

- 1.1. Identificador del prestador
- 1.2. Nombre o razón social: ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA SA ESP – ELECTROCAQUETA SA ESP
- 1.3. NIT: 891190127-3
- 1.4. ID (SUI - RUPS): 1032
- 1.5. Servicio público domiciliario (SPD) prestado objeto de la vigilancia o inspección: Energía eléctrica
- 1.6. Actividad del SPD objeto de la vigilancia o inspección: Distribución y comercialización
- 1.7. Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar: 21 de julio de 1978

2. Identificación de la acción de vigilancia e inspección realizada:

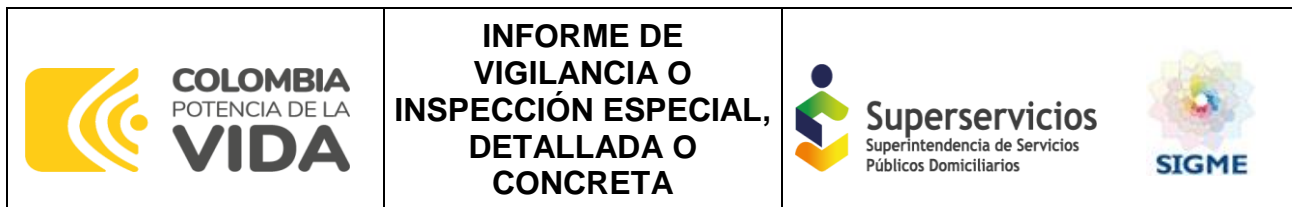
- 2.1. Año del programa al que pertenece la acción: 2023
- 2.2. Clase acción: Vigilancia ___ Inspección X
- 2.3. Motivo de la acción: Especial X Detallada ___ Concreta ___
- 2.4. Origen causal de la acción: Clasificación de nivel de riesgo ___ Perfilamiento de riesgo X Evaluación de Gestión y Resultados ___ Monitoreo de planes _ Denuncia ciudadana (Petición de interés general) ___ Otros ___
- 2.5. Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción: carrera 1 # 35 - 99.

3. Delimitación del marco de evaluación

- 3.1. Criterios evaluados: Aspectos administrativos, financieros, técnicos, comerciales y reporte de información al SUI.
- 3.2. Marco temporal de evaluación: 2022

4. Descripción de lo desarrollado:

Se realiza Evaluación Integral a ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ S.A. ESP (en adelante ELECTROCAQUETÁ), dentro del marco de las actividades de inspección, vigilancia y control que



realiza la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) en los aspectos Aspectos administrativos, financieros, técnicos, comerciales y reporte de información al SUI.

4.1. Información fuente usada:

ELECTROCAQUETÁ, a través de radicado SSPD 20235293228422 del 01 de septiembre de 2023, remitió la información solicitada en virtud de la evaluación integral. La información fue complementada mediante solicitud verbal en la fecha de la visita realizada los días 02 al 05 de octubre de 2023 y registrada en el acta. Adicionalmente, se utiliza información reportada por la empresa al Sistema Único de Información (SUI) e información del portal BI de XM4.2.

4.2. Requerimientos realizados:

La información requerida a ELECTROCAQUETÁ, fuente de insumo para la realización del presente informe, se solicitó a través del radicado SSPD 20232202844111 del 10 de agosto de 2023.

4.3. Estado de respuesta de requerimientos:

Respuesta remitida a través del radicado SSPD 20235293228422 del 01 de septiembre de 2023 de 2023. Luego de verificación de 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 en 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 a la SSPD posteriormente por parte de ELECTROCAQUETÁ.

4.4. Evaluaciones realizadas:

Dentro del proceso de IVC de la Superservicios se desarrolla la Evaluación Integral, donde se tienen en cuenta los aspectos administrativos, financieros, técnicos, comerciales, reglas generales de comportamiento y reporte de información al SUI. Se inicia con una breve descripción de la empresa ELECTROCAQUETÁ del aspecto administrativo.

4.4.1. Administrativo y financiero

➤ Descripción General de la Empresa

ELECTROCAQUETÁ, se constituyó el 13 de julio de 1978 y su última fecha de actualización en RUPS fue el día 08 de marzo de 2023 (Tabla 2), es una empresa de servicios públicos domiciliarios mixta, perteneciente a la Rama Ejecutiva del poder Público, vinculada al Ministerio de Minas y Energía

Desde sus inicios, ELECTROCAQUETÁ, ha centrado su gestión en dar solución al servicio de energía eléctrica en el departamento del Caquetá, mejorando la calidad de vida de sus usuarios y el motor de desarrollo regional; lo anterior lo ha logrado a través de la construcción y operación de proyectos eléctricos urbanos y rurales, la distribución y comercialización de la energía eléctrica permitiéndole, a 31 de diciembre de 2022, contar con 120.689 suscriptores, los cuales, se encuentran ubicados en los 16 municipios del departamento del Caquetá, municipio de la Macarena (Meta y zonas rurales del municipio de Puerto Guzmán del departamento del Putumayo).

Está clasificada en el sistema interconectado nacional para las actividades de Distribución y comercialización, que se encuentran dispersas en todo el departamento del Caquetá, en una extensión de 88.965 km² y con una densidad poblacional de 4,61 hab/km². Así mismo, atiende el servicio de energía para el municipio de la Macarena (Meta) y municipio Puerto Guzmán (Putumayo).

ELECTROCAQUETÁ tiene ubicación en el Departamento del Caquetá, siendo la principal compañía en esta área geográfica, el mercado está compuesto por clientes del mercado regulado, distribuido en los sectores comercial, industrial, oficial y residencial; que está segmentado en estratos socioeconómicos que van del 1 al 6. ELECTROCAQUETÁ se clasifica como una sociedad por acciones de carácter mixta.

ELECTROCAQUETÁ fue constituida mediante escritura pública número 079 de la Notaria Única de Belén de los Andaquíes con la participación del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), la Intendencia del Caquetá, los municipios de Florencia y Belén de los Andaquíes y los corregimientos de Albania y Morelia (hoy municipios), cuyo objeto fue la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, la participación accionaria a la fecha se encuentra definida tal como lo evidencia la **Tabla 1** a continuación.

Tabla 1. Datos Societarios

Accionistas	100%
Ministerio de Hacienda y Crédito Público	72,349%
Gobernación del Caquetá	15,718%
Municipio de Belén	4,676%
Municipio de el Doncello	1,861%
Municipio de Morelia	1,628%
Municipio Albania	1,399%

Accionistas	100%
Municipio de Paujil	0,804%
Municipio de San Vicente	0,581%
Municipio de la Montañita	0,407%
Municipio de Florencia	0,400%
Municipio de Puerto Rico	0,174%
Enel- Codensa S.A. ESP	0,003%
Totales	100%

Fuente: ELECTROCAQUETA – Elaboración DTGE

Tabla 2. Datos Generales del prestador

	Sociedad Anónima
Razón Social	ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP
Sigla:	ELECTROCAQUETA S.A. E.S.P.
Nit:	891190127
Tipo de Sociedad:	1032
Representante Legal	LUIS ENRIQUE TRUJILLO LOPEZ
Actividades Desarrolladas	Distribución y Comercialización
Año de Entrada en Operación	1978
Auditor – AEGR:	NEXIA MONTES & ASOCIADOS S.A.S
Clasificación:	Sistema Interconectado Nacional
Fecha Última de Actualización RUPS:	08 marzo 2023

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

➤ **Interacción del prestador con el medio ambiente**

ELECTROCAQUETÁ en cumplimiento de su misión de gestionar y suministrar energía eléctrica de calidad, contribuyen al desarrollo equitativo y sostenible, extiende la responsabilidad social y ambiental en su zona de influencia a través de los siguientes ejes:

- *Ampliación de cobertura del servicio:* Ejecución de proyectos de electrificación para 6713 familias de los departamentos de Caquetá y Meta, a través de proyectos de ampliación del Sistema Interconectado Nacional por medio de redes de Media y Baja Tensión, así como de Sistemas Solares Fotovoltaicos Individuales en Zonas no Interconectables
- *Gestión Social:* En el marco de las labores de gestión social, se realizaron las siguientes actividades encaminadas a fortalecer la satisfacción del usuario final, tales como, •Campañas de sensibilización vivienda a vivienda para lograr la individualización de usuarios, acercamientos para apoyar a las comunidades e instalar una medida comunitaria para la prestación del servicio a usuarios en AHDI, y •Capacitaciones en uso racional de la energía a 24 comunidades, donde asistieron 405 personas, entre otras.
- *Gestión Ambiental:* Compensación ambiental: Se han invertido un total de \$1788 millones de inversión en reforestación para mitigar el cambio climático; así mismo el control de aceite dieléctrico en los transformadores de distribución y potencia de la empresa, entre otras actividades piloto que están iniciando un proceso de crecimiento, sensibilización y mejora continua para ELECTROCAQUETÁ, en todo aspecto relacionado con la sostenibilidad ambiental como muestra del compromiso con el departamento del Caquetá y la Amazonia.
- *Generación de empleo:* Los contratos de prestación de servicios celebrados para el apoyo de la gestión comercial, Administración, Operación y Mantenimiento del Sistema Eléctrico, así como para la ejecución de proyectos de electrificación y modernización de la infraestructura eléctrica como parte del Plan de Inversión Regulatorio, contribuyen a la creación de ingresos de las comunidades.
- *Derechos laborales:* En pro del respeto a los derechos laborales y el crecimiento personal y social de sus colaboradores, la ELECTROCAQUETÁ aplica la convención colectiva de trabajadores firmada en el año 2021.

Certificación De Calidad ISO 9001:2015

- Auditoria De Renovación - ICONTEC NTC ISO 9001:2015

➤ **Recursos humanos**

El prestador atiende el servicio de energía eléctrica a través de una planta de personal compuesta por 115 cargos, de los cuales, actualmente, están provistos 103 cargos. **Tabla 3**

Por otra parte, con el fin de atender asuntos muy puntuales como reemplazos por vacaciones, licencias, incapacidades y a efectos de atender proyectos específicos de corta duración, en la actualidad, existen 29 trabajadores vinculados a través de contrato de trabajo por obra o labor (**Figura 1**)

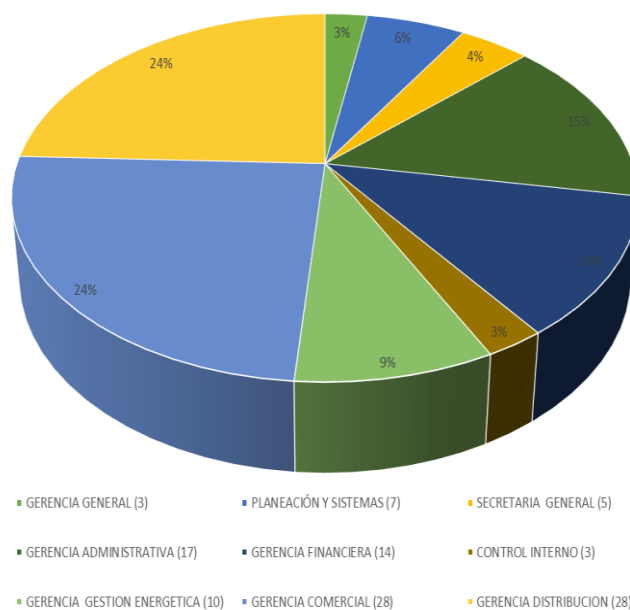
Tabla 3. Personal ELECTROCAQUETA

TOTAL, PLANTA DE PERSONAL: 115		
PERSONAL NOMINA: 103	MUJERES:	51
	HOMBRES:	52
VACANTES: 12		
TOTAL, TRABAJADOR OBRA O LABOR: 29		
	MUJERES:	12
	HOMBRES:	17

Fuente: ELECTROCAQUETA

En la siguiente **Figura 1** se puede observar la distribución del personal de ELECTROCAQUETÁ por dependencia, como lo muestra la figura las dependencias con mayor personal son la gerencia comercial y de distribución.

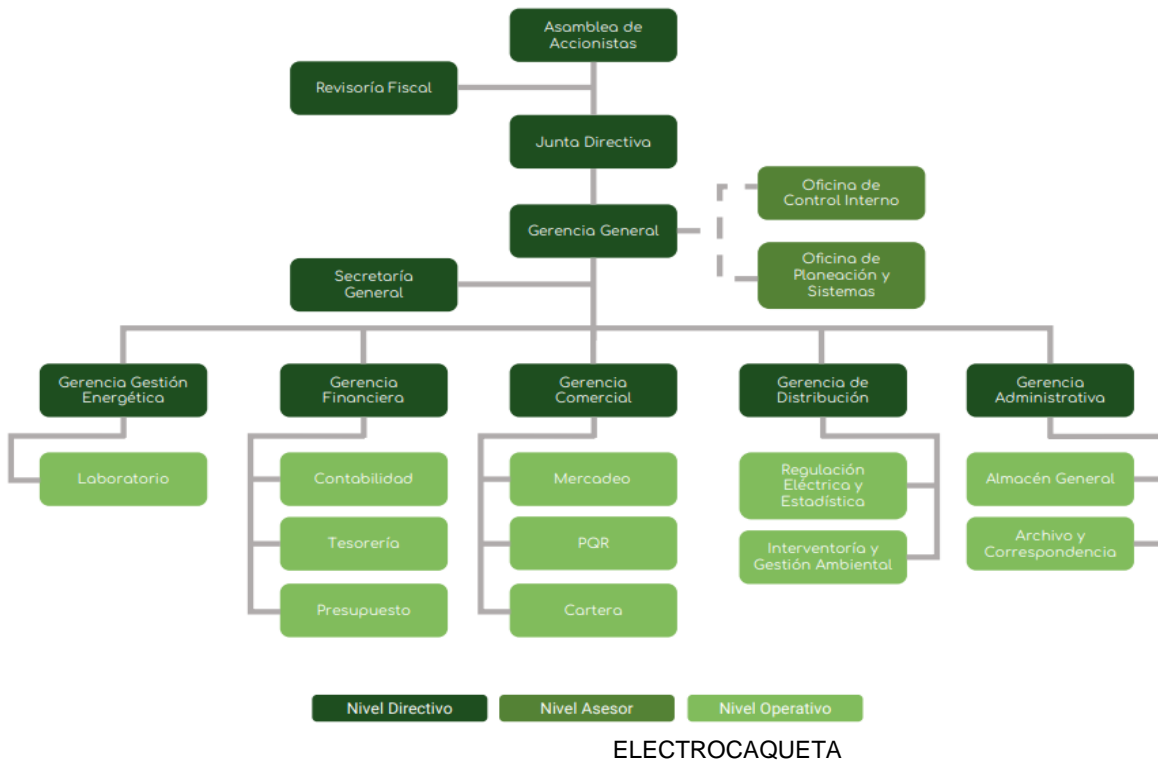
Figura 1. Personal por dependencia



Fuente: ELECTROCAQUETA

La empresa realiza la representación gráfica de su estructura institucional tal como se muestra a continuación en la siguiente **Figura 2**.

Figura 2. Organigrama



Fuente:

➤ **Aspectos Financieros**

ELECTROCAQUETÁ se encuentra clasificada bajo normas internacionales de información financiera - NIIF dentro de la Resolución 414 de 2014, mediante la cual se incorpora como Régimen de Contabilidad Pública.

Los Estados Financieros del 2022, se encuentran firmados por Gerardo Cadena Silva, Clementina Mosquera Osorio, y Luis Wilmar Álzate Gómez, designado por CROWE, quienes desempeñan los cargos de Gerente General, Contador General y Revisor Fiscal, respectivamente.

La empresa tiene su principal objeto social en la prestación del servicio público domiciliario de Energía Eléctrica, no obstante, dentro de su portafolio también presta servicios que no son vigilados como, contratos interadministrativos de construcción interadministrativos suscritos con el Ministerio de Minas y Energía (FAZNI GGC-738, GGC-739, GGC-740, GGC-809 Y GGC-812 DE 2019 Y FAZNI GGC-645 Y GGC-646 DE 2020), para la construcción de sistemas de energía solar fotovoltaica en zonas no

interconectadas de los municipios de Solano, Puerto rico, Cartagena del Chaira, San Vicente del Caguán y San José del Fragua en el departamento del Caquetá y municipio de La Macarena en el departamento del Meta, recaudo de facturación de alumbrado público, venta de medidores, entre otros.

Estado de Situación Financiera

ELECTROCAQUETÁ es una empresa ubicada bajo la norma internacional en el grupo de la Resolución 414 de la Contaduría General de la Nación, con relación al tamaño de la empresa y tomando la referencia del Decreto 1074 de 2015, se cataloga la compañía como gran empresa por tener ingresos superiores a 220 048 millones COP en el sector de servicios, el prestador como se indicó anteriormente cuenta con actividades no vigiladas, las cuales en el ingreso pesan un 19% y el servicio de energía un 81% y el 91% del total de activos del prestador, siendo la prestación del servicio de energía el objetivo principal del prestador. Ver **Tabla 4**

Tabla 4. Estado de Situación Financiera

CONCEPTO FINANCIERO	TOTAL EMPRESA 2022 COP millones	ENERGIA 2022 COP millones	ENERGIA 2021 COP millones	Análisis horizontal (%)	Análisis vertical (%)
Efectivo y equivalentes al efectivo	20.019	14.979	38.379	-60,97	9,73
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	14.914	14.914	14.542	2,56	9,69
Cuentas por cobrar corrientes a partes relacionadas	12.460	12.460	3.644	241,97	8,09
Otras cuentas por cobrar corrientes	11.402	1.529	1.936	-21,02	0,99
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	38.777	28.904	20.122	43,64	18,77
Inventarios Corrientes	64	64	24	163,46	0,04
Activo por impuesto a las ganancias corriente	8.408	8.408	11.586	-27,43	5,46
Otros activos no financieros corrientes	21.210	21.210	32.449	-34,64	13,77
Activos corrientes totales	88.478	73.565	102.560	-28,27	47,78
Propiedades, planta y equipo	67.690	67.690	54.859	23,39	43,96

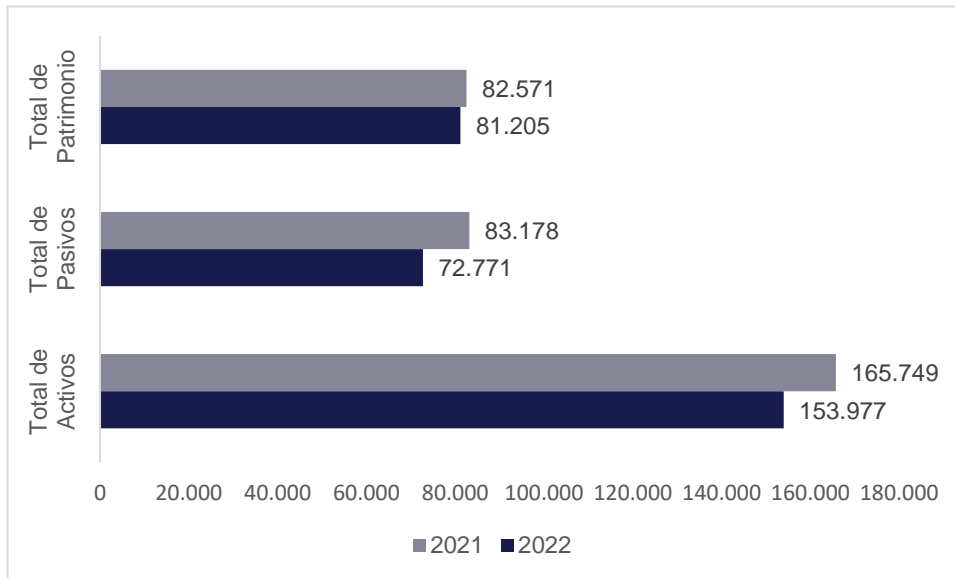
CONCEPTO FINANCIERO	TOTAL EMPRESA 2022 COP millones	ENERGIA 2022 COP millones	ENERGIA 2021 COP millones	Análisis horizontal (%)	Análisis vertical (%)
Otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes	114	114	242	-52,96	0,07
Inventarios no Corrientes	4.907	4.907	2.162	127,02	3,19
Activos por impuestos diferidos	3.766	3.766	2.859	31,75	2,45
Bienes y servicios pagados por anticipado	201	201	251	-20,05	0,13
Propiedad de inversion	884	884	905	-2,34	0,57
Activos intangibles	1.173	1.173	44	2576,99	0,76
Otros activos	1.677	1.677	1.867	-10,19	1,09
Total Otros activos no corrientes	3.935	3.935	3.067	28,29	2,56
Total de activos no corrientes	80.411	80.411	63.189	27	52
Total de activos	168.889	153.977	165.749	-7	100
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	897	897	775	15,67	0,58
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios Corrientes	17.779	7.173	11.903	-39,73	4,66
Otras cuentas comerciales por pagar corrientes	12.755	12.755	7.409	72,16	8,28
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	30.534	19.928	19.312	3,19	12,94
Préstamos por pagar	293	293	319	-8,33	0,19
Pasivo por impuesto a las ganancias corriente	7.787	7.787	6.020	29,36	5,06
Ingresos recibidos por anticipado corrientes	285	285	194	46,70	0,19
Otros pasivos no financieros corrientes	26.895	26.895	45.536	-40,94	17,47
Pasivos corrientes totales	66.690	56.085	72.156	-22	36

CONCEPTO FINANCIERO	TOTAL EMPRESA 2022 COP millones	ENERGIA 2022 COP millones	ENERGIA 2021 COP millones	Análisis horizontal (%)	Análisis vertical (%)
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	1.405	1.405	1.420	-1,03	0,91
Otras provisiones no Corrientes	8.846	8.846	4.313	105,09	5,75
Total provisiones no Corrientes	10.252	10.252	5.733	78,81	6,66
Pasivos por préstamos por pagar	0	0	293	-100,00	0,00
Pasivo por impuestos diferidos no corrientes	6.435	6.435	4.996	28,80	4,18
Total de pasivos no corrientes	16.686	16.686	11.022	51	11
Total pasivos	83.377	72.771	83.178	-13	47
Capital suscrito y pagado	1.720	1.720	1.720	0,00	1,12
Prima en colocación de acciones cuotas o partes de interés social	1.129	1.129	1.129	0,00	0,73
Ganancias acumuladas	-4.027	-8.334	-6.924	20,36	-5,41
Impactos por la transición al nuevo marco de regulación	70.549	70.549	70.549	0,00	45,82
Ganancias o pérdidas por planes de beneficios a empleados	0	0	-149	-100,00	0,00
Total de otras partidas patrimoniales (ORI)	-105	-105	-149	-29,63	-0,07
Patrimonio total	85.513	81.205	82.571	-2	53
Total de patrimonio y pasivos	168.889	153.977	165.749	-7	100

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

Una vez verificadas las cifras en el Estado de Situación Financiera (**Figura 3**), encontramos que los activos del servicio de energía en la vigencia 2022 se posicionan en 82 571 millones COP 7 puntos menos que la reflejada en la vigencia 2021, en cuanto a los pasivos estos disminuyeron en 13 puntos porcentuales pasando de 83 178 millones COP en 2021 a 72 771 millones COP en 2022, el patrimonio presentó una disminución de 2% ubicándose en diciembre 31 de 2022 en 81 205 millones COP.

