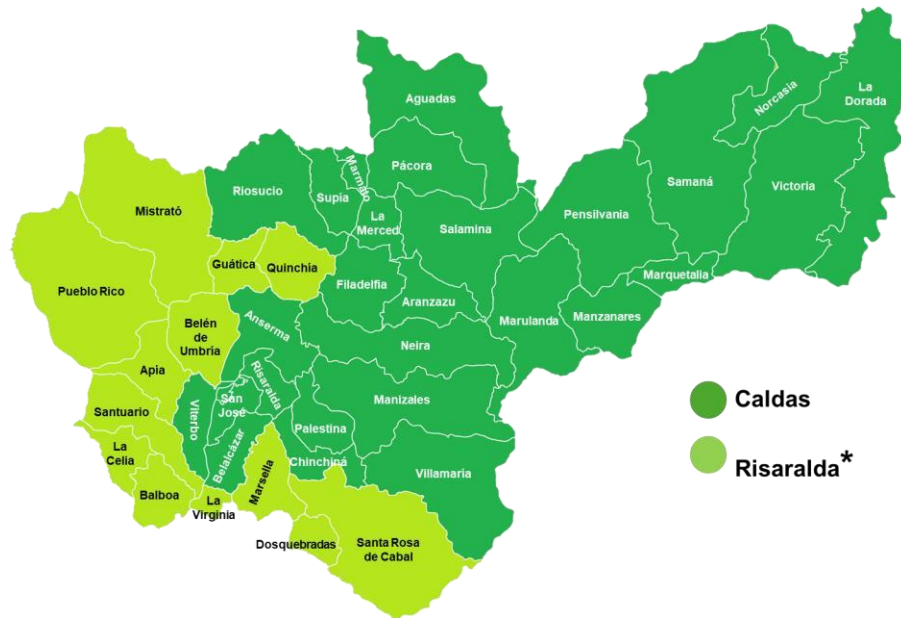


Figura 2. Área de cobertura atendida por el Operador de Red - OR CHEC.

Departamento	N° de Municipios	N° de Clientes (31 dic 2024)	Porcentaje
Caldas	27	377.456	66,7%
Risaralda*	13	187.023	33%
Otros (Tolima, Antioquia, Choco, Cundinamarca)	8	1.572	0,28%

***No incluye al municipio de Pereira**

Tabla 1. Clientes por departamento área de cobertura OR CHEC

CHEC presta sus servicios en las zonas urbanas y rurales de 48 municipios en 6 Departamentos de Colombia (Caldas, Risaralda, Quindío, Tolima, Cundinamarca, Antioquia, Choco y Valle del Cauca); siendo su principal mercado 40 municipios de los departamentos de Caldas y Risaralda (no incluye municipio de Pereira); impactando con la prestación del servicio público de energía a:

- 11.596 Km2 del territorio colombiano (Aproximadamente).
- 1.537.506 personas aproximadamente
- 551.162 hogares
- 17 comunidades étnicas (6 resguardos y 11 Asentamientos y parcialidades)

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:

Capacidad Instalada Transmisión y Distribución	Subestaciones		2022	2023	2024
	Subestaciones nivel de tensión 115 kV (cinco de ellas poseen conexión al Sistema de Transmisión Nacional -STN)		17	18	18
	Subestaciones nivel de tensión 33/13,2 Kv		44	44	44
	Total Número de subestaciones		61	62	62
	Capacidad Total de Transformación en MVA		1.217	1.195,2	1.215,2
	Transformadores		2022	2023	2024
	Transformadores de Potencia de Ultra Alta Tensión (Voltaje de salida ≥ 220 Kv)	Unidades	0	0	0
		MVA	0	0	0
	Transformadores de Potencia Subestaciones CHEC		2022	2023	2024
	Transformadores de Potencia de Alta Tensión (57.5 kV $\leq$ Voltaje de salida < 220 kV) – Nivel 4	Unidades	13	13	16
		MVA	690	690	740
	Transformadores de Potencia del Media Tensión (30 kV $\leq$ Voltaje de salida < 57.5 kV) – Nivel 3	Unidades	31	29	29
		MVA	725	653	725
	Transformadores de Potencia y de Distribución de Media Tensión (1 kV $\leq$ Voltaje de salida < 30 kV) – Nivel 2	Unidades	59	59	59
		MVA	489	379	489,5
	Transformadores de Distribución en las líneas CHEC		2022	2023	2024
	Transformadores de Distribución de Baja Tensión (Voltaje de salida < 1 kV) – Nivel 1	Unidades	19.783	20.217	20.244
		MVA	905	838	932
	Número total transformadores de distribución		19.886	20.318	20.348
	Capacidad total de transformación MVA		1.904	1.722	1.954,50
	Redes		2022	2023	2024
	Km de redes en el nivel de tensión 1 - N1 (líneas menores a 1kV)	Área	13.659	13.694	14.178
		Subterránea	138	153	167
	Total Km de redes en el nivel de tensión 1 - N1		13.797	13.847	14.345
	Km de redes en el nivel de tensión 2 - N2 (líneas que se encuentran entre 1kV-30 kV)	Área	8.827	8.970	8.960
		Subterránea	102	103	106
	Total Km de redes en el nivel de tensión 2 - N2		8.929	9.073	9.066
	Km de redes en el nivel de tensión 3 - N3 (líneas que se encuentran entre 30.1 kV-57.5 kV)	Área	853	872	853
		Subterránea	7	7	7
	Total Km de redes en el nivel de tensión 3 - N3		860	879	860
	Km de redes en el nivel de tensión 4 - N4 (líneas que se encuentran entre 57.6 kV-220 kV) + Transmisión	Área	481	500	481
		Subterránea	0	0	0
	Total Km de redes en el nivel de tensión 4 - N4		481	500	481
	Km de redes Sistema de Transmisión Nacional – STN (líneas ≥ 220 kV)	Área	0	0	0
		Subterránea	0	0	0
	Total Km de redes en el STN		0	0	0
	Total Kilómetros de redes aéreas		23.820	24.036	24.472
	Total Kilómetros de redes subterráneas		247	263	280
	Total Kilómetros de redes de distribución de energía		24.067	24.299	24.752

Tabla 2. Capacidad Instalada Transmisión y Distribución

Capacidad Instalada Transmisión y Distribución	Cobertura y Universalización	2022	2023	2024
	Cobertura Urbana	100%	100%	100%
	Cobertura Rural	99,77%	100%	100%
	Total Índice de cobertura	99,94%	100%	100%
	Índice de Universalización del servicio	99,48%	100%	100%
	Electrificación Rural CHEC	2022	2023	2024
	Número de viviendas conectadas	93	277	201
	Número de personas impactadas (Corresponde al número de instalaciones multiplicado por el número de personas por vivienda. En Colombia se toma como multiplicador el valor del último censo del DANE que es 3.1 personas por vivienda.)	372	858	623
	COP millones invertidos en infraestructura	664	2.750	3.850
	COP millones financiados	124	599	578
	Vinculación de Clientes	2022	2023	2024
	Vinculaciones por proyectos de conexión/Servicios Nuevos Urbanos	10.087	10.672	10.633
	Vinculaciones por proyectos de conexión/Servicios Nuevos Rurales	2.650	2665	2.847
	Total Vinculaciones por proyectos de conexión/Servicios Nuevos	12.737	13.337	13.480
	Vinculaciones por Habitación de Vivienda (HV) - Urbanos	522	220	205
	Vinculaciones por Habitación de Vivienda (HV) - Rurales	696	999	949
	Total Vinculaciones por Habitación de Vivienda (HV)	1.218	1.219	1.154
	Total Clientes Vinculados	13.955	14.556	14.634
	Total personas beneficiadas habitación de vivienda (Corresponde al número de instalaciones multiplicado por el número de personas por vivienda. En Colombia se toma como multiplicador el valor del último censo del DANE que es 3.1 personas por vivienda.)	3.775	3.778	3.578
	Solicitudes atendidas proyectos de conexión y reformas	311	580	674
	Total Ingresos actividades de Conexión (HV, proyectos, alquiler de infraestructura y servicios de portafolio del distribuidor)	4.768	15.346	19.722
	Energía transportada SDL (GWh)	2022	2023	2024
	Cantidad total de la energía transportada por el Operador de Red en el Sistema de Distribución Local - SDL	1.714	1.724	1.737,66
	Pérdidas de Energía	2022	2023	2024
	Índice de pérdidas del Operador de Red	7,48%	7,65%	7,57%
	Calidad del servicio	2022	2023	2024
	Índice de duración de interrupción promedio del sistema – SAIDI	22,17	26,56	18,13
	Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema – SAIFI	18,14	16,97	11,71
	Índice de la Duración Promedio de Interrupción del Cliente – CAIDI	1,22	1,56	1,55

Tabla 3. Capacidad Instalada Transmisión y Distribución (continuación)

Tal como lo presenta el Gráfico 1, las redes eléctricas de nivel de tensión 1 (58%) y nivel de tensión 2 (37%) representan el 95% del total de las redes operadas por CHEC, mientras que el 5% restante se distribuye entre el nivel de tensión 3 (3%) y el nivel de tensión 4 (2%).

