chec® | Grupo•epm®

Informe de Ejecución del Plan de Inversión CHEC 2025

Actividad Distribución de Energía Eléctrica

Central hidroeléctrica de Caldas CHEC S.A. E.S.P.
Beneficio e interés colectivo

SOCIEDADES BIC
Empresas con propósito

Proyecto solar Doña Juana / La Dorada / Caldas

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

Inversiones Asociadas al Esquema de Calidad del Servicio.

Gestión de Activos

Unidades Constructivas Especiales.

Diagramas Unifilares Actualizados.

Formatos.

Anexos.

Contexto Empresarial

1. **Nombre de la empresa:** Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. Beneficio e interés Colectivo

2. **Sigla:** CHEC S.A E.S. P BIC

3. **Número** de Identificación Tributaria: NIT: 890.800.128-6

4. **Página web:** www.chec.com.co

5. **Teléfono:** +57 6 8899000

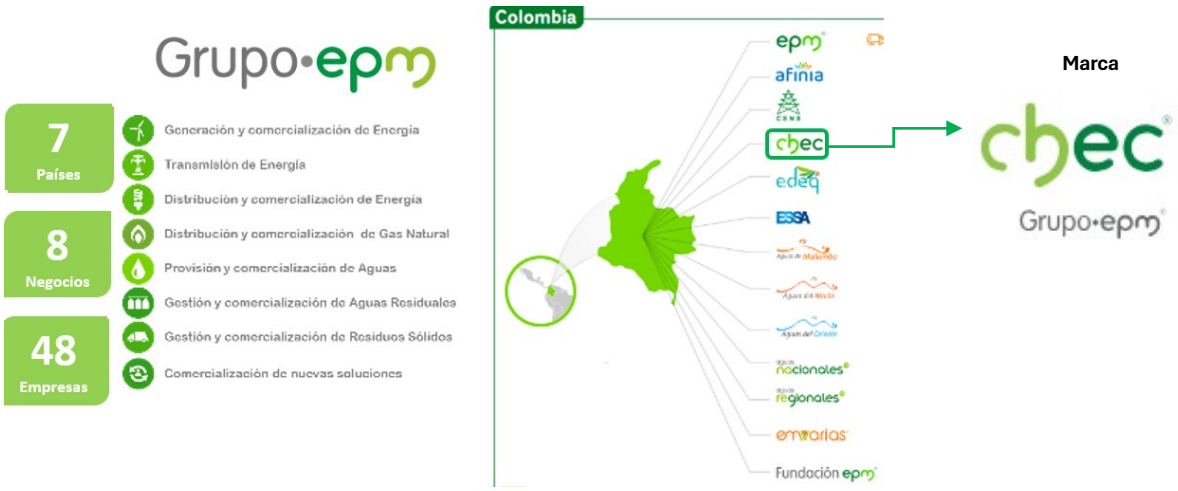
6. **Ubicación sede central:** Manizales – Caldas: Estación Uribe- Km 2 Salida a Chinchiná.

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.

7. **Países donde opera:** Colombia

Somos una empresa prestadora del servicio público de energía eléctrica filial del Grupo Empresarial EPM.

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 2003 CHEC participa como empresa filial del Grupo EPM en el sector de energía eléctrica.



Direccionamiento Estratégico

Direccionamiento Estratégico CHEC Grupo EPM

Propósito — Contribuimos a la **armonía de la vida para un mundo mejor.**

Identidad — Servimos con **responsabilidad, transparencia y calidez.**

Estrategia — Con **servicios públicos eficientes y de calidad** para todos, inspirados y guiados por nuestros clientes y usuarios, promovemos el **desarrollo humano sostenible.**

SOCIEDADES BIC
Empresas con propósito

1 Modelo de negocio	2 Gobierno corporativo	3 Prácticas laborales	4 Prácticas ambientales	5 Prácticas con la comunidad
• Comercio justo • Promoción del desarrollo de proveedores	• Transparencia en divulgación de impactos	• Bienestar laboral • Capacitación y desarrollo • Equidad salarial	• Supervisiones y auditorias ambientales • Programas de reciclaje o reutilización	• Alianzas con Fundaciones para apoyar obras • Opciones de trabajo para grupos desempleados • Actividades de voluntariado

Temas Materiales CHEC – EPM 2022-2025

- Solidez financiera
- Acceso y comprabilidad
- Calidad y seguridad de los productos y servicios
- Transparencia
- Gobierno corporativo
- Transparencia
- Solidez financiera
- Bienestar laboral y adaptabilidad
- Derechos Humanos
- Energías renovables
- Cambio climático
- Agua y biodiversidad
- Derechos Humanos
- Transparencia

OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

6 AGUA LIMPIA Y SANEAMIENTO · 7 ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE · 8 TRABAJO DECENTE Y CRECIMIENTO ECONÓMICO · 9 INDUSTRIA, INNOVACIÓN E INFRAESTRUCTURA · 10 REDUCCIÓN DE LAS DESIGUALDADES · 11 CIUDADES Y COMUNIDADES SOSTENIBLES · 12 PRODUCCIÓN Y CONSUMO RESPONSABLES · 13 ACCIÓN POR EL CLIMA · 14 VIDA SUBMARINA · 15 VIDA DE ECOSISTEMAS TERRESTRES · 16 PAZ, JUSTICIA E INSTITUCIONES SÓLIDAS · 17 ALIANZAS PARA LOGRAR LOS OBJETIVOS

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 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.

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 período 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.

Por medio de la comunicación con radicado CREG E2024013241, complementada con los radicados E2024013242 y E2024013243 del 30 de agosto de 2024, la CHEC solicitó el ajuste del plan de inversiones para el periodo 2025–2029. Mediante Auto 0000447 del 11 de marzo de 2025, comunicado con radicado CREG S2025002648 de la misma fecha, se inició la actuación administrativa para decidir sobre dicha solicitud. Tras la revisión de la información, la CREG consideró necesarias aclaraciones, por lo que expidió el Auto 0000606 del 25 de septiembre de 2025, comunicado con radicado CREG S2025011081. En respuesta, la CHEC, mediante radicado CREG E2025014264 del 15 de octubre de 2025, remitió la información solicitada. Finalmente, mediante Resolución CREG 501 176 de 2025, expedida el 12 de

diciembre de 2025 y notificada el 28 de enero de 2026, la CREG modificó el plan de inversiones del mercado de comercialización atendido por la CHEC. Posteriormente, la CHEC, mediante radicado CREG E2026002276 del 4 de febrero de 2026, presentó recurso de reposición contra la Resolución CREG 501 176 de 2025.

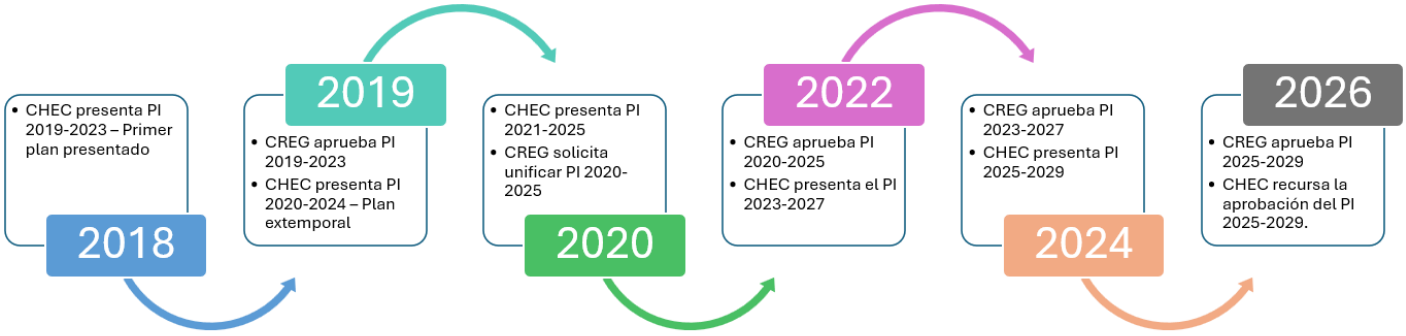


Figura 1. *Antecedentes presentación planes de inversión Resolución CREG 015 de 2018*

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

La cobertura geográfica del mercado de comercialización atendido por CHEC se presenta en la **Figura 2**.