Figura 3. Composición del Estado de situación financiera - parte regulada y no regulada



Fuente: SUI – Elaboración DTGE

El Rubro más representativo dentro del activo es la propiedad planta y equipo con 44%, consecuente con los activos de su actividades principales la distribución y comercialización de energía, siendo la Distribución la más representativas y para poder generar ingresos importantes, es necesario tener una infraestructura de redes eléctricas, subestaciones y otras asociadas a esta actividad, el siguiente rubro en importancia, son los otros activos no financieros corrientes con 14%, y le sigue la cartera del servicio con un 10%.

Con relación al financiamiento de la compañía este se compone de la siguiente forma: 53% con terceros y 47% de sus accionistas; en cuanto al apalancamiento con terceros sus principales pasivos son, 8% otras cuentas comerciales por pagar, con 5% acreencias relacionadas con otras provisiones no corrientes, en tercer lugar, 5% las cuentas por pagar de bienes servicios.

El patrimonio para el servicio de energía asciende a 81 205 millones COP 1 366 millones COP menos que la vigencia 2021, el capital suscrito y pago de la compañía es el 2% el impacto de transición a NIF asciende al 46%, y las ganancias acumuladas reflejaron una disminución de 5% del total del pasivo, ver **Tabla 4.**

Tabla 5. Deudores

Deudores	2022 (millones COP) corrientes	2022 (millones COP) No corrientes	2021 (millones COP) corrientes	2021 (millones COP) No corrientes
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	14.914	0	14.542	1.147
Cuentas por cobrar corrientes a partes relacionadas	12.460	0	3.644	0
Otras cuentas por cobrar corrientes	1.529	114	1.936	242
Total de Deudores	28.904	114	20.122	242

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

La cartera del servicio representa el 10% del activo, es de los rubros importantes de la empresa, por cuanto acumula los saldos adeudados tanto por los usuarios como el ministerio en la prestación del servicio público de energía eléctrica (**Tabla 5**).

“(…) Las variaciones más importantes se ven reflejadas en los subsidios de energía eléctrica por cobrar al Ministerio de Minas y Energía, que pasó de \$3.644 millones en 2021 a \$12.460 millones en 2022, debido a que los recursos que se esperaba recibir al cierre de 2022, fueron girados a finales enero de 2023. Igualmente se observa un incremento importante en otras cuentas por cobrar, que corresponde los desembolsos de los contratos FAZNI por valor de \$9.873 millones que fueron solicitados mediante facturas al Ministerio de Minas y Energía y al cierre de diciembre de 2022 no se recibieron. (…)”

Subsidios y contribuciones	31 de diciembre de 2022	31 de diciembre de 2021
<i>Saldo inicial</i>	3.643.687	\$ 1.705.015
<i>Subsidios del año</i>	36.369.741	31.645.166
<i>Giros recibidos</i>	-20.753.593	-23.612.712
<i>Contribuciones recaudadas</i>	-6.799.631	-6.093.782

Saldo final

12.460.204

3.643.687

Fuente: ELECTROCAQUETA

Conforme a la información de las cuentas comerciales por cobrar por venta de bienes corriente y no corriente, de acuerdo con nota 7 de los Estados financieros, lo establecido para mejorar el recaudo y normalización de cartera, son mecanismos como: la realización de acuerdos de pago, gestión administrativa mediante avisos de constitución en mora, cobros pre jurídicos, suspensiones del servicio, retiro de acometidas, seguimientos y terminaciones de contrato de servicios públicos.

La cartera comercial, de acuerdo con el informe de la Gerencia Comercial de la Empresa, está clasificada por clases de servicio: residencial, comercial, industrial, oficial, alumbrado público, provisional, autoconsumo, Sistema de Transmisión Regional y Área de Distribución. Distribuida por usuarios, edades, conceptos, estratos y otros.

A diciembre de 2022, se registra al cierre financiero, una cartera comercial de \$13.982 (Tabla 6) millones de pesos correspondiente a 88.971 suscriptores; reflejando una disminución del 6,19% frente al saldo de 2021 que fue \$14.904 millones de pesos correspondiente a 84.251 suscriptores.

Tabla 6. Cartera del Servicio por edades

Clase	Diciembre 2022		Diciembre 2021	
	Cartera	%	Cartera	%
Cartera corriente	7.589.043	54,27	6.972.767	46,79
Cartera 30 días	763.047	5,46	802.345	5,38
Cartera 60 días	317.510	2,27	769.850	5,17
Cartera 90 días	178.899	1,28	275.639	1,85
Cartera 180 días	388.710	2,78	441.600	2,96
Cartera 360 días	1.072.322	7,67	858.989	5,76
Cartera Mayor a 360 días	3.673.243	26,27	4.782.326	32,09
Total cartera	13.982.774	100,00	14.903.516	100,00

Fuente: ELECTROCAQUETA

- **Propiedad Planta y Equipo**

Estos activos de acuerdo a las actividades del prestador son los que sustentan la mayor porción de recursos con los que se generan los beneficios en la actividad económica de energía eléctrica las redes

y cables y las denominadas plantas (subestaciones de energía) suman 51 691 millones COP, equivalente al 76% de la propiedad planta y equipo, le siguen las plantas ductos y túneles con 27 078 millones COP y representan el 40% de la propiedad planta y equipo, esto contrarrestado con una depreciación que pesa el 40% del total de la propiedad planta y equipo (**Tabla 7**)

Tabla 7. Propiedad Planta y Equipo

Propiedad Planta y Equipo	2022 (millones COP)	2021 (millones COP)	Variación de la PPYE %
Terrenos	6.431	6.431	0,0
Construcciones en Curso	10.269	0	
Maquinaria Planta y Equipo	796	0	
Bienes Muebles en Bodega	73	32	128,1
Propiedad Planta y equipo no explotados	13	2	550,0
Edificaciones	11.605	11.605	0,0
Plantas, Ductos y Tuneles	27.078	24.174	12,0
Redes, Líneas y Cables	51.691	48.814	5,9
Maquinaria y Equipo	352	348	1,1
Equipo Medico y Cientifico	243	243	0,0
Muebles y Enseres y Equipo de Oficina	450	424	6,1
Equipos de Comunicación y Computación	2.390	2.380	0,4
Equipo de transporte, Tracción y Elevación	317	317	0,0
Equipos de Comedor	4	4	0,0
Depreciación acumulada	-44.023	-39.915	10,3
Total de Propiedad, Planta y Equipo	67.689	54.859	23,4

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

La variación más significativa de un periodo a otro se refleja en las construcciones en curso la cual pasó de 0 millones COP en 2021 a 10 269 millones COP en 2022, relacionadas con este rubro se encuentran, según información en nota 10.3 a los estados financieros lo siguiente: «

CONCEPTOS	SALDO 2022	(=) VALOR EN LIBROS	% AVANCE	FECHA ESTIMADA DE TERMINACIÓN
CONSTRUCCIONES EN CURSO	10.269.213	10.269.213		
<i>Plantas, ductos y túneles</i>	10.269.213	10.269.213		
Remodelación subestaciones:				
<i>Remodelación celdas subestación centro Florencia</i>	4.687.388	4.687.388	75%	2023
<i>Subestación centro proyectos PS11 y PS88</i>	1.172.649	1.172.649	56%	2023
<i>Subestación ciudadela proyecto PS14</i>	1.406.242	1.406.242	66%	2023
<i>Subestación Minas Blancas San Vicente del Caguán</i>	1.421.057	1.421.057	42%	2023
<i>Subestación Morelia proyecto PS43 y PS61</i>	423.641	423.641	30%	2023
<i>Subestación San José del Fragua proyecto PS43</i>	260.819	260.819	62%	2023
<i>Subestación El Paujil proyecto PS48</i>	897.417	897.417	90%	2023

(*valores expresados en miles de pesos) Fuente: ELECTROCAQUETA»

El incremento se da por el cumplimiento del plan de inversión año 2019-2022, con el fin de mejorar la operatividad, calidad del servicio y productividad garantizando de esta forma la modernización de nuestros equipos en el sistema eléctrico, ya que se deben reponer estos activos por cumplimiento de su vida útil regulatoria y de igual forma aumentar los ingresos de ELECTROCAQUETÁ y recibir incentivos positivos de acuerdo con el capítulo 5.2.10 de la Resolución CREG 015 de 2018.

- **Otros Activos**

En este literal reuniremos rubros diferentes a la cartera del servicio y la propiedad planta y equipo, los cuales hacen referencia a, efectivo y equivalentes de efectivo 14 979 millones COP, los cuales

disminuyeron en 2022 por los encargos fiduciarios, que a su vez disminuyen por los pagos realizados a los contratistas, adicional a la menor recepción de pagos por concepto de subsidios y contribuciones.

Otras cuentas por Cobrar del corriente y no corriente se encuentran en 1 529 millones COP, que aumentaron con los valores de las reclamaciones e indemnizaciones realizadas en contra de la empresa.

- **Adquisición de bienes y servicios nacionales servicio de energía eléctrica**

Posicionándose en 7 173 millones COP se evidencia una disminución significativa de 4 730 millones COP con relación a la vigencia 2021, según la Nota 21 obligaciones adquiridas con terceros, originadas en el desarrollo de su objeto social, este menor valor obedece a compra de energía inferior al año anterior.

- **Otras Cuentas por Pagar**

El total de las cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes corresponden principalmente a acreedores por adquisición de servicios corrientes que en el año 2022 que reflejó saldo de 12 755 millones COP, estos acreedores presentan un crecimiento con respecto al 2021 por cheques no cobrados, los cuales se ajustan para presentar estados financieros.

- **Otros Pasivos**

Respecto a las obligaciones financieras, prestamos por pagar, es un rubro que no es representativo, pero para el año 2022, reflejó un saldo para el servicio de energía por el crédito solicitado a FINDETER bajo el amparo del Decreto 581 del 15 de abril de 2020, el cual reflejó un saldo tanto del corriente como del no corriente de \$1 698 millones COP.

- **Patrimonio**

Lo relacionado con el patrimonio individual para el servicio de energía eléctrica, se posiciona en 81 205 millones COP (Figura 4). Está conformado por los siguientes conceptos: a) ganancias acumuladas el cual viene mejorando después de las pérdidas arrastradas de los años anteriores, la b) mayor porción del apalancamiento con socios es el concepto de efectos de transición al nuevo marco regulatorio NIF con el 87%, y el c) Capital emitido de los socios 2%.

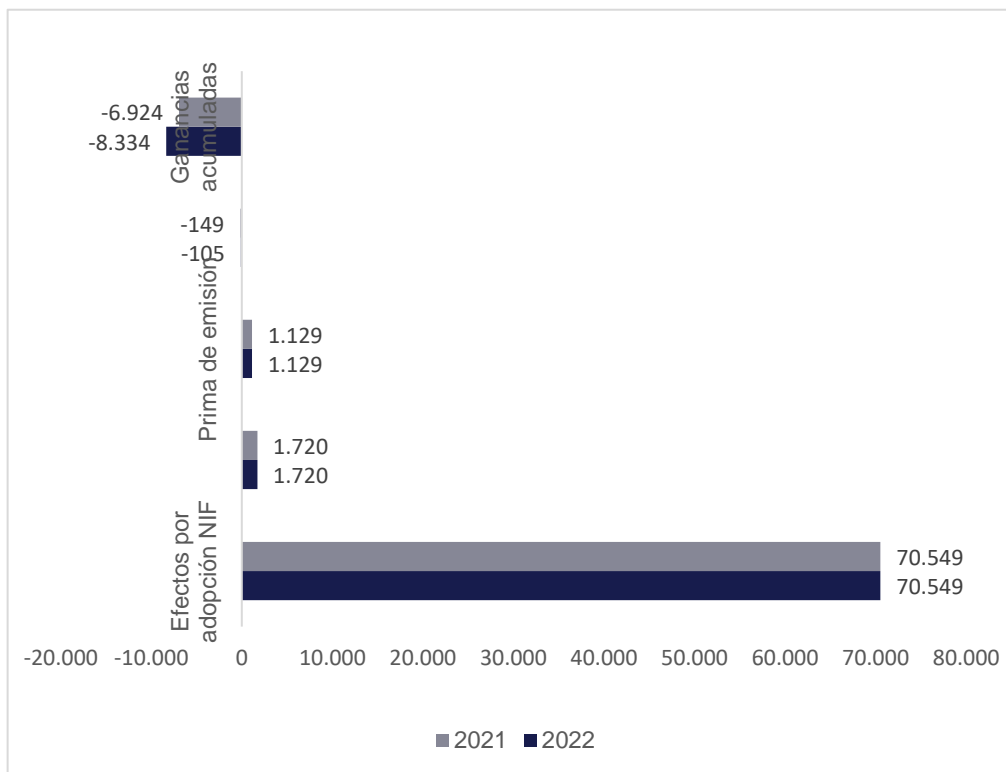
De acuerdo con información recibida en visita con respecto a los dividendos el prestador informó que:

“(...) De acuerdo a la Asamblea General de Accionistas en reunión de marzo de 2023, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público con el 72.349% de participación accionaria presente en la reunión aprueba: distribuir el 80% de las utilidades del año 2022 entre los accionistas y se

paguen en dos cuotas a más tardar el día 30 de noviembre de 2023, y el 20% se utilizará para enjugar pérdidas de ejercicios anteriores.

De lo anterior, se ha expuesto a la Dirección General de Participaciones Estatales – DGPE la situación actual de la empresa de liquidez, con el fin de gestionar que se capitalice el 100% de las utilidades, proposición que no surtió efecto. De lo anterior, se continuará gestionando ante la DGPE, para que se analice la situación crítica frente a los flujos de caja de la entidad y se ordene el no pago del excedente de los dividendos a sus accionistas, dada el impacto frente a los flujos de caja proyectada por la empresa, no se tendría recursos para cumplir con los compromisos que se establecieron en la Asamblea Ordinaria de Accionistas del mes de marzo de 2023, lo que implicaría recurrir a recursos del crédito para el pago de estos.(...)”

Figura 4 Conceptos de Patrimonio



Fuente: SUI – Elaboración DTGE

➤ **Estado de Resultados Integrales**

Para la vigencia 2022 la situación de resultados integrales muestra aumento en ingresos por el orden del 19% posicionándose en 178 794 millones COP, no obstante, el costo de ventas también revela un incremento de 18% más que el año 2021, este mayor valor en costo de ventas redunda en una utilidad bruta del ejercicio que para la vigencia 2022 se posicionó en 29 945 millones COP, 24% más a la

presentada en 2021, en otras partidas como son los gastos administrativos se evidencia un incremento de 16 132 millones COP en 2021 a 20 100 millones COP en 2022, con relación a erogaciones que tienen un gran impacto, encontramos los Gastos / Ingreso impuesto a las ganancias corriente que pasaron 6 434 millones COP en 2021 a 8 822 millones COP en 2022, otros Gastos los cuales presentaron un incremento pasando de 50 millones COP en 2021 a 1 332 millones COP en 2022.

(Tabla 8)

Tabla 8. Estado de Resultados Integrales

CONCEPTO FINANCIERO	TOTAL EMPRESA 2022 COP millones	ENERGIA 2022 COP millones	ENERGIA 2021 COP millones	Análisis horizontal (%)	Análisis vertical (%)
Ingresos de actividades ordinarias	220.048	178.794	149.991	19,2	100,0
Costo de ventas	185.489	148.849	125.908	18,2	83,3
Ganancia bruta	34.559	29.945	24.084	24,3	16,7
Otros ingresos	4.000	4.000	2.207	81,3	2,2
Gastos de administración, operación y ventas	20.100	20.100	16.132	24,6	11,2
Otros gastos	1.332	1.332	50	2573,8	0,7
Ingresos financieros	865	865	713	21,2	0,5
Costos financieros	188	188	161	-74,8	0,1
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	17.803	13.189	10.073	30,9	7,4
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias corriente	8.822	8.822	6.434	37,1	4,9
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias diferido	531	531	-1.913	-127,8	0,3
Ganancia (pérdida)	8.449	3.835	5.552	-30,9	2,1

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

- **Ingresos de Actividades ordinarias**

El total de los ingresos ordinarios sumaron 220 048 millones COP superando en 70 056 millones COP la vigencia 2021, se encuentran distribuidos como lo muestra la **Figura 5**; la prestación de los servicios de energía eléctrica de acuerdo a nota 28 de los Estados financieros señala que este ingreso es de 99%¹.

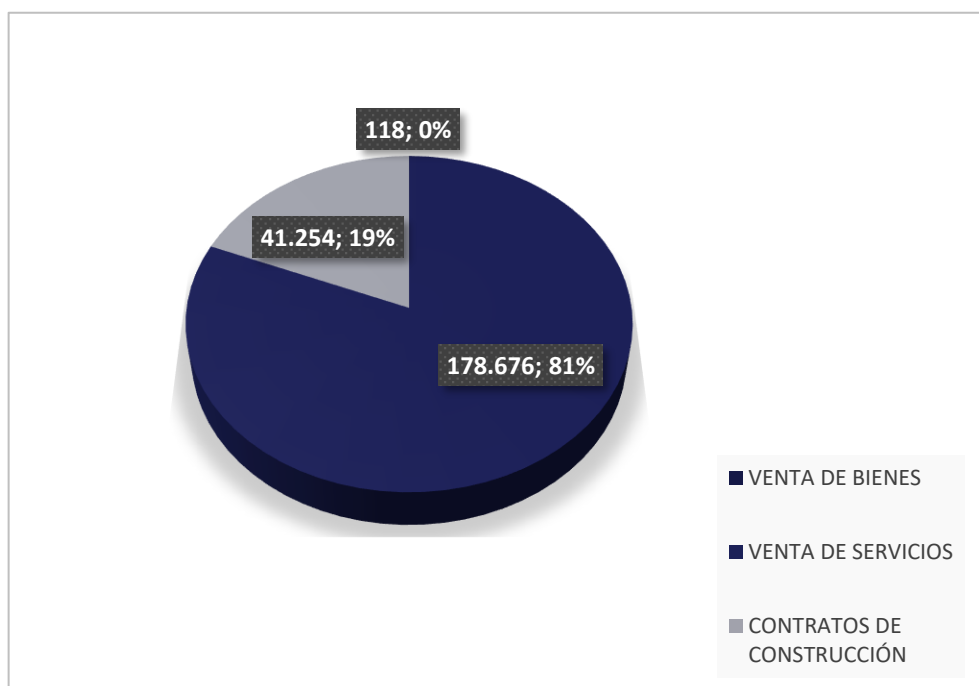
El prestador cuenta con ingresos adicionales por la prestación de servicios no vigilados tales como;

Servicio de facturación y recaudo, recargas móviles eléctricas ingresos recibidos por interés efectivo y de mora, ingresos recibidos por alquiler de infraestructura eléctrica, fibra óptica, y venta de medidores, entre otros los cuales representan el 1% del ingreso total.

“(...) Los ingresos ordinarios corresponden básicamente al desarrollo de la actividad principal de la empresa, que es la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica...”

Electrocaquetá reconoce los ingresos originados por la venta de bienes y por la prestación de servicios cuando son entregados al cliente, independiente de la fecha en que se elabora la correspondiente factura, para hacer la estimación de los valores que no alcanzan a ser facturados en el periodo se toma el promedio de los tres últimos periodos facturados y así se establece el valor a reconocer en el ingreso. (...)”

Figura 5 Ingresos por Actividades 2022



Fuente: SUI – Elaboración DTGE

El prestador discriminó cada uno de sus ingresos por los servicios que presta, de acuerdo a su objeto social, es así que la nota 28 de los Estados Financieros los detalla así:

(...) Los ingresos operacionales corresponden a la venta de energía y servicios complementarios y conexos. Su crecimiento en el periodo analizado es originado por el incremento en el número de usuarios, el aumento de las tarifas y el cambio en la liquidación de ADD sur.

El valor de contratos de construcción corresponde a los contratos interadministrativos suscritos con el Ministerio de Minas y Energía (FAZNI GGC-738, GGC-739, GGC-740, GGC-809 YGGC-812 DE 2019 Y FAZNI GGC-645 Y GGC-646 DE 2020), para la construcción de sistemas de energía solar fotovoltaica en zonas no interconectadas de los municipios de Solano, Puerto Rico, Cartagena del Chaira, San Vicente del Caguan y San José del Fragua en el departamento del Caquetá y municipio de la Macarena en el departamento del Meta.

Venta de medidores, la cual se realiza para servicios nuevos o para cambio de los ya existentes.
(...)

- **Costo de Ventas**

Las erogaciones de costos de ventas para la prestación del servicio de energía ascienden a 148 849 millones COP en la vigencia 2022, la **Tabla 9** revela los conceptos más representativos que corresponden a costos bienes y servicios para la venta con un peso porcentual de 70% millones COP, costos generales 21% , depreciaciones 3% y otros 6%, la empresa indica que el incremento que se relaciona al costo de la operación se debe a:

“(...) La variación corresponde a compras en bolsa, mayores ejecuciones en restricciones, Sistema de Transmisión Nacional (STN) y Sistema de Transmisión Regional (STR), Liquidación y Administración de Cuentas (LAC).

