

1.1. IDENTIFICADOR DEL PRESTADOR: CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS
S.A. E.S.P. BIC BENEFICIO E INTERES COLECTIVO

1.2. Nit: 890.800.128-6

1.3. ID (SUI - RUPS): 502

1.4. Servicio Público Domiciliario (SPD) prestado objeto de la vigilancia o inspección:
Energía Eléctrica.

1.5. Actividad del SPD objeto de la vigilancia o inspección: Distribución y
Comercialización de energía eléctrica

1.6. Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar:

09 de septiembre de 1950

2. IDENTIFICACIÓN DE LA ACCIÓN DE VIGILANCIA E INSPECCIÓN REALIZADA

2.1. Año del programa al que pertenece la acción: 2023

2.2. Clase acción: Vigilancia Inspección

2.3. Motivo de la acción: Especial Detallada Concreta

2.4. Origen causal de la acción: Clasificación de nivel de riesgo Perfilamiento de
riesgo Evaluación de Gestión y Resultados Monitoreo de planes
Denuncia ciudadana (Petición de interés general) Otros

2.5. Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción: Sede principal del prestador y
expediente digital

3. DELIMITACIÓN DEL MARCO DE EVALUACIÓN

3.1. Criterios evaluados:

- Técnicos
- Administrativos
- Comerciales
- Tarifarios
- Financieros

- Reglas de comportamiento
- Calidad y reporte de la información al SUI

3.2. Marco temporal de evaluación: 2023

4. DESCRIPCIÓN DE LO DESARROLLADO

Se realiza la Evaluación Integral a CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. BIC BENEFICIO E INTERES COLECTIVO (en adelante «CHEC S.A. E.S.P. BIC»), dentro del marco de las actividades de inspección, vigilancia y control que realiza la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

4.1. Información fuente usada:

Para la realización del presente informe, se utiliza la siguiente información:

CHEC S.A. E.S.P. BIC, a través de radicado SSPD 20240230007134 de 2024 remite la información solicitada en virtud de la evaluación integral. La información fue complementada mediante solicitud en la visita de inspección realizada del 12 al 14 de agosto de 2024 y registrada en acta. Adicionalmente, se utiliza información reportada al Sistema Único de Información (SUI) e información del portal BI de XM.

4.2. Requerimientos realizados:

La información requerida a CHEC S.A. E.S.P. BIC, fuente de insumo para la realización del presente informe, se solicitó a través de radicado 20242202389411 del 4 de julio de 2024.

4.3. Estado de respuesta de requerimientos:

Respuesta remitida a través de radicado SSPD 20242202389411 del 04/07/2024. Luego de verificar la información se encuentra que, respecto a algunos requerimientos específicos, es necesario complementar la información requerida por estar faltante o incompleta, dicha información se solicita durante la visita y es entregada en su gran mayoría en la misma. Lo faltante se registra en el acta de reunión como compromisos y es remitida posteriormente por parte de CHEC S.A. E.S.P. BIC.

5. EVALUACIONES REALIZADAS

Este capítulo muestra el resultado de las verificaciones realizadas por la DTGE con base en la información entregada por la empresa CHEC S.A. E.S.P. BIC, la disponible en el Sistema Único de Información (SUI), la recopilada durante la vista de inspección a sede del prestador, y las demás fuentes de información que los profesionales de la DTGE consideraron procedente para adelantar la presente evaluación.

5.1. Descripción general de la empresa

La empresa CHEC S.A. E.S.P. BIC, se fundó en febrero de 1944 y se constituyó el día 09 de septiembre de 1950; su última fecha de actualización en RUPS fue el día 13 de septiembre de 2024. Está clasificada para el sistema interconectado nacional para las actividades de Generación, Trasmisión, Distribución y Comercialización.

Los principales accionistas de CHEC S.A. E.S.P. BIC son: EPM Inversiones, EPM, Infi-Caldas, Federación Nacional de Cafeteros, Infi-Manizales; la sociedad gira bajo la razón social de CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. BENEFICIO E INTERES COLECTIVO, y para todos los efectos podrá utilizar la sigla “CHEC S.A. E.S.P. BIC” su capital está dividido en acciones.

La empresa atiende usuarios en 40 municipios (27 en Caldas y 13 en Risaralda), en la **Tabla 1**, se relacionan los datos generales del prestador:

Tabla 1. Datos Generales del prestador

Razón Social	CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. BIC BENEFICIO E INTERES COLECTIVO
Sigla:	CHEC S.A. E.S.P. BIC
Nit:	890800128 - 6
ID RUPS:	502
Representante Legal	MARTHA LIBIA TOVAR CASTAÑO
Actividades Desarrolladas	Generación, Trasmisión, Distribución y Comercialización.

Año de Entrada en Operación	09/09/1950
Auditor – AEGR:	Deloitte
Clasificación:	Sistema Interconectado Nacional
Fecha Última de Actualización RUPS:	13 septiembre 2024

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

5.1.1. Aspectos Financieros

CHEC S.A. E.S.P. BIC se encuentra clasificada bajo Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF dentro del marco normativo para Grupo 1.

Los Estados Financieros del 2023, se encuentran firmados por Santiago Villegas Yepes, Ubaldo Arboleda Montes, y Andrés Felipe Ocampo Restrepo, quienes desempeñan los cargos de Representante Legal, Contador y Revisor Fiscal designada por la firma Deloitte & Touche S.A.S.

5.1.2. Estado de Situación Financiera

A continuación, en la **Tabla 2**, se presenta un resumen del Estado de Situación financiero con corte al 31 de diciembre del 2023, realizando una comparación de la vigencia 2022.

Tabla 2. Estado de Situación Financiera

Concepto	2023	2022	Análisis Horizontal	Análisis Vertical
Efectivo y equivalentes al efectivo	44.700.608	35.340.487	26,49	2,86
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	214.737.433	245.870.942	-12,66	13,76
Otras cuentas por cobrar corrientes	9.752.043	17.027.176	-42,73	0,62
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	224.489.476	262.898.118	-14,61	14,38
Inventarios corrientes	0	22.237.955	-100,00	0,00
Activos por impuestos corrientes	21.210.799	26.904.445	-21,16	1,36
Otros activos financieros corrientes	26.362.286	24.658.544	6,91	1,69
Otros activos no financieros corrientes	9.607.667	0		
Activos corrientes totales	326.370.836	372.039.549	-12,28	20,91
Propiedades, planta y equipo	960.554.246	890.770.240	7,83	61,54
Inventarios No Corrientes	22.970.901			1,47

Concepto	2023	2022	Análisis Horizontal	Análisis Vertical
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos no corrientes	143.577.219	649.355	22.010,74	9,20
Otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes	0	14.677.430	-100,00	0
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	143.577.219	15.326.785	836,77	9,20
Activos intangibles distintos de la plusvalía	18.878.812	18.120.764	4,18	1,21
Otros activos no financieros no corrientes	88.539.630	78.583.572	12,67	5,67
Otros activos financieros no corrientes	0	22.633.302	-100,00	0
Total de activos no corrientes	1.234.520.808	1.025.434.663	20,39	79,09
Total de activos	1.560.891.644	1.397.474.212	11,69	100,00
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	0	11.931.410	-100,00	0
Otras provisiones corrientes	3.009.740	2.578.976	16,70	0,19
Total provisiones corrientes	3.009.740	14.510.386	-79,26	0,19
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes	0	99.496.947	-100,00	
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes	148.745.992	0	0	9,53
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	148.745.992	99.496.947	49,50	9,53
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	50.482.653	95.851.095	-47,33	3,23
Obligaciones financieras corrientes	112.940.057	58.821.095	92,01	7,24
Otros pasivos financieros corrientes	47.187.374	993.309	4.650,52	3,02
Otros pasivos no financieros corrientes		11.099.128	-100,00	
Pasivos corrientes totales	362.365.816	280.771.960	29,06	23,22
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	0	23.829.068	-100,00	0
Otras provisiones no corrientes	47.575.383	17.657.874	169,43	3,05
Total provisiones no corrientes	47.575.383	41.486.942	14,68	3,05
Pasivo por Impuesto Diferido	0	162.780.813	-100,00	
Pasivos por impuestos corrientes, no corriente	159.339.699	0	0	10,21
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	159.339.699	162.780.813	-2,11	10,21
Obligaciones financieras no corrientes	375.720.154	0	0	24,07
Otros pasivos financieros no corrientes	0	47.045.033	-100,00	0
Otros pasivos no financieros no corrientes	0	259.355.197	-100,00	0
Total de pasivos no corrientes	582.635.236	510.667.985	14,09	37,33
Total pasivos	945.001.052	791.439.945	19,40	60,54
Capital emitido	14.361.622	14.361.622	0,00	0,92
Efectos por Adopción NIF	313.513.653	517.543.058	-39,42	20,09
Ganancias acumuladas	538.149.027	517.543.058	3,98	34,48
Reserva Legal	0	55.179.240	-100,00	0

Concepto	2023	2022	Análisis Horizontal	Análisis Vertical
Otras Reservas	46.976.165	0		3,01
Total de otras partidas patrimoniales (ORI)	16.403.778	18.949.621	-13,43	1,05
Patrimonio total	615.890.592	606.033.541	1,63	39,46

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Para la vigencia 2023 los activos se posesionan en 1 560 891 644 millones COP 11,69% mayor al presentado en la vigencia 2022, en cuanto a los pasivos se incrementaron en 19,40% pasando de 945 001 052 millones COP en 2023 a 791 439 945 millones COP en 2022, el patrimonio aumentó 1,63% ubicándose para el servicio de energía en diciembre 31 de 2023 en 615 890 592 millones COP.

El rubro más representativo dentro del activo es la propiedad planta y equipo con 61,54%, este tuvo un aumento de 7,26% posicionándose en 960 554 246 millones COP para el año 2023.

➤ **Cartera de la prestación del Servicio**

La cartera del servicio es de los rubros más relevantes de la empresa, por cuanto acumula los saldos adeudados por los usuarios por la prestación

del servicio público de energía eléctrica, la **Tabla 3** muestra las condiciones a diciembre de 2023 de los diferentes estratos. El concepto de comercial mantiene una mayor deuda con la empresa por el valor de 9 935 508 millones COP, seguido por el Residencial Estrato 2 con 4 496 294 millones COP.

El deterioro acumulado a diciembre de 2023 corresponde a 33 198 773 millones COP equivalente al 9,91% del total cartera vigente.

Tabla 3. Cuentas por cobrar 2023

Concepto	Corriente	No Corriente	Total Cartera	Participación
Residencial Estrato 1	465.791	3.642.540	4.108.331	1,23%
Residencial Estrato 2	1.139.664	3.356.630	4.496.294	1,34%
Residencial Estrato 3	1.436.070	1.925.355	3.361.425	1,00%

Concepto	Corriente	No Corriente	Total Cartera	Participación
Residencial Estrato 4	443.923	244.160	688.083	0,21%
Residencial Estrato 5	105.613	454.309	559.922	0,17%
Residencial Estrato 6	156.733	125.402	282.135	0,08%
Comercial	2.200.508	7.735.000	9.935.508	2,97%
Industrial	513.090	4.060.928	4.574.018	1,37%
Oficial	345.299	2.306.260	2.651.559	0,79%
Alumbrado público	145.791	1.577.615	1.723.406	0,51%
Empresas del sector	256.951	-	256.951	0,08%
Otros	88.792	472.349	561.141	0,17%
Total Comercialización	7.298.225	25.900.548	33.198.773	9,91%
Total deterioro cuentas por cobrar Servicio Energía	7.298.225	25.900.548	33.198.773	9,91%
Cuentas por cobrar netas Servicio Energía	207.439.207	127.407.404	334.846.611	100,00%

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

➤ **Facturación y recaudo**

En este punto se solicitó a la empresa CHEC S.A. E.S.P. BIC el reporte que contiene la información relacionada con los porcentajes de facturación y recaudo para las vigencias 2022 y 2023.

Tabla 4. Recaudo 2022 y 2023, sin cartera vencida

2022													
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Total Acumulado
Ejecución	85%	85%	83%	84%	84%	83%	83%	83%	83%	83%	81%	81%	83%
2023													
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Total Acumulado
Ejecución	82%	81%	82%	82%	83%	82%	82%	82%	82%	83%	80%	82%	82%

Fuente: CHEC S.A. E.S.P. BIC

De acuerdo con la **Tabla 4**, para las vigencias 2022 y 2023 los porcentajes de recaudo se encuentran sobre el 80%; cabe aclarar que estos valores corresponde al valor recaudado total

(Sin incluir la cartera vencida) del periodo facturado en consulta, hasta antes de su nueva facturación.

Adicionalmente, en la **Tabla 5** se mencionan los mismos porcentajes correspondientes al valor recaudado total (incluyendo cartera vencida) del periodo en consulta sobre el total facturado.

Tabla 5. Recaudo 2022 y 2023, cartera vencida

2022													
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Acumulado
Ejecución	88%	92%	106%	95%	95%	97%	103%	98%	94%	98%	94%	97%	96%
2023													
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total Acumulado
Ejecución	98%	96%	106%	91%	99%	94%	97%	100%	94%	97%	85%	103%	97%

Fuente: CHEC S.A. E.S.P. BIC

En relación a lo anterior, se puede resaltar que los porcentajes de recaudo son mayores al 95%. En ambos de los escenarios expuestos anteriormente se evidencian porcentajes de recaudo óptimos.

➤ **Propiedad Planta y Equipo**

Dentro de los activos que sustentan la mayor porción de recursos con los que se generan los beneficios en la actividad económica de energía eléctrica se encuentran las subestaciones, redes líneas y cables que suman 712 829 656 millones COP para la vigencia 2023, equivalente al 66.08% de la propiedad planta y equipo, le siguen las construcciones y edificaciones con 170 206 805 millones COP; la depreciación de los activos asciende a 43 676 887 millones COP, dejando un valor neto de propiedad planta y equipo por el orden de 960 554 246 millones COP como se puede observar en la **Tabla 6**

Tabla 6 Propiedad Planta y Equipo

Concepto	2023	2022	Variación
Terrenos	43.503.818	40.985.909	6,14%
Edificios	84.510.788	81.534.030	3,65%
Construcciones y edificaciones	170.206.805	101.614.034	67,50%
Maquinaria y equipo	13.868.587	11.468.371	20,93%
Equipo de cómputo y comunicación	22.529.831	21.739.827	3,63%
Enseres y accesorios	142.596	149.727	-4,76%
Equipo de transporte terrestre	11.836.355	8.353.081	41,70%
Propiedades, planta y equipo, información especial	346.598.780	265.844.979	30,38%
Subestaciones	377.494.356	380.276.941	-0,73%
Redes Líneas y cables	335.335.300	308.752.779	8,61%
Otras propiedades, planta y equipo	19.274.868	7.385.001	161,00%
Total propiedades, planta y equipo, importe en libros en términos brutos	1.078.703.304	962.259.700	12,10%
Disposiciones y retiros de servicio, propiedades, planta y equipo	18.930.571	2.456.723	670,56%
Incrementos (disminuciones) por otros cambios, propiedades, planta y equipo	55.541.600	-	-313,80%
Depreciación acumulada propiedades, planta y equipo	43.676.887	43.054.275	1,45%
Total de propiedades, planta y equipo	960.554.246	890.770.240	7,8%

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Las exigencias regulatorias para la calidad y continuidad del servicio establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas en su Resolución 015 de 2018 establece que la empresa deba tener unos requerimientos importantes en materia de inversión, el total del aumento de la propiedad planta y equipo sumó 7,8%, los rubros que tienen que ver con unidades constructivas y activos eléctricos 11,69% incluyendo redes, plantas y construcciones en curso, cifra que cumple con los requisitos establecidos en la citada Resolución, sin embargo es importante aclarar que la medición de las inversiones no se efectúa a valor de costo de compra, este se mide a valor de unidad constructiva con precios establecidos por la Comisión de Regulación para Energía y Gas Combustible (CREG) de 2017.

Como materia de comparación con fuente CHEC S.A. E.S.P. BIC, se solicita la información de activos eléctricos medidos conforme a la Resolución 015 de 2018, la cual se detalla a continuación en la **Tabla 7**:

Tabla 7 Información ejecutada aprobada Inversiones infraestructura eléctrica

Concepto	Valores regulatorios a 2017		Valores corrientes	
	Ejecutado año 2022	Ejecutado año 2023	Ejecutado año 2022	Ejecutado año 2023
Transformadores de potencia	1.409.232	1.025.945	2.185.111	1.578.224
Bahías y celdas	3.728.112	2.517.075	5.780.694	3.872.048
Otros activos subestación	1.912.140	4.540.758	2.964.904	6.985.104
Líneas aéreas	663.048	294.342	1.028.101	452.790
Líneas subterráneas	665.632	595.664	1.032.108	916.317
Equipos de subestación	11.703.894	9.262.255	18.147.692	14.248.241
Equipos de control y comunicaciones	474.590	705.744	735.884	1.085.655
Equipos de línea	487.538	1.307.457	755.961	2.011.277
Centro de control	591.619	2.561.799	917.346	3.940.847
Red es de distribución	3.901.647	4.308.275	6.049.772	6.627.473
Transformadores de distribución	10.434.696	6.775.860	16.179.714	10.423.389
Total	35.972	33.895	55.777	52.141

Fuente: CHEC S.A. E.S.P. BIC

➤ **Otros Activos**

En este punto se detallan los rubros diferentes a la cartera del servicio y la propiedad planta y equipo, los cuales representan el 14,27% de total del activo, dentro de este se encuentra: efectivo y equivalentes de efectivo 44 700 608 millones COP, Activos por impuestos 21 210 799 millones COP, otros activos financieros corrientes 26 362 286 millones COP, Otros activos no financieros corrientes 9 607 667 millones COP, activos intangibles distintos a plusvalía 18 878 812 millones COP, inventarios corrientes 22 970 901 millones COP.

- El apalancamiento con terceros de CHEC S.A. E.S.P. BIC se posee en el 60.54% del Activo, los principales rubros son: Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes y servicios posicionado en 148 745 992 millones COP equivalente a 15,74% del total del pasivo.

En cuanto al periodo de endeudamiento la mayor parte se concentra en el largo plazo con un 61,65% sobre el pasivo total, dejando un 38,35% con obligaciones inferiores a un año. A continuación en la **Tabla 8** evidencia este comportamiento.

Tabla 8. Conformación de los pasivos de CHEC S.A. E.S.P. BIC

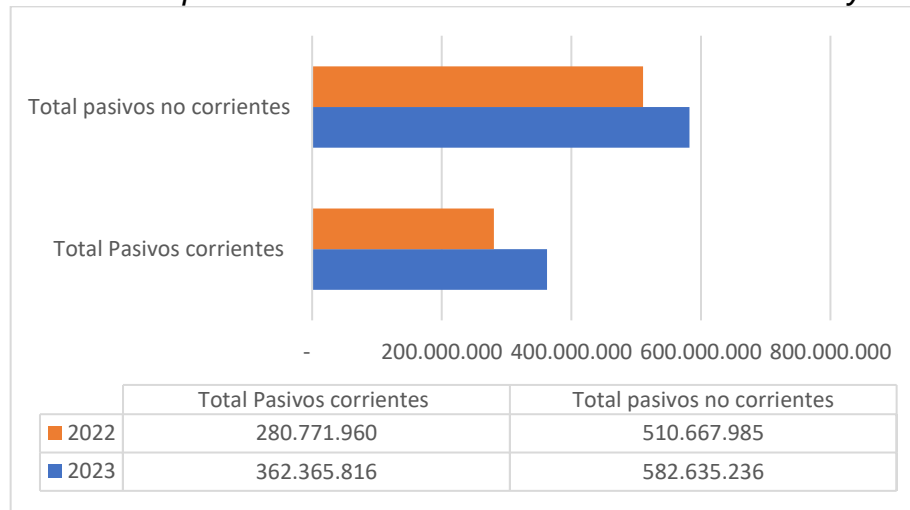
Concepto	Corriente	No Corriente	Total	Variación
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes y servicios	148.745.992	-	148.745.992	16%
Impuestos por pagar	50.482.653	159.339.699	209.822.352	22%
Obligaciones financieras por pagar	112.940.057	375.720.154	488.660.211	52%
Provisiones	3.009.740	47.575.383	50.585.123	5%
Otros pasivos	47.187.374	-	47.187.374	5%
TOTAL	362.365.816	582.635.236	945.001.052	100%

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

➤ **Pasivo Financiero**

El pasivo financiero a corto plazo se posiciona en 112 940 057 millones COP y las obligaciones no corrientes se posicionan en 375 720 154 millones. A continuación, en la **Tabla 9** se detalla el comportamiento del pasivo para las vigencias 2022 y 2023.

Tabla 9 Comparación Pasivos CHEC S.A. E.S.P. BIC 2022 y 2023



Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Con relación a la vigencia 2022 se evidencia un aumento del 16,25% de total del pasivo. Adicionalmente, se destaca la Nota 17. Créditos y préstamos se detallan las distintas relaciones de conformación de las deudas financieras relacionadas en la **Figura 1**:

Figura 1 Obligaciones Financieras

Entidad financiera o préstamo	Moneda Original	Fecha Inicial	Plazo	Tasa de Interés nominal	2023				2022			
					TIR	Valor nominal	Valor costo amortizado	Valor Total	TIR	Valor nominal	Valor costo amortizado	Valor Total
BBVA_5806	COP	22/08/2014	120	IPC + 3,5%	13.11%	6,281	113	6,394	14.70%	26,406	1,102	27,508
Davivienda_7296	COP	27/12/2018	144	IBR + 0,39%	12.95%	30,100	290	30,390	14.68%	34,400	286	34,686
Bancolombia_6895	COP	9/02/2018	96	IBR + 2,29%	14.23%	18,281	797	19,078	13.91%	11,156	321	11,477
Corpbanca_5807	COP	22/08/2014	120	IPC + 3,5%	13.09%	4,781	86	4,867	11.87%	14,656	419	15,075
Davivienda_7996-2	COP	27/12/2018	144	IBR + 0,39%	12.74%	3,244	22	3,266	11.88%	1,617	15	1,632
Davivienda_7296-1	COP	20/11/2019	144	IBR + 0,39%	12.79%	1,436	15	1,451	11.93%	3,692	21	3,713
BBVA_30000	COP	29/12/2020	120	IBR + 3,4%	15.89%	26,250	429	26,679	15.59%	30,000	489	30,489
Bancolombia_7868	COP	15/03/2021	120	IBR + 1,8%	14.05%	48,031	820	48,851	0.00%	53,000	1,026	54,026
Davivienda_7946	COP	7/04/2021	36	IBR + 0,5%	12.39%	221	2	223	NA	885	14	899
Davivienda_7990	COP	20/04/2021	120	IBR + 1,69%	14.30%	3,638	32	3,670	10.81%	3,969	47	4,016
Bancolombia_7868-2	COP	12/05/2021	120	IBR + 1,8%	14.05%	81,563	2,451	84,014	9.58%	87,000	2,676	89,676
BBVA_15000	COP	25/05/2022	120	IBR + 3,5%	16.37%	15,000	361	15,361	13.28%	15,000	342	15,342
BOGOTA_17000	COP	24/08/2022	120	IBR + 4,1%	17.34%	17,000	319	17,319	NA	17,000	323	17,323
Occidente CP_25000	COP	25/05/2022	1	IBR + 1,5%	0.00%	-	-	-	16.03%	10,000	67	10,067
Findeter_3644	COP	30/12/2020	3	0	0.00%	-	-	-	15.73%	1,325	-	1,325
Davivienda_7948	COP	9/04/2021	2	IBR + 0,5%	0.00%	-	-	-	16.92%	914	9	923
BBVA_300	COP	14/04/2023	12	NO APLICA	15.05%	25,000	775	25,775	0.00%	-	-	-
Davivienda_10000	COP	17/08/2023	120	IBR + 4,8	17.90%	100,000	6,441	106,441	0.00%	-	-	-
INFICALDAAS_13000	COP	19/12/2023	120	IBR + 3,3	16.53%	13,000	66	13,066	0.00%	-	-	-
INFICALDAAS_9000	COP	20/12/2023	120	IBR + 3,3	16.53%	9,000	42	9,042	0.00%	-	-	-
ITAU_30000	COP	12/12/2023	12	IBR + 3,8	16.82%	30,000	254	30,254	0.00%	-	-	-
Total						432,827	13,312	446,139		311,020	7,157	318,177

Cifras en millones de pesos colombianos

Fuente: CHEC S.A. E.S.P. BIC Notas a los Estados Financieros

En relación con lo anterior, CHEC S.A. E.S.P. BIC refiere:

(...)

«Durante el 2023 se adquirieron nuevos créditos así: Dos créditos de corto plazo con el banco de BBVA por valor de \$30,000 y banco de ITAU por \$30,000 con el fin de atender las necesidades de caja que no requieren líneas de crédito de largo plazo. Y se adquirió un crédito de largo plazo con el banco Davivienda por \$100,000 y con Inficaldas por valor de \$22,000, valores destinados a financiar parcialmente plan de inversiones. El valor total de desembolso fue de \$182,000. Se realizaron pagos por amortización a capital por \$60,194 y pagos por interés por valor de \$43,100. Estos pagos incluyeron la cancelación total de los siguientes créditos: banco Davivienda por valor \$4,801, banco de Occidente por valor de \$25,000 y Findeter por valor de \$3,644»

➤ **Cuentas comerciales por pagar y Otras Cuentas por Pagar**

Principalmente corresponde a obligaciones contraídas por la adquisición de bienes y servicios sumando 148 746 millones COP, de estos 75 082 millones COP corresponden al concepto de acreedores, 73 549 millones COP corresponden a adquisición de bienes y servicios y 114 millones COP son Subsidios asignados; citando la Nota 18. Acreedores y Otras cuentas por pagar se describen de la siguiente manera en las Notas a los Estados Financieros.

(...)

«1 Los acreedores corresponden, en su mayor proporción, a los conceptos pendientes de pago al final del periodo, que se cancelan en los primeros dos meses del año siguiente. Incluye conceptos como aportes pago seguridad social, parafiscales, fondos de empleados, honorarios, servicios, y otros acreedores.

2 Las cuentas por pagar por adquisición de bienes y servicios, incluyen las obligaciones corrientes por operación comercial de los meses de noviembre y diciembre de 2023; pagos por desviaciones, obligaciones de energía en firme, y otros bienes y servicios nacionales pendientes de pago. Además, incluye los pagos pendientes de realizar en la ejecución de los programas de inversión.

3 Corresponde a contribuciones pendientes de giro por el cruce de subsidio y contribuciones como el Fondo de Energía Social FOES (sistema especial de cuentas creado con el objeto de cubrir, a partir de 2007, hasta cuarenta y seis pesos (\$46) por kilovatio hora del valor de la energía eléctrica destinada al consumo de los usuarios ubicados en zonas de difícil gestión, áreas rurales de menor desarrollo y en zonas subnormales urbanas definidas por el Gobierno Nacional, autorizado por el Art. 118 Ley 812 de 2003, prorrogado por el Art. 59 Ley 1151 de 2007)»

En relación al indicador de rotación de cuentas por pagar para la vigencia 2022 estaba en 56 días y en la vigencia 2023 fue de 63 días, en tal caso, no se evidencia un aumento significativo.

➤ **Beneficios a empleados**

A 31 de diciembre de 2023, la planta de personal de CHEC S.A. E.S.P. BIC concluyó con 1.113 empleados. A continuación en la **Figura 2**, se muestra la composición de los beneficios a empleados para la vigencia 2023:

Figura 2 Beneficios a empleados CHEC S.A. E.S.P. BIC2023

Nota 20. Beneficios a los empleados		
El rubro de beneficios a empleados reconocidos a la fecha de corte presenta la siguiente composición:		
Beneficios a empleados	2023	2022
No corriente		
Beneficios post- empleo	13,040	11,848
Beneficios largo plazo	16,284	11,981
Total beneficios a empleados no corriente	29,324	23,829
Corriente		
Beneficios corto plazo	11,696	9,288
Beneficios post- empleo	3,498	2,643
Total beneficios a empleados corriente	15,194	11,931
Total	44,518	35,760
<i>Cifras en millones de pesos colombianos</i>		

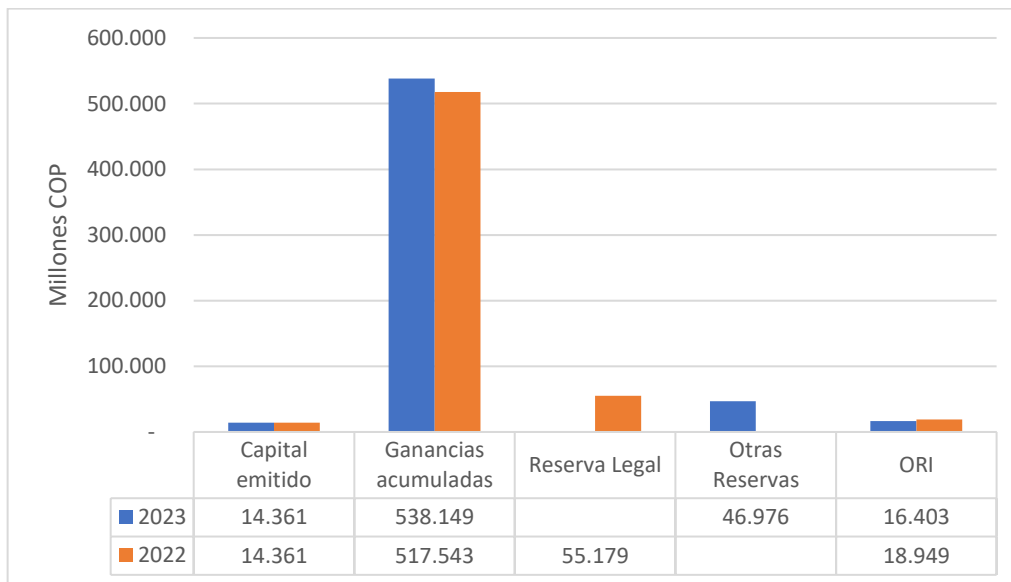
Fuente: CHEC S.A. E.S.P. BIC Notas a los Estados Financieros

Se evidenció un aumento en los beneficios a empleados en un 19,67% en comparación a la vigencia 2022.

➤ **Patrimonio**

El patrimonio se posiciona en 615 890 millones COP, está conformado por los conceptos mostrados en la **Tabla 10**.

Tabla 10 Patrimonio CHEC S.A. E.S.P. BIC2022 vs. 2023



Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

5.1.3. Estado de Resultados Integrales

En la **Tabla 11** se muestra aumento en ingresos por el orden del 15,91% posicionándose en 1 298 829 millones COP, el costo de ventas revela un incremento del 24,40% con relación a la vigencia anterior posicionándose en 864 522 millones COP.

La utilidad bruta del ejercicio para la vigencia 2023 se posicionó en 171 702 millones COP 17,33% inferior a la presentada en 2022, otras partidas como son los gastos administrativos evidencia incrementos pasando de 70 780 millones COP en 2022 a 98 040 millones COP en 2023.

Tabla 11. *Estado de Resultados Integrales CHEC S.A. E.S.P. BIC2023*

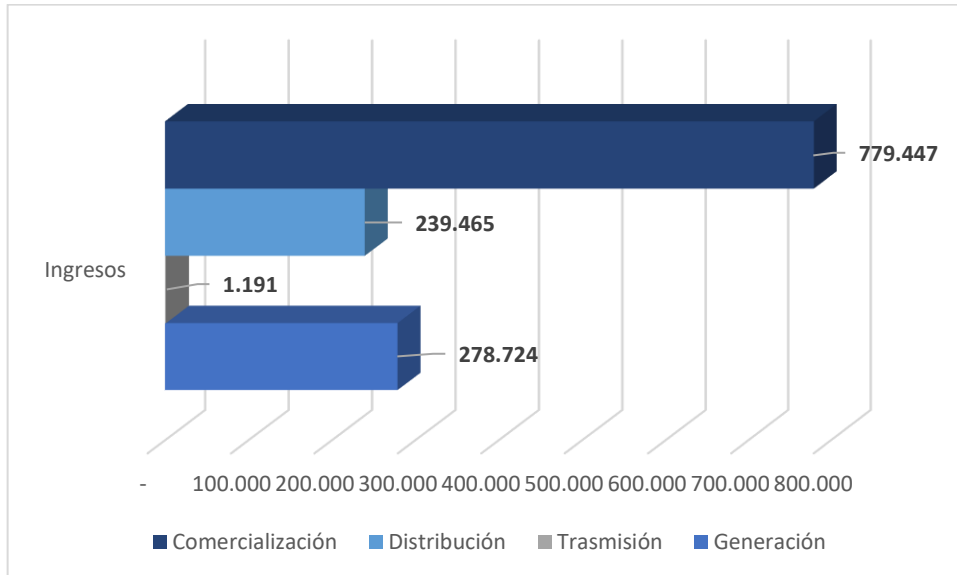
Concepto	2023	2022	Análisis Horizontal	Análisis Vertical
Ingresos de actividades ordinarias	1.298.829.404	1.092.196.119	18,92	100,0
Costo de ventas	864.522.355	653.574.393	32,28	66,56
Ganancia bruta	434.307.049	438.621.726	-0,98	33,44
Otros ingresos	25.719.784	10.899.351	135,98	1,98
Gastos de administración, operación y ventas	98.040.081	70.780.264	38,51	7,55
Otros gastos	41.689.830	23.095.559	80,51	3,21
Otras ganancias (pérdidas)	0	8.008.283	-100,00	0,00
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	320.296.922	363.653.537	-11,92	24,66
Ingresos financieros	15.983.773	6.589.256	142,57	1,23
Costos financieros	48.801.991	39.102.090	24,81	3,76
Método de participación en subsidiarias	0	2.243.122	-100,00	0,00
Pérdida posición monetaria	0	-879.745	-100,00	0,00
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	287.478.704	332.504.080	-13,54	22,13
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias corriente	112.664.564	131.042.699	-14,02	8,67
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias diferido	3.112.135	0	0	0,24
Ganancia (pérdida)	171.702.005	201.461.381	-14,77	13,22

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

➤ Ingresos de Actividades ordinarias

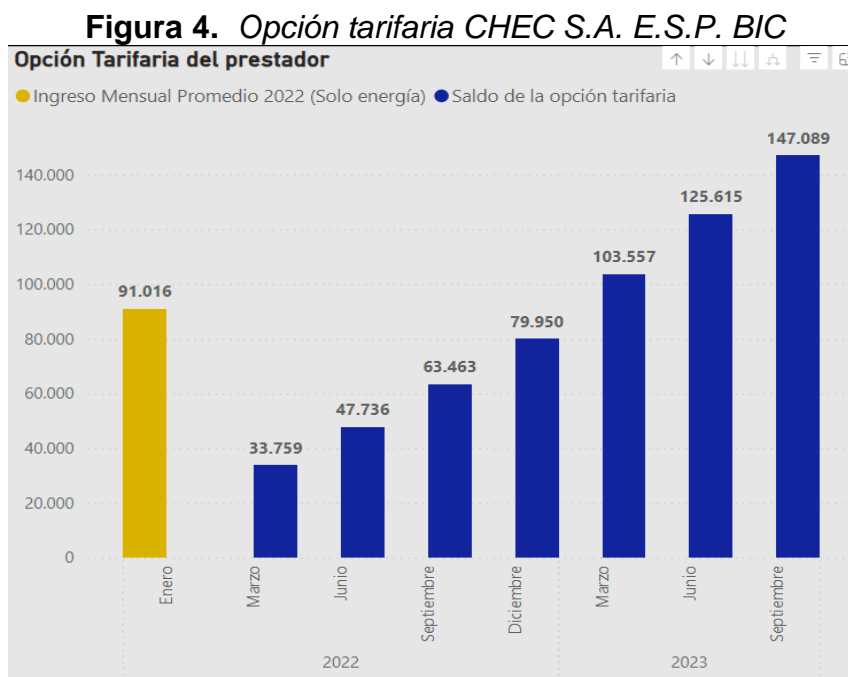
El total de los ingresos ordinarios sumaron 1 298 829 millones COP superando en 206 633 millones COP la vigencia 2022, se encuentran distribuidos como lo muestra la **Figura 3**, la comercialización es la actividad que tiene una mayor porción con el 60,01%, seguido por la distribución del 21,46%.

Figura 3. Ingresos por Actividades



Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

A continuación, en la **Figura 4** se detallan los saldos acumulados relacionados con la opción tarifaria:



Fuente: Elaboración propia DTGE.

Respecto a la opción tarifaria CHEC S.A. E.S.P. BIC refiere:

(...)

«Dado los cambios normativos emitidos por la entidad reguladora del servicio de energía y gas (CREG), se concluye que se deberá calcular el deterioro al saldo pendiente por cobrar por concepto de opción tarifaria aplicando el porcentaje de no recaudo, ya que no existe ningún modelo de deterioro d aplicable a este concepto (no hay un cliente específico, está pendiente por facturar y por ende no está en mora).

Adicionalmente, se debe reconocer el componente de la financiación que está inmerso dentro del saldo por cobrar de la opción tarifaria.»

➤ Costo de Ventas

Las erogaciones de costos de ventas para la prestación del servicio de energía ascienden a 1 168 830 956 millones COP en la vigencia 2023, la **Tabla 12** muestra los conceptos que componen este concepto, siendo las compras de energía las que acumulan un mayor valor con 428 365 116 millones COP, de estas el 55,37% corresponde a compras en bloque a larga plazo y el 44,63% corresponde a compras en bolsa a largo plazo, el uso de líneas y redes corresponde al 7,21% de los costos totales, órdenes y contratos de mantenimiento y otros servicios 2,40 %, la depreciación el 3,74% y beneficios a empleados 11,72%.

Tabla 12. Conceptos Principales del costo de ventas

Concepto		Variación
Total gastos	1.168.830.956	100%
Beneficios a empleados	136.940.512	11,72%
Honorarios	37.299.571	3,19%
Impuestos, Tasas y Contribuciones (No incluye impuesto de renta)	24.823.057	2,12%
Generales	30.613.073	2,62%
Deterioro	25.095.488	2,15%
Depreciación	43.746.203	3,74%
Amortización	9.281.761	0,79%
Litigios y demandas	6.312.742	0,54%
Total gastos de provisiones	6.312.742	0,54%
Arrendamientos	405.127	0,03%
Comisiones	3.884.130	0,33%
Ajuste por diferencia en cambio	348.198	0,03%
Financieros	48.262.854	4,13%
Gastos diversos	16.594.342	1,42%
Total otros gastos	69.089.524	5,91%
Impuesto a las ganancias corrientes	112.664.564	9,64%

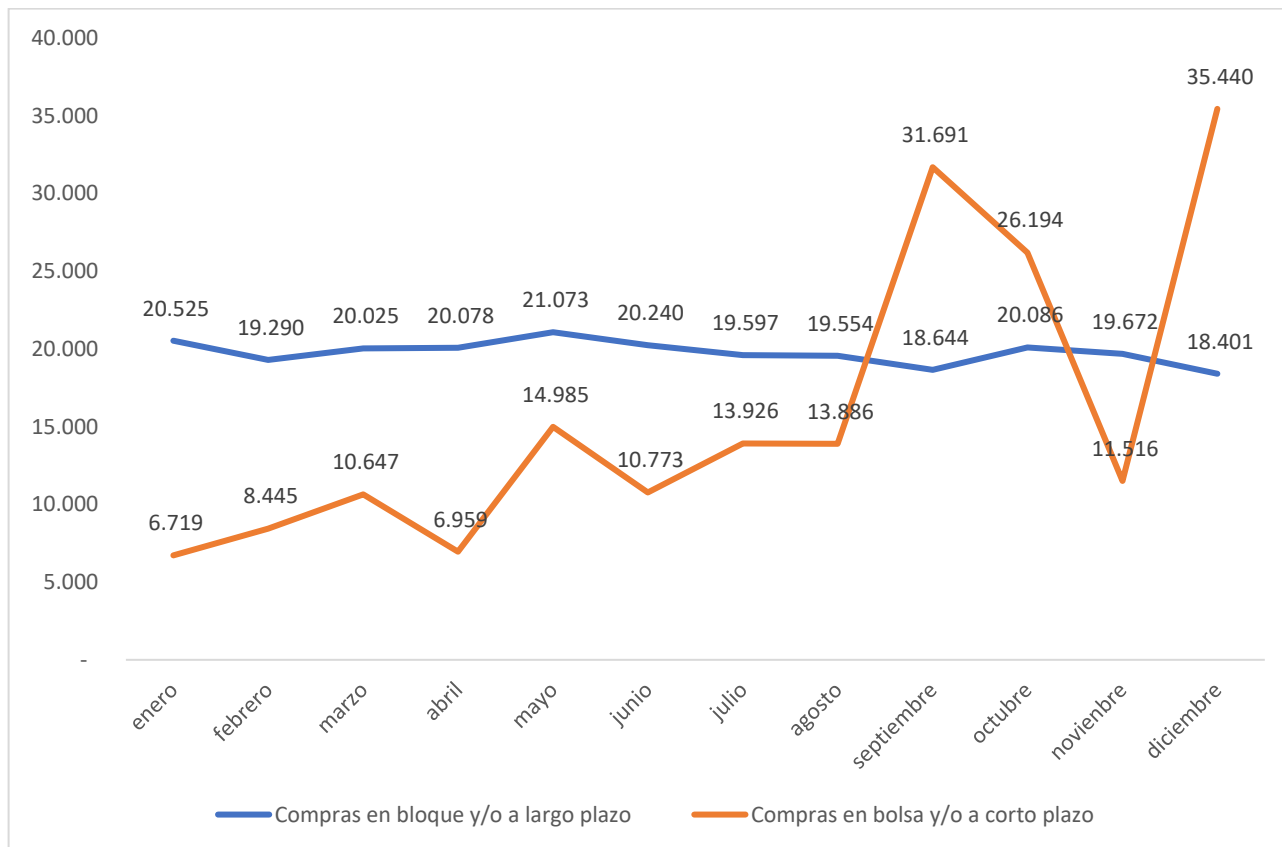
Impuesto a las ganancias diferido	3.112.135	0,27%
Compras en bloque y/o a largo plazo	237.185.109	20,29%
Compras en bolsa y/o a corto plazo	191.180.007	16,36%
Gastos de conexión	2.641.753	0,23%
Uso de Líneas, redes y ductos	84.302.637	7,21%
Manejo comercial y financiero del servicio	6.879.247	0,59%
Gastos asociados a las transacciones en el mercado mayorista	272.395	0,02%
Otros gastos bienes y servicios públicos para la venta	784.483	0,07%
Total de bienes y servicios públicos para la venta	523.245.631	44,77%
Medio Ambiente – Ley 99 de 1993	6.207.167	0,53%
FAZNI	1.641.471	0,14%
Comité De Estratificación –Ley 505 De 1999	32.539	0,00%
Otras licencias Ley 142 de 1994	20.036	0,00%
Total licencias, contribuciones y regalías	7.901.213	0,68%
Gas Combustible	10.757.680	0,92%
ACPM, Fuel Oil	10.741.534	0,92%
Total consumo de insumos directos	21.499.214	1,84%
Órdenes y contratos de mantenimiento y reparaciones	42.139.072	3,61%
Peajes terrestres	151.350	0,01%
Servicios públicos	4.128.833	0,35%
Materiales y otros gastos de operación	22.127.645	1,89%
Seguros	20.239.510	1,73%
Órdenes y contratos por otros servicios	28.014.731	2,40%

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Las cuentas de compra de energía en bloque a largo plazo y en bolsa a corto plazo corresponden el 36.65% del total costos operativos vigencia 2023.

La empresa CHEC S.A. E.S.P. BIC presentó una exposición en promedio de 17.64% para el año 2023; la **Figura 5** muestra la distancia en precios entre las compras de energía en bolsa y las compras de energía en contratos, transcurriendo la vigencia 2023 se incrementa los valores en bolsa hasta el punto de superar los contratos de energía en septiembre de 2023.

Figura 5 *Compras de energía en bloque vs. Compras de energía en Bolsa 2023*

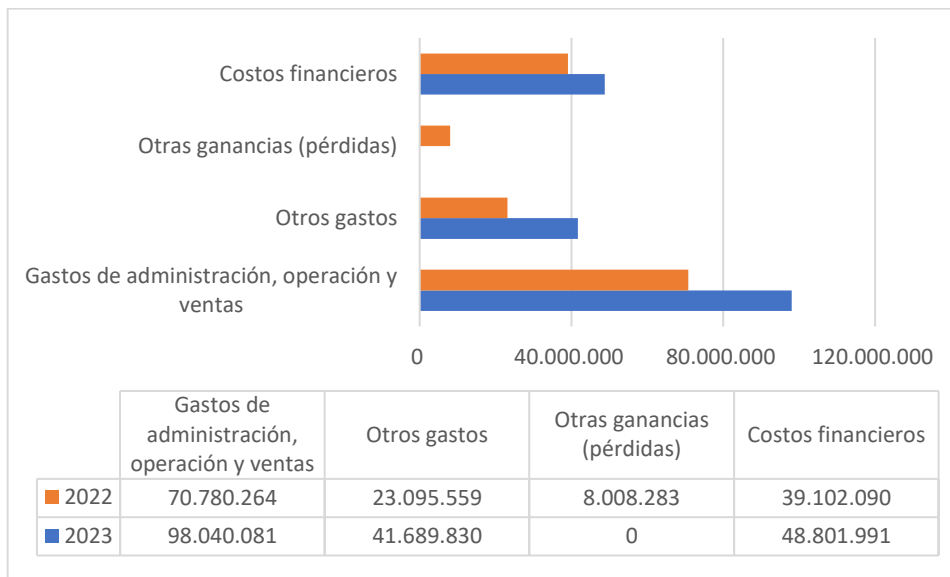


Fuente: CHEC S.A. E.S.P. BIC

➤ Otras Erogaciones

Los gastos de administración suman 98 040 081 millones COP aumentando en 27 259 817 millones COP en comparación a la vigencia 2022, este incremento se da como consecuencia de a la variación del Salario Mínimo Mensual Legal Vigente - SMMLV y una disminución al ajuste de los cálculos actuariales por la aplicación de tasas menores con respecto a las del año anterior; en la **Figura 6** se detallan las erogaciones.

Figura 6 Otras erogaciones CHEC S.A. E.S.P. BIC2023

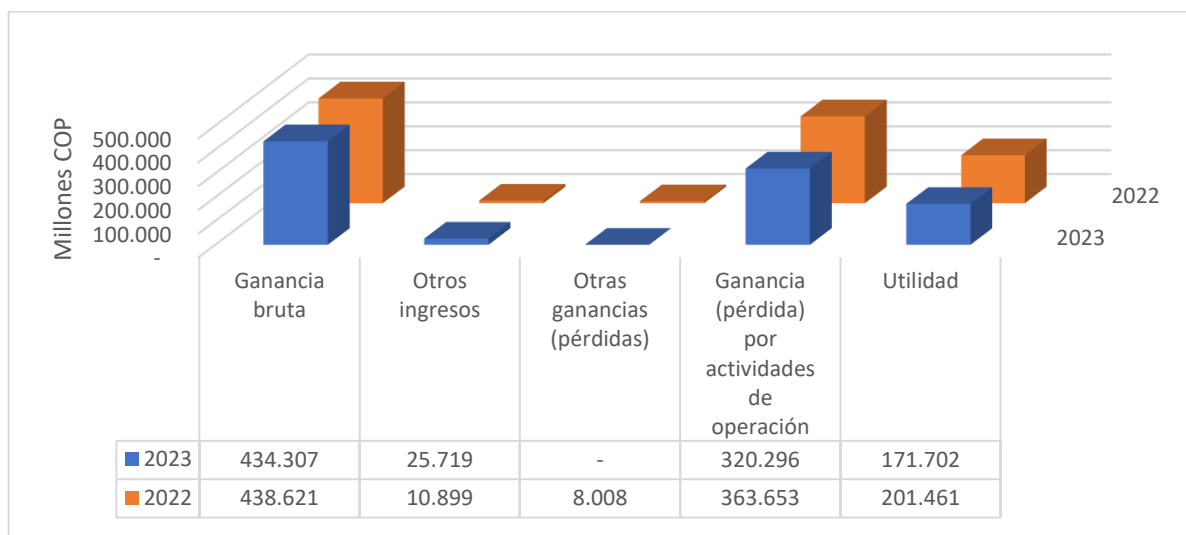


Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

➤ **Utilidades generadas**

Para el periodo terminado de 2023, CHEC S.A. E.S.P. BIC registró una utilidad neta por 171 702 millones COP, desmejorando en un 14,77% comparación al periodo anterior, haciendo una verificación de los distintos resultados del periodo encontramos que la ganancia bruta para la vigencia 2023 fue de 434 307 millones COP, disminuyendo en un 0,98%, a continuación la **Figura 7** detalla las variaciones en estas cuentas:

Figura 7 Utilidades del Ejercicio



Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

5.1.4. Flujo de Efectivo

La empresa cierra con un efectivo de 44 700 608 millones COP, como se muestra en la **Tabla 13**, 9 360 121 millones COP superior al cierre de la vigencia 2022.

Tabla 13 Comparación Flujo de Efectivo 2022 Vs. 2023

Concepto	2023	2022	Variación
Ganancia (pérdida)	171.702.005.000	201.461.381.000	-14,77
Ajustes por costos financieros	45.953.148.000		
Ajustes por disminuciones (incrementos) en los inventarios	- 4.269.731.000	- 4.646.977.000	-8,12
Ajustes por la disminución (incremento) de cuentas por cobrar de origen comercial	-104.296.515.000	-104.867.907.000	-0,54
Ajustes por disminuciones (incrementos) en otras cuentas por cobrar derivadas de las actividades de operación		- 38.881.121.000	-100,00
Ajustes por el incremento (disminución) de cuentas por pagar de origen comercial	- 10.498.510.000	9.033.911.000	-216,21
Ajustes por incrementos (disminuciones) en otras cuentas por pagar derivadas de las actividades de operación	21.963.283.000	- 15.055.000.000	-245,89
Ajustes por gastos de depreciación y amortización	46.132.814.000	50.878.162.000	-9,33
Ajustes por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	14.455.515.000	15.618.218.000	-7,44
Ajustes por provisiones	122.089.441.000	135.377.628.000	-9,82

Concepto	2023	2022	Variación
Ajustes por pérdidas (ganancias) de moneda extranjera no realizadas	- 1.118.502.000	607.462.000	-284,13
Ajustes por pagos basados en acciones			
Ajustes por pérdidas (ganancias) del valor razonable	819.563.000	994.442.000	-17,59
Ajustes por pérdidas (ganancias) por la disposición de activos no corrientes	15.589.490.000	2.804.693.000	455,84
Otros ajustes para los que los efectos sobre el efectivo son flujos de efectivo de inversión o financiación		- 2.243.121.000	-100,00
Otros ajustes para conciliar la ganancia (pérdida)		17.870.000.000	-100,00
Total ajustes para conciliar la ganancia (pérdida)	146.819.996.000	67.490.390.000	117,54
Flujos de efectivo netos procedentes (utilizados en) operaciones	318.522.001.000	268.951.771.000	18,43
Dividendos pagados	159.299.111.000		
Dividendos recibidos			
Intereses pagados	43.100.411.000	32.296.143.000	33,45
Intereses recibidos			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	133.595.486.000	64.244.000.000	107,95
Otras entradas (salidas) de efectivo	30.505.719.000		
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	13.032.712.000	172.411.628.000	-92,44
Compras de propiedades, planta y equipo	124.017.961.000	63.638.000.000	94,88
Importes procedentes de ventas de activos intangibles	- 1.460.612.000		
Compras de activos intangibles		3.539.767.000	-100,00
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-125.478.573.000	- 67.177.767.000	86,79
Importes procedentes de préstamos	182.000.000.000	72.000.000.000	152,78
Dividendos pagados		152.204.000.000	-100,00
Otras entradas (salidas) de efectivo	- 60.194.018.000	- 62.576.108.000	-3,81
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	121.805.982.000	-142.780.108.000	-185,31
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	9.360.121.000	- 37.546.247.000	-124,93
Incremento (disminución) neto del efectivo y equivalentes de efectivo después del efecto de los cambios en la tasa de cambio	9.360.121.000	- 37.546.247.000	-124,93
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	35.340.487.000	72.886.734.000	-51,51
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	44.700.608.000	35.340.487.000	26,49

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Se solicita a la empresa CHEC S.A. E.S.P. BIC que presente flujos de efectivo proyectados bajo diferentes escenarios, con el fin de obtener estimaciones aproximadas sobre el panorama en las próximas vigencias. Es importante tener en cuenta que se trata de proyecciones que pueden presentar desviaciones respecto a los flujos reales. De acuerdo con la información proporcionada por la compañía, el flujo de caja proyectado para los años 2024 y 2025 muestra flujos finales de caja positivos en ambos periodos.

5.1.5. Evaluación de la Gestión

Teniendo en cuenta que: i) el contexto normativo contable que aplicaba en Colombia cuando se expidió la Resolución CREG 072 de 2002, se basaba en lo dispuesto en el Decreto 2649 de 1993, el cual cesó en sus efectos legales, según lo señalado en el artículo 2.1.1 del Decreto 2420 de 2015, y ii) el actual marco normativo sustentado en Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) presenta diferencias con los anteriores Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Colombia (PCGA), en temas de medición, reconocimiento, presentación y revelación de hechos económicos; los indicadores financieros de origen regulatorio que sirven como referente para evaluar la gestión de las empresas prestadoras de los servicios de energía eléctrica y gas combustible, se construyen a partir de información originada de criterios y políticas contables diferentes.