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

Departamento	N° de Municipios	N° de Clientes (31 dic 2025)	Porcentaje
Caldas	**27**	**384.738**	**66,54%**
Risaralda*	**13**	**191.822**	**33,17%**
Otros (Tolima, Antioquia, Choco, Cundinamarca)	**8**	**1.592**	**0,27%**

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 de Colombia siendo su principal mercado 40 municipios de los departamentos de Caldas y Risaralda (no incluye municipio de Pereira) e impactando otros 8 Municipios de Tolima, Cundinamarca, Antioquia, Chocó, con la prestación del servicio público de energía a:

- **14.398 Km2** del territorio colombiano (Aproximadamente).[1]
- **1.573.241** personas impactadas en 2025[2]
- **563.138** hogares
- **17** comunidades étnicas (6 resguardos y 11 Asentamientos y parcialidades)

La infraestructura empleada para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en el área de cobertura atendida por CHEC, está conformada por:

[1] Instituto Geográfico Agustín Codazzi – IGAC.

[2] Proyecciones de población municipal por área y Pertenencia Étnico-Racial 2018-2035 – DANE

Capacidad Instalada Transmisión y Distribución	**Subestaciones**		**2023**	**2024**	**2025**
	Subestaciones nivel de tensión 115 kV (cinco de ellas poseen conexión al Sistema de Transmisión Nacional -STN)		18	18	20
	Subestaciones nivel de tensión 33/13,2 Kv		44	44	43
	Total Número de subestaciones		62	62	63
	Capacidad Total de Transformación en MVA		1.195,2	1.215,2	1345.4
	Transformadores		**2023**	**2024**	**2025**
	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		**2023**	**2024**	**2025**
	Transformadores de Potencia de Alta Tensión (57.5 kV ≤ Voltaje de salida < 220 kV) – Nivel 4	Unidades	13	16	16
		MVA	690	740	740
	Transformadores de Potencia del Media Tensión (30 kV ≤ Voltaje de salida < 57.5 kV) – Nivel 3	Unidades	29	29	29
		MVA	653	725	845
	Transformadores de Potencia y de Distribución de Media Tensión (1 kV ≤ Voltaje de salida < 30 kV) – Nivel 2	Unidades	59	59	58
		MVA	379	489,5	500.365
	Transformadores de Distribución en las líneas CHEC		**2023**	**2024**	**2025**
	Transformadores de Distribución de Baja Tensión (Voltaje de salida < 1 kV) – Nivel 1	Unidades	20.217	20.244	20.353
		MVA	838	932	964
	Número total transformadores de distribución		20.318	20.348	20.456
	Capacidad total de transformación MVA		1.722	1.954,50	2.085.365
	Redes		**2023**	**2024**	**2025**
	Km de redes en el nivel de tensión 1 - N1 (líneas menores a 1kV)	Área	13.694	14.178	14.593
		Subterránea	153	167	188
	Total Km de redes en el nivel de tensión 1 - N1		13.847	14.345	14.781
	Km de redes en el nivel de tensión 2 - N2 (líneas que se encuentran entre 1kV-30 kV)	Área	8.970	8.960	8.986
		Subterránea	103	106	108
	Total Km de redes en el nivel de tensión 2 - N2		9.073	9.066	9.094
	Km de redes en el nivel de tensión 3 - N3 (líneas que se encuentran entre 30.1 kV-57.5 kV)	Área	872	853	866
		Subterránea	7	7	8
	Total Km de redes en el nivel de tensión 3 - N3		879	860	874
	Km de redes en el nivel de tensión 4 - N4 (líneas que se encuentran entre 57.6 kV-220 kV) + Transmisión	Área	481	481	498
		Subterránea	0	0	0
	Total Km de redes en el nivel de tensión 4 - N4		481	481	498
	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		**24.017**	**24.472**	**24.943**
	Total Kilómetros de redes subterráneas		**263**	**280**	**304**
	Total Kilómetros de redes de distribución de energía		**24.280**	**24.752**	**25.247**

Tabla 2. *Capacidad Instalada Transmisión y Distribución*

Capacidad Instalada Transmisión y Distribución	**Cobertura y Universalización**	**2023**	**2024**	**2025**
	Cobertura Urbana	**100%**	**100%**	**99,88**
	Cobertura Rural	**100%**	**100%**	**99,88**
	Total Índice de cobertura	**100%**	**100%**	**99,88**
	Índice de Universalización del servicio	**100%**	**100%**	**99,37**
	Electrificación Rural CHEC	**2023**	**2024**	**2025**
	Número de viviendas conectadas	277	201	97
	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.)*	858	623	301
	COP millones invertidos en infraestructura	2.750	3.850	828
	COP millones financiados	599	578	376
	Vinculación de Clientes	**2023**	**2024**	**2025**
	Vinculaciones por proyectos de conexión/Servicios Nuevos Urbanos	10.672	10.633	9.512
	Vinculaciones por proyectos de conexión/Servicios Nuevos Rurales	2665	2.847	2.865
	Total Vinculaciones por proyectos de conexión/Servicios Nuevos	**13.337**	**13.480**	**12.377**
	Vinculaciones por Habilitación de Vivienda (HV) - Urbanos	220	205	144
	Vinculaciones por Habilitación de Vivienda (HV) - Rurales	999	949	711
	Total Vinculaciones por Habilitación de Vivienda (HV)	**1.219**	**1.154**	**855**
	Total Clientes Vinculados	**14.556**	**14.634**	**13.232**
	Total personas beneficiadas habilitación 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.)*	3.778	3.578	2.650
	Solicitudes atendidas proyectos de conexión y reformas	580	674	724
	Total Ingresos actividades de Conexión (HV, proyectos, alquiler de infraestructura y servicios de portafolio del distribuidor)	15.346	19.722	23.474
	Energía transportada SDL (GWh)	**2023**	**2024**	**2025**
	Cantidad total de la energía transportada por el Operador de Red en el Sistema de Distribución Local - SDL	1.724	1.737,66	1.739,65
	Pérdidas de Energía	**2023**	**2024**	**2025**
	Índice de pérdidas del Operador de Red	7,65%	7,57%	7,39%
	Calidad del servicio	**2023**	**2024**	**2025**
	Índice de duración de interrupción promedio del sistema – SAIDI	26,56	18,17	17,73
	Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema – SAIFI	16,97	11,71	11,84
	Índice de la Duración Promedio de Interrupción del Cliente – CAIDI	1,56	1,55	1,5

Tabla 3*.Capacidad Instalada Transmisión y Distribución (continuación)*

Tal como lo presenta el Gráfico 1, las redes eléctricas de nivel de tensión 1 (59%) y nivel de tensión 2 (36%) 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%).