- *Costo de bienes y servicios públicos para la venta: Corresponde a las compras de energía en contratos a largo plazo y en la Bolsa de energía, costos por uso de las redes y costos asociados a las transacciones en el mercado de energía mayorista.*
- *Materiales y otros costos de mantenimiento y reparación: El valor más representativo corresponde a los materiales y accesorios utilizados para el mantenimiento de las redes y subestaciones de la empresa.*
- *Costos generales: Incluye los pagos realizados por concepto de contratos de mantenimiento y reparación del sistema eléctrico del Caquetá. Y los contratos de la Gerencia Comercial para atención al cliente, facturación, corte y reconexión del servicio, entre otros. (...)*

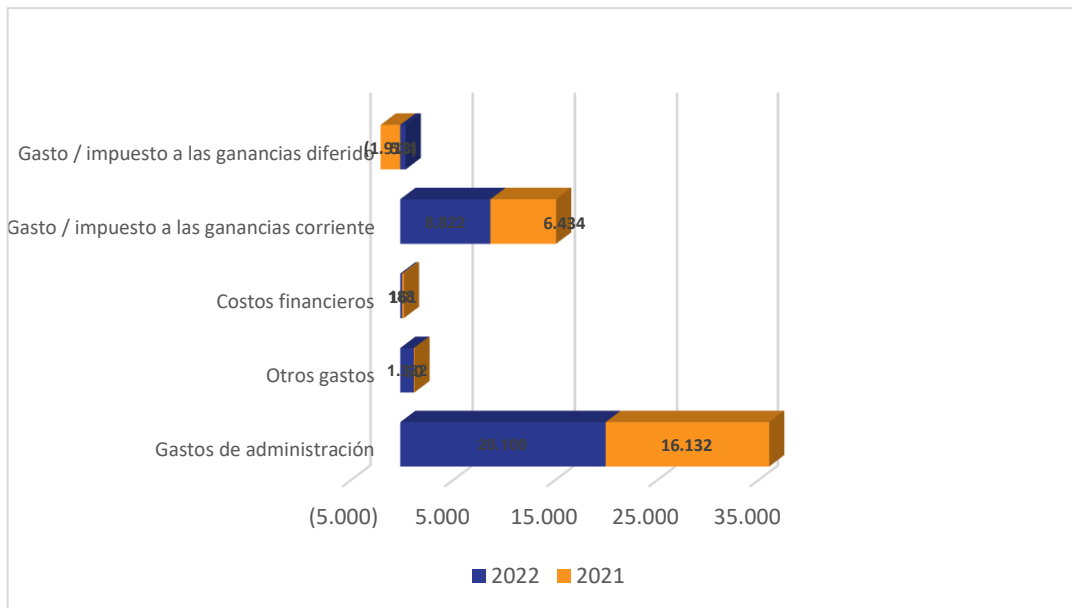
Tabla 9. Conceptos Principales del costo de ventas

COSTOS POR PRESTACION DE SERVICIOS	2022	2021
COSTO DE BIENES Y SERVICIOS PUBLICOS PARA LA VENTA	103.824	88.742.124
COSTOS GENERALES	30.531	24.813.802
DEPRECIACIONES	3.822	3.982.701
IMPUESTOS	5.288	3.682.787
OTROS	5.384	4.489.959
TOTAL COSTOS POR PRESTACION DE SERVICIOS	148.849	125.713.394

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

- **Otras Erogaciones**

Figura 6 Otras Erogaciones



Fuente: SUI – Elaboración DTGE

Los gastos de administración suman 20 100 millones COP de estos los más representativos son gastos de personal 12 910 millones COP, gastos impuestos a las ganancias corrientes 8 822 millones COP, otros gastos generales, 1 332 millones COP, la nota 29 indica: (Figura 6)

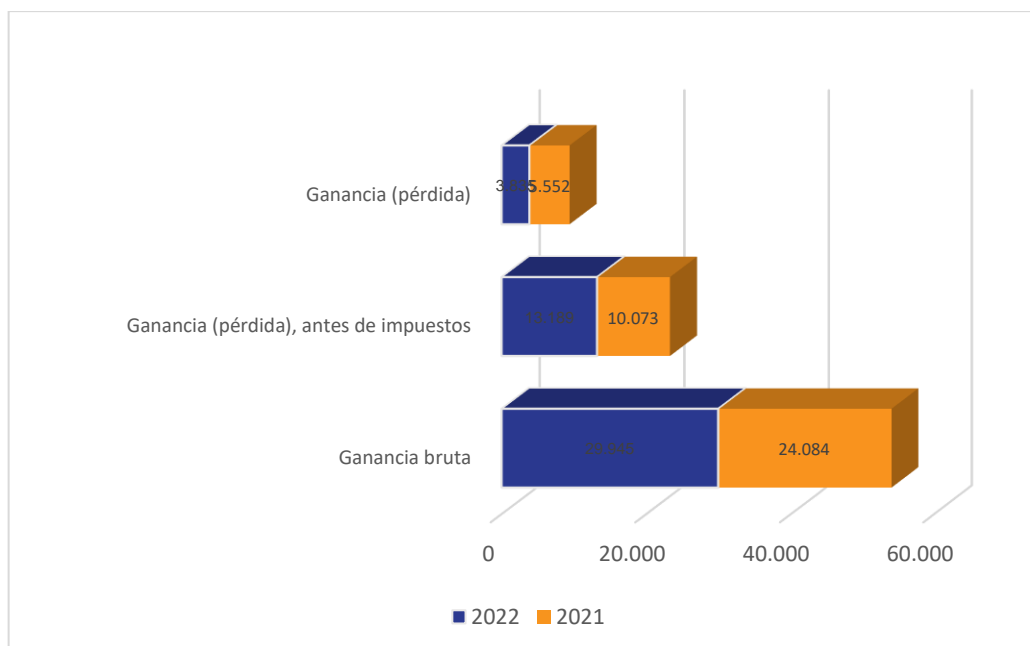
(...) *Generales: Corresponde a gastos necesarios para el funcionamiento de la empresa como: honorarios, vigilancia, materiales y suministros, mantenimiento y reparaciones entre otros.*

Impuestos, Contribuciones y tasas: ...impuesto predial, cuota de fiscalización y auditaje de la Contraloría General de la Republica, impuestos de industria y comercio, impuesto de vehículos, contribución Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, Contribución a la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, y el IVA pagado en las compras de bienes y servicios. (...)

- **Utilidades generadas**

Para el periodo terminado de 2022, ELECTROCAQUETÁ presentó una ganancia neta por valor de 8 449 millones, en cuanto al servicio de energía se refleja una ganancia neta de 3 885 millones COP, (**Figura 7**) reflejando un descenso en comparación con el periodo anterior de 5 552 millones COP, esto representa porcentualmente una disminución de 30,9% haciendo una verificación de los distintos resultados del periodo encontramos que la ganancia bruta para el servicio de energía es de 29 945 millones COP, y ganancia antes de impuestos de 13 189 millones COP, en comparación con la vigencia anterior los resultados se disminuyeron en el servicio de energía, cabe recalcar que este descenso está compuesto por los gastos en los que incurre el negocio principalmente los administrativos y el incremento del costo de ventas y adicional se encuentra la reducción del cálculo de los impuestos generados.

Figura 7 Utilidades del Ejercicio (millones COP)



Fuente: SUI – Elaboración DTGE

Como punto importante en el proceso de evaluación Integral, se evidenció que el prestador a la fecha de la evaluación Integral tiene:

“(…) • Saldos acumulados sin poder facturar a los usuarios por la aplicación de la opción tarifaria de las Resoluciones CREG 012 de 2020 y CREG 101 031 de 2022, de \$38.887 millones de pesos, a septiembre de 2023, y de continuar aplicándose la opción tarifaria hasta diciembre de 2023 el saldo se estimaría de \$56.009 millones de pesos; lo cual, llevaría a problemas de caja a la Electrificadora del Caquetá S.A. ESP para atender los compromisos de compra de energía, los otros conceptos con el mercado mayorista de energía y los proveedores.(…)”

Presenta una exposición a bolsa de energía eléctrica del mercado mayorista del 44,02%; principalmente por la no oferta de los agentes en las convocatorias públicas realizadas a través del SICEP, lo cual, le ha generado un sobre costo, adicional que al no contar con los recursos para estimar la provisión de posibles incrementos en el precio generaría dificultades de liquidez al prestador.

Se evidenció adicionalmente que si el prestador gira los recursos de dividendos a la nación presentaría una baja capacidad de liquidez, lo cual haría que no soporte precios de bolsa altos, y no cumpla con los requisitos regulatorios en cuanto a inversiones regulatorias, en este caso el cumplimiento de lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018.

➤ **Flujo de Efectivo**

La empresa cierra con un total de recursos de 370 486 millones COP, los ingresos operacionales, los recursos de subsidios, y los ingresos de las otras actividades, contrarrestado con unas salidas de los costos de operación en el círculo normal del negocio, el pago de dividendos, la adquisición de bienes y servicios y demás erogaciones, produjeron tener una balanza equilibrada y que al final del ejercicio la prestadora tuviera fondos suficientes en su disponible.

Tabla 10. Flujo de Efectivo real (millones COP)

	2022
CONCEPTO	EJECUTADO
INGRESOS	29.067,25
INGRESOS TOTALES	204.688,43
INGRESOS CORRIENTES	171.081,49

Venta de bienes y servicios	145.485,03
Otros ingresos corrientes	4.145,39
Transferencias corrientes (Subsidios)	21.451,07
Recuperación Opción Tarifaria	-
INGRESOS DE CAPITAL	4.539,69
Creditos de Largo Plazo (Inversion - Capital de trabajo)	-
* Credito de Tesoreria	-
EGRESOS TOTALES	198.669,24
GASTOS DE FUNCIONAMIENTO	65.218,74
Servicios personales	7.597,20
Adquisición de bienes y servicios	40.624,19
Transferencias corrientes - Dividendos	6.075,10
Disminucion de Pasivos	127,23
Impuestos	10.795,01
GASTOS OPERACION COMERCIAL	111.444,82
SERVICIO DE LA DEUDA	319,10
Creditos de Largo Plazo	-
* Credito de Tesoreria	-

GASTOS DE INVERSIÓN	21.686,57
DISPONIBILIDAD FINAL	370,49

Fuente: ELECTROCAQUETA – Elaboración DTGE

Las proyecciones para los años 2023 al 2025 de acuerdo con información del prestador, los ingresos los modelan teniendo en cuenta, (Tabla 10):

- *2023: Ingresos; * La empresa se encuentra tramitando autorización para contraer empréstitos con la banca privada y FINDETER por valor de \$38,652 millones para la vigencia 2023, distribuidos en \$15,000 millones para proyectos del Plan de inversión según la resolución CREG 015/2018 y \$23,652 como capital de trabajo.*

**estima que, en los últimos meses de 2023, se empiecen a recibir los recursos correspondientes a la opción tarifaria.*

Egresos; *Las Transferencias corrientes corresponde a los recursos que se deben pagar por concepto de dividendos.

*El servicio a la deuda para la vigencia 2023 incluye el pago total de un crédito contraído con FINDETER por la emergencia sanitaria del COVID-19 y los intereses generados por los créditos de Tesorería contraídos con el Banco Agrario.

*Las erogaciones por concepto de garantías bancarias son consideradas gastos financieros que están incluidos en el rubro Adquisición de bienes y servicios, las cuales representan un total de \$1320 millones al 31/12/2023.

*Los gastos de operación comercial proyectados para los meses de octubre, noviembre y diciembre están calculados con el precio máximo esperado en bolsa para este periodo, el cual es proyectado por la Gerencia Comercial.

2024 y 2025: Ingresos; Los ingresos corrientes y los gastos de funcionamiento anuales se proyectan con un crecimiento del 7% respecto a la vigencia anterior de acuerdo con el IPC esperado para el cierre del año 2023 según el informe de Política Monetaria del Banco de la República.

* Los ingresos por opción Tarifaria se estiman de acuerdo con lo que reporta la Gerencia Comercial para cada vigencia.

* Para el año 2024 los gastos de operación comercial están proyectados respecto al gasto total por el mismo concepto del año 2022. Esto debido a que los precios alcanzados en bolsa en lo que va corrido del año 2023 han alcanzado índices no esperados debido al impacto del fenómeno del niño y el nivel de exposición de compra de energía en bolsa al que hemos tenido que recurrir.

* Para el año 2024, se estima la compra de energía a través de contratos bilaterales de energía, por ende, una menor exposición de compra en bolsa.

Tabla 11.Flujo de Efectivo proyectado (millones COP)

	2023	2024	2025
DISPONIBILIDAD INICIAL	370,49	2.146,58	4.832,20
INGRESOS TOTALES	257.535,85	233.252,94	249.580,65
INGRESOS CORRIENTES	218.844,23	233.252,94	249.580,65
Venta de bienes y servicios	180.788,67	193.443,88	206.984,95
Otros ingresos corrientes	2.771,13	2.965,11	3.172,66
Transferencias corrientes (Subsidios)	34.433,61	36.843,96	39.423,04
Recuperación Opción Tarifaria	850,83	3.504,07	3.504,07
INGRESOS DE CAPITAL	38.691,62	-	-
EGRESOS TOTALES	255.759,76	240.231,72	256.478,05
GASTOS DE FUNCIONAMIENTO	86.083,03	92.108,84	98.556,46
Servicios personales	9.879,26	10.570,80	11.310,76
Adquisición de bienes y servicios	56.045,36	59.968,53	64.166,33

Transferencias corrientes – dividendos	6.991,46	7.480,87	8.004,53
Disminucion de Pasivos	219,48	234,85	251,29
Impuestos	12.947,47	13.853,79	14.823,55
GASTOS OPERACION COMERCIAL	148.351,55	119.245,96	127.593,18
SERVICIO DE LA DEUDA	786,24	6.900,25	6.813,38
GASTOS DE INVERSION	20.538,94	21.976,66	23.515,03
DISPONIBILIDAD FINAL	2.146,58	4.832,20	11.729,60

Fuente: ELECTROCAQUETA – Elaboración DTGE

➤ **Resultados por Actividad en el Servicio de Energía Eléctrica**

La Dirección Técnica de Energía con la información certificada por los prestadores al Sistema Único de Información SUI, específicamente el cargue de la taxonomía XBRL anual, desarrolla un análisis de resultados por actividades prestadas, encontrando que la actividad de distribución en mayor proporción es la que aporta los mejores resultados a la ganancia neta de la compañía en el servicio de energía eléctrica, en menos porción la actividad de comercialización, así generando utilidad. (Tabla 12)

Tabla 12 Distribución de Utilidades por Unidad de Negocio

Concepto	Distribución	Comercialización
Ingresos	73.967	104.826
Costos operativos	54.660	94.189
Gastos administrativos	10.179	9.921
Utilidad operacional del negocio	9.128	717
Utilidad operacional del servicio	9.845	
Utilidad no operacional	3.344	

<i>Utilidad antes de impuestos</i>	13.189
<i>Utilidad neta</i>	3.835

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

4.4.2. 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 2022 (**Tabla 13**), 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 (**Tabla 14**).

En consecuencia, para la evaluación de la gestión del año 2022 de las entidades prestadoras, se utilizaron ambos referentes.

Tabla 13 Indicadores de Gestión - Referentes CREG

Indicadores de Gestión	Resultado		Referente CREG	Concepto
	2022			
Razón Corriente (Veces)	1,31	1,84		No Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar (días)	30,03	45,96		Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar (días)	17,35	24,93		No Cumple

Cubrimiento de Gastos Financieros (veces)	177,91	64,60	No Cumple
Margen Operacional (%)	18,34%	25,00%	No Cumple

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

Tabla 14 Indicadores de Gestión Referentes NIF

Indicadores de Gestión	Resultado		Concepto
	2022	Referente NIF	
Razón Corriente (Veces)	1,31	1,84	No Cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar (días)	30,03	46,94	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar (días)	17,35	35,86	No Cumple
Cubrimiento de Gastos Financieros (veces)	177,91	27,47	No Cumple
Margen Operacional (%)	18,34%	21,36%	No Cumple

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

Con relación a los resultados para el prestador ELECTROCAQUETÁ, se evidencia que la compañía no cumple con 4 de los referentes establecidos por la comisión de regulación en la Resolución 034 de 2004, como tampoco cumple con 4 referentes establecidos por este despacho con valores tomados bajo norma internacional. Sin embargo, los resultados obtenidos no evidencian problemas financieros que pudieran afectar la prestación del servicio público, expresan que la compañía se encuentra por debajo de la media del grupo de distribución y comercialización a los cuales se le calculó estos indicadores.

Con la información certificada para el año 2022, y los cálculos realizados por esta Dirección, El prestador presentó un EBITDA DE 33 520 millones COP.

➤ **Auditoría Externa de Gestión de Resultados**

Concepto Viabilidad Financiera

Una vez considerados los estados financieros a diciembre 31 de 2022 y 2021 y las proyecciones de ELECTROCAQUETÁ para el período 2023 - 2027 el AEGR concluye:

La entidad viene presentando resultados positivos en los últimos años, los cuales se espera (con base en las proyecciones financieras) que se mantengan en el corto y mediano plazo. Conforme al análisis

realizado se estima que el nivel de apalancamiento (medido como deuda bruta sobre EBITDA) se mantenga por debajo de 3x (veces) y el margen EBITDA esté alrededor del 13% para el periodo 2023-2027.

ELECTRO CAQUETÁ presenta un indicador de razón corriente menor a lo obtenido al 31 de diciembre del año 2021, sin embargo, según lo proyectado se estima que se ubique en 1,36. Es de anotar que sus niveles de recaudo son los indicados alcanzando una rotación de cartera de 20,87 días.

La opinión se argumenta en los resultados positivos obtenidos y el análisis de los indicadores de gestión y de nivel de riesgos. Frente a las cifras económicas, *ELECTROCAQUETA* obtuvo resultados adecuados derivados de la operación, pues cumplió en su mayoría con las metas presupuestarias establecidas, además del crecimiento evidenciado en la vigencia tanto para los usuarios como para los ingresos, adicional sobre el futuro de corto, mediano y largo plazo, se evidencia un escenario estable, siempre y cuando se cumplan con los estimados proyectados, permitiendo a la entidad continuar con la hipótesis de negocio en marcha y el desempeño de sus proyecciones financieras y de inversión en infraestructura, mejora en la cobertura y calidad del servicio.

- **Informe de hallazgos contraloría 2021 y 2022.**

En la vigencia 2021, tuvieron un hallazgo de tipo administrativo:

- “(...) HALLAZGO No. 3. INTERESES MORATORIOS *ELECTROCAQUETÁ* NIT 891.190.127 (F) 8D)
Pagos efectuados por concepto de intereses moratorios en las vigencias 2019 y 2020 por \$574.394.984, por parte del agente retenedor *Electrocaquetá* con NIT 891.190.127-3, que corresponden a retenciones por la contribución de la estampilla de contratos suscritos en vigencias anteriores. (...)”

El prestador en el proceso de plan de mejora en lo corrido del 2023, solicitó el reintegro de estos conceptos, y para continuar su proceso actualizaron el procedimiento de causación y pagos de cuentas, con su respectiva socialización al equipo que interviene en el proceso.

4.4.3. Aspectos comerciales

La Tabla 15 muestra la cantidad de usuarios promedio, según la información reportada en el SUI, al cierre del año 2022. *ELECTROCAQUETÁ* registró la atención a un promedio mensual de 117.242 usuarios en el mercado de comercialización Caquetá. Se menciona el promedio porque es normal dentro de la dinámica del servicio de energía que a través de los meses los usuarios cambien de

comercializador, o no presenten consumos. Teniendo en cuenta lo anterior, la Tabla 15 muestra la siguiente información para las vigencias 2021 y 2022 en cuanto a usuarios promedio en ELECTROCAQUETÁ:

Tabla 15. Cantidad de usuarios promedio 2021- 2022 por estrato ELECTROCAQUETÁ.

Estrato	2021	2022
Estrato 1	74.028	77.403
Estrato 2	22.769	22.954
Estrato 3	6.281	6.382
Estrato 4	1.043	1.046
Alumbrado Público	16	16
Comercial	7.842	8.123
Especial asistencial	0	0
Industrial	216	187
Oficial	1.003	1.124
Provisional	5	7
Promedio general	113.201	117.242

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

Para las vigencias 2021 y 2022 se observa un incremento de 4040 usuarios promedio, lo cual equivale a una variación de 3,6%. Este crecimiento se evidencia principalmente en el estrato 1, el cuál creció en 3376 usuarios.

En cuanto a los usuarios no residenciales, se observa un incremento real de 375 usuarios, entre los que se encuentra Alumbrado Público, Comercial, Especial asistencial, Industrial, Oficial y Provisional.

Por otro lado, un aspecto positivo que es importante resaltar es el crecimiento promedio que tuvieron los usuarios del sector comercial igual a 282.

Así mismo, la empresa reporta para el mes de diciembre de 2022 la siguiente información en cuanto a usuarios regulados y no regulados:

Tabla 16. Usuarios regulados y no regulados diciembre-2022 para ELECTROCAQUETÁ.

Tipo de Usuario	Cantidad
Usuarios Regulados	118.782
Usuarios no Regulados	0

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

Tal como se puede observar en la Tabla 16, el 100% de los usuarios de ELECTROCAQUETÁ son regulados, y no cuenta con usuarios no regulados para el cierre de la vigencia 2022.

Tabla 17. Cantidad de usuarios promedio por municipio 2022 por estrato / sector.