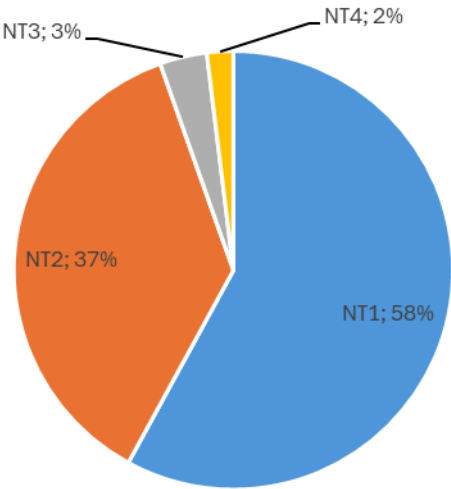


Gráfico 1. Discriminación de líneas y redes - niveles 4, 3, 2, y 1.

Con corte a diciembre de 2024, el mercado de comercialización atendido por CHEC, estuvo conformado por un total de **566.051** clientes conectados a los sistemas de transmisión regional y distribución local, cuya composición se discrimina en la Figura 3.

Composición del mercado CHEC 2024

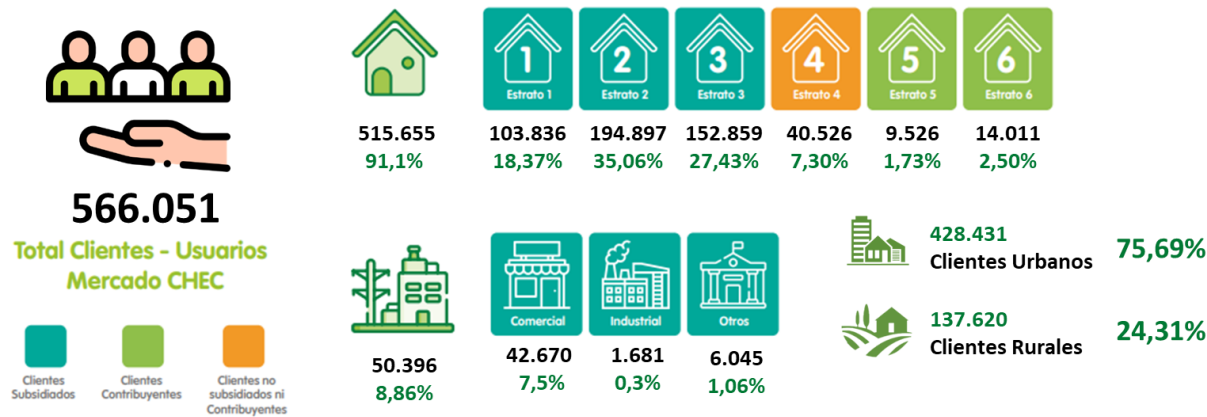


Figura 3. Composición del mercado de comercialización CHEC.

Tal como puede apreciarse en el Gráfico 2, el 91.1% de los usuarios atendidos por el Operador de Red CHEC corresponden al sector residencial, mientras que el 8.9% 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:

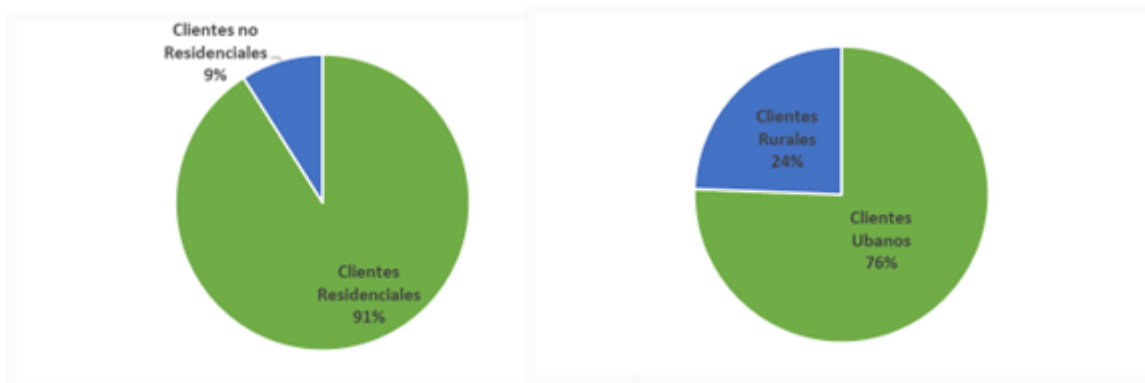


Gráfico 2. Discriminación de usuarios atendidos en el mercado de comercialización.

La demanda del mercado de comercialización CHEC (Operador de Red - OR) en el año 2024 fue de 1 738 GWh, con una mínima variación del 0,79%, con respecto al año 2023 (1 724 GWh). En el balance de energías de entrada y de salida en el Mercado, se evidencia un crecimiento en la generación embebida de +16,4% (994 GWh en 2024 vs 854 GWh en 2023), una importación de energía desde el Sistema Interconectado Nacional con una variación de +2,9% (+54 GWh-año) y una exportación o transporte de energía hacia otros mercados con una variación de +18% (180 GWh-año). Lo anterior explica la variación respecto al año 2023 en el OR.

En la Gráfico 3, se observa la demanda mensualizada del OR CHEC en los últimos cuatro (4) años. A lo largo del año 2024 (línea azul), se mantiene una tendencia similar a la del 2023 (línea roja), con las mayores diferencias registradas en febrero, abril y junio. No obstante, dichas variaciones no son significativas, ya que en ningún caso superan los 4 GWh.

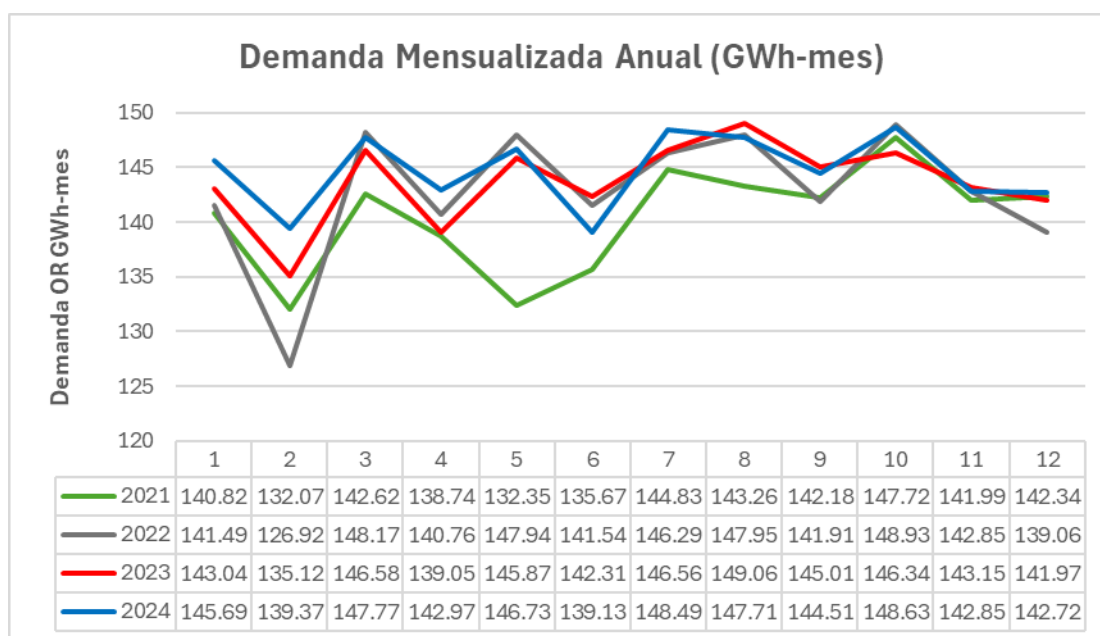


Gráfico 3. Comportamiento de la demanda mensual de energía eléctrica del mercado de comercialización 2021-2024.