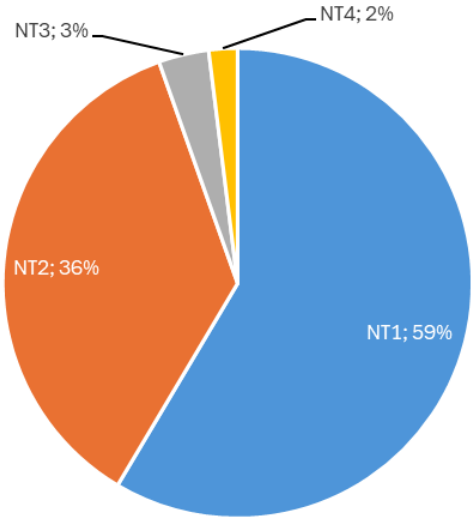


Gráfico 1. *Discriminación de líneas y redes - niveles 4, 3, 2, y 1.*

Con corte a diciembre de 2025, el mercado de comercialización atendido por CHEC, estuvo conformado por un total de **578.152** clientes conectados a los sistemas de transmisión regional y distribución local, cuya composición se discrimina en la Figura 3.

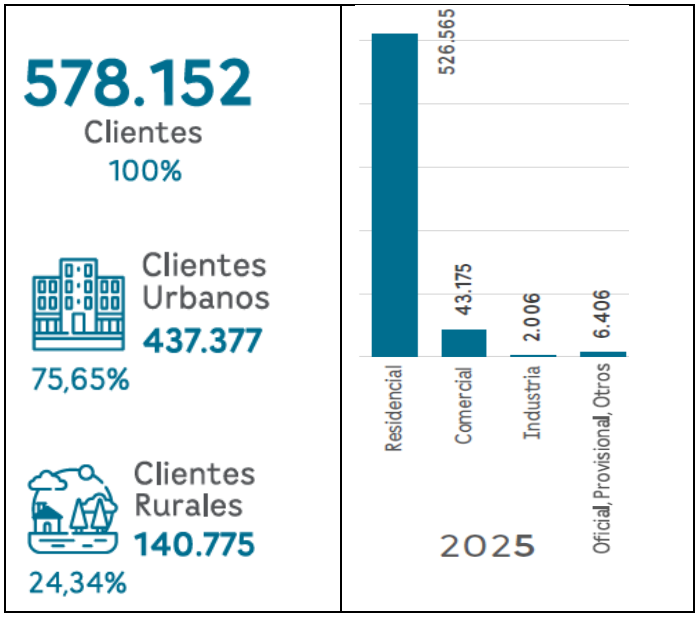


Figura 3. *Composición del mercado de comercialización CHEC.*

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:

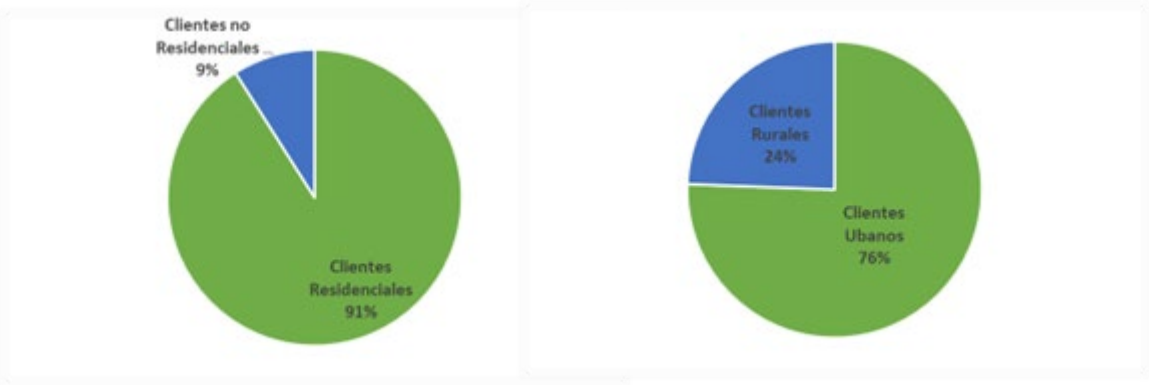
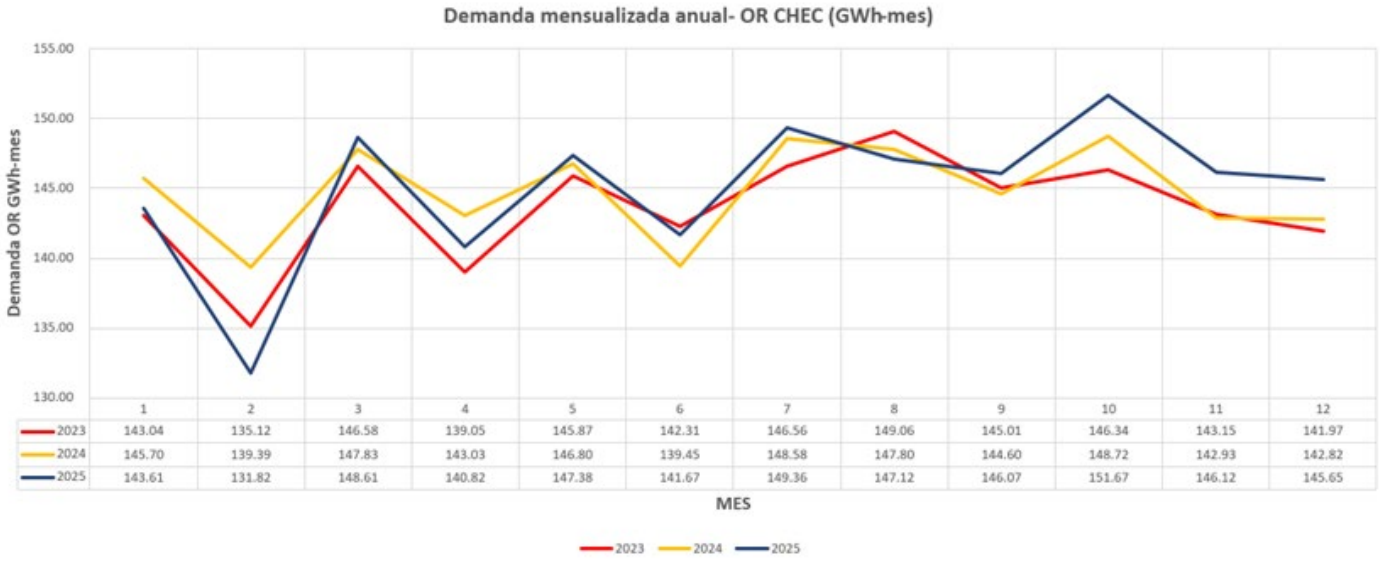


Gráfico 2. *Discriminación de usuarios atendidos en el mercado de comercialización.*

La demanda del mercado de comercialización hace referencia a la energía que es transportada y distribuida por las redes del Operador de Red CHEC con destino a todos sus usuarios finales, independiente del comercializador que los atienda.

La demanda del mercado de comercialización CHEC (Operador de Red - OR) en el año 2025 fue de 1 740 GWh, con una mínima variación del 0,11%, con respecto al año 2024 (1 738 GWh). En el balance de energías de entrada y de salida en el Mercado, se evidencia un decrecimiento en la generación embebida de -2,6% (968 GWh en 2025 vs 994 GWh en 2024), impactado por la indisponibilidad de las plantas hidráulicas de CHEC; una importación de energía desde el Sistema Interconectado Nacional con una variación de +0,7% (+13 GWh-año) y una exportación o transporte de energía hacia otros mercados con una variación de -1,3% (-15 GWh-año). Lo anterior explica la variación respecto al año 2024 en el OR.

En la Gráfico 3, se ilustra la demanda mensualizada del OR CHEC en los últimos tres (3) años, se evidencia una tendencia similar a lo largo del año 2025 aunque con un pico inferior en el mes de febrero que se explica por una disminución en la demanda regulada de CHEC en -2% respecto a 2024 y de -9% respecto a 2023, ambos años influenciados por fenómeno del Niño.