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Alumbrado o Público	Comercial	Industrial	Oficial	Provisional	Total
ALBANIA	1.195	365	9	1	1	36	1	35	0	1.643
BELÉN DE LOS ANDAQUÍES	2.100	754	82	2	1	149	4	72	0	3.163
CARTAGENA DEL CHAIRÁ	64	1	0	0	0	2	0	0	0	67
CURILLO	1.646	697	6	0	1	179	4	44	0	2.577
EL DONCELLO	3.174	1.275	1.126	2	1	427	12	75	0	6.092
EL PAUJÍL	2.888	1.005	208	1	1	247	4	56	0	4.410
FLORENCIA	40.571	12.085	3.624	1.022	1	4.361	121	303	5	62.094
LA MONTAÑITA	2.129	616	36	1	1	90	5	61	0	2.938
MILÁN	1.559	299	8	1	1	74	3	56	0	1.999
MORELIA	759	279	54	0	1	43	2	31	0	1.170
PUERTO RICO	4.558	1.162	356	1	1	520	8	74	0	6.680
SAN JOSÉ DEL FRAGUA	2.965	746	17	1	1	167	3	52	0	3.951
SAN VICENTE DEL CAGUÁN	7.092	2.637	832	12	1	1.212	14	98	1	11.899
SOLANO	1.333	7	1	0	1	50	2	23	0	1.415
SOLITA	1.721	17	3	1	1	155	1	29	1	1.927
VALPARAÍSO	1.852	339	10	1	1	61	2	59	0	2.325
META										
LA MACARENA	1.053	669	10	0	1	339	3	50	0	2.125
PUTUMAYO										
PUERTO GUZMÁN	746	2	1	0	0	11	0	7	0	767
Total	77.403	22.954	6.382	1.046	16	8.123	187	1.124	7	117.242

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

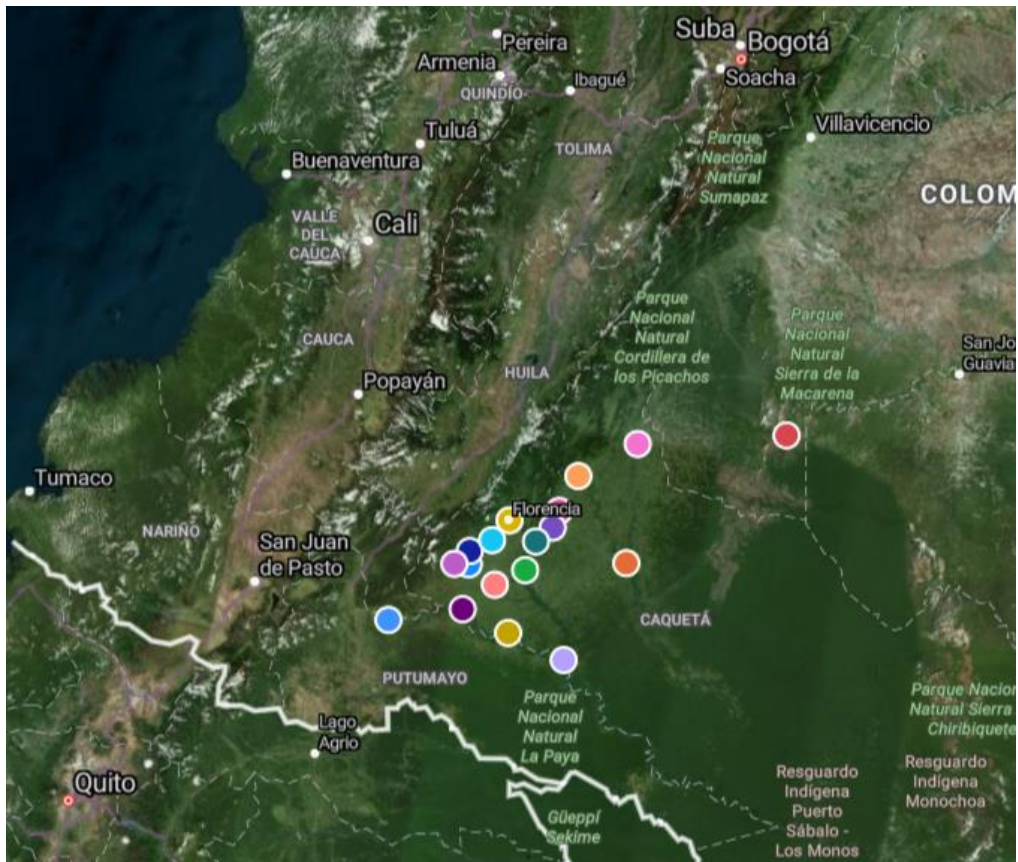
De igual forma, como se puede observar en la Tabla 17 la mayoría de los usuarios de la empresa son residenciales, los cuales configuran el 91,93% del total atendido. Dentro de los usuarios residenciales, los estratos 1, 2 y 3 suman un total de 106.739 usuarios atendidos en promedio.

Así mismo, cabe resaltar que Florencia es el municipio donde ELECTROCAQUETÁ atiende la mayor cantidad de usuarios en promedio con un total de 62.094, lo cual equivale al 53% del total de usuarios de la empresa; seguido por San Vicente del Caguán, y El Doncello.

Otro aspecto para tener en cuenta es que dentro de la información reportada por la empresa en los formatos del SUI, se encuentra que presta servicio en los departamentos del Meta y de Putumayo, especialmente en los municipios de La Macarena y Puerto Guzmán, respectivamente; en estos municipios se suman 2.892 en promedio. Teniendo en cuenta lo anterior, es importante que la empresa haga la aclaración del porqué tiene estos datos certificados en el SUI, y si se debe a un error de digitación, es necesario hacer las correcciones que haya lugar.

A continuación, se muestra la ubicación y distribución del mercado atendido por el prestador a nivel nacional a corte de 2022:

Figura 8. Ubicación de municipios atendidos por ELECTROCAQUETÁ 2022.



Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

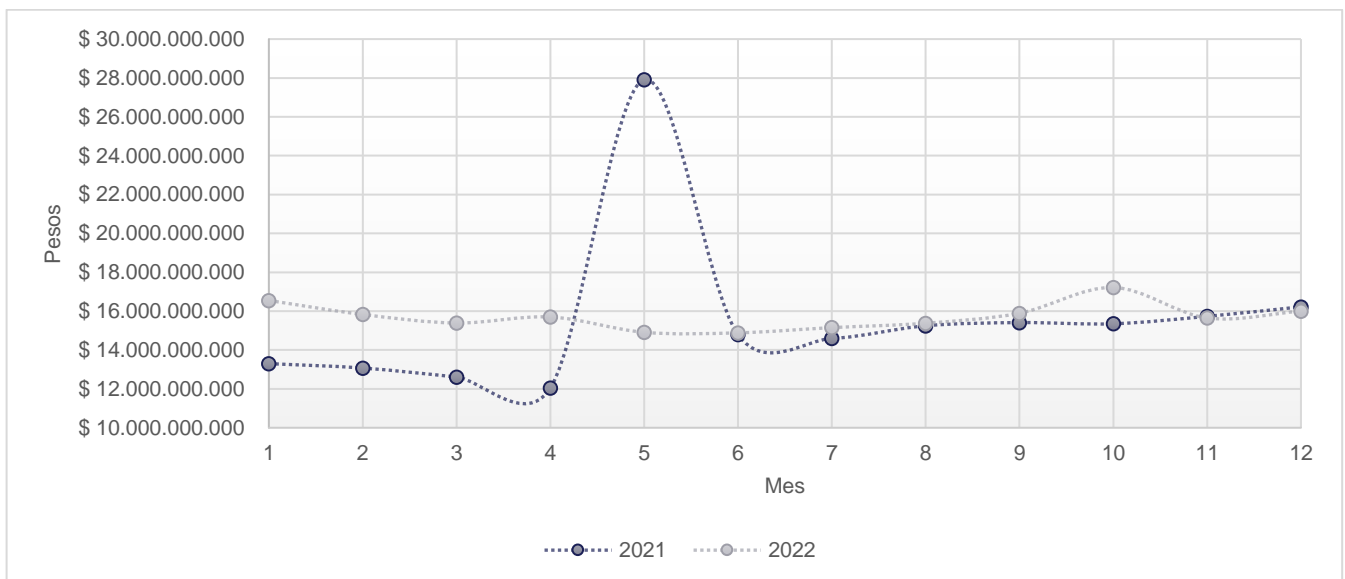
En la Figura 8 se observa la ubicación de los municipios en los cuales la empresa ELECTROCAQUETÁ presta su servicio. Cabe resaltar que la empresa presta el servicio en 16 municipios de Caquetá, y como

se mencionó anteriormente, tiene un municipio en el departamento de Meta y otro en el de Putumayo, lo cual queda sujeto a aclaración por parte de la empresa.

Por otro lado, la facturación total de ELECTROCAQUETÁ para el año 2022 fue de \$188.559.086.825, lo cual significó un aumento con relación al 2021 de \$2.263.414.723 o lo que es bien, un aumento porcentual de 1,2%. Dentro de la información reportada por la empresa en los formatos de facturación, cabe resaltar el mes de mayo de 2021 y 2022, el cual tuvo inicialmente una facturación de \$27.910.733.970, y en el mismo periodo del siguiente año disminuyó un 47% hasta \$14.912.656.668.

Esta variación tan pronunciada, también se observa en la Figura 9 la cual compara los consumos de la empresa, observándose también un dato atípico en el consumo del mes de abril de 2021, el cual es necesario que la empresa justifique.

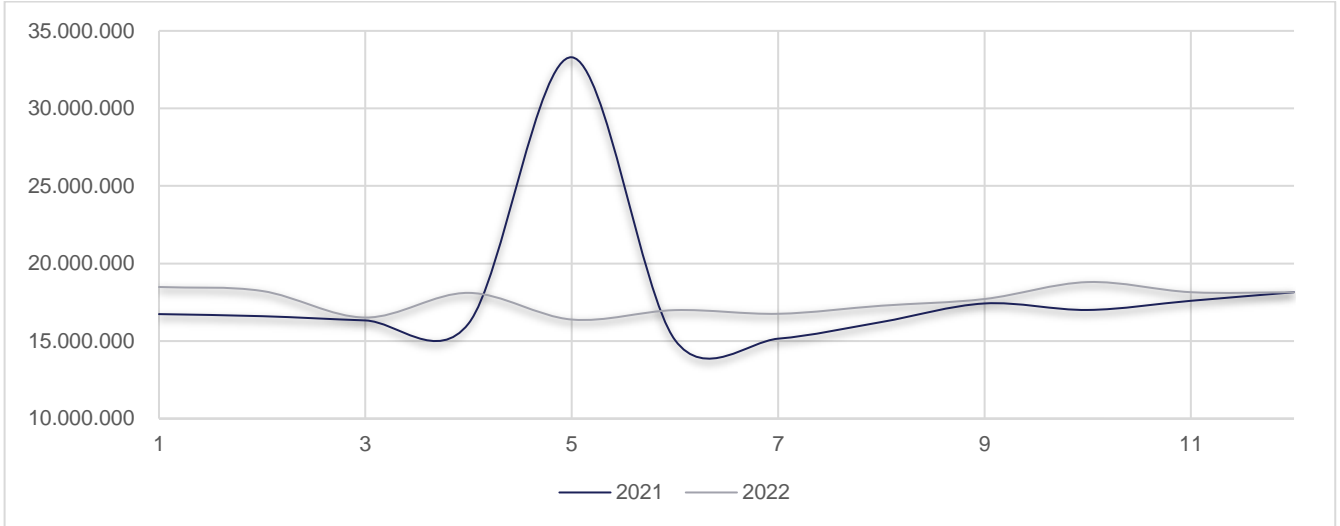
Figura 9. Comparativo de facturación total ELECTROCAQUETÁ 2021-2022



Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

La Figura 10 contiene el comportamiento de los valores facturados (en el eje Y) durante las líneas de tiempo 2021 en comparación con 2022 (en la línea X).

Figura 10. Comparativo del consumo total kWh de ELECTROCAQUETÁ 2021-2022.

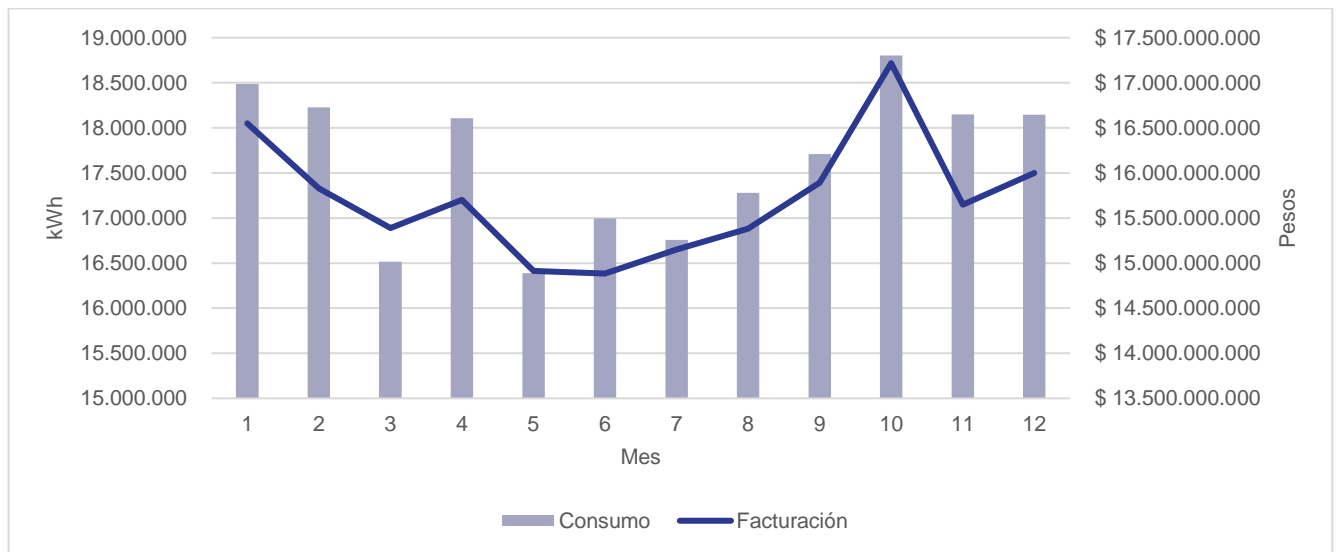


Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

Se observa que hay una correlación directa en el mes que tiene valores atípicos, tal como mayo de 2021 y 2022.

Así mismo, se observa una tendencia positiva tanto en consumo como en facturación a partir del segundo semestre del año 2022.

Figura 11. Paralelo de facturación y consumo de ELECTROCAQUETÁ 2022.



Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

Tal como se observa en la gráfica anterior, la información de la empresa guarda correlación entre lo reportado en los consumos y lo facturado por concepto de energía. El pico de consumo se dio en octubre, mientras que, en los meses de marzo y mayo, tuvieron los consumos más bajos en el año.

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

Con relación a este aspecto, se aborda el impacto en el sistema comercial de la empresa con la expedición de las Resoluciones CREG 135 y 174 de 2021, seguido de la explicación del proceso operativo del sistema de facturación para los usuarios AGPE, y el procedimiento para participar en el control automático de tensión con el objeto de, exonerar al usuario del cobro de energía reactiva, ya sea inductiva o capacitiva.

4.4.3.1.1. Facturación a usuarios AGPE

ELECTROCAQUETÁ indicó que en el año 2022 la empresa fue víctima de un ataque cibernético en el cual accedieron al sistema de la empresa, lo que finalmente dificultó el proceso de facturación, ocasionando que tuviera que realizarse de forma manual; sin embargo, asegura que no hubo afectación al usuario.

Así mismo, el prestador menciona que junto con la factura del usuario AGPE, se incluyen impresas las matrices de importación y exportación correspondientes al periodo facturado. Estas matrices también están disponibles para acceder a través de solicitud por parte del usuario a la empresa.

Adicionalmente, se identificó que el acuerdo especial al Contrato de Condiciones Uniformes (CCU) establecido en el artículo 12 de la Resolución CREG 135 de 2021 ya fue actualizado e implementado. Así mismo, se encuentra publicado en la página web del prestador en el aparte Autogeneradores del menú “*Solicita tu Conexión*”.

4.4.3.1.2. Energía Reactiva

Respecto de la energía reactiva, se consultó a la empresa por aquellos usuarios a los que se les factura cobro por concepto de energía reactiva de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. En particular, se consulta por los casos en los cuales se tiene un factor multiplicador M mayor a 1. Al respecto, la empresa informa que no tiene usuarios a los que se les aplique un factor M diferente de 1. Adicionalmente, informa que no tiene usuarios a los que se les realice cobro por concepto de

energía reactiva capacitiva. Información que se comprueba con los reportes al SUI en el formato TC2 'Facturación a Usuarios' de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021.

4.4.4. Medición

Respecto del Código de Medida, como primera medida, se consultó a la empresa por los elementos del sistema de medición de sus fronteras con reporte al ASIC. En ese sentido, se solicita una base de datos de sus fronteras comerciales la cual contenga información de los elementos del sistema de medición de dichas fronteras en cuanto a la clase de exactitud, las fechas de puesta en servicio, mantenimientos, entre otras. De la información que remite la empresa, se encuentra que, únicamente, tienen una frontera comercial reportada ante el ASIC, la cual corresponde a una frontera *Tipo entre agentes*. La información relacionada de los elementos del sistema de medición de dicha frontera da cuenta del cumplimiento del Código de Medida.

Sin embargo, cabe destacar que, la empresa cuenta con 21 subestaciones de transformación. En ese sentido, y en atención a lo que establece el Código de Medida, cuando hay cambio entre niveles de tensión de un mismo OR, a razón de establecer la energía transferida entre estos, existe una *frontera de distribución*, frontera que, por definición es una frontera con reporte al ASIC y que, además, debe estar en cumplimiento a los requisitos que establece el Código Medida. Al respecto, la empresa asegura que se está llevando a cabo un plan de acción para la normalización y registro de las fronteras, actividades que incluyen el reemplazo de equipos obsoletos.

El plan que remite la empresa viene dado como sigue:

Tabla 18. Plan de gestión para registro de fronteras comerciales.

Objetivo	Acciones	Responsables	2023	2024		2025	
			II SEM	I SEM	II SEM	I SEM	II SEM
Identificación de fronteras del Sistema de Distribución Local	Realizar la identificación de cada una de las fronteras comerciales que deben tenerse de acuerdo a la Resolución CREG 038 de 2014.	Gerente de Gestión Energética y Administrador	X				
	Identificar las necesidades de equipos de cada una de las fronteras para cumplimiento normativo.	Gerente de Gestión Energética, Administrador, Coordinador de Regulación eléctrica y estadística.	X	X			
	Realizar las hojas de vida de cada una de las fronteras comerciales.	Gerente de Gestión Energética y Administrador	X	X			

Objetivo	Acciones	Responsables	2023	2024		2025	
			II SEM	I SEM	II SEM	I SEM	II SEM
	Estructurar el nuevo procedimiento de fronteras en compañía de las gerencias misionales.	Gerente de Distribución, Gerente de Gestión Energética, Administrador, Coordinador de Regulación eléctrica y estadística, Gerencia Comercial.	X				
	Realizar los presupuestos y alcance técnico para normalizar las fronteras que requieran para dar cumplimiento normativo.	Gerente de Gestión Energética y Administrador		X			
	Realizar el análisis económico a cada proyecto presentado.	Gerente de Gestión Energética y Administrador					
	Definir el modelo de manejo del CGM para medir y gestionar las fronteras comerciales.	Gerente de Gestión Energética y Administrador		X			
Ejecutar el programa de adquisiciones	Realizar el proceso contractual de los proyectos que requieran para normalización de fronteras de acuerdo a (sic) lo establecido en el reglamento de contratación.	Gerente de Gestión Energética y Administrador		X	X		
	Realizar inscripción de fronteras ante XM.	Coordinador de Regulación eléctrica y estadística		X	X	X	X
	Reportar a la Gerencia de Distribución las UC de cada proyecto puesto en operación.	Gerente de Gestión Energética y Administrador		X	X	X	X

Fuente: Electrocaquetá - Elaboración DTGE.

Si bien, a razón de la visita de evaluación, la empresa presenta el plan de gestión respecto de las fronteras de distribución, se deja de presente el hallazgo del incumplimiento respecto de las fronteras de distribución que se tendrá subsanado una vez las fronteras se encuentren debidamente normalizadas y registradas ante el ASIC.

Se consultó a la empresa por los usuarios que están conectados a través de activos de conexión, se busca con esto hacer validación del Código de Medida, en particular de lo establecido en el artículo 19, a saber.

«ARTÍCULO 19. UBICACIÓN DE LAS FRONTERAS COMERCIALES. El punto de medición debe coincidir con el punto de conexión. En el caso de que la conexión se realice a través de un transformador, el punto de medición debe ubicarse en el lado de alta tensión del transformador (...).».

Durante la visita se solicitó a la empresa la base de datos de los usuarios con la condición descrita, pero, inicialmente, la información no fue remitida conforme al requerimiento de la DTGE, y posteriormente no se ha recibido la información requerida por lo que, el cumplimiento de este apartado en particular se encuentra en verificación.

Finalmente, se le hace la observación a la empresa de que, de la información que se reporta en el formato TC2 'Facturación a Usuarios' de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, para la vigencia 2022, se encuentran inconsistencias en los campos 13 y 42. En ese sentido le corresponde a la empresa realizar las correcciones y realizar la respectiva solicitud de reversión.

4.4.4.1. Reclamaciones por concepto de medición

En primer lugar, se consulta a la empresa por el número de PQR por conceptos relacionados a la medición para las vigencias 2021 y 2022 a fin de establecer un comparativo y si hubo disminución de las reclamaciones para el año 2022 en comparación con el año anterior. Así las cosas, respecto de los conceptos: Inconformidad con el aforo, inconformidad con el consumo, cobros por promedio, lectura incorrecta y desviación significativa, la empresa remite el siguiente reporte de reclamaciones:

Tabla 19. *Relación de PQR de Electrocaquetá para los años 2021 y 2022.*

MES	# PQR 2021	# PQR 2022
ENERO	78	184
FEBRERO	130	212
MARZO	90	156
ABRIL	88	63
MAYO	90	99
JUNIO	91	61
JULIO	66	57
AGOSTO	106	129
SEPTIEMBRE	178	182
OCTUBRE	123	168
NOVIEMBRE	131	182
DICIEMBRE	169	110
TOTAL	1340	1603

Fuente: Electrocaquetá - Elaboración DTGE.

En atención a lo reportado por la empresa, se evidencia un mayor número de reclamaciones en el año 2022 comparado con el año 2021, razón por la que se requiere a la empresa por las gestiones para mejorar estos indicadores.

Así, en atención al requerimiento de la DTGE respecto de las gestiones realizadas por ELECTROCAQUETÁ para mejorar la atención a sus usuarios, y de esa manera reducir las PQR allegadas, principalmente por aspectos relacionados a la medición de energía, la empresa informa que se suscribieron los siguientes contratos para mejorar la atención al usuario:

1) «PRESTAR LOS SERVICIOS DE ATENCIÓN BÁSICA Y CRÍTICA DE FACTURACIÓN EN TERRENO A LOS USUARIOS DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P.»