La demanda del mercado de comercialización CHEC está compuesta por:

- La demanda atendida por el Comercializador CHEC sin incluir pérdidas del STN, la cual representa un 61% del total del Mercado de Comercialización. Al cierre del año 2024 esta demanda presentó un crecimiento del 3,84% (39 GWh-año) pasando de 1 013 GWh-año en 2023 a 1 052 GWh-año en 2024. El incremento se explica principalmente por el aumento de consumo residencial y comercial.

- La demanda atendida por Otros Comercializadores representa el 39% restante del total de demanda del OR. Al cierre del 2024, veintiuno (21) comercializadores atendieron usuarios en el mercado de comercialización de CHEC, los usuarios atendidos fueron 594, tanto en el mercado regulado como no regulado. La demanda de energía transada por Otros Comercializadores en el Operador de Red - OR CHEC disminuyó en -3,56% (-26 GWh-año), esto debido principalmente a la disminución de actividades económicas como industrias manufactureras y que fue generalizada a nivel país.

La demanda máxima de potencia del mercado de comercialización MC-Caldas en 2024 aumentó en la mayoría de los meses en comparación con 2023, excepto entre abril y junio, periodo en el que el valor registrado en 2023 fue ligeramente superior, como se evidencia en el Gráfico 4.

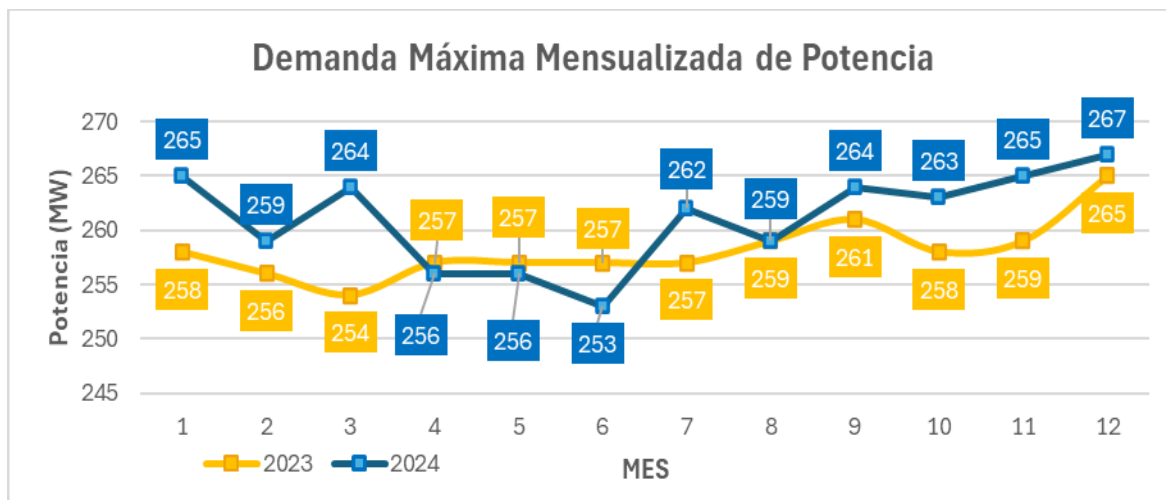


Gráfico 4. Demanda máxima de potencia eléctrica años 2023 y 2024 (desagregación mensual).

Autogeneradores a Pequeña escala – AGPE

A partir de la entrada en vigor de la Res. CREG 174 del 2021 mediante la cual está regulada la autogeneración a pequeña escala (AGPE) y de generación distribuida (GD) en el país, en cuanto al procedimiento de conexión ante el operador de red, la metodología de remuneración de los excedentes de energía, entre otros, el crecimiento cada año ha sido exponencial respecto al año anterior, este tipo de implementaciones crecieron alrededor del triple durante el año 2024, este fenómeno se da producto del crecimiento de la tarifa y el auge en el país de las energías renovables, donde los usuarios están generando su propia energía disminuyendo costos de factura de las empresas de energía, viendo ahorros económicos y disminución en gastos por este tipo de servicios públicos.

Por otra parte, la regulación sobre el cobro del transporte de energía reactiva, establecida en el Decreto 0929 de 2023 del Ministerio de Minas y Energía (MME), específicamente en el Artículo 4, Parágrafo 2, exceptuó a los autogeneradores a pequeña escala (AGPE) de dicho cobro. Esta medida influyó directamente en la implementación masiva de proyectos, incrementando significativamente las solicitudes de conexión a las redes del operador de red.

Los desarrolladores de proyectos y/o usuarios, especialmente del sector industrial y comercial, identificaron en la exención del cobro de energía reactiva una oportunidad de ahorro significativo, sin necesidad de aplicar criterios técnicos para su control. Esto convirtió el no cobro en un beneficio económico adicional para los usuarios con proyectos de AGPE, permitiendo una recuperación más rápida de la inversión.

Con relación con los AGPE de otros promotores, en el año 2024 se recibieron:

- 78 solicitudes de información para realizar estudios de conexión simplificado
- 408 solicitudes de conexión al sistema CHEC aprobadas con una capacidad de 11.185,32 MW.
- 332 AGPE entraron en operación.
- 62 AGPE están aprobados pendientes de la visita de conexión.
- A 31 de diciembre de 2024 se tienen 708 AGPE conectados al sistema CHEC con una potencia de 13.474 MW, de los cuales 692 están entregando excedentes a la red.

Generadores a Gran Escala:

Según el Código de Redes y la regulación vigente, 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 de 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 red.

De los proyectos atendidos 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 RI CO 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	2026
Proyecto minero Lower Mine	Usuario	N.A	40	SUB. IRRA 115 kV	2024
PCH QUINCHIA	Generador	Hidráulica	2,4	SUB. QUINCHIA 33 kV	2024
PS Solar Caribe	Generador	Solar	55	SUB. ESMERALDA 115 kV	2025

Tabla 4. Proyectos de generación aprobados ciclo 2022.

De los proyectos anteriores durante el año 2023, suscribieron contrato de conexión los parques de generación fotovoltaica Doña Juana, San Francisco, proyecto minero Lower Mine (es un usuario final, una gran carga a 115 kV) y la PCH Quinchía. La PCH Salamina si bien está aprobada y constituyó garantías se encuentra de la definición del punto de conexión diferente al de la actual subestación Salamina, en la cual no hay factibilidad para una nueva conexión a este nivel de tensión.

Durante el año 2023 y 2024 correspondiente al ciclo de conexión 2 de la Resolución CREG 075/2021, se atendieron 50 solicitudes para el trámite de conexión de proyectos de generación en su gran mayoría solares, para un total de 3.079 GW. En atención a la resolución CREG 075 de 2021, CHEC remitió a UPME los siguientes conceptos:

- 6 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 CT's.
- 43 NO FAVORABLES, dadas las restricciones actuales en el sistema principalmente en la zona Oriente del área de cobertura CHEC. Así como, alternativas propuestas que contemplan proyectos de expansión de infraestructura sin concepto UPME.
- 1 NO APLICA, teniendo en cuenta que la alternativa propuesta es de una subestación que no pertenece al sistema operador por CHEC.