	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2023	143.04	135.12	146.58	139.05	145.87	142.31	146.56	149.06	145.01	146.34	143.15	141.97
2024	145.70	139.39	147.83	143.03	146.80	139.45	148.58	147.80	144.60	148.72	142.93	142.82
2025	143.61	131.82	148.61	140.82	147.38	141.67	149.36	147.12	146.07	151.67	146.12	145.65

Gráfico 3*. Comportamiento de la demanda mensual de energía eléctrica del mercado de comercialización 2023-2025.*

La demanda del mercado de comercialización CHEC está compuesta por:

- La demanda atendida por el Comercializador CHEC sin incluir perdidas del STN, representa un 59% del total del Mercado de Comercialización. Al cierre del año 2025 esta demanda presentó un decrecimiento de -1,7% (-18 GWh año) pasando de 1.052 GWh año en 2024 a 1.034 GWh año en 2025. La disminución se explica principalmente por el bajo consumo residencial y comercial, una pérdida de mercado y a que en el año 2024 se

tuvo un día más de consumo por ser año bisiesto. Además, de las condiciones de fenómeno de El Niño presentado en el año anterior, reforzado que en el año 2025 fue un periodo de baja temperatura.

- La demanda atendida por Otros Comercializadores representa el 41% restante del total de demanda del OR. Al cierre del 2025, veinte (20) comercializadores atendieron usuarios en el mercado de comercialización de CHEC, los usuarios atendidos fueron 639, tanto en el mercado regulado como no regulado que, representa un aumento de 45 clientes respecto a 2024. La demanda de energía transada por Otros Comercializadores en el Operador de Red - OR CHEC aumentó en +2,94% (+20 GWh año), esto debido principalmente al crecimiento de mercado, al crecimiento económico de industrias manufactureras y a la atención de usuarios del comercializador CHEC.

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 (AGPE-AGGE) y 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 140% durante el año 2025 respecto al 2024, este fenómeno se da producto de varios escenarios, costo de la energía, disminución de precios de proyectos de este tipo, más promotores en el mercado, mayor oferta y demanda y boom en el país existente 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, luego de resultado publicado de la UPME de asignación de capacidad de transporte del ciclo de proyectos clase 1 de la resolución CREG 075 del 2021, donde muchos proyectos de Generación con tecnología solar no fueron priorizados, los promotores vieron una alternativa viable, normativa, económica y regulatoriamente implementando varios proyectos de Generación Distribuida GD con capacidad menor 1MW en los mismos puntos de conexión o cercanos, lo que implicó un despliegue técnico entre los equipos al interior de la organización y aumento significativo en solicitudes de información ante el operador de red para desarrollar estudios de conexión simplificada y de esta manera, los desarrolladores puedan adelantar análisis, simulaciones, solicitud de conexión al OR y lograr conectar sus proyectos. Durante el 2025 se tuvieron múltiples espacios con promotores de GD de diferentes partes del país, generando que en el 2025 se recibiera un total de 225 solicitud de información, 81 obedecieron a solicitudes de información para estudios de conexión de GD para proyectos a implementar menores a 1MW. A la fecha, contamos con 2 proyectos de GD en el Viterbo, Caldas aprobados para entrar en operación.

Así pues, al final del 2025 se tuvo un total de 843 solicitudes para conexión de Autogeneradores y Generadores distribuidos, de estas solicitudes se aprobaron 503; 265 no cumplieron con los requisitos exigidos regulatoriamente y en 75 hubo desistimiento de promotores y no continuaron con el proceso.

Del total de las solicitudes recibidas el 53 % fueron en el primer semestre (443) y el 47% en el segundo semestre del año (400), este fenómeno vario para este año sin conocer claramente la razón, el mercado viene generando cambios y dinámicas en diferentes partes del país

A 31 de diciembre de 2025 se tienen 1151 Autogeneradores conectados al sistema CHEC con una potencia instalada de 23.972 MW, de los cuales 1136 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 están sustentadas bajo la resolución CREG 075 de 2021 mediante la que se cambió el procedimiento de conexión de generadores entre otros aspectos desde junio del 2021.

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

De los proyectos atendidos en el ciclo de inscripciones, 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	2026
PLANTA FV SAN FRANCISCO	Generador	Solar	4,9	SUB. INSULA 33 kV	2026
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	2030
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	2026
PCH Quinchía	Generador	Hidráulica	2,4	SUB. QUINCHIA 33 kV	2027
PS Solar Caribe	Generador	Solar	55	SUB. ESMERALDA 115 kV	2025

Tabla 4. *Proyectos de generación aprobados.*

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.

Por otra parte, los proyectos PCH Quinchía A y PCH Rico Medio no suscribieron pólizas, por lo cual se liberó la capacidad asignada y el proyecto Solar Caribe desistió del punto de conexión y solicitó ante la UPME la liberación de la capacidad.

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

Nombre Proyecto	Potencia (MW)	FPO	Punto de conexión		Observaciones
			Alternativa 1	Alternativa 2	
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 Caricarí	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 Citricos	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
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 I I	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 a través de la ventanilla única de la UPME sobre las cuales CHEC brindó concepto.*

Nota: Las alternativas de conexión con asterisco (*) corresponden a puntos de conexión que pertenecen a otros operadores de red o transmisores que tiene influencia o contemplan como una segunda alternativa la conexión al operador de red CHEC.

Todos los proyectos del listado anterior cursaron la metodología de priorización por parte de UPME e hicieron parte de la ejecución del MACC para emitir el concepto final, sin embargo, ninguno de estos proyectos resultó aprobado.

Por otro lado, mediante la resolución CREG 101 071 de 2025 se suspende de manera transitoria el plazo de radicación de nuevas solicitudes de asignación de capacidad de transporte de proyectos clase 1. Se **suspendió temporalmente la recepción de solicitudes de conexión durante el año 2025**, con el fin de priorizar la adecuada gestión del proceso. El proceso se suspende hasta que se cumplan las siguientes condiciones:

- Hayan quedado en firme todas las decisiones que resuelven las solicitudes de los conceptos de conexión en el marco del calendario del año 2023.
- Hayan sido respondidas las solicitudes de concepto aprobatorio de proyectos de expansión del sistema, que hayan sido radicadas por los transportadores hasta el día anterior a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución.
- Se dé a conocer la capacidad de transporte que ha quedado disponible para asignar en el siguiente proceso. La información sobre dicha capacidad se identificará por subestación y nivel de tensión, incluyendo los aumentos de la capacidad que se tienen previstos anualmente según las fechas de entrada en operación de los proyectos del STR y STN que se encuentren aprobados. Así mismo se identificará la capacidad de cortocircuito por subestación y nivel de tensión.

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 47166 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 remplazan 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 es 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 2025, para cada uno de los departamentos que conforman el área de cobertura geográfica atendida por el Operador de Red CHEC.

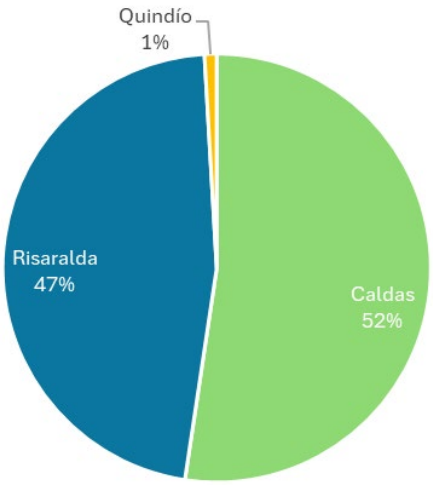


Gráfico 4. *Porcentajes de inversión aprobada por departamento (año 2025).*

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).