La finalidad del presente contrato es tener mayor cobertura en atención al usuario en los Municipios Diferentes a la ciudad de Florencia-Caquetá, donde se encuentra la sede principal de la Electrificadora del Caquetá S.A ESP, y, además realizar las investigaciones a las conexiones de los usuarios que reporte algún tipo de novedad, previamente al proceso de facturación.

2) «PRESTAR EL SERVICIO DE TOMA DE LECTURAS, FACTURACIÓN EN SITIO Y EJECUCIÓN DE SUSPENSIONES, CORTES Y RECONEXIONES A TODOS LOS SUSCRIPTORES Y/O USUARIOS DE ELECTROCAQUETÁ S.A. ESP.

La finalidad del presente contrato es realizar la facturación en sitio en donde se encuentra ubicado el bien inmueble del usuario en tiempo real para que se le facture donde se encuentra el equipo de medida.

3) «PRESTAR LOS SERVICIOS DE CONTACT CENTER PARA LA ATENCIÓN DE USUARIOS DE LA ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ S.A. E.S.P.»

La finalidad del presente contrato es evitar que los usuarios se desplacen a las oficinas de Atención al usuario para interponer peticiones, Quejas y recursos y se realicen sus peticiones cualquier parte del territorio Nacional.

En ese sentido, se hará seguimiento a los resultados de los contratos suscritos en espera de una mejora en los indicadores de reclamaciones.

4.4.4.2. Medición Inteligente

La empresa cuenta con proyectos de medición inteligente la cual se encuentra implementada en 4 sectores, a saber: Florencia, Paujil, San Vicente del Caguán y Solita. Previo a la visita de la evaluación integral, la DTGE realizó visita a los barrios Villa Susana y Portal Amazónico los días 13 y 14 de julio de 2023 para conocer las principales inquietudes y problemáticas que pudieran presentar los usuarios de

estos barrios respecto de esa infraestructura de medición. Las principales situaciones que se evidenciaron se resumen en que 1) los usuarios no tenían conocimiento de la información a la que podía acceder en los display de sus hogares, ni de cómo hacer seguimiento a sus propios consumos, y 2) muchos usuarios manifestaron problemas a la hora de ir a pagar sus facturas ya que estas llegaban en baja calidad de papel y de impresión, situación que ocasionaba que los lectores de los sitios de pago no reconocieran los respectivos códigos de barras de las facturas entorpeciendo el proceso de pago. En ese sentido, a la empresa se le manifestaron estas y otras inquietudes y se quedó con el compromiso por parte de la empresa de realizar las acciones de mejora correspondientes. En la visita de evaluación integral se le solicitaron a la empresa las evidencias de su gestión al respecto.

La empresa remitió copia de las solicitudes al operador encargado de la facturación en aras de la mejora en la calidad de las facturas. Se evidencia que se realizó una actualización en los equipos de impresión y de papel con lo cual se espera una mejora en el tema de la entrega de la factura.

Adicionalmente, la empresa remite soportes de las capacitaciones realizadas en los barrios beneficiados de los sectores mencionados donde existe medición inteligente, soportes que contienen actas y registros fotográficos, donde se reportan los siguientes usuarios beneficiados de las actividades de capacitación y socialización:

Tabla 20. Usuarios sensibilizados por comunidad.

ASENTAMIENTO/BARRIO	NÚMERO DE BENEFICIADOS	NÚMERO DE CONTRATOS PRONE	Número de personas Sensibilizados por comunidad	MUNICIPIO
PORTAL AMAZÓNICO	90	GGC 747	65	Florencia
VILLA SUSANA	123	GGC 744	83	Florencia
NUEVO PAUJIL	104	GGC 749	95	Paujil
PRIMERO DE AGOSTO	93	GGC 745	59	Paujil
LA ESPERANZA	63	GGC 746	50	San Vicente del Caguán
EL PRADO	150	GGC 748	72	Solita

Fuente: Electrocaquetá - Elaboración DTGE.

Informa la empresa que, «en el recorrido realizado casa a casa se resolvieron varias preguntas dudas e interrogantes que tenían algunos usuarios al momento de la visita, se procede a despejar las dudas y brindar asesoría clara y precisa sobre el funcionamiento del Display y la facturación, quedando la comunidad satisfecha con las respuestas dadas por el personal de Electrocaquetá».

4.4.4.3. Reglamento de comercialización

Se consulta a la empresa por la información reportada en la base de datos remitida a la DTGE donde se da cuenta de los usuarios que realizaron solicitud de expedición del paz y salvo para el cambio de comercializador. En las vigencias 2021 y 2022, la empresa tuvo 8 solicitudes de expediciones de paz y salvo para el cambio de comercializador.

Dentro de la información que remite la empresa, esto es, las copias de comunicaciones entre ELECTROCAQUETÁ y el comercializador que solicita el paz y salvo, no se evidencia que la empresa incumpla la regulación respecto de los tiempos que establece la regulación para dar respuesta a la solicitud.

4.4.5. Subsidios FSSRI y FOES

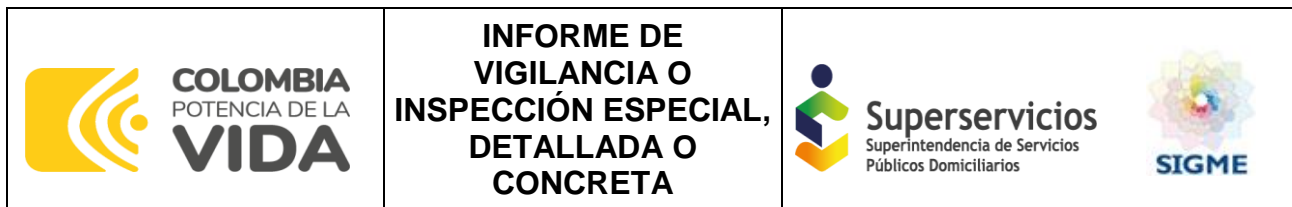
A continuación, se relacionan los hechos más relevantes relacionados al tema de los subsidios del FSSRI.

4.4.5.1. Contribuciones y Subsidios - Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso (FSSRI).

Como se mencionó a lo largo del documento, el prestador ELECTROCAQUETÁ, es un comercializador que, en el esquema de subsidios y contribuciones, atiende a usuarios regulados en los estratos residenciales 1, 2, 3, 4 y en los sectores comercial e industrial.

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 2020, 2021 y 2022 de acuerdo con los lineamientos establecidos en las Resoluciones SSPD 20102400008055 de 2010, SSPD 20192200020155 de 2019 y SSPD 20212200012515 de 2021, en los formatos dispuestos para tal fin como son:

Resolución SSPD 20102400008055 del 16 de marzo de 2010. “Se unifica en un solo acto administrativo la normatividad expedida en el sector de Energía Eléctrica para el cargue de Información al Sistema Único de Información SUI”: Formato 2. “Información Comercial Residencial” y Formato 3. Información Comercial No Residencial.



Resoluciones SSPD 20192200020155 del 25 de junio de 2019 y 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 Seis (6) Meses y Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recaudo.

Para iniciar la revisión de 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.

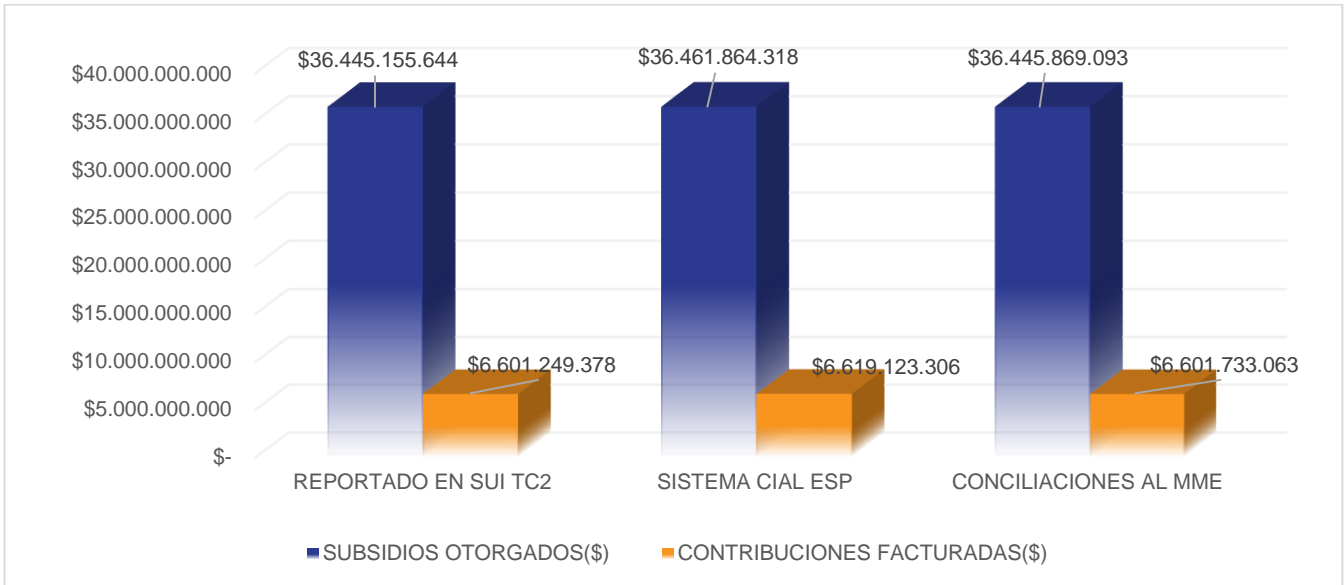
Para el desarrollo de este componente, se realizó verificación de la información para la vigencia 2022, empleando la información proveniente de:

- La copia de las conciliaciones, remitidas por el prestador, existentes en nuestro sistema de gestión documental CRONOS (recibidas durante el 2022 y el primer trimestre de 2023) y las remitidas el día 03 de octubre de 2023, vía correo electrónico oficial, en el desarrollo de la presente evaluación integral.
- Información procedente del sistema comercial empleado por el prestador.

Al realizar el contraste de la información, se encontraron diferencias entre la información de las mencionadas fuentes, así como al contrastarlas con lo reportado en el Sistema Único de Información – SUI. Estas diferencias se presentan para las variables analizadas en toda la vigencia objeto de evaluación.

Lo anterior, plantea una asimetría de la información reportada en el SUI, remitida en las conciliaciones frente a la información que emplea el prestador en su sistema comercial.

Figura 12 Subsidios SUI – Subsidios remitidos por el prestador ELECTROCAQUETÁ - vigencia 2022.



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

Tal como se observa en la Figura 12 el prestador presenta una información con variaciones entre lo reportado y lo cargado al SUI.

En este aspecto, se validó y ajustó la información conforme a la reunión sostenida con el prestador el pasado 06 de diciembre del año en curso, revisando las causales de facturación, pese lo anterior, se reflejan las diferencias de los valores conforme a lo mostrado en la anterior gráfica.

Estas variaciones obedecen en su mayoría a valores inferiores reportados en el SUI respecto de la información aportada como insumo para la realización de la presente evaluación integral, siendo las diferencias en subsidios otorgados que suman un total de (-\$16.708.674) respecto a la información del sistema comercial del prestador; si se contrasta con las conciliaciones que la empresa remitió al MME¹, la diferencia es menor, por valor de (-\$713.449).

Respecto a las contribuciones facturadas las diferencias de la información reportada en el SUI y la remitida producto del sistema comercial del prestador corresponde a (-\$17.873.928), y con referencia a las conciliaciones del MME las diferencias son: (-\$483.685) para la vigencia 2022.

¹ Ministerio de Minas y Energía.
VI-F-004 V.2
138

Ahora bien, durante el desarrollo de la evaluación integral, en la reunión realizada en las sesiones del 03 y 04 de octubre de 2023, se dejó dentro de los compromisos revisar y sustentar y/o revertir 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.
- **S10.** Contribuciones No Recaudadas Después de Seis (6) Meses y Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recaudo.

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

Tabla 21 Información de subsidios otorgados reportada por ELECTROCAQUETÁ en el SUI para la vigencia 2022 en el mercado CAQUETÁ.

AÑO	PERIODO	SUBSIDIOS	REFACTURACION SUBSIDIOS
2022	1	3.090.059.894	-2.601.672
2022	2	3.015.925.841	-478.933
2022	3	2.792.717.300	-2.970.567
2022	4	3.080.844.927	583.251
2022	5	2.886.010.191	-2.136.926
2022	6	2.955.394.994	-2.659.291
2022	7	2.962.414.828	-1.978.993
2022	8	3.049.134.300	510.497
2022	9	3.101.159.855	-2.155.578
2022	10	3.263.788.463	-579.055
2022	11	3.144.903.919	-1.339.543
2022	12	3.119.428.949	-821.007

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

Es de considerar que, la información de la Figura 12, fue presentada y remitida vía correo electrónico al prestador en las hojas de cálculo y reportes extraídos del SUI, con la finalidad de facilitar el proceso de revisión y ajuste de la información.

Y contiene las columnas tomadas 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.

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

Tabla 22. Información de contribuciones facturadas reportada por ELECTROCAQUETÁ en el SUI para la vigencia 2022 en el mercado CAQUETÁ.

AÑO	PERIODO	CONTRIBUCIONES	REFACT_CONTRIBUCIONES
2022	1	542.395.215	-869.701
2022	2	553.304.528	-61.743
2022	3	500.822.459	-1.656.811
2022	4	550.351.841	61.421
2022	5	518.979.747	-8.756.499
2022	6	550.080.260	-474.700
2022	7	531.138.646	-1.748.574
2022	8	556.575.894	-196.119
2022	9	567.181.777	-2.903.629
2022	10	591.829.210	376.871
2022	11	570.572.344	13.467
2022	12	585.854.807	-1.621.333

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

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 esta forma, se procedió a contrastar la información con las demás variables relacionadas con las contribuciones facturadas, como son: “**Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recaudo**”, “**Contribuciones No Recaudadas Después de Seis (6) Meses**” y la aportada por el prestador con las diferencias encontradas, siendo inferiores los valores reportados en el SUI a los aportados por el prestador.

Estas diferencias de información se ilustran en la siguiente tabla, para la vigencia 2022, dividida por trimestre, variable y formato en el cual se encuentra la información:

Tabla 23. Información reportada en el SUI de los diferentes componentes de Subsidios y Contribuciones analizados contrastando la información comercial de la ESP.

PERIODO	TC2/F2	S1	TC2/F2, F3	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	8.892.651.863	8.892.597.648	1.593.933.947	1.593.826.445	6.537.032	7.423.814	8.286.472	8.093.878	6.945.908.254	7.226.151.864	61.282.943	0
T2	8.918.037.146	8.917.844.840	1.610.242.070	1.610.278.992	5.104.191	5.180.656	6.408.823	6.408.823	10.347.433.122	7.703.907.491	0	0
T3	9.109.084.909	9.109.089.818	1.650.047.995	1.650.047.853	7.162.089	6.941.242	23.781.739	23.731.022	3.697.476.724	3.697.476.723	0	0
T4	9.525.381.726	9.525.770.974	1.747.025.366	1.747.025.366	17.725.758	17.725.758	16.166.071	16.166.071	2.879.936.805	3.053.065.737	0	0

Fuente: Elaboración propia datos SUI

Tabla 24. Información aportada por el prestador para la vigencia 2022.

PERIODO				SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
T1	T2	T3	T4						
X				8.898.703.035	1.596.522.202	6.537.032	8.286.472	6.902.997.805	0
	X			8.922.268.968	1.619.448.426	5.180.566	6.408.823	7.595.632.398	0
		X		9.112.742.619	1.654.896.317	6.941.242	23.731.022	3.593.986.349	0
			X	9.528.149.696	1.748.256.361	17.725.758	16.166.071	2.879.936.805	0

Fuente: Elaboración propia datos remitidos por el prestador.

Del anterior ejercicio de comparación, se obtuvieron las diferencias que se presentan en la Tabla 25, que evidencian una clara asimetría de la información que requiere sea ajustada por parte del prestador.

Tabla 25. Consolidado de las diferencias presentadas por formato frente a la información del sistema comercial del prestador para la vigencia 2022.

PERIODO				TC2/F2	S1	TC2/F2 F3	S1	S1 vs S10	S1 vs S10
T1	T2	T3	T4	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)

X				-\$ 6.051.172	-6.105.387	-2.588.255	-2.695.757	-886.782	192.594
	X			-\$ 4.231.822	-4.424.128	-9.206.356	-9.169.434	-76.465	0
		X		-\$ 3.657.710	-3.652.801	- 4.848.322	-4.848.464	220.847	50.717
			X	-\$ 2.767.970	-2.378.722	- 1.230.995	-1.230.995	0	0

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

Así mismo, se procedió a contrastar las variables relacionadas con giros recibidos y efectuados, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 26. 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 2022.

PERIODO				S1	S2	S1	S2
T1	T2	T3	T4	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)
X				42.910.449	323.154.059	61.282.943	0
	X			2.751.800.724	108.275.093	0	0
		X		103.490.375	103.490.374	0	0
			X	0	173.128.932	0	0

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

Como se observa en las respectivas tablas para todos los trimestres de la vigencia 2022, se presentan diferencias del formato TC2 en las variables **subsidijs otorgados** y **contribuciones facturadas** y, para el formato de facturación S1, se presentan diferencias en las variables de "**Subsidijs Otorgados**", "**Contribuciones Facturadas**", **Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado Su No Recaudo (\$)**, **Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses (\$)** y **Giros recibidos**" en los cuatro trimestres de la mencionada vigencia. Para la variable "**Giros Efectuados**" en el mes de febrero de 2022 del formato S1, se evidencia un presunto error de reporte con una diferencia de \$ 61.282.943, cuando es claro que el prestador por su esquema es deficitario y por ende no efectúa giros a otras comercializadores del fondo.

De igual forma, se presentan diferencias en los cuatro trimestres de 2022 del formato de facturación S2, en la variable "**GIROS RECIBIDOS (\$)**" y, para el formato de facturación S10, en las variables de "**Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado Su No Recaudo (\$)**"; en los trimestres 1, 2 y 3 de la vigencia 2022, la variable "**Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses (\$)**".

Ahora bien, es preciso señalar que el prestador ya contaba con solicitud de reversión aprobada mediante el radicado SSPD 20232033663351 del 27 de septiembre de 2023, para los formatos:

- **S1 “Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES”** de los periodos de 10M, 11M y 12M 2022 y el formato **S2 “Giros Recibidos y Efectuados”** de los periodos de 10M, 11M y 12M 2022.

Esta solicitud de reversión se presentó con ocasión del requerimiento realizado por el Grupo Comercial del Sistema Interconectado Nacional de la Dirección Técnica de Gestión de Energía, mediante requerimiento realizado a través del radicado SSPD No. 20232231862031 del 24 de mayo de 2023, en respuesta al radicado SSPD No. 20235290517582 del 06 de febrero de 2023 sobre validación subsidios y contribuciones del cuarto trimestre de 2022, con relación a la revisión de calidad de reporte en el SUI que se adelanta conforme a la información de las conciliaciones remitidas al MME.

Esta reversión y reporte nuevamente al SUI, se realizó el pasado 12 de octubre de 2023, de la cual se presentan los siguientes datos respecto a la información del sistema comercial del prestador:

Tabla 27. Resultados con la reversión aprobada y reportada por el prestador en el SUI.

PERIODO	TC2/ F2	S1	TC2/F2 F3	S1	S1	S10	S1	S10	S1	S2	S1	S2
	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUDOS DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUDOS 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	8.892.651.863	8.892.597.648	1.593.933.947	1.593.826.445	6.537.032	7.423.814	8.286.472	8.093.878	6.945.908.254	7.226.151.864	61.282.943	0
T2	8.918.037.146	8.917.844.840	1.610.242.070	1.610.278.992	5.104.191	5.180.656	6.408.823	6.408.823	10.347.433.122	7.703.907.491	0	0
T3	9.109.084.909	9.109.089.818	1.650.047.995	1.650.047.853	7.162.089	6.941.242	23.781.739	23.731.022	3.697.476.724	3.697.476.723	0	0
T4	9.525.381.726	<u>9.525.381.726</u>	1.747.025.366	1.747.025.366	17.725.758	17.725.758	16.166.071	16.166.071	2.879.936.805	<u>3.045.356.636</u>	0	0

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

En la Tabla 27 se muestra en color rojo y subrayado los valores que se modificaron objeto de la reversión. Aclarando que en el momento de presentada la citada reversión, el prestador sustentó que las discrepancias de la información de los formatos S1 y S2 para esos periodos, correspondieron a errores involuntarios frente a la información de su sistema comercial; ahora bien, al contrastar esta información con la remitida por el prestador tomando como referencia «el sistema comercial» se pueden apreciar las discrepancias de información, señaladas en color rojo:

Tabla 28. Información del sistema comercial remitida por el prestador.

PERIODO				SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
T1	T2	T3	T4						
X				8.898.703.035	1.596.522.202	6.537.032	8.286.472	6.902.997.805	0
	X			8.922.268.968	1.619.448.426	5.180.566	6.408.823	7.595.632.398	0
		X		9.112.742.619	1.654.896.317	6.941.242	23.731.022	3.593.986.349	0
			X	9.528.149.696	1.748.256.361	17.725.758	16.166.071	2.879.936.805	0

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

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 y efectuados, 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 control a través del SUI, así como al Ministerio como administrador del fondo.

4.4.5.2. 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.

Las diferencias presentadas de suscriptores en las vigencias 2021 y 2022 correspondientes a:

Tabla 29. Diferencias presentadas para la vigencia 2021 sobre el número de usuarios por estrato/sector.

ESTRATO/MESES	AÑO 2021											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Estrato 1	0	0	-3	0	14	0	47	54	0	0	0	0
Estrato 2	0	0	0	-2	20	0	8	10	0	0	0	0
Estrato 3	0	0	0	0	0	0	3	6	0	0	0	0
COMERCIAL	-3	0	0	0	8	1	-7	-7	1	1	-24	1
INDUSTRIAL	1.188	95	102	97	104	105	105	125	141	126	123	128

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

Tabla 30. Diferencias presentadas para la vigencia 2022 sobre el número de usuarios por estrato/sector.