Nombre Proyecto	Potencia (MW)	FPO	Punto de conexión		Observaciones
			Alternativa 1	Alternativa 2	
PS Las Garzas	30	2028	SUB. PURNIO	SUB. DORADA NORTE	Enviado a UPME para análisis
PS Bayará	40	2028	SUB. VITERBO	SUB. ESMERALDA	Enviado a UPME para análisis
PS Guacha	100	2028	SUB. VIRGINIA **	SUB. ESMERALDA	Enviado a UPME para análisis
PS La Victoria	60	2028	SUB. VICTORIA	SUB. MARIQUITA **	Enviado a UPME para análisis
PS Portón del Sol 2	19,9	2026	SUB. PURNIO	SUB. DORADA	Enviado a UPME para análisis
PS El Olivo	99	2028	SUB. VICTORIA	SUB. MARIQUITA **	Enviado a UPME para análisis
PSF Viterbo 1	19,9	2027	SUB.VITERBO	SUB.VITERBO	Enviado a UPME para análisis
PSF Viterbo 2	19,9	2027	SUB. VITERBO	SUB.VITERBO	Enviado a UPME para análisis
PSF Tepuy	95,16	2026	SUB. PURNIO		Enviado a UPME para análisis
Ledaña Solar 5	200	2028	SUB. ESMERALDA **	SUB. ESMERALDA	Enviado a UPME para análisis
Ledaña Solar 7	150	2028	SUB. PURNIO **	SUB. PURNIO	Enviado a UPME para análisis
Jupiter	9,9	2026	SUB. DORADA	SUB. DORADA NORTE	Enviado a UPME para análisis
La estrella	60	2027	SUB.VICTORIA	SUB. MANZANARES	Enviado a UPME para análisis
Siatá	19,9	2026	SUB. DORADA	SUB. DORADA NORTE	Enviado a UPME para análisis
Amazona	80	2027	SUB. VIRGINIA **	SUB. ESMERALDA	Enviado a UPME para análisis
PSF Purnio	90	2028	SUB. PURNIO	SUB. DORADA	Enviado a UPME para análisis
PS Viterbo	40	2027	SUB. VITERBO	SUB. VITERBO	Enviado a UPME para análisis
PS Victoria I	9,9	2027	SUB. VICTORIA	SUB. MARIQUITA **	Enviado a UPME para análisis
PCH La Bonita	3	2026	SUB. MANZANARES	SUB. MANZANARES	Enviado a UPME para análisis
La Reina	200	2026	SUB. MACANA	SUB. SAN LORENZO **	Enviado a UPME para análisis
PF Caricari	160	2027	SUB. ARMENIA	SUB. ARMENIA	Enviado a UPME para análisis
PF Victoria II	9,9	2027	SUB. VICTORIA	SUB. BELLO HORIZONTE	Enviado a UPME para análisis
PSF La Bonga	9,9	2029	SUB. VITERBO	SUB. VIRGINIA	Enviado a UPME para análisis
PS Pipintá	9,9	2028	SUB. IRRA	LINEA. IRR30L11	Enviado a UPME para análisis
PS Atlas	19,9	2027	SUB. VIRGINIA	SUB. BELALCAZAR	Enviado a UPME para análisis
Tinto Solar	250	2026	SUB. ENEA	SUB. ENEA **	Enviado a UPME para análisis
Solar Cítricos	80	2026	SUB.PURNIO	SUB. PERALONSO	Enviado a UPME para análisis
PS Dorada	80	2027	SUB. PURNIO**	SUB. DORADA	Enviado a UPME para análisis
FV Buenos Aires	9,9	2025	SUB. RISARALDA	SUB. BELÉN DE UMBRÍA	Enviado a UPME para análisis

Nombre Proyecto	Potencia (MW)	FPO	Punto de conexión		Observaciones
			Alternativa 1	Alternativa 2	
FV Montecristo	45	2028	SUB. ESMERALDA	-	Enviado a UPME para análisis
Helios Purnio	100	2027	SUB.PURNIO**	SUB.LA MIEL**	Enviado a UPME para análisis
Astrora	200	2026	SUB. ENEA	SUB. ENEA	Enviado a UPME para análisis
Kilimanjaro	19,9	2028	SUB.CHINCHINÁ	SUB.MARMATO	Enviado a UPME para análisis
Cañas	9,9	2027	SUB. VIRGINIA	SUB. VITERBO	Enviado a UPME para análisis
Novillo	9,9	2027	SUB. MARGARITA	SUB. IRRA	Enviado a UPME para análisis
Kuiba	100	2028	SUB. ESMERALDA **	SUB. ESMERALDA	Enviado a UPME para análisis
El Destino	105	2027	SUB. PURNIO **	SUB. PURNIO	Enviado a UPME para análisis
PSF Nasa	100	2028	SUB. PURNIO **	SUB. DORADA NORTE	Enviado a UPME para análisis
El Suspiro	9,9	2026	SUB. ARANZAZU	SUB. NEIRA	Enviado a UPME para análisis
Cámbulo	100	2029	SUB. PURNIO **	SUB. VICTORIA	Enviado a UPME para análisis
Wayuu I	19,9	2027	SUB. VITERBO	SUB. VITERBO	Enviado a UPME para análisis
Wayuu II	19,9	2027	SUB. VITERBO	SUB. VITERBO	Enviado a UPME para análisis
Cerezos	9,9	2026	SUB. MARGARITA	SUB. LA ROSA	Enviado a UPME para análisis
Kanai	9,2	2027	SUB. EL DORADO	SUB. SALAMINA	Enviado a UPME para análisis
Pore	5,6	2026	SUB. AGUADAS	SUB. PÁCORA	Enviado a UPME para análisis
Apolo	19,9	2028	SUB. DORADA NORTE	SUB. DORADA NORTE	Enviado a UPME para análisis
Borugo	99,9	2027	SUB. DORADA	SUB. PURNIO	Enviado a UPME para análisis
Novillera PV	19,9	2028	SUB. IRRA		Enviado a UPME para análisis
Aurora	90	2028	SUB. DORADA NORTE	SUB. PURNIO	Enviado a UPME para análisis
Altamira	9,9	2025	SUB. RIONEGRITO**	Línea Dorada - Rionegro	Enviado a UPME para análisis

Tabla 5. Solicitudes de conexión ciclo 2023-2024 de la UPME sobre las cuales CHEC brindó concepto.

Resumen del Plan de Inversión Aprobado

A través de la resolución 501 065 de 2024 del mes de septiembre del año 2024, 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 47177 unidades constructivas de uso el sistema eléctrico, para el periodo comprendido entre los años 2023 – 2027.

Los objetivos del plan de inversión corresponden a:

- Atender el crecimiento de la demanda dando cumplimiento a los requerimientos técnicos y operativos que satisfacen la prestación segura y confiable del suministro.
- Reemplazar activos que, por su estado, nivel de riesgo, obsolescencia y antigüedad, ponen en riesgo la prestación segura y confiable del suministro.
- 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.
- 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:

- 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.
- Tipo II: proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin reemplazo de activos de existentes.
- Tipo III: proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que reemplazan activos existentes sin obtener una mayor capacidad del sistema.
- 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 \$ 206,238,162,696 para el periodo de 5 años comprendido entre 2023 y 2027. La Gráfico 5 discrimina los porcentajes de inversión del año 2024, para cada uno de los departamentos que conforman el área de cobertura geográfica atendida por el Operador de Red CHEC.

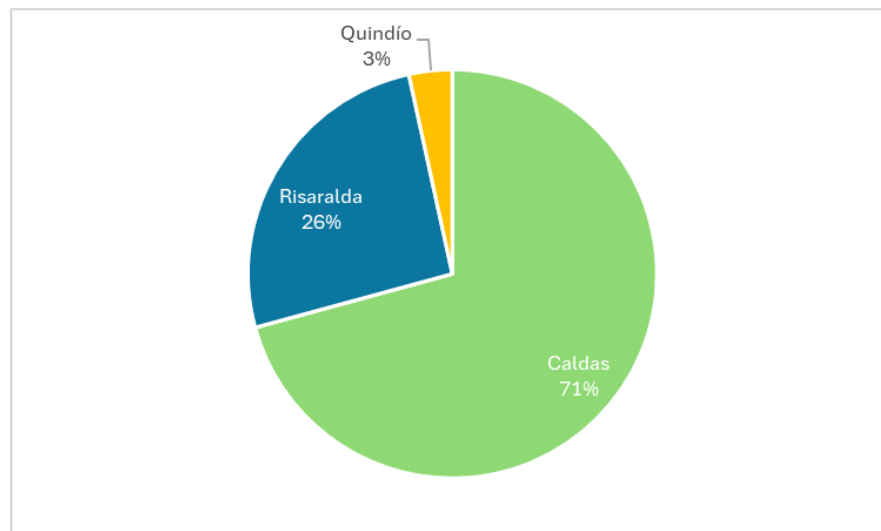


Gráfico 5. Porcentajes de inversión aprobada por departamento (año 2023).