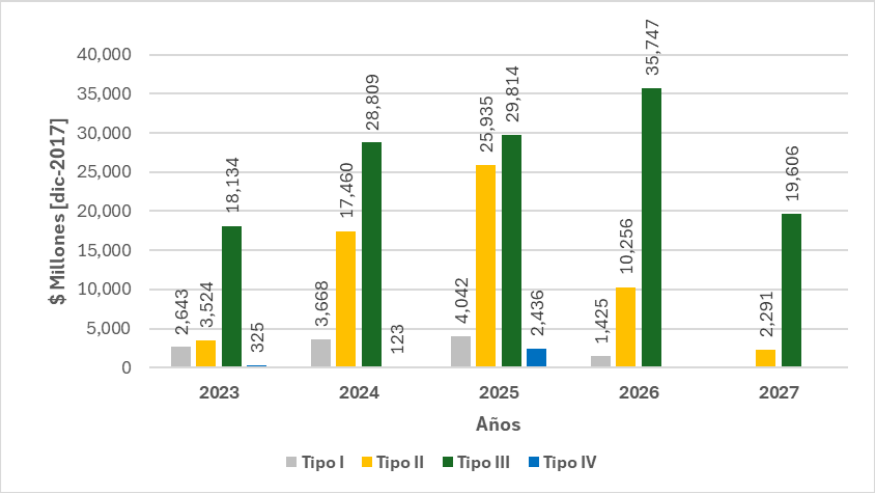


***Gráfico 5**. Inversiones aprobadas por tipo regulatorio (años 2023-2027).*

***Gráfico 6.** Inversiones aprobadas por nivel de tensión (años 2023-2027).*

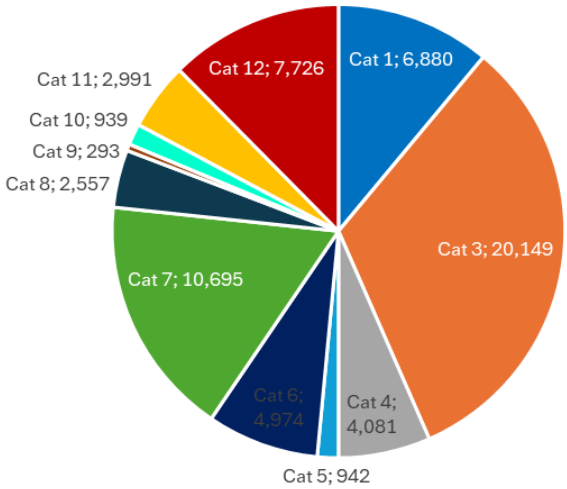


***Gráfico 7.** Inversiones aprobadas por categoría de activos (año 2025).*

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 2025, que un 47.91% de la inversión aprobada corresponde a proyectos de reposición de activos, y el 41.68% se asocia a la construcción de nueva infraestructura para la expansión del sistema.

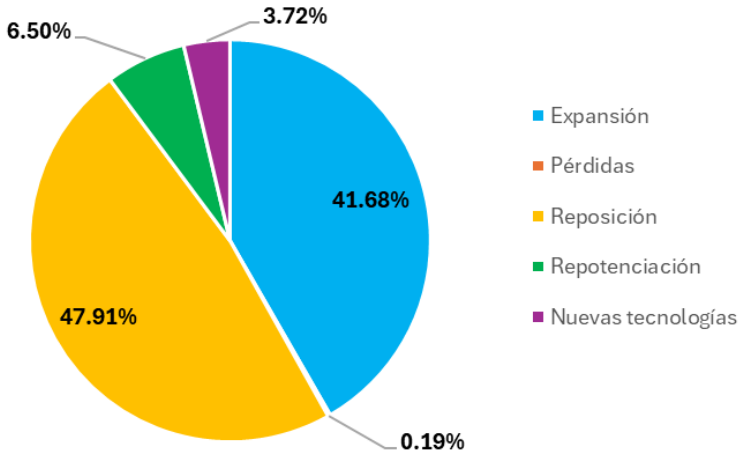


Gráfico 8. *Participación de las inversiones aprobadas por tipo de proyecto (año 2025).*

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	$ 7,834,488,048.00	$ 15,602,048,935.79	199.15%	4.17%
3	$ 21,756,513,841.00	$ 30,420,306,229.00	139.82%	11.70%
2	$ 21,919,047,492.00	$ 22,892,012,291.07	104.44%	3.68%
1	$ 10,717,043,810.00	$ 19,359,924,666.86	180.65%	6.34%
Total	$ 62,227,093,191.00	$ 88,274,292,122.71	141.86%	5.65%

Tabla 8. *Inversiones aprobadas y ejecutadas por nivel de tensión (año 2025).*

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 2025 fue del 141.86%, mientras que el valor total de inversiones ejecutadas del plan corresponde a un 5.65% del costo de reposición de referencia al inicio del periodo tarifario. Es importante resaltar que CHEC, en el año 2024, presentó ante la CREG un nuevo plan quinquenal para el periodo 2025–2029; sin embargo, a la fecha este no ha sido aprobado por el regulador. De acuerdo con la regulación vigente, la comparación presentada en la tabla se realiza frente al último plan aprobado. No obstante, la ejecución reportada corresponde a las inversiones ejecutadas en 2025, definidas en el plan presentado 2025–2029, lo que explica la obtención de porcentajes de ejecución superiores al 100%.

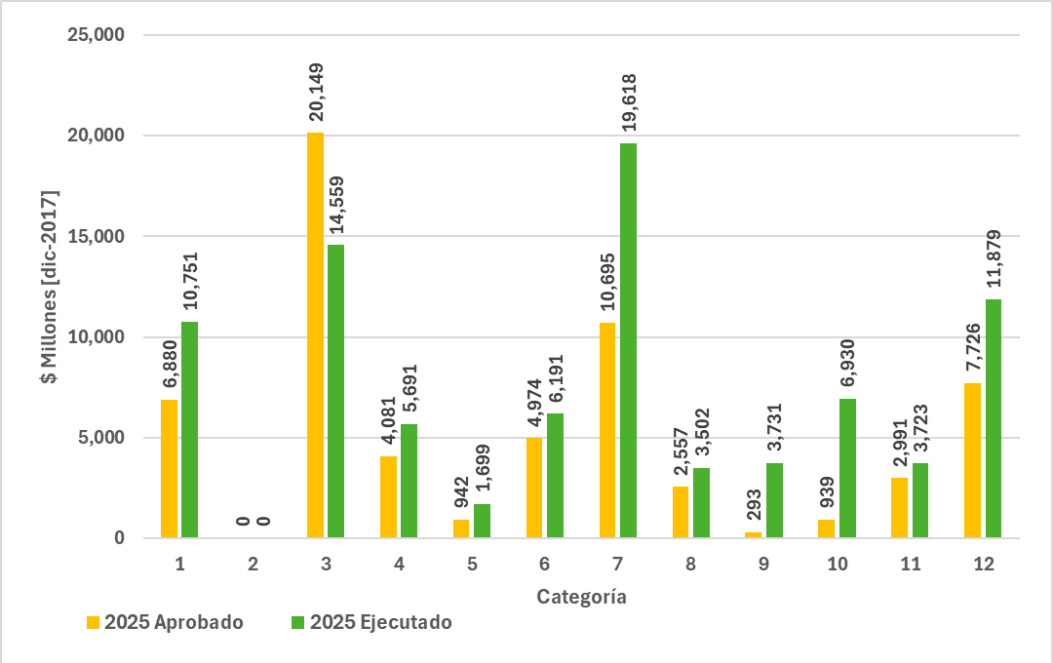


Gráfico 9. *Comparativo de inversiones aprobadas y ejecutadas por categorías de activos (año 2025).*

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 75.02% de las inversiones ejecutadas por el Operador de Red CHEC en el año 2025. El restante 24.98%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 – 2025 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.