Por lo anteriormente expuesto, y con el objetivo de cumplir con el mandato regulatorio ,y a su vez tener elementos de análisis robustos desde el punto de vista técnico, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios publicó para cada uno de los grupos definidos en la norma aludida, los referentes del año 2023 (Ver **Tabla 14**), a la luz de la resolución vigente y, adicionalmente, pone a consideración de los interesados los mismos indicadores calculados para el año teniendo como base las actuales mediciones en la vigencia 2022 (Ver **Tabla 15**).

En consecuencia, para la evaluación de la gestión del año 2023 de las entidades prestadoras, se utilizaron ambos referentes.

Tabla 14 *Indicadores de Gestión - Referentes CREG*

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2023	Referente CREG	CONCEPTO
Margen Operacional	32%	33%	<i>No cumple</i>
Cobertura de Intereses – Veces	8,8	21,01	<i>No cumple</i>
Rotación de Cuentas por Cobrar-Días	110,02	74,15	<i>No cumple</i>
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	62,80	53,76	<i>No cumple</i>
Razón Corriente – Veces	0,90	1,96	<i>No Cumple</i>

Fuente: Cálculos Propios DTGE

Tabla 15 *Indicadores de Gestión Referentes NIF*

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2023	Referente NIF	CONCEPTO
Margen Operacional	32%	31%	<i>No cumple</i>
Cobertura de Intereses – Veces	8,8	15,84	<i>No cumple</i>
Rotación de Cuentas por Cobrar-Días	110,02	74,15	<i>No cumple</i>
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	62,80	53,76	<i>No cumple</i>
Razón Corriente – Veces	0,90	1,96	<i>No cumple</i>

Fuente: Cálculos Propios DTGE

Con relación a los resultados para el prestador CHEC S.A. E.S.P. BIC, se evidencia que la compañía no cumple con ningún referente establecido por la CREG en la Resolución 034 de 2004, no obstante, los resultados obtenidos no evidencian problemas financieros que pudieren afectar la prestación del servicio público, expresan que la compañía se encuentra por debajo de la media del grupo de generación, distribución y comercialización a los cuales se le calculó estos indicadores.

5.1.6. Indicadores financieros

En la **Tabla 16**, se observa los resultados para cada uno de los indicadores establecidos por la normatividad CREG, los cuales establecen la clasificación de riesgo inicial de los prestadores evaluados una vez se desarrolla el modelo de riesgo.

Tabla 16 Resultados Indicadores

Indicadores Financieros	Tipo	Resultados 2023	Resultados 2022
<i>Rentabilidad Sobre Activos</i>	Rentabilidad	27,87%	36,11%
<i>Rentabilidad Sobre Patrimonio</i>	Rentabilidad	10,71%	8,99%
<i>Margen Operacional</i>	Rentabilidad	32,85%	41,15%
<i>Ciclo Operacional</i>	Liquidez	47,22	33,54
<i>Cubrimiento de Gastos Financieros</i>	Liquidez	8,92	11,69
<i>Razón Corriente</i>	Liquidez	0,90	0,73
<i>Patrimonio Sobre Activo</i>	Solidez	39,46%	43,73%
<i>Pasivo Corriente Sobre Pasivo Total</i>	Solidez	38,35%	28,55%
<i>Activo Corriente Sobre Activo Total</i>	Solidez	20,91%	21,49%
<i>Patrimonio</i>		615.890.592 Millones	606.033.541 Millones

Fuente: Elaboración propia datos SUI

Esta información, como complemento a la evaluación de la gestión, se evalúa de acuerdo a los parámetros propuestos en las Resoluciones CREG 072 de 2002 y 034 de 2004.

5.2. Aspectos Comerciales y Tarifarios

5.2.1. Aspectos comerciales

Según la información reportada en el SUI, en promedio para el 2023, CHEC S.A. E.S.P. BIC, registró la atención de 552.625 usuarios en el mercado de comercialización Caldas principalmente.

Es pertinente indicar que el prestador atiende a los usuarios residenciales clasificados en los estratos: 1 (Residencial Bajo - Bajo), 2 (Residencial Bajo), 3 (Residencial –Medio - Bajo) 4 (medio), 5 (Medio – Alto) y 6 (Alto). En cuanto a los usuarios que ejercen actividades no residenciales atiende: Uso Industrial, Comercial, Oficial y Provisional.

Teniendo en cuenta lo anterior, la Tabla 17 muestra la siguiente información para las vigencias 2022 y 2023 con cierre en el mes de diciembre:

Tabla 17. Cantidad de usuarios al cierre de diciembre de 2022 y 2023 por Estrato Sector.

Estrato/Sector	Usuarios promedio 2022	Usuarios promedio 2023	Variación %
Estrato 1	98.996	101.534	2,6
Estrato 2	186.149	190.229	2,2
Estrato 3	145.294	149.897	3,2
Estrato 4	37.852	38.618	2,0
Estrato 5	8.924	9.212	3,2
Estrato 6	12.945	13.407	3,6
Industrial	1.433	1.471	2,7
Comercial	41.506	42.338	2,0
Oficial	4.015	4.053	0,9
Provisional	1.881	1.866	-0,8
Promedio General	538.995	552.625	2,5

Fuente: Elaboración propia datos SUI formato TC1 (11/09/2024) - ESP

Durante las vigencias 2022 y 2023, se ha registrado un aumento de 13.630 usuarios con corte a diciembre, equivalente a un incremento del 2.5%. Este crecimiento se observa principalmente en los estratos: 3, con un aumento total de 4.603 usuarios, seguido del estrato 2, con un incremento de 4.080 suscriptores, y de 2.538 suscriptores para el estrato 1, a su turno, los estratos 4, 5 y 6, estos dos últimos contribuyentes, presentaron incrementos de: 766, 288 y 462 suscriptores respectivamente, representando un incremento acumulado del 16,7% respecto al año anterior.

En el uso no residencial, el mayor incremento se presenta en el sector “Comercial” con un incremento de 832 suscriptores equivalente a 2,7%, seguidos de los sectores “Industrial” y “Oficial”, que presentaron los siguientes incrementos de 38 suscriptores para cada uno de estos usos representados porcentualmente en 2.7% y 0.9% respectivamente.

Así mismo, la empresa reporta para los meses de diciembre de 2022 y 2023, la siguiente información en la Tabla 18 en cuanto a usuarios regulados y no regulados:

Tabla 18. Usuarios regulados y no regulados diciembre 2022-2023.

Tipo Usuario	Usuarios diciembre 2022	Usuarios diciembre 2023
No regulado	0	0
Regulado	538.995	552.625

Fuente: Elaboración propia datos SUI formato TC1-TC2 (11/09/2024)- ESP.

La información consolidada proviene del SUI de los formatos TC1. Inventario de Usuarios y TC2. Facturación de Usuarios. Al analizar el campo “Tipo Tarifa” para usuarios Regulados y no Regulados, se observa que el prestador no tiene a cargo la atención de usuarios “No Regulados”, por cuanto no los incluye en su reporte.

A continuación, en la Tabla 19 se detallarán los usuarios atendidos por estrato y en qué municipio se encuentran con cierre a diciembre 2023:

Tabla 19. Detalle de usuarios por municipio y estrato diciembre 2023.

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Comercial	Industrial	Oficial	Provisional	Total General
Antioquia											
Caramanta	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Nariño	164	454	5	0	0	0	25	0	8	0	656
Caldas											
Aguadas	1.615	6.323	556	26	11	1	779	2	124	39	9.476
Anserma	2.248	5.794	3.414	448	63	33	1.009	42	141	46	13.238
Aránzazu	983	2.762	524	5	0	0	353	4	55	14	4.700
Belalcazar	1.253	1.579	629	77	11	11	196	15	42	41	3.854
Chinchiná	2.717	7.453	4.568	1.827	370	3	1.648	62	98	61	18.807
Filadelfia	398	2.949	563	0	0	0	274	6	56	7	4.253
La Dorada	7.344	11.361	4.964	369	100	53	2.853	41	160	66	27.311
La Merced	931	1.110	279	7	6	12	198	0	31	8	2.582
Manizales	15.233	29.528	50.591	20.092	7.181	12.540	13.775	415	759	422	150.536
Manzanares	2.311	3.305	718	42	4	0	497	11	91	14	6.993
Marmato	1.824	1.270	3	0	0	1	264	156	59	13	3.590
Marquetalia	1.909	2.637	661	1	0	0	323	2	64	12	5.609
Marulanda	425	570	93	30	17	5	53	2	27	0	1.222
Neira	1.487	3.477	2.548	130	82	76	617	15	76	98	8.606
Norcasia	1.153	1.214	121	9	6	0	189	4	36	23	2.755
Pacora	595	4.721	469	22	0	0	642	0	87	11	6.547
Palestina	1.520	2.479	484	335	496	473	539	49	71	101	6.547
Pensilvania	1.531	5.858	517	23	0	1	497	17	123	10	8.577
Riosucio	11.462	2.868	3.171	11	0	2	1.126	98	189	55	18.982
Risaralda	1.186	2.041	350	49	26	7	297	16	36	12	4.020
Salamina	1.381	3.934	861	26	13	1	633	5	97	23	6.974
Samaná	3.399	4.309	692	10	1	0	343	3	137	23	8.917
San José	567	1.047	94	65	31	2	127	7	39	14	1.993
Supia	2.273	5.099	2.689	25	6	2	831	11	103	39	11.078
Victoria	2.062	1.314	384	47	26	31	211	10	57	16	4.158
Villamaría	3.215	7.579	8.631	1.739	34	20	1.344	51	99	99	22.811
Viterbo	1.182	1.802	1.402	335	99	12	503	11	36	70	5.452
Chocó											
Tado	73	8	0	0	0	0	6	0	3	0	90
Cundinamarca											

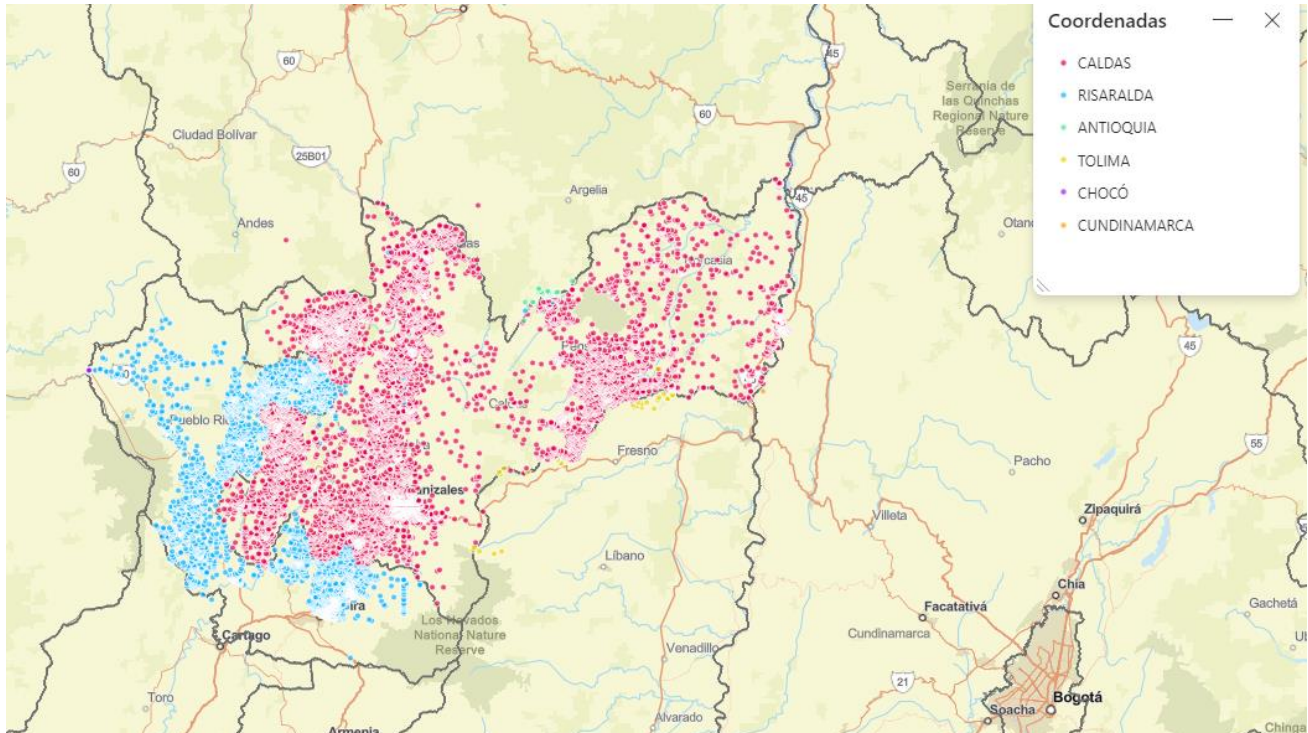
Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Comercial	Industrial	Oficial	Provisional	Total General
Guaduas	15	13	0	0	0	0	1	0	1	0	30
Risaralda											
Apia	1.125	1.927	973	38	4	0	286	7	57	5	4.422
Balboa	741	1.084	335	18	6	8	135	2	46	8	2.383
Belén de Umbría	1.224	5.077	1.586	430	9	6	866	13	103	49	9.363
Dosquebradas	9.136	26.231	37.310	9.665	54	10	5.077	269	165	227	88.144
Guatica	1.778	2.567	407	9	0	0	244	8	64	6	5.083
La Celia	633	1.216	552	89	11	0	219	3	61	2	2.786
La Virginia	2.035	2.562	4.157	84	2	6	969	15	65	13	9.908
Marsella	1.314	3.023	795	60	8	7	486	11	62	13	5.779
Mistrato	1.699	1.810	544	52	19	11	200	4	94	5	4.438
Pereira	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
Pueblo Rico	1.972	1.339	274	0	0	0	214	1	102	8	3.910
Quinchía	2.803	4.607	1.704	40	5	3	800	11	133	25	10.131
Santa Rosa De Cabal	3.473	11.367	10.032	2.309	510	66	2.323	62	125	165	30.432
Santuario	872	2.189	1.160	57	1	4	357	10	64	3	4.717
Tolima											
Casablanca	0	9	2	1	0	0	0	0	0	0	12
Fresno	4	4	0	0	0	0	0	0	0	0	8
Herveo	9	120	2	0	0	0	1	0	1	0	133
San Sebastián De Mariquita	260	237	83	16	0	0	7	0	6	0	609
Total General	101.534	190.229	149.897	38.618	9.212	13.407	42.338	1.471	4.053	1.866	552.625

Fuente: Elaboración propia datos SUI (11/09/2024) – ESP

Como se puede observar en la Tabla 19, la mayoría de los usuarios de la empresa son residenciales, representando el 91% del total atendido. Por otro lado, se observaron diferencias en el número de suscriptores en estratos residenciales y no residenciales sujetos a subsidio o contribución, conforme a la información recibida durante el desarrollo de la evaluación integral y la reportada en el SUI. Esta situación deberá ser revisada por el prestador, contrastando lo reportado en el formato **TC1. Inventario de usuarios.**

A continuación, se muestra en la Figura 8 la ubicación y distribución de los usuarios en los mercados atendidos por el prestador a nivel nacional a corte de 2023 conforme a lo reportado en SUI:

Figura 8. Municipios atendidos por CHEC S.A. E.S.P. BIC, 2023

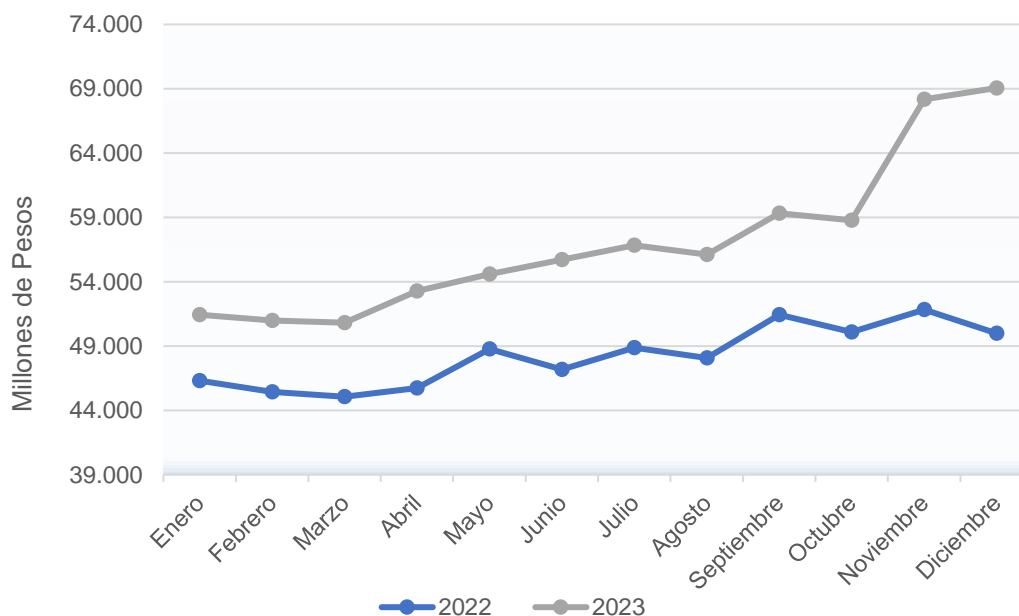


Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

En la Figura 8 se observa la ubicación de los municipios de forma gráfica donde CHEC S.A. E.S.P. BIC, presta el servicio de energía eléctrica para los departamentos Antioquia, Caldas, Chocó, Cundinamarca Risaralda y Tolima, conforme con lo reportado por el prestador en el SUI.

Por otro lado, la facturación total de CHEC S.A. E.S.P. BIC, para el año 2023 fue de \$ 54.370.852.012, lo cual significó un aumento en relación con el 2022 de \$ 46.497.471.483 o lo que es bien, un aumento porcentual de 16,23%. El comportamiento de la facturación para las anualidades 2022 y 2023, se puede apreciar en la Figura 9:

Figura 9. Comparativo de facturación total CHEC S.A. E.S.P. BIC, 2022-2023.



Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

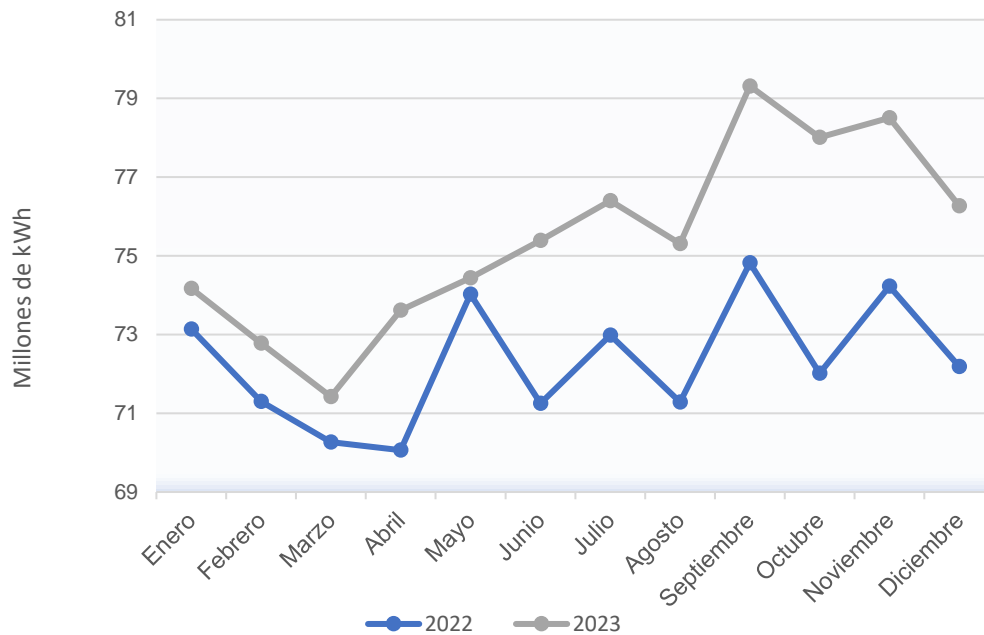
El comportamiento en cuanto a la facturación presenta incremento constante en las dos anualidades analizadas para la vigencia 2022, este incremento se observa principalmente en el mes de septiembre con un valor de facturación de \$ 51.421.428.270. Sin embargo, el cierre de facturación para el año 2022, en diciembre fue de \$49.998.341.144; presentando una variación positiva del 7% respecto al mes de enero de la mencionada vigencia.

Similar situación, se presenta para el 2023, con un cierre en el mes de diciembre de \$ 69.059.355.256 lo que equivale a un incremento cercano al 27% con relación al inicio de esta anualidad. Sin embargo, para el 2022, se presentó fluctuaciones a lo largo de esta vigencia, en comparación al comportamiento de la variable “Valor Total Facturado”.

Situación que, en 2023 se evidencia más estable con tendencia creciente, que tiene mayor incremento en los meses de octubre y diciembre.

En cuanto a la comparación del consumo, como se observa en la Figura 10, un consumo fluctuante para la vigencia 2022, siendo los meses con mayor consumo septiembre y noviembre con valores de 74.818.468 kWh y 74.231.589 respectivamente.

Figura 10. Comparativo del consumo total kWh de CHEC S.A. E.S.P. BIC 2022-2023.

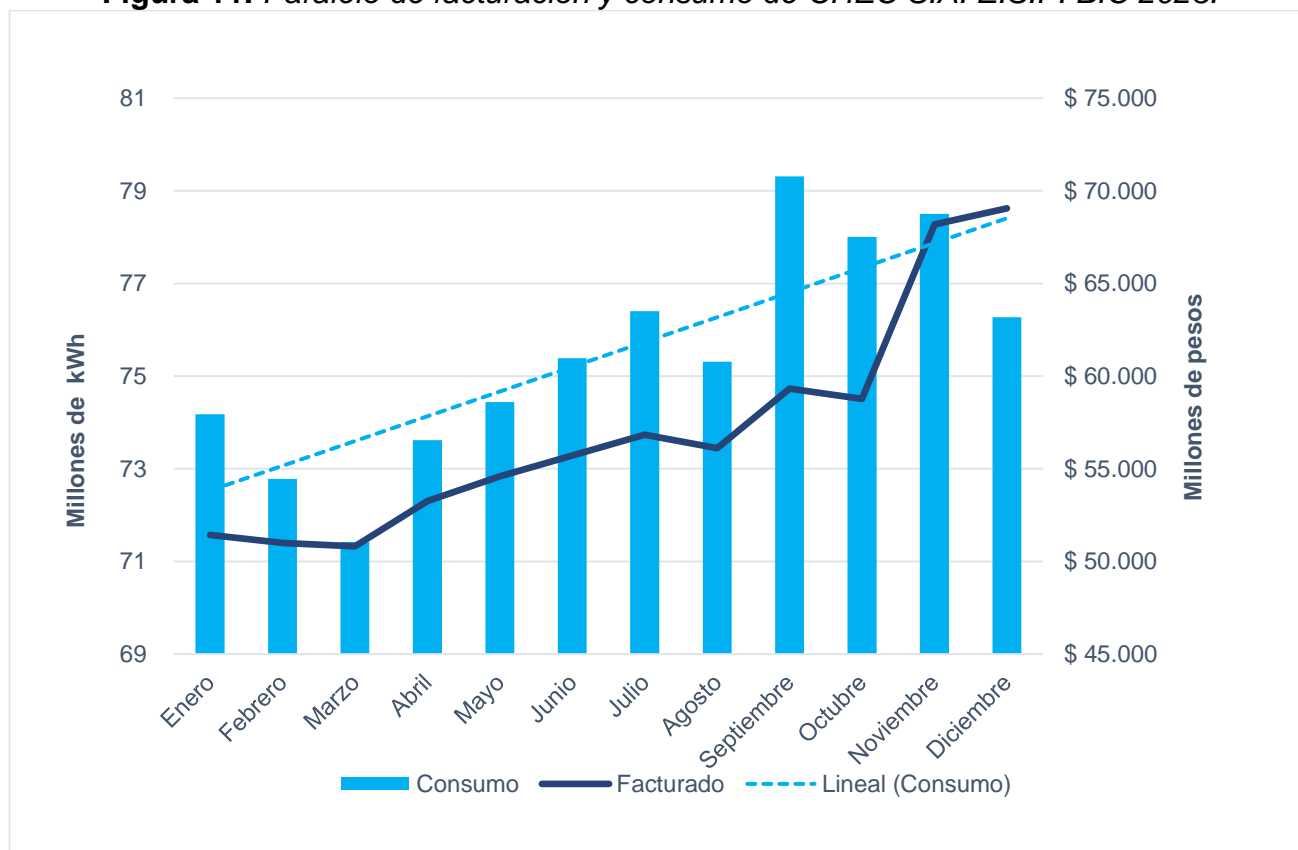


Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

Respecto a la vigencia 2023, se registra un comportamiento más estable en comparación al 2022. El mes con mayor consumo se encuentra en septiembre, registrando un total de consumo de 79.315.229 kWh, seguido por el mes de noviembre con 78.508.074 kWh.

De acuerdo a lo anterior, en la Figura 11 sobre el consumo reportado respecto a la variable de “Valor Total Facturado” para la vigencia 2023, se presenta una tendencia al aumento, principalmente a partir del mes de diciembre, como se grafica en la convención “Lineal (CONSUMO)”.

Figura 11. Paralelo de facturación y consumo de CHEC S.A. E.S.P. BIC 2023.



Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

Los comportamientos en consumos para las dos vigencias analizadas, no guardan estrecha relación directa con la variable “Valor Facturado”, situación por la cual se observan meses con mayores consumos con un valor facturado inferior inclusive a meses con una disminución en el total de consumos registrados.

5.2.2. Aspectos de facturación de usuarios Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) y facturación de energía reactiva

5.2.2.1. Facturación a usuarios AGPE

Desde la página web de la empresa los usuarios pueden encontrar una cartilla explicativa para el proceso de solicitud y conexión, así como realizar la verificación del punto de conexión más cercano y disponibilidad de la red, adicionalmente pueden acceder y realizar la solicitud para ser usuarios AGPE. La herramienta para visualizar la disponibilidad de red actualmente

muestra un 100% del área urbana y un 30% del área rural. Para los casos donde no se tenga disponibilidad en la red, conforme a la normatividad, se deberá realizar el estudio de conexión.

En la actualidad la empresa cuenta con 518 usuarios AGPE en operación y 21 usuarios AGPE atendidos por otros comercializadores.

Los usuarios AGPE son reasignados a un ciclo de facturación especial (ciclo 97) y su consumo se obtiene a través de lectura teledorada. Con relación a la inscripción de los usuarios AGPE, se solicitan para la inscripción, tanto el correo del promotor para temas de instalación, como el correo del usuario para temas de facturación. La empresa tiene 202 usuarios AGPE con exportación tipo 2, es decir, usuarios a los que se les reconocen excedentes de autogeneración posterior a la permutación con la importación. Continuando con el espacio la empresa indicó que para el mes de junio de 2024 se presentaron 25 solicitudes de AGPE, de las cuales a la fecha 9 ya se encuentran en operación y las demás aún están en proceso.

5.2.3. Energía reactiva

Previo a la visita, se le requirió a la empresa la información relacionada a la facturación de energía reactiva para dar alcance a la información que reposa en el SUI. La base de datos remitida comprende un total de 153 usuarios diferentes para los periodos de facturación desde de enero de 2021 hasta abril de 2022, esto a raíz de que se encuentra que no existen reportes de facturación por concepto de energía reactiva a partir de abril de 2022, al respecto, la empresa informa que *«a partir del mes de abril de 2022, se suspendió el cobro de energía reactiva en exceso a los usuarios autogeneradores a pequeña escala (AGPE) ante las diferentes interpretaciones que se presentaban en el sector y con los usuarios sobre si los AGPE participaban o no en el control de tensión según lo establecido en el capítulo 12 de la resolución CREG 015 de 2018: "... Se exceptúa de pago del costo de transporte de energía reactiva a las plantas generadoras, las cuales están obligadas a participar en el control de tensión por medio de la generación o absorción de potencia reactiva." Lo cual fue ratificado por el Ministerio de Minas y Energía con el decreto 0929 de 2023»*.

En complemento, en el informe remitido, la empresa informa que todos los medidores se encuentran calibrados en 4 cuadrantes, hecho que puede atribuirse a que la empresa cuenta con su propio laboratorio de calibración.

El factor M aplicado a algunos usuarios llegó a un valor máximo de 3 para abril de 2022. Al consultar a la empresa sobre el entendimiento de la aplicación del factor M definido en el capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018, la empresa informa estar en conocimiento del concepto n.º S2023002370 emitido por la CREG ante la Consulta de la SSPD sobre las reglas de la aplicación del factor M. por lo que los criterios manejados por la empresa sobre la aplicación de dicho factor están alineados a la comprensión que tiene la SSPD del mismo.

Ahora bien, lo anterior tiene que ver, como se mencionó, con la información que remitió la empresa. Sin embargo, la información que reposa en el SUI da cuenta de usuarios sobre los cuales no se informó por parte de la empresa. Posterior a abril de 2022, se tienen registros de 342 usuarios diferentes sobre los cuales también se reportó la aplicación del cobro de energía reactiva y que son sujetos de la aplicación del factor M. De esos 342 usuarios se tienen 115 a los cuales se les facturó con factor M igual a uno (1) y los 227 restantes tienen reporte de información de facturación de energía reactiva con factor M mayor a uno (1). Sobre esos 342, a pesar de que, de manera general se reporta una correcta aplicación del factor M, no se tiene reporte de la empresa si se cuenta con los respectivos certificados de calibración, eso en complemento a que, previamente, y con propósito de recopilar información para la elaboración del informe Diagnóstico de Medición, se le requirió a la empresa remitir los certificados correspondientes a los usuarios con facturación de energía reactiva y de dichos usuarios no se remitió la información correspondiente por parte de la empresa. Hecho que queda en seguimiento de las acciones de inspección y vigilancia por parte de la DTGE.

5.2.4. Código de Medida

Respecto de las fronteras comerciales con reporte al ASIC, la empresa reporta en total de 108 fronteras de las cuales 79 son fronteras «Tipo Distribución» y 29 son fronteras «Tipo Entre Agentes», de manera general, se encuentra que los requisitos de clase y exactitud de los

elementos del sistema de medición se encuentran de conformidad con la regulación aplicable, según lo reportado por la empresa. Sin embargo, uno de los temas de mayor interés tiene que ver con la situación actual de las fronteras de distribución en términos del cumplimiento del artículo 11 del Código de Medida, el cual da cuenta de la exigencia de los certificados de calibración de los elementos de transformación de la medida (TC y TP). Al respecto, se le requirió a la empresa remitir un informe detallado respecto del apartado regulatorio en discusión, donde se informe de las fechas de registro de las fronteras, de su puesta en operación, de la adquisición de los equipos de los sistemas de medición y de los tipos de certificados con los que cuenta y hacer la remisión de estos para la respectiva validación y así poder contar con el insumo sobre este apartado regulatorio para los análisis propios de la DTGE.

Otro aspecto sujeto de consulta tiene que ver con lo consagrado en el artículo 19 del Código de Medida, se le indicó a la empresa que las dos veces que se le requirió la información al respecto, esta no fue remitida de conformidad con el requerimiento realizado por la DTGE. Durante la visita de evaluación, una vez aclarado el propósito de análisis por parte de la DTGE, así como hechas las claridades de la información que debería remitir la empresa, se le requirió nuevamente para que remitiera la información solicitada con el propósito de verificar el grado de cumplimiento de lo que contempla la regulación al respecto del mencionado artículo. Razón por la que el grado de cumplimiento del mencionado artículo 19 del Código de Medida queda bajo el seguimiento de las acciones de inspección y vigilancia por parte de la DTGE.

5.2.5. Centro de Gestión de Medida - CGM

El Código de Medida comprende lo relacionado con el Centro de Gestión de Medida (CGM), el cual, para el caso de CHEC S.A. E.S.P. BIC, en la estructura jerárquica de la organización, el CGM se atiende desde Telemedida que a su vez hace parte del equipo de trabajo de gestión de medida y laboratorios, adscrito al área de Conexiones de la subgerencia de Transmisión y Distribución de CHEC S.A. E.S.P. BIC. En el CGM se gestionan los medidores principal y respaldo de 108 fronteras donde CHEC S.A. E.S.P. BIC actúa como representante de la frontera ante el ASIC.

Como complemento a la operación del CGM, los analistas ejecutan actividades de coordinación a las actividades de mantenimiento preventivos y correctivos, acompañamiento remoto o local a las actividades de verificación sobre fronteras, coordinación a las actividades de toma de lectura local, pruebas de telemedida y verificación de coherencia de información posteriores a actividades ejecutadas en campo. El CGM está compuesto por un equipo de cinco personas las cuales desarrollan las actividades definidas para este.

Una de las tareas tiene que ver con la sincronización de los relojes, sobre lo cual se hizo el ejercicio de verificación en campo por parte de la DTGE. Al respecto, se realizó la visita a algunas fronteras de distribución y se validó la hora de los medidores principal y de respaldo con la hora nacional para determinar si estaban o no desfasados por fuera de los límites que permite la regulación, cabe recordar que el desfase máximo permitido del reloj del medidor¹, con respecto a la hora oficial para Colombia es el siguiente²:

<i>Tipo de Punto de Medición</i>	<i>Máximo desfase permitido (segundos)</i>
1 y 2	30
3, 4 y 5	60

Así las cosas, de las subestaciones Peralonso y Enea, las cuales corresponden ambas a tipos de puntos de medición 1, cuyo máximo desfase en los medidores es de 30 segundos, se encontraron los registros reportados en la Figura 12, Figura 13, Figura 14 y Figura 15.

¹ Establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 038 de 2014.

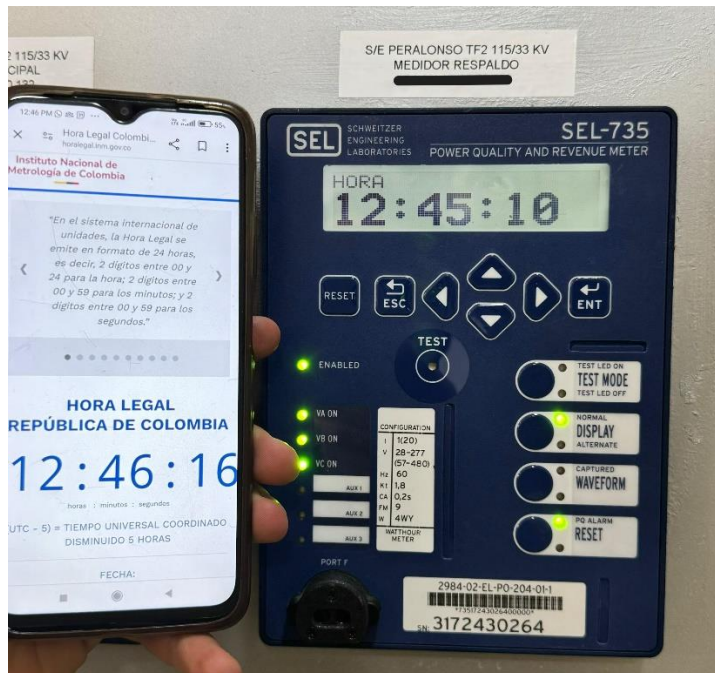
² Resolución CREG 038 de 2014.

Figura 12. Medidor principal de la Subestación Peralonso.



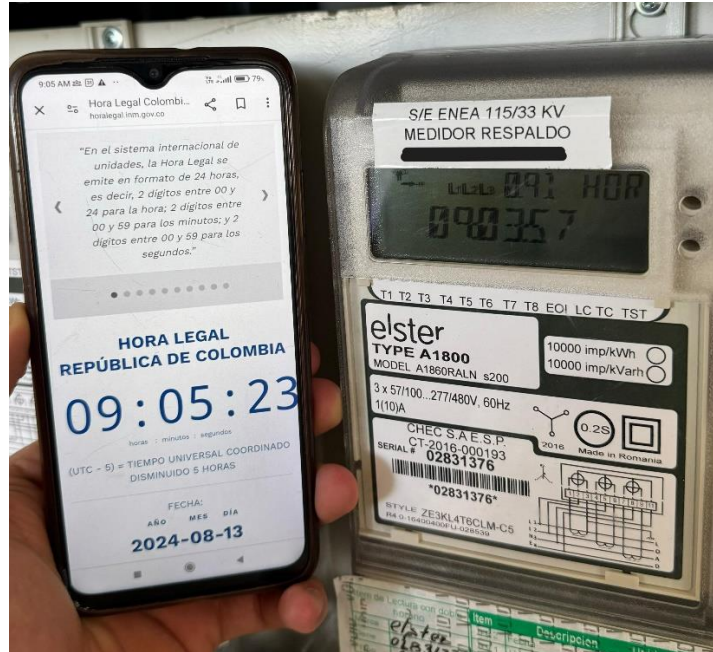
Fuente: DTGE.

Figura 13. Medidor de respaldo de la Subestación Peralonso.



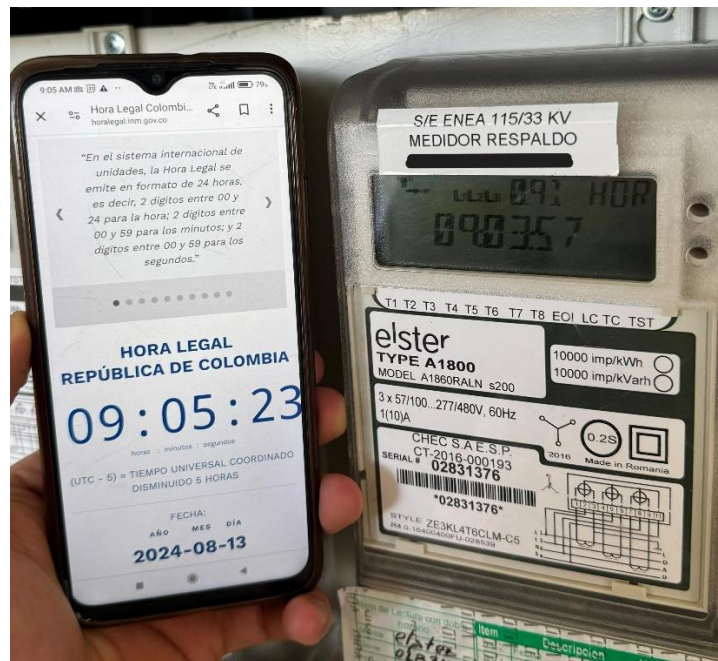
Fuente: DTGE.

Figura 14. Medidor principal de la Subestación Enea.



Fuente: DTGE.

Figura 15. Medidor de respaldo de la Subestación Enea.



Fuente: DTGE.

Como se puede observar de las imágenes anteriores, los 4 medidores presentan desfases en sus relojes por fuera de los tiempos máximos que permite la regulación. Esto evidencia que el ejercicio de verificación y corrección de los desfases de los relojes por parte de la empresa no se realiza de manera rigurosa ya que se encuentran situaciones como la reportada.

Adicionalmente, se analizó la situación de las cancelaciones de fronteras comerciales, para los años 2022 y 2023, la empresa únicamente tiene un reporte de una cancelación sobre la cual se informó de los hechos que llevaron a ello, sin embargo, resulta más relevante el hecho de las cancelaciones de fronteras de usuarios que son atendidos por comercializadores entrantes en el mercado de comercialización de CHEC S.A. E.S.P. BIC y que, debido a la cancelación de sus fronteras comerciales, han caído en el mercado incumbente. El reporte remitido por la empresa da cuenta de un total de 321 fronteras con estas características, repartidas entre 12 comercializadores diferentes. El efecto de esto es que lleva a CHEC S.A. E.S.P. BIC a atender a esos usuarios y ello implica contar con la energía disponible para ello. Sobre el tema se pidió a la empresa remitir un informe técnico detallado sobre el impacto de esta situación, hecho que servirá de insumo a la DTGE en ejercicio de sus actividades de IVC.

5.2.6. Reglamento de Comercialización

Se solicitó a la empresa remitir un informe, para las vigencias 2022 y 2023, de las solicitudes recibidas para la expedición del paz y salvo para el proceso de cambio de comercializador de conformidad con lo dispuesto en el artículo 56 de la Resolución CREG 156 de 2011. Para esos dos años, se reportaron 121 solicitudes de 9 agentes diferentes, de las cuales se reporta que el 100% de las solicitudes fueron atendidas dentro del plazo que establece la regulación.

Al respecto, la empresa informa que, aunque les afecta que sus clientes decidan ser atendidos por otros comercializadores, para CHEC S.A. E.S.P. BIC es muy importante mantener buenas relaciones con los usuarios y los demás comercializadores. Por ello, dentro de sus políticas, se prioriza la atención oportuna y sin restricciones injustificadas, cumpliendo con los plazos regulatorios para este tipo de solicitudes.

Un aspecto contemplado en el Reglamento de Comercialización, tiene que ver con lo dispuesto en su artículo 14 sobre el cumplimiento de las condiciones para el registro de las fronteras comerciales. Particularmente se consulta por el hecho de que el mercado de comercialización de CHEC S.A. E.S.P. BIC no se tiene registro de fronteras en la modalidad de principal y embebidas de las que trata la Resolución CREG 122 de 2003.

Conforme a lo anterior, para la empresa es claro que las Resoluciones CREG 122 de 2003 y 084 de 2004 tienen como finalidad permitir la conexión de usuarios al Sistema Interconectado Nacional a través de activos de conexión de Usuarios No Regulados cuando las características de los Sistemas de Transmisión Regional o Distribución Local no permiten que se conecten directamente a las redes del Operador de Red. Sin embargo, la empresa no ha encontrado impedimentos técnicos para atender a usuarios que han solicitado su conexión, razón por la que no se ha evidenciado necesidad de recurrir a ese esquema de prestación del servicio.

5.2.7. PQR por aspectos relacionados a la medición

Para el año 2023, se le solicitó a la empresa remitir un reporte de las PQR recibidas por conceptos relacionados a la medición. La información enviada por la empresa se presenta en la Tabla 20.

Tabla 20. Reporte de PQR por temas de medición

Mes	TOTAL
Enero	419
Febrero	721
Marzo	930
Abril	649
Mayo	1147
Junio	930
Julio	898
Agosto	1056
Septiembre	1037
Octubre	1207
Noviembre	1057
Diciembre	1625

Fuente: CHEC S.A. E.S.P. BIC – Elaboración DTGE.

De la tabla anterior, se puede observar que hay una tendencia creciente en el número de reclamaciones recibidas por la empresa en aspectos relacionados a la medición. Sobre las gestiones para atender ese fenómeno, la empresa informa que:

«desde la Empresa se tienen varias iniciativas que propenden por el fortalecimiento de los canales de atención e interacción con los clientes, los cuales se clasifican en presencial, telefónico, escrito y virtual, con diferentes soluciones digitales, cuyo objetivo es dar atención oportuna a sus inquietudes, mitigando la necesidad de presentar reclamos, además de brindar la oportunidad de autogestionarse en temas sencillos de sus facturas. También viene fortaleciendo el relacionamiento y desarrollo de capacidades de sus grupos de interés con diferentes iniciativas donde busca realizar acciones de información, sensibilización y formación frente al servicio, haciendo énfasis en temas como consumo consciente, disfrute del servicio, cultura de pago, uso de canales de atención, entre otras. Con esto se abordan temas asociados a la medida, a explicación de factura, condiciones seguras de uso del servicio, consumo responsable, que busca ser proactivos y claros con los clientes para darles suficientes herramientas que mitiguen o contengan solicitudes a la empresa».

Un resumen de las acciones de las iniciativas de mejora en la atención a las reclamaciones reportadas por la empresa se presenta en la Tabla 21:

Tabla 21. *Número de acciones por iniciativa con la ciudadanía.*

Nombre iniciativa	2023
Asesor en Línea módulo oficinas CHEC S.A. E.S.P. BIC	5936
Estrategia «Más cercanos»	5587
Asesor remoto	580
Soluciones virtuales la página web de CHEC S.A. E.S.P. BIC	9387
Vive CHEC S.A. E.S.P. BIC centros de relacionamiento	37761
Gestión Educativa CHEC S.A. E.S.P. BIC	90267

Fuente: CHEC S.A. E.S.P. BIC – Elaboración DTGE.

Estos reportes presentados por la empresa dan cuenta de las acciones encaminadas a la mejora en la percepción y la satisfacción del cliente respecto de la prestación por parte de la empresa, en algunas de ellas se reportan cifras superiores a las metas propuestas. Sin

embargo, como se mencionó previamente, durante el año 2023 hubo una tendencia creciente en el número de las reclamaciones por conceptos relacionados a la medición, si bien las acciones de la empresa presentadas en la Tabla 21 pudieron tener un impacto positivo de manera general, se espera que dichas acciones tengan impactos positivos a todos los niveles.

5.2.8. Actividades de suspensión y reconexión del servicio

Al respecto, se solicitó a la empresa remitir un informe de las actividades de suspensión y de reconexión del servicio; algunos datos de interés se muestran a continuación:

Tabla 22. Número de actividades de reconexión y de suspensión por estrato

Actividad	Estrato 0	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Total
Reconexión Clientes No Suspendidos	167	166	326	644	203	42	34	1582
Reconexión Clientes Suspendidos	240	122	235	460	180	54	57	1348
Reconexión de Medidor II	1815	2380	3911	4909	1172	232	207	14626
Reconexión Drástica III	20	30	35	32	3	1	0	121
Reconexión En Medidor Con Sus	15	8	15	36	12	0	4	90
Suspensión De Medidor II	2678	3152	4999	6482	1737	364	361	19773
Suspensión Drástica III	57	43	49	44	5	2	1	201
Total	4992	5901	9570	12607	3312	695	664	37741

Fuente: Construcción DTGE con información de la empresa.

De la Tabla 22 se puede observar el número de actividades de suspensión y de reconexión realizadas por la empresa en cada estrato residencial. En este caso el «Estrato 0» corresponde a todos aquellos usuarios que no hacen parte del sector residencial, i. e., comercial, industrial, provisional, oficial y alumbrado público.

Tabla 23. Causales de las actividades de suspensión y reconexión

Etiquetas de fila	No pago	Pago	Reconexión especial	Solicitud Cliente	Suspensión Drástica	Total
Reconexión Clientes No Suspendidos	-	1579	3	-	-	1582
Reconexión Clientes Suspendidos	-	1340	8	-	-	1348
Reconexión de Medidor II	-	14620	6	-	-	14626

Etiquetas de fila	No pago	Pago	Reconexión especial	Solicitud Cliente	Suspensión Drástica	Total
Reconexión Drástica III	-	120	1	-	-	121
Reconexión En Medidor Con Sus	-	90	-	-	-	90
Suspensión De Medidor II	19769	-	-	4	-	19773
Suspensión Drástica III	192	-	-	1	8	201
Total	19961	17749	18	5	8	37741

Fuente: Construcción DTGE con información de la empresa.

Como puede observarse de la Tabla 23, las causales de suspensión están directamente relacionadas al no pago del servicio, salvo unas pocas excepciones. En el mismo sentido, las acciones que llevaron a la reconexión del servicio por parte de la empresa fueron ocasionadas por el pago hecho por el usuario.

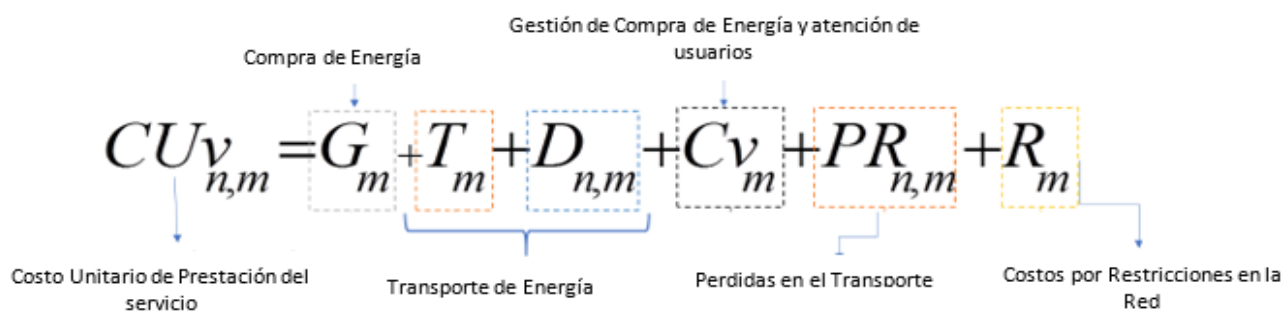
Finalmente, otro dato a considerar tiene que ver con que, de las casi 20 000 actividades de suspensión del servicio, 201 fueron realizadas desde la red, esto corresponde a un 1% del total de las suspensiones, las demás fueron ejecutadas desde el medidor. Paralelamente, se reportó un total de 1488 actividades de suspensión en las cuales el usuario no permitió la suspensión del servicio de la cual eran sujetos, esto corresponde al 7% del total de las actividades de suspensión. En el mismo sentido, y mucho más relevante, se reporta por parte de la empresa que, de las 17767 reconexiones, se tiene un total de 2360 que fueron actividades de reconexión realizadas por el usuario, cifra que corresponde al 13%, lo que muestra una cifra significativa de usuarios que, a pesar de que se les suspende el servicio, ellos mismos se reconectan.

5.2.9. Aspectos Tarifarios

Esta sección del informe se enfoca en el Costo Unitario de Prestación del Servicio, cada uno de sus componentes y las tarifas aplicables a los usuarios regulados conectados a nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red, lo anterior teniendo en cuenta que en este grupo de usuarios se encuentra la mayoría de los usuarios de la empresa. Ahora bien, de acuerdo con la información comercial reportada en el Sistema Único de Información (SUI), CHEC S.A. E.S.P. BIC solo atiende usuarios regulados.

5.2.9.1. Usuarios regulados

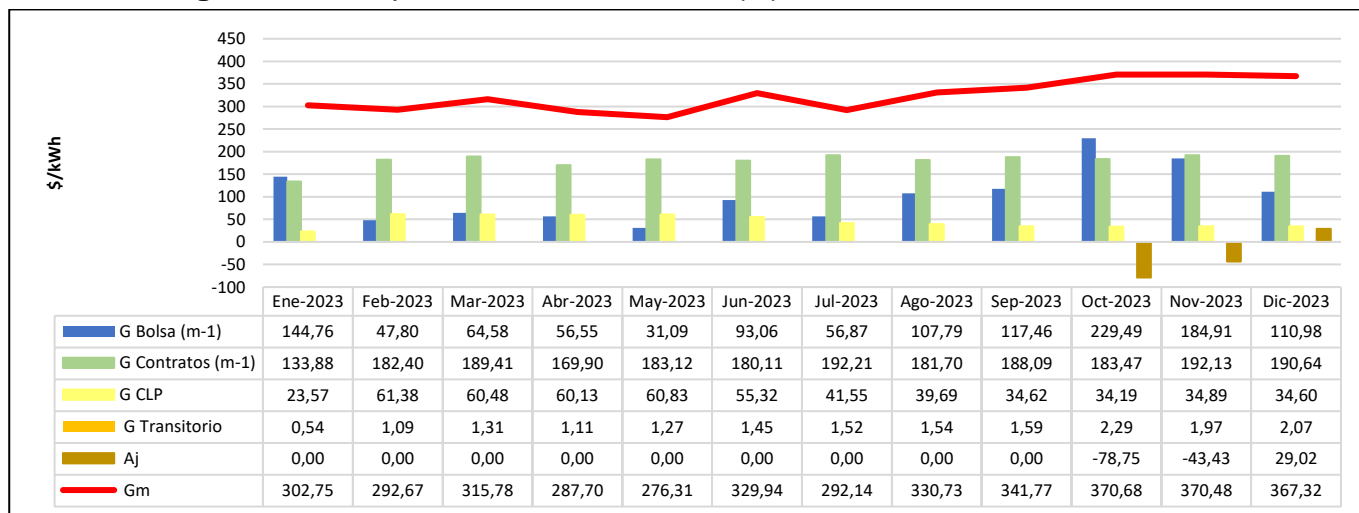
El Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) de energía eléctrica, corresponde al costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, de acuerdo con la regulación establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, está conformado por la suma de los componentes de generación (G), transmisión (T), distribución (D), comercialización (C), pérdidas (PR) y restricciones del sistema (R), cada uno de los cuales obedece a unas condiciones reguladas para la determinación de su valor.



5.2.9.2. Componente de Generación

Este componente se calcula con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución CREG 174 de 2021 y Resolución CREG 101 002 de 2022. Este componente permite trasladar vía tarifa a los usuarios los costos de compra de energía del comercializador, bien sea vía contratos bilaterales, bolsa en el mercado de energía mayorista u otros mecanismos de compra contemplados actualmente por la regulación. Ver Figura 16

Figura 16. Componente de Generación (G) 2023 - CHEC S.A. E.S.P. BIC



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 16, pueden evidenciarse los cambios en el componente de Generación a lo largo del año 2023, adicionalmente se puede observar el comportamiento desagregado y la variación de estos subcomponentes. En los meses de febrero, abril, mayo, julio y diciembre presentó disminuciones en el valor del componente con relación al mes inmediatamente anterior. En el cuarto trimestre, el componente de Generación alcanzó el valor máximo que fue de 370,68 \$/kWh para el mes de octubre, por el contrario, en el mes de mayo este componente alcanzo su valor más bajo en el año 2023, llegando a un valor de 276,31 \$/kWh.