ESTRATO/MESES	AÑO 2022											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Estrato 1	0	0	0	0	0	-2	-2	-2	-2	-2	-2	0
Estrato 2	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Estrato 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
COMERCIAL	-26	1	1	1	1	1	-31	1	1	1	1	1
INDUSTRIAL	119	130	145	163	151	165	179	183	212	206	215	216

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

De conformidad con las Tabla 29 y Tabla 30 se muestran en color rojo las diferencias presentadas frente al número de suscriptores por estrato y uso, evidenciando que predomina un mayor valor reportado en el SUI de usuarios que el aportado por el prestador proveniente del sistema comercial.

Siendo las excepciones para la vigencia 2022, para el estrato 1 de los meses de junio a noviembre con un número inferior reportado en el SUI equivalente a (-2) usuarios; así mismo, para el uso comercial, en los meses de enero y julio con valores de (-26) y (-31) respectivamente.

En la vigencia 2021, esta situación se mantiene para el estrato 1 en el mes de marzo con (-3), estrato 2 en el mes de abril con (-2), uso comercial en los meses de enero, julio, agosto y noviembre con (-3,-7,-7,-24) respectivamente.

El uso “**Industrial**” presenta amplias diferencias para las dos vigencias analizadas, situación que deberá ser sustentada por el prestador, y proceder con las reversiones a lugar.

➤ **Comentarios adicionales.**

- I. Así mismo, la empresa informa que no cuenta con usuarios en condición especial de distrito de riego, ni se encuentran en curso solicitudes para aprobación.
- II. Respecto al cumplimiento del artículo 2.2.3.2.6.1.12. del Decreto 1073 de 2015 en el que se precisa que:

«Las entidades prestadoras de los servicios públicos domiciliarios deberán informar a la comunidad, a través de medios de información masiva y por lo menos una vez al año, la utilización de manera precisa que dieron de los subsidios (...).»

El prestador fue requerido mediante comunicación SSPD No. 20232201388751 del 24 de abril de 2023, solicitando la información de los medios masivos empleados para la publicación de

esta información allegando la fecha y el medio, así como las evidencias que lo soportan para las vigencias 2021 y 2022.

Una vez consultado nuestro sistema de gestión documental CRONOS, se encuentra que el prestador atendió el requerimiento mediante la comunicación SSPD No. 20235291643722 del 04 de mayo de 2023 en el que el prestador manifiesta que:

«Para los años 2021 y 2023 la Electrificadora del Caquetá S.A ESP no realizó la publicación de la información a la comunidad sobre la utilización de los subsidios conforme al Artículo 2.2.3.2.6.1.12».

Sobre este aspecto, si bien, el prestador vía correo electrónico el pasado 20 de octubre del año en curso, remitió la publicación que realizó en cumplimiento al acta establecida como producto de la presente evaluación integral documentando la ruta de publicación disponible en la página web del prestador: www.electrocaqueta.com.co.

No obstante lo anterior, es clara la falta de oportunidad con el cumplimiento normativo, que imposibilita a los usuarios de tener información transparente y clara sobre el uso de los recursos públicos como son los subsidios.

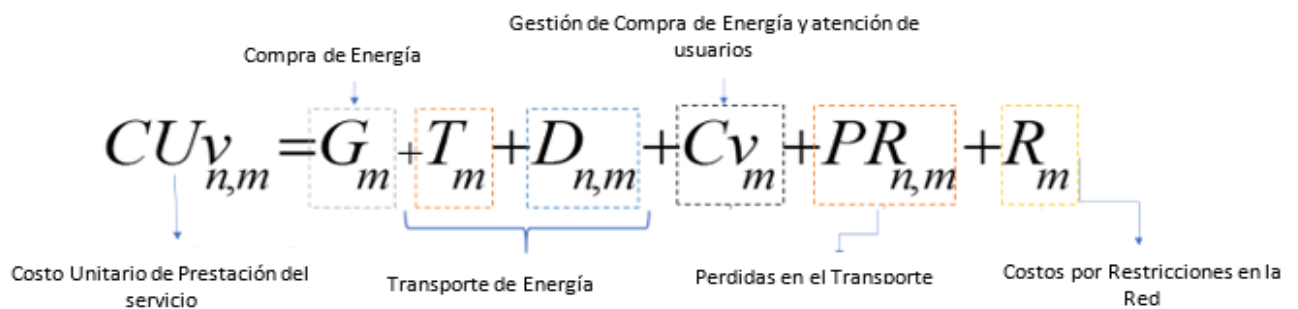
En este sentido, es preciso recordar que el artículo 53 de la Ley 142 de 1994, estableció la obligación a las entidades encargadas de prestar los servicios públicos domiciliarios de informar periódicamente la utilización que dieron a los subsidios presupuestales, lo cual fue reglamentado en el Decreto 847 de 2001 y compilado en el artículo 2.2.3.2.6.1.12 del Decreto 1073 de 2015, en donde se estableció la publicación *«a través de medios de información masiva y por lo menos una vez al año»*.

4.4.6. Aspectos tarifarios

De acuerdo con la información comercial reportada en el SUI, ELECTROCAQUETÁ solo atiende usuarios regulados. El presente informe se enfocará en el Costo Unitario de Prestación del Servicio y Tarifas aplicables a los usuarios regulados conectados a nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red teniendo en cuenta que aplicaría a la mayoría de los usuarios de la empresa.

4.4.6.1. Usuarios regulados

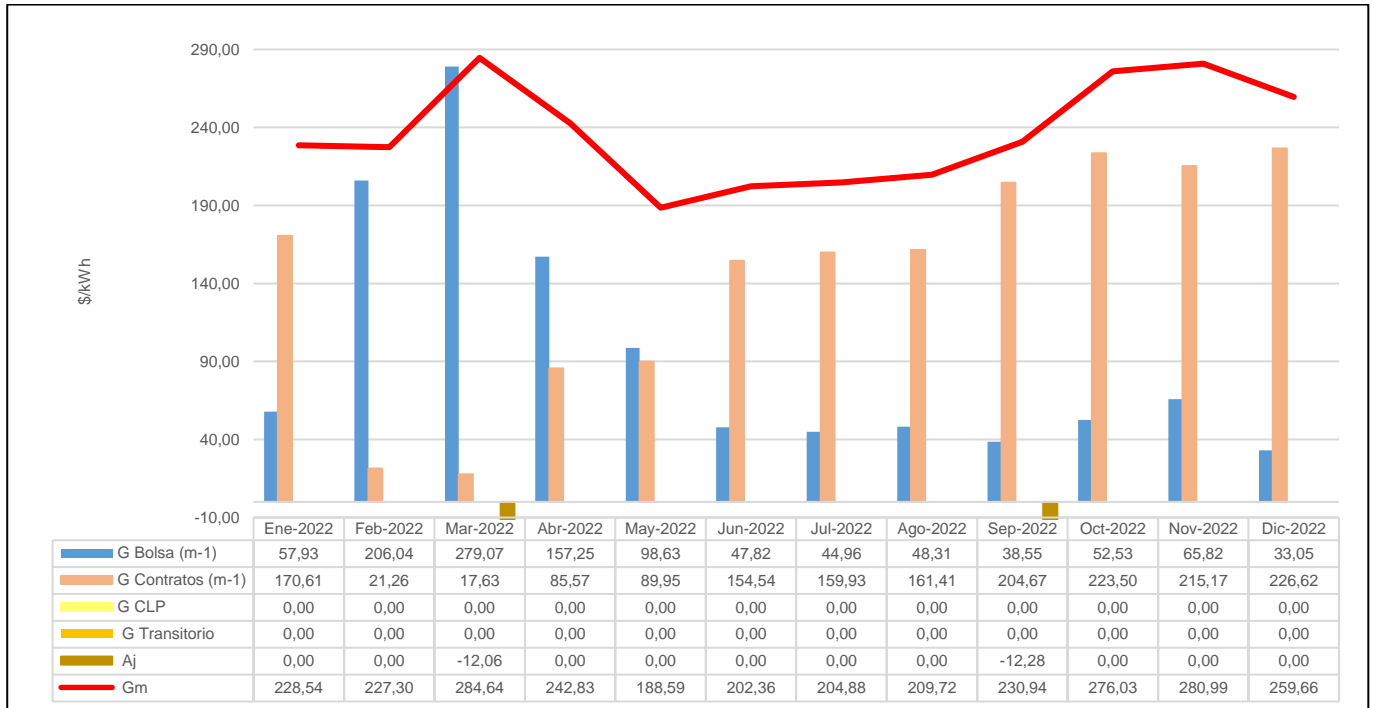
El Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) de energía eléctrica, que corresponde al costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, de acuerdo con la regulación establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, está conformado por la suma de los 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.



4.4.6.1.1. 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 la 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, o bolsa en el mercado de energía mayorista u otros mecanismos de compra contemplados actualmente por la regulación. Ver Figura 13.

Figura 13. Componente de Generación (G) 2022 – ELECTROCAQUETÁ.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

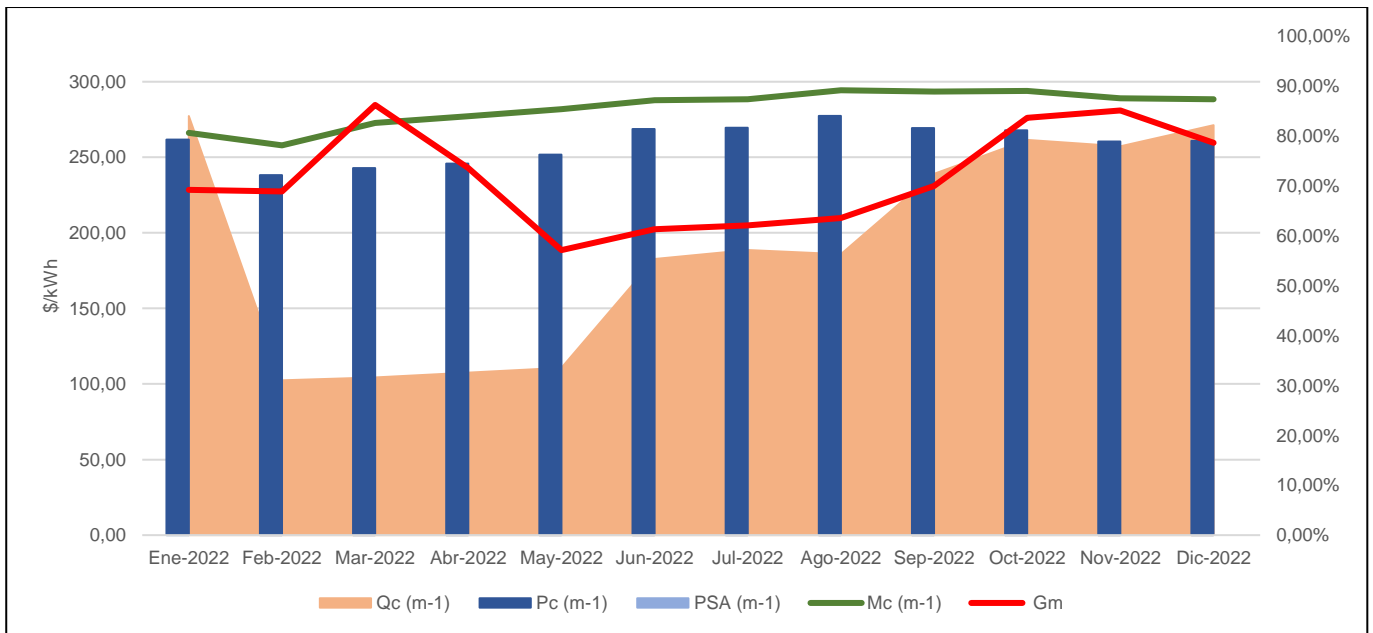
Con base en la Figura 13, pueden evidenciarse los cambios en el componente de Generación a lo largo del año 2022. Se observa un aumento en el primer trimestre, seguido de una notable disminución. En el cuarto trimestre, se registró otro incremento, alcanzando el valor máximo de 284,64 \$/kWh para el mes de marzo. 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 áreas de color curuba 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 casos de entrega de energía que tenga traslado al usuario final.

El aumento del componente de Generación en el mes de marzo correspondió a 25,22% con respecto al mes anterior y estuvo determinado por un significativo incremento 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 se trasladara en marzo de 2022 el 68,40% del precio promedio de bolsa que fue de 408,011 \$/kWh.

➤ **Compras en contratos**

Con el propósito de ilustrar esta parte de la evaluación, 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 14. Comportamiento de las variables (G contratos) 2022 - ELECTROCAQUETÁ



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

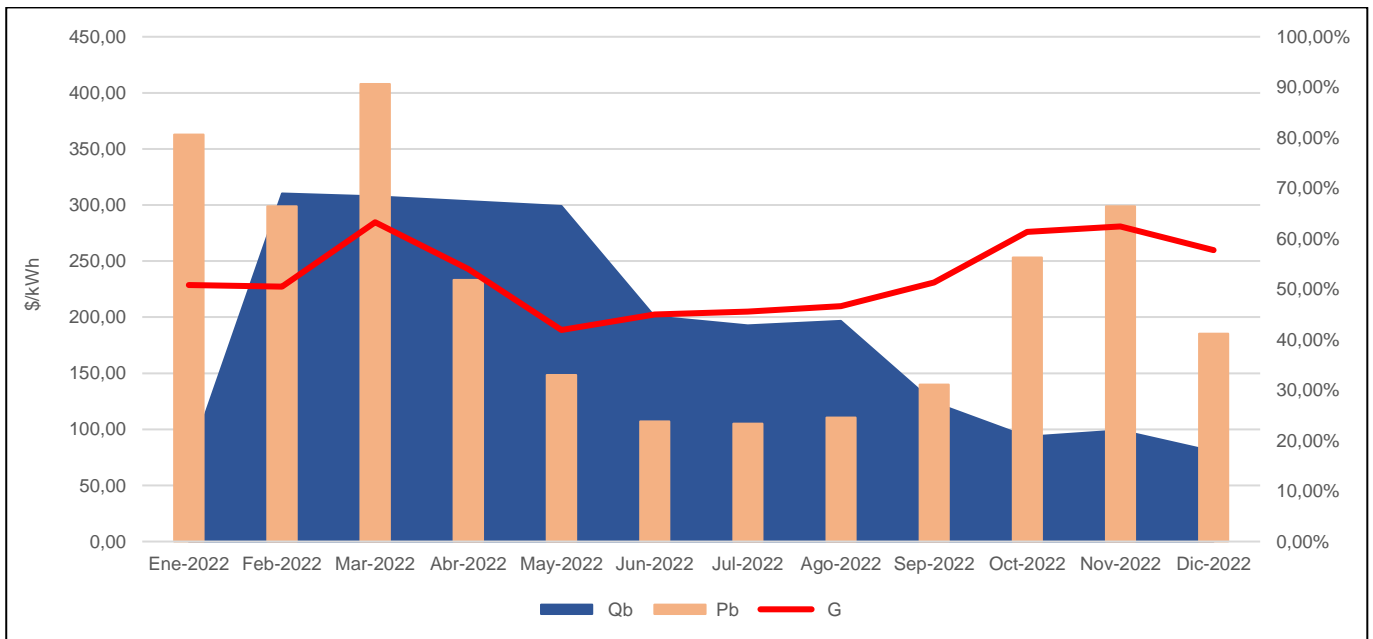
De la Figura 14 se puede observar que, en el año 2022, ELECTROCAQUETÁ adquirió energía a un precio promedio en contratos (Pc) cercano pero inferior al precio promedio del mercado (Mc). En resumen, el precio promedio de la energía comprada en contratos durante el año 2022 fue de 259,53 \$/kWh, manteniéndose por debajo del promedio de Mc para el mismo período el cual fue de 282,61 \$/kWh, lo que contribuyó a que el valor promedio del efecto final en el G fuera de 236,37 \$/kWh.

En la misma gráfica, se puede observar lo sucedido en el mes de marzo de 2022; mientras el valor del componente de Generación experimentó un incremento, el cubrimiento de la demanda regulada en contratos, representada por Qc, se mantuvo en un promedio para dicho mes de 31,60%, dejando así un 68,40% expuesto al mercado de bolsa a un precio (Pb) de 408,01 \$/kWh.

➤ **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 (Pb), el porcentaje de la demanda regulada cubierta mediante compra de energía en la bolsa (Qb) y el costo máximo a ser trasladado a los usuarios finales (G).

Figura 15. Comportamiento de las variables (G Bolsa) 2022 – ELECTROCAQUETÁ



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 15, 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 ELECTROCAQUETÁ. Este componente experimenta un aumento significativo en el mes de marzo de 2022, cuando un precio en la bolsa (Pb) de 408,01 \$/kWh y una exposición en la bolsa del 68,40% resultaron en un valor de Generación (G) de 284,64 \$/kWh. Efecto similar al visto para noviembre, donde un precio en la bolsa (Pb) de 298,73 \$/kWh y una exposición en la bolsa del 22,03% resultaron en un valor de Generación (G) de 280,99 \$/kWh, siendo el segundo más alto en el año 2022.

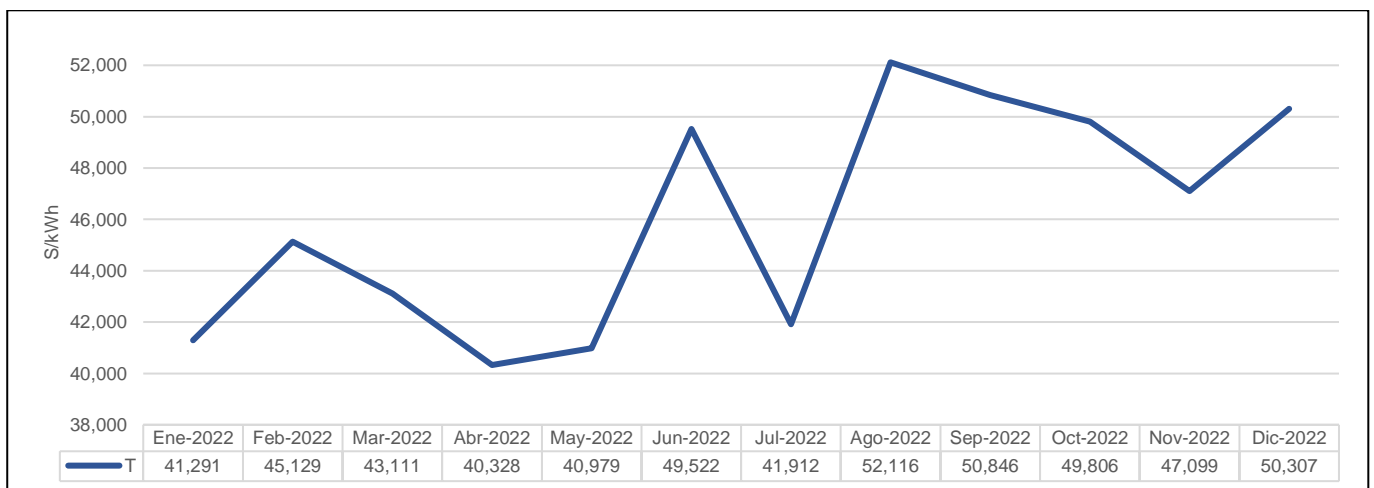
Es importante destacar que, a pesar de que el aumento en los precios en la bolsa afecta el valor del componente de generación debido a que supera el 10%, ELECTROCAQUETÁ para el año 2022 logró cubrir en promedio la mayor parte de la demanda mediante la adquisición de energía a través de contratos.

4.4.6.1.2. 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 16 se muestran los valores del componente de Transmisión cobrado por ELECTROCAQUETÁ a sus usuarios durante el año 2022. Cabe aclarar que todos los comercializadores de energía eléctrica del país cobran mensualmente vía tarifa un único valor del componente.

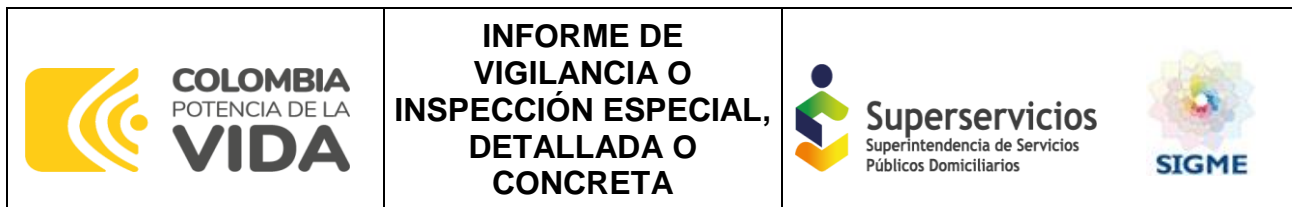
Figura 16. Comportamiento del componente de Transmisión 2022 – ELECTROCAQUETÁ.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

4.4.6.1.3. 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).

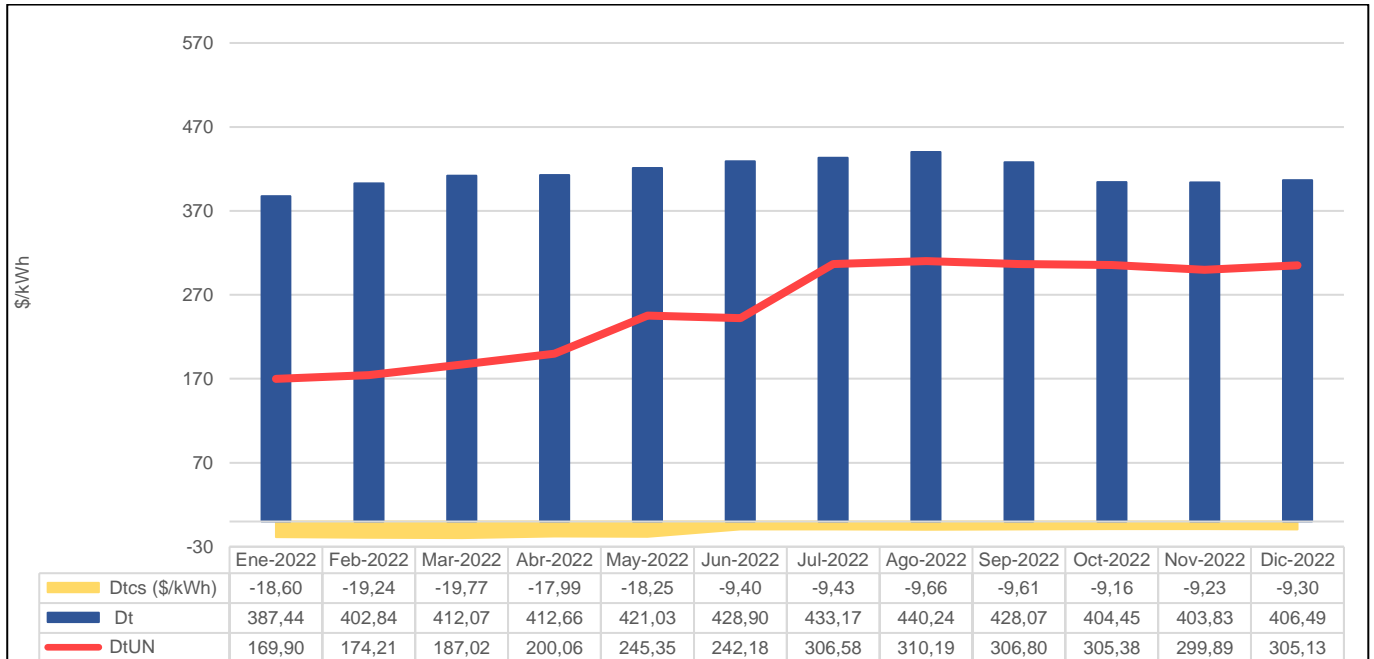


Mediante el Decreto 388 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía, se ordenó a la CREG establecer, dentro de la metodología de remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD). Estas áreas se definen como conjuntos de redes de transmisión regional y/o distribución 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).