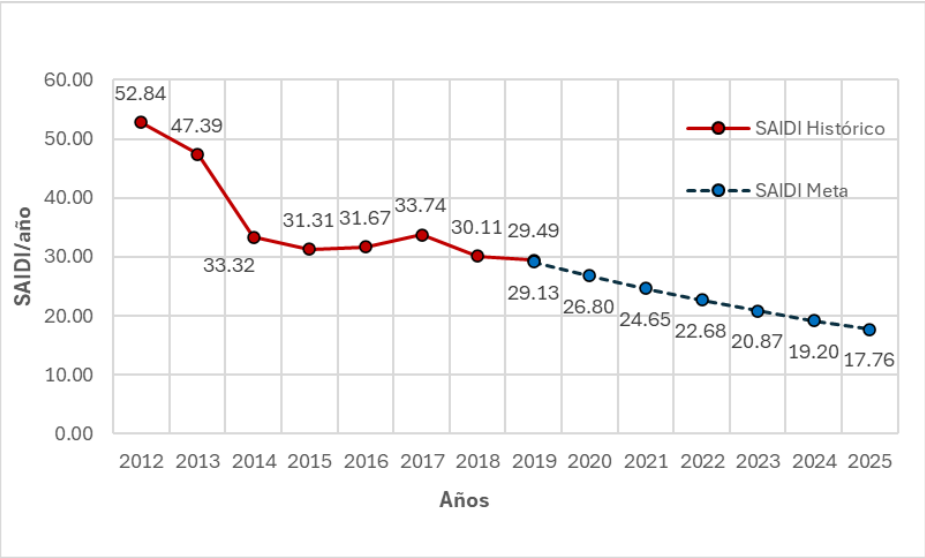


Gráfico 10. *Histórico SAIDI 2012-2019 y metas regulatorias.*

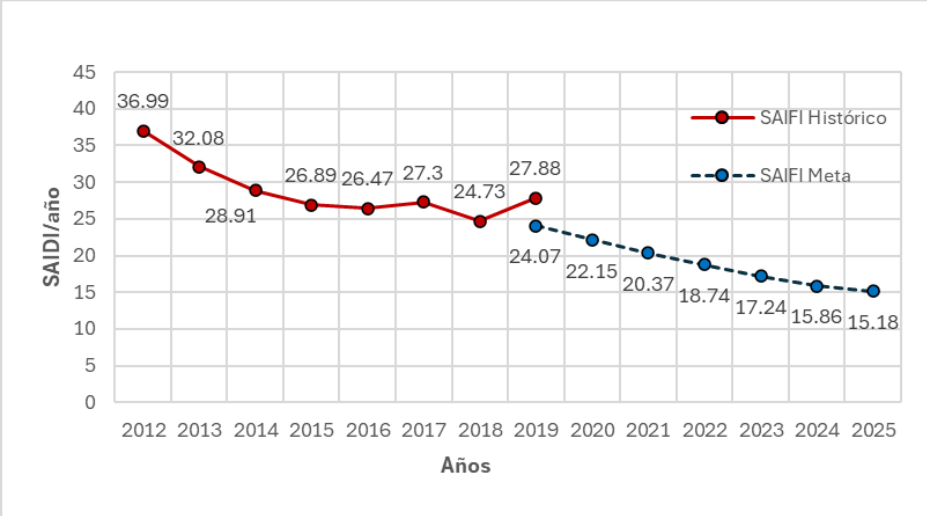


Gráfico 11. *Histórico SAIFI 2012-2019 y metas regulatorias.*

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 corresponden a la duración máxima anual de interrupciones (DIUG) y al número de eventos (FIUG), los cuales deben ser garantizados por los Operadores de Red a los usuarios. Estos indicadores permanecen fijos durante el período tarifario. No obstante, de acuerdo con la Resolución CREG 015 de 2018, sección 5.2.4.2 *Indicadores de Calidad Individua*', se establece que: "*Después del año 5 del periodo tarifario, los indicadores DIUG y FIUG para cada OR que se usarán para aplicar el esquema de compensaciones corresponderán al 80% de los DIUG y FIUG estimados*". En consecuencia, a partir del año 2024 dichas metas se reducen en un 20%. Las tablas presentadas a continuación incorporan esta reducción.

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	0	74.76	0
Riesgo 2	11.328	14.392	52.992
Riesgo 3	16.088	11.496	37.232

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	0	74.76	113.808
Riesgo 2	9.8	30.4	105.496
Riesgo 3	18.872	28.208	155.336

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	0	27.2	0
Riesgo 2	12.8	24.8	42.4
Riesgo 3	19.2	20	25.6

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	0	29.6	35.2
Riesgo 2	13.6	37.6	56.8
Riesgo 3	18.4	25.6	74.4

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 – 2025.

Indicador	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Pérdidas de energía	8,59%	8,47%	8,47%	8,47%	8,47%	8,47%	8,47%

Tabla 13. *Metas establecidas para el indicador de pérdidas de energía (2019 -2025).*

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 2025 fue del 141.86%.

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.

SAIDI. En línea con las Circulares CREG 053 de 2024 y 124 de 2025, que establecen criterios para ajustar metas de calidad en los años transcurridos del periodo tarifario, CHEC presentó solicitud formal a la CREG para adoptar metas actualizadas para 2025. Como resultado, la meta regulatoria de SAIDI se fijó en 17,76 horas, y CHEC alcanzó un valor real de 17,73 horas, logrando cumplimiento regulatorio y una mejora del 2,37% respecto al cierre de 2024.

SAIFI. Para 2025, en aplicación de las Circulares CREG 053 de 2024 y 124 de 2025, la meta regulatoria del SAIFI se estableció en 15,18 interrupciones. CHEC alcanzó un valor real de 11,84 interrupciones, logrando cumplimiento regulatorio con amplio margen y reflejando un desempeño favorable en frecuencia de eventos. Aunque se registra un leve incremento respecto al cierre de 2024, este resultado confirma la solidez operativa y una mejora consistente en este indicador.

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.