Las barras de color azul corresponden al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en bolsa y las barras de color verde corresponden al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en contratos bilaterales. Finalmente, también se evidencia el aporte de las compras en la subasta del ministerio en color amarillo (G CLP), además del G transitorio el cual considera dentro de su cálculo las compras AGPE y GD que se presenten.

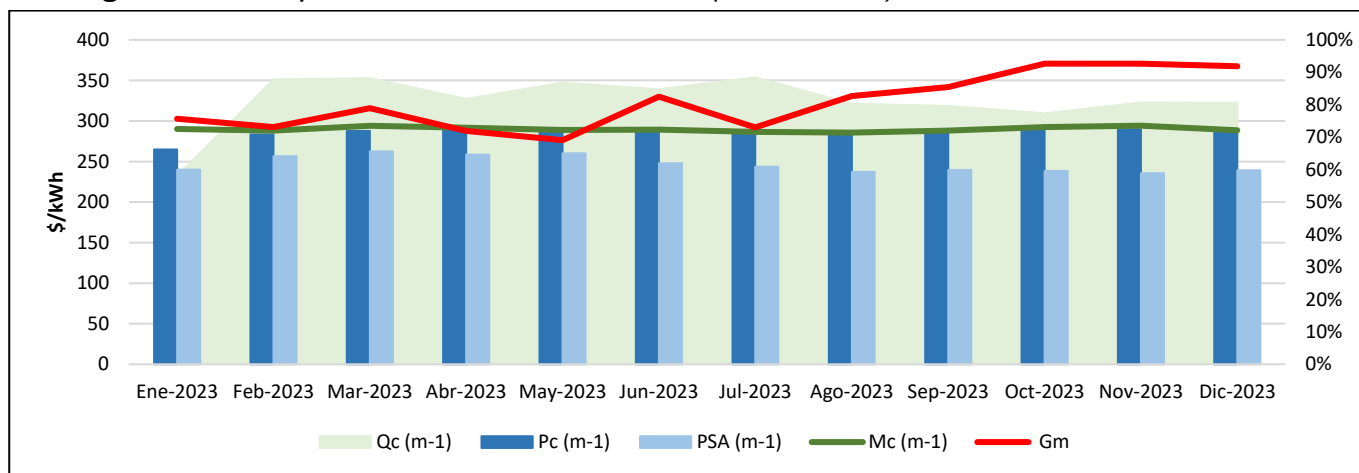
Los dos meses en los que el aumento porcentual fue más alto en este componente, fueron junio y agosto, alcanzando un incremento de 19,41% y 3,21% respectivamente con relación al mes inmediatamente anterior; estos aumentos estuvieron determinados por un significativo

aumento en la participación proveniente del precio de bolsa en la fórmula de cálculo del componente. Es decir que, la combinación del precio de bolsa junto con el nivel de exposición en ese momento hizo que el componente de Generación pasara de trasladar 276,31 \$/kWh en el mes de mayo a 329,94 \$/kWh en junio. siendo este al mayor aumento porcentual entre meses.

5.2.9.2.1. Compras en contratos

Con el propósito de ilustrar esta parte de la evaluación integral, se lleva a cabo la comparación del comportamiento de las variables del costo promedio de la energía comprada en contratos (Pc), el costo promedio de energía comprada en los contratos de la subasta del ministerio (PSA), el costo promedio ponderado por energía (Mc), el porcentaje de la demanda regulada cubierta con contratos bilaterales (Qc) y el costo máximo a trasladar a usuarios finales (G).

Figura 17. Comportamiento de las variables (G contratos) 2023 CHEC S.A. E.S.P. BIC



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De la Figura 17 se puede observar que, en el año 2023, CHEC S.A. E.S.P. BIC adquirió energía a un precio promedio en contratos (Pc) muy similar al precio promedio del mercado (Mc). En resumen, el precio promedio de la energía comprada en contratos durante el año 2023 fue de 285,88 \$/kWh, manteniéndose por debajo del promedio de Mc para el mismo período el cual fue de 289,81 \$/kWh, dando como resultado un Qc promedio de 81,21% lo que

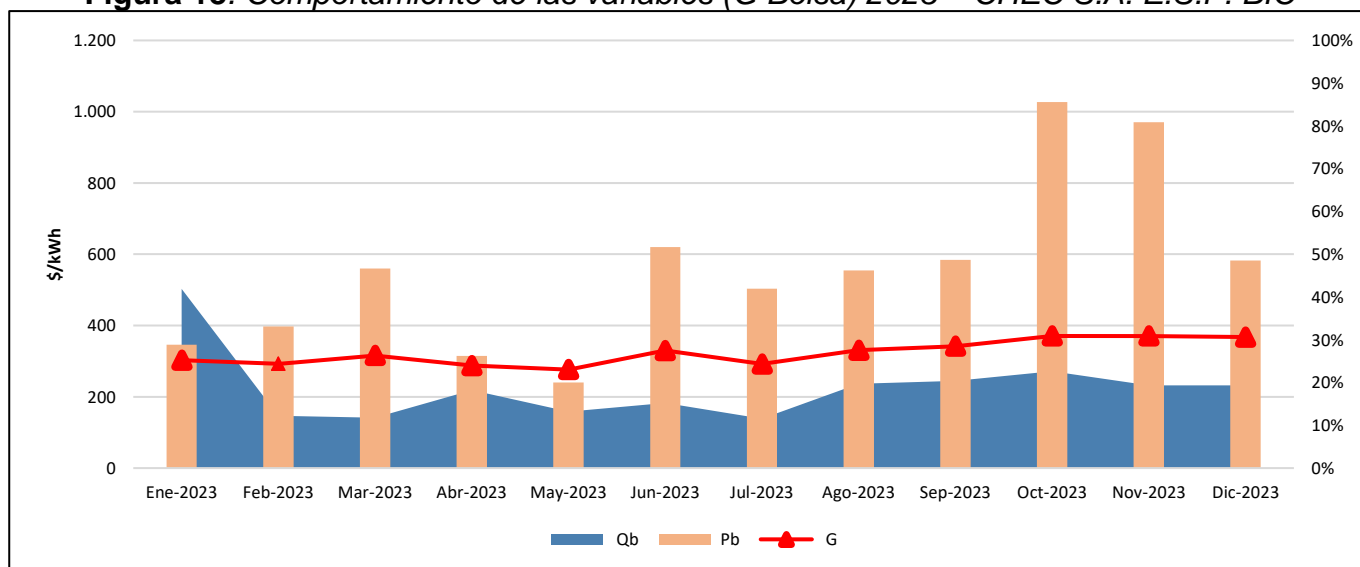
contribuyó a que el valor promedio del efecto final en el G fuera de 323,19 \$/kWh relacionado a lo observado en la Figura 16.

En la misma Figura 17, se puede observar lo sucedido a partir del mes de agosto de 2023; el valor del componente de Generación experimentó un incremento, el cubrimiento de la demanda regulada en contratos, representada por Q_c se mantuvo, dejando así un mayor porcentaje expuesto al mercado de bolsa a un precio (P_b) en aumento. La variable PSA corresponde al precio promedio de compra de energía en las subastas de renovables realizadas por el Ministerio de Minas y Energía.

5.2.9.2.2. Compras en bolsa

De manera análoga al análisis previo de las compras en contratos, se establece una comparación entre el comportamiento de las variables del costo promedio de la energía adquirida en la bolsa (P_b), el porcentaje de la demanda regulada cubierta mediante compra de energía en la bolsa (Q_b) y el costo máximo a ser trasladado a los usuarios finales (G).

Figura 18. Comportamiento de las variables (G Bolsa) 2023 – CHEC S.A. E.S.P. BIC



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

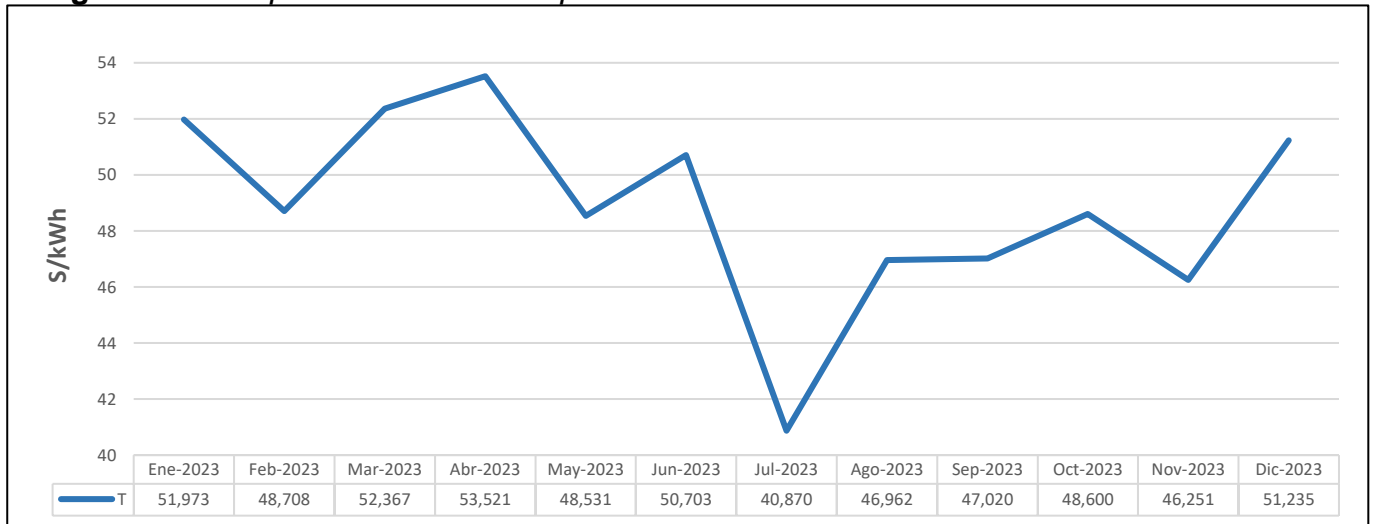
En la Figura 18, se puede observar que la combinación del porcentaje de exposición en la bolsa y su correspondiente precio tiene un impacto directo en el componente de Generación aplicado por la empresa CHEC S.A. E.S.P. BIC. Este componente experimenta un aumento a partir del mes de julio de 2023, pero alcanzando su mayor valor en el mes de octubre, mes en el cual, un precio en la bolsa (Pb) de 1.027,29 \$/kWh y una exposición en la bolsa del 22,64%, la exposición más alta del año, resultaron en un valor de Generación (G) de 370,68 \$/kWh. Así mismo se puede observar como la empresa logró reducir el aumento que podría haber generado el impacto de los precios en bolsa que llegó a 1.017,54 \$/kWh en el mes de octubre de 2023, lo anterior debido a la estabilidad en la exposición a bolsa.

5.2.9.3. Componente de Transmisión

El componente de Transmisión reconoce a los transmisores nacionales el valor de las inversiones realizadas mediante un ingreso regulado establecido por la CREG a través de resolución particular, es liquidado y publicado por XM S.A. E.S.P. en calidad de LAC de acuerdo con la Resolución CREG 011 de 2009 y las empresas comercializadoras cobran a sus usuarios dicho valor, es decir los comercializadores no tienen gestión sobre las variaciones o valor que asuma este componente.

En la Figura 19 se muestran los valores del componente de Transmisión trasladados por la empresa CHEC S.A. E.S.P. BIC a sus usuarios durante el año 2023. Cabe aclarar que todos los comercializadores de energía eléctrica del país cobran mensualmente vía tarifa un único valor del componente.

Figura 19. Comportamiento del componente de Transmisión 2023 - CHEC S.A. E.S.P. BIC



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

5.2.9.4. Componente de Distribución

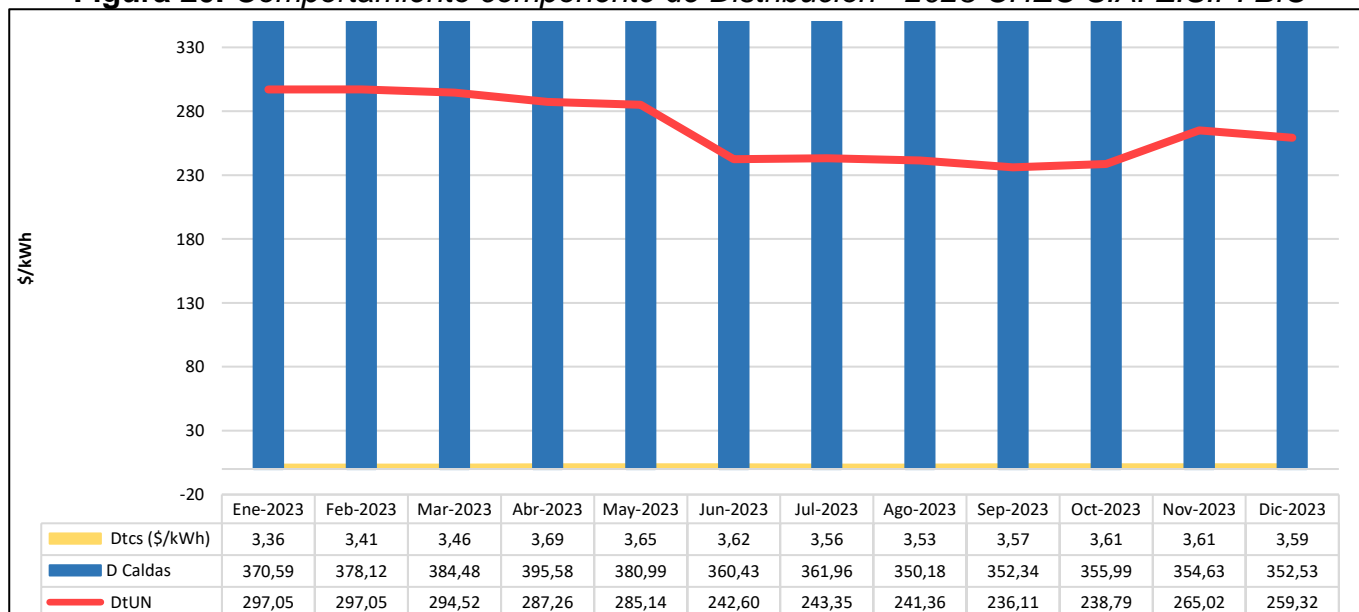
El componente de Distribución está asociado al costo del sistema de distribución, conforme a la metodología establecida en la Resolución CREG 015 de 2018. Este componente considera principalmente los gastos administrativos, de operación y mantenimiento relacionados con la distribución de energía eléctrica en los STR (Sistemas de Transmisión Regional) y SDL (Sistemas de Distribución Local), así como los cargos por el uso de los activos del Operador de Red (OR). Estos cargos, expresados en \$/kWh, remunerar las inversiones en los activos utilizados en los SDL, STR, y los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a la prestación del servicio. Los cargos para los STR y SDL son calculados mensualmente por el LAC (Liquidador y Administrador de Cuentas).

Mediante el Decreto 388 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía, se ordenó a la CREG establecer, dentro de la metodología de remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD). Estas áreas se definen como conjuntos de redes de transmisión regional y/o distribución local destinados a brindar servicio en zonas urbanas y rurales, y son operadas por uno o más Operadores de Red. La conformación de estas áreas se realiza teniendo en cuenta la proximidad geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido por la ley. Además, se establece que debe existir un Cargo Único por Nivel de Tensión por cada ADD. Las distintas áreas fueron conformadas de acuerdo con las Resoluciones 182306 de 2009 (ADD Oriente), 181347 de 2010 (ADD Occidente), 180696 de 2011 (ADD Sur), 180574 de 2012 (ADD Centro), 90290 de 2014 (Actualización ADD Sur) y 40227 de 2022 (Actualización y Confirmación de todas las ADD). Adicionalmente, es preciso mencionar que en la actualidad existen cuatro (4) mercados de comercialización que no se encuentran dentro del esquema de las ADD correspondiendo a CARIBESOL, CARIBE MAR, GUAVIARE y CHOCÓ.

El objetivo de las Áreas de Distribución (ADD) es unificar las tarifas de Distribución (D) por nivel de tensión para regiones con características similares, con el criterio de cercanía geográfica, permitiendo así generar un cargo único por ADD de dicho componente. El cargo unificado de distribución (DtUN) corresponde al cálculo realizado por el LAC, el cual se asemeja al promedio ponderado de los cargos propios reconocidos a cada empresa por su demanda.

Así las cosas, el mercado CALDAS atendido por CHEC S.A. E.S.P. BIC se encuentra en el área de distribución ADD Centro. Esta Área de Distribución adicionalmente está conformado por los mercados atendidos por: Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA), Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P. (CENS), Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P. (EPM), Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. (EDEQ), Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. mercado Pereira, (EEP) y Ruitoque S.A. E.S.P.

Figura 20. Comportamiento componente de Distribución - 2023 CHEC S.A. E.S.P. BIC



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 20 se muestra la evolución del cargos de Distribución calculado para la empresa CHEC S.A. E.S.P. BIC en el mercado CALDAS a lo largo de 2023. Durante este periodo, se observa que el valor promedio del componente fue de 265,63 \$/kWh. El valor más alto registrado fue de 297,05 \$/kWh en el mes de enero y febrero, mientras que el valor más bajo fue de 236,11 \$/kWh en el mes de septiembre. El valor de la variable Dtcs corresponde al incentivo por calidad media y que ya viene inmerso en el cálculo del componente.

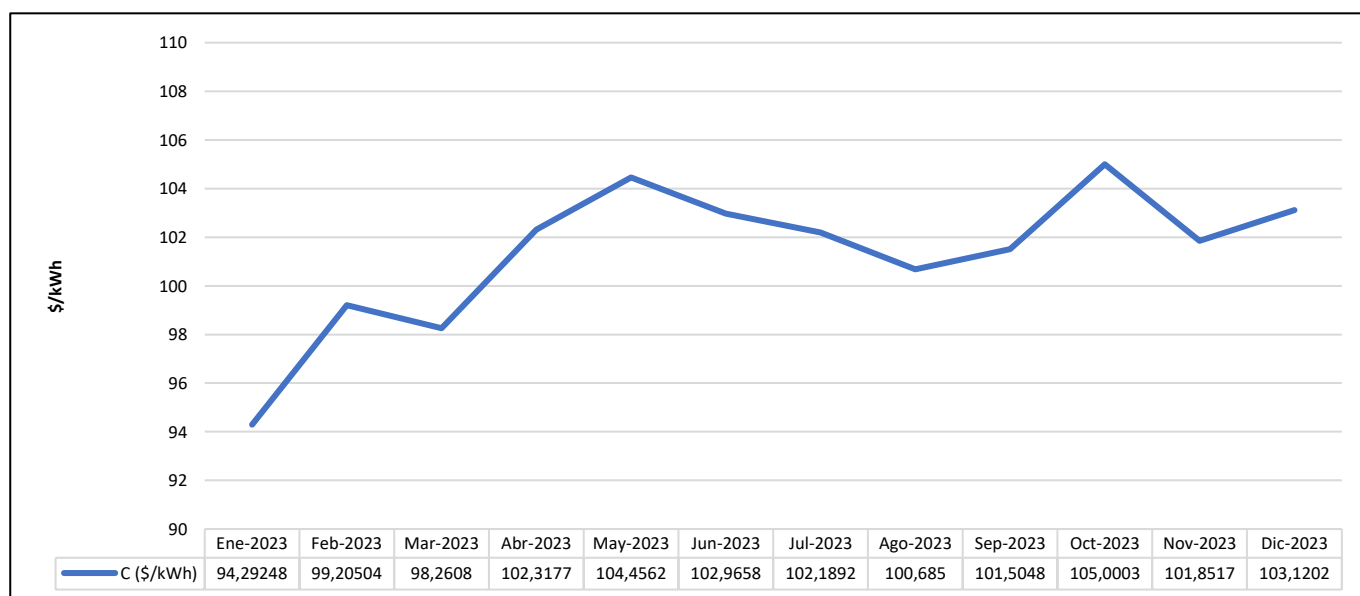
En esta misma figura se puede observar que el valor transferido por la empresa CHEC S.A. E.S.P. BIC al mercado Caldas es mucho inferior al calculado para este mercado, el promedio del valor trasladado al usuario por medio del ADD fue de 265,63 \$/kWh, mientras que el promedio del mercado Caldas fue de 366,49 \$/kWh, generando así en promedio un valor de 100,85 \$/kWh por debajo del transferido a los usuarios gracias a la metodología de las Áreas de Distribución.

5.2.9.5. Componente de Comercialización

Este componente remunera los costos asociados a la actividad de comercialización, que incluyen el margen de la actividad, el riesgo de cartera, las contribuciones y los pagos al administrador del mercado. El cálculo de la comercialización se realiza según las metodologías establecidas en las Resoluciones CREG 180 y 191 de 2014. En estas resoluciones se define que la comercialización se compone de tres subcomponentes: el costo variable de comercialización (C*), el costo variable para atender a los usuarios regulados (CvR) y el reconocimiento de garantías y contribuciones.

Es importante destacar que el cálculo del componente C depende en gran medida de las resoluciones específicas que aprueban el costo base de comercialización y los riesgos de cartera para cada uno de los comercializadores integrados al operador de red. Esta es una de las principales razones por las cuales se presentan diferencias en este componente entre las distintas empresas. En el caso de CHEC S.A. E.S.P. BIC, las resoluciones de aprobación del cargo base de comercialización y el riesgo de cartera corresponden a la Resolución CREG 127 de 2016.

Figura 21. Comportamiento componente de Comercialización - 2023 CHEC S.A. E.S.P. BIC



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

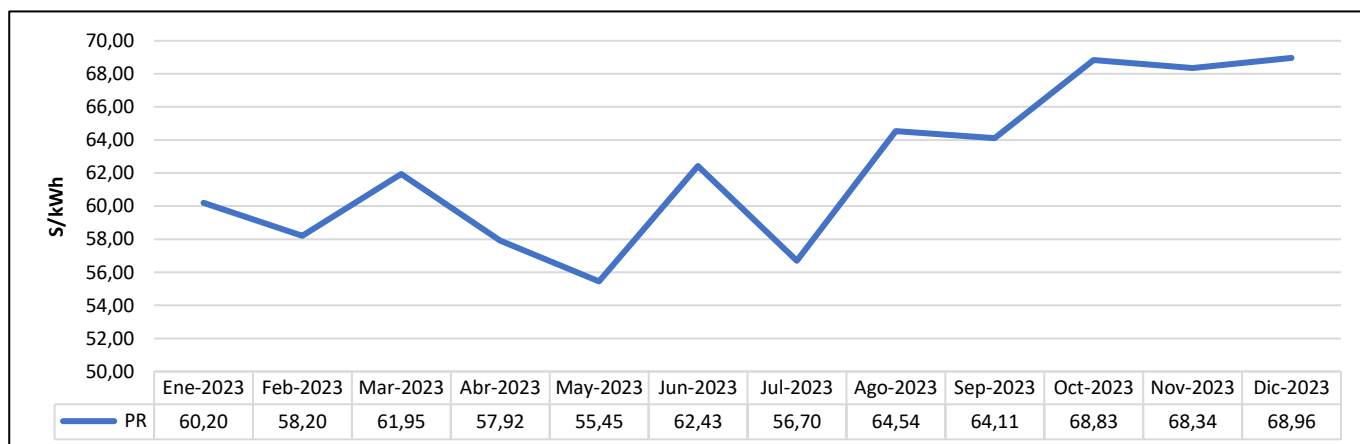
Según se muestra en la

Figura 21, a lo largo del año 2023, el componente experimentó distintas variaciones en su valor. En el mes de enero se registró el valor mínimo el cual fue de 94,29 \$/kWh, mientras que, en los meses de octubre y mayo el componente presentó los valores más altos, 105,00 \$/kWh y 104,45 \$/kWh respectivamente. Los incrementos presentados obedecen principalmente a un incremento asociado en el costo variable de comercialización (C*) debido a los aumentos del CUm-1 y a un incremento en costo variable de comercialización de atender usuarios regulados (CvR) debido principalmente a variaciones en las ventas a usuarios regulados en el 2023.

5.2.9.6. Componente de Pérdidas

El componente de Pérdidas corresponde al costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas y no técnicas se pierden en el STN, STR y SDL. De acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 173 de 2011, este componente se calcula como una fracción de los componentes de Generación y Transmisión bajo las mismas condiciones del porcentaje del factor para referir las pérdidas al STN del Operador de Red propietario de las redes donde se preste el servicio.

Figura 22. Comportamiento del componente de Pérdidas 2023 CHEC S.A. E.S.P. BIC



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En promedio, el componente de Pérdidas se compone de un 85% proveniente del componente de Generación y un 15% por el componente de Transmisión; razón por la cual la curva mostrada en la

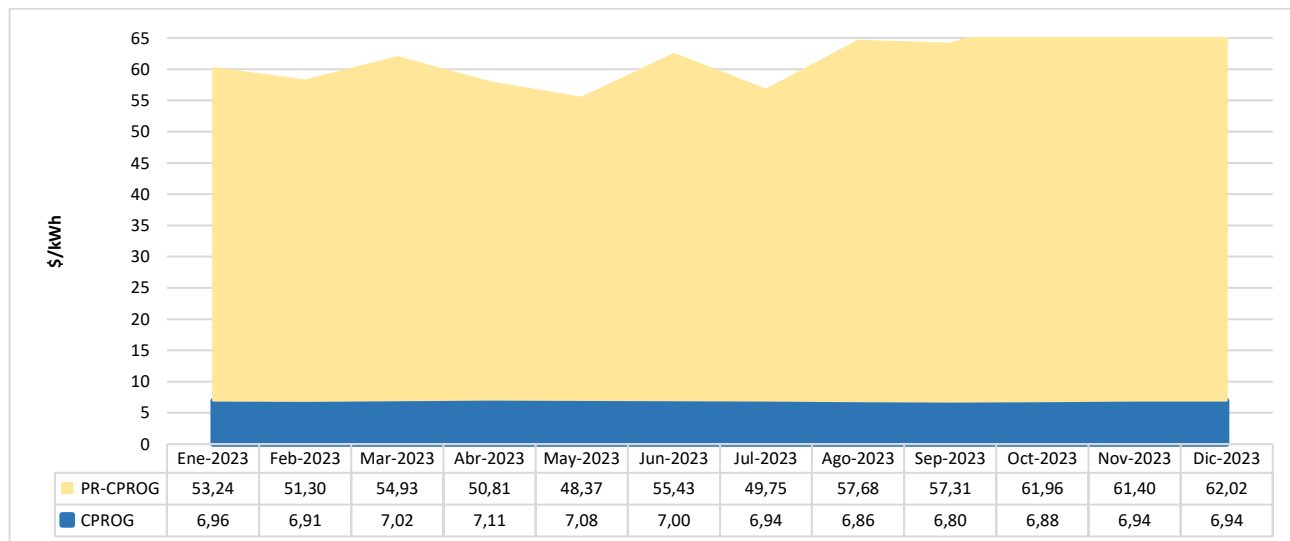
Figura **22** tiene un comportamiento similar al del componente de Generación. Por lo anterior, un incremento en el componente de Generación impacta directamente este componente.

Así mismo, un elemento que cambió el valor del componente para la mayoría de los mercados está asociado a la inclusión de la variable CPROG acorde con el inicio de aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018. El CPROG corresponde al cargo por concepto de remuneración de los planes de pérdidas definidos por el OR y aprobados por la CREG y que deben ser aplicados por todos los comercializadores de energía que atiendan usuarios en un mercado donde su Operador de Red ya se encuentre con aprobación de ingreso regulado y haya optado por plan de pérdidas.

Es importante mencionar que, en el caso de CHEC S.A. E.S.P. BIC para el año 2023, ya contaba con ingresos aprobados, por lo que el comportamiento en el valor de su variable CPROG se muestra en la

Figura **23**:

Figura 23. *CPROG – Componente de Pérdidas 2023 CHEC S.A. E.S.P. BIC*



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En

Figura 23 se puede observar como el valor de las pérdidas fluctuó durante el año 2023. Para el mes de julio, el componente experimentó el valor más bajo, 56,70 \$/kWh, mientras que en los meses de octubre, noviembre y diciembre presentó los valores más altos estando por encima de los 68 \$/kWh; dichos cambios coinciden con la tendencia presentada en el valor del componente G para el mismo periodo.

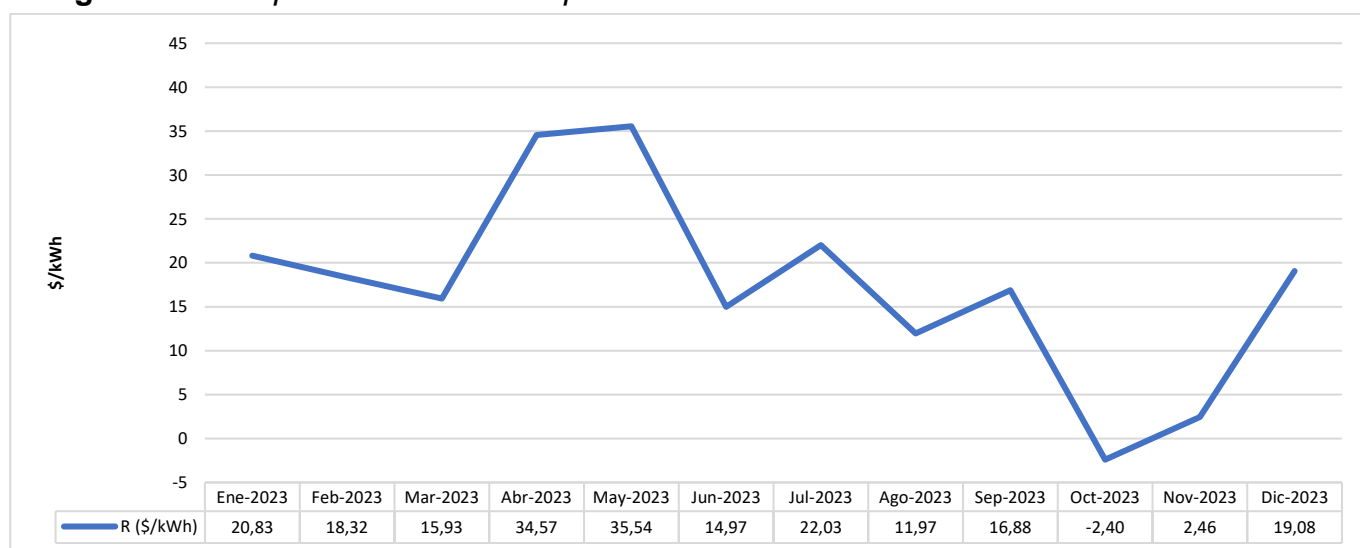
La variable CPROG tuvo un valor promedio de 6,95 \$/kWh. En la gráfica se muestra la variable CPROG junto con las demás variables que conforman el componente de pérdidas, calculado como PR-CPROG (PR menos CPROG).

5.2.9.7. Componente de Restricciones

En el componente de Restricciones, se ve reflejada la compensación de los sobrecostos en el sistema generados en los despachos de energía asociados a los límites técnicos de la red de transmisión o por la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad; estos sobrecostos son asumidos por la demanda.

El ASIC asigna mensualmente a cada comercializador un valor en pesos por concepto de restricciones por lo que las empresas no tienen control sobre dicho componente; simplemente transfiere a sus usuarios vía tarifa estos valores. Las variaciones en el componente dependen principalmente del estado de las plantas de generación y las condiciones del STN y el STR, por lo que la configuración del despacho de energía cambia regularmente.

Figura 24. Comportamiento del componente de Restricciones 2023 CHEC S.A. E.S.P. BIC



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 24 se muestra el comportamiento del componente de Restricciones, en la cual se puede observar cómo para el mes de mayo del 2023 se presentó el valor más alto de esta variable, 35,54 \$/kWh, mientras que para el mes de octubre se presentó el valor más bajo, llegando a aplicar un valor negativo el cual fue equivalente a -2,40 \$/kWh. Esto implica una variación total de 37,95 \$/kWh entre los dos valores extremos.

Por regla general, el componente de Restricciones está directamente relacionado con el comportamiento de los precios en bolsa, cuando los precios disminuyen, las plantas térmicas que generaban en mérito inician a generar por seguridad. Esto resulta en un mayor valor de las reconciliaciones positivas, que se transfieren a la demanda a través del componente de Restricciones. En caso contrario, cuando el precio de bolsa aumenta, las plantas térmicas generan por mérito ocasionando un menor valor de reconciliaciones positivas beneficiando a la demanda a través del componente de Restricciones.

5.2.9.8. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)

El porcentaje de participación observado en el año 2023 de cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio de CHEC S.A. E.S.P. BIC, fue en promedio el mostrado en la Tabla 24:

Tabla 24. *Peso porcentual de los componentes del CU 2023 – CHEC S.A. E.S.P. BIC*

Año (Cu)	Gm	Tm	D n,m	C Vm	PR n,m	Rm
2023	38,0%	5,7%	35,0%	11,9%	7,3%	2,1%

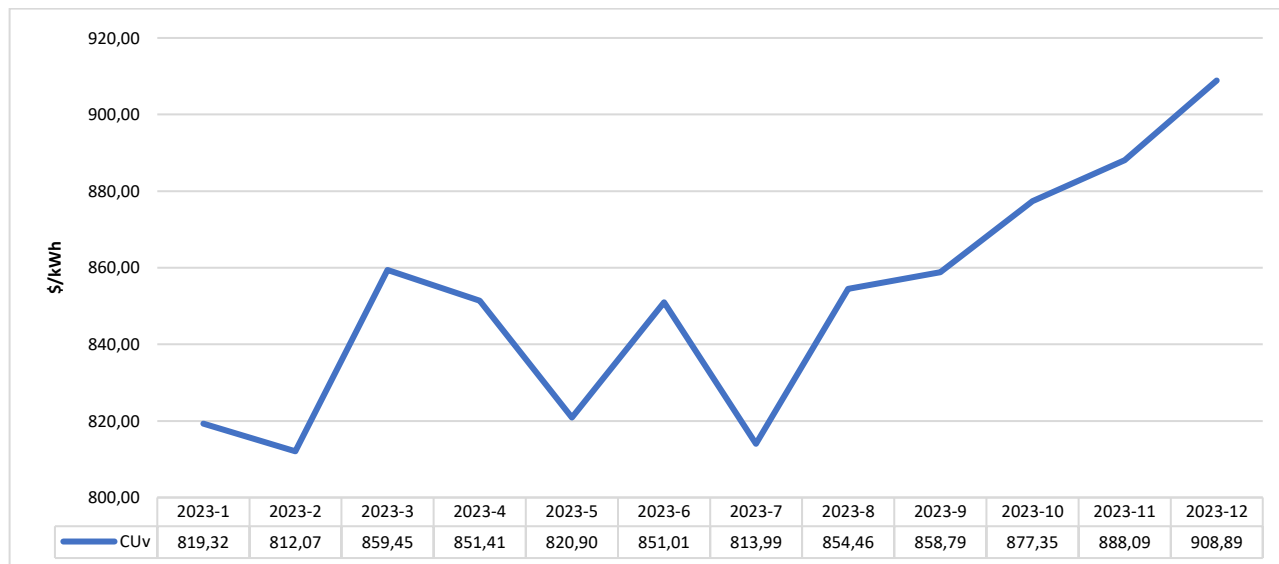
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De acuerdo con la discriminación por componentes, la Generación y la Distribución representaron en promedio el 73% del Costo Unitario de Prestación del Servicio y como se mostró anteriormente, la participación del componente G estuvo determinado principalmente por un incremento en los precios de los contratos y de la afectación de la exposición a bolsa para algunos meses, siendo así estos dos los que más peso porcentual tienen en el CU.

En la

Figura 25. Comportamiento del valor de CU 2023 se puede observar el comportamiento mes a mes que tuvo el CU determinado por la empresa CHEC S.A. E.S.P. BIC, en esta figura se logra ver como para los meses de febrero, marzo, mayo y julio del 2023 el CU tuvo reducciones con relación al mes inmediatamente anterior, pero así mismo se logra observar la variación total que fue de 96,82 \$/kWh, pasando de 812,07 \$/kWh en el mes de febrero a 908,89 \$/kWh en el mes de diciembre, siendo estos los dos valores extremos presentados en el año 2023. Esta variación se vio afectada principalmente por las compras de energía a través de la bolsa en el mercado de energía mayorista y los precios de los contratos a largo plazo, afectando así no solo el valor del componente de Generación, sino que también el componente de Pérdidas.

Figura 25. *Comportamiento del valor de CU 2023 CHEC S.A. E.S.P. BIC*



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

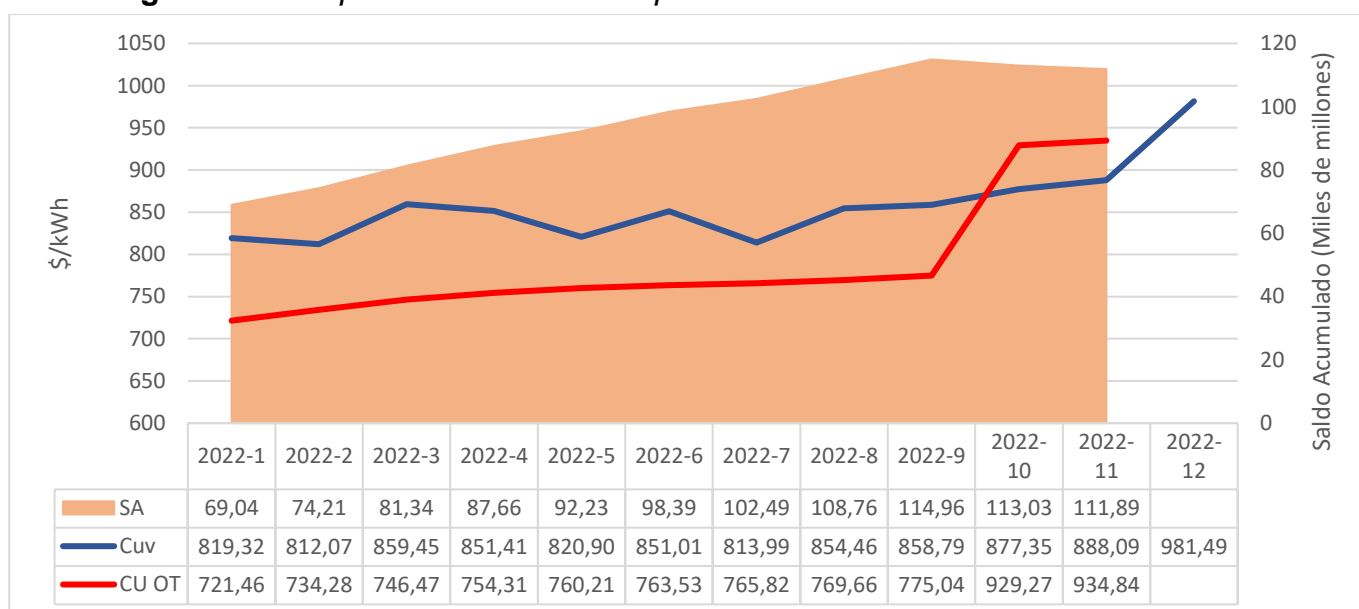
Es importante destacar que en las Resoluciones CREG 012 de 2020³⁴, CREG 058 de 2020, CREG 064 de 2020 y CREG 152 de 2020 se estableció la aplicación de la opción tarifaria como respuesta a la emergencia sanitaria generada por el COVID-19 en 2020. Esta opción tarifaria se mantuvo vigente hasta 2023, aunado a lo impuesto por la Resolución CREG 101 031 de 2022 en el marco del «*pacto por la justicia tarifaria*». La opción tarifaria brinda al comercializador la posibilidad de modificar el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) cuando las condiciones del mercado tienen un impacto significativo en el usuario; sin embargo, al optar por esta opción, los ingresos de la empresa pueden verse afectados. Por lo tanto, la opción tarifaria debe aplicarse hasta que se recupere el valor financiado que dejó de percibir, lo que implica un incremento progresivo en los cobros realizados al usuario.

³ La metodología de la opción tarifaria no es nueva. Esto ya había sido regulado por la CREG a través de la Resolución CREG 168 de 2008 y modificada por la Resolución CREG 003 de 2009.

⁴ La intención principal de esta resolución era actualizar la metodología de la opción tarifaria y anticiparse a los incrementos que se esperaban por la entrada en vigencia de la Resolución CREG 015 de 2018 para que las empresas tuvieran una herramienta para mitigar los incrementos.

Desde el mes de marzo del 2020, la empresa CHEC S.A. E.S.P. BIC entró en opción tarifaria debido a las variaciones presentadas en el mercado en su momento. En la Figura 26 se puede observar el CU determinado por medio de la Opción Tarifaria (CU OT) en color rojo y el CU calculado mediante la metodología tarifaria general (CUv) en color azul; mientras que en el sombreado azul se puede observar el comportamiento de los saldos acumulados resultado de la aplicación de la Opción Tarifaria.

Figura 26. Comportamiento CUv vs Opción Tarifaria 2023 CHEC S.A. E.S.P. BIC



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 26 se puede apreciar cómo el CU calculado utilizando la metodología de opción tarifaria experimentó aumentos graduales, adicionalmente en el mes de septiembre de 2023 finalizó la aplicación de la Resolución CREG 101 031 de 2022, por lo que finalizó la restricción al incremento del Porcentaje de Variación (PV) permitiendo que el prestador aumentará en octubre de 2023 el CU de Opción Tarifaria en un 19,9%, por lo cual se puede observar en esta misma figura como en el mes de octubre se ubicó por encima del CUv, lo que permitió a la empresa recuperar una parte de sus saldos acumulados.

Es importante destacar que los datos presentados en este ítem se refieren específicamente al Nivel de Tensión 1, donde los activos son propiedad del Operador de Red (OR). Estos datos fueron calculados por la Dirección Técnica de Gestión de la Energía (DTGE) como parte de las actividades de vigilancia y seguimiento.

Para finalizar esta sección es preciso mencionar que la empresa se acogió a la modificación tarifaria de la que trata la Resolución CREG 101 028 de 2023, la cual incorpora la variable del Costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria expresado en \$/kWh (COT). Esta variable permite a las empresas dejar de aplicar lo concerniente a la Opción Tarifaria y empezar a recuperar los Saldos Acumulados por medio de la variable COT que es sumada al componente de Comercialización; como se puede observar en la Figura 26, el mes de noviembre de 2023 es el último mes de aplicación de la opción tarifaria y empezó a aplicar el COT en diciembre de 2023.

Lo anterior si bien implica que el componente de Comercialización tome valores más altos y por consiguiente el CU a partir de la aplicación del mismo, permite también que las variaciones (tanto positivas como negativas) sean reflejadas directamente en el CU y por consiguiente en la tarifa (con excepción de estratos 1 y 2 debido al comportamiento de la fórmula), así mismo las empresas recuperarán de forma más efectiva los saldos acumulados originados por la Opción Tarifaria.

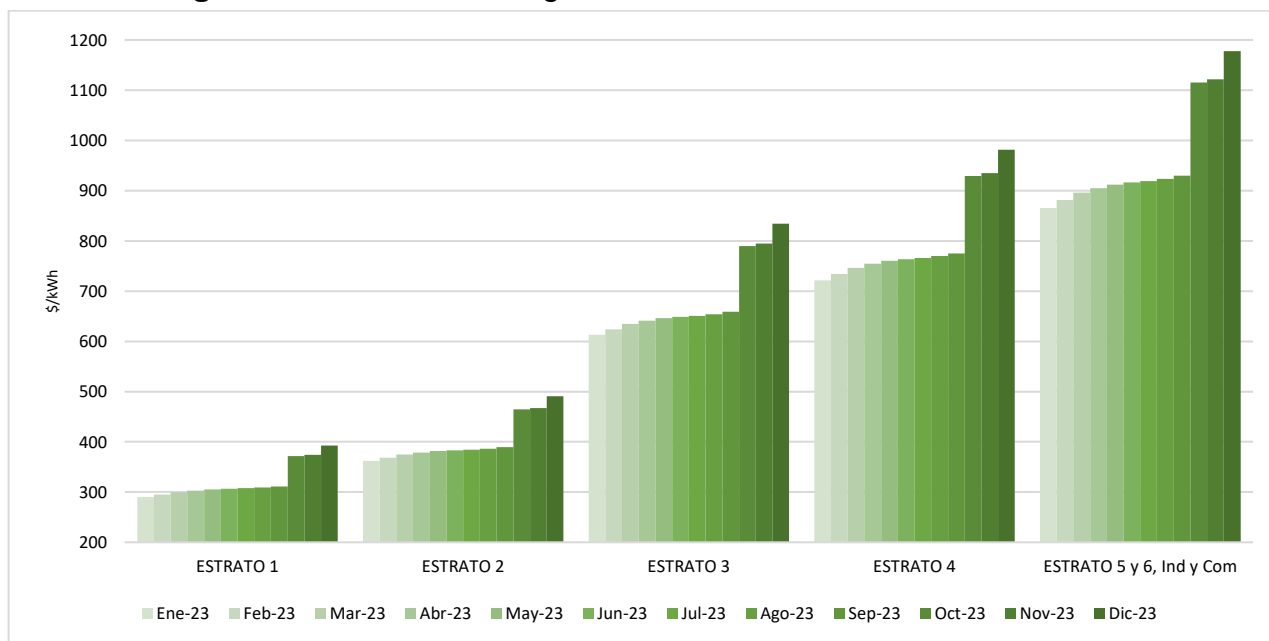
5.2.9.9. Tarifas de Energía Eléctrica

En el desarrollo de este tema es importante tener en cuenta que la tarifa se calcula aplicando el factor de subsidio o contribución al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), dependiendo del estrato socioeconómico al que pertenezca el usuario. Para usuarios de estrato 4 y usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidio ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa equivale al CU.

En el caso específico de CHEC S.A. E.S.P. BIC, que aplicó la opción tarifaria como se mencionó anteriormente, el CU de la metodología general es reemplazado por el CU de la opción tarifaria, el cual se utiliza como tarifa para los usuarios del estrato 4. A partir de esta tarifa, se determinan los porcentajes para los subsidios y contribuciones, lo que resulta en las tarifas aplicables a los estratos 1, 2, 3, 5, 6 y a los sectores comerciales e industriales.

En la Figura 27 se presentan las tarifas por estrato publicadas por la empresa durante el año 2023. Es importante destacar que estas tarifas corresponden al nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red, ya que la mayoría de los usuarios se encuentran conectados bajo esta característica.

Figura 27. Tarifas de Energía Eléctrica 2023 CHEC S.A. E.S.P. BIC



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la misma Figura 27 se puede observar que, la empresa calcula las tarifas a partir del CU, por lo que el comportamiento de las tarifas para estratos 3, 4, 5, 6, industrial y comercial mantienen la tendencia creciente, la cual es más notoria a partir del mes de octubre en relación a lo ya mencionado que se eliminó el límite para incrementar el valor del CU de Opción tarifaria. Cabe señalar que la aplicación del subsidio en los estratos 1 y 2 mediante la Resolución CREG 003 de 2021, permite mantener un valor creciente uniforme en la tarifa ya que no depende directamente del CU sino del cociente de los IPC, siempre y cuando no se superen los topes máximos de subsidio otorgados por la ley, aclarando que existieron meses que se comportaron con base en las variaciones del CU, IPC y a las reglas de la Resolución CREG 101 031 de 2022. En la Tabla 25 se muestran los valores de las tarifas por estrato para el año 2023.

Tabla 25. Tarifas de energía eléctrica 2023 NT1 Prop. OR - CHEC S.A. E.S.P. BIC

PERIODO	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com
Ene-23	289,79	362,23	613,24	721,46	865,75
Feb-23	294,94	368,67	624,14	734,28	881,13
Mar-23	299,84	374,79	634,50	746,47	895,77
Abr-23	302,99	378,73	641,17	754,31	905,18
May-23	305,35	381,69	646,18	760,21	912,25
Jun-23	306,69	383,36	649,00	763,53	916,24
Jul-23	307,61	384,51	650,95	765,82	918,99
Ago-23	309,15	386,43	654,21	769,66	923,59
Sep-23	311,31	389,14	658,78	775,04	930,04
Oct-23	371,71	464,63	789,88	929,27	1115,12
Nov-23	373,94	467,42	794,62	934,84	1121,81
Dic-23	392,60	490,75	834,27	981,49	1177,79

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

5.2.10. Resultado de la Visita realizada a la empresa en temas tarifarios

En los espacios desarrollados para la verificación de temas tarifarios se contó con la presencia de las personas que apoyan el proceso de determinación del CU y Tarifas publicadas por CHEC S.A. E.S.P. BIC, adicionalmente personal de la DTGE que asistió de forma presencial y virtual. Inicialmente se realizó un análisis al proceso que utiliza la empresa para determinar mensualmente el CU y las Tarifas que son publicadas y aplicadas a los usuarios finales; lo anterior con tiempos y responsables. Inicialmente la empresa indicó y dio a conocer el Software que emplea para este proceso, el cual es desarrollo propio de CHEC S.A. E.S.P. BIC y de forma paralela se realiza la validación de los cálculos por medio de un archivo Excel, este archivo Excel era el método que utilizaba la empresa antes del desarrollo y ahora es utilizado como un medio de contingencia y de control a los cálculos que se desarrollan por medio del software.

Cada uno de los módulos de la herramienta, tanto de cargue de insumos como de cálculos tiene una persona responsable con ciertos permisos determinados dentro del software y para poder continuar con el proceso se debe aprobar dicho cargue para que la persona que se encuentra en el proceso de forma posterior pueda realizar sus acciones, lo anterior permite tener mayor control dentro del mismo proceso. Este software descarga directamente de XM las variables que son insumo para el cálculo; adicionalmente, el área de facturación remite la información de AGPE y el IPC e IPP se descargan manualmente de la página del DANE. Toda esta información de insumos reposa en una base de datos consolidada en la cual se pueden consultar los documentos originales descargados, así mismo el cálculo realizado por medio del archivo Excel toma como insumo estos documentos.

La publicación de CU y Tarifas se realiza posteriormente a una aprobación realizada por medio del Software una vez el cálculo del archivo Excel y el software coinciden en el valor final. Adicionalmente la empresa realiza seguimiento y control al cálculo del cargo liquidado por Distribución y el cargo de la Área de distribución único del ADD (Dtun). El Software permite llevar trazabilidad de los datos históricos para las distintas vigencias. Con relación al control que realiza la empresa a los cargos liquidados por XM, se presentaron diferencias al inicio, pero en la actualidad ya no se presentan e informan que tienen reuniones periódicas con el LAC.

Con relación al reporte de los formatos Tarifarios el mismo Software genera los formatos para reportar al SUI. Como soporte al proceso, la empresa cuenta con una hoja de ruta, la cual presenta responsables, tiempos y cada actividad paso a paso. Adicionalmente la empresa aclara que siempre utiliza las versiones TXF de los archivos publicados por XM.

Con relación al tema de contratos de compra de energía, la empresa valida los mismos todos los días tomando los ajustes de los despachos. Actualmente CHEC S.A. E.S.P. BIC está inscrito en el mecanismo DERIVEX, pero no ha realizado compras por medio del mismo, el Software de la empresa contempla los distintos mecanismos sean utilizados o no.

Una vez verificado el proceso de forma general, se procedió a verificar ciertos meses específicos de forma detallada. En este ejercicio se verificaron temas de valores reportados, compensaciones, cantidades, entre otros; se cotejó la información utilizada por la empresa, la información reportada al SUI y los cálculos replicados por la DTGE. En este ejercicio se logró identificar el origen de algunas diferencias presentadas, pero sobresalió la calidad de la información con la cual reporta la empresa. En la determinación del componente de Generación se logró identificar que la empresa estaba reportando de forma incorrecta las variables relacionadas a las compras en Bolsa, es decir las Compras en bolsa MR, los ajustes a compras en bolsa MR, el valor de compras en bolsa MR y los ajustes al Valor compras en bolsa MR. La empresa estaba reportando los ajustes dos veces, tanto en las compras en bolsa como el valor de las compras en bolsa estaba reportando el valor con los ajustes; adicionalmente se logró identificar al replicar los cálculos que lo anterior obedece a un error en

el reporte de información, no representa un error en los cálculos por lo cual no genera una afectación a los usuarios finales. Una vez verificadas las distintas vigencias, la determinación de cada componente, y la comparación con la información reportada se dio cierre al espacio.

5.2.11. Subsidios de Energía Eléctrica

A continuación, se presentan los resultados de los análisis correspondientes a los subsidios del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso (FSSRI) y Fondo de Energía Social (FOES).

5.2.11.1. Subsidios Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso -FSSRI.

Como se mencionó a lo largo del documento, el prestador CHEC S.A. E.S.P. BIC es un comercializador que, en el esquema de subsidios y contribuciones, atiende a usuarios regulados en los estratos residenciales 1, 2, 3, 5 y 6, y en los sectores: comercial, industrial, oficial y provisional.