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, ELECTROCAQUETÁ fue asignado al ADD Sur de acuerdo con la Resolución 180696 de 2011 junto con las empresas: Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S. A. E.S.P., Empresa de Energía del Putumayo S. A. E.S.P., Empresa de Energía del Bajo Putumayo S. A. E.S.P., Electrificadora del Meta S. A. E.S.P., y Empresa de Energía de Casanare S. A. E.S.P. Actualmente, ELECTROCAQUETÁ obtuvo su aprobación de ingresos de distribución bajo el esquema de la Resolución CREG 015 de 2018 por parte de la CREG mediante la Resolución CREG 027 de 2021. A continuación, se presenta la evolución del componente de distribución.

Figura 17. Comportamiento componente de Distribución - 2022 – ELECTROCAQUETÁ.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

En la Figura 17 se muestra la evolución de la variable DtUN del ADD Occidente a lo largo de 2022. Durante este periodo, se observa que el valor promedio de DtUN fue de 244,39 \$/kWh. El valor más alto registrado fue de 310,19 \$/kWh en agosto, mientras que el valor más bajo fue de 169,90 \$/kWh en enero. Es importante resaltar que el valor de DtUN es inferior al cargo por uso del Operador de Red (OR), lo que implica que la diferencia es cubierta a través de transferencias de otras empresas dentro del Área de Distribución (ADD) que presentan valores de cargos de distribución menores al DtUN.

En el comportamiento de los cargos propios del OR, puede observarse que el valor promedio fue de 348,25 \$/kWh, alcanzando el valor máximo en el mes de mayo de 2022 con un valor de 421,03 \$/kWh y un valor mínimo de 327,64 \$/kWh para el mes de junio. Así mismo, también se muestra el valor en \$/kWh del incentivo por calidad media (Dtcs), el cual presenta valores negativos.

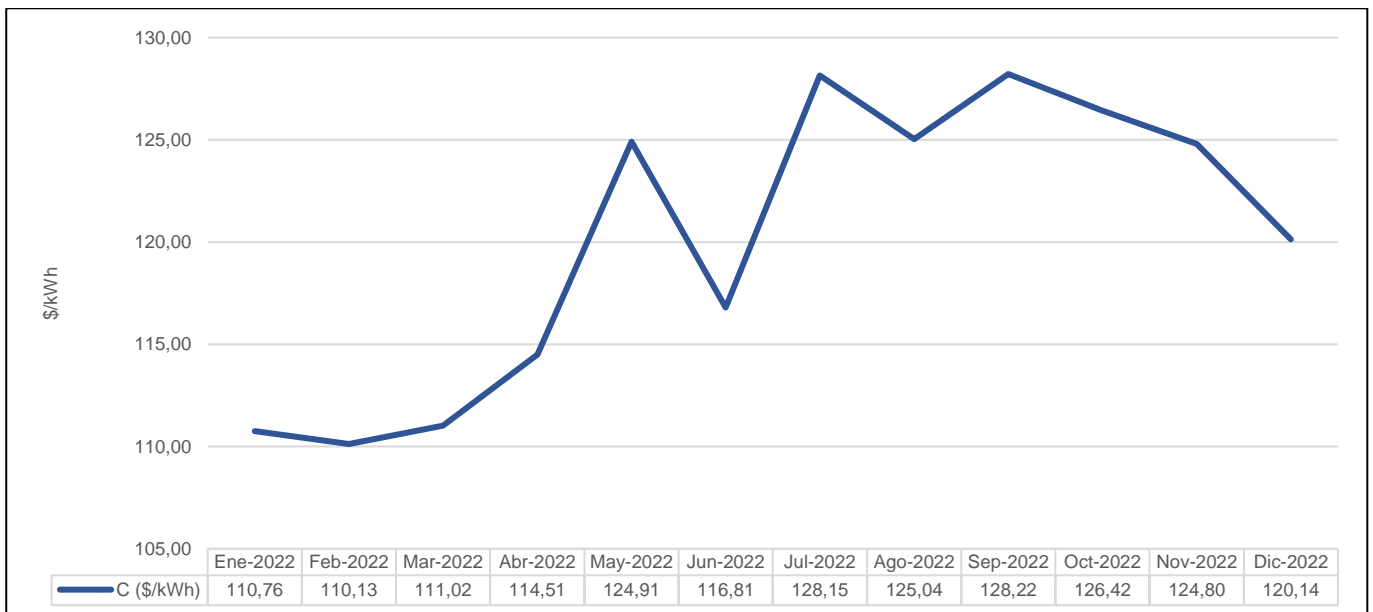
4.4.6.1.4. Componente de Comercialización

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 ELECTROCAQUETÁ, las resoluciones de aprobación del cargo base de comercialización y el riesgo de cartera corresponden a la Resolución CREG 014 de 2016.

Figura 18. Comportamiento componente de Comercialización - 2022 – ELECTROCAQUETÁ



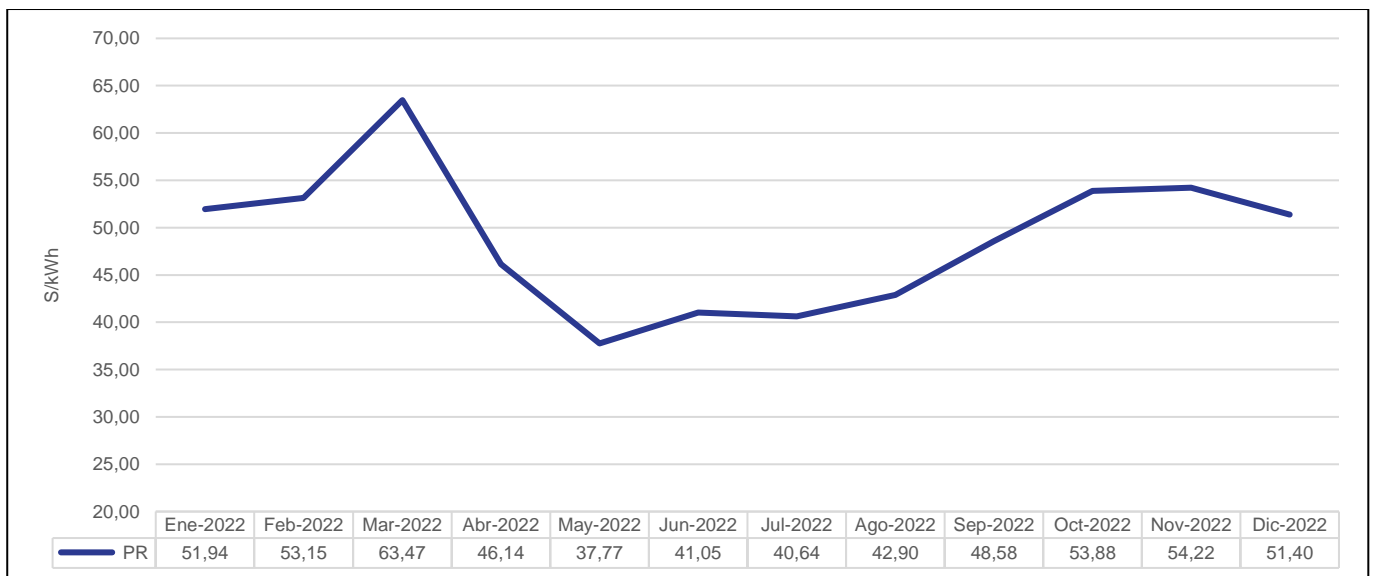
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Según se muestra en la Figura 18, a lo largo del año 2022, el componente experimentó una variación en su valor. Durante el mes de febrero, se registró el valor mínimo de 110,13 \$/kWh, mientras que en septiembre se alcanzó el valor máximo de 128,22 \$/kWh. 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 de usuarios regulados a partir de mayo de 2022.

4.4.6.1.5. 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 de pérdidas reconocidas referidas al STN al Operador de Red propietario de las redes donde se preste el servicio.

Figura 19. Comportamiento del componente de Pérdidas 2022 – ELECTROCAQUETÁ



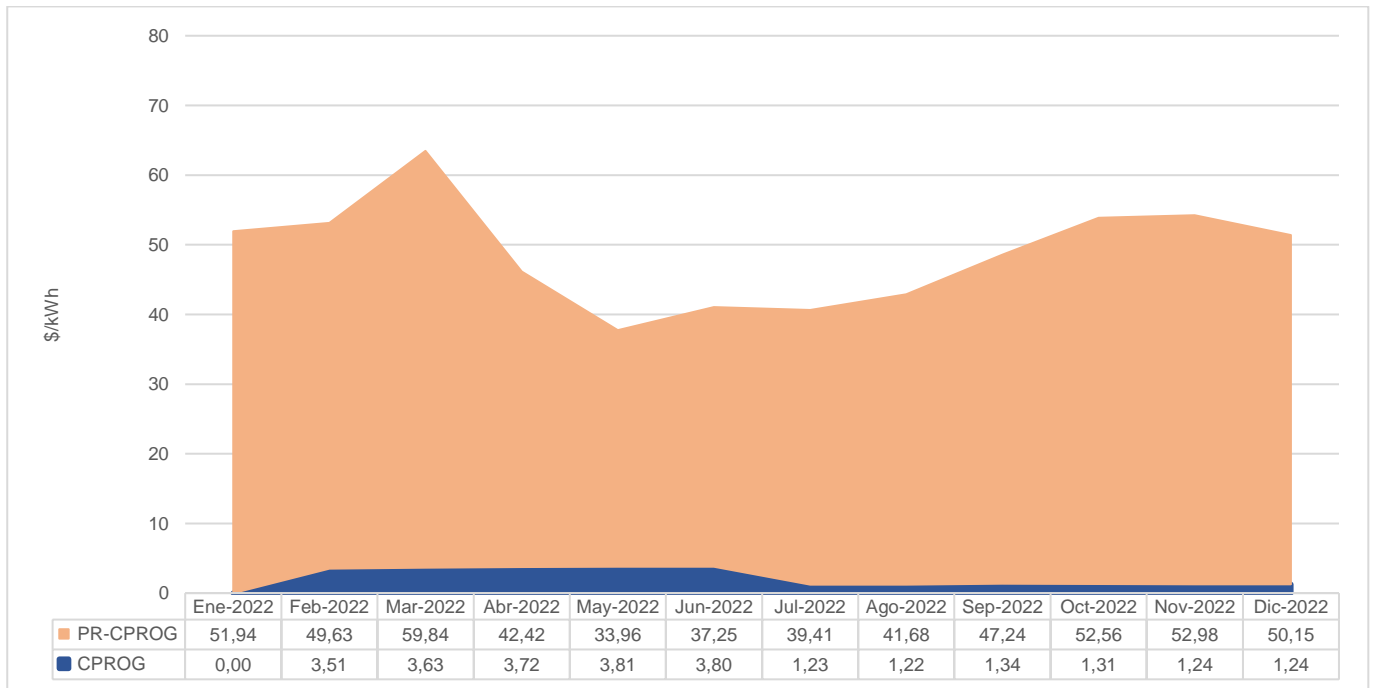
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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 19 tiene un comportamiento similar al del componente de Generación. Por lo anterior, un incremento en el componente de Generación impacta directamente este componente provocando el mismo comportamiento. Esta curva es afectada también por la aplicación de la variable CPROG.

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 ingresos regulados y haya optado por plan de pérdidas.

Es importante mencionar que, en el caso de ELECTROCAQUETÁ para el año 2022, ya contaba con ingresos aprobados, por lo que el comportamiento en el valor de su variable CPROG se muestra en la Figura 20:

Figura 20. CPROG – Componente de Pérdidas 2022 – ELECTROCAQUETÁ.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En el Figura 20 se puede observar como el valor de las pérdidas ha fluctuado durante el año 2022. Para el mes de abril, experimentó una notable disminución del 29,11%, disminuyendo de 59,84 \$/kWh a 42,42 \$/kWh, dicho cambio coincide con la tendencia presentada en el valor del componente G para el mismo periodo.

La variable CPROG tuvo un valor promedio de 2,17 \$/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 – CPROG). Sin embargo, se aclara que a pesar de que la SSPD muestra la variable CPROG, se indica que la empresa no venía incluyendo la misma en el cálculo del componente de Pérdidas.

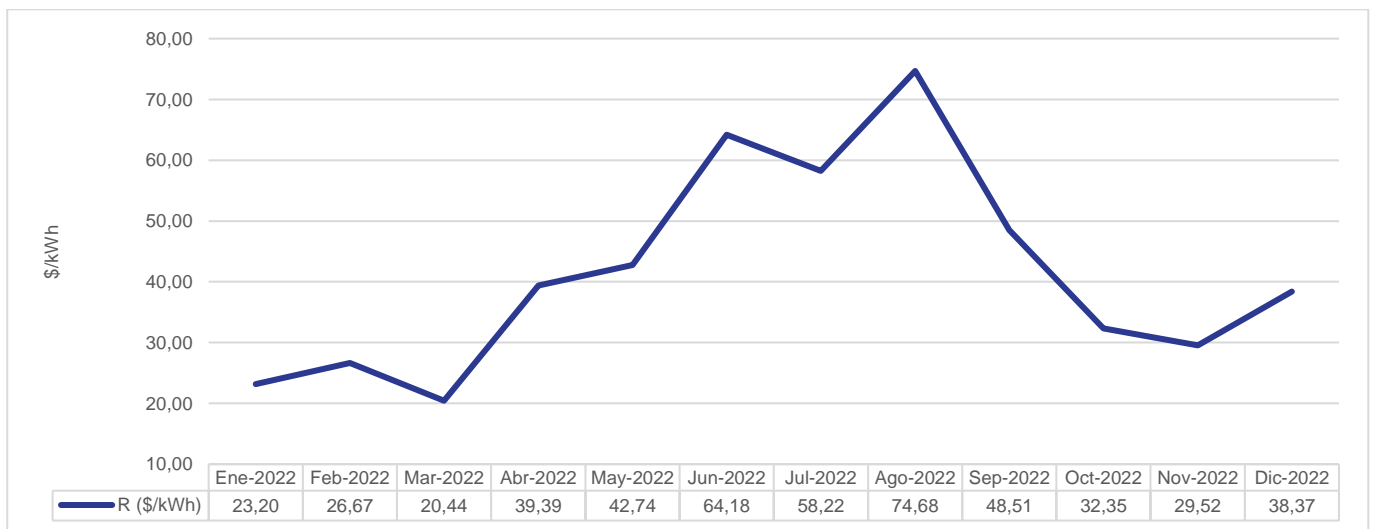
4.4.6.1.6. Componente de Restricciones

En el componente de Restricciones, se ve reflejada la compensación de los sobrecostos en el sistema generados en los despachos de energía y 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 21. Comportamiento del componente de Restricciones 2022 – ELECTROCAQUETÁ



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 21 se muestra el comportamiento del componente de Restricciones, en la cual se puede observar un aumento de 18,95 \$/kWh durante el mes de abril de 2022, continuando con tendencia de aumento hasta el mes de agosto de 2022 con aumentos de 10,85 \$/kWh. Sin embargo, para el mes de septiembre de 2022, el componente experimentó una reducción significativa de 26,17 \$/kWh.

El valor mínimo del componente se registró en el mes de marzo, alcanzando los 20,44 \$/kWh, mientras que el valor máximo se observó en agosto, con 74,68 \$/kWh. Esto implica una variación de 54,24 \$/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.

4.4.6.1.7. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)

El porcentaje de participación observado en el año 2022 de cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio de ELECTROCAQUETÁ, fue en promedio el siguiente:

Tabla 31. Peso porcentual de los componentes del CU 2022 – ELECTROCAQUETÁ

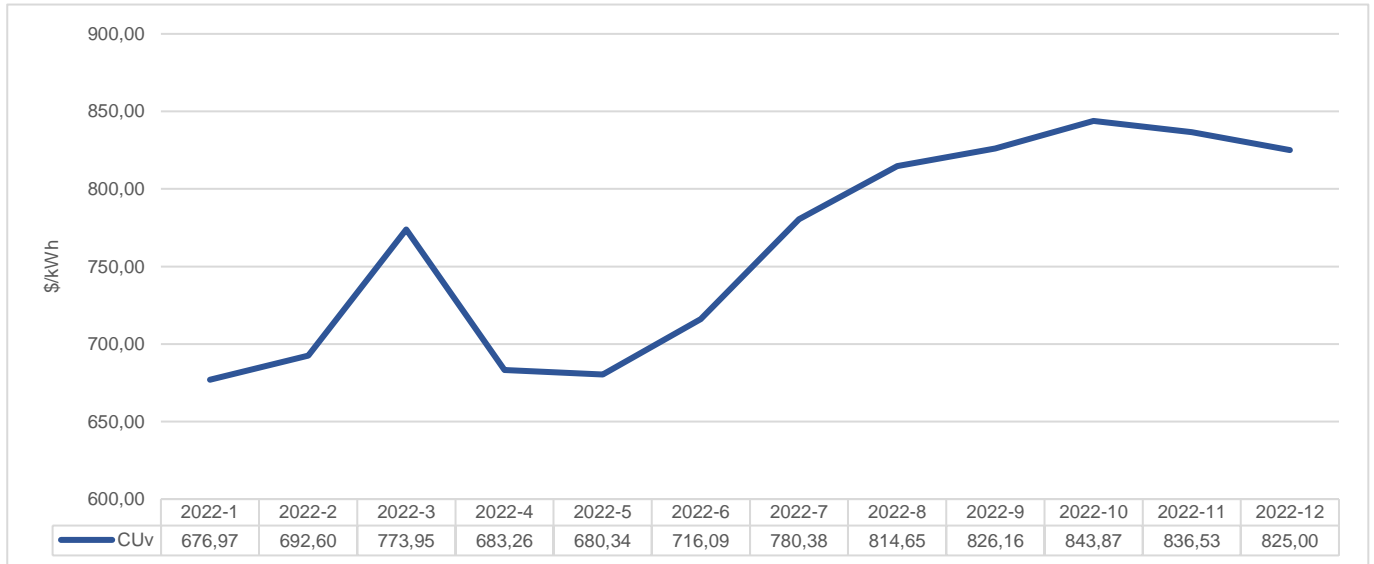
Cu v n,m	Gm	Tm	D n,m	C Vm	PR n,m	Rm
2022	33,0%	6,0%	33,4%	15,7%	6,4%	5,4%

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De acuerdo con la discriminación por componentes, la Generación y la Distribución representaron en promedio el 66,37% 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, mientras que el componente de distribución adquirió un mayor valor al calculado por la empresa de acuerdo al DtUN de la ADD a la que pertenece ELECTROCAQUETÁ.

En la Figura 22 se puede observar que, durante el año 2022, el menor valor registrado en el CU de ELECTROCAQUETÁ fue de 676,97 \$/kWh, correspondiente al mes de enero. Por otro lado, el valor más alto se registró en el mes de octubre alcanzando los 843,87 \$/kWh, este se vio afectado por un aumento de 6,79% en las compras de energía a través de la bolsa en el mercado de energía mayorista.

Figura 22. Comportamiento del valor de CU 2022 – ELECTROCAQUETÁ

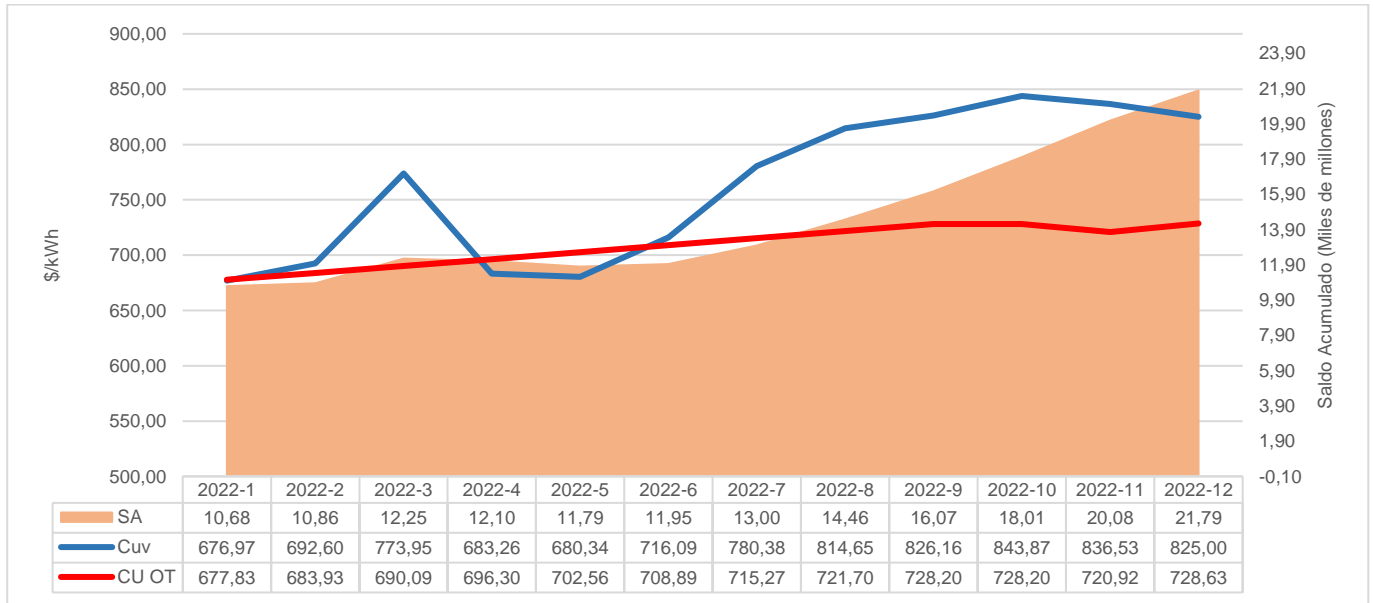


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Es importante destacar que en las Resoluciones CREG 012 de 2020, 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 durante el año 2022 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.