Indicador SAIDI anual CHEC VS Metas 2021 - 2025

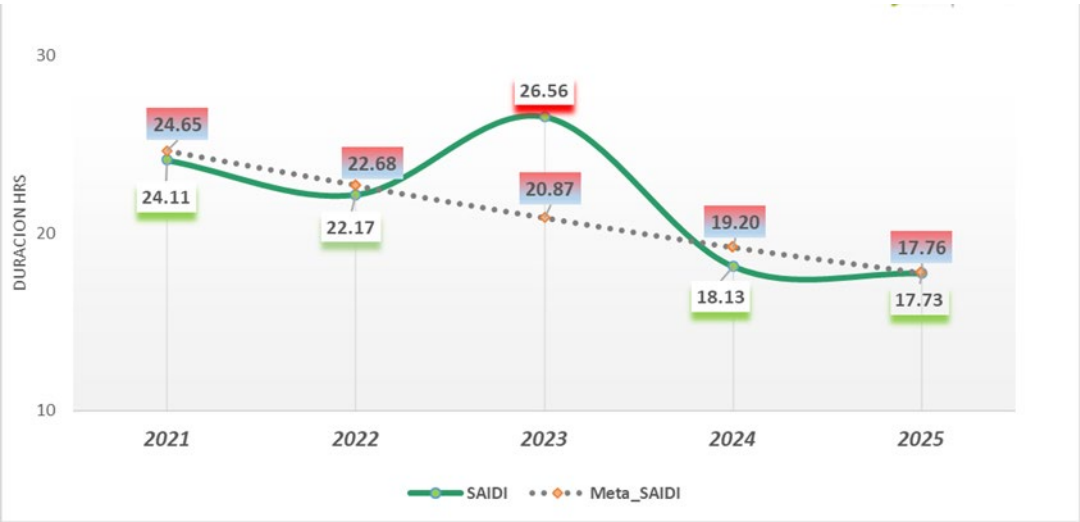


Gráfico 12. *Indicadores de calidad del servicio SAIDI 2021-2025.*

Indicador SAIFI anual CHEC VS Metas 2021 - 2025

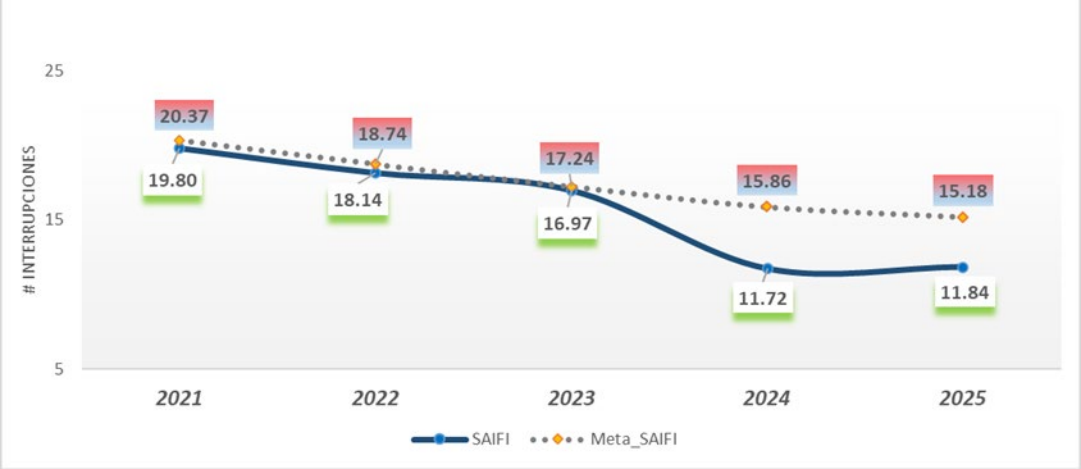


Gráfico 13. *Indicadores de calidad del servicio SAIFI 2021-2025.*

Gestión Pérdidas de Energía:

En el marco del plan de reducción de pérdidas de energía del Grupo EPM, en 2025 se invirtieron 6.023 mil millones COP en infraestructura y se ejecutaron 5.942 mil millones COP en actividades de control y normalización, logrando recuperar 21,945 GWh/año.

El indicador de pérdidas del Operador de Red cerró en 7,39%, ubicándose por debajo de la meta establecida de 8,47%, lo que representa una reducción de 1,08 puntos porcentuales frente al objetivo. Adicionalmente, el nivel de pérdidas en tensión 1 fue de 7,33%, valor que se encuentra dentro del límite de pérdidas eficientes (7,73%) definido por la regulación vigente.

La Tabla 14 presenta el comportamiento del indicador para los años 2022 - 2025.

Indicador	Resultado 2022	Resultado 2023	Resultado 2024	Resultado 2025
IP Operador de Red CHEC	7,55%	7,65%	7,46%	7,39%

Tabla 14. *Índice de pérdidas Operador de Red a diciembre 2025*

Evolución de indicador de pérdidas del operador de red CHEC

El indicador de pérdidas del Operador de Red CHEC evidencia una tendencia decreciente sostenida durante el periodo 2015–2025, reflejando la efectividad de las estrategias implementadas para la reducción y control de pérdidas de energía.

Entre 2015 y 2020 se observa una disminución progresiva del indicador; sin embargo, en 2020 se presentó un incremento asociado a los efectos derivados de la pandemia. A partir de 2021 se evidencia nuevamente una tendencia general de mejora, con una reducción sostenida del indicador hasta alcanzar en 2025 un valor de 7,39%.

Este resultado se ubica por debajo de la meta del proyecto establecida en 8,47% y representa una reducción significativa frente al nivel inicial del 9,5% registrado en 2015, lo que evidencia la consolidación de las acciones de inversión, control y normalización implementadas por la organización.

La Gráfico 15 presenta el histórico de índice de pérdidas y la meta del indicador desde diciembre de 2015 hasta diciembre de 2025.

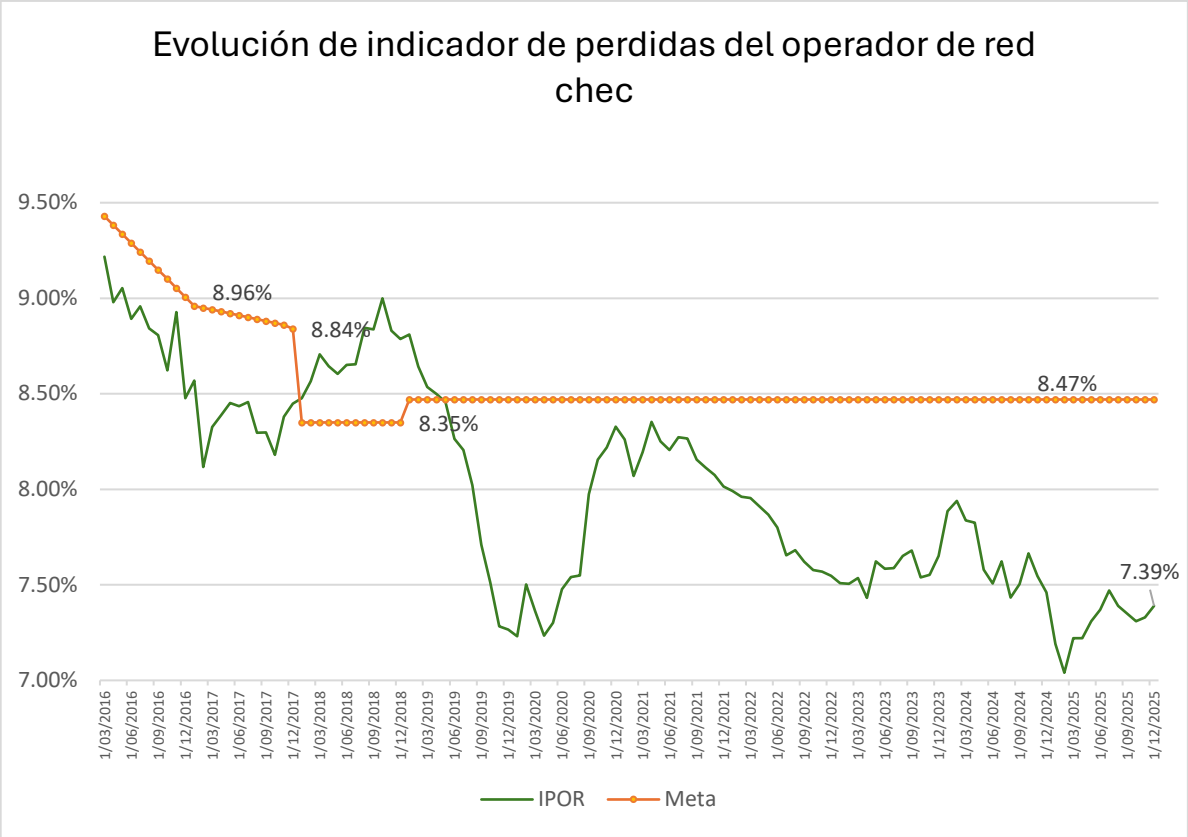


Gráfico 14. *Histórico de indicador de pérdidas (2015-2025).*

En la Tabla 15 se presenta el Índice de pérdidas técnicas y no técnicas operador de red 2025:

Pérdidas de energía	Año 2025
Pérdidas No técnicas	1,73%
Pérdidas Técnicas	5,65%

Tabla 15. *Descripción por origen de pérdidas.*

La baja participación de las pérdidas no técnicas evidencia el impacto positivo de las estrategias implementadas para su control y reducción, contribuyendo a la eficiencia operativa, la sostenibilidad financiera y la mejora en la prestación del servicio.