De la anterior clasificación, se encuentran suscriptores con beneficio de subsidios, así como usuarios sujetos de contribución. El prestador reportó al SUI la información pertinente a subsidios (FSSRI) y contribuciones (FSSRI) correspondientes a las vigencias 2022 y 2023 de acuerdo con los lineamientos establecidos en la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, en los formatos dispuestos para tal fin como son:

Resolución 20212200012515 del 26 de marzo de 2021. "Por la cual se expiden los lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información - SUI aplicable a los prestadores del servicio público de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional – SIN": TC1. Inventario de Usuarios, TC2. Facturación de Usuarios, S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES, S2. Giros Recibidos y Efectuados, S5. Formato Validaciones Trimestrales Subsidios, S6. Usuarios Beneficiarios del Descuento y/o Exención Tributaria y S10. Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses y Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recaudo.

Para iniciar la revisión de la información de subsidios y contribuciones, se hace la comparación sobre la consistencia de la información remitida por el prestador en el marco de la presente integral, y la información reportada en el Sistema Único de Información - SUI, a la cual se le hace seguimiento, de acuerdo con las funciones de inspección, vigilancia y control asignadas a esta Superintendencia, y que fue extraída por parte de la Dirección Técnica de Gestión de Energía del SUI.

Para el desarrollo de este componente, se realizó verificación de la información para la vigencia 2023, empleando la información proveniente de:

- La copia de las conciliaciones remitidas por el prestador, en el desarrollo de la presente evaluación integral.
- Información procedente del sistema comercial empleado por el prestador.
- Información reportada en el SUI a corte del 11 de septiembre de 2024.

Al realizar el contraste de la información, se encontraron presuntas diferencias entre la información de las mencionadas fuentes frente a lo reportado en el Sistema Único de Información – SUI. Lo anterior plantea una asimetría de la información reportada en el SUI, respecto a las conciliaciones remitidas al Minenergía, así como del sistema comercial empleado por el prestador titulado Sistema de Administración Comercial -SAC, principalmente en la variable “Subsidios Otorgados” “Contribuciones Facturadas” y “Giros Recibidos”.

A continuación, en la Figura 28, se muestra la información de subsidios y contribuciones del prestador conforme a las tres fuentes de información mencionadas anteriormente.

Figura 28. Información de subsidios otorgados reportada por CHEC S.A. E.S.P. BIC, en el SUI para la vigencia 2023 en el mercado CALDAS.



Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP (Sistema Comercial y Conciliaciones MME)

Tal como se observa en la Figura 28, el prestador presenta similitud en la información remitida conforme al sistema comercial empleado “Sistema de Administración Comercial -SAC” y las conciliaciones remitidas al Ministerio de Minas y Energía – Minenergía; sin embargo, al contrastar esta información con lo reportado en el SUI, se presenta variación en estas fuentes de información, estas diferencias se detallan a continuación:

En subsidios otorgados se presenta una diferencia respecto al sistema comercial que emplea el prestador de \$ 117.573.745. Siendo mayor la información reportada en el SUI del formato TC2 por valor de \$127.539.652.176.

Respecto a las contribuciones facturadas, ocurre el caso contrario, es decir, las diferencias respecto de la información reportada en el SUI y la remitida producto del sistema comercial del prestador corresponde a: -\$ 1.733.843.912, siendo mayor el valor del sistema comercial del prestador (SAC) en un 4,5% que lo reportado en el SUI. Situación que amerita ser sustentada por el prestador.

Ahora bien, durante el desarrollo de la evaluación integral, se dejó dentro de los compromisos revisar y sustentar y/o reversar los valores reportados en el SUI en los formatos de facturación debido a las diferencias encontradas en los siguientes formatos:

- TC2. Facturación a Usuarios.
- S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES.
- S2. Giros Recibidos y Efectuados.

A continuación, se presenta la información del SUI de la variable “Subsidios Otorgados” y “Contribuciones Facturadas” conforme a lo reportado por el prestador.

En la Tabla 26 Se muestra información tomada del formato TC2, que para el caso de subsidios corresponde a las variables: **21. Valor Subsidio Usuario (\$), 22. Valor Refacturación del Subsidio Usuario (\$)** del citado formato de acuerdo con la Res. SSPD No. 12515 de 2021.

Tabla 26. Información de subsidios otorgados reportada por CHEC S.A. E.S.P. BIC, en el SUI para la vigencia 2023 en el mercado CALDAS.

Año	Periodo	Subsidios Otorgados
2023	1	9.788.469.694
2023	2	9.425.277.568
2023	3	9.713.914.906
2023	4	9.863.256.816
2023	5	10.317.166.983
2023	6	10.354.146.695
2023	7	10.673.271.082
2023	8	10.454.395.370
2023	9	10.894.641.693
2023	10	10.706.047.591
2023	11	12.565.354.076
2023	12	12.783.709.702

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC2 (11/09/2024)

En cuanto a contribuciones facturadas, se presenta en la Tabla 27 la información del SUI de la variable “Contribuciones Facturadas”:

Tabla 27. Información de contribuciones facturadas reportada por CHEC S.A. E.S.P. BIC, en el SUI para la vigencia 2023 en el mercado CALDAS.

Año	Periodo	Contribuciones Facturadas
2023	1	2.831.572.740
2023	2	2.883.416.886
2023	3	2.916.582.111
2023	4	2.984.960.627
2023	5	3.069.326.068
2023	6	3.040.909.820
2023	7	3.181.610.993
2023	8	2.311.530.200
2023	9	3.131.314.834
2023	10	3.093.123.752
2023	11	3.890.571.790
2023	12	3.892.309.750

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC2. (11/09/2024)

Valga considerar que en el formato TC2 los valores de contribuciones facturadas consideradas en el ejercicio de validación corresponden a los campos **26. Valor de la Contribución (\$)** y **27. Valor Refacturación de la Contribución (\$)** del citado formato de acuerdo con la Res. SSPD No. 12515 de 2021.

De la anterior información presentada para Subsidios Otorgados y Contribuciones Facturadas, se consolidó la información y a continuación, se presenta los datos por trimestre contenidos en la Tabla 28 y Tabla 29, de la siguiente forma:

Tabla 28. Información reportada en el SUI de los diferentes componentes de Subsidios y Contribuciones analizados contrastando la información comercial de la ESP 2023.

PERIODO	TC2	S1	TC2	S1	S1	S10	S1	S10	S1	S2	S1	S2
	SUBSIDIOS OTORGADOS(\$)	SUBSIDIOS OTORGADOS(\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
T1	\$ 28.927.662.168	\$ 28.894.989.847	\$ 8.631.571.737	\$ 8.798.005.585	\$ 11.243.324	\$ 11.243.324	\$ 13.485.448	\$ 13.485.448	\$ 31.723.984.683	\$ 31.749.503.723	\$ 0	\$ 0
T2	\$ 30.534.570.494	\$ 30.503.904.110	\$ 9.095.196.515	\$ 9.343.990.821	\$ 9.844.144	\$ 9.844.144	\$ 14.068.171	\$ 14.068.171	\$ 17.416.065.600	\$ 17.483.646.318	\$ 0	\$ 0
T3	\$ 32.022.308.145	\$ 32.002.008.439	\$ 8.624.456.027	\$ 9.660.387.415	\$ 8.448.927	\$ 8.448.927	\$ 19.220.807	\$ 19.220.807	\$ 33.066.654.861	\$ 33.114.568.092	\$ 0	\$ 0

PERIODO	TC2	S1	TC2	S1	S1	S10	S1	S10	S1	S2	S1	S2
	SUBSIDIOS OTORGADOS(\$)	SUBSIDIOS OTORGADOS(\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)	CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
T4	\$ 36.055.111.369	\$ 36.021.661.499	\$ 10.876.005.292	\$ 11.191.934.488	\$ 15.003.657	\$ 15.003.657	\$ 31.343.145	\$ 31.343.145	\$ 9.021.121.416	\$ 9.061.775.055	\$ 0	\$ 0

Fuente: Elaboración propia datos SUI

Tabla 29. Información aportada por el prestador para la vigencia 2023.

INFORMACIÓN REMITIDA POR EL PRESTADOR EN DESARROLLO DE LA EVALUACIÓN INTEGRAL									
PERIODO				SUBSIDIOS OTORGADOS(\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)	CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
T 1	T 2	T 3	T 4						
X				\$ 28.894.989.847	\$ 8.798.005.585	\$ 11.243.324	\$ 13.485.448	\$ 31.723.984.683	\$ 0
	X			\$ 30.503.904.110	\$ 9.344.557.758	\$ 9.844.144	\$ 14.068.171	\$ 17.408.104.024	\$ 0
		X		\$ 32.001.522.975	\$ 9.660.387.415	\$ 8.448.927	\$ 19.220.807	\$ 33.066.654.861	\$ 0
			X	\$ 36.021.661.499	\$ 11.191.700.244	\$ 15.003.657	\$ 31.343.145	\$ 9.026.751.677	\$ 0

Fuente: Elaboración propia datos remitidos por el prestador.

Del anterior ejercicio de comparación, se obtuvieron las diferencias que se presentan en la Tabla 30, que corresponden a montos que en algunos meses son más significativos en comparación con otros meses de la misma anualidad, como es el caso del tercer trimestre de 2023, en el cual se aprecia una diferencia en la variable de Subsidios Otorgados reportada en el TC2 de: \$ 20.785.170 y en el S1 para esa misma variable de: \$ 485.464 (siendo mayor el valor reportado en el SUI), en cuanto a Contribuciones Facturadas en el TC2 presenta una diferencia de: -\$ 1.035.931.388 (siendo menor el valor reportador en el SUI).

En cuando a los demás trimestres, las diferencias se presentan principalmente en lo reportado en el formato TC2 y aunque no son significativas respecto al total de los subsidios otorgados y de las contribuciones facturadas, representan diferencias y asimetrías en la información sobre el sistema oficial para el reporte por parte de los prestadores respecto a la información de los servicios públicos prestados.

Situación por la cual, se requiere que el prestador se pronuncie sobre esta asimetría de la información que se requiere sea ajustada y que es extensiva también para la vigencia 2022.

Tabla 30. Consolidado de las diferencias presentadas por formato frente a la información del sistema comercial del prestador para la vigencia 2023.

PERIODO				TC2	S1	TC2	S1	S1 vs S10	S1 vs S10
T 1	T 2	T 3	T 4	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)
X				\$ 32.672.321	\$ 0	-\$ 166.433.848	\$ 0	\$ 0	\$ 0
	X			\$ 30.666.384	\$ 0	-\$ 249.361.243	-\$ 566.937	\$ 0	\$ 0
		X		\$ 20.785.170	\$ 485.464	-\$ 1.035.931.388	\$ 0	\$ 0	\$ 0
			X	\$ 33.449.870	\$ 0	-\$ 315.694.952	\$ 234.244	\$ 0	\$ 0

Fuente: Elaboración propia datos remitidos por el prestador.

Llama la atención las diferencias presentadas en los trimestres 1° y 4° de subsidios otorgados por valores de \$ 32.672.321 y \$33.449.870 respectivamente, y contribuciones por valor de - \$ 1.035.931.388, que relejan la necesidad de establecer medidas de control sobre la información reportada al SUI y la remitida a través de las conciliaciones al MME como administrador del fondo.

De igual forma, se procedió a contrastar las variables relacionadas con giros recibidos y efectuados, obteniendo los siguientes resultados mostrados en la Tabla 31:

Tabla 31. Consolidado de las diferencias presentadas por formato relacionada con los giros recibidos SUI frente a la información del sistema comercial del prestador para la vigencia 2023

PERIODO				S1	S2	S1	S2
T 1	T 2	T 3	T 4	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)
X				\$0	\$ 25.519.040	\$0	\$0
	X			\$ 7.961.576	\$ 75.542.294	\$0	\$0
		X		\$0	\$ 47.913.231	\$0	\$0
			X	-\$ 5.630.261	\$ 35.023.378	\$0	\$0

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

En cuanto a la información de los giros recibidos y giros realizados, se evidencian diferencias tanto en el formato S1 para los trimestres dos y cuatro, como el formato S2 para los cuatro trimestres de 2023.

Debido al monto que representan, para el segundo trimestre conforme a lo reportado en el formato S1, la diferencia es de: \$ 7.961.576, lo que equivale a que lo reportado en las conciliaciones remitidas al MinEnergía, es inferior a los valores reportados al SUI.

En lo que respecta al formato S2, debido al monto que representa, el segundo trimestre es la diferencia más llamativa por valor de \$ 75.542.294, al igual que con el formato S1, lo que representa es que las conciliaciones remitidas al MinEnergía, para giros recibidos son inferiores a los valores reportados en el SUI.

Es de aclarar que, este ejercicio comparativo tuvo alcance para la vigencia 2022, donde en reunión virtual con el prestador se ilustró sobre las diferencias de la información en cada una de las variables analizadas, evidenciando igualmente, las diferencias en la información de las variables “Subsidios Otorgados”, “Contribuciones Facturadas” con diferencias numéricas superiores en algunos casos respecto de lo evidenciado en el 2023, con mayor incidencia en la información del formato TC2; diferencias en la variable “Giros Recibidos” para los cuatro trimestres del 2022 en los formatos S1 y S2.

Como se observa en las respectivas Tabla 28, Tabla 29 y Tabla 30 para todos los trimestres de la vigencia 2023, se presentan diferencias del formato TC2 en las variables subsidios otorgados y contribuciones facturadas; sin embargo, tienen mayor impacto económico las contribuciones facturadas, dado el valor que representan de las diferencias, esta situación es extensiva también para la vigencia 2022.

En cuanto al formato de resumen contable S1, se presentan diferencias en las variables de “Subsidios Otorgados” y “Contribuciones Facturadas” (segundo, tercer y cuarto trimestre) y “Giros recibidos” para el segundo y cuarto trimestre del 2023. Estas diferencias son positivas y negativas dependiendo los trimestres y variables antes mencionadas.

Sobre este aspecto, se concluye que el prestador presenta diferencias en la información del sistema comercial para las variables que se relacionan con subsidios otorgados, contribuciones facturadas y, giros recibidos, situación que tendrá que ser evaluada por el prestador, puesto que la información no es concordante y consistente con lo reportado a este ente de vigilancia a través del SUI.

Si bien, durante el desarrollo del espacio establecido para auditar el FSSRI, el prestador manifestó que las diferencias principalmente obedecen a la dinámica de conciliación trimestral

con el MinEnergía, en el que se pueden generar ajustes; sin embargo, no se están realizando sobre el SUI previamente reportado.

5.2.11.2. Análisis de suscriptores sujetos a subsidios o contribución.

En el ejercicio de la evaluación integral, se analizó el número de suscriptores beneficiarios de subsidios por pertenecer a los estratos residenciales 1, 2 y 3 y los suscriptores y usos objeto de contribución.

Para el caso que nos ocupa, se tomó como fuente de información la contenida en el formato TC1 sobre el número de suscriptores y la información aportada por el prestador en el marco de la evaluación integral proveniente de su sistema comercial SAC.

Las diferencias presentadas de suscriptores en las vigencias 2022 y 2023 se muestran a continuación en la Tabla 32 y Tabla 33:

Tabla 32. Diferencias presentadas para la vigencia 2022 sobre el número de usuarios por estrato/sector conforme a lo reportado en el formato TC1.

Estrato/mes	AÑO 2022											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Estrato 1	-27.485	-27.296	-27.748	-27.538	-27.893	-27.036	-28.106	-27.065	-27.957	-27.326	-28.228	-27.929
Estrato 2	-32.800	-39.931	-33.001	-40.174	-31.125	-41.420	-30.976	-40.967	-32.111	-40.176	-33.262	-40.653
Estrato 3	-7.820	-7.721	-7.474	-7.702	-7.329	-7.636	-7.268	-7.612	-7.287	-7.644	-7.436	-7.673
Estrato 5	781	795	740	992	672	799	768	976	1.104	1.341	1.134	1.164
Estrato 6	871	1.207	784	1.734	652	1.227	973	1.481	1.461	2.070	1.343	1.716
Comercial	9.326	7.974	9.275	9.613	9.672	9.723	9.983	9.473	10.139	10.646	10.724	10.377
Industrial	76	15	35	126	74	105	99	41	62	-295	-391	-336
Provisional	-269	-385	-342	-303	-332	-368	-237	-277	-314	-401	-358	-339

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC1 (11/09/2024) – ESP

Tabla 33. Diferencias presentadas para la vigencia 2023 sobre el número de usuarios por estrato/sector conforme a lo reportado en el formato TC1.

Estrato/mes	AÑO 2023											
	01	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Estrato 1	-28.390	-27.656	-29.701	-26.623	-29.944	-26.757	-29.919	-26.912	-30.236	-27.207	-30.481	-27.410
Estrato 2	-33.162	-40.668	-34.973	-39.537	-35.183	-39.863	-35.283	-40.130	-35.541	-40.208	-35.595	-40.211

Estrato/mes	AÑO 2023											
	01	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Estrato 3	-7.603	-7.501	-7.544	-7.801	-8.123	-8.629	-8.391	-8.626	-8.173	-8.283	-8.300	-8.676
Estrato 5	815	1248	1173	1206	1110	1463	928	1073	954	1.327	1.172	1.254
Estrato 6	746	1.737	1288	2.175	1168	2.270	992	1.603	1.043	1.832	1.236	1.836
Comercial	8.974	9.605	10.534	10.102	10.156	9.743	8.940	9.114	9.193	9.600	10.145	9.454
Industrial	-347	-310	-363	-407	-365	-435	-419	-402	-403	-403	-394	-376
Provisional	-302	-435	-318	-406	-358	-349	-371	-392	-401	-393	-391	-387

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC1 (11/09/2024) - ESP

De conformidad con la Tabla 32 y Tabla 33, se concluye que las diferencias presentadas parten de la información remitida por el prestador conforme a su sistema comercial y contrastar de cara a lo reportado en el SUI; en este sentido, las diferencias positivas indican que el prestador reportó un menor número de usuarios en el SUI en comparación con el número de usuarios allegados como producto de la presente evaluación integral.

Por el contrario, las diferencias negativas indican que el SUI registró un mayor número de usuarios que los allegados por el prestador.

Evidenciando que todos los meses de las anualidades 2022 y 2023, presentan diferencias positivas o negativas en los estratos residenciales y usos no residenciales, es así que las diferencias negativas, es decir mayor número de suscriptores reportados en el SUI se presentan en los estratos 1, 2 y 3, siendo el estrato 2 el que presenta mayores diferencias en los suscriptores reportados durante las dos anualidades revisadas.

Igualmente, respecto al uso provisional, se presenta la misma tendencia antes descrita, y para el uso industrial, se observa que a partir de octubre de 2022 y en lo corrido del 2023, la diferencia se tornó negativa, es decir, un mayor número de usuarios reportados en el SUI que los allegados por el prestador.

Para los usuarios pertenecientes a los estratos 5 y 6 residencial y no residencial uso comercial, la diferencia para estas dos vigencias es positiva, lo que conlleva a un mayor número de suscriptores que aporta el prestador en calidad de la presente evaluación integral con relación

a los reportados en el SUI. Siendo mayor la diferencia en los usuarios pertenecientes al uso comercial.

Dadas las diferencias presentadas, descritas anteriormente, se requiere que el prestador sustente los motivos por los cuales se presenta esta situación y proceda con el respectivo trámite a lugar, a fin de solicitar la reversión de la información para su posterior reporte.

5.2.11.3. Análisis de suscriptores beneficiarios del descuento y/o exención tributaria

Se procedió a verificar la información allegada con lo reportado en el SUI, y empleando un ejercicio de verificación directamente en el sistema comercial del prestador, obteniendo los siguientes resultados que se ilustran en la Tabla 34:

Tabla 34. Resultado de contrastar la información comercial aportada por el prestador y lo reportado en el SUI formato S6 para 2022-2023.

Tipo Usuario	Formato S6	Prestador Evaluación Integral	Registros No repetidos	No coincidencias
2.022	4.689	4.691	783	14
2.023	4.691	8.682	993	10

Fuente: Elaboración propia datos SUI (11/09/2024) - ESP

Para la obtención de los datos presentados, se tuvo en cuenta la información de los NIU no repetidos de las bases extraídas del SUI para la vigencia 2023, siendo extensiva para la vigencia 2022.

Para el caso de la información aportada por el prestador en el desarrollo de la presente evaluación integral, se encuentra que, para la vigencia 2022, presenta 783 usuarios que ostentan la condición de exentos de tributo, de los cuales no concuerda el código de la actividad económica principal aportado con el reportado en SUI para 14 NIU, esta misma situación se presenta para la vigencia 2023, con 993 usuarios exentos de tributo con diferencias en su actividad económica principal para 10 NIU.

Valga señalar que este ejercicio se corroboró con el sistema comercial del prestador “SAC” sobre las diferencias presentadas, corroborando que lo allegado por el prestador se encuentra acorde con su sistema comercial; sin embargo, presuntamente reportaron en el SUI la actividad económica secundaria y no la actividad económica primaria como lo establece el estatuto tributario.

De otra parte, se procedió a verificar la información recibida con el formato TC1.

Caracterización de Usuarios, con la finalidad de establecer la clasificación dada a los usuarios que bajo exención tributaria deben ser caracterizados de esta forma en el inventario de usuarios, que permite identificar los mismos a nivel de Operador de Red.



Como se muestra en la Tabla 35, en donde se identifica presuntos errores de información: en primera instancia, existen usuarios que están reportados en el SUI para la vigencia 2022 y 2023 como exentos, pero en la clasificación dada a los suscriptores exceptuados de tributo, no se tuvo en cuenta en el reporte del TC1, la condición especial que establece la variable “17. Condiciones Especiales” de ese formato, para 14.844 y 20.427 registros en las vigencias 2022 y 2023, diferentes a la condición “Contribuyente exento”. Situación que denota presuntas fallas en el reporte de información al SUI.

Tabla 35. Resultado de contrastar la información comercial aportada por el prestador y lo reportado en el SUI formato S6 y TC1 para 2022 - 2023.

Tipo Usuario	Registros cruce TC1 vs S6	Condición Especial		
		Contribuyente Exento	Otras Condiciones	Ninguna
2022	22144	7300	209	14635
2023	30886	10459	242	20185

Fuente: Elaboración propia datos SUI (11/09/2024) - ESP

Llama la atención que para el 2022 de los registros reportados en el SUI correspondientes a 22.145, de conformidad con los NIUs reportados en el formato S6 cerca del 66% de los registros se clasificaron en el formato TC1 dentro de las condiciones especiales como “Ninguna”, y 209 registros se encuentran dentro de las siguientes condiciones especiales:

 <p>Superservicios</p>	<p>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</p>	 <p>SIGME</p>
--	---	---

Áreas Comunes, Patrimonio Histórico, Hogar Comunitario, Especial Educativo e Industrial Bombeo.

Caso similar se presenta para la vigencia 2023 con 30.886, de los cuales cerca del 65% se clasificaron en el formato TC1 dentro de las condiciones especiales como “Ninguna”, y 242 registros se encuentran dentro de las siguientes condiciones especiales: Áreas Comunes, Patrimonio Histórico, Hogar Comunitario, Especial Educativo e Industrial Bombeo, siendo reportados con únicamente 10.459 bajo la modalidad de Contribuyente Exento.

Por lo que, se requiere al prestador para que informe los mecanismos de control que establecerá, con la finalidad de evitar que estas situaciones se presenten, toda vez que, es pertinente la coherencia entre formatos y de identificar un usuario que puede cumplir dos condiciones especiales al mismo tiempo, deberá primar la condición especial de “Contribuyente exento” de tratarse de un usuario con exención tributaria.

En este sentido, dadas las asimetrías en la información reportada frente a la información allegada por el prestador, éste deberá realizar las sustentaciones a lugar y proceder con la reversión de la información reportada en el SUI para las vigencias 2022 y 2023, siendo extensiva esta revisión a la vigencia 2024.

Así mismo, en el caso de presentar usuarios que no cumplan con la normatividad legal vigente⁵ y que estén siendo acreedores de exención tributaria, el prestador deberá calcular el impacto financiero de las contribuciones dejadas de cobrar y efectuar los ajustes respectivos con el MinEnergía quien funge como el administrador del FSSRI, teniendo en cuenta su condición de agente recaudador de la contribución solidaria.

⁵ Registro Único Tributario (RUT) en los códigos 011 a 360, 411 a 439 y 581 de la Resolución 139 de 2012, expedida por la UAE - Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, DIAN.
Así como de la exención de contribución de la que indica el Artículo 40 de la Ley 2068 de 2020 y Ley 2155 de 2021.

5.2.11.4. Comentarios adicionales

Durante la visita se realizó el ejercicio de verificación de la aplicación de la estratificación socioeconómica, consagrada en el numeral octavo del artículo 14 de la Ley 142 de 1994 que define la estratificación socioeconómica así: 'la clasificación de los inmuebles residenciales de un municipio, que se hace en atención a los factores y procedimientos que determina la ley'. (...).

Y que, en el marco de dicha Ley, define el conjunto de preceptos que regulan el sistema de contribuciones y subsidios, concebidos como herramientas de intervención estatal para promover la solidaridad y la redistribución de ingresos dentro de la estructura tarifaria. Para tal fin, esta normativa estableció la creación de aportes conocidos como contribuciones de solidaridad y subsidios, basándose en la variación de las tarifas de los servicios públicos según los estratos socioeconómicos. Esto se alinea con la capacidad económica de cada grupo de usuarios, con el objetivo de destinar recursos económicos a la cobertura de los servicios públicos domiciliarios en sectores de bajos ingresos, que, de tratarse en condiciones de mercado, no tendrían acceso a los servicios públicos.

En este sentido, se realizó una muestra aleatoria contrastando la información reportada por las alcaldías de estratificación y la reportada por el prestador en el formato TC1 y TC2, encontrando presuntas diferencias en los estratos y usos aplicados por el prestador respecto a la información de las alcaldías, a lo cual se le solicitó al prestador realizar la revisión, sustentar los motivos por los cuales se pueden presentar estas presuntas diferencias de información sobre 364.873 registros.

De igual forma, se requirió mediante los compromisos establecidos en el Acta No.1 del 12 al 14 de agosto de 2024, en el compromiso No. 42 la información relacionada con la participación del prestador en los Comités de Estratificación y Concurso Económico de los municipios en donde presta el servicio de energía; de lo anterior con la finalidad de verificar el funcionamiento de los comités y la participación del prestador en la aplicación de la estratificación.

Una vez se cuente con esta información, se procederán a realizar la revisión respectiva, a fin de establecer la aplicación de la estratificación a los usuarios atendidos por el prestador.

5.2.12. Subsidio Fondo de Energía Social - FOES

Por otro lado, en cumplimiento de las funciones de inspección, vigilancia y control asignadas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - Superservicios, teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 6 del Decreto 111 de 2012, y con el fin de verificar la aplicación del beneficio del fondo de Energía Social - FOES en la facturación de los usuarios ubicados en las Áreas Especiales (BS, ARMD y ZDG), se realizó un análisis de la información que reportó la empresa en el marco de la evaluación integral, y lo que se encuentra reportado en los diferentes formatos del SUI para la información relacionada a FOES y las áreas especiales.

Inicialmente es importante resaltar que la empresa presta servicio únicamente en el área especial catalogada como: Áreas Rurales de Menor Desarrollo (ARMD).

Así mismo, los recursos que se le asignaron en 2022, 2023 y lo corrido de 2024 a la empresa se encuentran en la siguiente Tabla 36:

Tabla 36. Resoluciones de aplicación FOES 2022 - 2023

Resolución MME	Fecha	Mes Consumo	FOES aprobado en \$/kWh
Res. 00718	1/04/2022	Cons Ene-22	\$ 59,53
Res. 00825	2/05/2022	Cons Feb-22	\$ 71,01
Res. 01008	9/06/2022	Cons Mar-22	\$ 67,79
Res. 01167	1/07/2022	Cons Abr-22	\$ 69,85
Res. 01273	26/07/2022	Cons May-22	\$ 68,41
Res. 01436	1/09/2022	Cons Jun-22	\$ 70,86
Res. 01529	27/09/2022	Cons Jul-22	\$ 70,42
Res. 01694	4/11/2022	Cons Ago-22	\$ 71,76
Res. 01838	5/12/2022	Cons Sep-22	\$ 24,29
Res. 00196	3/03/2023	Cons Oct-22	\$ 85,46
Res. 00275	30/03/2023	Cons Nov-22	\$ 87,88
Res. 00341	20/04/2023	Cons Dic-22	\$ 92,00
Res. 00481	31/05/2023	Cons Ene-23	\$ 92,00
Res. 00593	26/06/2023	Cons Feb-23	\$ 92,00
Res. 00745	31/07/2023	Cons Mar-23	\$ 92,00
Res. 00935	4/09/2023	Cons Abr-23	\$ 92,00
Res. 01059	29/09/2023	Cons May-23	\$ 92,00
Res. 01304	2/11/2023	Cons Jun-23	\$ 37,00

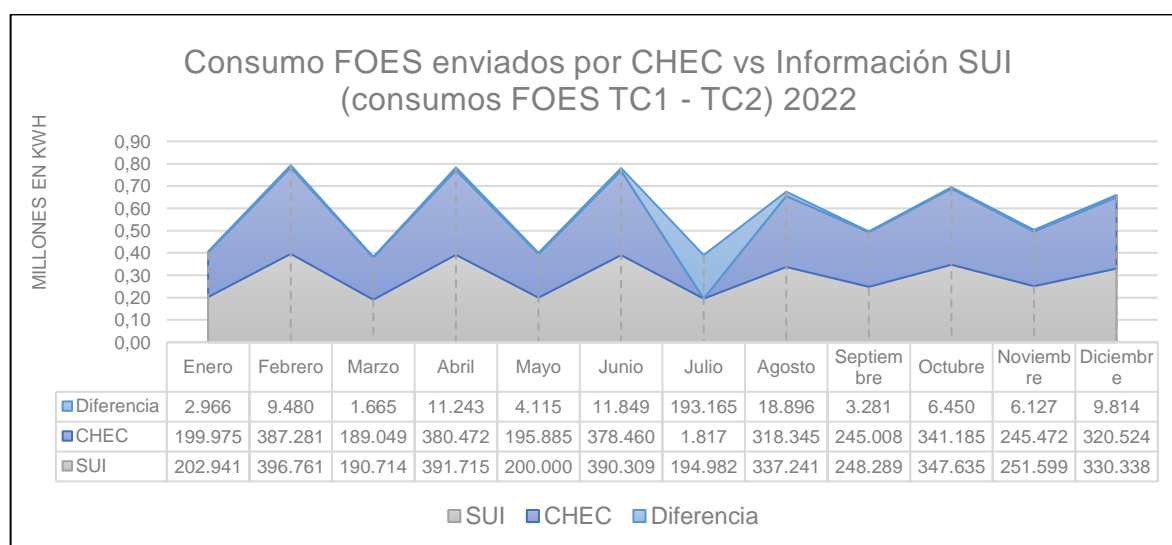
Resolución MME	Fecha	Mes Consumo	FOES aprobado en \$/kWh
Res. 01493	27/11/2023	Cons Jul-23	\$ 37,00
Res. 01568	11/12/2023	Cons Ago-23	\$ 37,00
Res. 01573	11/12/2023	Cons Sep-23	\$ 37,00
Res. 01717	26/12/2023	Cons Oct-23	\$ 13,08
Res. 00170	23/02/2024	Cons Nov-23	\$ 74,24
Res. 00197	7/03/2024	Cons jul-23 y Sep 23	\$ 37,00
Res. 00390	3/05/2024	Cons Dic-23	\$ 71,90
Res. 00476	27/05/2024	Cons Ene -24	\$92,00
Res. 00684	8/07/2024	Cons Feb - 24	\$ 92,00

Fuente: Elaboración propia a partir de lo publicado por el MME a corte del 05/09/2024

De lo anterior, se concluye que no se presentan giros pendientes para las anualidades 2022 y 2023 por concepto de FOES.

De otra parte, conforme a la información recibida, las áreas especiales tuvieron un consumo sujeto de FOES de 3.203.473 kWh en 2022, esta información varía respecto a lo reportado en el Sistema Único de Información SUI, el cual tiene un total de 3.482.524 kWh, esta variación se presenta en todos los meses, sin embargo, el que mayor diferencia muestra corresponde al mes de julio de 2022, con una diferencia de 193.165 (siendo mayor lo reportado en el SUI, que la información allegada), tal como se muestra en la Figura 29:

Figura 29. Consumos FOES enviados por CHEC S.A. E.S.P. BIC S.A E.S. P. BIC., y Consumo FOES TC1 -TC2 2022

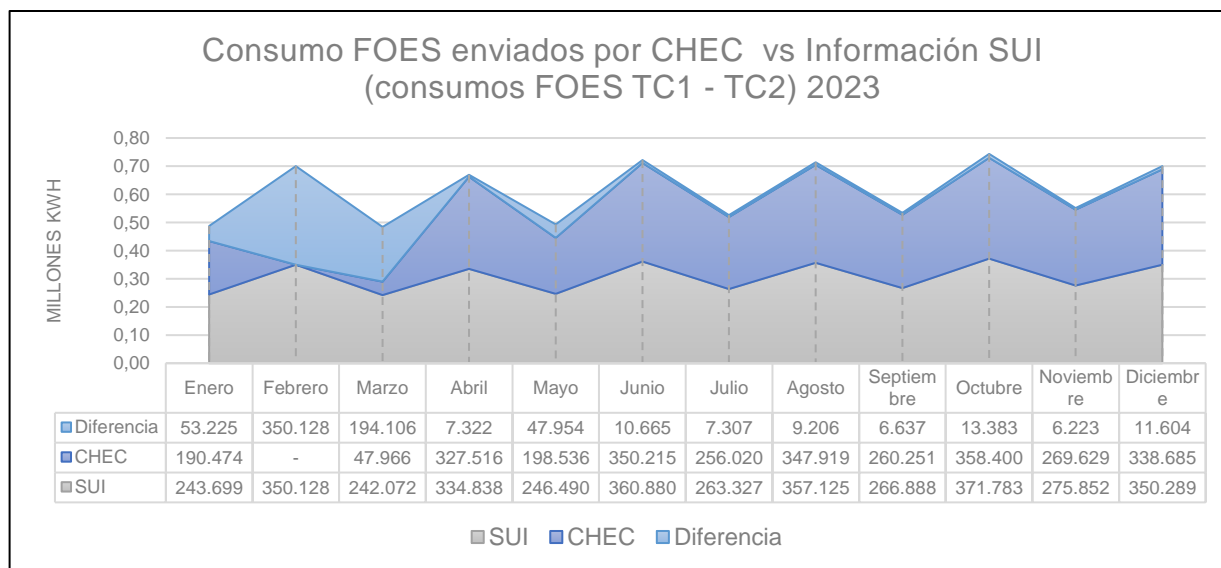


Fuente: Elaboración propia datos SUI (11/09/2024) – ESP

Para el 2023, de conformidad con la información aportada, las áreas especiales tuvieron un consumo sujeto de FOES de 2.945.611 kWh frente a lo reportado en el SUI correspondiente a 3.663.371 kWh, siendo mayor la diferencia entre estas dos fuentes de información.

Situación que debe revisarse, toda vez que para el mes de febrero no se presentan consumos, de conformidad con la información allegada por el prestador; de otra parte, los meses con mayores diferencias corresponden a enero, marzo y mayo con diferencias de 53.225 kWh, 350.128 kWh y 47.954 kWh, respectivamente. Esta información se puede apreciar en la Figura 29 y Figura 30.

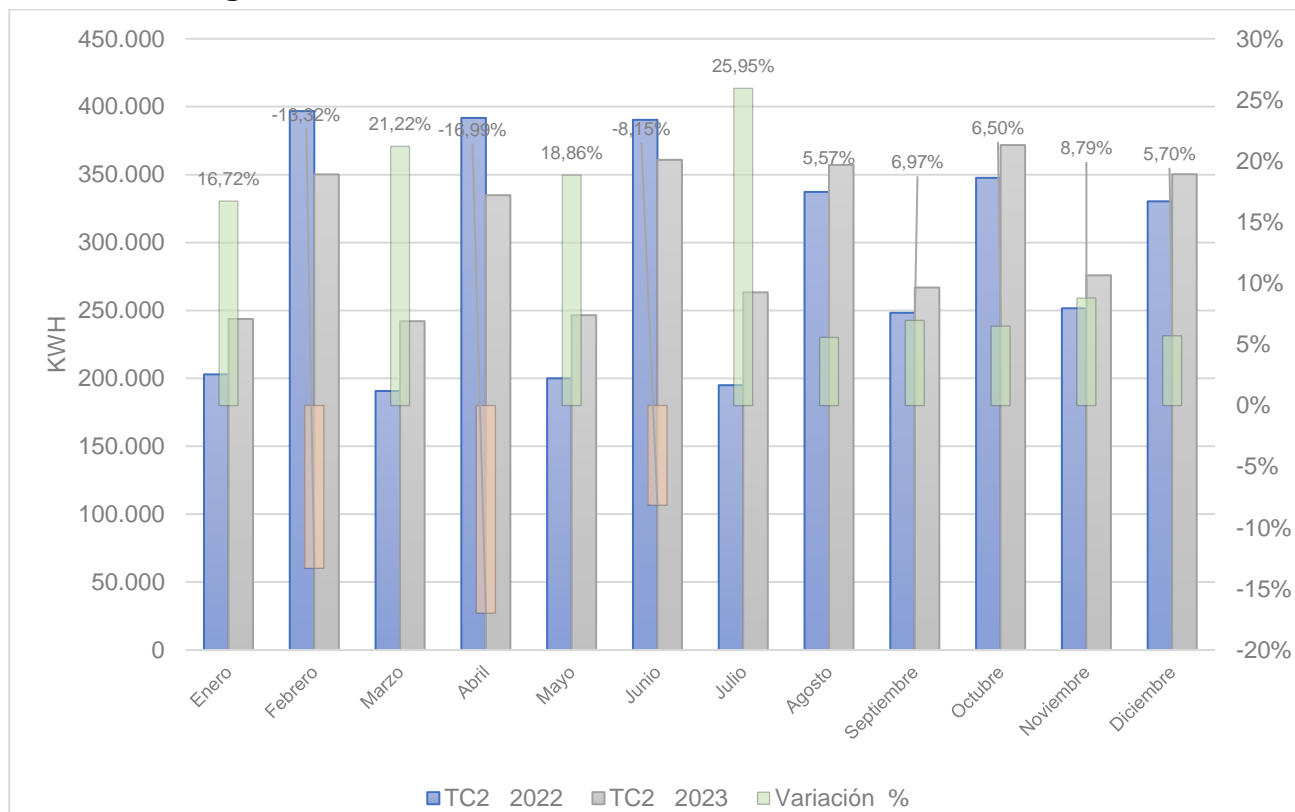
Figura 30. Consumos FOES enviados por CHEC S.A. E.S.P. BIC, y Consumo FOES TC1 -TC2 2023



Fuente: Elaboración propia datos SUI (11/09/2024) – ESP

La variación presentada de 2022 a 2023 respecto a lo indicado por el prestador mediante la información recibida, corresponde al -8,05% y frente a lo reportado en el SUI corresponde al 5,19%. Ver Figura 31, donde se grafican las diferencias porcentuales presentadas:

Figura 31. Consumos FOES TC2 CHEC S.A. E.S.P. BIC., 2022-2023

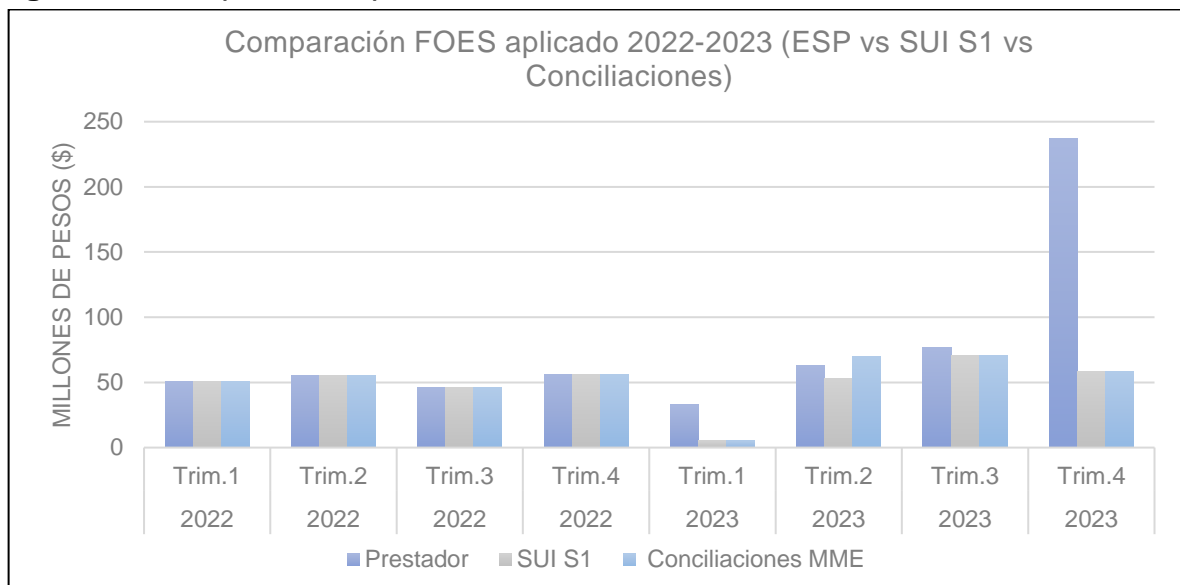


Fuente: Elaboración propia datos formato TC2 SUI (11/09/2024) – ESP

Por otro lado, dentro de los aspectos más importantes en esta validación, está la aplicación que la empresa le ha dado a los recursos FOES que le asigna el Ministerio de Minas y Energía.

A continuación, se ilustra las diferencias de la información al contrastarse la información del sistema comercial del prestador, lo reportador en el SUI y las conciliaciones remitidas al Ministerio en la Figura 32:

Figura 32. Comparación aplicación FOES 2022-2023 CHEC S.A. E.S.P. BIC, S1 SUI

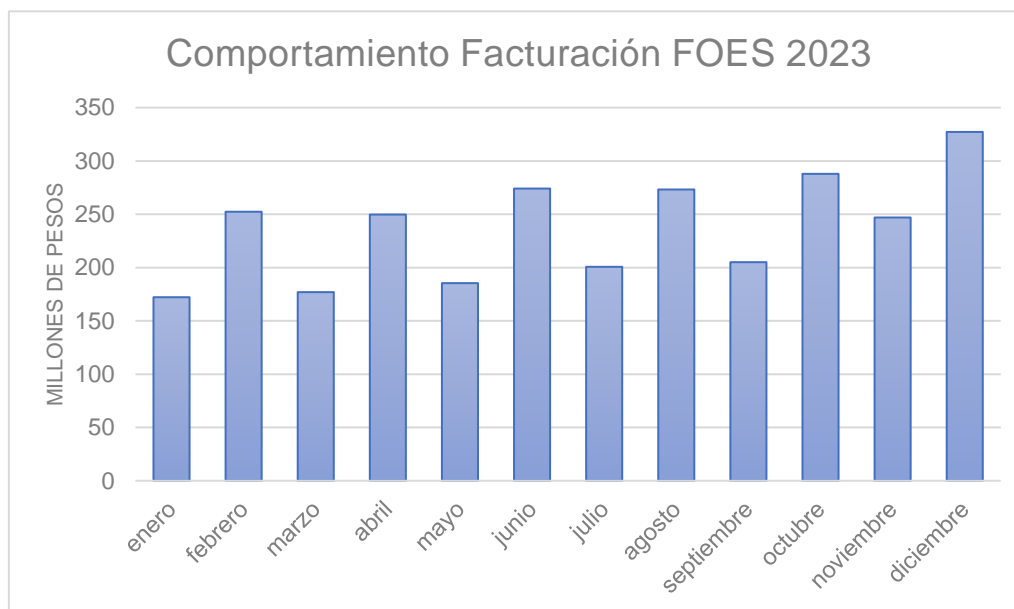


Fuente: Elaboración propia datos formato S1 SUI (11/09/2024) - ESP

En lo que respecta al FOES aplicado se tomó como referencia el reporte del formato S1, lo remitido por el prestador y la información de las conciliaciones del MinEnergía, encontrando un comportamiento estable en los trimestres I, II y IV durante la anualidad 2022; sin embargo, con variaciones principalmente de la información suministrada por el prestador respecto de la información del SUI y la remitida al MinEnergía mediante las conciliaciones, a excepción del II trimestre de 2023, que presenta diferencias para las tres fuentes de información. Llama la atención la asimetría marcada que se presenta entre la información remitida por el prestador respecto a las otras fuentes de información, si se considera que la diferencia equivale a \$27.160.618 y \$178.503.220 para los trimestres I y IV de la vigencia 2023, siendo mayor los valores aportados por el prestador para dichos trimestres.

Esta situación deberá ser revisada por el prestador, dada la presunta inconsistencia de información y allegar las respectivas sustentaciones a lugar.

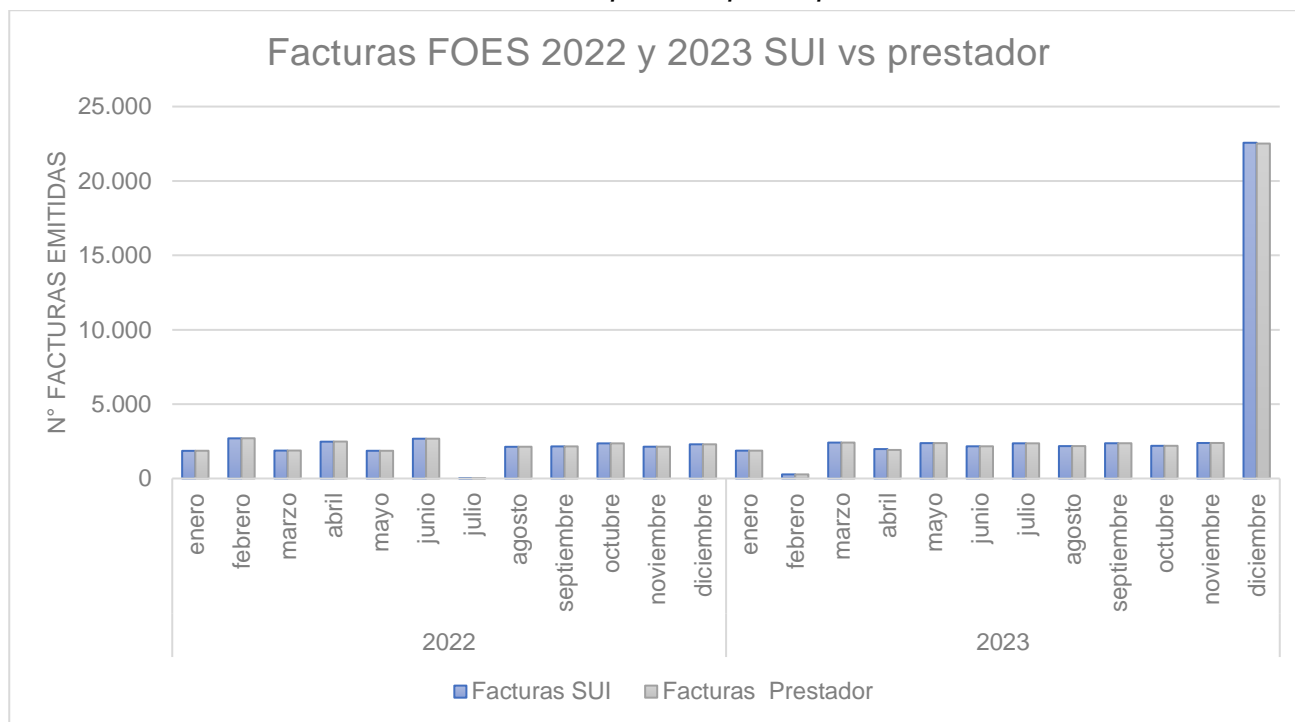
Figura 33. Comportamiento de la facturación total – facturación FOES 2023



Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC1 – TC2 (11/09/2024) - ESP

De igual forma, se observa en la Figura 33 que la variable “Valor Facturado” por concepto FOES presenta unas variaciones irregulares, accidentales o residuales, lo que genera un incremento considerable para los meses de febrero, abril, junio, agosto, octubre y diciembre respecto a los demás meses de la anualidad 2023, siendo la facturación total FOES de \$ 2.851.368.408.

Figura 34. Diferencia de facturas emitidas FOES 2023 reportadas en el formato S1 SUI y la información aportada por el prestador.



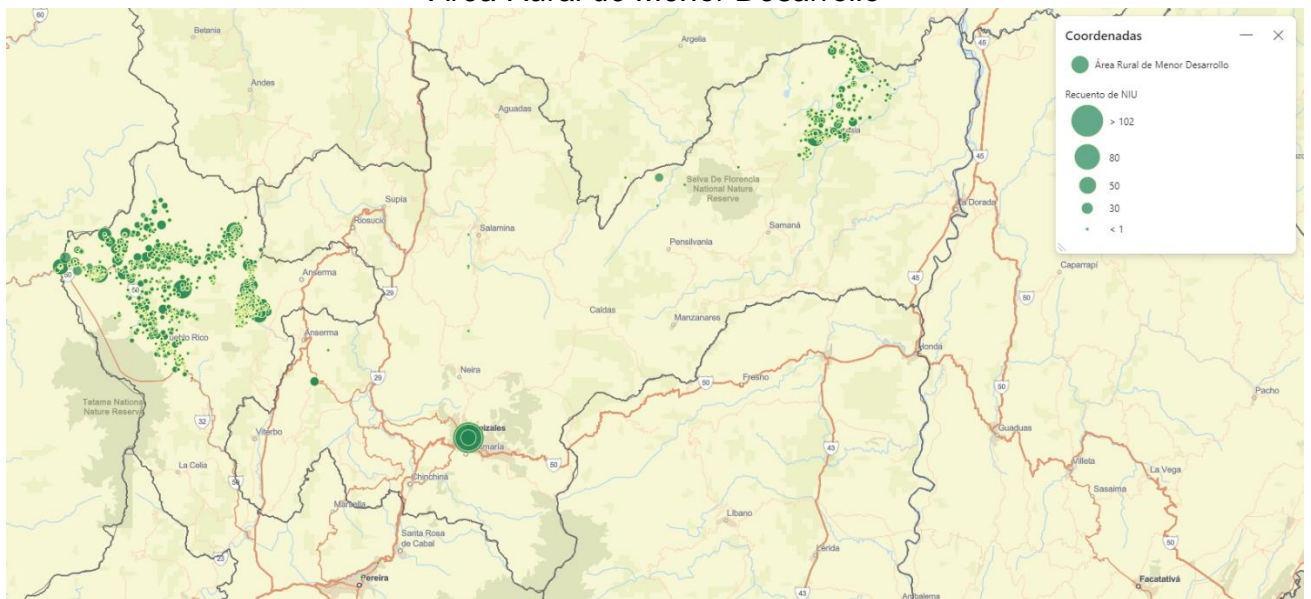
Fuente: Elaboración propia datos formato S1- SUI (11/09/2024) – ESP

Respecto a las facturas emitidas se observan diferencias para las dos vigencias analizadas siendo mayores en el 2022 y en el 2023, pese a que las diferencias son menores se observa, que en el mes de abril la diferencia es negativa, lo que equivale que en un 3% mayor el número de facturas emitidas por el prestador conforme a la información recibida en comparación con la reportada en el SUI.

Adicionalmente, para el mes de diciembre de esa vigencia, el comportamiento es atípico ya que se incrementa considerablemente a 22.566 la información allegada por el prestador y 22.512 la reportada en el SUI, situación que amerita ser aclarada, toda vez que, su comportamiento respecto al diciembre de 2022, supera la cantidad de factura emitidas como se ilustra en la Figura 34.

De otra parte, continuando con el análisis, y como se mencionó anteriormente, la empresa cuenta con un tipo de área especial correspondiente a Área Rural de Menor Desarrollo la cual se geoespacializa como se muestra en la Figura 35:

**Figura 35. Mapa Clustering Geoespacial del área especial – Formato TC1:
Área Rural de Menor Desarrollo**



Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP



El mapa presenta la ubicación georeferenciada de la ubicación de los usuarios y su distribución de conformidad a los nodos donde se presenta mayor concentración de usuarios en Área Rural de Menor Desarrollo.

La cantidad de áreas especiales corresponden a las codificadas en la siguiente Tabla 37:

Tabla 37. Cantidad Áreas Especiales atendidas por CHEC S.A. E.S.P. BIC, Formato TC1.

Área rural de menor desarrollo	
Nombre	Código Área
Zona rural de Mistrato	1020
Zona rural de Pueblo Rico	1025
Zona rural de Norcasia	1070
Zona rural de Tadó	1075

Fuente: Elaboración propia datos SUI (11/09/2024) - ESP

 <p>Superservicios</p>	<p>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</p>	 <p>SIGME</p>
--	---	---

Adicionalmente, de la relación espacial y la codificación de áreas, señaladas en la tabla anterior, se encuentra que si bien es acorde la información de códigos de áreas especiales suministrados por el prestador con los reportados en los formatos TC1 y S4.

Al cruzar las variables del formato TC2 correspondiente a: 23 “Número de Facturas FOES” y 24 “Valor FOES Aplicado al Consumo Usuario (\$)” con relación al formato TC1 en la variable 19. “Código Área Especial” y S4 (sobre el Código de Área Especial) para las vigencias 2022 y 2023, se presentan usuarios que facturan FOES pero que no tienen código de área asignado, situación por la cual, se requiere que el prestador valore la presunta asimetría de información y aclare lo sucedido.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ajusta la redacción del compromiso No. 48 establecido en el Acta No. 1 del 12 al 14 de agosto de 2024, quedando en el presente documento enumerado como No. 7., a la espera de las sustentaciones a lugar por parte del prestador.