La Tabla 6 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				
	2023	2024	2025	2026	2027
Aguadas	307	802	690	421	204
Anserma	818	1,223	5,288	622	476
Apía	314	386	437	402	158
Aránzazu	484	134	262	435	192
Armenia	53	1,715	570		
Balboa	1,281	526	230	604	472
Belalcázar	48	463	931	378	626
Belén de Umbría	627	589	828	697	351
Chinchiná	1,912	1,378	681	1,566	1,221
Dosquebradas	1,437	7,226	24,085	3,855	1,076
Filadelfia	107	371	64	93	234
Guática	40	24	270	19	218
La Celia	664	265	466	604	646
La Dorada	1,312	17,546	6,746	2,860	318
La Merced	128	16	224	78	15
La Virginia	68	286	316	1,915	533
Manizales	1,936	3,310	5,709	2,968	3,504
Manzanares	708	489	313	1,963	102
Marmato	3,294	28	42	546	214
Marquetalia	97	315	237	389	94
Marsella	599	431	802	671	484
Marulanda	259	83	84	103	38
Mistrató	978	293	296	748	574
Neira	513	1,076	560	167	375
Norcasia	63	635	1,414	2,371	63
Pácora	591	529	402	1,703	424
Palestina	236	114	453	355	157
Pensilvania	333	1,034	407	395	204
Pereira		512			
Pueblo Rico	94	194	102	357	812
Quinchía	504	635	249	259	569
Riosucio	972	583	1,567	364	953
Risaralda	228	124	401	216	94
Salamina	320	622	419	3,853	1,890
Samaná	1,061	1,507	3,939	6,399	762
San José	15	291	291	116	96
Santa Rosa de Cabal	759	460	290	622	693
Santuario	276	1,091	689	313	589
Supía	95	370	322	624	875
Victoria	57	169	432	89	814
Villamaría	693	403	422	709	130
Viterbo	347	1,810	295	6,584	647
Total general	24,626	50,060	62,227	47,429	21,897

Tabla 6. 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 (Gráfico 6), nivel de tensión (Gráfico 7) y categoría de activos (Gráfico 8).

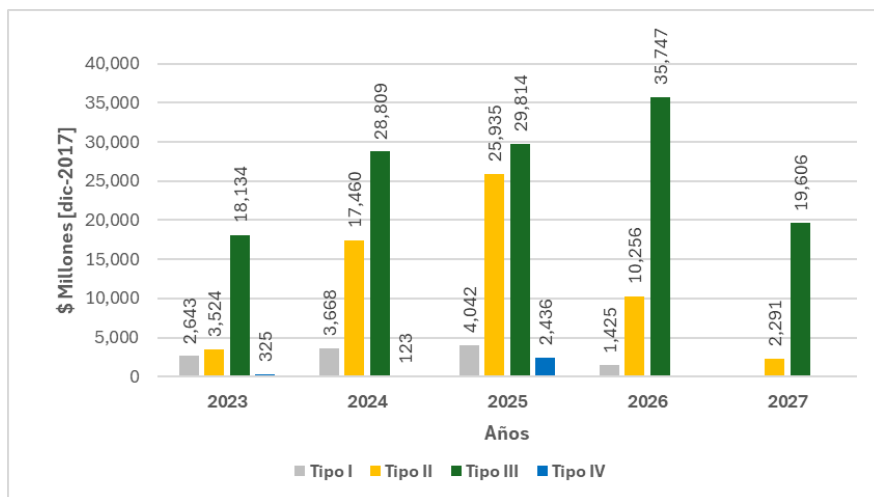


Gráfico 6. Inversiones aprobadas por tipo regulatorio (años 2023-2027).

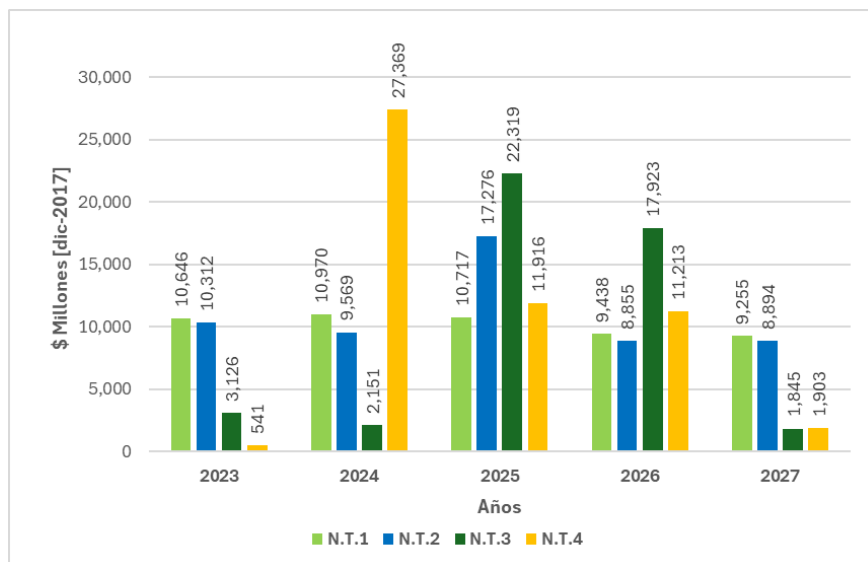


Gráfico 7. Inversiones aprobadas por nivel de tensión (años 2023-2027).

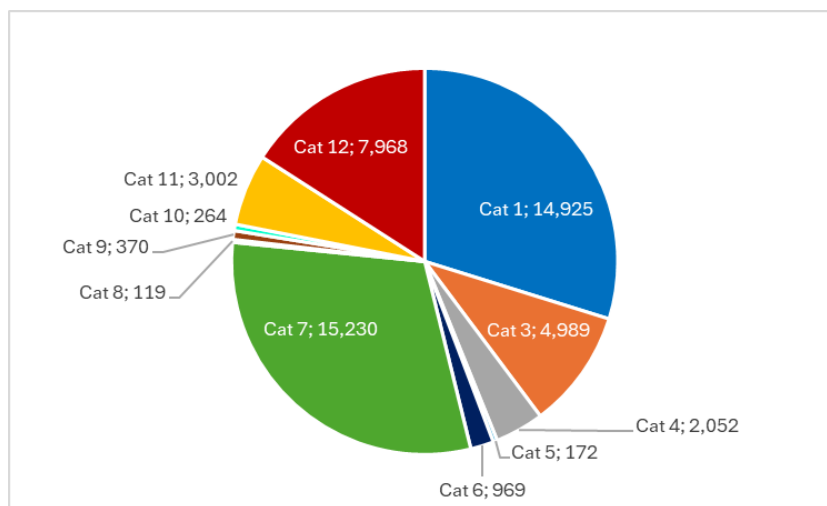


Gráfico 8. Inversiones aprobadas por categoría de activos (año 2024).

El Gráfico 9 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 año 2024, que un 57.55% de la inversión aprobada corresponde a proyectos de reposición de activos, y el 34.88% se asocia a la construcción de nueva infraestructura para la expansión del sistema.

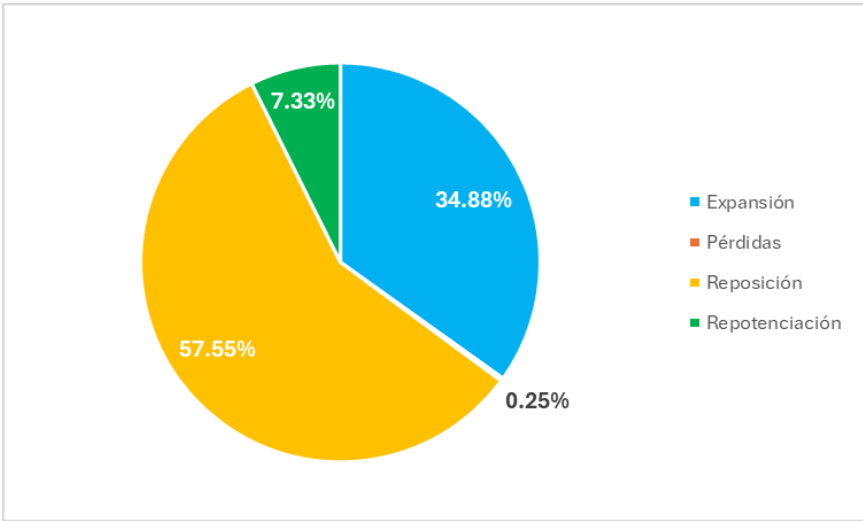


Gráfico 9. Participación de las inversiones aprobadas por tipo de proyecto (año 2024).