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 proyecto	Valor Aprobado	Ejecución planeada	Ejecución no planeada	Total, general
NEG0378TYDLI	Expansión y repotenciación de redes de distribución CHEC	$ 1,886.34	$ 775.64	$ 23,328.03	**$ 24,103.67**
NEG0382TYDLI	Reposición redes eléctricas y equipos de red	$ 15,437.51	$ 1,192.52	$ 6,588.95	**$ 7,781.47**
NEG0759TYDCE	Reposición sistemas y equipos de subestación	$ 1,515.66	$ 266.24	$ 1,266.81	**$ 1,533.06**
NEG0760TYDCE	Reposición sistemas y equipos de control, protección y comunicaciones	$ 816.21	$ 72.65	$ 2,402.73	**$ 2,475.38**
PEI0381TYDTO	Proyecto gestión y control pérdidas de energía - CHEC	$ 1,485.40	$ 957.53	$ 1,962.00	**$ 2,919.53**
PEI0731TYDCE	Modernización, reposición, suplencias y obras complementarias de la subestación Anserma 33/13,2 kV	$ 5,025.74	$ 3,872.11	$ 3,224.50	**$ 7,096.61**
PEI1053TYDCE	Nueva subestación Dorada Norte 115/33/13.2 kV	$ 6,052.19	$ 4,045.85	$ 15,259.52	**$ 19,305.36**
PEI1054TYDCE	Nueva subestación Molinos 115/33/13.2 kV	$ 15,114.58	$ 6,494.90	$ 7,493.52	**$ 13,988.42**
PEI1200TYDCE	Modernización Subestación Campestre	$ 3,932.16	$ 2,910.41	$ 1,759.81	**$ 4,670.22**
PEI1298DISCE	Reposición Tren Celdas 13.2 y 33 kV SE la Rosa	$ 4,326.06	$ 1,741.44	$ 2,077.31	**$ 3,818.75**
UCISA	Reposición activos SE propiedad de ISA Intercolombia	$ 165.76	$ -	$ 581.82	**$ 581.82**
PEI1190TYDLI	Modernización y reposición del SDL del nororiente de caldas	$ 4,152.82	$ -	$ -	**$ -**
PTDI0501100	Adquisición de Subestación Móvil 115/33/13,2 kV	$ 2,316.65	$ -	$ -	**$ -**
Total		**$ 62,227.09**	**$ 22,329.29**	**$ 65,945.00**	**$ 88,274.29**

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:

- **Cambios generados en la ingeniería de detalle:**

  A partir de estudios adicionales, se identificó la necesidad de reubicar unidades constructivas en circuitos diferentes a los inicialmente planeados. Se realizaron análisis específicos, como la evaluación de descargas atmosféricas mediante herramientas especializadas, lo que llevó a ajustar municipios, tipos de inversión y localización de las intervenciones, garantizando el cumplimiento del objetivo del proyecto.

- **Cambios generados en la ingeniería de detalle 2:**

  Se presentaron modificaciones en la ubicación, cantidad o tipo de unidad constructiva a instalar, como resultado de optimizaciones técnicas durante la fase de diseño detallado.

- **Actualización en el Plan de Inversión Regulatorio 2025 – 2029:**

  Algunas unidades constructivas fueron actualizadas, modificadas o eliminadas en el marco de la revisión del plan regulatorio, impactando la planeación inicial de las inversiones.

- **Desplazamientos en el cronograma y dificultades en la negociación de predios:**

  Se presentaron retrasos en el cronograma de ejecución debido a dificultades en la gestión predial, lo que llevó a reprogramar actividades y a diferir la compra de materiales para la siguiente vigencia.

- **Problemas en el reporte – Tipo de inversión:**

  Se identificaron casos en los que las unidades constructivas fueron ejecutadas bajo un tipo de inversión diferente al inicialmente planeado, generando inconsistencias en el cruce de información.

- **Problemas en el reporte – Cantidad ejecutada:**

  Se evidenciaron errores en los registros de bases de datos, donde las cantidades ejecutadas fueron reportadas de forma incorrecta (por ejemplo, en valores decimales). No obstante, guardando coherencia con lo reportando ante el LAC en cargos no se ajusta para este reporte. Sin embargo, este se ajustará una vez se realice la actualización de cargos.

- **Problemas en el reporte – IUL provisional:**

  Se encontraron diferencias entre el IUL con el que se reportó la ejecución y el IUL provisional considerado en la planeación, afectando la comparación entre lo planeado y lo ejecutado.

- **Cambios en las necesidades de medición o intervención para reducción de pérdidas:**

  Las decisiones de intervención se ajustaron con base en la evolución real del sistema, incluyendo variaciones en tasas de falla, expansión del SDL y aparición de nuevas cargas, lo que obligó a instalar equipos de medición en ubicaciones diferentes a las inicialmente previstas.

- **Cambios en la planeación de corto plazo o mantenimiento correctivo:**

  Se priorizaron intervenciones no contempladas inicialmente debido a fallas en transformadores o redes de distribución, así como incrementos inesperados en la demanda de ciertos circuitos o equipos.

Inversiones Asociadas al Esquema de Calidad del Servicio.

En atención a los requerimientos establecidos en este literal, es importante resaltar que el literal c del numeral 6.3.3.2 del capítulo 6 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, no es aplicable a CHEC. Con relación al literal d) del mismo numeral, se precisa que, los requisitos adicionales para la aplicación del esquema de calidad del servicio definidos en la resolución CREG 015 de 2018 fueron efectivamente incluidos por CHEC en los proyectos de inversión del primer año (2019) y de acuerdo con el reporte incluido en este mismo apartado en el informe del año respectivo, CHEC informó el cumplimiento de la ejecución de inversiones correspondientes.

Adicionalmente, CHEC manifiesta que uno de los criterios de identificación y priorización de los proyectos incluidos en el plan de inversión presentado al regulador, corresponde al mejoramiento de la calidad para el aseguramiento de la continuidad y confiabilidad en la prestación del servicio, con el propósito de garantizar el cumplimiento de las metas de calidad y las premisas generales del esquema regulatorio aplicable.

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
3. N2EQ53 - Costo UC Especial - Cortacircuito repetición 3 etapas
4. N2EQ53 - Justificación UC - Cortacircuito de repetición 3 etapas
5. N2EQ53 - Oferta comercial - Cortacircuito repeticion 3 etapas
6. N2EQ53 - Orden de compra - Cortacircuito repeticion 2023
7. N3L146 Costo UC Especial - Poste metálico de 24 m
8. N3L146 Justificación UC - Poste metálico de 24 m
9. N3L146 Orden de compra - Poste metálico de 24 m
10. N3S12 Costo UC Especial - Celda de medida para nivel de 33kV
11. N3S12 Justificación UC - Celda de medida para el nivel de 33 kV
12. N3S12 Oferta comercial - Celda de medida para nivel de 33kV
13. N3S12 Orden de compra - Celda de medida para nivel de 33kV
14. Diagramas unifilares
15. Formatos para el reporte de activos

Publicado por CHEC S.A E.S.P BIC

- **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:** www.chec.com.co

- **Fecha de publicación:** marzo 2026

Conoce más acerca de nuestros resultados y gestión escaneando este código o visitando nuestra página web

www.chec.com.co (Botón Transparencia)

chec | Grupo•epm

Foto: Bostezo del Ruíz / Julián Arbeláez Aristizábal