5.2.12.1. Comentarios adicionales

De manera general, se requiere pronunciamiento de parte del prestador, en cuanto a la presunta asimetría en la información reportada en el Sistema Único de Información SUI, (como canal oficial para el reporte de información de carácter suprainstitucional) y la empleada en su sistema comercial.

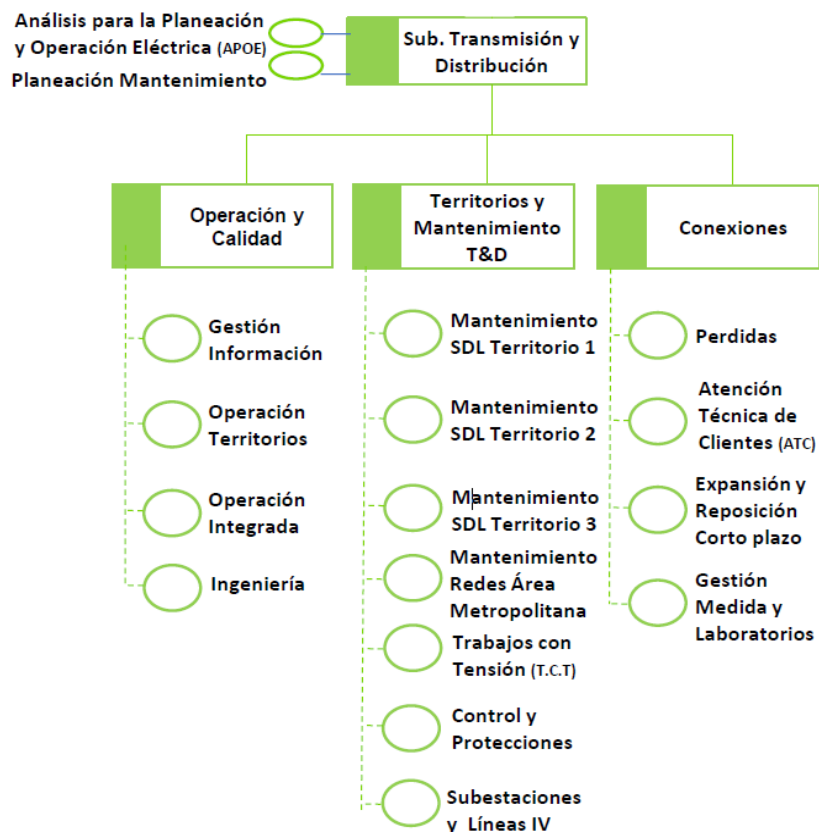
Este requerimiento se hace extensivo para todo el apartado relacionado con los subsidios provenientes de los fondos: FSSRI y FOES, así como considerar cada una de las observaciones plasmadas en el contenido de dichos apartados, dando las sustentaciones a lugar a esta Dirección Técnica y aclarando sobre las medidas a implementar para evitar la ocurrencia de las presuntas asimetrías de información descritas.

5.3 Aspectos Técnicos Operativos

5.3.1. Estructura organizacional de la Empresa

La estructura organizacional de CHEC S.A. E.S.P. BIC está encabezada por la Gerencia General, a la cual se encuentran asociadas 13 áreas y 2 Subgerencias, entre las cuales se encuentra la Subgerencia de Transmisión y Distribución, objeto principal de los análisis realizados en este capítulo. La estructura de esta subgerencia se presenta en la **Figura 36**, donde se encuentran asociadas tres áreas Operación y Calidad, Territorio y Mantenimiento y Conexión.

Figura 36 Organigrama Subgerencia de Transmisión y Distribución

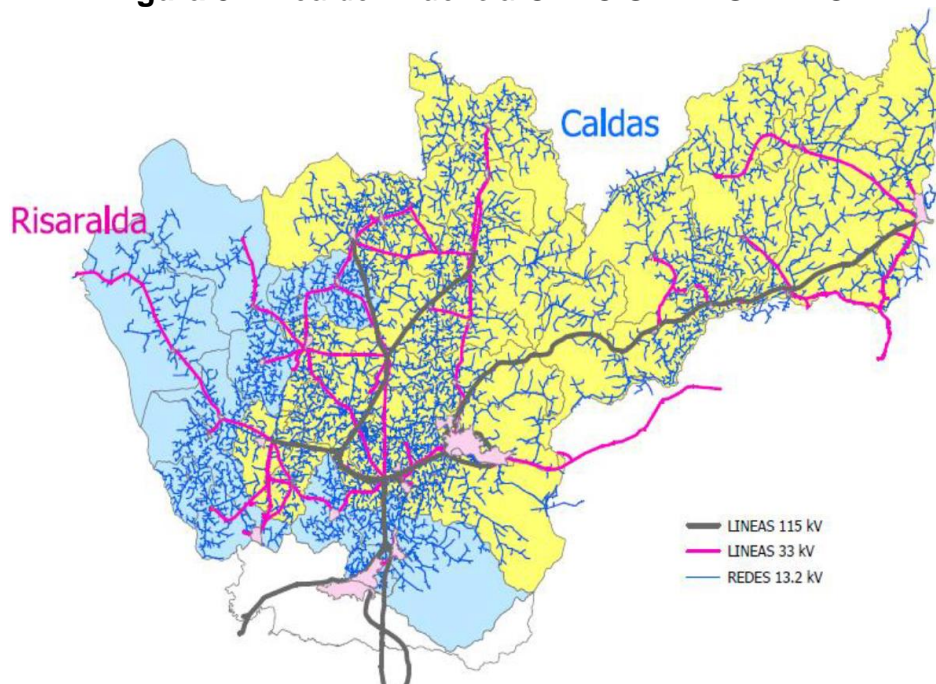


Fuente: CHEC S.A. E.S.P. BIC

5.3.2. Descripción de la infraestructura del Sistema de Distribución Local (SDL) y Sistema de Transmisión Regional (STR)

CHEC S.A. E.S.P. BIC presta el servicio de energía eléctrica en los departamentos de Caldas (7442,4 km²) y Risaralda (2970,4 km²), exceptuando el municipio de Pereira, mercado, que según el último censo del DANE corresponde a 1.544.045 habitantes, en la **Figura 37** se observa la concentración de las redes en cada uno de los departamentos:

Figura 37 Área de influencia CHEC S.A. E.S.P. BIC.



Fuente: CHEC S.A. E.S.P. BIC

El sistema de transmisión regional que la empresa tiene se ubica en los departamentos de Caldas, Quindío y Risaralda, denominada Área CQR. Está compuesto por 18 subestaciones de 115 kV y una capacidad de transformación de 705 MVA, así como 481 km de líneas. Por su parte el Sistema de Distribución Local (SDL) se compone de 59 subestaciones (33/13.2kV) presentadas en la **Tabla 38** con su configuración, capacidad de interrupción y ubicación, de las cuales 44 son exclusivas del SDL y 15 compartidas con el STR a 115kV.

Tabla 38. Subestaciones SDL – CHEC S.A. E.S.P. BIC

No.	Nombre	Nivel de tensión [kV]	Capacidad de interrupción [kA]	Configuración	Departamento	Municipio
1	AGUADAS	33	12.5	Barra sencilla	CALDAS	AGUADAS
		13.2	12.5	Barra sencilla	CALDAS	AGUADAS
2	ALTA SUIZA	33	31.5	Barra sencilla	CALDAS	MANIZALES
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	MANIZALES
3	ALTAMAR	33	12.5	Barra sencilla	CALDAS	MANIZALES
		13.2	12.5	Barra sencilla	CALDAS	MANIZALES
4	ANSERMA	33	31.5	Barra sencilla	CALDAS	ANSERMA
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	ANSERMA
5	ARANZAZU	33	31.5	Barra sencilla	CALDAS	ARANZAZU
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	ARANZAZU
6	ARMENIA	33	31.5	Barra sencilla	QUINDIO	ARMENIA
		13.2	31.5	Barra sencilla	QUINDIO	ARMENIA
7	BALBOA	33	12.5	Barra sencilla	RISARALDA	BALBOA
		13.2	12.5	Barra sencilla	RISARALDA	BALBOA
8	BELALCAZAR	33	25	Barra sencilla	CALDAS	BELALCAZAR
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	BELALCAZAR
9	BELEN DE UMBRIA	33	31.5	Barra sencilla	RISARALDA	BELEN DE UMBRIA
		13.2	20	Barra sencilla	RISARALDA	BELEN DE UMBRIA
10	BELLO HORIZONTE	33	12.5	Barra sencilla	CALDAS	LA DORADA
		13.2	12.5	Barra sencilla	CALDAS	LA DORADA
11	BOLIVIA	33	12.5	Barra sencilla	CALDAS	PENSILVANIA
		13.2	12.5	Barra sencilla	CALDAS	PENSILVANIA
12	BOSQUES DE LA ACUARELA	33	25	Barra sencilla	RISARALDA	DOSQUEBRADAS
		13.2	25	Barra sencilla	RISARALDA	DOSQUEBRADAS
13	CAMPESTRE	33	12.5	Barra sencilla	RISARALDA	DOSQUEBRADAS
		13.2	12.5	Barra sencilla	RISARALDA	DOSQUEBRADAS
14	CHINCHINA	33	31.5	Barra sencilla	CALDAS	CHINCHINA
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	CHINCHINA
15	CHIPRE	33	31.5	Barra sencilla	CALDAS	MANIZALES
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	MANIZALES
16	DORADA NORTE	33	12.5	Barra sencilla	CALDAS	LA DORADA
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	LA DORADA
17	EL DORADO	33	12.5	Barra sencilla	CALDAS	MARMATO
		13.2	12.5	Barra sencilla	CALDAS	MARMATO

No.	Nombre	Nivel de tensión [kV]	Capacidad de interrupción [kA]	Configuración	Departamento	Municipio
18	EL LLANO	33	12.5	Barra sencilla	CALDAS	LA DORADA
		13.2	12.5	Barra sencilla	CALDAS	LA DORADA
19	FILADEFIA	33	31.5	Barra sencilla	CALDAS	FILADEFIA
		13.2	20	Barra sencilla	CALDAS	FILADEFIA
20	FLORENCIA	33	12.5	Barra sencilla	CALDAS	SAMANA
		13.2	12.5	Barra sencilla	CALDAS	SAMANA
21	GUARATO	33	12.5	Barra sencilla	CHOCO	PUEBLO RICO
		13.2	12.5	Barra sencilla	CHOCO	PUEBLO RICO
22	GUARINOCITO	33	12.5	Barra sencilla	CALDAS	LA DORADA
		13.2	12.5	Barra sencilla	CALDAS	LA DORADA
23	INSULA	33	25	Barra Principal y Barra de Transferencia	CALDAS	PALESTINA
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	PALESTINA
24	IRRA	33	25	Barra sencilla	CALDAS	NEIRA
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	NEIRA
25	LA DORADA	33	25	Barra sencilla	CALDAS	LA DORADA
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	LA DORADA
26	LA ENEA	33	25	Barra sencilla	CALDAS	VILLAMARIA
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	VILLAMARIA
27	LA FELISA	33	12.5	Barra sencilla	CALDAS	LA MERCED
		13.2	12.5	Barra sencilla	CALDAS	LA MERCED
28	LA HERMOSA	33	25	Barra sencilla	RISARALDA	SANTA ROSA
		13.2	25	Barra sencilla	RISARALDA	SANTA ROSA
29	LA MANUELA	33	12.5	Barra sencilla	CALDAS	PALESTINA
		13.2	12.5	Barra sencilla	CALDAS	PALESTINA
30	LA MARGARITA	33	12.5	Barra sencilla	CALDAS	ANSERMA
		13.2	12.5	Barra sencilla	CALDAS	ANSERMA
31	LA MERCED	33	12.5	Barra sencilla	CALDAS	LA MERCED
		13.2	12.5	Barra sencilla	CALDAS	LA MERCED
32	LA ROSA	33	31.5	Barra sencilla	RISARALDA	DOSQUEBRADAS
		13.2	25	Barra sencilla	RISARALDA	DOSQUEBRADAS
33	LA VIRGINIA	33	25	Barra sencilla	RISARALDA	LA VIRGINIA
		13.2	25	Barra sencilla	RISARALDA	LA VIRGINIA
34	LAS COLES	33	12.5	Barra sencilla	CALDAS	PACORA
		13.2	12.5	Barra sencilla	CALDAS	PACORA

No.	Nombre	Nivel de tensión [kV]	Capacidad de interrupción [kA]	Configuración	Departamento	Municipio
35	MANIZALES	33	25	Barra Principal y Barra de Transferencia	CALDAS	MANIZALES
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	MANIZALES
36	MANZANARES	33	24	Barra sencilla	CALDAS	MANZANARES
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	MANZANARES
37	MARMATO	33	31.5	Barra sencilla	CALDAS	MANIZALES
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	MANIZALES
38	MARQUETALIA	33	25	Barra sencilla	CALDAS	MARQUETALIA
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	MARQUETALIA
39	MARSELLA	33	12.5	Barra sencilla	RISARALDA	MARSELLA
		13.2	12.5	Barra sencilla	RISARALDA	MARSELLA
40	MISTRATO	33	12.5	Barra sencilla	RISARALDA	MISTRATO
		13.2	12.5	Barra sencilla	RISARALDA	MISTRATO
41	NEIRA	33	31.5	Barra sencilla	CALDAS	NEIRA
		13.2	20	Barra sencilla	CALDAS	NEIRA
42	NORCASIA	33	31.5	Barra sencilla	CALDAS	NORCASIA
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	NORCASIA
43	PACORA	33	12.5	Barra sencilla	CALDAS	PACORA
		13.2	12.5	Barra sencilla	CALDAS	PACORA
44	PENSILVANIA	33	12.5	Barra sencilla	CALDAS	PENSILVANIA
		13.2	12.5	Barra sencilla	CALDAS	PENSILVANIA
45	PERALONSO	33	25	Barra sencilla	CALDAS	MANIZALES
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	MANIZALES
46	PUEBLO RICO	33	12.5	Barra sencilla	RISARALDA	PUEBLO RICO
		13.2	12.5	Barra sencilla	RISARALDA	PUEBLO RICO
47	QUINCHIA	33	12.5	Barra sencilla	RISARALDA	QUINCHIA
		13.2	12.5	Barra sencilla	RISARALDA	QUINCHIA
48	REGIVIT	33	25	Barra Principal y Barra de Transferencia	QUINDIO	ARMENIA
		13.2	20	Barra sencilla	QUINDIO	ARMENIA
49	RIOSUCIO	33	25	Barra sencilla	CALDAS	RIOSUCIO
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	RIOSUCIO
50	RISARALDA	33	12.5	Barra sencilla	CALDAS	RISARALDA
		13.2	12.5	Barra sencilla	CALDAS	RISARALDA
51	SALAMINA	33	25	Barra sencilla	CALDAS	SALAMINA

No.	Nombre	Nivel de tensión [kV]	Capacidad de interrupción [kA]	Configuración	Departamento	Municipio
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	SALAMINA
52	SAMANA	33	12.5	Barra sencilla	CALDAS	SAMANA
		13.2	12.5	Barra sencilla	CALDAS	SAMANA
53	SAN ANTONIO DEL CHAMI	33	12.5	Barra sencilla	RISARALDA	MISTRATO
		13.2	12.5	Barra sencilla	RISARALDA	MISTRATO
54	SANTA CECILIA	33	12.5	Barra sencilla	RISARALDA	PUEBLO RICO
		13.2	12.5	Barra sencilla	RISARALDA	PUEBLO RICO
55	SANTUARIO	33	12.5	Barra sencilla	RISARALDA	SANTUARIO
		13.2	12.5	Barra sencilla	RISARALDA	SANTUARIO
56	SUPIA	33	12.5	Barra sencilla	CALDAS	SUPIA
		13.2	12.5	Barra sencilla	CALDAS	SUPIA
57	VICTORIA	33	25	Barra sencilla	CALDAS	VICTORIA
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	VICTORIA
58	VILLAMARIA	33	25	Barra sencilla	CALDAS	VILLAMARIA
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	VILLAMARIA
59	VITERBO	33	25	Barra sencilla	CALDAS	SAN JOSÉ
		13.2	25	Barra sencilla	CALDAS	SAN JOSÉ

Fuente: CHEC S.A. E.S.P. BIC

5.3.2.1. Transformadores de distribución

A corte de diciembre de 2023, CHEC S.A. E.S.P. BIC realiza la operación y mantenimiento de 20.263 transformadores de distribución de niveles de tensión 2 y 3, los cuales se presentan en la **Tabla 39**, donde además, se encuentran asociados al año de puesta en operación. Estos se encuentran asociados a 23.845 kilómetros de red distribuidos por nivel de tensión tal como se presentan en la **Tabla 40**.

Tabla 39 Cantidad de transformadores por año de puesta en servicio

Año de puesta en servicio	Nivel de tensión		Total general
	2	3	
2004	9057	28	9085
2005	158		158
2006	226	3	229
2007	89		89
2008	574	1	575
2009	540	5	545

Año de puesta en servicio	Nivel de tensión		Total general
	2	3	
2010	557		557
2011	676		676
2012	1185	3	1188
2013	1053	4	1057
2014	997	2	999
2015	703	1	704
2016	545		545
2017	441	1	442
2018	160		160
2019	617	77	694
2020	514	3	517
2021	636	7	643
2022	624	4	628
2023	767	5	772
Total general	20119	144	20263

Fuente: CHEC S.A. E.S.P. BIC

Tabla 40 Longitud de circuitos por nivel de tensión

Descripción	Aérea (km)	Subterránea (km)	Subtotal
Líneas de 33 kV (N3)	853	7	860
Redes de 13.2 kV (N2)	8912	103	9015
Redes de baja tensión (N1)	13820	150	13970
Total	23585	260	23845

Fuente: CHEC S.A. E.S.P. BIC

5.3.2.2. Centro de control CHEC S.A. E.S.P. BIC

CHEC S.A. E.S.P. BIC cuenta con un centro de control ubicado a las afueras de Manizales en la sede de sus oficinas administrativas, el cual cuenta con tecnología de última generación, desde el cual se realiza la operación tanto del Sistema de Transmisión Nacional y Regional (STN-STR) como del Sistema de Distribución Local (SDL), la distribución de las consolas del centro de control se presenta en la **Figura 38**, donde se identifica el CRC - Centro Regional de Control (230/115/33kV y trafos 33/13,2kV por AT y BT) y CLD – Centro Local de Distribución (Circuitos de 13,2 kV hasta usuarios finales), distribuidos por zonas geográficas en 5 zonas.

Figura 38 Centro de control CHEC S.A. E.S.P. BIC.



Fuente: CHEC S.A. E.S.P. BIC

El centro de control dispone de 8 pantallas para presentar la información disponible que posibilita el análisis y atención de las fallas de la red de transmisión y distribución en 33 kV.

Adicionalmente, CHEC S.A. E.S.P. BIC cuenta con 2 Estaciones de trabajo remotas. Se disponen de 2 estaciones de trabajo, una para operar la red de distribución y otra para operar la red de transmisión, ubicadas en otra sede a 11 km de distancia del centro de control principal que permite realizar adecuaciones locativas en las noches en el centro de control principal, realizar capacitaciones a nuevos operadores o reinducción a quienes regresen de periodo de vacaciones o licencias, posibilita los cambios en esquemas de atención y operación del sistema por situaciones externas de alto impacto, siendo este un factor de los escenarios de riesgos identificados en el proceso Operación.

La arquitectura de servidores y servicios del centro de control se presenta en la **Figura 39**, el cual está equipado con:

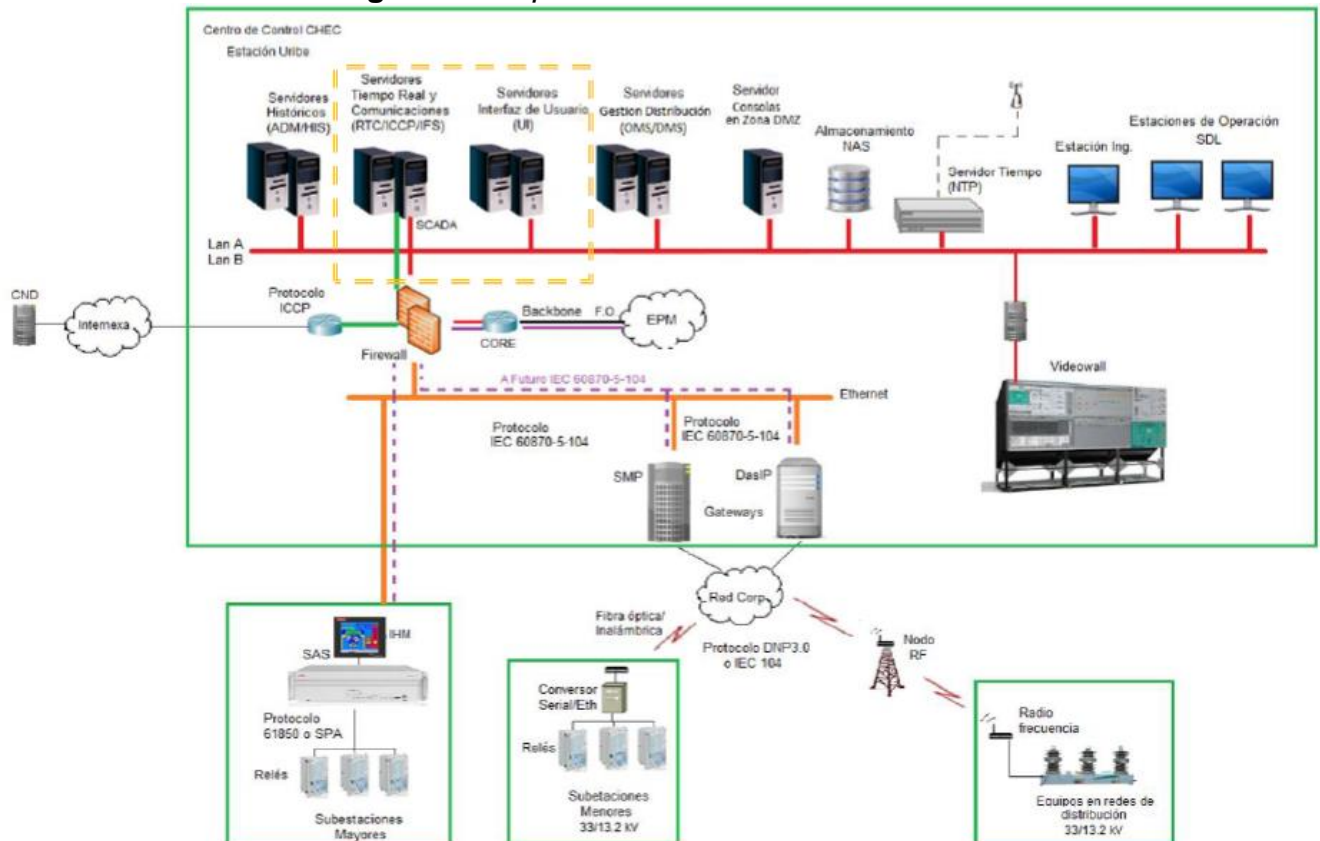
- Servidores SCADA: marca SIEMENS, SPECTRUM POWER Versión 7, Release 2.20. Cuenta además con 2 servidores independiente que gestionan el acceso a las consolas de operación del sistema.

Se tienen 2 servidores (Principal y respaldo) que prestan los servicios de SCADA, IFS utilizado para la comunicación con las RTU y el ICCP para intercambio de datos con XM

Se tienen 2 servidores (Principal y respaldo) que prestan el servicio de interfaz de usuarios, de manera independiente a los servicios anteriores, que permite ingreso, retiro, cambio de perfiles y administración en general de los usuarios del sistema SCADA,

- Servidores Aplicaciones DMS: Los servidores de aplicaciones DMS incluye la prestación de servicios OMS/DMS con 2 equipos redundantes de iguales características. Adicionalmente se cuenta con un servidor de acceso a consolas en zona DMZ para 50 usuarios con 200 accesos simultáneos.
- Servidores del Sistema de BD Histórica: Se cuenta con un arreglo de 2 servidores de alta disponibilidad en configuración Hot StandBy.
- Equipo Externo de Almacenamiento de Datos: equipo de Almacenamiento NAS que permite poder tener no solo la información de los sistemas sino también sus software y sistemas operativos, facilitando el restablecimiento de la información cuando se requiera.
- Enrutadores/Firewall: solución firewall de nueva generación CHEC S.A. E.S.P. BIC Point, que garantizan el correcto y seguro intercambio de información, restringiendo el ingreso de intrusos a los diferentes servicios del centro de control.
- Terminal Server (Conexiones Seriales y Ethernet): Para la recepción de las señales seriales y señales con protocolo de comunicación IP, provenientes de los equipos telecomandados y telecontrolados instalados en la red automatizada de CHEC S.A. E.S.P. BIC.

Figura 39 Arquitectura del Centro de Control.



Fuente: CHEC S.A. E.S.P. BIC

5.3.3. Calidad del servicio en el SDL

Para la evaluación efectuada a los aspectos de calidad del servicio de distribución de energía eléctrica en el SDL, se revisaron los indicadores de calidad del servicio y exclusión de eventos acorde al numeral 5.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.

5.3.3.1. Indicadores de Calidad

Para proceder a validar el cumplimiento de los parámetros de evaluación de la calidad del servicio en el SDL de CHEC S.A. E.S.P. BIC, es preciso indicar los conceptos de la regulación vigente en cuanto a las metas y cálculo de indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica, de manera promedio e individual para el mercado de comercialización que el

mencionado prestador atiende. El desempeño en la calidad del servicio del SDL para cada OR, se evalúa de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018, cuya aplicación inició en enero del año 2019.

La evaluación de la calidad se fundamenta principalmente en el seguimiento a los indicadores de calidad media (SAIDI y SAIFI) e indicadores de calidad individual (DIU y FIU), que representan el tiempo de indisponibilidad y la cantidad de interrupciones promedio del servicio que se generan en todo el mercado de comercialización de los prestadores y de forma individual para cada usuario, respectivamente.

Tomando como referencia estos indicadores, la regulación establece el esquema de incentivos y compensaciones, que para el caso de la calidad media representa estímulos positivos o negativos en los cargos de distribución a las empresas que suministran el servicio de energía eléctrica, de acuerdo con el comportamiento de los indicadores SAIDI y SAIFI. A los cuales, la SSPD, en el marco de sus funciones, realiza el seguimiento de estos indicadores con el fin de verificar que estos se encuentren dentro de los límites definidos por la regulación.

De manera particular, para CHEC S.A. E.S.P. BIC la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) expidió la Resolución CREG No. 077 de 2019 «*Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.*», en la cual estableció los indicadores de referencia y las metas de calidad del servicio media e individual, con las cuales se evalúa la calidad del servicio del mercado de comercialización que atiende CHEC S.A. E.S.P. BIC. En la **Tabla 41**, **Tabla 42** y **Tabla 43**, se presentan los valores calculados por la comisión para CHEC S.A. E.S.P. BIC, respecto a las metas de calidad media del servicio.

Tabla 41 *Indicadores de referencia de calidad media*

Variable	Unidad	Valor
SAIDI_Rj	Horas	31,660
SAIFI_Rj	Veces	26,164

Fuente: Elaboración DTGE a partir de la Resolución CREG 077 de 2019.

Tabla 42 Metas anuales de calidad media para el indicador de duración, horas

Año	Año del periodo tarifario	SAIDI_Mj,t	Banda indiferencia	
			Límite inferior	Límite superior
2019	t=1	29,127	28,981	29,273
2020	t=2	26,797	26,663	26,931
2021	t=3	24,653	24,530	24,776
2022	t=4	22,681	22,567	22,794
2023	t=5	20,866	20,762	20,971

Fuente: Elaboración DTGE a partir de la Resolución CREG 077 de 2019.

Tabla 43 Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia, veces

Año	Año del periodo tarifario	SAIFI_Mj,t	Banda indiferencia	
			Límite inferior	Límite superior
2019	t=1	24,071	23,951	24,191
2020	t=2	22,145	22,034	22,256
2021	t=3	20,374	20,272	20,475
2022	t=4	18,744	18,650	18,837
2023	t=5	17,244	17,158	17,330

Fuente: Elaboración DTGE a partir de la Resolución CREG 077 de 2019.

Así mismo, mediante la Resolución CREG 077 de 2019, la CREG estableció los indicadores de calidad individual de duración y frecuencia de eventos por grupo de calidad (DIUG - FIUG), para los usuarios del mercado de comercialización de CHEC S.A. E.S.P. BIC. En la **Tabla 44** se presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de duración de eventos, y en la **Tabla 45**, se presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de frecuencia de eventos. Por lo anterior, los usuarios del mercado de comercialización de CHEC S.A. E.S.P. BIC que superan dichos indicadores en una ventana móvil de un año, podrán ser sujetos de compensación por calidad individual tomando en consideración su cumplimiento.

Tabla 44 DIUG niveles de tensión 1, 2 y 3 - [horas]

Nivel de riesgo	Nivel de tensión 1			Nivel de tensión 2 y 3		
	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	93,45	-	-	93,45	142,26

Riesgo 2	14,16	17,99	66,24	12,25	38,00	131,87
Riesgo 3	20,11	14,37	46,54	23,59	35,26	194,17

Fuente: Elaboración DTGE a partir de la Resolución CREG 077 de 2019.

Tabla 45 FIUG nivel de tensión 1, 2 y 3 - [Veces]

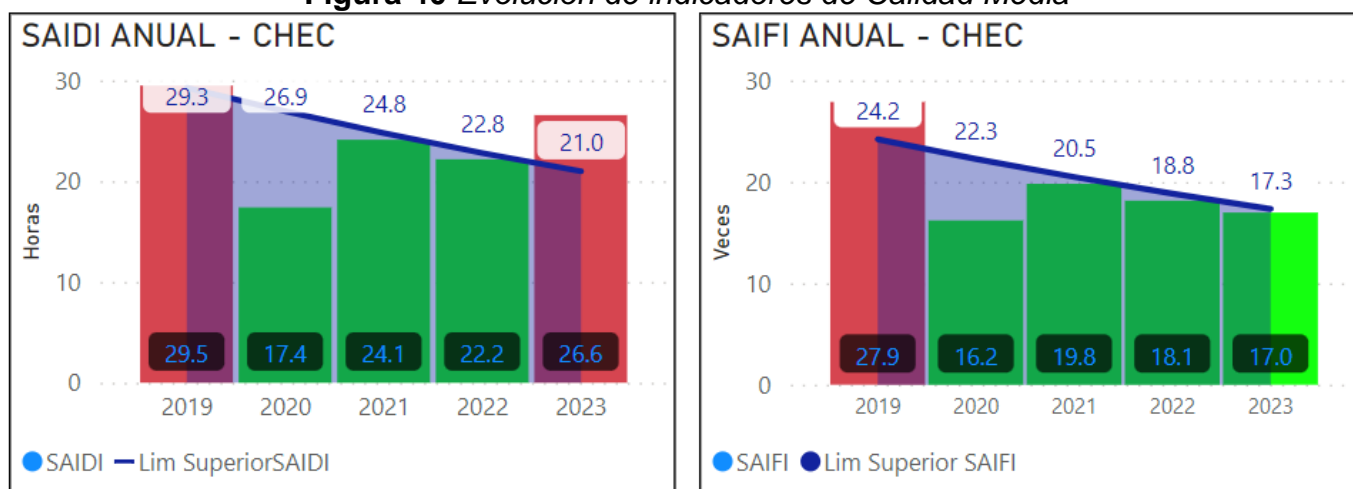
Nivel de riesgo	Nivel de tensión 1			Nivel de tensión 2 y 3		
	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	34	-	-	37	44
Riesgo 2	16	31	53	17	47	71
Riesgo 3	24	25	32	23	32	93

Fuente: Elaboración DTGE a partir de la Resolución CREG 077 de 2019.

5.3.3.2. Calidad Media del servicio de energía eléctrica

De acuerdo con la información reportada por CHEC S.A. E.S.P. BIC al Sistema Único de Información (SUI) mediante el formato CS1 "SAIDI y SAIFI", muestran presuntos incumplimientos a las metas establecidas por la regulación para la calidad del servicio entre los años 2019 y 2023. La **Figura 40** muestra un presunto incumplimiento del indicador SAIDI para los años 2019 y 2023. Por su parte el indicador SAIFI, presenta una mejora de 2021 a 2023, habiendo superado las metas establecidas por la comisión en el año 2019.

Figura 40 Evolución de indicadores de Calidad Media



Fuente: Elaboración DTGE a partir del Sistema Único de Información.

Tomando en consideración el histórico de los indicadores, se solicitó a CHEC S.A. E.S.P. BIC una justificación por el incremento sustancial del indicador SAIDI en 2023, que contradice la tendencia decreciente observada en los dos años previos. La compañía atribuyó este desvío a una serie de eventos excepcionales, incluyendo condiciones climáticas adversas, dificultades en la contratación de personal y la insolvencia de contratistas, factores que excedieron la capacidad de respuesta de la empresa y ocasionaron que, a partir del mes de octubre de 2023, se sobrepasará la meta anual del indicador establecida por la CREG.

Sobre el particular, el personal objeto de la evaluación indicó que desde el cuadro de mando integral (reunión periódica en la cual participa la gerencia). CHEC S.A. E.S.P. BIC realiza seguimiento semanal a la evolución de los indicadores, sin embargo, el impacto del retiro del personal y la capacitación del nuevo personal se reflejó en el indicador SAIDI.

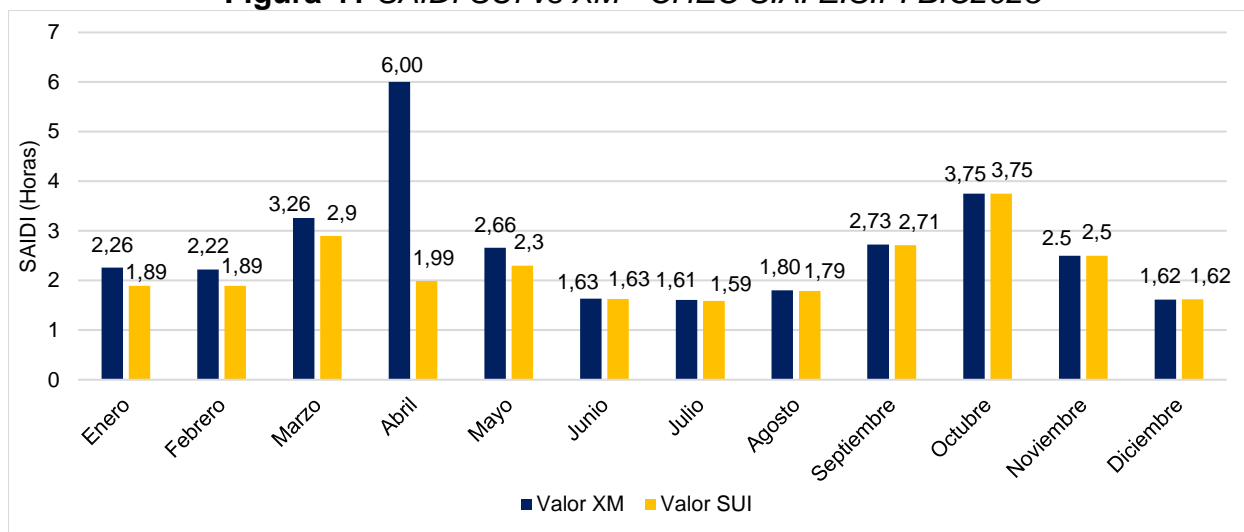
Como medida de mejora para los indicadores de calidad del servicio, CHEC S.A. E.S.P. BIC ha empleado diferentes métodos reflejados en el plan de mantenimiento de las redes de distribución, entre las actividades desarrolladas se encuentran:

- Priorización de los activos, utilizando la metodología de análisis de criticidad, la cual se basa en la evaluación de consecuencias en los objetos de impacto como personas, ambiente, calidad, reputación, financiero, multiplicado por probabilidad de falla, esto clasifica los activos en Criticidad Muy Alta, Alta, Media y Baja, permitiendo identificar los circuitos que requieren atención priorizada.
- Aplicación del análisis de causa raíz a los eventos presentados en los circuitos que tienen alto impacto en la calidad del servicio, buscando identificar el modo de falla y la causa principal, permitiendo definir planes de acción que eliminen o mitiguen dichas causas.
- Como análisis adicionales, realizan evaluaciones a la información de descargas atmosféricas de eventos sobre los activos, datos de los sistemas de información de mantenimiento de actividades pendientes y ejecutadas, causas de falla y tramos con vanos largos que sean reincidentes por falla y caracterización forestal.

5.3.3.2.1. Calidad de información formato SUI – CS1. SAIDI – SAIFI

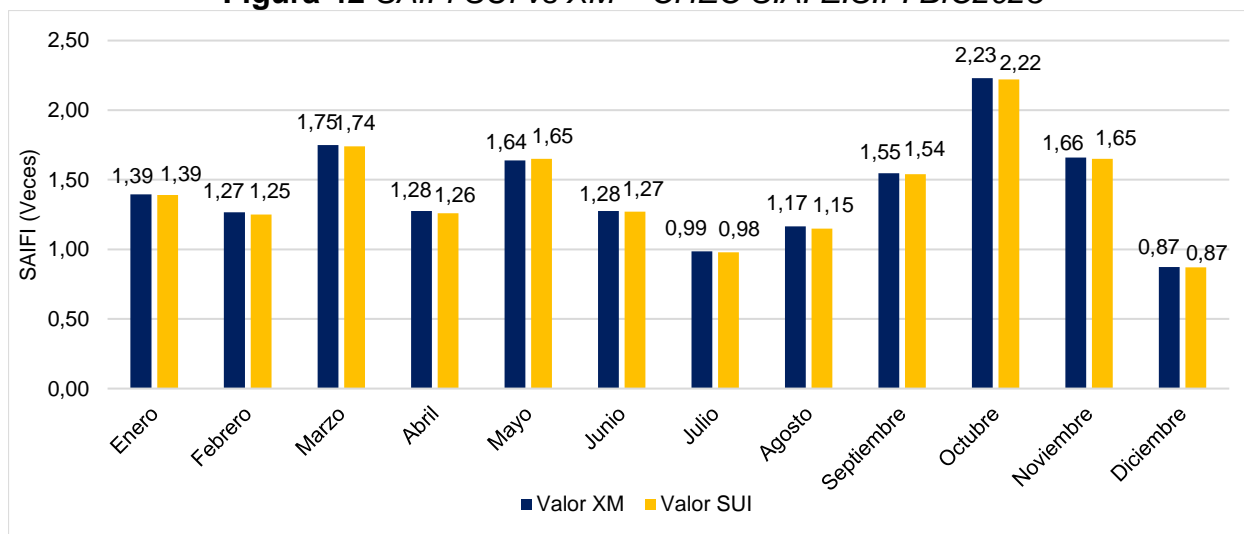
En lo que respecta a la calidad de la información reportada por CHEC S.A. E.S.P. BIC, se realiza la comparación de los indicadores de calidad media (SAIDI y SAIFI), calculados por la empresa, certificados en el SUI y los indicadores calculados por XM, los cuales, son presentados en la **Figura 41** para el indicador SAIDI y **Figura 42** para el indicador SAIFI.

Figura 41 SAIDI SUI vs XM - CHEC S.A. E.S.P. BIC2023





Fuente: Elaboración DTGE a partir del SUI y XM.

Figura 42 SAIFI SUI vs XM – CHEC S.A. E.S.P. BIC2023



Fuente: Elaboración DTGE a partir del SUI y XM.

 <p>Superservicios</p>	<p>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</p>	 <p>SIGME</p>
--	---	---

En la **Figura 41**, se evidencia que para todos los periodos de 2023 la única diferencia presentada corresponde al indicador del mes de abril, periodo para el cual CHEC S.A. E.S.P. BIC solicitó ante la SSPD la reversión de la información certificada para este periodo justificando:

«debido a una dificultad presentada en nuestro sistema de información, para el código de evento 8125320 se registró código de ajuste 2 (modificar) en lugar de 3 (eliminar), y para el código de evento 8119923 se registró código de ajuste 3 (eliminar) en lugar de 2 (modificar)»

Solicitud aprobada mediante oficio SSPD 2023203446866, dando la claridad de:

*«(...) **SE APRUEBA** la solicitud de reversión de los Formatos TT9 de del periodo 4M de 2023, por considerar que la modificación es necesaria para los ejercicios de vigilancia, inspección y control a partir de la mejor información disponible. (...) Sin embargo, se aclara que la aprobación de reversión de información del formato TT9 del Sistema Único de Información (SUI) no dará lugar a generar ninguna acción en la que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios solicite un cambio, modificación o actualización de información en la base de interrupciones administrada por el LAC tomando en consideración las disposiciones normativas expuestas anteriormente.» (Subrayado fuera de texto)*

Esta diferencia identificada ha sido ampliamente analizada y trabajada por parte de CHEC S.A. E.S.P. BIC con la firma de verificadores OR BETTER, quienes realizaron la revisión en el marco de las verificaciones contempladas por la Resolución CREG 101 032 de 2022, puesto que, ante los resultados de la verificación se han intercambiado diferentes comunicaciones, entre XM y el verificador, entre las cuales se encuentra el concepto emitido por la CREG a solicitud del operador, identificado con Radicado E2024006372 del 29 de mayo de 2024, donde la comisión indica:

«el verificador deberá utilizar la información completa de los reportes diarios de eventos al LAC y de los ajustes a los reportes de estos eventos, reportada por los

OR con base en lo establecido en el numeral 5.2.11.3 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018. Asimismo, el verificador deberá utilizar la información del SUI que sea necesaria para la realización de estos cálculos”, por lo que la Comisión considera que el verificador en su ejercicio debe tener en cuenta la mejor información disponible, que, en cualquier caso, debe encontrarse reportada de manera oficial en el SUI o el LAC, según corresponda.»

Del cual el Operador y la firma verificadora presentan interpretaciones distintas, dado que CHEC S.A. E.S.P. BIC indica que la información reportada en un primer momento a la SSPD que fue retransmitida al LAC para efectos del cálculo presentaba errores y la mejor información posible para efectos de verificación es la modificada que a la fecha se encuentra reportada en el SUI y corresponde a la misma presentada por el Operador.

Ante esta situación la SSPD reitera que, según la normativa vigente (Resolución CREG 015 de 2018), el único medio para modificar o eliminar eventos es a través del formato TT9 cargado en el SUI y certificado por cada OR dentro del tiempo establecido en la Resolución ibidem (dos días hábiles siguientes a la finalización de cada mes), siendo este el único mecanismo bajo el cual se posibilita la modificación y/o eliminación de eventos por parte del LAC, por lo cual al realizar la comparación para el mes de abril la diferencia de lo calculado por el LAC y el OR no tiene concordancia, situación reflejada en la verificación realizada por OR BETTER.

5.3.3.3. Calidad Individual del servicio de energía eléctrica

En el marco de la evaluación integral se revisó la información de compensación individual a usuarios realizada en el año 2023 por sobrepasar las 360 horas/veces de los indicadores de calidad individual DIU y FIU, referenciados en la **Tabla 46**, donde, según lo informado por la CHEC S.A. E.S.P. BIC para el año 2023, se compensaron 14.234.886 COP.

Tabla 46 *Compensación Calidad individual por DIU y FIU 2023*

Mes	Usuarios Compensados	Compensado Total (COP)
Enero	15	65.134,94
Febrero	249	1.814.732,00
Marzo	57	260.217,72

Mes	Usuarios Compensados	Compensado Total (COP)
Abril	301	2.150.193,48
Mayo	181	1.399.010,07
Junio	311	2.319.527,76
Julio	126	1.157.221,91
Agosto	158	1.264.822,72
Septiembre	275	1.213.586,90
Octubre	167	1.736.059,21
Noviembre	163	598.819,57
Diciembre	68	255.559,78
TOTAL	2071	14.234.886,07

Fuente: Elaboración DTGE a partir del TC2 - SUI y EEBP

Dentro de la información remitida por CHEC S.A. E.S.P. BIC en atención al requerimiento realizado por la SSPD se identifica la clasificación «Estado de cliente inválido para compensar», el cual CHEC S.A. E.S.P. BIC indica que corresponde a los usuarios que al momento de realizar las compensaciones ya no se encontraban activos, por lo cual dicha compensación no pudo ser realizada, situación ante la cual desde la SSPD se solicita tramitar concepto ante la CREG a fin de conocer el proceder ante esta situación.

5.3.3.4. Exclusión de eventos del SDL

Tal como lo establece la Resolución CREG 015 de 2018 en el numeral 5.1.9, para el cálculo de los indicadores de calidad promedio y calidad individual, no se tienen en cuenta los eventos que cuentan con las condiciones allí establecidas, clasificados como “eventos excluidos”. Los cuales, deben contar con los soportes correspondientes para ejercicios de verificación como el realizado en el marco de esta evaluación integral por parte de la SSPD.

Para la vigencia 2023, CHEC S.A. E.S.P. BIC reportó 2.797 interrupciones al servicio de energía con causales excluidas relacionadas en la **Tabla 47**:

Tabla 47 Causas y códigos de exclusiones reportados por CHEC S.A. E.S.P. BIC en 2023

Código	Causa del evento	Causa de exclusión
4	Incumplimiento en contrato de servicios públicos por parte del usuario	Literal k
10	Plan anual de trabajos de reposición o modernización de subestaciones	Literal n
11	Proyectos de adecuaciones y traslado de infraestructura eléctrica	Literal m

Código	Causa del evento	Causa de exclusión
20	Apertura en redes del SDL por causa de equipos o líneas del STN o STR	Literal c
28	Catástrofes naturales	Literal g
32	Falla activo nivel 1 propiedad particular	Literal e y f
41	Seguridad ciudadana	Literal d
43	Apertura por actuación de esquemas de protección en SDL debida necesidades en el STN o STR	Literal c

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 015 de 2018 y Circular CREG 063 de 2019

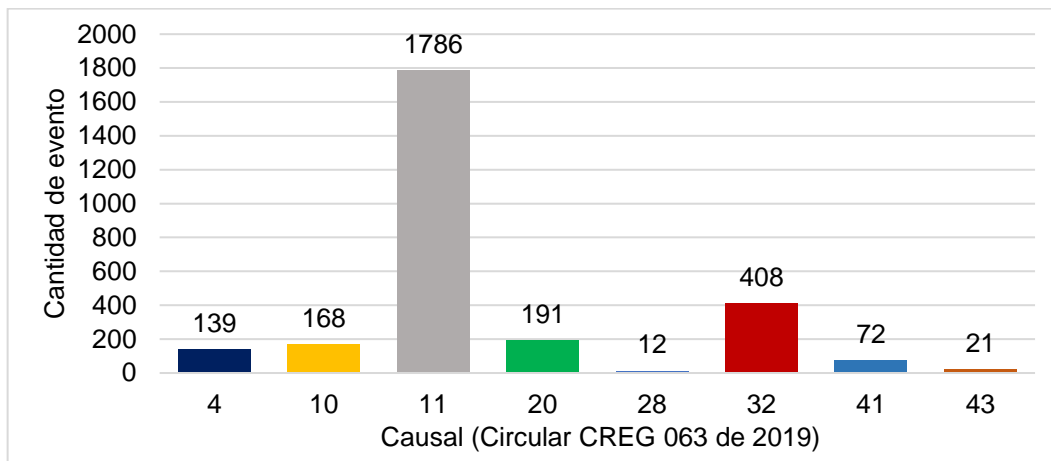
Dichos documentos fueron requeridos por la SSPD únicamente para los eventos relacionados con las causales 10, 28 y 41 con el fin de realizar su validación en concordancia con lo dispuesto en el concepto emitido por la CREG mediante el radicado S2022002666, en respuesta a la consulta de ASOCODIS relativa a la exclusión de eventos.

En la **Figura 43**, se presenta los eventos excluidos por CHEC S.A. E.S.P. BIC relacionados con las causales excluibles presentadas anteriormente. A partir de la cual, se solicitó a la empresa presentar los soportes, acorde a como lo establece el numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, en el cual se establece:

«Los soportes de los eventos excluidos y los anuncios correspondientes a eventos programados, excluidos y no excluidos, deberán mantenerse disponibles por el término del período tarifario y cinco (5) años más para consulta de la CREG y para efectos de seguimiento, control y vigilancia de la SSPD, o para el proceso de verificación de la información de que trata el numeral 5.2.12.»

Dichos documentos fueron requeridos por la SSPD únicamente para los eventos relacionados con las causales 10, 28 y 41, con el fin de realizar su validación en concordancia con lo dispuesto en el concepto emitido por la CREG mediante el radicado S2022002666, en respuesta a la consulta de ASOCODIS relativa a la exclusión de eventos.

Figura 43 Cantidad de eventos excluidos CHEC S.A. E.S.P. BIC2023



Fuente: Elaboración DTGE a partir CHEC S.A. E.S.P. BIC.

Al realizar la revisión de los soportes de cada una de las causales de exclusión para 2023, la SSPD encuentra:

- Causal 10: Dentro de la reunión realizada el 12 de septiembre en el marco de la visita de evaluación integral, se solicitó a CHEC S.A. E.S.P. BIC asociar todos los eventos certificados mediante los formatos SUI correspondientes a Trabajos de Reposición o Modernización en Subestaciones (TRMS); TT3- Plan de Trabajos de Reposición o Modernización en Subestaciones, TT11- Cronograma de Ejecución Mensual TRMS y TT12- Ejecución Real Mensual TRMS con el código de los eventos reportados en el LAC, información remitida el día 30 de agosto de 2024, la cual se encuentra en proceso de validación, encontrando en primera instancia que al parecer existen eventos que no tienen una relación directa con los eventos reportados al LAC.
- Causal 28: Se recibe por parte de la SSPD un soporte, el cual, tal como se indicó a los funcionarios de CHEC S.A. E.S.P. BIC, no se evidencian las características establecidas por la CREG en el concepto emitido a ASOCODIS, en el cual se indica:

«(...) es importante aclarar que la Comisión entiende que se consideran válidos los soportes dados por la autoridad competente, o los documentos de trámite que demuestren la solicitud de la expedición de este soporte, en los que se indique textualmente que se trata de una catástrofe natural debida a erosión (volcánica,

fluvial o glacial), terremoto, maremoto, huracán, ciclón y/o tornado, o, en el caso de un acto de terrorismo, que Indique textualmente que se declaró o se denunció un acto de terrorismo.

Adicionalmente, se entiende que la documentación de soporte, para que sea válida, deberá contener información suficiente para verificar el nexo de causalidad entre el evento ocurrido en los activos del sistema y la situación excluida según los literales g) y h)»

Por lo cual se recomienda a CHEC S.A. E.S.P. BIC realizar el trámite correspondiente ante las autoridades competentes para que el certificado cumpla con las condiciones indicadas por la CREG.

- Causal 41: Los soportes remitidos corresponden a certificaciones emitidas por la Alcaldía, Unidad Nacional de Gestión de Riesgo y Bomberos, en las cuales se evidencian las situaciones de riesgo que ocasionaron las interrupciones reportadas por CHEC S.A. E.S.P. BIC, lo cual es acorde a lo establecido por la CREG.

Por todo lo expuesto y en el marco de la evaluación integral, esta Superintendencia identificó que existen exclusiones realizadas por CHEC S.A. E.S.P. BIC que al parecer no dan cumplimiento a cabalidad a lo definido por la regulación vigente en lo que respecta a eventos relacionados con catástrofes naturales, razón por la cual, es preciso que la empresa realice la verificación de los eventos con la causal mencionada y de con contar con las características anteriormente enunciadas, se realice por parte de CHEC S.A. E.S.P. BIC la revisión del cálculo de los indicadores de calidad.

5.3.3.5. Calidad de la potencia

En relación con la instalación de medidores de calidad de potencia conforme lo establece la Resolución CREG 024 de 2005, donde indica que:

«ARTÍCULO 4o. PLAN PARA INSTALAR EL SISTEMA DE MEDICIÓN Y REGISTRO.

Los Operadores de Red deberán instalar los respectivos sistemas de medición de calidad de la potencia suministrada de tal forma que, a partir del 1o de octubre de 2007, sea posible realizar mediciones en el 100% de las barras de las subestaciones de Niveles de Tensión 4, 3 y 2, así como en el 100% de los circuitos en los Niveles de Tensión 4, 3 y 2, cuya unidad constructiva lo reconozca. Se permitirá realizar la medida en los circuitos a través de una lógica con el interruptor respectivo.»

CHEC S.A. E.S.P. BIC manifestó que a nivel de tensión 4, todas las subestaciones disponen de medidores de calidad de la potencia tanto en barrajes como en circuitos. Por otro lado, en lo correspondiente a las subestaciones a niveles de tensión 3 y 2, el prestador indicó que para las subestaciones convencionales se tienen instalados los equipos en el 100% de los barrajes y circuitos, mientras que, para las subestaciones reducidas, no todas tienen dichos equipos, en concordancia con lo indicado en el concepto CREG 6943 de 2013, donde se indica que:

«En el artículo 4 de la Resolución CREG 024 de 2005 se establece que los OR deben instalar el sistema de medición de calidad de la potencia en las barras y líneas cuya unidad constructiva asociada reconozca el equipo de medida, en este sentido, el artículo 3 de la misma resolución define las UC en las cuales se reconoce dicho equipo de medida, entre las cuales no se incluyen las correspondientes a subestaciones reducidas.