Las metas establecidas por el Operador de Red CHEC en el plan de inversión de infraestructura de distribución de energía eléctrica 2023 - 2027, corresponden a los valores aprobados y reconocidos de unidades constructivas presentados en la Tabla 7 y discriminados por tipo de inversión:

Tipo Inversión	2023	2024	2025	2026	2027
Expansión	3,524	17,460	25,935	10,256	2,291
Nuevas tecnologías	167		2,317		
Pérdidas	158	123	120		
Reposición	18,134	28,809	29,814	35,747	19,606
Repotenciación	2,643	3,668	4,042	1,425	
Total general	24,626	50,060	62,227	47,429	21,897

Tabla 7. Valores reconocidos aprobados por tipo de inversión para el periodo tarifario 2023 - 2027

La Tabla 8 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).

Nivel Tensión	Valor aprobado (millones de pesos)	Valor ejecutado (millones de pesos)	Porcentaje Ejecución	CRR
4	20,211	20,804	102.93%	5.55%
3	8,068	8,147	100.98%	3.13%
2	10,811	12,017	111.16%	1.93%
1	10,970	12,701	115.77%	4.16%
Total	50,060	53,669	107.21%	3.44%

Tabla 8. Inversiones aprobadas y ejecutadas por nivel de tensión (año 2024).

A nivel agregado se observa que, para el Operador de Red CHEC, el porcentaje de ejecución del plan de inversiones en infraestructura de distribución de energía eléctrica para el año 2024 fue del 107.21%, mientras que el valor total de inversiones ejecutadas del plan corresponde a un 3,44% del costo de reposición de referencia al inicio del periodo tarifario.

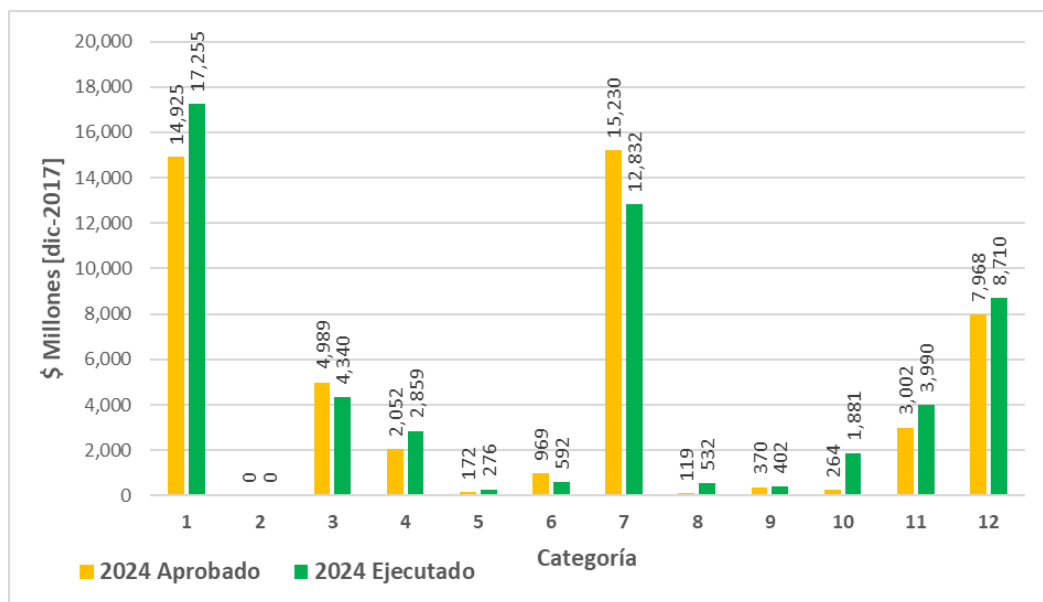


Gráfico 10. Comparativo de inversiones aprobadas y ejecutadas por categorías de activos (año 2024).

Con relación a las categorías de activos establecidas por el regulador, la Gráfica 12 permite identificar que las categorías 1, 3, 4, 7, 11 y 12 (transformadores de potencia, bahías y celdas, equipos de control y comunicaciones, líneas aéreas, transformadores de distribución y redes de distribución respectivamente), representan el 93.14% de las inversiones ejecutadas por el Operador de Red CHEC en el año 2024. El restante 6.86%, se distribuye entre las categorías 5, 6, 8, 9 y 10 (equipos de subestación, otros activos subestación, líneas subterráneas y equipos de línea y centros de control respectivamente).

Las metas propuestas para los años del periodo regulatorio 2019 – 2024 para la calidad media del sistema, se presentan en la Gráfico 11 para el indicador SAIDI y en la Gráfico 12 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.

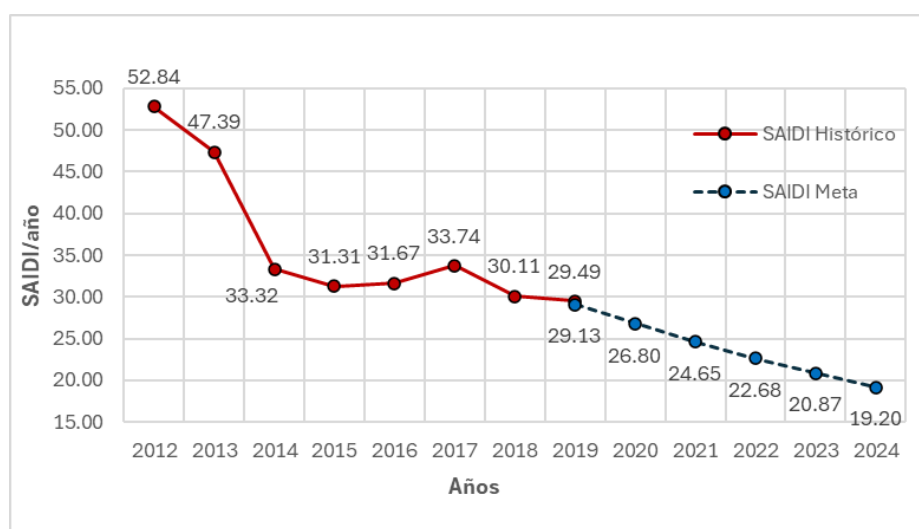


Gráfico 11. Histórico SAIDI 2012-2019 y metas regulatorias.

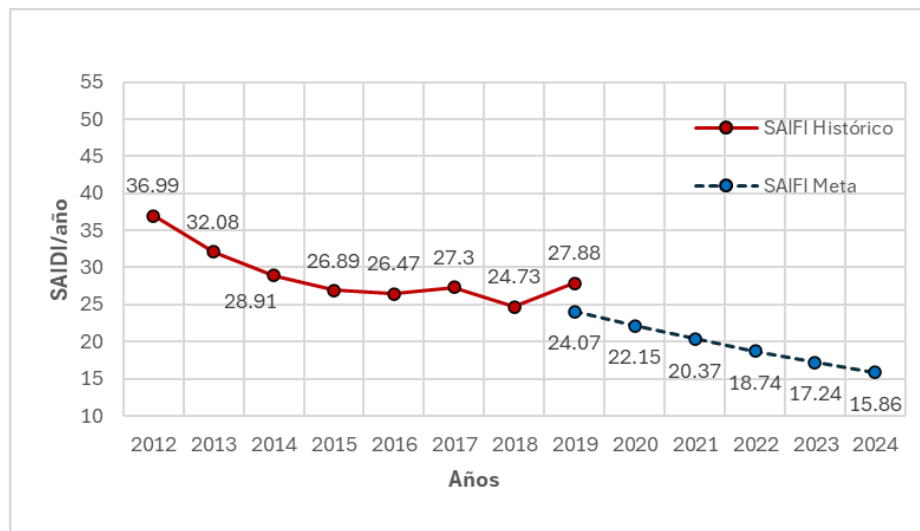


Gráfico 12. Histórico SAIFI 2012-2019 y metas regulatorias.

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.

La Tabla 9 presenta duración máxima anual de los eventos percibidos por los usuarios (variable DIUG), en los niveles de tensión 2 y 3.

Riesgo	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 9. DIUG niveles de tensión 2 y 3 (horas)

La Tabla 10 presenta duración máxima anual de los eventos percibidos por los usuarios (variable DIUG), en el nivel de tensión 1.