De lo anterior se entiende que en las subestaciones reducidas no es necesaria la instalación del sistema de medición de calidad de la potencia definido en la Resolución CREG 024 de 2005. » Negritas fuera del texto.

En todo caso, se le consultó al prestador sobre como monitorean las variables eléctricas en dichas subestaciones, en especial en lo correspondiente a colas de circuitos de su sistema de distribución, a lo que CHEC S.A. E.S.P. BIC indicó que si bien en no todas las subestaciones reducidas disponen de Unidades de Adquisición de Datos (UAD), dichas subestaciones son monitoreadas desde el Centro de Control mediante el sistema SCADA implementado.

Frente a afectaciones debido a la minería que les afectaba la calidad de la potencia, el prestador indicó que desde la modernización de la subestación El Dorado, dichos inconvenientes fueron solventados.

En relación a los circuitos industriales de la zona Norte del mercado de la empresa correspondiente a Malterías, CHEC S.A. E.S.P. BIC indica que tienen unidades exclusivas desde las subestaciones Alta Suiza y La Enea, lo cual, si bien no responde a una exigencia regulatoria, realizan seguimiento constante a los indicadores. Por otro lado, en relación a posibles inyecciones de reactivos a la red asociado al factor M, el prestador manifiesta que no ha tenido mayores inconvenientes, resaltando que la mayoría de los usuarios industriales que pudieran ser penalizados por esta situación han realizado las adecuaciones en sus instalaciones.

La empresa presentó una plataforma tecnológica donde monitorean los indicadores PST, THDV, V2V1, con la posibilidad de discriminar por nivel de tensión y subestaciones. Si bien la plataforma es práctica para revisar una condición particular, se recomienda que eventualmente incorporen la opción de vigilar parámetros de eventos en tensión para que la herramienta sea más completa, sin desconocer el hecho de que CHEC S.A. E.S.P. BIC realiza los reportes a la CREG de acuerdo con lo establecido en el artículo 6 de la Resolución CREG 024 de 2005.

5.3.4. Planes de inversión

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, CHEC S.A. E.S.P. BIC presentó ante el Regulador su solicitud de aprobación de cargos, la cual, fue resuelta inicialmente a través de la Resolución CREG 077 de 2019 acto administrativo, al que la empresa presentó recurso de reposición a la resolución mencionada, el cual fue resuelto por la CREG mediante la Resolución 157 de 2019 en el que se modificó, entre otras variables, la inversión inicial aprobada.

Las inversiones aprobadas en el plan se distribuyen en 42 municipios pertenecientes al área de cobertura de CHEC S.A. E.S.P. BIC, proponiendo intervenir un total de 49.072 unidades constructivas de uso del sistema eléctrico, para el periodo 2019-2023.

Los objetivos del plan de inversión son:

- Atender el crecimiento de la demanda mediante el cumplimiento de los requerimientos técnicos y operativos para garantizar la prestación segura y confiable del suministro de energía.
- Reemplazo de activos.
- Mejorar la calidad y confiabilidad del servicio
- Mejorar la gestión de pérdidas de energía, mediante el sostenimiento de los índices de pérdidas.

En la **Tabla 48** se presenta un resumen de los montos aprobados mediante la Resolución CREG 157 de 2019.

Tabla 48 *Inversiones aprobadas para CHEC S.A. E.S.P. BIC en el marco del plan de inversión inicial. Montos dados en COP de diciembre de 2017*

Variable/Año	2019	2020	2021
Aprobado (COP 2017)	42.926.906.547	30.648.254.381	27.692.652.623
Variable/Año	2022	2023	Total
Aprobado (COP 2017)	24.269.053.039	24.027.267.626	149.564.134.216

Fuente: Elaboración SSPD con base en Resolución CREG 157 de 2019.

Según lo dispuesto en el numeral 6.6 de la Resolución CREG 015 de 2018, modificado por la Resolución CREG 036 de 2019, CHEC S.A. E.S.P. BIC presentó en diciembre de 2019 solicitud de ajuste del plan de inversión para el periodo 2020-2024. Posteriormente en marzo de 2020, el prestador solicitó ante la CREG el reconocimiento de los activos puestos en operación en el año 2018 y su inclusión en la base regulatoria inicial, según lo establecido en los literales a y b del numeral 3.1.1.1.4 de la Resolución 015 de 2018. Finalmente, en agosto de este mismo año presentó una nueva solicitud de ajuste al plan de inversión para el periodo

2021-2025, ante lo cual la CREG mediante la Resolución 030 de 2021 incluyó los activos puestos en operación en 2018 en la base de activos y modificó el plan de inversiones.

Después, mediante Resolución CREG 501 040 de 2022, la CREG resolvió el recurso de reposición interpuesto por la CHEC S.A. E.S.P. BIC contra la Resolución 030 de 2021, ajustando el plan del año 2020 y el periodo 2021-2025, quedando así el plan ajustado 2020-2025 con un monto total de 269.163.357.543 COP de 2017, en la **Tabla 49** se presenta el plan de inversiones aprobado.

Tabla 49 *Inversiones aprobadas para CHEC S.A. E.S.P. BIC mediante la Resolución CREG 501 040 de 2022*

Variable/Año	2020	2021	2022
Aprobado (COP 2017)	44.611.305.061	46.285.177.059	46.211.537.553
Variable/Año	2023	2024	2025
Aprobado (COP 2017)	39.053.683.895	62.274.124.692	30.727.529.283

Fuente: Elaboración SSPD con base en Resolución CREG

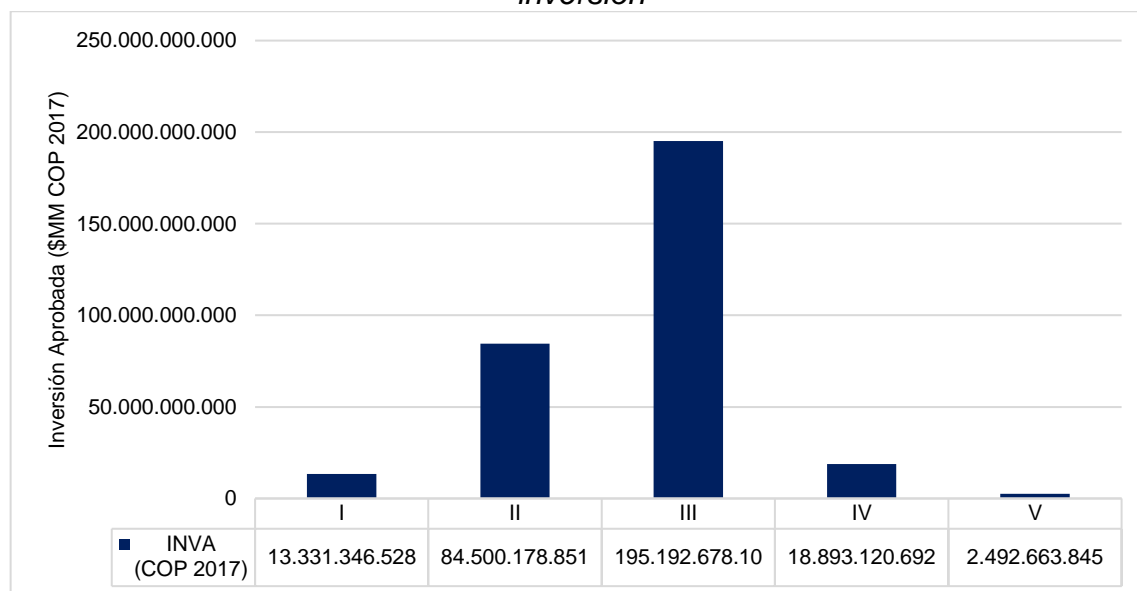
Este informe se centrará en el análisis de la ejecución del plan original para el año 2019 y el ajuste realizado mediante la Resolución CREG 501 040 de 2022 para el periodo 2020-2023.

5.3.4.1. Plan de inversiones aprobado

El plan de inversión aprobado incorporó proyectos asociados a las necesidades de expansión, repotenciación y reposición de infraestructura. Adicionalmente, el mejoramiento en la calidad del servicio, el mantenimiento de pérdidas, nueva tecnología y la expansión de cobertura.

La distribución de las inversiones aprobadas por tipo de proyecto para el periodo 2019-2023 se presenta en la **Figura 44** Plan de inversiones aprobado de CHEC S.A. E.S.P. BIC, desagregado por tipo de inversión.

Figura 44 Plan de inversiones aprobado de CHEC S.A. E.S.P. BIC, desagregado por tipo de inversión



Fuente: Elaboración propia con base en reporte de reporte en el SUI.

Las inversiones aprobadas para la empresa por tipo de inversión se resumen a continuación:

- Tipo I:** Regulatoriamente son proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan el reemplazo de activos existentes para obtener una mayor capacidad del sistema. Este tipo de proyectos representan el 4,24% de las inversiones aprobadas para CHEC S.A. E.S.P. BIC, dentro de los cuales se destacan la modernización y reposición de la subestación Manzanares 33/13,2 kV y la construcción de la nueva subestación Dorada Norte 115/33/13,2 kV en el municipio de la Dorada, debido a inestabilidad de terreno y limitaciones de espacio físico en el lote existente. El beneficio que se busca con estos proyectos es mejorar la seguridad y confiabilidad de la prestación del servicio en el noroccidente de Caldas y mitigación de riesgos ambientales y operacionales.
- Tipo II:** Corresponden a proyectos de inversión motivados en la atención de la demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin reemplazo de activos existentes. Este tipo de inversiones representan el 26,88% de las inversiones aprobadas para CHEC S.A. E.S.P. BIC, dentro de las cuales se destacan proyectos como la expansión y

repotenciación de redes y equipos de nivel de tensión 1 y 2, así como proyectos que buscan reducir y controlar el índice de pérdidas no técnicas.

- **Tipo III:** Corresponde a proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que reemplazan activos existentes sin obtener una mayor capacidad del sistema. Corresponden al 62% de las inversiones aprobadas a CHEC S.A. E.S.P. BIC, se destacan proyectos como la reposición de redes y equipos de nivel 1,2,3 y 4 que por contingencia o antigüedad deben ser retirados, a fin de obtener beneficios como el aumento de la seguridad y confiabilidad del sistema, así como la disminución de costos por mantenimientos preventivos y correctivos.
- **Tipo IV:** Corresponden a proyectos de inversión no motivados en la atención de la demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos. Representan el 6% de las inversiones aprobadas. Se destacan proyectos de gestión y control de pérdidas de energía y la reposición de equipos de categoría 4 y 10 (Equipos de control y comunicaciones y Centro de control respectivamente).
- **Tipo V:** Según lo establecido en los lineamientos de cargue de información al Sistema Único de Información (SUI) de la Superintendencia mediante la Resolución 20212200012515 del 26 de marzo de 2021, los prestadores deben reportar en el inventario de proyectos de inversión aquellos que correspondan a Proyectos de Expansión de cobertura en Zonas Interconectables bajo la clasificación Tipo V.

En el contexto del Capítulo 13 de la Resolución CREG 015 de 2018, la remuneración de los proyectos de expansión de cobertura en zonas interconectables responde a la necesidad identificada en el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura (PIEC). En este sentido, el OR debe incluir en su plan anual de expansión de cobertura los proyectos de inversión que permitan la interconexión de los usuarios a su sistema. Estos proyectos de inversión, ejecutados por los OR en cumplimiento de su plan anual de expansión de cobertura, serán objeto de seguimiento conforme al proceso establecido para los planes de inversión.

En el caso de CHEC S.A. E.S.P. BIC, este tipo de proyectos representan el 0.8% de la inversión aprobada para el año 2022, equivalente a 2.492.663.845 COP de 2017, destinados a 47 proyectos de interconexión a la red para 214 viviendas. Estos proyectos fueron clasificados de acuerdo con lo conceptuado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) en 2021, que definió las soluciones para la electrificación de los usuarios según lo indicado en la **Tabla 50**.

Tabla 50 *Proyectos Expansión de cobertura ejecutados en 2022*

Solución viable	Cantidad proyectos	Cantidad viviendas
Interconexión	25	173
Aislada	22	41
Total	47	214

Fuente: Elaboración propia con base en informe de ejecución Plan de Inversión CHEC S.A. E.S.P. BIC– 2022.

5.3.4.2. Ejecución del plan de inversión

La ejecución anual del plan de inversiones para el periodo 2019-2023 ha sido objeto de un seguimiento permanente por parte de esta Superintendencia, particularmente en relación con los reportes de ejecución del plan de inversión presentados por el operador de red en el marco de la Circular CREG 024 de 2020, los cuales han sido entregados de manera oportuna. En el contexto de la evaluación integral, se llevó a cabo una mesa de trabajo en la que se revisaron las inversiones realizadas durante el periodo 2019-2023 de ejecución del plan regulatorio aprobado mediante la Resolución CREG 501 040 de 2022.

En la **Tabla 51** se presenta la ejecución general del plan de inversiones para el periodo 2019-2023.

Tabla 51 *Ejecución anual del plan de inversión 2019-2023 – CHEC S.A. E.S.P. BIC.*

2019	INVA (COP 2017)	42.926.906.547
	INVR (COP 2017)	61.612.170.924
	Ejecución (%)	143,53%
2020	INVA (COP 2017)	44.611.305.061
	INVR (COP 2017)	41.484.391.985
	Ejecución (%)	92,99%

2021	INVA (COP 2017)	46.285.177.059
	INVR (COP 2017)	47.174.111.589
	Ejecución (%)	101,92%
2022	INVA (COP 2017)	46.211.537.553
	INVR (COP 2017)	36.840.665.059
	Ejecución (%)	79,72%
2023	INVA (\$COP 2017)	39.053.683.895
	INVR (\$COP 2017)	33.895.174.565
	Ejecución (%)	86,79%
Global	INVA (\$COP 2017)	219.088.610.115
	INVR (\$COP 2017)	221.006.514.122
	Ejecución (%)	100,88%

Fuente: Elaboración propia con base en reporte dado por el prestador a la CREG

De acuerdo con los datos presentados en la **Tabla 51**, se observa que el operador cuenta con niveles de ejecución sobresalientes en su plan de inversión. No obstante, en el marco de la evaluación integral la empresa identificó varios factores que han afectado la ejecución de los proyectos durante el periodo regulatorio:

Gestión Ambiental: Las licencias, permisos o autorizaciones ambientales requeridas para el desarrollo de los proyectos han enfrentado retrasos en los tiempos de respuesta, lo que ha impactado el cumplimiento de los cronogramas establecidos.

Gestión Predial: Según lo expresado por la empresa, la gestión predial enfrenta desafíos importantes debido a la informalidad en la tenencia de la tierra y las inconsistencias en la información legal y catastral registrada. Condición, que dificulta la negociación con propietarios y la obtención de permisos, afectando el cronograma de ejecución de los proyectos.

En ambos casos, CHEC S.A. E.S.P. BIC ha implementado estrategias de mitigación, incluyendo la incorporación de tiempos de holgura en los cronogramas de los proyectos, lo que permite tomar medidas correctivas sin afectar el calendario propuesto para la ejecución. Así mismo, el enfoque social en actividades prediales ha tenido buen impacto en el desarrollo de proyectos en la actualidad.

En la **Tabla 52** se presenta el detalle de las inversiones ejecutadas dentro del plan y fuera del plan de inversión de CHEC S.A. E.S.P. BIC, ya sea por motivos de emergencia o prioritarios para el sistema de distribución. Es relevante destacar que, las inversiones fuera del plan pueden ser aplicadas para remuneración y reconocidas dentro de la variable de ejecución de inversiones, INVRj, siempre y cuando los proyectos puedan ser enmarcados en las unidades constructivas del capítulo 14 y 15 de la Resolución CREG 015 de 2018, y cuenten con la correspondiente aprobación de la CREG. La información se genera con base en el reporte al SUI.

Tabla 52 *Desglose en ejecución de inversiones 2019 a 2023.*

2019			
Ejecutado (COP 2017)			
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Dentro del Plan	42.758.966.873	18.430.750.787	43,10%
Fuera del Plan	-	43.181.420.142	-
Total Ejecutado	42.758.966.873	61.612.170.929	144,09%
2020			
Ejecutado (COP 2017)			
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Dentro del Plan	44.606.304.966	32.516.560.864	72,90%
Fuera del Plan	-	8.967.831.119	-
Total Ejecutado	44.606.304.966	41.484.391.983	93,00%
2021			
Ejecutado (COP 2017)			
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Dentro del Plan	46.285.177.004	32.234.543.611	69,64%
Fuera del Plan	-	14.939.567.981	-
Total Ejecutado	46.285.177.004	47.174.111.592	101,92%
2022			
Ejecutado (COP 2017)			
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Dentro del Plan	46.211.537.553	10.184.636.270	22,04%
Fuera del Plan	-	26.755.611.147	-
Total Ejecutado	46.211.537.553	36.940.247.417	79,94%
2023			

Ejecutado (COP 2017)			
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Dentro del Plan	39.053.683.847	7.054.034.962	18,06%
Fuera del Plan	-	26.841.139.608	-
Total Ejecutado	39.053.683.847	33.895.174.570	86,79%

Fuente: Elaboración propia con base en reporte de reporte en el SUI

De acuerdo con las ejecuciones para el periodo 2019-2023 se resalta lo siguiente:

- **Ejecución de Inversión 2019 y 2020:** La ejecución para los años 2019 y 2020 alcanzó un valor de 144,09% y 93% respectivamente. En 2019, las principales causas de la desviación fue la implementación de proyectos no planificados, toda vez que, en este primer año de ejecución del plan, la empresa tuvo que focalizar sus inversiones en la instalación de equipos por obsolescencia tecnológica, además de los cambios experimentados de acuerdo con las necesidades de la red. En 2020, la empresa logró ejecutar un 72,9% de los proyectos aprobados dentro del plan de inversión para este periodo.
- **Ejecución de Inversión 2021 y 2022:** La ejecución para los años 2021 y 2022 alcanzó un valor de 101,92% y 79,94% respectivamente. En 2021, las inversiones dentro del plan alcanzaron un 69,64% respecto a las inversiones aprobadas, las desviaciones durante este periodo están asociadas con variaciones en los valores presentados a la CREG para la aprobación del plan de inversión, que luego presentaron cambios considerables frente a los valores finalmente establecidos por la CREG. En 2022, la ejecución alcanzó un 79,94%, con una de las principales desviaciones relacionadas con problemas de gestión predial en el proyecto de trazado de fibra óptica Manizales – Regivit, lo que llevó a la empresa a enfrentar dificultades prediales que no pudieron resolverse durante la ejecución.
- **Ejecución de inversiones 2023:** Para este periodo se presentó una ejecución del 86,79%, cabe destacar que CHEC S.A. E.S.P. BIC tomó como referencia el plan de inversión 2023-2027 pendiente de aprobación por parte de la CREG, razón por la cual se presentan diferencias respecto al plan vigente 2020-2025. Las actividades ejecutadas, las cuales se incluyeron en la modificación presentada a la CREG, están relacionadas con la priorización

que CHEC S.A. E.S.P. BIC viene realizando en la actualización tecnológica de activos y equipos de red.

En el marco de la evaluación integral, CHEC S.A. E.S.P. BIC presentó un listado detallado de proyectos que, a corte de 2023, presentan ejecución parcial o no han sido ejecutados. Este listado, presentado en la **Tabla 64** del Anexo del presente informe, incluye un total de 17 proyectos, los cuales corresponden a una inversión aprobada de 53.173.891.641 COP de 2017. De estos proyectos se destaca que:

- Proyecto **NEG0795**: *“Adecuación en edificación de subestaciones- Obras civiles en subestaciones”*: Estos proyectos, inicialmente planificados para ejecución en 2019 y 2020, fueron suspendidos por la empresa debido a la falta de desagregación de las obras civiles dentro de Unidades Constructivas del módulo común, lo que impedía su remuneración.
- Proyecto **NEG0756**: *«Expansión de la red de telecomunicaciones de CHEC S.A. E.S.P. BIC y modernizar equipos para aumentar la capacidad de los sistemas de telecomunicaciones»*. Este proyecto fue programado para ejecución en 2021, con el fin de expandir la red de telecomunicaciones implementando fibra óptica entre las subestaciones de propiedad de CHEC S.A. E.S.P. BIC. Sin embargo, la empresa decidió suspenderlo debido a problemas de servidumbre en varios puntos de la línea Esmeralda-Viterbo. No obstante, la empresa ha fijado estrategias en torno a sus procesos de gestión social para facilitar las negociaciones y alcanzar acuerdos que permitan acceder a los puntos críticos necesarios para la ejecución de proyectos similares.
- Los proyectos **NEG0383** *“Mejoramiento de la calidad del servicio en CHEC S.A. E.S.P. BIC”* y **PEI1199** *“Instalación de fibra óptica SPAN 600 ADSS entre Subestación Uribe y Subestación Regivit”* fueron inicialmente planificados para 2022. Sin embargo, enfrentaron retrasos significativos debido a la escasez de materiales y a las complicaciones derivadas de la post-pandemia. Como resultado, su puesta en operación

fue reprogramada en el ajuste al plan de inversión 2023-2027, el cual aún está pendiente de aprobación por parte de la CREG.

- Proyecto **NEG9997**: "*Compra de activos de bien futuro CHEC S.A. E.S.P. BIC*". Este proyecto experimentó variaciones en su ejecución debido a cambios en las características del activo a adquirir por parte de CHEC S.A. E.S.P. BIC en el momento de la compra. Estas modificaciones generaron ajustes en los plazos y procedimientos inicialmente previstos.

En relación con la ejecución parcial de los proyectos presentados en la **Tabla 64**, la CHEC S.A. E.S.P. BIC ha manifestado que, a pesar de la postergación de varios de estos proyectos, no se anticipan impactos críticos en la calidad y confiabilidad del servicio a corto plazo. Sin embargo, para prevenir posibles efectos en la operación, la empresa ha estado implementando proyectos que mitiguen el impacto de aquellos que no han sido ejecutados o que se han ejecutado parcialmente. Estas acciones se enmarcan en la modificación al plan de inversión 2023-2027, que actualmente está en trámite ante la CREG.

➤ **Reporte ejecución del plan de inversión**

La aprobación de cargos para CHEC S.A. E.S.P. BIC quedó en firme en noviembre de 2019, posteriormente, XM inició la liquidación en enero de 2020. Bajo este contexto la empresa inició en ese año el reporte de la ejecución de sus inversiones aprobadas para el periodo 2019-2023 bajo los tres mecanismos de reporte: **i)** Informe anual presentado a la CREG sobre la ejecución de inversión de acuerdo a la Circular CREG 024 de 2020, **ii)** Cargue de información de los formatos de Planes de Inversión (PI) en el Sistema Único de Información (SUI) de la Superintendencia y **iii)** Reporte anual realizado al LAC de XM de acuerdo a la Circular CREG 012 de 2020.

Cabe destacar que la información a reportar en el SUI corresponde a los siguientes formatos:

- **PI1.** Inventario Planes
- **PI2.** Planes Seguimiento
- **PI3.** Inventario proyectos

- **PI4.** Proyectos Seguimiento

Basado en lo anterior, esta Superintendencia realizó las verificaciones de los reportes realizados por CHEC S.A. E.S.P. BIC para el plan de inversión vigente, lo cual se presenta en la **Tabla 53**.

Tabla 53 Reporte Ejecución PI - CHEC S.A. E.S.P. BIC

		Reporte CREG	Reporte SUI Formatos PI		Reporte XM
			PI3 y PI4	PI2	
2019	INVA (\$COP 2017)	42.926.906.547	42.758.966.873	42.926.906.547	42.926.906.547
	INVR (\$COP 2017)	61.612.170.924	61.612.170.929	61.612.170.927	61.612.171.326
	Ejecución (%)	143,53%	144,09%	143,53%	143,53%
2020	INVA (\$COP 2017)	44.611.305.061	44.606.304.966	44.606.305.061	44.611.305.061
	INVR (\$COP 2017)	41.484.391.985	41.484.391.983	41.484.391.989	41.484.391.988
	Ejecución (%)	92,99%	93,00%	93,00%	92,99%
2021	INVA (\$COP 2017)	46.285.177.059	46.285.177.004	46.285.177.060	46.285.177.059
	INVR (\$COP 2017)	47.174.111.589	47.174.111.592	47.174.111.588	47.174.111.588
	Ejecución (%)	101,92%	101,92%	101,92%	101,92%
2022	INVA (\$COP 2017)	46.211.537.553	46.211.537.599	46.211.537.652	46.211.537.553
	INVR (\$COP 2017)	36.840.665.059	36.940.247.417	36.940.247.205	36.940.247.206
	Ejecución (%)	79,72%	79,94%	79,94%	79,94%
2023	INVA (\$COP 2017)	39.053.683.895	39.053.683.847	39.053.683.896	39.053.683.895
	INVR (\$COP 2017)	33.895.174.565	33.895.174.570	33.895.174.563	33.895.174.566
	Ejecución (%)	86,79%	86,79%	86,79%	86,79%
Global	INVA (\$COP 2017)	219.088.610.115	218.915.670.289	219.083.610.216	219.088.610.115
	INVR (\$COP 2017)	221.006.514.122	221.106.096.491	221.106.096.272	221.106.096.674
	Ejecución (%)	100,88%	101,00%	100,92%	100,92%

Fuente: Elaboración propia con base en reporte de reporte en el SUI

Respecto a las casillas resaltadas en verde en la **Tabla 53**, se indica que:

- Frente a las diferencias identificadas en el reporte de los formatos SUI para el INVA del año 2019, la empresa señaló que estas se deben a inconsistencias en el reporte de unidades constructivas, las cuales serán tramitadas ante el equipo SUI de la Superintendencia.

Es importante señalar que, durante la elaboración del informe de evaluación integral, se encontraron variaciones en los montos ejecutados en 2019, liquidadas en el mes de octubre de 2020. Si bien estas variaciones coinciden en todas las fuentes de

información, se consultó a la empresa sobre el caso, quien aclaró que esta novedad está relacionada con cambios en la valoración de ciertas unidades constructivas, estas diferencias fueron reportadas previamente por el prestador en el informe de ejecuciones entregado a la CREG y a la SSPD.

- Respecto a las diferencias encontradas en el reporte de los formatos SUI para las inversiones aprobadas en el 2020, la empresa indicó que la información en las diferentes fuentes coincide, no obstante, se insta a CHEC S.A. E.S.P. BIC a realizar una nueva verificación para identificar las inconsistencias señaladas por la Superintendencia durante la elaboración de este informe de evaluación integral.
- En cuanto a la diferencia en el reporte a la CREG para el INVR del año 2022, durante la elaboración de este informe de evaluación integral, la empresa se comprometió a verificar la inconsistencia señalada por la Superintendencia a fin de realizar las correcciones pertinentes.

➤ **Remuneración del Plan de Inversión**

La componente de la remuneración anual anticipada que reciben los operadores y que hace parte del cálculo de los cargos por nivel de tensión, corresponde a la Base Regulatoria de Activos Nuevos (BRAEN) la cual está definida en el numeral 3.1.1.2. del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018. Esta componente se desglosa en tres términos principales por nivel de tensión:

- Inversiones aprobadas para el año a remunerar ($INVA_{j,n,t}$).
- Ejecución del año previo a remunerar ($INVR_{j,n,t-1}$).
- Inversiones aprobadas para el año anterior a remunerar ($INVA_{j,t-1}$).

Los dos primeros términos contribuyen de manera positiva al BRAEN, mientras que el tercero de manera negativa. En palabras gruesas, en el BRAEN se calcula las inversiones del año a remunerar y la diferencia entre lo ejecutado y lo aprobado del año anterior. Por lo tanto, la remuneración percibida por el operador se verá afectada de manera negativa si hay subejecución del plan.

Otro de los factores que afectan de manera negativa la remuneración de un operador de red es el índice de Ajuste por Ejecución del plan de inversiones ($IAPA_{j,n,t}$). Como su nombre lo indica, corresponde a una variable cuyo valor depende del nivel de ejecución del operador y ajusta la remuneración de las inversiones por nivel de tensión. Para el nivel de tensión 4 este índice toma un valor de 1 independientemente del nivel de ejecución. Para el resto de los niveles de tensión, esta variable toma un valor de 1 para los dos primeros años de ejecución, pero a partir del tercer año corresponde al índice de ejecución promedio de los dos años anteriores si el resultado de este es inferior a 0,8. En particular, este índice ajusta el valor de las inversiones aprobadas en la fórmula del BRAEN.

La ejecución de CHEC S.A. E.S.P. BIC por nivel de tensión se presenta en la **Tabla 54**.

Tabla 54 Ejecución de plan de inversión desagregado por nivel de tensión. Cifras dadas en COP de 2017

Nivel de tensión	INVA 2019	INVR 2019	Ejecución (%)	INVA 2020	INVR 2020	Ejecución (%)
1	14.191.715.152	20.904.491.185	147,30%	15.667.378.542	11.036.615.541	70,44%
2	10.682.987.540	14.271.007.370	133,59%	13.152.555.219	13.879.813.630	105,53%
3	1.915.845.767	2.109.863.124	110,13%	11.053.423.625	11.031.921.427	99,81%
4	16.136.358.088	24.326.809.245	150,76%	4.732.947.675	5.536.041.387	116,97%
Total	42.926.906.547	61.612.170.924	143,53%	44.606.305.061	41.484.391.985	93,00%
Nivel de tensión	INVA 2021	INVR 2021	Ejecución (%)	INVA 2022	INVR 2022	Ejecución (%)
1	13.200.887.354	17.770.401.678	134,62%	11.908.453.993	14.685.210.593	123,32%
2	17.886.434.675	16.215.983.816	90,66%	14.551.972.318	12.411.479.539	85,29%
3	7.765.961.061	7.930.352.719	102,12%	3.272.671.050	2.272.571.452	69,44%
4	7.431.893.969	5.257.373.375	70,74%	16.478.440.192	7.570.985.621	45,94%
Total	46.285.177.059	47.174.111.589	101,92%	46.211.537.553	36.940.247.205	79,94%
Nivel de tensión	INVA 2023	INVR 2023	Ejecución (%)			
1	10.459.679.277	11.084.135.138	105,97%			
2	15.315.811.207	15.470.319.880	101,01%			
3	9.945.461.168	3.674.827.864	36,95%			
4	3.332.732.244	3.665.891.681	110,00%			
Total	39.053.683.896	33.895.174.563	86,79%			

Fuente: Elaboración propia con base en reporte de reporte en el SUI y CREG.

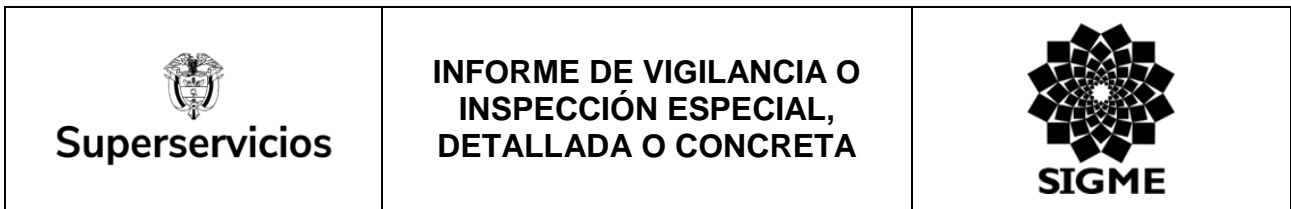
De la información presentada en la **Tabla 54** se observa que para el operador de red CHEC S.A. E.S.P. BIC los niveles de ejecución son sobresalientes durante el periodo 2019-2023, no obstante en 2022 y 2023 los rendimientos presentados en los niveles de tensión 4 y 3 respectivamente fueron inferiores a los montos aprobados, situación que fue señalada por la empresa respecto a cambios que se dieron en proyectos relacionados con la instalación de equipos con especificaciones técnicas más apropiadas según la necesidad del sistema, cambios en las necesidades de expansión y aumento de la demanda no previsto en la planeación.

5.3.4.3. Estrategia de comunicación y difusión de plan de inversión

La Resolución CREG 015 de 2018, en el numeral 6.7 del anexo general, indica que los Operadores de Red deben definir una estrategia de comunicación para difundir con los usuarios el plan de inversión, las metas, reposición, calidad, reducción y mantenimiento de pérdidas. Esta estrategia debe contener como mínimo los siguientes tres puntos:

- a. Elaboración de un informe anual, en lenguaje sencillo, con las metas, inversiones e indicadores de ejecución del plan de inversión para los usuarios del mercado de comercialización. El informe deberá ser publicado en la página web del OR antes del último día hábil del mes de marzo de cada año.*
- b. Desarrollo y mantenimiento de un sitio web con la información asociada a la ejecución del plan de inversión.*
- c. Publicación anual en un diario de amplia circulación en el mercado de comercialización de un resumen con las metas propuestas y el avance en la ejecución de los proyectos de inversión.*

Respecto a los literales a. y b., CHEC S.A. E.S.P. BIC tiene acceso a través del portal web (ver **Figura 45**). Sin embargo, previamente a la visita de evaluación integral, se verificó la publicación de los informes anuales de ejecución de los Planes de Inversión presentados a la CREG y la SSPD, conforme a lo estipulado en el literal c. del numeral 6.5 del anexo general de



la Resolución CREG 015 de 2018, y no se encontraron publicados. Dado lo anterior, como parte de los compromisos establecidos durante la visita de inspección, la empresa procedió a publicar dichos informes.

Además, se recomendó a la empresa mejorar la accesibilidad para que los usuarios puedan consultar esta información fácilmente. En respuesta a esta sugerencia, CHEC S.A. E.S.P. BIC dispuso en su página web principal un banner para fácil consulta por parte de los usuarios de los Informes de ejecución del Plan de Inversiones Regulatorio PIR en el siguiente enlace:

<https://www.chec.com.co/>.

Figura 45 Captura de pantalla de portal web de CHEC S.A. E.S.P. BIC. Publicación Plan de Inversión



Fuente: <https://www.chec.com.co/Home/Institucional/Quienes-somos/Nuestros-negocios/Distribuci%C3%B3n>

5.3.4.4. Plan de gestión de pérdidas

Si bien CHEC S.A. E.S.P. BIC no cuenta con un plan de reducción de pérdidas aprobado regulatoriamente a lo largo del plazo formalizado, ha venido implementando un proyecto integral y sostenible para la gestión de pérdidas de energía para el periodo 2015-2025, con alcance del grupo EPM. Este proyecto tiene como objetivo principal sostener el Índice de Pérdidas Regulatorio por debajo del 8,47% para diciembre de 2025.

A continuación, se describen las actividades ejecutadas por CHEC S.A. E.S.P. BIC en el marco de la implementación del programa de control y gestión de pérdidas:

- **Diagnósticos y Actualización de Información**

La empresa realiza revisión integral de nodos y transformadores de distribución con el propósito de analizar, detectar y normalizar tanto las pérdidas técnicas como no técnicas. Este proceso también incluye la actualización de los sistemas de información para mejorar la calidad de los datos utilizados en los balances de energía. Dentro de los principales objetivos de esta actividad, la empresa realiza el diagnóstico del estado de la red de distribución identificando puntos de mejora o vulnerabilidades que faciliten las conexiones ilegales, recopilar la información de aforos y cargas especiales para asegurar que el registro de los consumos de energía sea confiable.

- **Redes en Transformadores con pérdidas**

CHEC S.A. E.S.P. BIC ha venido realizando inversiones significativas en la remodelación de las redes de distribución en baja tensión, con el objetivo de eliminar las vulnerabilidades existentes que facilitan las conexiones irregulares y mejorar la calidad del servicio, lo que a su vez contribuye a la reducción de pérdidas técnicas.

- **Revisiones de Control e Industria**

La empresa ha realizado acciones de control y normalización del sistema de medición de los usuarios garantizando que los registros de consumo de energía sean constantes a través del tiempo y altamente confiables. Como resultado de esta práctica, la empresa sustituye los medidores que no cumplen con las especificaciones necesarias para asegurar una medición precisa.

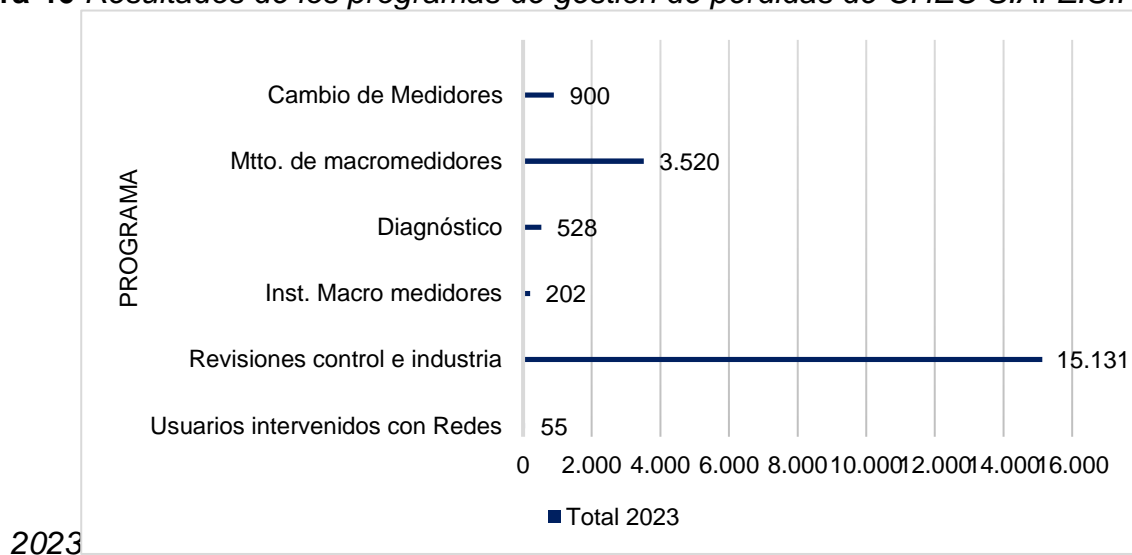
- **Instalación y Normalización de Macromedición**

CHEC S.A. E.S.P. BIC implementó un sistema de macromedición instalado en los transformadores de distribución, lo que permite realizar balances de energía al comparar el consumo de los clientes asociados con las cargas especiales, como el alumbrado público. Este

sistema es crucial para la detección y sectorización de pérdidas técnicas y no técnicas, aumentando la eficiencia de las operaciones y minimizando el impacto en los usuarios.

Con base en las actividades anteriormente mencionadas, los resultados obtenidos en 2023 de acuerdo con el cronograma de actividades de CHEC S.A. E.S.P. BIC para los municipios de cobertura es el presentado en la **Figura 46**.

Figura 46 Resultados de los programas de gestión de pérdidas de CHEC S.A. E.S.P. BIC-



Fuente: Elaboración propia con base en información suministrada por CHEC S.A. E.S.P. BIC

Según los datos presentados en la **Figura 46**, se observa que el programa de «Revisiones de Control e Industria» fue el que incluyó la mayor cantidad de unidades (instalaciones y/o transformadores) en 2023, con un total de 15.131. Estos datos subrayan la importancia de dicho programa en el esfuerzo de CHEC S.A. E.S.P. BIC por optimizar su infraestructura. Los indicadores de energía recuperada por la empresa para 2023, como resultado de estas revisiones, se detallan en la **Tabla 55**, evidenciando el impacto positivo de las acciones realizadas.

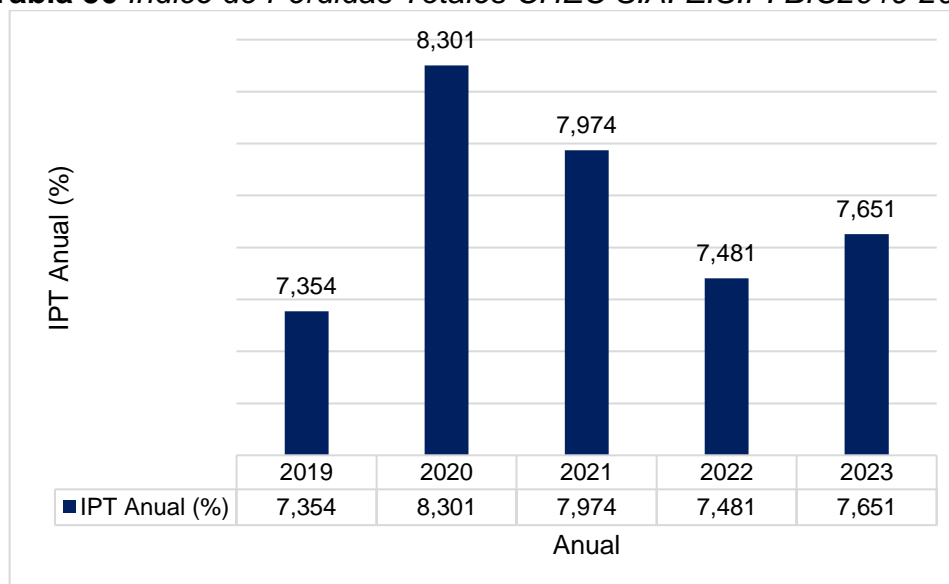
Tabla 55 *Indicadores de Energía Recuperada por CHEC S.A. E.S.P. BIC en 2023*

Meta Anual de Energía 2023	
Energía Reducción (GWh/año)	16,90
Energía Aflorada Sostenimiento (GWh/año)	5,20
Energía recuperada (GWh/año)	2,10
Total	24, 3

Fuente: Elaboración propia con base en información suministrada por CHEC S.A. E.S.P. BIC

En el marco de las actividades implementadas para el mantenimiento de pérdidas de energía, CHEC S.A. E.S.P. BIC ejecutó en 2023 un presupuesto aproximado de 7.472 millones de COP, lo que permitió recuperar 24,3 GWh al año. Gracias a estos esfuerzos, logró un indicador de 7,65%, superando en un 0,82% la meta interna establecida de 8,47%. La **Tabla 56** presenta el comportamiento del indicador para los años 2019 a 2023.

Tabla 56 *Índice de Pérdidas Totales CHEC S.A. E.S.P. BIC 2019-2023*



Fuente: Elaboración propia con base en reporte de reporte en el SUI

5.3.5. Calidad del servicio en el STR

En esta sección se tratan los aspectos relacionados con la calidad del servicio del Sistema de Transmisión Regional del Operador de Red CHEC S.A. E.S.P. BIC, lo anterior comprende las

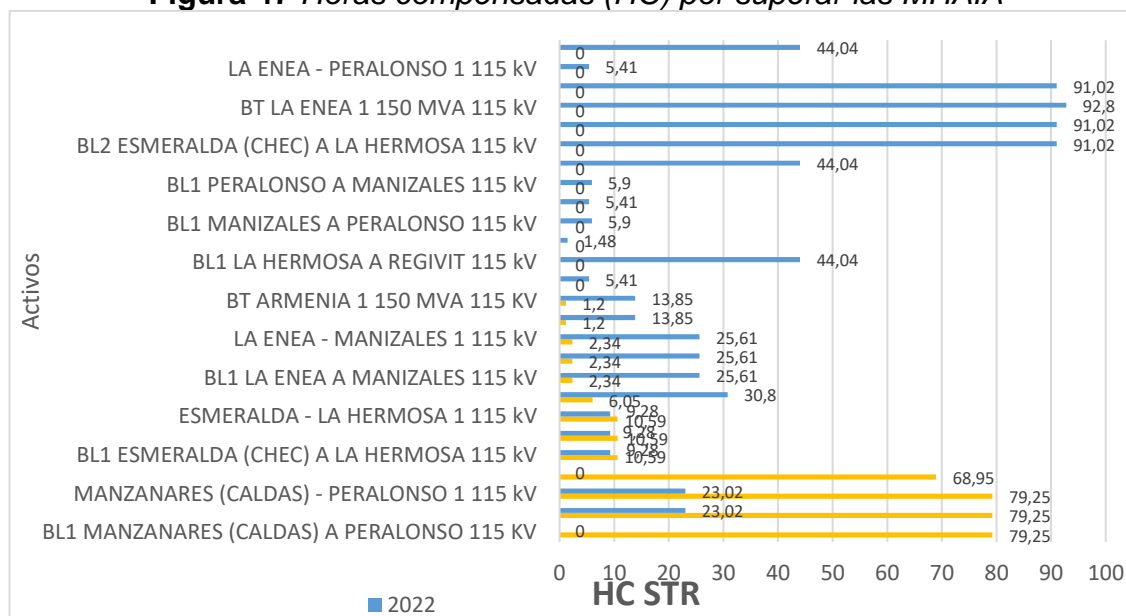
redes regionales con líneas y subestaciones de nivel de tensión 4, que operan a tensiones menores de 220 kV y para el caso específico de CHEC S.A. E.S.P. BIC su sistema de transmisión Regional está compuesto por 18 subestaciones de 115 kV, una transformación de 705 MVA y 481 km de líneas de transmisión que operan a nivel de tensión 115 kV.

5.3.5.1. Indisponibilidad de activos

Entre los años 2022 y 2023, CHEC S.A. E.S.P. BIC presentó 1.096,5 Horas Compensadas (HC) acumuladas por superar las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas (MHAIA).

En la **Figura 47**, se presenta un comparativo de los activos con HC entre los años 2022 y 2023. Estos activos están destinados a la prestación del servicio de energía eléctrica en el mercado de comercialización que atiende el prestador en evaluación.

Figura 47 Horas compensadas (HC) por superar las MHAIA



Fuente: Elaboración propia a partir de información tomada de HEROPE de XM

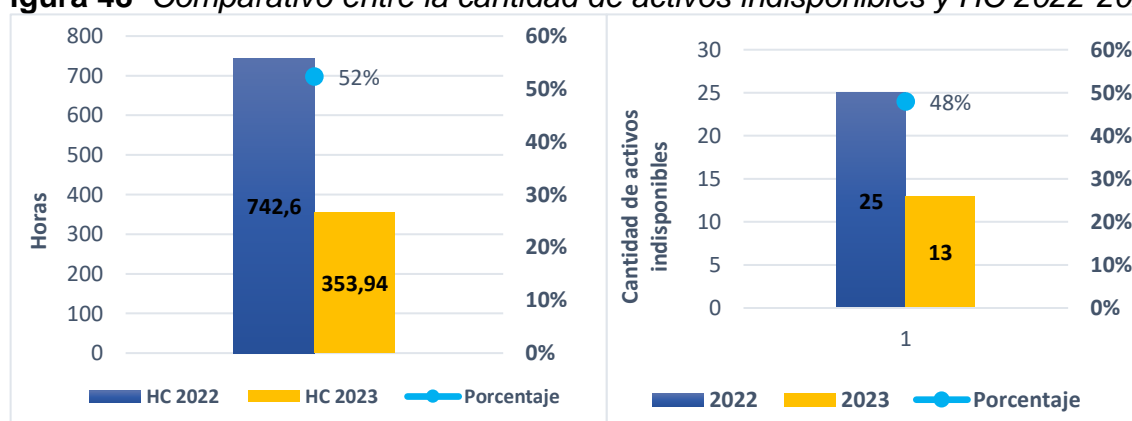
De la figura anterior se puede identificar que:

- Los activos correspondientes a la bahía de transformador 1, 150 MVA 115 kV de la subestación la Enea, presentaron 92,8 HC por superar las MAHIA en el año 2022. Por

su parte la línea de transmisión Esmeralda - La Hermosa 2 115 kV y las dos bahías de línea asociadas a ambos extremos de la línea, presentaron mayor número de HC por superar las MHAIA en el año 2022, con 91,02 HC para cada uno de estos activos.

- La línea de transmisión Manzanares (Caldas) – Peralonso 1, 115 kV y las dos bahías de línea asociadas a ambos extremos de la línea, presentaron 79,25 HC por superar las MAHIA en el año 2023. CHEC S.A. E.S.P. BIC informó que, la indisponibilidad de este activo en gran medida se debió a eventos nos programados, la localización de las fallas se dificulta por la topografía del terreno, la longitud de la línea y las gestiones necesarias para obtener permisos de acceso a los predios.
- En ese sentido, entre el año 2022 y 2023 se presentó una mejora en las características de calidad del servicio en el STR de CHEC S.A. E.S.P. BIC, pues pasó de tener aproximadamente 742,6 HC en el año 2022 a 353,9 HC en el año 2023, representando así una mejora aproximada entre un año y otro, se identificó por parte de esta DTGE una disminución del 52%, en las HC por superar de las MHAIA, así como un porcentaje del 48%, lo que representa una reducción significativa en el número de activos indisponibles entre 2022 y 2023, lo anterior, se resume gráficamente en la **Figura 48**.

Figura 48 Comparativo entre la cantidad de activos indisponibles y HC 2022-2023

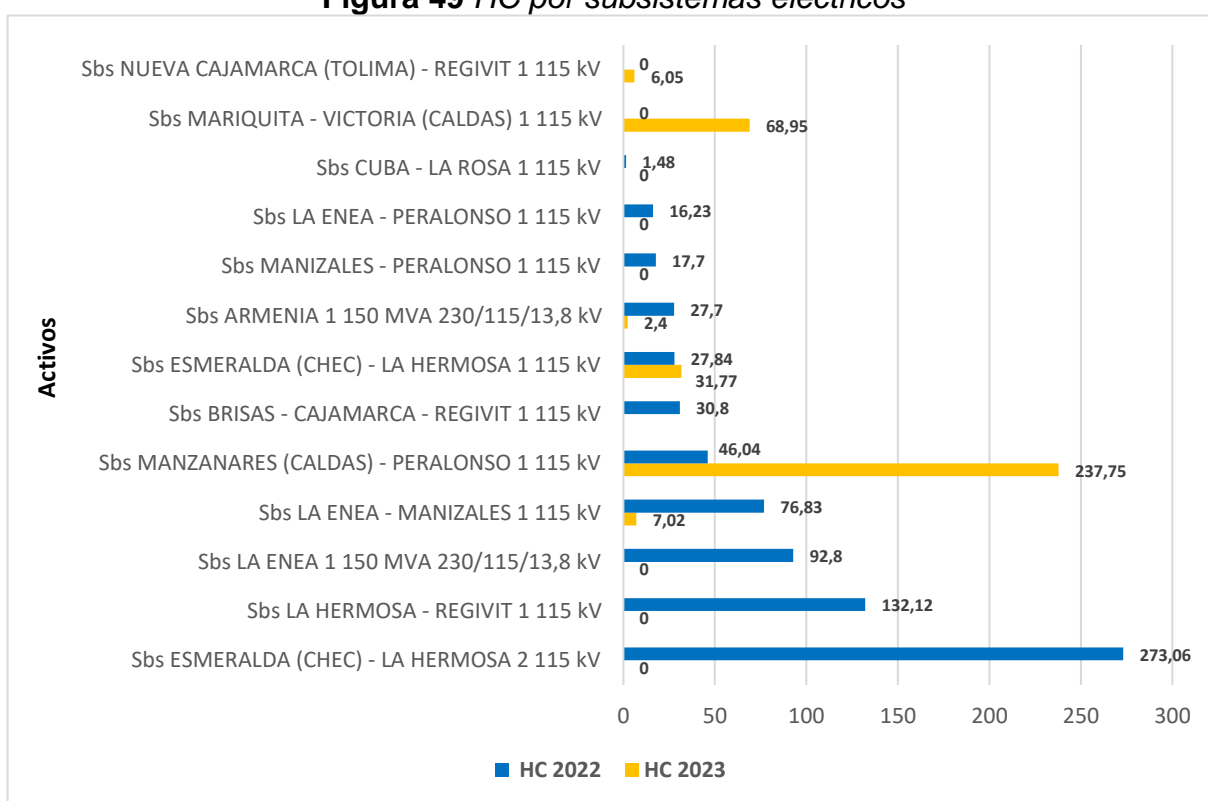


Fuente: Elaboración propia a partir de información tomada de HEROPE de XM

En la **Figura 49**, se presenta la indisponibilidad de activos por subsistema o grupo de activos de CHEC S.A. E.S.P. BIC en la que se puede establecer que para el año 2023 se presentaron aproximadamente 237,7 HC en el subsistema eléctrico Sbs MANZANARES (CALDAS) -

PERALONSO 1 115 kV. En ese sentido, se reitera la condición identificada por la Superintendencia, de mejora en la calidad del servicio en el STR, pues en el año 2022 el subsistema con mayor número de horas compensadas por superar las metas de indisponibilidad definidas por el Regulador fue el subsistema Sbs ESMERALDA (CHEC S.A. E.S.P. BIC) - LA HERMOSA 2 115 kV, con 273 HC aproximadamente.