Riesgo	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 10. DIUG nivel de tensión 1 (horas)

La Tabla 11 presenta frecuencia máxima anual de los eventos percibidos por los usuarios (variable FIUG), en los niveles de tensión 2 y 3.

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

Tabla 11. FIUG niveles de tensión 2 y 3 (veces)

La Tabla 12 presenta frecuencia máxima anual de los eventos percibidos por los usuarios (variable FIUG), en el nivel de tensión 1.

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

Tabla 12. FIUG nivel de tensión 1 (veces)

En el caso de las pérdidas de energía eléctrica, la Tabla 13 discrimina los porcentajes establecidos como meta para uno de los años del periodo tarifario 2019 – 2024.

Indicador	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Pérdidas de energía	8,59%	8,47%	8,47%	8,47%	8,47%	8,47%

Tabla 13. Metas establecidas para el indicador de pérdidas de energía (2019 -2024).

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 2023 - 2027, corresponden a los valores aprobados y reconocidos de unidades constructivas descritos a lo largo del presente apartado.

Avance del Cumplimiento de las Metas

Con relación a la ejecución de inversiones, tal como se indicó en el literal d) (ver **Tabla 8** y **Gráfico 10**), el nivel de ejecución del plan de inversiones en infraestructura de distribución de energía eléctrica para el año 2024 fue del 107.21%.

Con respecto 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.

Con mucha satisfacción, podemos afirmar que hemos alcanzado un hito histórico, mejorando en 2024 la calidad del servicio que entregamos a nuestros clientes y usuarios. Con relación al comportamiento de los indicadores de calidad del servicio, el Índice de duración de interrupción promedio del sistema (SAIDI) finalizó en 18,13 horas/año lo que representa una mejora del 31,7% respecto a las 26,56 horas obtenidas en 2023), logrando un cumplimiento del 105% de la meta (19,08 horas).

De otro lado, el Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (SAIFI) finalizó en 11,71 veces/año lo que representa una mejora del 30,9% respecto al valor de 16,97 interrupciones registrado en 2023, logrando un cumplimiento del 135% de la meta (15,77 veces). Reflejando así, nuestros compromisos con la excelencia operacional, el cumplimiento regulatorio y la obtención de beneficios económicos para la empresa.

El resumen del estado de avance en el cumplimiento de las metas de calidad del servicio puede apreciarse en la Gráfico 13 para el indicador SAIDI y en la Gráfico 14 para el indicador SAIFI.

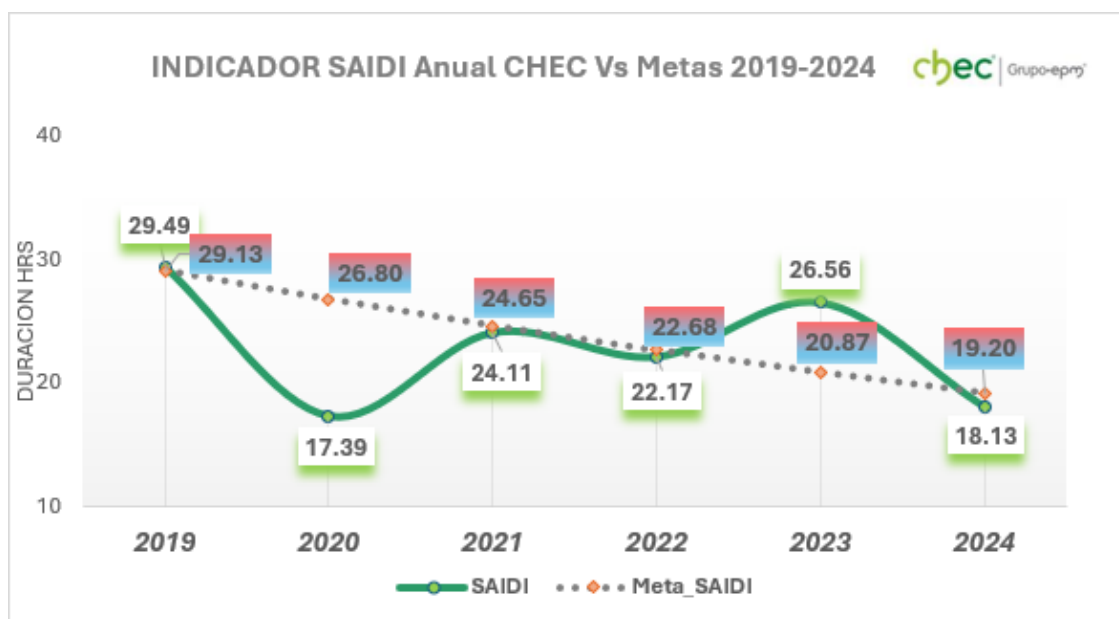


Gráfico 13. Indicadores de calidad del servicio SAIDI 2019-2024.

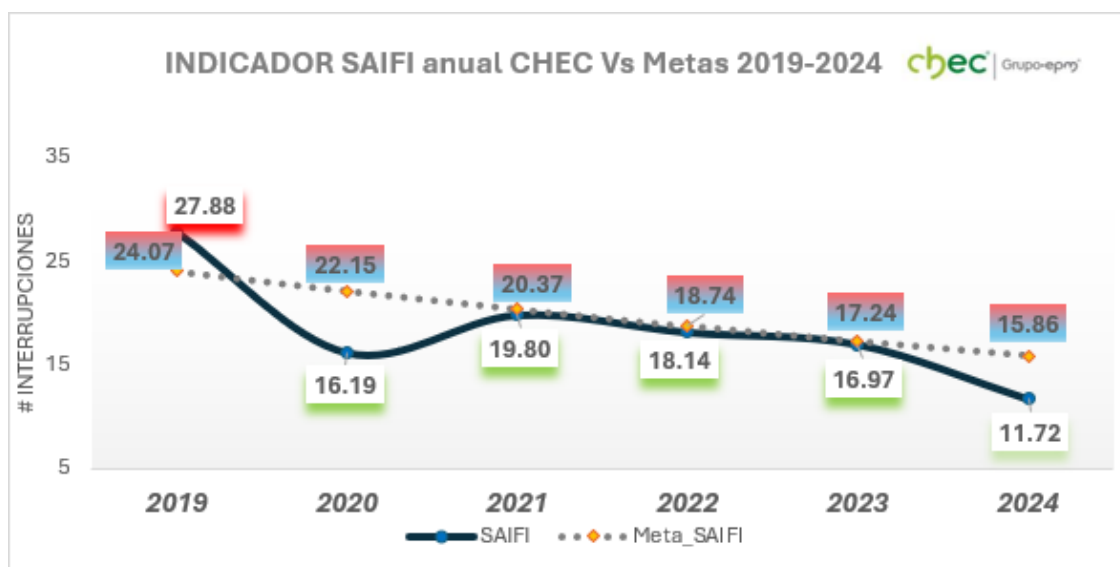


Gráfico 14. Indicadores de calidad del servicio SAIFI 2019-2024.

Gestión Pérdidas de Energía:

En el marco del plan de reducción de pérdidas de energía del Grupo EPM, se realizaron inversiones por COP 8.976 millones en infraestructura, normalización de viviendas y seguimiento y control a las intervenciones realizadas; logrando recuperar 21,61 GWh año obteniendo un indicador de pérdidas del operador de red de 7,57%, superando la meta establecida (8,47%), en un 0,9%. El Indicador de Pérdidas en el nivel 1 es del 7,06%, situándose un 0,67% por debajo del 7,73% correspondiente a las Pérdidas reconocidas.

La Tabla 14 presenta el comportamiento del indicador para los años 2021 - 2024.

Indicador	Resultado 2021	Resultado 2022	Resultado 2023	Meta 2024	Resultado 2024
IP Operador de Red CHEC	7,97%	7,48%	7,65%	8,47%	7,57%

Tabla 14. Resumen del avance en el cumplimiento de las metas de pérdidas.

La Gráfico 15 presenta el histórico de índice de pérdidas y la meta del indicador desde diciembre de 2004 hasta diciembre de 2024.