Figura 49 HC por subsistemas eléctricos



Fuente: Elaboración propia a partir de información tomada de HEROPE de XM

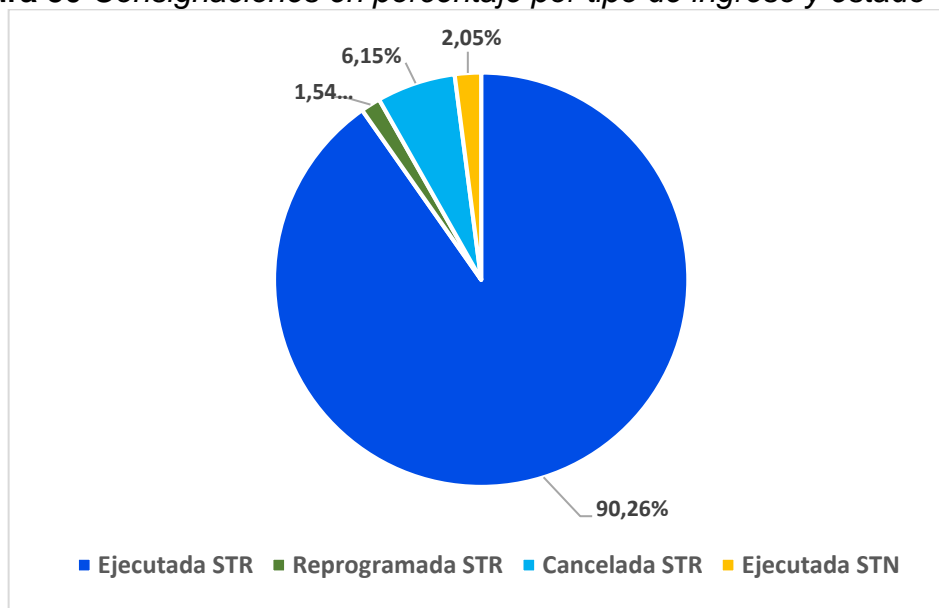
5.3.5.2. Consignaciones nacionales

En este apartado se presenta el total de consignaciones nacionales asociadas a CHEC S.A. E.S.P. BIC, desagregando la información en un análisis particular de acuerdo con el tipo de ingreso, origen de mantenimiento y estado, además, se presentarán los activos asociados de las consignaciones nacionales.

Como parte de esta actividad, en la **Figura 50** se presentan las consignaciones desagregadas por estado. De estas, 176 consignaciones lograron ser ejecutadas (90,26%), 3 consignaciones

tuvieron que ser reprogramadas (1,54%) y 12 consignaciones fueron canceladas en el Sistema de Transmisión Regional (6,15%), mientras que en el Sistema de Transmisión Nacional fueron ejecutadas 4 consignaciones (2,05%). En total se llevaron a cabo 195 consignaciones por parte del prestador CHEC S.A. E.S.P. BIC. Del anterior, proceso de revisión se encontraron diferencias entre la información suministrada por CHEC S.A. E.S.P. BIC a esta Entidad, y lo registrado por este mismo agente ante los aplicativos XM SA ESP, razón por la que la Superintendencia procedió a solicitar de manera oficial la Información sobre las consignaciones de CHEC S.A. E.S.P. BIC a XM. Para la elaboración del presente informe se toma la información suministrada por CHEC S.A. E.S.P. BIC.

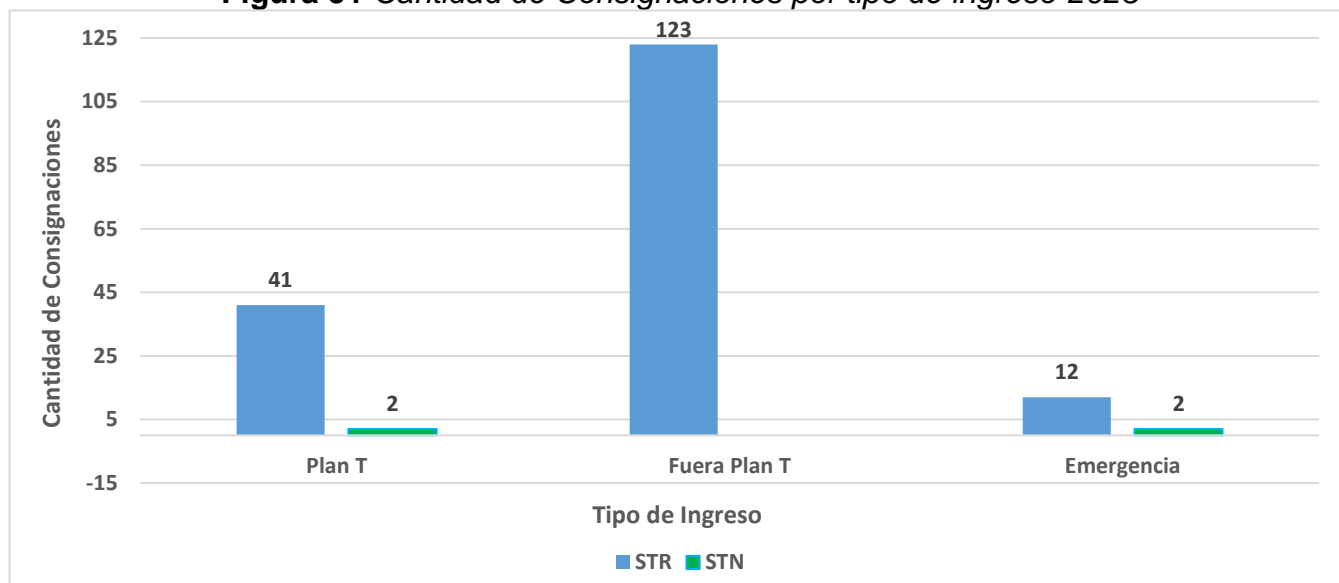
Figura 50 *Consignaciones en porcentaje por tipo de ingreso y estado - 2023*



Fuente: Elaboración propia a partir suministrada por CHEC S.A. E.S.P. BIC

De acuerdo con el total de las consignaciones nacionales registradas por CHEC S.A. E.S.P. BIC en el año 2023, en la **Figura 51** se presentan las consignaciones desagregadas por tipo de ingreso, de manera que 47 (45 en el STR y 2 en el STN) consignaciones se ejecutaron dentro del plan, 133 consignaciones se ejecutaron fuera del plan, y 15 consignaciones (13 en el STR y 2 en el STN) se ejecutaron por emergencia.

Figura 51 Cantidad de Consignaciones por tipo de ingreso-2023

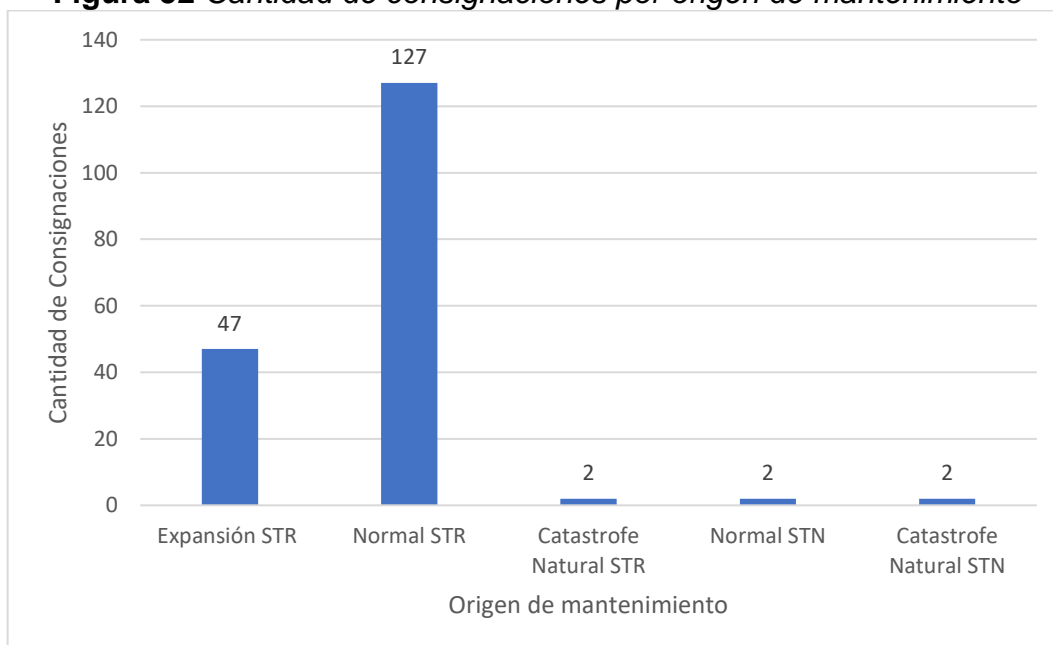


Fuente: Elaboración propia a partir suministrada por CHEC S.A. E.S.P. BIC

De la figura anterior, se observa por parte de esta Superintendencia que solamente el 24 % de las consignaciones nacionales fueron ejecutadas dentro del Plan anual de consignaciones, llamando la atención el porcentaje considerable (68%) de las consignaciones que fueron ejecutadas Fuera del Plan Semestral de Mantenimiento. Finalmente, el 8% de las consignaciones fueron ejecutadas por emergencia.

De otra parte, del total de consignaciones ejecutadas por CHEC S.A. E.S.P. BIC, en la **Figura 52** se presentan las consignaciones desagregadas por origen de mantenimiento, de manera que 129 consignaciones (127 en el STR y 2 en el STN) están asociadas a origen normal, 47 consignaciones en el STR están asociadas a expansión y 4 consignaciones (2 en el STR y 2 en el STN) están asociadas con catástrofes naturales.

Figura 52 Cantidad de consignaciones por origen de mantenimiento

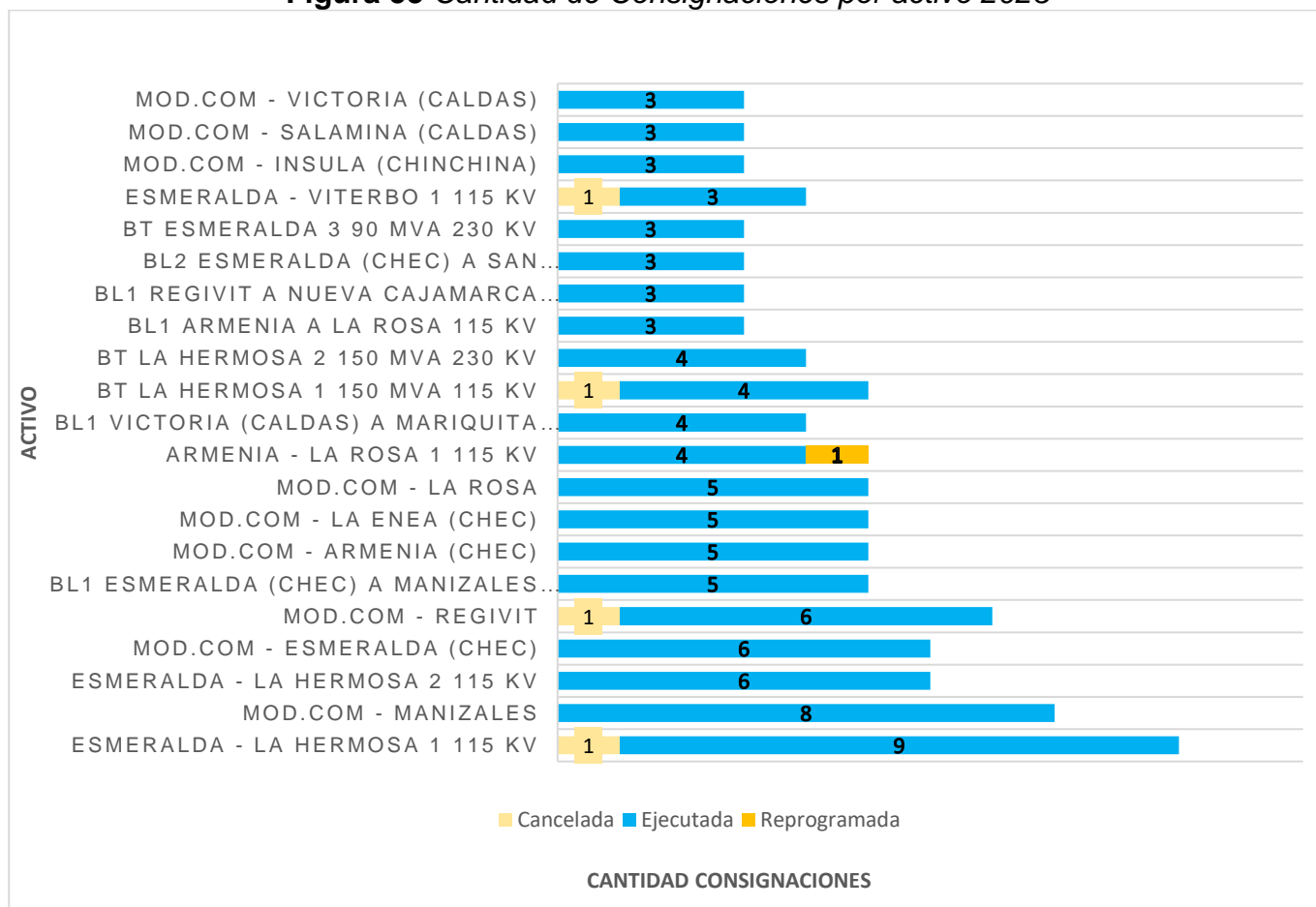


Fuente: Elaboración propia a partir suministrada por CHEC S.A. E.S.P. BIC

Finalmente, en la **Figura 53** se detalla la cantidad de consignaciones por activo de CHEC S.A. E.S.P. BIC para el año 2023, de lo cual se resalta que el activo con mayor cantidad de consignaciones nacionales fue la línea Esmeralda – La Hermosa 1, 115 kV, con 9 consignaciones ejecutadas, seguido por el Mod.Com – MANIZALES, ESMERALDA - LA HERMOSA 2, 115 kV, Mod.Com - ESMERALDA (CHEC S.A. E.S.P. BIC), Mod.Com – REGIVIT con 6 consignaciones ejecutadas en cada uno de sus activos.

CHEC S.A. E.S.P. BIC dentro de la visita Integral y dentro de la información reportada en respuesta a los compromisos asumidos como resultado de la visita, informó que los activos asociados al doble circuito Esmeralda – La Hermosa 115 kV 1 y 2 presentaron un número alto de consignaciones debido a que se dio reposición de conductores de fase y cables de guarda.

Figura 53 Cantidad de Consignaciones por activo 2023



Fuente: Elaboración SSPD

5.3.5.3. Proyectos de expansión

El prestador informó que se encuentra ejecutando el proyecto Dorada – Norte 115 kV, proyecto Molinos 115 kV y el proyecto segundo banco de transformador Purnio 230/115 kV.

Proyecto Dorada Norte 115 kV

CHEC S.A. E.S.P. BIC informó que en enero de 2024 manifestó el interés de ejecución a la UPME, del Proyecto Dorada Norte 115 kV, adicionalmente informa que:

«(...) se encuentra a la espera de que el proyecto sea incluido en el plan de expansión para dar cumplimiento a los requisitos aplicables de la resolución CREG 024 del 2013(...)»

CHEC S.A. E.S.P. BIC informó que el proyecto cuenta con concepto UPME, y mediante el radicado CHEC 20240230000470 manifestó el interés a la UPME, indicándole, además:

«(...) Teniendo en cuenta lo manifestado por esta autoridad la CHEC manifiesta su interés de ejecutar el proyecto en mención, pero queda a la espera de que el proyecto sea incluido en el Plan de Expansión para el cumplimiento de los requisitos dentro de los plazos previstos en la resolución CREG 024 de 2013 (...)».

Adicionalmente, en las respuestas a los comentarios de las observaciones presentadas en la visita de inspección informa:

«(...) Sin embargo, es importante aclarar que a la fecha se está desarrollando el proyecto de acuerdo con el cronograma diseñado para tal fin.

A este respecto, quisiéramos traer como ejemplo lo sucedido con la inclusión del proyecto “SEGUNDO BANCO DE TRANSFORMADORES DE 150 MVA PARA LA SE PURNIO” en el Plan de Expansión de Transmisión ya que en este caso CHEC S.A. E.S.P. BIC recibió la solicitud de la UPME para ejecutar este proyecto; sin embargo no se inició con la aplicabilidad de los requerimientos de la CREG 024 , hasta tanto no fue incluido el proyecto en el respectivo plan de expansión después de recibir la respuesta dada por la UPME confirmando este procedimiento.(...)»

Dentro de la información enviada por CHEC S.A. E.S.P. BIC, se encontró el concepto de conexión emitido por la UPME con radicado 202311520192811 con fecha de entrada en operación para agosto de 2025, se deja claridad que dentro de la información remitida por el prestador (archivo EXCEL Respuesta SSPD_Jul2024) el proyecto presenta actividades críticas, porcentaje de ejecución, Fecha de puesta en operación FPO actual con corte a Junio) por lo cual esta Superintendencia asume que el prestador se encuentra ejecutando el proyecto, sin

embargo, la SSPD no encontró ningún informe de interventoría por lo cual esta Superintendencia no tiene como verificar el estado de ejecución del proyecto. Al respecto desde este despacho se realizará seguimiento y tomará las medidas de control que correspondan.

Proyecto Molinos 115 kV

CHEC S.A. E.S.P. BIC informó que el proyecto cuenta con concepto UPME por parte de la UPME y manifestación de Interés por parte del Prestador e indica:

«(...) Cabe destacar que, dado que este proyecto interviene una línea existente de 115 kV (Hermosa – Regivit) y no propone la construcción de una nueva línea, no está sujeto a la garantía de cumplimiento establecida en la resolución CREG 024/2013. Además, hasta el momento, se ha presentado un informe trimestral de interventoría del proyecto conforme a lo estipulado en la resolución. «(...)»

Sobre el particular vale la pena resaltar que, esta Superintendencia ha recibido solamente un informe de interventoría asociado a este proyecto, y de acuerdo con lo mencionado por el prestador, a la fecha el proyecto se está desarrollando de acuerdo con el cronograma establecido para tal fin, así mismo, dentro de lo que pudo verificar la SSPD al parecer el presente proyecto no cuenta con interventor y el informe fue desarrollado por la misma empresa.

Proyecto Segundo Transformador Purnio 230 /115 kV – 150 MVA

Centrales Hidroeléctricas de Caldas informó que el proyecto cuenta con concepto UPME, y manifestó a la UPME mediante radicado CHEC S.A. E.S.P. BIC 20220230007384:

«(...) De acuerdo con lo anterior, CHEC S.A. E.S.P. BIC manifiesta su interés de ejecutar el proyecto que se lista a continuación e incluye la información adicional relacionada en el artículo 4 de resolución CREG 024 de 2013 (interventor, cronograma y copia de la aprobación de la garantía, esta última cuando haya lugar). (...)»

Dentro de la información enviada por CHEC S.A. E.S.P. BIC, se encontró el concepto de conexión emitido por la UPME con radicado 20221500099481 con fecha de entrada en

operación para diciembre de 2024. De este proyecto la SSPD a la fecha ha recibido dos (2) informes trimestrales de seguimiento a la ejecución del proyecto de acuerdo con lo señalado en la Resolución CREG 024 de 2013 y sus modificaciones. Dentro de la información suministrada por CHEC S.A. E.S.P. BIC con motivo de la evaluación integral, informa que el último informe radicado ante esta Superintendencia corresponde al trimestre 2 (febrero, marzo, abril de 2024), en dicho informe el interventor informa que no ve riesgo en la fecha de puesta en operación del proyecto por tanto la fecha estimada de entrada es diciembre de 2024. Dicha fecha, es acorde con la fecha del concepto de conexión de la UPME. Dado que a la fecha no se ha radicado el informe trimestral número tres correspondiente a los meses de mayo, junio y julio de 2024. La Superintendencia no tiene como verificar el estado del proyecto ni la fecha estimada de entrada en operación, se hizo un llamado al prestador de estar pendiente de la entrega de los informes de seguimiento ante las entidades que corresponden.

Nivel de Cortocircuito SE La Esmeralda 115 kV

Dentro del ejercicio de vigilancia adelantado por la SSPD, se realizó la revisión del informe de Planeamiento Operativo de Mediano Plazo – IPOEM del Trimestre 2 de 2024, previo a la visita de inspección ejecutada a la empresa CHEC S.A. E.S.P. BIC. En el numeral 8.6 del mencionado documento, se presenta el nivel de cortocircuito del SIN. A continuación, se presentan apartes de lo relacionado en el mencionado documento:

«(...) **8.6 Nivel cortocircuito subestaciones del SIN**

A continuación, se presenta el detalle de cálculo de las subestaciones con niveles de cortocircuito superiores al 70% para la condición de red esperada a diciembre de

2025.

Informe de planeamiento operativo eléctrico de mediano plazo – Segundo trimestre de 2024

Subestación	Área	Subárea	Cortocircuito 3F [kA]	Cortocircuito 1F [kA]	Nivel de cortocircuito [%]
Chinú Planta 110 kV	Caribe	Córdoba-Sucre	26.28	30.73	97.56
Torca 115 kV	Oriental	Bogotá	33.98	38.55	96.37
Guavio Gen 220 kV	Oriental	Bogotá	35.56	38.03	95.08
Guavio 220 kV	Oriental	Bogotá	35.61	37.97	94.92
Zamora 110 kV	Antioquia	Antioquia	19.89	14.07	94.71
Ancón EPM 220 kV	Antioquia	Antioquia	29.80	25.92	94.60
San Marcos 115 kV	Suroccidental	Valle	26.24	29.61	94.00
Copey 220 kV	Caribe	GCM	22.40	23.26	93.04
Palmaseca 115 kV	Suroccidental	Valle	29.30	25.58	93.02
Bacatá 115 kV	Oriental	Bogotá	37.14	36.27	92.85
Meléndez 115 kV	Suroccidental	Valle	23.21	17.80	92.84
San Facon 57.5 kV	Oriental	Bogotá	13.46	11.40	92.83
Guachal 2 115 kV	Suroccidental	Valle	27.34	29.10	92.38
Caracolí 110 kV	Caribe	Atlántico	33.76	36.73	91.82
Esmeralda CQR 115 kV	Suroccidental	CQR	25.46	28.89	91.71

(...)).

Frente a la alerta presentada por XM en la subestación La Esmeralda 115 kV por tener un nivel de cortocircuito superior al 90 %, para la condición de la red esperada a diciembre de 2025, esta Superintendencia consulto a CHEC S.A. E.S.P. BIC por dicha condición y las alternativas de solución. La empresa menciona que se encuentra analizando un cambio de configuración de la SE, adicionalmente, informa:

«(...) Posibles soluciones han sido debatidas al interior del OR CHEC S.A. E.S.P. BIC, unas para el corto plazo y otras que apuntan hacia el largo plazo. En el corto plazo se tiene como opción promisoría el reemplazo del equipo primarios, es decir,

instalación de equipos con niveles de soportabilidad de 40 kA. Para esta solución se proyecta una inversión aproximada de 2300 Millones COP y se prevé ser realizada en el año 2026.

Para el largo plazo se pretende evaluar la confiabilidad y el estado actual de los componentes del sistema que permita diseñar propuestas detalladas para renovar y mejorar la capacidad de la Subestación Esmeralda de 115 KV, mediante de un estudio de consultoría. Se relaciona un resumido y tentativo cronograma de actividades:

Año 2023: *Elaboración Términos de Referencia,*

Año 2024: *Contratación de estudios eléctricos y elaboración diseño conceptual de la nueva Subestación Esmeralda.*

Año 2025: *Presentación del estudio a la UPME*

Año 2031: *FPO de la Nueva Esmeralda. (...)*»

Frente a lo anterior esta Superintendencia realizará vigilancia al cumplimiento de lo señalado por CHEC S.A. E.S.P. BIC.

5.3.5.4. Cumplimiento RETIE

El Ministerio de Minas y Energía mediante el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), estableció una serie de lineamientos de obligatorio cumplimiento para cada uno de los agentes que hacen parte de la cadena de prestación del servicio, tanto a nivel de las empresas como de los usuarios, con el fin de salvaguardar la seguridad cada uno de los actores allí mencionados.

En este sentido, el RETIE tiene como objeto fundamental:

«(...) establecer las medidas tendientes a garantizar la seguridad de las personas, de la vida tanto animal como vegetal y la preservación del medio ambiente; previniendo, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico. Sin perjuicio del cumplimiento de las reglamentaciones civiles, mecánicas y fabricación de equipos.

Adicionalmente, señala las exigencias y especificaciones que garanticen la seguridad de las instalaciones eléctricas con base en su buen funcionamiento; la confiabilidad, calidad y adecuada utilización de los productos y equipos, es decir, fija los parámetros mínimos de seguridad para las instalaciones eléctricas.»

A continuación, se presenta un análisis del cumplimiento de los lineamientos RETIE por parte de la CHEC S.A. E.S.P. BIC.

5.3.5.5. Seguimiento de accidentes de origen eléctrico

CHEC S.A. E.S.P. BIC reportó y certificó ante el SUI, accidentes presentados a nivel de terceros ajenos a la empresa, por incumplimiento de distancias mínimas de seguridad. Al respecto, la empresa procedió a realizar las campañas de divulgación del riesgo de origen eléctrico con las personas en inmediaciones del lugar donde ocurrieron estos accidentes.

5.3.5.6. Información de seguridad para el usuario y público en general

El numeral 26.1. «*CARTILLA DE SEGURIDAD*» del RETIE, Resolución 9 0708 del 30 de agosto de 2013 del Ministerio de Minas y Energía, establece, entre otros que:

«(...) El operador de red debe producir y difundir una cartilla orientada a los usuarios residenciales, comerciales e industriales, en la cual se hará énfasis en las condiciones de seguridad y correcta utilización de la energía eléctrica (...).»

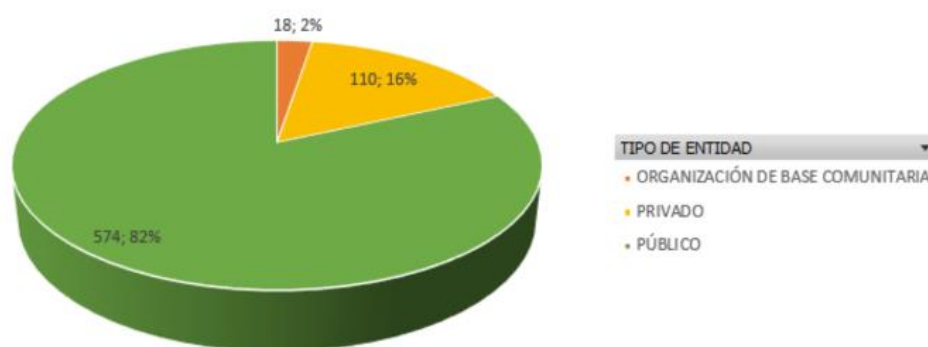
Al respecto, se observó que la empresa describió de manera detallada en su cartilla, aspectos como la ilustración de las etapas o pasos que se deben realizar en el procedimiento de conexión, indicando las características que deben tener, los documentos que se presenten ante

la empresa. De igual manera, se evidencia la información relacionada con el riesgo de origen eléctrico, uso responsable y eficiente de la energía, entre otros.

Por otra parte, en lo relacionado con la información que CHEC S.A. E.S.P. BIC da a sus usuarios y público en general, la empresa menciona que cumplió con la meta de interacciones educativas para el año 2023 (113% de la ejecución anual). Estas actividades de comunicación están orientadas a la *Gestión Institucional* y *Gestión Educativa en los Territorios*.

Sobre lo particular, se observa que cerca del 82% de las capacitaciones realizadas por CHEC S.A. E.S.P. BIC en el plan de Gestión Institucional son con entidades del sector público, como se observa en la **Figura 54**.

Figura 54 *Interacción institucional de CHEC S.A. E.S.P. BIC durante 2023*
Interacciones en la gestión institucional: 702



Fuente: CHEC S.A. E.S.P. BICSA ESP BIC

5.3.5.7. Identificación de riesgos de origen eléctrico – distancias de seguridad

Para evitar situaciones de riesgo eléctrico y accidentes por contactos indebidos con la infraestructura eléctrica, en proyectos de construcción y ampliación de edificaciones, los agentes involucrados deben considerar la importancia de guardar las normas asociadas a la distancia que se debe guardar entre las fachadas y las redes de energía eléctrica, cuya omisión, ante un eventual contacto con la red, de manera intencional o accidental, puede ocasionar incidentes con consecuencias desde lesiones y graves quemaduras, hasta la muerte.

En este sentido, el Artículo 13º: “DISTANCIAS DE SEGURIDAD” del RETIE, establece entre otros aspectos, lo siguiente, en relación con el riesgo eléctrico:

«(...) la técnica más efectiva de prevención, siempre será guardar una distancia respecto a las partes energizadas, puesto que el AIR-E es un excelente aislante, en este apartado se fijan las distancias mínimas que deben guardarse entre líneas o redes eléctricas y elementos físicos existentes a lo largo de su trazado (...).»

Como parte de las actividades de su plan de riesgo eléctrico, CHEC S.A. E.S.P. BIC ha realizado la formulación de querellas, mediante las cuales, se ha presentado denuncia ante las autoridades administrativas y urbanísticas, respecto de diversos casos de violación de distancias de seguridad en instalaciones eléctricas, que son detectadas a través de las labores de mantenimiento desarrolladas, según lo informado por la empresa.

De acuerdo con lo anterior, la empresa informó que ha formulado un total de 13 querellas presentadas a autoridades municipales durante los años 2021 y 2022, sin embargo, no se evidencia ninguna acción de este tipo durante el 2023.

Por tal razón, la DTGE considera pertinente que se tenga en cuenta que la condición de riesgo eléctrico requiere acciones de mitigación, como lo indica el artículo 9.4. del RETIE:

«(...)

En circunstancias que se evidencie ALTO RIESGO o PELIGRO INMINENTE para las personas, se debe interrumpir el funcionamiento de la instalación eléctrica, excepto en aeropuertos, áreas críticas de centros de atención médica o cuando la interrupción conlleve a un riesgo mayor; caso en el cual se deben tomar otras medidas de seguridad, tendientes a minimizar el riesgo.

En estas situaciones, la persona calificada que tenga conocimiento del hecho, debe informar y solicitar a la autoridad competente que se adopten medidas provisionales que mitiguen el riesgo, dándole el apoyo técnico que esté a su alcance; la autoridad que haya recibido el reporte debe comunicarse en el menor tiempo posible con el

responsable de la operación de la instalación eléctrica, para que realice los ajustes requeridos y lleve la instalación a las condiciones reglamentarias; de no realizarse dichos ajustes, se debe informar inmediatamente al organismo de control y vigilancia, quien tomará las medidas pertinentes (...)»

Por lo que será necesario que CHEC S.A. E.S.P. BIC, siga acometiendo esfuerzos con los que se minimice, dentro del ámbito de sus capacidades, las posibles condiciones de riesgo por violación a las distancias de seguridad. Por lo que se recomienda a la empresa que haga uso de “primer frente” de vigilancia que tienen bajo su ámbito contractual, como es el equipo de lectores de la medida, para que sean estos, quienes, dentro de lo posible, generen las alertas tempranas a que haya lugar, por posibles violaciones a los márgenes de seguridad antes expuestos, por parte de los usuarios.

5.3.5.8. Demostración de conformidad RETIE de instalaciones eléctricas

El artículo 34 del RETIE señala que toda instalación eléctrica construida, ampliada o remodelada con posterioridad al 1º de mayo de 2005, debe contar con el Certificado de Conformidad RETIE. Al respecto, se solicitaron los certificados de conformidad RETIE de las obras adelantadas en la infraestructura eléctrica de CHEC S.A. E.S.P. BIC durante los últimos 3 años, con el fin de validar el cumplimiento de la normatividad vigente.

A lo anterior, CHEC S.A. E.S.P. BIC remitió un listado de tres proyectos que fueron objetos de obras de puesta en operación, modernización y normalización, los cuales están ubicados en las subestaciones El Dorado 33/13,2 kV y Purnio 115 kV (conexión proyecto solar Fotovoltaico Tepuy y normalización de la subestación Purnio 115kV). Asimismo, la empresa remitió la documentación que evidencia el cumplimiento de los lineamientos RETIE para cada proyecto.

5.3.5.9. Mantenimiento de Subestaciones, redes de distribución y líneas de transmisión

CHEC S.A. E.S.P. BIC durante el periodo 2023 contempló realizar mantenimientos preventivos y correctivos a la infraestructura que opera, así como a los corredores de línea que estos tienen. Dentro de las reuniones adelantadas y la información remitida, se presentaron algunas

de las evidencias de las actividades de mantenimientos preventivos y correctivos realizados por CHEC S.A. E.S.P. BIC durante la vigencia 2023. En este aspecto, la empresa divide las actividades de mantenimiento: en planes de inspección, actividad forestal y predictivos, que son programados de manera anual y son ejecutados de manera trimestral.

Dentro de los indicadores remitidos por la empresa se evidenció una ejecución del 85% de los mantenimientos dentro del plan de inspección y un 100% del plan forestal durante el 2023, razón por la cual la duración y frecuencia de salida de circuitos disminuyó posterior a las actividades de mantenimiento en sus circuitos.

CHEC S.A. E.S.P. BIC mencionó que aquellos trabajos de mantenimientos que no se realizaron dentro del trimestre programado, tienen priorización para su ejecución en el periodo inmediatamente posterior, razón por la cual se evidencia un mayor porcentaje de ejecución en algunos trimestres.

Dentro del proceso de mantenimientos programados que requieren corte del servicio, CHEC S.A. E.S.P. BIC cuenta con procedimientos establecidos para la coordinación de las labores de mantenimiento y comunicación a los usuarios que puedan ser afectados por la desconexión del servicio.

La programación de mantenimientos realizada por CHEC S.A. E.S.P. BIC toma en cuenta un análisis de indicadores de criticidad, lo que permite realizar seguimiento al comportamiento de las redes eléctricas antes y después de la realización del mantenimiento, permitiendo comprobar la efectividad de los mismos. Entre los criterios de criticidad se pueden mencionar los siguientes:

- Se parte de una definición de criterios de las actividades para el análisis y evaluación de criticidad y riesgo de los activos.
- Se establece una clasificación con la jerarquización de activos, donde se combina las consecuencias o gravedad de las fallas con la ocurrencia de estas.

- Se identifica el nivel de criticidad y el riesgo representado en una matriz donde se muestra la combinación de las variables consecuencias y ocurrencias de fallas.
- Se establecen los perfiles de antigüedad de los elementos del sistema.
- Se consideran diferentes aspectos: SAIDI, SAIFI, Usuarios, Demanda, aspectos técnicos de la red.

5.3.5.10. Sistemas de puesta a tierra

Uno de los aspectos relevantes para garantizar la seguridad de los seres vivos, el despeje rápido de fallas eléctricas, control de tensiones de paso y contacto y, disipación de las corrientes de falla, entre otros, tiene relación con los sistemas de puesta a tierra señalados en el artículo 15 del RETIE, que es valorado dentro de la evaluación integral.

CHEC S.A. E.S.P. BIC, presentó el registro de las mediciones de la resistividad de los sistemas de puesta a tierra en sus subestaciones, las cuales se encuentran en valores aceptables. Dentro de los mantenimientos realizados, se ha llevado a cabo el mantenimiento de los sistemas de puesta a tierra de 6 subestaciones, adelantado las verificaciones visuales y mediciones de los SPT de acuerdo a lo indicado en el Artículo 15 del RETIE.

Adicionalmente, frente a las mediciones de tensiones de paso y contacto a las que se hace referencia en el artículo 15.5.3 del RETIE, CHEC S.A. E.S.P. BIC presentó la documentación de la ejecución de las actividades de medición de estos parámetros y se evidencia valores dentro de rangos aceptables.

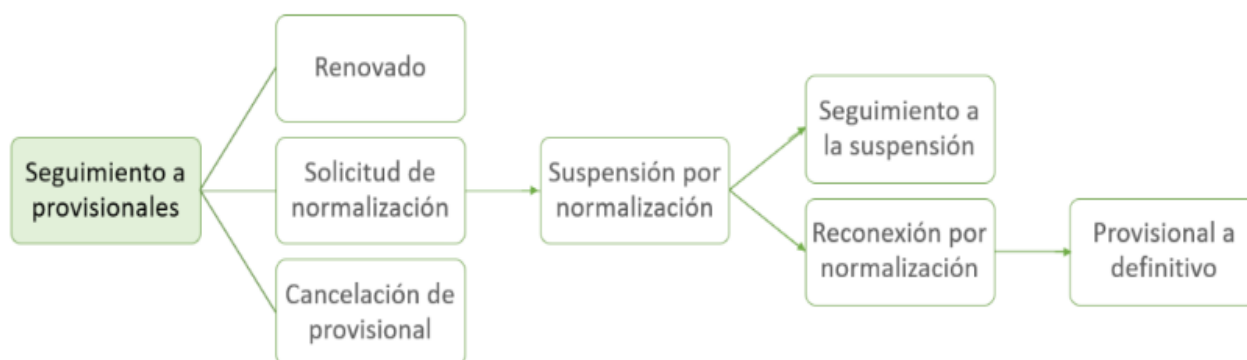
5.3.5.11. Instalaciones provisionales

El numeral 28.1. “*INSTALACIONES PROVISIONALES*” del RETIE, Resolución 90708 del 30 de agosto de 2013 del Ministerio de Minas y Energía, establece, entre otros aspectos, que:

«La Condición de provisionalidad se otorgará para periodos no mayores a seis meses (prorrogables según el criterio del OR o quien preste el servicio, previa solicitud del usuario).»

Con relación a este tema, CHEC S.A. E.S.P. BIC remitió un documento en el cual describe como realiza el seguimiento a las conexiones de carácter provisional (ver **Figura 55**) en este se indican las etapas que la empresa ejecuta desde el momento de la aprobación de una conexión provisional hasta la conexión definitiva.

Figura 55 Procedimiento general de seguimiento de provisionales de CHEC S.A. E.S.P. BIC.



Fuente: CHEC S.A. E.S.P. BIC SA. ESP. BIC.

En relación con lo presentado, la empresa remitió un listado de los proyectos que contaron con conexión provisional durante 2023, en el cual se observa 486 casos de instalaciones provisionales que se encuentran en estado finalizado.


5.3.6. Acceso a redes

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios con motivo de la Evaluación Integral, adelantó revisión de la aplicación de la Resolución CREG 174 de 2021 «Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional», así como, la verificación de la aplicación de la Resolución CREG 075 de 2021 «Por la cual se definen las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional»

Frente a lo anterior, la SSPD reviso la respuesta a la solicitud de información emitida por parte de la CHEC S.A. E.S.P. BIC, frente a los procesos de conexión que trata la Resolución CREG 174 de 2021 y en el marco de la visita de la Evaluación Integral la SSPD, se revisó en conjunto con el prestador lo señalado en la normatividad vigente y se establecieron una serie de compromisos, dentro de los cuales se solicitó al prestador brindar claridades respecto a las exigencias del de la Resolución CREG 174 de 2021, y lo establecido en el artículo 7, sobre el sistema de información de disponibilidad de red y adicionalmente sobre las exigencias contempladas en el artículo 8 que trata los lineamientos para el sistema de información para el trámite en línea.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, se realizó la revisión de la publicación en la página web de los documentos requeridos y adicionalmente se realizó revisión de la aplicación de las exigencias regulatorias, encontrando un cumplimiento parcial y/o aprobación de la verificación realizada como se puede observar en la **Figura 56**:

Figura 56 Aplicación de la Resolución CREG 174 de 2021 por parte del prestador

OPERADOR DE RED	CHEC	 Superservicios <small>Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios</small>
PERIODO DE EVALUACIÓN	2023	
FECHA DE EVALUACIÓN	12/08/2024	
ELABORADO POR	JUAN CARLOS CASTIBLANCO VARGAS	

APLICACION DE LAS DISPOSICIONES DE LA RESOLUCION CREG 174 DE 2021

ASPECTO	NOMBRE	VALOR MÁXIMO A OBTENER	PESO ASPECTO	VALOR OBTENIDO OR
CR	Aplicativo bajo 174 de 2021	1		1
SI	Aplicativo funcional	5	40%	3
CP	Cartilla y procedimientos	5	20%	5
EC	Estudio de conexión simplificado	5	15%	5
SL	Solicitud en línea	5	25%	3,181818182

Puntaje de la verificación:

PV	3,75
----	------

¿El OR aprueba la verificación?	SI
---------------------------------	----

Fuente: Herramienta SSPD para la verificación de la aplicación de la Resolución CREG 174 de 2021

Si bien el prestador cumple la mayoría de los aspectos revisados, a continuación, se listan los requerimientos regulatorios que no fueron evidenciados en el proceso de revisión en el marco de la evaluación integral:

- El sistema de información de disponibilidad de red no permite visualizar todos los transformadores y puntos de conexión. El aplicativo del prestador solicita información de «Dirección», «Cuenta Usuario» o «Transformador» para acceder a la búsqueda consulta de la información. En el artículo 7 de la Resolución CREG 174 de 2021, se indica:
«(...) Para el acceso a dicho sistema en el sitio web y para la consulta de la información (mapa de la red e información de todos los puntos de conexión), el OR solo podrá solicitar al usuario interesado una autenticación que corresponda a un correo electrónico y contraseña. El OR no deberá solicitar información como el número de cliente, código de circuito o transformador al que pertenece el usuario, para acceder a la consulta de la información o acceso al sistema. (...)»
(Subrayado fuera del texto)
- En el sitio web destinado por el prestador para los «Usuarios Autogeneradores y Generadores Distribuidos - Resolución CREG 174 de 2021» y en el sistema de información para el trámite en línea para el periodo evaluado en la evaluación integral no se encontró disponible el formato de conexión simplificado, acuerdos vigentes de pruebas y de protecciones del CNO, ni el contrato de conexión proforma. En el artículo 8 de la Resolución CREG 174 de 2021, se indica:
«(...) 3. Antes de iniciar el trámite en línea, cualquier persona deberá poder ver, sin ninguna restricción, la siguiente información:
 - a) Botón de trámite de conexión y estado del trámite.*
 - b) Formato de conexión simplificado.*
 - c) Lineamientos de los estudios de conexión simplificados.*
 - d) Acuerdos vigentes de pruebas y de protecciones, diseñados por el CNO.*
 - e) Contrato de conexión proforma de acuerdo con lo definido en el artículo 16 de esta resolución.*

f) Botón de peticiones, quejas y reclamos de los solicitantes, donde se pueda evidenciar la solicitud del usuario y la respuesta.

g) Cartillas de fácil entendimiento, de que trata el literal a) del artículo 7 de la presente resolución.

h) Valor del costo de conexión conforme lo establecido en el anexo 5 de esta resolución.

i) Valor a cobrar por realizar el estudio de conexión simplificado, en caso de ofrecer el servicio. En todo caso, se debe aclarar que lo puede prestar un tercero, siempre y cuando cumpla con los requisitos establecidos en el estudio de conexión simplificado.

j) Línea de atención al cliente y correo electrónico de contacto. (...)» (Subrayado fuera del texto)

Obteniendo una primera conclusión, la Superintendencia encuentra como hallazgo un posible incumplimiento regulatorio, sobre la aplicación de los artículos 7 y 8 la Resolución CREG 174 de 2021, en línea con el detalle mencionado anteriormente, por lo cual se requiere que la prestadora ajuste los requerimientos y exigencias que establece dicha Resolución.

Adicionalmente, frente a las solicitudes de conexión de proyectos bajo Resolución CREG 174 de 2021, la SSPD realizó un acercamiento con tres promotores de la región, quienes han tramitado cerca de 130 proyectos con Fuentes No Convencionales de Energías Renovables FNCER ante CHEC S.A. E.S.P. BIC, y en términos generales indican que el prestador es diligente y comprometido durante el proceso de conexión. Por parte de los usuarios visitados destacan que el prestador ha realizado jornadas de capacitación y muestran compromiso para la promoción de este tipo de soluciones, implementando programas de financiamiento y seguimiento en las diferentes etapas del proceso de conexión. CHEC S.A. E.S.P. BIC debe garantizar que se sigan atendiendo las solicitudes dentro de los tiempos establecidos en la regulación en su anexo 5.

Por otro lado, frente al cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, la empresa mencionó que durante el periodo evaluado se presentaron 11 solicitudes de conexión de proyectos CLASE 1 relacionadas con la mencionada Resolución, de las cuales 6 cuentan con contrato de conexión y las demás se encuentran en gestión de los mismos. A continuación, en la **Tabla 57** se listan los proyectos de generación y cargas con concepto de conexión aprobado por la UPME.

Tabla 57 Listado de proyectos de generación y cargas con concepto de conexión aprobado por la UPME

Nombre del Proyecto	Fecha	Estado de Firma del Contrato
Proyecto minero Lower Mine	28/2/2023	Con contrato
PCH Quinchía	2/3/2023	Con contrato
Parque Solar Chinchiná	28/2/2022	Con contrato
Parque Solar La Paloma	28/2/2022	Con contrato
Planta FV Doña Juana	1/3/2023	Con contrato
Planta FV San Francisco	1/3/2023	Con contrato
Parque Solar La Ponderosa	2/3/2023	Sin contrato
Parque Solar Caribe	14/6/2023	Sin contrato
PCH Quinchía A	1/3/2023	Sin contrato
PCH Rico Medio	2/3/2023	Sin contrato
PCH Salamina	2/3/2023	Sin Contrato

Fuente: CHEC S.A. E.S.P. BIC

El prestador indica que para aquellos proyectos que no cuentan con contrato de conexión, no se constituyó la garantía de reserva de capacidad, y que en particular para el proyecto PCH Salamina se emitió un concepto sin capacidad asignada por parte de la UPME, donde el punto de conexión aprobado no es viable físicamente. Se resalta la importancia de atender las disposiciones regulatorias, donde en el Artículo 31 de la Resolución CREG 075 de 2021 sobre el contrato de conexión se indica:

«(...) Para suscribir el contrato, las partes tendrán un plazo de cuatro (4) meses, contado a partir de la fecha de emisión del concepto de conexión, y podrán incluir las garantías y los demás compromisos que acuerden entre ellas. En los casos en los que se requiere expansión de redes, y esta expansión se realiza mediante convocatorias, el plazo para la firma de los contratos de conexión se fijará en los

documentos de selección del inversionista. Si, de acuerdo con la regulación vigente, la expansión de la red la puede hacer un transportador existente, el plazo se contará a partir de la fecha en la que la UPME le confirme la ejecución de esa expansión al transportador que haya manifestado interés en construirla. (...)» (Subrayado fuera del texto)

Respecto a los proyectos CLASE 2, se revisó la metodología de solicitudes de asignación de capacidad de transporte en línea con las disposiciones y los tiempos que indica la Resolución CREG 075 de 2021. A continuación, se detalla el análisis de la aplicación de los tiempos regulatorios de cada una de las etapas de la información compartida por el prestador:

- Sobre el artículo 43 de solicitud de factibilidad del servicio

Para el año 2023, el prestador compartió el registro de 3338 solicitudes de factibilidades del servicio, entre conexiones simples y conexiones complejas. En cuanto a los tiempos regulatorios contemplados en esta etapa, la regulación establece lo siguiente:

«(...) El responsable de la asignación tendrá un plazo máximo de siete (7) días hábiles, contados a partir de la fecha de radicación de la solicitud de factibilidad del servicio, para comunicarle formalmente al interesado los resultados del estudio de dicha solicitud y las condiciones particulares requeridas para la conexión del proyecto, con independencia del nivel de tensión para el que se haya hecho. (...)»

Partiendo de lo anterior, se evidencia que el prestador no atendió 87 (2,6%) solicitudes dentro de los tiempos establecidos en la regulación. A continuación, en la **Figura 57**, se resume el estado de las solicitudes de factibilidad, y la cantidad de solicitudes que se encontraron con tiempos superiores a los 7 días hábiles.

Figura 57 *Aplicación de la Resolución CREG 075 de 2021 por parte del prestador - Factibilidad*

FACTIBILIDAD DEL SERVICIO				
Mes	Pedidos atendidos menor o igual a 7 días hábiles	Pedidos atendidos mayor de 7 días hábiles	Porcentajes	
Enero	252	6	97,7%	2,3%
Febrero	321	9	97,3%	2,7%
Marzo	320	6	98,2%	1,8%
Abril	253	1	99,6%	0,4%
Mayo	345	12	96,6%	3,4%
Junio	303	7	97,7%	2,3%
Julio	256	8	97,0%	3,0%
Agosto	248	22	91,9%	8,1%
Septiembre	256	4	98,5%	1,5%
Octubre	265	7	97,4%	2,6%
Noviembre	264	4	98,5%	1,5%
Diciembre	168	1	99,4%	0,6%
Total	3251	87	97,4%	2,6%

Fuente: Elaboración CHEC S.A. E.S.P. BIC, INDICADORES DE CUMPLIMIENTO PEDIDOS 2023.

- Sobre el artículo 44 del estudio o diseño del proyecto.

El prestador remitió información de 645 solicitudes de revisión de diseños de proyectos en el año 2023 entre nivel de tensión 1,2 y 3, se evidencia que el prestador no atendió 22 (3,41%) solicitudes dentro de los tiempos establecidos en la regulación. A continuación, en la **Figura 58** se muestra el detalle:

Figura 58 Aplicación de la Resolución CREG 075 de 2021 por parte del prestador – Diseños

REVISIÓN DE DISEÑOS DE NIVEL 2 Y 3				
Mes	Pedidos atendidos menor o igual a 15 días hábiles	Pedidos atendidos mayor de 15 días hábiles	Porcentajes	
Enero	40	0	100,0%	0,0%
Febrero	35	1	97,2%	2,8%
Marzo	51	4	92,7%	7,3%
Abril	37	0	100,0%	0,0%
Mayo	45	0	100,0%	0,0%
Junio	35	0	100,0%	0,0%
Julio	32	2	94,1%	5,9%
Agosto	42	1	97,7%	2,3%
Septiembre	38	0	100,0%	0,0%
Octubre	43	0	100,0%	0,0%
Noviembre	41	1	97,6%	2,4%
Diciembre	47	4	92,2%	7,8%
Total	558	14	97,6%	2,4%

REVISIÓN DE DISEÑOS DE NIVEL 1				
Mes	Pedidos atendidos menor o igual a 7 días hábiles	Pedidos atendidos mayor de 7 días hábiles	Porcentajes	
Enero	3	0	100,0%	0,0%
Febrero	3	0	100,0%	0,0%
Marzo	5	2	71,4%	28,6%
Abril	5	1	83,3%	16,7%
Mayo	9	0	100,0%	0,0%
Junio	12	0	100,0%	0,0%
Julio	6	1	85,7%	14,3%
Agosto	7	2	77,8%	22,2%
Septiembre	4	1	80,0%	20,0%
Octubre	6	0	100,0%	0,0%
Noviembre	2	0	100,0%	0,0%
Diciembre	3	1	75,0%	25,0%
Total	65	8	89,0%	11,0%

Fuente: Elaboración CHEC S.A. E.S.P. BIC, INDICADORES DE CUMPLIMIENTO PEDIDOS 2023.

- Sobre el artículo 46 de los pasos previos a la visita de puesta en servicio de la conexión.

El prestador remitió información de 419 solicitudes de recibo técnico de proyectos en el año 2023 entre nivel de tensión 1,2 y 3, se evidencia que el prestador no atendió 31 (07,4%) solicitudes dentro de los tiempos establecidos en la regulación. A continuación, en la **Figura 59** se muestra el detalle:

Figura 59 Aplicación de la Resolución CREG 075 de 2021 por parte del prestador – Recibo Técnico

VISITA DE RECIBO TÉCNICO NIVEL 2 Y 3				
Mes	Pedidos atendidos menor o igual a 15 días hábiles	Pedidos atendidos mayor de 15 días hábiles	Porcentajes	
Enero	17	0	100,0%	0,0%
Febrero	19	0	100,0%	0,0%
Marzo	21	0	100,0%	0,0%
Abril	16	0	100,0%	0,0%
Mayo	24	0	100,0%	0,0%
Junio	17	0	100,0%	0,0%
Julio	19	0	100,0%	0,0%
Agosto	19	0	100,0%	0,0%
Septiembre	14	0	100,0%	0,0%
Octubre	18	0	100,0%	0,0%
Noviembre	15	1	93,8%	6,3%
Diciembre	16	0	100,0%	0,0%
Total	215	1	99,5%	0,5%

VISITA DE RECIBO TECNICO NIVEL 1				
Mes	Pedidos atendidos menor o igual a 7 días hábiles	Pedidos atendidos mayor de 7 días hábiles	Porcentajes	
Enero	11	0	100,0%	0,0%
Febrero	15	0	100,0%	0,0%
Marzo	14	0	100,0%	0,0%
Abril	14	1	93,3%	6,7%
Mayo	15	4	78,9%	21,1%
Junio	12	4	75,0%	25,0%
Julio	7	3	70,0%	30,0%
Agosto	25	4	86,2%	13,8%
Septiembre	11	2	84,6%	15,4%
Octubre	12	7	63,2%	36,8%
Noviembre	14	0	100,0%	0,0%
Diciembre	23	5	82,1%	17,9%
Total	173	30	85,2%	14,8%

Fuente: Elaboración CHEC S.A. E.S.P. BIC, INDICADORES DE CUMPLIMIENTO PEDIDOS 2023.

Sobre el artículo 47 de la visita de puesta en servicio de la Conexión

El prestador remitió información de 15057 solicitudes de conexión de proyectos en el año 2023, se evidencia que el prestador no atendió 135 (0,9%) solicitudes dentro de los tiempos establecidos en la regulación. A continuación, en la **Figura 60** se muestra el detalle:

Figura 60 Aplicación de la Resolución CREG 075 de 2021 por parte del prestador – Conexión

CONEXIONES				
Mes	Pedidos atendidos menor o igual a 15 días hábiles	Pedidos atendidos mayor de 15 días hábiles	Porcentajes	
Enero	959	42	95,8%	4,2%
Febrero	1054	14	98,7%	1,3%
Marzo	1523	15	99,0%	1,0%
Abril	1236	6	99,5%	0,5%
Mayo	1195	14	98,8%	1,2%
Junio	1242	10	99,2%	0,8%
Julio	1353	3	99,8%	0,2%
Agosto	1143	0	100,0%	0,0%
Septiembre	1300	11	99,2%	0,8%
Octubre	1519	6	99,6%	0,4%
Noviembre	1363	12	99,1%	0,9%
Diciembre	1170	2	99,8%	0,2%
Total	15057	135	99,1%	0,9%



Fuente: Elaboración CHEC S.A. E.S.P. BIC, INDICADORES DE CUMPLIMIENTO PEDIDOS 2023.

En conclusión, de la revisión de este aspecto, si bien se evidencia una buena gestión por parte del prestador en los indicadores internos realizados, la Superintendencia encuentra un posible incumplimiento regulatorio, en la aplicación de los tiempos y de las disposiciones de las diferentes etapas de las solicitudes para la asignación de la capacidad de transporte que trata la Resolución CREG 075 de 2021. Por lo cual se requiere que la prestadora ajuste sus procedimientos operativos y administrativos para garantizar que la totalidad de respuestas de las diferentes etapas del proceso de conexión a los usuarios se remitan dentro de los tiempos establecidos en la regulación.

Finalmente, se destaca que el prestador realiza auditorías internas para validar el correcto funcionamiento de los sistemas de información, aplicativos, software y sobre la validación de la aplicación de los procedimientos de conexión de las actividades de Autogeneración a Pequeña Escala, de Generación Distribuida y de proyectos de conexión clase 1 y clase 2.

5.3.7. Plan de Gestión del Riesgo de desastres

El Plan de Gestión del Riesgo de Desastres «PGRD» del prestador CHEC S.A. E.S.P. BIC, correspondió al «Plan de Gestión del Riesgo de Desastres General de la Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC S.A. E.S.P. BIC) PN-PL-03-000-001», «actualizado Segunda versión 2/07/2024», desarrollado dentro del Macroproceso de Planeación, Proceso de Gestión Integral

 <p>Superservicios</p>	<p>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</p>	 <p>SIGME</p>
--	---	---

del Riesgo de CHEC S.A. E.S.P. BIC, bajo los lineamientos estratégicos del Grupo EPM, donde planteó el siguiente objetivo:

«(...) identificar, priorizar, formular, programar y hacer seguimiento a las acciones necesarias para conocer y reducir las condiciones de riesgo (actual y futuro) de las instalaciones y de aquellas derivadas de la propia actividad u operación que puedan generar daños y pérdidas a su entorno, así como dar respuesta a los desastres que puedan presentarse, permitiendo además la articulación con los sistemas de gestión de la Central Hidroeléctrica de Caldas, los ámbitos territoriales, sectoriales e institucionales de la gestión del riesgo de desastres y los demás instrumentos de planeación estipulados en la ley 1523 de 2012 para la gestión del riesgo de desastres».

La evaluación del PGRD se realizó en cumplimiento de la normativa establecida por el Decreto 2157 de 2017 y la Ley 1523 de 2012, que regulan la gestión del riesgo y la planificación de emergencias en el sector de servicios públicos, con base en la herramienta de verificación de requerimientos mínimos indicados en el mencionado Decreto, para la formulación de los Planes de Gestión de Riesgos de Desastres de las empresas públicas y privadas.

Este plan, incorporó las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización del área de influencia y prestación del servicio de energía eléctrica de CHEC S.A. E.S.P. BIC, priorizando la gestión del riesgo por instalación, actividad y zona geográfica de los departamentos de Caldas, Risaralda y Quindío, considerando sus dinámicas externas e internas.

Para la evaluación de la incorporación de los procesos del «Conocimiento del riesgo», «Reducción del riesgo», «Proceso de manejo del desastre» y «Otros aspectos complementarios», nominados como gobernanza de la gestión del riesgo, el prestador CHEC S.A. E.S.P. BIC, conformó su contexto estratégico y estructural para atender dichas disposiciones normativas y hacer frente a eventuales contingencias, mediante los siguientes instrumentos estratégicos y documentales:

1. Plan de Gestión del Riesgo de Desastres General de la Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC S.A. E.S.P. BIC) PN-PL-03-000-001. Macroproceso de Planeación – Proceso Gestión Integral del Riesgo. Segunda versión. 2 julio 2024.
2. Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de la Planta Esmeralda. PN-PL-03-000-020. Versión 1.0 del 15-12-2020. – PGRD La Esmeralda, y PGRD de infraestructura de plantas de generación, subestaciones eléctricas y áreas administrativas o comerciales.
3. Manual Empresarial para la Prevención y Atención de Emergencias. MA-GH-05-000-001. Versión 8.0 del 02-12-2019. Macroproceso Gestión Humana y Organizacional - Proceso Seguridad y Salud en el Trabajo
4. PDF Hojas de vida plantas y subestaciones. (Caracterización de las Plantas de Generación y Subestaciones).
5. Matrices de Riesgo de plantas de generación, subestaciones y localidades. Estas matrices incorporan los escenarios del riesgo, causas, efectos, controles preventivos existentes, controles correctivos existentes, evaluación del control, impacto (en tiempo, personas, reputación, ambiente, información, calidad), probabilidad, nivel de riesgo y recomendaciones de mejoramiento. Así mismo oportunidades de mejora y criterios del nivel de los controles del riesgo.
6. Planes de ayuda mutua, los cuales incorporan los formatos de plan de ayuda con los entes territoriales, municipios y veredas con el fin de socializar y administrar conjuntamente los riesgos para minimizar vulnerabilidades de infraestructura física, seguridad y salud en el trabajo.

En el proceso de establecimiento del contexto externo, interno, conocimiento y caracterización de amenazas, CHEC S.A. E.S.P. BIC determinó su área de influencia del servicio de energía eléctrica en las siguientes localidades y territorios, donde desarrolla sus actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización:

Centros locativos.

Áreas y espacios locativos para desarrollo de actividades administrativas, comerciales y operativas en los siguientes municipios: Belalcázar, Dosquebradas, San José, Marmato, Belén de Umbría, Local 21 Manizales, Aguadas, Anserma, Aranzazu, Arauca, Balboa, Celia, Chichiná, la Dorada, Filadelfia, Guática, La merced, Manzanares, Marquetalia, Marsella, Mistrató, Neira, Norcacia, Puerto Rico, Pácora, Palestina, Pensilvania, Quinchía, Riosucio, Risaralda, Salamina, Samaná, Santuario, Santa Rosa, Supía, Victoria, Villamaría, La Virginia, Viterbo y Apía.

Generación de energía eléctrica:

Respecto a las centrales de generación de energía, incorporó los desarrollos de contextos externos e internos de las «Plantas mayores» como son: Insula, Esmeralda, San Francisco y Termodorada. «Plantas menores» como son Guacaica, Intermedia, Municipal y Sancancio.

Subestaciones eléctricas.

En lo que corresponde a las subestaciones eléctricas, CHEC S.A. E.S.P. BIC desarrolló la contextualización de la gestión del riesgo de desastres a la siguiente infraestructura: subestaciones Armenia, Dorada, Enea, Esmeralda, Hermosa, Insula, Irra, La Rosa, Manizales, Manzanares, Peralonso, Purnio, Regivit, Riosucio, Salamina, Victoria y Viterbo.

5.3.7.1. Aspectos Generales de Conocimiento del Riesgo

En cuanto al conocimiento de riesgo e identificación de factores amenazantes y su vulnerabilidad, tomó en cuenta las siguientes agrupaciones:

- **Amenaza Natural.** Hidrometeorológicos y geológicos, característicos de la región de los departamentos de Caldas, Risaralda y Quindío, como Sismos, movimientos en masa, avenidas torrenciales, vendavales y volcánica.
- **Socio- natural.** Inducidos por el ser humano como incendios forestales, incendios estructurales, inundaciones, y degradación de recursos naturales.

- **Tecnológicos.** Derrames, fugas, incendios, explosiones y contaminación.
- **Antrópica.** Amenazas inducidas directamente por el ser humano intencionales o no intencionales (aglomeraciones de personas, asonadas, atentados terroristas, entre otros)

Respecto a la vulnerabilidad, CHEC S.A. E.S.P. BIC agrupó este tópico en los aspectos físicos, ambientales, económicos, organizacionales, institucionales, educativos y culturales.

El análisis metodológico, contexto interno y externo, caracterización del riesgo, y conocimiento integral del riesgo, el prestador lo evaluó por cada una de sus actividades en infraestructura para la prestación del servicio público de energía eléctrica, como se mencionó anteriormente, a partir del resultado de análisis de las Matrices de Riesgos «Probabilidad» - «Consecuencia», así como las herramientas complementarias de «Tableros de seguimiento», «Controles», «Oportunidades» y «criterios agrupadores».

5.3.7.2. Aspectos del proceso de Reducción del Riesgo

Si bien cada actividad e infraestructura relacionada en el PGRD de CHEC S.A. E.S.P. BIC, caracterizó las actividades de intervención correctiva y prospectiva particular para cada infraestructura, el prestador establece lineamientos conceptuales denominado «*Análisis de la criticidad por parte de gestión de activos de CHEC S.A. E.S.P. BIC*» clasificando el riesgo sobre infraestructura con criticidad «Muy alta», «Alta», «Media» y «Baja».

Para la intervención en los aspectos operativos y de reducción del riesgo, el análisis de criticidad en la gestión de activos, CHEC S.A. E.S.P. BIC tomó en consideración el siguiente orden de prioridad:

1. **Personas.** Personas que permanecen en las instalaciones de la infraestructura, así como población cercana a la infraestructura eléctrica.
2. **Ambiente.** Impactos de equipos e infraestructura sobre el medio ambiente.

3. **Calidad.** Incorpora análisis de indisponibilidad y redundancia de los activos.
4. **Financiero.** Incorpora análisis de variables como valor de los activos, costos de mantenimiento, vida útil, entre otras variables.
5. **Reputación.** Grupo de calidad, tipo y estado de cerramientos de infraestructura.

Con base en lo anterior para las vigencias 2023 – 2024, CHEC S.A. E.S.P. BIC presentó los siguientes proyectos asociados a la reducción del riesgo:

- Proyecto Esmeralda. Consistente en el diseño, adquisición, instalación y puesta en servicio del transformador trifásico de 90MVA 230/115/13,8 kV y sus bahías asociadas en la subestación Esmeralda (ejecutado).
- Proyecto Purnio. Realizar la ingeniería, adquisición, construcción, montaje, pruebas y puesta en servicio de los activos de uso correspondientes a la normalización de la subestación Purnio 115kV a barra principal más transferencia. (En ejecución)
- Proyecto Marquetalia. Traslado de la subestación Marquetalia 33/13,2 kV existente a la nueva subestación Marquetalia, con el fin de mitigar todos los riesgos que actualmente se presentan y adicionalmente brindar una mayor confiabilidad, seguridad y calidad del servicio a los usuarios. (Ejecutado)
- Proyecto Regivit. Realizar la ingeniería, adquisición, construcción, montaje, pruebas y puesta en servicio de la repotenciación del banco monofásico de transformador 115/33kV - 60MVA en Subestación Regivit por una unidad trifásica de igual capacidad con cambiador de tomas bajo carga (Ejecutado).
- Proyecto Virginia. Realizar la ingeniería, adquisición, construcción, montaje, pruebas y puesta en servicio de la repotenciación y modernización de la subestación Virginia 33/13,2 kV (ejecutado).

- Proyecto Cable aéreo. Estudios, diseños, suministro de Materiales, Obras civiles, montaje, pruebas y puesta en servicio, para el realce de la línea de transmisión Rosa – Armenia 115 kV entre los apoyos T24 y T25, con el fin de garantizar una distancia adecuada con el proyecto del cable aéreo del municipio de Pereira. (En ejecución).
- Proyecto Plan de inversión Distribución. Ejecutar el plan de acción que incluye levantamiento, diseño, replanteo, suministros, construcción y entrega de las obras reportado a la CREG en el nivel de tensión 2, para los años 2019- 2021, referente a los 50 circuitos identificados con valoración de criticidad alta y muy alta. (Ejecutado).
- Proyecto Plan de inversión SyL (Líneas). Realizar el replanteo, adquisición de suministros, construcción y entrega de obras de la reposición de líneas de 33 kV (25 líneas) reportadas a la CREG para los años 2019- 2023, dos de las líneas incluyen reposición total, el resto se reponen algunas unidades constructivas de acuerdo a análisis de criticidad. (En Ejecución).
- Proyecto Plan de inversión SyL (Obras civiles). Realizar diseño, suministro de materiales y construcción de foso y adecuación de sala de banco de baterías según normatividad ambiental y retiene SE Anserma Realizar adecuación de sala de baterías para cumplimiento normativo ambiental y RETIE en Subestación Chinchiná Instalación de triturado, adecuación de sala de baterías, desmonte bases de concreto en bahías 33 kv, reubicación de PT de barra 115 kv y aumento de la altura del nivel del piso en subestación Regivit. (En ejecución).
- Proyecto Plan de inversión SyL (Reposición Subestaciones). Realizar reposición de equipos de potencia desde la adquisición hasta la instalación de seccionadores, CTs, PTs, transformadores y celdas de 33 kV y 13 kV en subestaciones determinadas previamente por análisis de criticidad. (En ejecución).
- Proyecto Plan de inversión SyL (Control y protecciones). El desarrollo del proyecto involucra ingeniería, adquisición de suministro, montaje, pruebas FAT y pruebas de

puesta en servicio para la reposición del sistema de control, protección y medida para las Subestaciones Peralonso, Manizales, Irra, Ínsula y Regivit reportadas a la CREG para los años 2019 al 2023. (En ejecución).

- Proyecto Reforzamiento Estructural. Realizar todas las obras definidas en los diseños para reforzar la estructura del edificio de control bajo los estándares exigidos en Norma Sismo Resistente 2010, adicionalmente, adecuar el cuarto de baterías, adecuar acceso y cerramiento de la subestación, y adecuar el patio de la subestación mediante la construcción de foso y trampa grasas. (Ejecutado)
- Proyecto Equipos de Corte. Adquisición, instalación y puesta en servicio de 86 reconectores en los circuitos de 13.2 kV con el objetivo de dar cumplimiento al requisito incluido en la Resolución CREG 015 de 2018 en su numeral 5.2.10, literal F y el artículo 10 de la resolución CREG 085 de 2018. (En ejecución)

En términos de protección financiera, CHEC S.A. E.S.P. BIC presentó y actualizó las vigencias, alcance y coberturas de las siguientes pólizas de aseguramiento (años 2023 – 2024):

- Todo Riesgo Daño Material + LC y S&T.
- Todo Riesgo Daño Menor Corporativa.
- Todo Riesgo Daño Menor Transmisión.
- Todo Riesgo de Automóviles
- Todo Riesgo Maquinaria y Equipo
- Póliza de Navegación
- Transporte de Mercancías Nacionales
- Transporte de Mercancías Importaciones y Exportaciones

- Transporte de Valores
- Ciber Seguridad
- Todo Riesgo Construcción y Montaje
- Seguro Obligatorio de Accidentes de Tránsito - SOAT
- Plan Bicisura
- Responsabilidad Civil Extracontractual
- Infidelidad y Riesgos Financieros
- Directores y Administradores
- Póliza Vida patronal
- Póliza Accidentes personales
- Póliza Vida deudores

5.3.7.3. Aspectos del proceso de Manejo del Desastre

En lo que hace referencia al proceso de «Manejo del desastre», CHEC S.A. E.S.P. BIC incorporó el documento denominado Manual Plan Empresarial para la Prevención y Atención de Emergencias MA-GH-05-000-001 Versión 9.0, del 22-11-2021 - Macroproceso Gestión Humana - Proceso Seguridad y salud en el Trabajo, el cual estableció los lineamientos generales para adelantar las siguientes acciones, en caso de activar los planes de emergencia ante la materialización de algún tipo de amenaza.

1. Identificación de las actividades de la empresa e instalaciones
2. Análisis de los escenarios de riesgos

3. Inventario de recursos para atender las emergencias
4. Organización para emergencias (nivel estratégico, táctico y operativo, comando de incidentes, estructura organizacional, cadena de socorro, niveles de alerta y activación del plan).
5. Recuperación.
6. Acciones para implementación del plan de emergencias.

CHEC S.A. E.S.P. BIC presentó como herramienta de atención y manejo de un eventual desastre, los documentos relacionado con las «Hojas de vida de plantas y subestaciones», donde mostró las características técnicas de cada activo en operación, localización, personal, sustancias químicas, inventario de equipos, plan de mantenimiento correctivo y preventivo, equipamiento de emergencia, eventos históricos, estructura de organización, personal de planta, escenarios de riesgo, evidencia de entrenamientos y simulacros, plan local de emergencia, coordinadores de evacuación o atención, instituciones y comunidades vecinas, vías de evacuación y sistemas de alerta – alarma.

5.4. Aspectos Calidad y reporte de la información al SUI

A continuación, se presenta la Información del cumplimiento de los reportes por parte de la empresa CHEC S.A. E.S.P. BIC S.A E.S.P. BIC. al Sistema Único de Información – SUI.

5.4.1. Inscripción y actualización RUPS

El prestador CHEC S.A. E.S.P. BIC S.A E.S.P BIC realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS bajo imprimible No. 20249502436831 del 13 de septiembre del 2024 donde realizó el registro de los siguientes datos (Ver Tabla 58):

- Fecha de constitución: 09 de septiembre de 1950.
- Fecha de inicio de operaciones: 09 de septiembre de 1950.
- NIT: 890800128 - 6
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica
- Actividades Desarrolladas:

Tabla 58 Registro actividades RUPS

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha Final
Energía	Comercialización	09/09/1950	-
Energía	Distribución	09/09/1950	-
Energía	Generación	09/09/1950	
Energía	Transmisión	09/09/1950	

Fuente: Registro Único de Prestadores (RUPS)

Conforme a lo establecido en la Resolución SSPD No. 20181000120515 del 25 de septiembre de 2018, el prestador ha venido certificando año a año las correspondientes actualizaciones del Registro Único de Prestadores (RUPS).

5.4.2. Cargue y Calidad de Información

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información - SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 22 reportes en estado pendiente para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador se evidencia en la Tabla 59:

Tabla 59 Porcentaje de cargue

ID Empresa	Empresa	Año	Certificado	Certificado No Aplica	Pendiente	Porcentaje Cargue
502	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	2023	407	18	2	99.53%

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 14/08/2024.

Tomando como base, el porcentaje de cargue de la Tabla 52, el prestador, para la vigencia 2023, tiene formatos pendientes, los cuales corresponden a: 1 Formatos Técnicos (TT4. Ingresos por Otros Conceptos) y 1 Formatos Comercial y de Gestión (FC2. Patrimonio Técnico Transaccional – CROM). Cabe destacar que para las vigencias anteriores al 2023, el prestador cuenta con formatos pendientes, los cuales durante el transcurso de esta integral fue revisados en compañía del prestador.

Para los demás formatos, el prestador manifiesta que, se pondría al día con el cargue de la información en el SUI antes del 03 de septiembre de 2024; verificando el estado de cargue se evidencia que el prestador ha cumplido con los compromisos y se encuentra en la corrección de los formatos pendientes, aunque existen aún varios formatos pendientes.

Evaluando la oportunidad de cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, del año 2023 se pudo constatar que la empresa CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. presentó el 86.65% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes, para lo cual se genera un compromiso de evaluar la vigencia 2024 a corte Diciembre con el fin de validar mejoramiento en la oportunidad, cabe resaltar que el comportamiento en la oportunidad de cargue año a año ha mejorado notablemente. (Tabla 60 y Figura 61).

Tabla 60 Oportunidad en el cargue

Variable	Fuera de Término	Con Oportunidad
Cantidad N°	57	370
Porcentaje %	13.35%	86.65%

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 14/08/2024.

Figura 61 Oportunidad en el cargue



Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 14/08/2024.

En cuanto a reversiones, durante 2023 la empresa CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. solicitó las relacionadas en la Tabla 61.

Tabla 61 Formatos Reversados

Año de la solicitud de reversión	Nombre formato o formulario reversado	Periodo	Fecha de ejecución
2023	PI1. Inventario Planes	2	2023-01-25
2023	PI2. Planes Seguimiento	1	2023-01-25

Año de la solicitud de reversión	Nombre formato o formulario reversado	Periodo	Fecha de ejecución
2023	PI2. Planes Seguimiento	1	2023-01-25
2023	PI3. Inventario Proyectos	1	2023-01-25
2023	PI4. Proyectos Seguimiento	1	2023-01-25
2023	PI4. Proyectos Seguimiento	1	2023-01-25
2023	PI1. Inventario Planes	5	2023-01-25
2023	PI3. Inventario Proyectos	1	2023-01-25
2023	PI2. Planes Seguimiento	1	2023-01-25
2023	T2. Garantías Financieras	11	2023-02-14
2023	CS3. Incentivo de Calidad Media	1	2023-02-28
2023	CS3. Incentivo de Calidad Media	1	2023-02-28
2023	CS3. Incentivo de Calidad Media	1	2023-02-28
2023	PR9. Índices Anuales de Cálculos de Perdidas	1	2023-03-21
2023	PI3. Inventario Proyectos	1	2023-05-22
2023	TT11. Cronograma de actividades de TRMS	11	2023-05-29
2023	TT11. Cronograma de actividades de TRMS	2	2023-08-01
2023	PI2. Planes Seguimiento	1	2023-09-04
2023	CS5. Puntos de Medida Barra – Seguimiento	11	2023-12-01
2023	TT9. Ajuste de Eventos	4	2023-12-06

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 14/08/2024.

Cabe destacar, que verificando la oportunidad de cargue del prestador y teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 15 de la Ley 1955 de 2019, que establece:

«(...)

Artículo 15. Funciones de la Superintendencia. Modifíquese el numeral 8 y adiciónense los numerales 34, 35 y 36 al artículo 79 de la Ley 142 de 1994, así:

8. Solicitar documentos, inclusive contables y financieros, a los prestadores, entidades públicas, privadas o mixtas, auditores externos, interventores o supervisores y privados, entre otros, que tengan información relacionada con la prestación de los servicios públicos domiciliarios. Adicionalmente, practicar las visitas, inspecciones y pruebas que sean necesarias para el cumplimiento de sus funciones, en la oportunidad fijada por la Superintendencia.

34. Sancionar a los prestadores de servicios públicos y vigilados, auditores externos y otras entidades con naturaleza pública, privada o mixta, que tengan información relacionada con los servicios públicos domiciliarios, cuando no atiendan de manera oportuna y adecuada las solicitudes y requerimientos que la Superintendencia realice en ejercicio de sus funciones

(...»

Verificado la oportunidad de cargue del prestador y teniendo en cuenta lo dispuesto en la Resolución No. SSPD - 20172000188755 de 2017:

«(...)

Fecha límite para reporte: La información será reportada trimestralmente a más tardar el último día del mes siguiente al trimestre a reportar. Lo anterior para cada uno de los formatos y formularios establecidos.

(...»

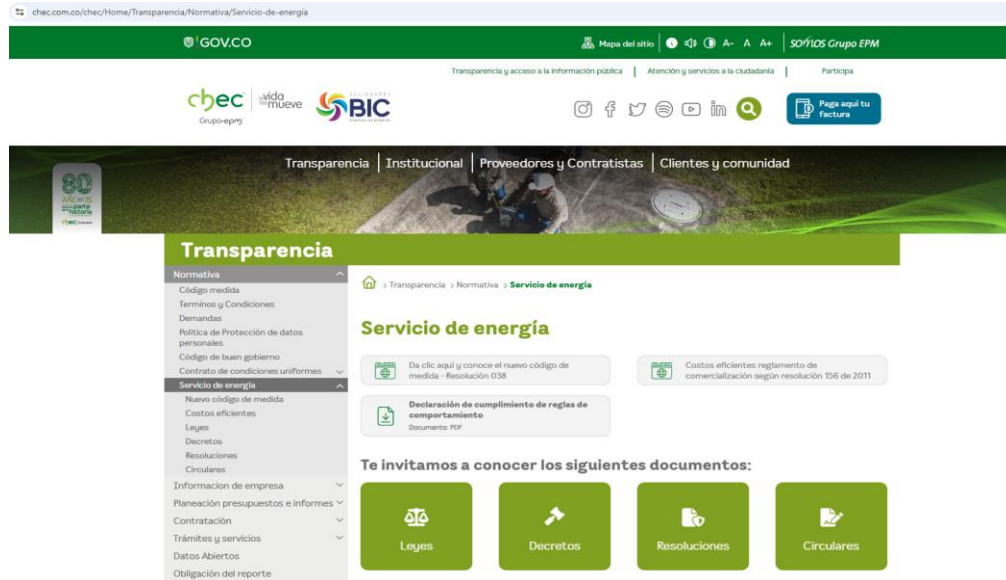
De acuerdo a lo antes mencionado, el prestador cumple, esto debido al porcentaje de oportunidad de cargue de la información reportada en el SUI de los formatos habilitados al prestador (86.65% con oportunidad) y establecidos las fechas límites de cargue en los lineamientos de la Resoluciones SSPD No. 20192200020155 de 2019 y SSPD No. 20212200012515 de 2021.

Ahora bien, es necesario tener en cuenta la cantidad total de solicitudes de reversiones del prestador para el año 2023 (20 reversiones) de las cuales 1 reversiones son del tópico Comercial y de Gestión y las otras 19 reversiones hacen referencia a los formatos Técnico operativo de la resolución antes mencionada.

5.5. Aspecto Normas Generales de Comportamiento

Para la Evaluación Integral respecto de las reglas generales de comportamiento se procedió inicialmente con la revisión y visualización de cada uno de los procedimientos que están relacionados con el cumplimiento de la Resolución CREG 080 de 2019. Estos se visualizan en la página web de la empresa <https://www.chec.com.co/chec/Home/Transparencia/Tr%C3%A1mites-y-servicios>, los cuales se muestran en la Figura 62

Figura 62 Visualización normas de comportamiento página web CHEC S.A. E.S.P. BIC



Fuente: imagen tomada página web de la empresa

Al respecto la empresa publicó en su página web: <https://www.chec.com.co/>, la información pertinente a los procedimientos citados en la norma, de tal manera que se informa a los usuarios los distintos aspectos y procedimientos que consideran deben conocer los usuarios con el fin de obtener respuesta clara a las solicitudes que realicen a la empresa, estos procedimientos se relacionan en la **Tabla 62** con su respectivo enlace:

Tabla 62 Procedimientos publicados CHEC S.A. E.S.P. BIC , Resolución CREG 080

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Declaración de cumplimiento de reglas de comportamiento.	https://www.chec.com.co/Portals/9/Documents/Transparencia/Normativa/Servicio%20de%20energia/declaraci%C3%B3n-de-cumplimiento.pdf
Proceso en sede de empresa	https://www.chec.com.co/chec/Home/Transparencia/Tr%C3%A1mites-y-servicios
Cambio de comercializador	https://www.chec.com.co/Home/Institucional/Quienes-somos/Nuestros-negocios/Comercializaci%C3%B3n/Cambio-de-comercializador/Cambio-de-agente-comercializador
Nuevas conexiones	https://guiavinculacion.chec.com.co/

Usuarios Autogeneradores y Generadores Distribuidos	https://www.chec.com.co/Home/Cientes-y-comunidad/Cientes/Cientes-Hogares/Sobre-el-servicio/Usuarios-Autogeneradores-y-Generadores-Distribuidos
Autogeneradores de pequeña escala	https://www.chec.com.co/Home/Cientes-y-comunidad/Cientes/Cientes-Hogares/Sobre-el-servicio/Usuarios-Autogeneradores-y-Generadores-Distribuidos/Autogeneradores-de-peque%C3%B1a-escala
Documentos RETIE	https://portal.almeraim.com/sgichec/17/external/category-documentation/5/tree-report/107087
Documento bienvenida CHEC S.A. E.S.P. BIC	chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.chec.com.co/Portals/9/Documentos/Cientes%20y%20comunidad/Cientes/Cientes%20y%20hogares/Sobre%20el%20servicio/manual-bienvenida-chec-2022.pdf?ver=3b1Oanz-wbp-XfciWsd_OA%3d%3d
Carta de trato digno	https://www.chec.com.co/Home/Transparencia/Tr%C3%A1mites-y-servicios/Carta-trato-digno
Comunícate con nosotros	https://www.chec.com.co/Home/Cientes-y-comunidad/Cientes/Cientes-Hogares/Comunicate-con-nosotros

Fuente: información de la empresa - construida DTGE

De la revisión general de los procedimientos, se observó que la empresa tiene establecido y publicados los procedimientos que determinó eran necesarios para dar cumplimiento a la normativa citada, al realizar la revisión de los citados procedimientos y documentos se encontró que dan cumplimiento a la premisa establecida por la CREG en cuanto a la información que los agentes deben suministrar a sus usuarios sea clara y sencilla, adicional de estar disponible.

De acuerdo con lo anterior, se encontró que a nivel general los procedimientos y la información suministrada por la empresa CHEC S.A. E.S.P. BIC a los usuarios de su mercado, están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que debieran aportar, en cumplimiento de la regulación citada.

6. HALLAZGOS

En la Tabla 63, se relacionan los hallazgos identificados en desarrollo de la evaluación integral:

Tabla 63 Hallazgos

No.	Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
1.	Medición: Código de Medida. Sincronización del reloj	Artículo 16	Inspección realizada en campo por la DTGE.	NO CUMPLE
2.	Tarifas: Reportes de Información Tarifaria al SUI	Información reportada de forma incorrecta al SUI	Estado de cargue información tarifaria al SUI, cálculos detallados remitidos por la empresa, reporte Formato T9 variable CB y VCB.	NO CUMPLE
3.	Subsidios: (Corresponde al hallazgo Nro. 42. FSSRI del acta de visita de fecha: 12 al 14 de agosto de 2024). Se requiere que allegue las actas del comité de estratificación de la vigencia 2024, en los que ha participado, de los municipios atendidos, así como nos indique de forma detallada los recursos girados con ocasión del concurso económico por municipio para el 2024. Sustentar las diferencias presentadas en el ejercicio de estratificación.	Allegar las actas del comité de estratificación que se hayan llevado a cabo de la vigencia 2024 e informe de forma detallada los recursos girados con ocasión del concurso económico por municipio para la vigencia 2024.	Documento mediante el cual la empresa informe a la SSPD sobre los recursos girados con ocasión del concurso económico por municipio para la vigencia 2024. Adicionalmente, allegar las actas del comité de estratificación que se hayan llevado a cabo de la vigencia 2024. Sustentar las diferencias presentadas en el ejercicio de estratificación.	NO CUMPLE
4.	Subsidios: (Corresponde al hallazgo Nro. 43. FSSRI - FOES del acta de visita de fecha: 12 al 14 de agosto de 2024). Se requiere sustentar y/o reversar y reportar los valores reportados en el SUI en los formatos de facturación (TC2) dadas las diferencias presentadas para las vigencias de 2022 y 2023. (Considerar las diferentes variables observadas y analizadas en el presente informe)	Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos TC2.	Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión del formato TC2	NO CUMPLE
5.	Subsidios: (Corresponde al hallazgo Nro. 44. FSSRI - FOES del acta de	Sustentación sobre las diferencias interpretativas o	Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión del formato TC1	NO CUMPLE

	<p>visita de fecha: 12 al 14 de agosto de 2024). Se requiere sustentar y/o revertir la información, dadas las diferencias presentadas entre el número de suscriptores subsidiados (estratos 1, 2 y 3), así como los sujetos a contribución estrato 5 y 6 residencial y uso comercial, industrial y provisional, durante la vigencia 2022 y 2023 (Información SUI formato TC1 vs Información Aportada). Se requiere revisar y ajustar la información de las variables: 16 "Consumo de subsistencia" al cruzar el TC2 y TC1, 17 "Condiciones Especiales", 18 "Tipo Área Especial" y 19 "Código Área Especial" de conformidad con las observaciones revisadas en los espacios realizados para el desarrollo de la presente evaluación integral y también las contenidas en el presente informe.</p>	<p>documento que solicite la reversión de los formatos TC1</p>		
6.	<p>Subsidios: (Corresponde al hallazgo Nro. 45. FSSRI - FOES del acta de visita de fecha: 12 al 14 de agosto de 2024). Se requiere sustentar y/o revertir los valores reportados en el SUI en los formatos S1, dadas las diferencias presentadas durante las vigencias 2022 y 2023, (Información SUI vs Información Aportada). En las variables "Subsidios Otorgados", "Contribuciones Facturadas", "Giros recibidos" y FOES.</p>	<p>Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos S1.</p>	<p>Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión del formato S1.</p>	NO CUMPLE
7.	<p>Subsidios: (Corresponde al hallazgo Nro. 46. FSSRI - FOES del acta de visita de fecha: 12 al 14 de agosto de 2024). Se requiere sustentar y/o</p>	<p>Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que</p>	<p>Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión del formato S2.</p>	NO CUMPLE

	reversar los valores reportados en el SUI en los formatos S2, dadas las diferencias presentadas durante las vigencias 2022 y 2023, (Información SUI vs Información Aportada).	solicite la reversión de los formatos S2.		
8.	<p>Subsidios: (Corresponde al hallazgo Nro. 47. FSSRI del acta de visita de fecha: 12 al 14 de agosto de 2024). Dadas las asimetrías de la información allegada, se requiere que el prestador realice la reversión del formato S6 y TC1, dadas las asimetrías y presuntos errores interpretativos por acción u omisión de la Resolución SSPD No. 20212200012515 para las vigencias 2022, 2023 y extensivo a 2024.</p> <p>Considerar lo reportado en el formato S6, dado que se presentan diferencia en el número de registros reportados en el SUI para la vigencia 2022, de los remitidos en calidad de esta evaluación integral. Para 14 NIU y 10 NIU en 2022 y 2023 respectivamente. Adicionalmente, se encontró que los códigos de las actividades principales reportadas en el SUI no corresponden a los aportados por el prestador y verificados en el sistema comercial.</p>	<p>Documento mediante el cual la empresa informe a la SSPD sobre las inconsistencias en la información aportada, las diferencias entre la información aportada y lo reportado en el SUI.</p> <p>Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos S6 y TC1.</p>	Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión de los formatos S6 y TC1.	NO CUMPLE
9.	<p>Subsidios: (Corresponde al hallazgo Nro. 48. FOES del acta de visita de fecha: 12 al 14 de agosto de 2024). Se requiere revisar las presuntas diferencias presentadas respecto de la información recibida y la reportada en el formato TC2 (para las variables 23 "Número de</p>	Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos TC2, TC1 y S4, para las vigencias 2022 y 2023.	Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión del formato TC2, TC1 y S4, para las vigencias 2022 y 2023.	NO CUMPLE

	Facturas FOES y 24 "Valor FOES Aplicado al Consumo Usuario (\$)" con relación al formato TC1 (Variable 19. "Código Área Especial") y S4 (sobre el código de área especial) para las vigencias 2022 y 2023, ya que se encontraron usuarios que facturan FOES pero que no tienen código de área asignado.			
10.	Subsidios: (Corresponde al hallazgo Nro. 49. FOES del acta de visita de fecha: 12 al 14 de agosto de 2024): Se requiere revisar las presuntas diferencias presentadas respecto de la información recibida y la reportada en el formato S9 para las vigencias 2022 y 2023	Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos en mención.	Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión de los formatos en mención.	NO CUMPLE
11.	Calidad del servicio en el SDL	Durante los años 2019, 2020, 2021, 2022 y 2023 presenta más de un usuario con DIU mayor a 360 horas (CREG 015 de 2018)	Reporte SUI formato CS2	NO CUMPLE
12.	Calidad del servicio en el SDL	Cumplimiento del indicador de calidad media SAIDI definido por la CREG en 2023.	SUI formato CS1 y plataforma indica de XM	NO CUMPLE
13.	Calidad del servicio en el SDL	Soportes de exclusiones para los eventos con causal 28, no cuentan con los soportes exigidos regulatoriamente (CREG 015 de 2018)	Radicado SSPD No. 20245293238372, Circular CREG 063 de 2019.	NO CUMPLE
14.	Acceso a Redes	Condición de operación del sistema de información de disponibilidad de red y sistema de información para el trámite en línea.	Página WEB de CHEC S.A. E.S.P. BIC/ Información suministrada por el prestador contenida en el numeral 5.3.7	NO CUMPLE

		(Artículos 7 y 8 de la Resolución CREG 174 de 2021.)		
15.	Acceso a Redes	Aplicación de los tiempos y de las disposiciones de las diferentes etapas de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte (Resolución CREG 075 de 2021)	Información suministrada por el prestador contenida en el numeral 5.3.7	NO CUMPLE

7. ACCIONES CORRECTIVAS DEFINIDAS

Aspectos Comerciales

- **Medición:**

Respecto del Código de Medida, la empresa debe garantizar el cumplimiento regulatorio a todo nivel, eso implica hacer un mejor seguimiento sobre la información de la medida de manera que los relojes de los medidores de sus fronteras tengan sus registros acordes a los mandatos regulatorios.

- **Tarifas:**

La empresa deberá solicitar la reversión del formato T9 para las distintas vigencias del 2023, corrigiendo específicamente las variables CB y VCB, lo anterior debido a que en estas variables se están sumando los valores de los ajustes, pero de acuerdo al lineamiento de cargue de información al SUI estos ajustes se deben reportar por medio de las variables ACB y AVCB.

- **Subsidios:**

Se requiere que el prestador establezca las acciones de control, necesarias para garantizar la calidad, completitud y oportunidad en el reporte de información al Sistema Único de Información SUI de esta Superintendencia, considerando lo señalado en el artículo 4°.

Responsabilidad de los Prestadores del Servicio Público de Energía Eléctrica, de la Resolución

SSPD 20212200012515 de 2021. «La información que reportan los prestadores del servicio público domiciliario de energía eléctrica al SUI es una información entregada al Estado Colombiano para los fines previstos en el artículo 14 de la Ley 689 de 2001. En consecuencia, una vez cargada y certificada la información se considera oficial para todos los efectos previstos en la ley y podrá ser rectificada de acuerdo con el procedimiento definido por la SSPD, sin perjuicio de las investigaciones a las que haya lugar.

Será responsabilidad de los prestadores del servicio de energía eléctrica el reporte oportuno, veraz y completo de la información establecida en la presente resolución en las fechas y con las características aplicables a cada formato de conformidad con lo indicado en la Circular Externa SSPD No. 0001 del 25 de enero de 2006. El reporte no veraz o incompleto se entenderá como un incumplimiento a la obligación de reporte de información que trata la presente Resolución, la cual solo se entenderá cumplida, cuando se reporte la información subsanando la respectiva irregularidad.

En caso de no estar disponibles los cargues de información en el SUI, es responsabilidad del prestador solicitar la habilitación de los mismos a través de los medios que disponga la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para tal fin, incluso si los formatos se deben reportar como “No Aplica”».

Aspectos Técnicos Operativos

- Realizar la revisión de los soportes de aquellos eventos que están siendo excluidos por la empresa dentro de la causal 28 relacionadas a los literales g del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, pues todos los eventos que se excluyan deben contar con el respectivo soporte en los términos definidos por la regulación. Adicionalmente, el prestador actualizar el procedimiento de clasificación y categorización de eventos, con el objetivo de que se validen las características necesarias de los soportes para que un evento sea excluible y de esta manera se generen los cálculos de indicadores de calidad conforme a lo previsto en la regulación vigente.

- Realizar la revisión de los requisitos establecidos en los artículos 7 y 8 de la Resolución CREG 174 de 2021 y la aplicación de los tiempos regulatorios indicados en la Resolución CREG 075 de 2021 para proyectos CLASE 2.

8. CONCLUSIONES

Aspectos Técnicos Operativos

- Para el año 2023 CHEC S.A. E.S.P. BIC registra un indicador SAIDI de 21 horas, superando en 5,6 horas el indicador de referencia estipulado por la CREG, mediante la Resolución particular CREG 077 de 2019. Por lo anterior, el prestador presuntamente no cumplió con las metas establecidas por la CREG, en lo que se refiere a calidad media del servicio.
- En torno a acceso a redes, se requiere que la prestadora ajuste los requerimientos y exigencias establecidas en los artículos 7 y 8 la Resolución CREG 174 de 2021. Por su parte, en cuanto a la revisión de la aplicación de la Resolución CREG 075 de 2021 para proyectos CLASE 2 se requiere que el prestador ajuste sus procesos internos para garantizar las respuestas a los usuarios dentro de los tiempos establecidos.
- La ejecución del plan de inversiones de CHEC S.A. E.S.P. BIC ha sido sobresaliente, con un desempeño alineado con lo proyectado anualmente. En 2019, se alcanzó el porcentaje más alto del periodo 2019-2023, con un 143%. Durante este año, las inversiones se enfocaron a proyectos no contemplados en el plan aprobado, debido a la necesidad de priorizar la reposición de equipos obsoletos y realizar ajustes necesarios en la red para atender la demanda.
- CHEC S.A. E.S.P. BIC destinó en su plan de inversiones para la vigencia 2019 -2023 un total de 219.088.610.115 COP de 2017, de los cuales un 115% ha sido enfocado al NT1, 100% al NT2, 80% al NT3 y 104% al NT4.

- CHEC S.A. E.S.P. BIC tiene procedimientos adecuados para la gestión de los mantenimientos de sus activos, presentando altos porcentajes de ejecución de estas actividades durante los periodos 2022 y 2023.
- En relación con el tema de cumplimiento de lineamientos RETIE, CHEC S.A. E.S.P. BIC de manera activa genera espacios de capacitación y divulgación de los riesgos de origen eléctricos asociados a las redes eléctricas que opera, lo cual se ve reflejado en un gran número de interacciones con entidades públicas y privada, además de los usuarios dentro del mercado de comercialización que opera.
- Para los años 2022 y 2023, la Dirección Técnica de Gestión de Energía – DTGE encuentra una mejora en las características de calidad del servicio en el STR de CHEC S.A. E.S.P. BIC, pues pasó de tener aproximadamente 742,6 HC en el año 2022 a 353,9 HC en el año 2023. Adicionalmente, se pudo identificar una reducción en el número de activos indisponibles entre 2022 (25 activos indisponibles) y 2023 (13 activos indisponibles).
- El Plan de Gestión de Riesgo de Desastres - PGRD denominado «Plan de Gestión del Riesgo de Desastres General de la Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC S.A. E.S.P. BIC S.A. E.SP. BIC) PN-PL-03-000-001», «actualizado Segunda versión 2/07/2024» correspondiente a las actividades e infraestructura para la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, en el área de prestación de CHEC S.A. E.S.P. BIC, departamentos de Caldas, Risaralda y Quindío, fueron desarrollados por el prestador y se encontraron consecuentes con los criterios y lineamientos mínimos indicados en el Decreto 2157 de 2017.

Aspecto Normas Generales de Comportamiento

Una vez verificada el cumplimiento a las normas de comportamiento, Resolución CREG 080 de 2019, en especial lo referente a los artículo 9 y 25, se informó al prestador que los procedimientos diseñados de manera general son adecuados y están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que deben aportar, dando cumplimiento a la norma citada.

9. MEDIDAS RECOMENDADAS QUE PUDIERA SER OPORTUNO O PERTINENTE APLICAR

Aspectos Técnicos Operativos

- Realizar un análisis detallado de la relación entre la rotación de personal directo y por contratación, así como la estabilidad de los contratistas, y su impacto en el cumplimiento de los indicadores de calidad de servicio establecidos en la regulación.
- Realizar las verificaciones de las inversiones aprobadas en 2019 y 2020, con el fin de implementar las acciones correctivas de acuerdo con las posibles inconsistencias en las fuentes de información.
- Incluir en la plataforma de seguimiento de parámetros eléctricos, el monitoreo de parámetros de eventos en tensión para que la herramienta incorporada sea más completa.
- Revisar los procedimientos internos frente al Plan semestral y anual de consignaciones con el fin de disminuir el número de consignaciones que se ejecutan Fuera del Plan.

10. RESPONSABLES DE LA REALIZACIÓN (Menciona nombres y apellidos completos)

10.2. Responsable General

Héctor Suarez Bernal – Director General

10.3. Equipo de Evaluación

Adriana Lucia Hurtado – Aspectos Administrativos y Financieros

Nelson González - Aspectos Comerciales

Rafael Ricardo- Aspectos Comerciales

Dayhan Garzón- Aspectos Comerciales

Christian Alarcón - Aspectos Comerciales

Jhon Cristian Giraldo Parra – Coordinador Grupo de Gestión Operativa en el SIN Aspectos Técnicos

Jhon Cristian Giraldo Parra – Aspectos Técnicos

Carmen Andrea Rojas Castellanos - Aspectos Técnicos

Diego Martin Castillo Pinilla - Aspectos Técnicos

Paula Camila Arévalo Rivera – Aspectos Técnicos

Sandra Milena Sánchez Mendoza – Aspectos Técnicos

Juan Carlos Castiblanco Vargas – Aspectos Técnicos

Walter Patiño Piñeros – Aspectos SUI

Luis Carlos Rodríguez Bello – Aspectos Normal de Comportamiento

11. ANEXOS

Anexo 1 Técnico Operativo (Ver **Tabla 64**)

ANEXO 1

Tabla 64 Estado proyectos del plan de Inversiones CHEC S.A. E.S.P. BIC. Las inversiones aprobadas y ejecutadas se presentan en COP de 2017

CÓD PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO/ MUNICIPIO	INVERSIÓN APROBADA	INVERSIÓN EJECUTADA	AÑO DE EJECUCIÓN APROBADO INICIAL	AÑO DE EJECUCIÓN ESPERADO	MOTIVOS EJECUCIÓN NO CONTINUADA
NEG0760	Reposición sistemas y equipos de control, protección y comunicaciones	3.116.013.072	959.973.008	2019	2020	Debido a las diferencias en las Reposiciones Parciales consideradas en la circular CREG 024 respecto al reporte en el plan inicial, la empresa a juicio de expertos consideró un riesgo en no recibir la remuneración de los proyectos. CHEC S.A. E.S.P. BIC justifica que, aunque la postergación de estos proyectos implica un aplazamiento en la implementación de mejoras previstas, no se anticipan impactos críticos en la calidad o confiabilidad del servicio en el corto plazo.

CÓD PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO/ MUNICIPIO	INVERSIÓN APROBADA	INVERSIÓN EJECUTADA	AÑO DE EJECUCIÓN APROBADO INICIAL	AÑO DE EJECUCIÓN ESPERADO	MOTIVOS EJECUCIÓN NO CONTINUADA
NEG0795	Adecuación en edificación de subestaciones- Obras civiles en subestaciones	122.861.000	0	2019	0	La empresa decidió no ejecutar las obras ya que no se desagregan en las UC de Módulo Común por tanto no son remuneradas. CHEC S.A. E.S.P. BIC decide ejecutar los recursos en otras actividades prioritarias.
NEG9997	Compra de activos eléctricos de uso general de un proyecto determinado mediante contrato entre CHEC S.A. E.S.P. BICy un tercero	515.897.000	128.800.000	2019	0	CHEC S.A. E.S.P. BIC indica que el valor calculado en UC es estimado a partir de una proyección de nuevos proyectos de vivienda, por lo tanto, al ser una estimación depende de las solicitudes que lleguen de los clientes durante el año. Para ese año en particular se recibieron menos solicitudes a las esperadas.
PEI0381	Proyecto gestión y control de pérdidas de energía	4.178.484.500	1.895.919.297	2019	2019	Cambios en las necesidades de medición para disminución de pérdidas. No se presentaron impactos dado que el proyecto continuó en inversiones anuales.
NEG0795	Adecuación en edificación de subestaciones- Obras civiles en subestaciones	280.138.000	0	2020	0	La empresa decidió no ejecutar las obras ya que no se desagregan en las UC de Módulo Común por tanto no son remuneradas. CHEC S.A. E.S.P. BIC decide ejecutar los recursos en otras actividades prioritarias.
NEG0383	Proyecto para el mejoramiento de la calidad del servicio en CHEC S.A. E.S.P. BIC	2.913.145.200	0	2021	2023	El proceso de compra de relés se adjudicó en octubre del 2021, teniendo en cuenta tiempos de entrega post pandemia (con impacto de microcomponentes) los retrasos eran de entre 6 y 10 meses de entrega, por lo que es inviable en términos de ejecución ponerlos en servicio en ese mismo año.
NEG0756	Expansión de la red de telecomunicaciones de CHEC S.A. E.S.P. BICy modernizar equipos para aumentar la capacidad de los sistemas de telecomunicaciones	608.140.000	0	2021	0	La empresa manifiesta problemas de servidumbre para le línea Esmeralda-Viterbo. Los recursos presupuestados se emplearon en enlaces previstos para fases posteriores como son: Subestación Manizales - Subestación Marmato y Subestación Chinchiná - Subestación La Manuela.

CÓD PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO/ MUNICIPIO	INVERSIÓN APROBADA	INVERSIÓN EJECUTADA	AÑO DE EJECUCIÓN APROBADO INICIAL	AÑO DE EJECUCIÓN ESPERADO	MOTIVOS EJECUCIÓN NO CONTINUADA
COBERTURA	Expansión de cobertura para interconexión de usuarios ubicados en zonas interconectables al SIN.	2.492.663.841	434.375.194	2022	2022	La empresa manifiesta cambios en la caracterización de las viviendas que inicialmente habían sido identificadas para ser interconectadas. Al momento de ejecutar la actividad, se encontró que algunas de estas viviendas no requerían el servicio o estaban deshabitadas.
NEG0383	Proyecto para el mejoramiento de la calidad del servicio en CHEC S.A. E.S.P. BIC	4.994.713.114	327.537.780	2022	2023	Para el proyecto de calidad del servicio, CHEC S.A. E.S.P. BIC planeaba adquirir en 2022 todos los materiales necesarios para la modernización de IEDs en subestaciones, pero las ofertas recibidas no cumplían con los requerimientos técnicos. Por ello, la compra no se pudo realizar en 2022 y solo en 2023 se logró adquirir los elementos faltantes.
NEG0760	Reponer activos asociados a las categorías 4 y 10 debido a su obsolescencia y antigüedad	983.365.468	0	2022	2023	Se presentaron incumplimientos en la ejecución de las UCs para la modernización de la subestación Ínsula debido a retrasos en los términos de referencia y escasez de materiales. Esto, junto con problemas de proveedores, provocó un retraso de alrededor de 10 meses en las actividades realizadas por CHEC S.A. E.S.P. BIC y su contratista. La empresa modifica la FPO en el plan 2023-2027, pendiente de aprobación.
PEI1199	Instalación de fibra óptica SPAN 600 ADSS entre Subestación Uribe y Subestación Regivit	6.402.000.000	0	2022	2024	Las actividades se retrasaron alrededor de 10 meses considerando la problemática postpandemia. La empresa modifica la FPO en el plan 2023-2027, pendiente de aprobación.
UCISA43	Reposición activos Subestación Enea.	398.404.641	0	2022	2026	Si bien son inversiones a cargo de ISA INTERCOLOMBIA, se identifica un riesgo para CHEC S.A. E.S.P. BIC en caso de que la no ejecución del proyecto presente un porcentaje considerable del plan de inversión para los niveles de tensión reportados.

CÓD PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO/ MUNICIPIO	INVERSIÓN APROBADA	INVERSIÓN EJECUTADA	AÑO DE EJECUCIÓN APROBADO INICIAL	AÑO DE EJECUCIÓN ESPERADO	MOTIVOS EJECUCIÓN NO CONTINUADA
NEG0382	Reponer las redes y equipos de nivel 1 2 3 y 4 que por contingencia obsolescencia o antigüedad deben ser retirados	18.434.451.647	8.545.306.676	2023	2023	Modificación de las UC en el plan de inversión 2023-2027, pendiente de aprobación.
PEI0731	Modernización y reposición de la subestación Anserma 33/13.2 kV	3.591.594.251	0	2023	2025	CHEC S.A. E.S.P. BIC modificó la puesta en operación del proyecto debido a ajustes y completitud del ciclo de viabilidad financiera. La modificación se contempla en el plan 2023-2027, pendiente de aprobación.
PEI1053	Nueva subestación Dorada Norte 115/33/13.2 kV	1.143.435.832	0	2023	2025	CHEC S.A. E.S.P. BIC modificó la puesta en operación del proyecto debido a ajustes y completitud del ciclo de viabilidad financiera. La modificación se contempla en el plan 2023-2027, pendiente de aprobación.
PEI1200	Normalización y reposición subestación Campestre	2.543.289.000	0	2023	2025	CHEC S.A. E.S.P. BIC modificó la puesta en operación del proyecto debido a ajustes y completitud del ciclo de viabilidad financiera. La modificación se contempla en el plan 2023-2027, pendiente de aprobación.
PGAN0P2	Implementar y certificar un plan de gestión de activos acorde con la norma ISO 55001	578.033.213	140.939.384	2023	2023	La empresa actualizó las UC del proyecto en el plan de inversión 2023-2027 el cual se encuentra pendiente de aprobación.

Fuente: Elaboración propia con base en información suministrada por CHEC S.A. E.S.P. BIC

Revisó:

Héctor Suarez Bernal – Director Dirección Técnica de Gestión de Energía - DTGE

Luis Carlos Rodríguez Bello – Asesor DTGE

Camila Andrea Parada Sánchez – Profesional DTGE