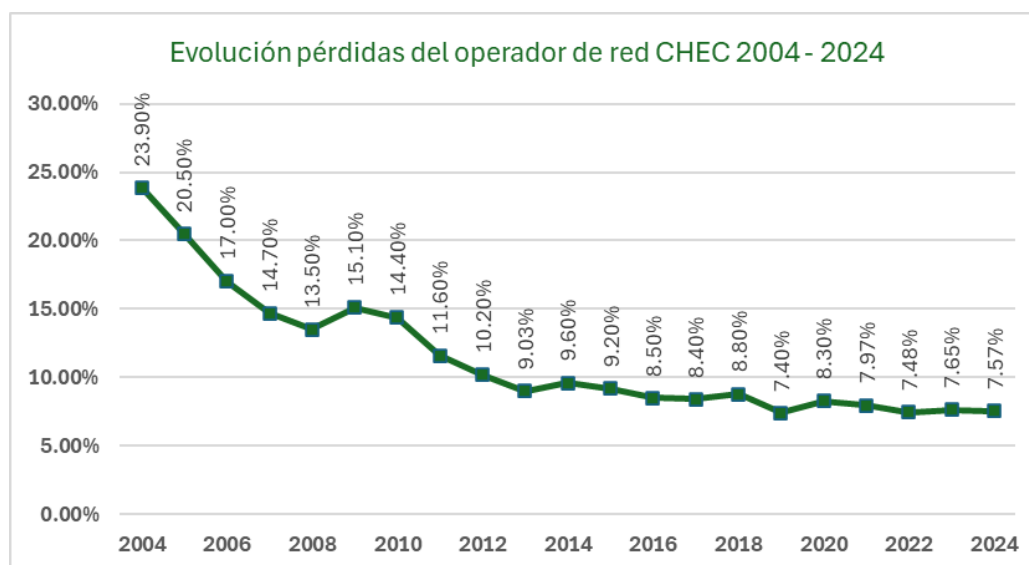


Gráfico 15. Histórico de indicador de pérdidas (2004-2024).

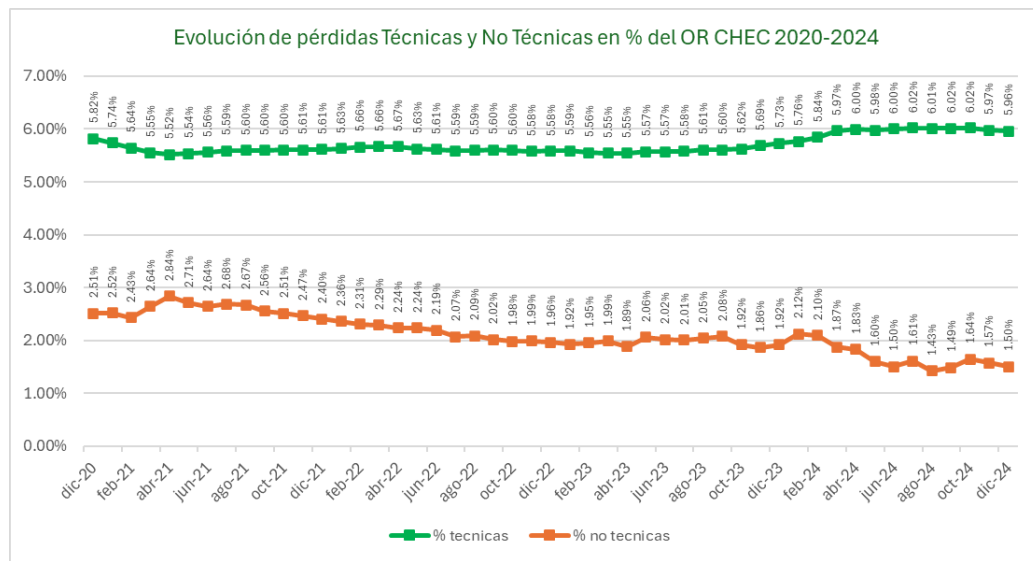


Gráfico 16. Evolución pérdidas en % del operador de red Técnicas y No Técnicas CHEC 2020 - 2024

En la Tabla 15 se presenta el histórico de pérdidas discriminadas por origen de los últimos tres años (2021-2023).

Pérdidas de energía	Año 2022	Año 2023	Año 2024
Pérdidas No técnicas	1,89%	1,92%	1,61%
Pérdidas Técnicas	5,58%	5,73%	5,96%
TOTALES	7,48%	7,65%	7,57%

Tabla 15. Descripción histórica por origen de pérdidas.

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 501 065 de 2024, en la Tabla 16 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
NEG0756TYDTO	Red Integrada de Telecomunicaciones CHEC (Fase 2)	1,368	0	3,288	3,288
NEG0760TYDCE	Reposición sistemas y equipos de control, protección y comunicaciones	784	740	2,083	2,824
PEI0731TYDCE	Modernización y reposición de la subestación Anserma 33/13.2 kV	191	0	322	322
PEI1190TYDLI	Modernización y reposición del SDL del nororiente de caldas	2,673	35	2,928	2,963
PEI1118TYDLI	Nueva línea Victoria - San Felipe 115 kV	12,623	11,715	714	12,429
PEI0381TYDTO	Proyecto gestión y control pérdidas de energía - CHEC	1,456	1,116	783	1,899
NEG0378TYDLI	Expansión y repotenciación de redes de distribución CHEC	3,125	289	8,522	8,811
NEG0382TYDLI	Reposición redes eléctricas y equipos de red	18,134	1,499	9,270	10,769
PEI1199TYDLI	Instalación de fibra óptica SPAN 600 ADSS entre Subestación Uribe y Subestación Regivit	3,870	0	3,478	3,478
UCISA	Reposición activos SE propiedad de ISA Intercolombia	90	0	0	0
NEG0759TYDCE	Reposición sistemas y equipos de subestación	5,745	4,772	2,114	6,886
Total		50,060	20,166	33,503	53,669

Tabla 16. 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).

Las principales modificaciones que se presentan están asociadas con:

- **Reposiciones y ejecución por terceros:** Algunas inversiones están a cargo de otros operadores de red, como ISA Intercolombia.
- **Modificaciones en ingeniería de detalle:** Se presentan cambios en la ubicación, cantidad o tipo de UCs, basados en estudios adicionales y análisis con herramientas como KERAUNOS y QLIK SENSE.
- **Planeación de corto plazo y mantenimiento correctivo:** Daños en transformadores y redes, así como el crecimiento inesperado de la demanda, requieren ajustes en la planificación.
- **Impacto en indicadores de calidad:** La necesidad de desenergización para reposiciones puede afectar los indicadores de calidad, requiriendo múltiples interrupciones en un mismo circuito.
- **Ejecución bajo otros proyectos:** Algunas inversiones se realizan dentro de otros proyectos, como la instalación de cable OPGW en la expansión de fibra óptica o la repotenciación de redes.
- **Ajustes en medición y reducción de pérdidas:** La ubicación de UCs responde a tasas de falla y expansión del SDL, pero fallas imprevistas y nuevas cargas pueden requerir equipos de medida adicionales.

- **Dificultades logísticas y operativas:** Se presentan problemas en el embarque de equipos desde China, retrasos en cronogramas que postergan la compra de materiales a 2025 e intervenciones previas como seccionadores reportados en 2018.
- **Dificultades en la gestión predial:** Obstáculos en la negociación y adquisición de predios afectan la ejecución de proyectos.

Gestión de Activos

Para dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 6.3.3.4 del capítulo 6 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, el Operador de Red CHEC confirma que en 2024 se realizó el cierre formal del seguimiento al plan de implementación del sistema de gestión de activos. Este proceso concluyó con la finalización del proyecto y la certificación del sistema.

En este sentido, se adjunta al presente informe la certificación en “**Gestión de activos - Sistemas de gestión - Requisitos**”, emitida por ICONTEC, que acredita el cumplimiento de la norma **ISO 55001:2014**.

Anexos.

1. Certificación Sistema de Gestión ICONTEC
2. Certificación *Asset management- management systems-Requirements* IQNET

- **Formato de publicación:** Este informe de gestión no ha sido impreso para evitar el uso de papel, por lo que se pondrá a disposición del público en general y entidades requeridoras, en versión online y formato PDF; y así del mismo modo realizar difusión a través de medios digitales.
- **Enlace web:**
- **Fecha de publicación:** marzo 2025



chec[®]
Grupo•epm[®]



AÑOS
1944 2024
Haciendo parte
de tu historia



Conoce más acerca de nuestros resultados y
gestión escaneando este código o visitando
nuestra página web:
www.chec.com.co (Botón: Transparencia).