Desde el mes de noviembre del 2020, ELECTROCAQUETÁ. entró en opción tarifaria. En la Figura 23 se puede observar el CU determinado por medio de la Opción Tarifaria (CU OT) y el CU calculado mediante la metodología tarifaria general (CUv).

Figura 23. Comportamiento CUv vs Opción Tarifaria 2022 – ELECTROCAQUETÁ



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 23 se puede apreciar cómo el CU calculado utilizando la metodología de opción tarifaria experimentó aumentos graduales, lo que permitió que los usuarios no percibieran grandes cambios en las tarifas. Además, en el gráfico se muestra el área de color curuba que representa los saldos acumulados de la empresa. Estos saldos corresponden a las diferencias entre el CU calculado mediante la metodología general y el CU calculado mediante la opción tarifaria, multiplicados por las ventas reguladas del mes anterior.

Según la información reportada en el Sistema Único de Información (SUI), ELECTROCAQUETÁ cerró el año con saldos acumulados superiores a los \$20.000 millones. Sin embargo, se observa que la empresa aún no ha comenzado a recuperar dichos saldos. Esto se debe a que en durante los últimos tres trimestres el CU de la opción tarifaria se encontraba en un 7,93% por debajo del CU calculado utilizando la metodología general.

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.

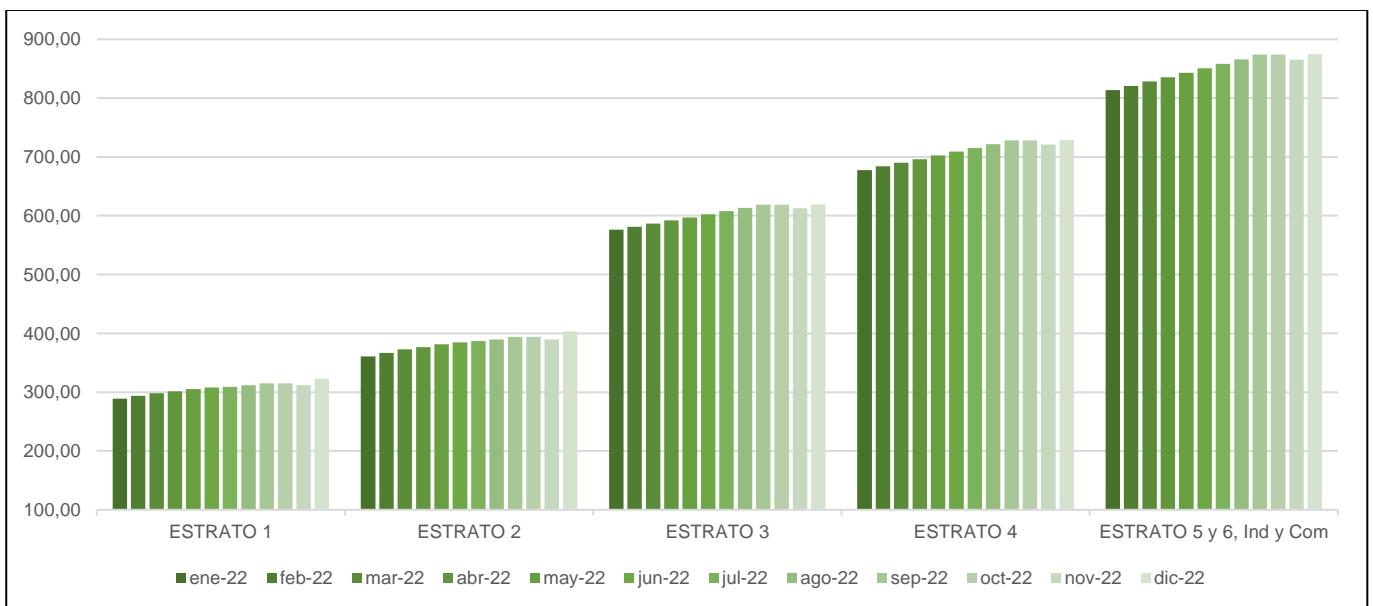
4.4.6.1.8. Tarifas de Energía Eléctrica

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 ELECTROCAQUETÁ, que aplica 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 24 se presentan las tarifas por estrato publicadas por la empresa durante el año 2022. 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 24. Tarifas de Energía Eléctrica 2022 – ELECTROCAQUETÁ



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la misma Figura 24 puede observarse 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; sin embargo, a partir del mes de octubre se evidencian disminuciones en las tarifas gracias a la aplicación de la Resolución CREG 101 031 de 2022. 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, 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

Tabla 32. Tarifas de energía eléctrica 2022 NT1 Prop. OR - ELECTROCAQUETÁ

MES	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com
Ene-22	288,82	361,02	576,16	677,83	813,40
Feb-22	293,62	367,02	581,34	683,93	820,72
Mar-22	298,41	373,01	586,57	690,09	828,10
Abr-22	301,40	376,74	591,85	696,30	835,56
May-22	305,14	381,43	597,18	702,56	843,08
Jun-22	307,71	384,64	602,55	708,89	850,66
Jul-22	309,30	386,63	607,98	715,27	858,32
Ago-22	311,78	389,73	613,45	721,70	866,04
Sep-22	314,97	393,71	618,97	728,20	873,84
Oct-22	314,97	393,71	618,97	728,20	873,84
Nov-22	311,80	389,74	612,78	720,92	865,10
Dic-22	322,64	403,30	619,34	728,63	874,36

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

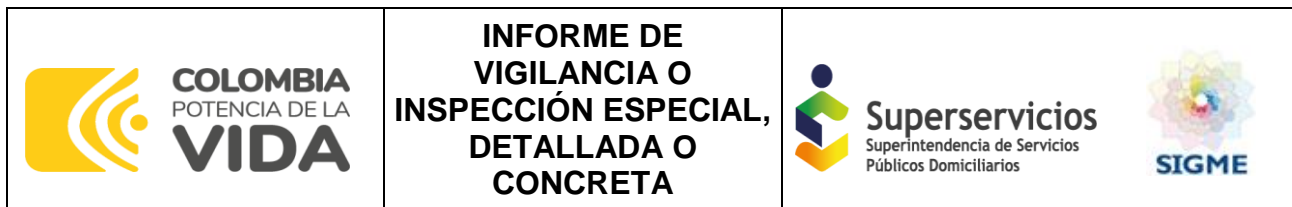
4.4.6.1.9. Resultado de Visita realizada a la empresa en temas tarifarios.

El pasado 02, 03, 04 y 05 de octubre de 2023, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través de la DTGE realizó visita a ELECTROCAQUETÁ en el marco de la evaluación integral, lo cual hace parte del plan de acción para el año 2023.

En lo que se refiere a aspectos comerciales, se abordaron los temas de autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) y el tópico tarifario teniendo en cuenta que la SSPD en el año 2022 realizó diferentes requerimientos asociados al cálculo tarifario por diferencias dentro del proceso de verificación para meses específicos.

Dentro de los temas sobre los cuales se venían haciendo observaciones a la empresa, se identificaban principalmente:

- Diferencias presentadas al momento de replicar los cálculos realizados por la empresa en cuanto al CU publicado y aplicado por la empresa a sus usuarios finales, lo anterior en la determinación de los distintos componentes del CU.
- Se identificaron errores en el reporte de la información al SUI dentro de los formatos tarifarios.
- Demoras, dilación o no remisión de respuestas a requerimientos realizados por SSPD dentro del

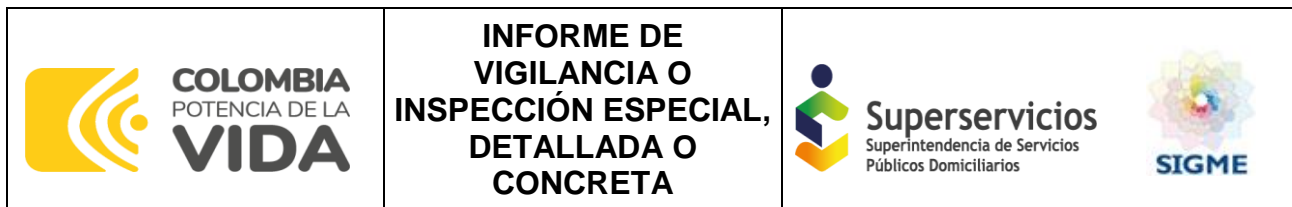


proceso de vigilancia, inspección y control realizado a la empresa en temas tarifarios.

Con relación a la visita realizada al prestador, previamente y por medio de distintas comunicaciones se había manifestado la preocupación presentada debido a la mala práctica en la cual empresa no remite la información que se solicita relacionada a los cálculos detallados del CU, opción tarifaria y de las Tarifas. Lo anterior fue justificado y evidenciado en la evaluación integral, y se origina debido a que la empresa no cuenta con esa información, en algunos casos solicitan plazos para remitir la misma pero finalmente no es remitida. Todo lo anterior dificultó el proceso de evaluación integral y dificulta el proceso de vigilancia que se le realiza a la empresa; lo anterior fue justificado por la empresa debido a que tienen un contrato con la empresa EMPSI que son los dueños del Software MITHRA y que les realiza el cálculo de las tarifas. Dentro de este proceso la empresa le remite las variables que se utilizan en la determinación de cada componente al proveedor del software, y es el encargado de realizar los distintos cálculos concernientes a CU, las tarifas y el CU de Opción Tarifaria que termina publicado y aplicando la empresa al usuario final.

Esta práctica, en la cual la empresa tiene un software administrado por un tercero que realiza los cálculos la emplean varias empresas en Colombia y no representa un incumplimiento a la normatividad vigente; lo anterior no quiere decir que la empresa pueda justificar ni trasladar su responsabilidad a un tercero, en cualquier caso, la empresa es la responsable de las tarifas que cobra a sus usuarios finales, y es la responsable de atender las solicitudes de la Superintendencia. Por todo lo anterior se hace claridad, que dicho suceso fue la razón que dio la empresa, pero no es una razón válida para no atender los requerimientos y no haber suministrado la información requerida para esta Evaluación Integral. Adicionalmente, para cualquier cálculo detallado o inquietud relacionada a la determinación del CU y las tarifas, ELECTROCAQUETÁ debe solicitar dicha información a la empresa administradora del Software y quedan sujetos, en su totalidad, a los tiempos que a ellos les tome; la empresa no realiza procesos de verificación de dichos cálculos lo cual representó para la vigencia 2022 una serie de diferencias en los cálculos realizados por la empresa y los cálculos realizados por la SSPD como se pudo observar previo a la visita de la DTGE.

Lo anteriormente expuesto, dejó en evidencia en la visita realizada, que la empresa no tenía el conocimiento ni la capacidad de realizar el cálculo de tarifas de energía eléctrica y depende 100% del tercero contratado, ya que a los cuestionamientos realizados por la SSPD no pudieron dar una respuesta satisfactoria y para la evaluación integral no se contó con los cálculos de la información publicada para la vigencia 2022. Al verificar las diferencias encontradas se observó la materialización del riesgo que corre la empresa al no estar en la capacidad de replicar los cálculos que realiza el

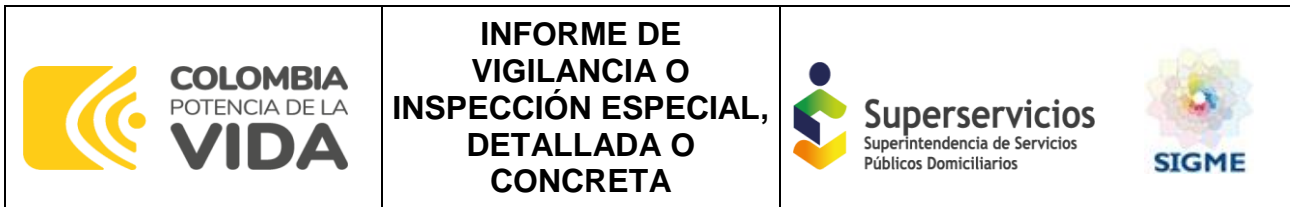


software, por lo que, entendiendo la autonomía administrativa de la que gozan, se sugirió considerar fortalecer al interior de la misma, un equipo que asuma la responsabilidad del proceso de cálculo de tarifas de la empresa y puedan corroborar los cálculos de la tarifa que arroja el software contratado; lo anterior, basando su importancia en que el cálculo de tarifas es la columna vertebral de las empresas, ya que determina sus ingresos y las inversiones que puedan realizar y, un error en el cálculo de tarifas de energía eléctrica por falta de controles al interior de la empresa, puede representar cambios en los ingresos, refacturaciones, determinación de subsidios, incluso, acciones administrativas por parte de la Superservicios.

Adicionalmente se encontraron diferencias al inicio del proceso de los cálculos que realiza la empresa por medio del software, dichas diferencias se originan en la información que remite la empresa ELECTROCAQUETÁ al proveedor del Software y que son insumo para realizar los cálculos. Uno de los casos más significativos se evidenció con relación al valor que es liquidado por el LAC correspondiente a la variable CPROG que transfieren a la tarifa, el cual la empresa no tenía en cuenta para realizar sus cálculos y por lo que no se cobró a los usuarios; lo anterior se evidenció debido a que XM liquida un valor por este concepto diferente de cero, pero la empresa, en las variables remitidas al proveedor del software relacionaba siempre un valor igual a cero, lo cual corresponde a una inaplicación de la metodología tarifaria.

La empresa adicionalmente presentó inconsistencias con el reporte de información, estas inconsistencias de igual manera dificultaron el proceso concerniente a la Evaluación Integral, inconsistencias con la variable W, Cfj y ECC para distintos períodos. Otra de las diferencias significativas percibidas en los componentes del CU se evidenció en el valor del componente de Transmisión publicado y aplicado por la empresa en algunos de los periodos del 2022. Las distintas diferencias que se lograron identificar en la determinación del CU y de tarifas implican la necesidad de recalcular los saldos acumulados, evaluar el posible impacto al usuario final y corregir la información en caso de generar afectaciones en las tarifas aplicadas a los usuarios, incluido validaciones del FSSRI con el Ministerio de Minas y Energía.

Por último, se encontraron diferencias en el componente de Comercialización, donde se pretendía por parte de la SSPD encontrar las causas de las diferencias por medio del reporte del cálculo del cargo de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados de 2022 del que trata el artículo 24 de la Resolución CREG 180 de 2014 pero, la empresa no realizó dicho reporte en las fechas establecidas por lo cual no fue posible realizar la revisión dentro de las fechas establecidas para el desarrollo de la presente evaluación. Es preciso mencionar que la empresa remitió dicha información de forma



extemporánea en cumplimiento a un compromiso adquirido en la visita de evaluación integral, aun así, por la extemporaneidad del reporte no fue posible realizar el cálculo detallado de dicha información.

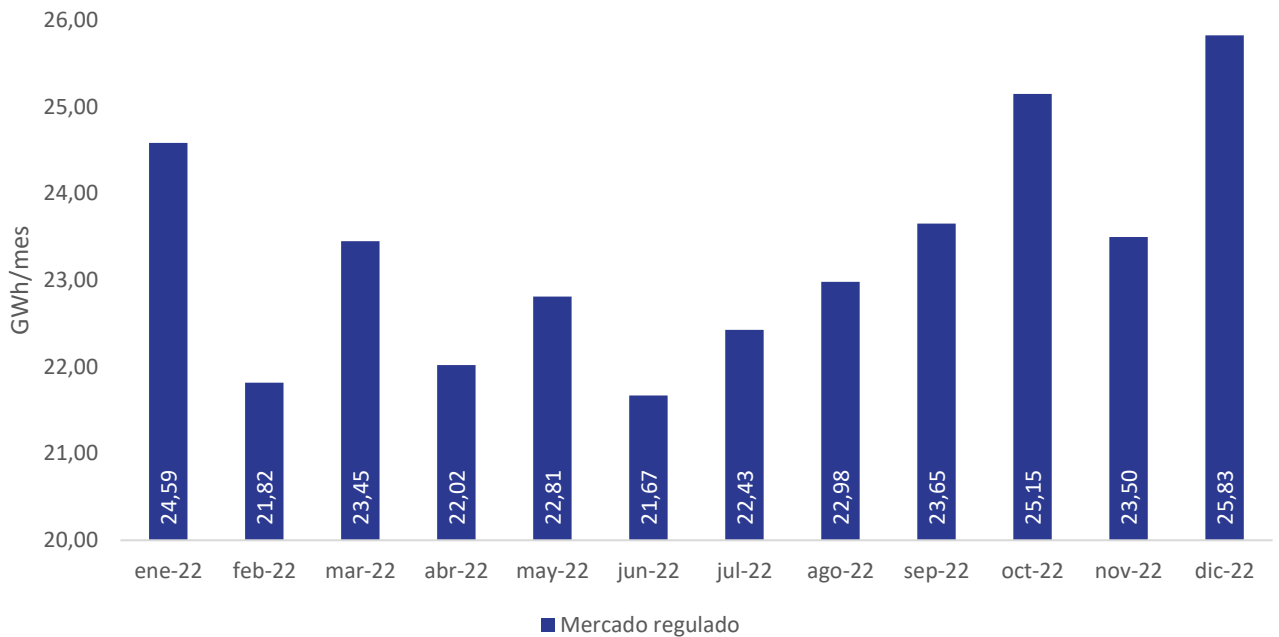
Así mismo, el día 7 de noviembre de 2023, se llevó a cabo un espacio de reunión virtual con la empresa donde, desde la SSPD se solicitó nuevamente que remitieran los cálculos detallados del Costo Unitario de Prestación del Servicio, opción tarifaria y tarifas incluyendo las fórmulas detalladas con el objeto de hacer seguimiento a las mismas y encontrar la causa de todas las diferencias ya que, en lo remitido en un inicio extemporáneamente por el prestador como parte de los compromisos de la evaluación integral, no cumplía con lo solicitado por la SSPD.

4.4.6.2. Mercado de Energía Mayorista (MEM)

ELECTROCAQUETÁ comercializador, participa como comprador mercado de contratos para atender usuarios regulados. En lo que tiene que ver con el MEM, adquiere contratos a generadores, así como participa en el mercado spot.

En cuanto a la atención de la demanda, ELECTROCAQUETÁ contó con una demanda promedio en 2022 de 23,32 GWh/mes que correspondió al 100% la demanda regulada como se encuentra en la **Figura 25**.

Figura 25. *Demanda atendida por el agente comercializador ELECTROCAQUETA*

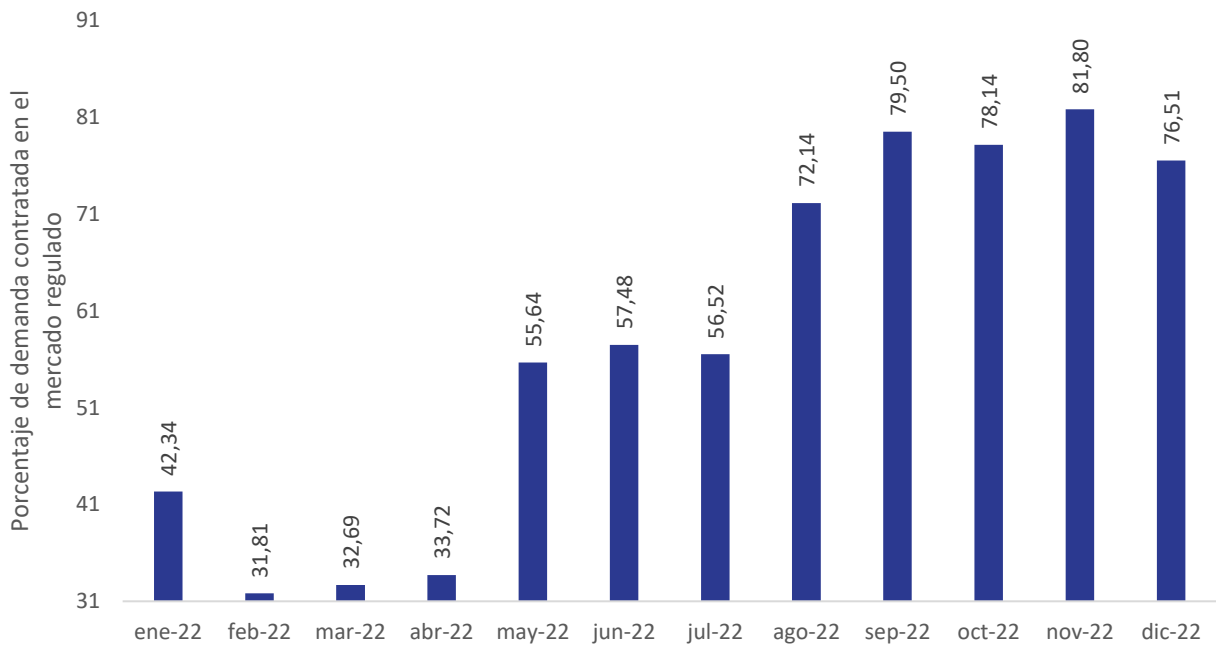


Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

Contratación del comercializador

El comercializador durante lo corrido del año 2022 contó con un nivel de contratación para el mercado regulado promedio del 58,19%, que corresponde a un nivel de exposición en energía en bolsa de 41,81%, durante el año analizado el cubrimiento de la demanda por medio de contratos fue de mínimo el 31,81% para el mes de febrero y un valor máximo de 81,80% en el mes de noviembre del mismo año como se observa en la figura a continuación.

Figura 26. Porcentaje de demanda contratada en el mercado regulado ELECTROCAQUETÁ



Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

4.4.7. Aspectos técnicos

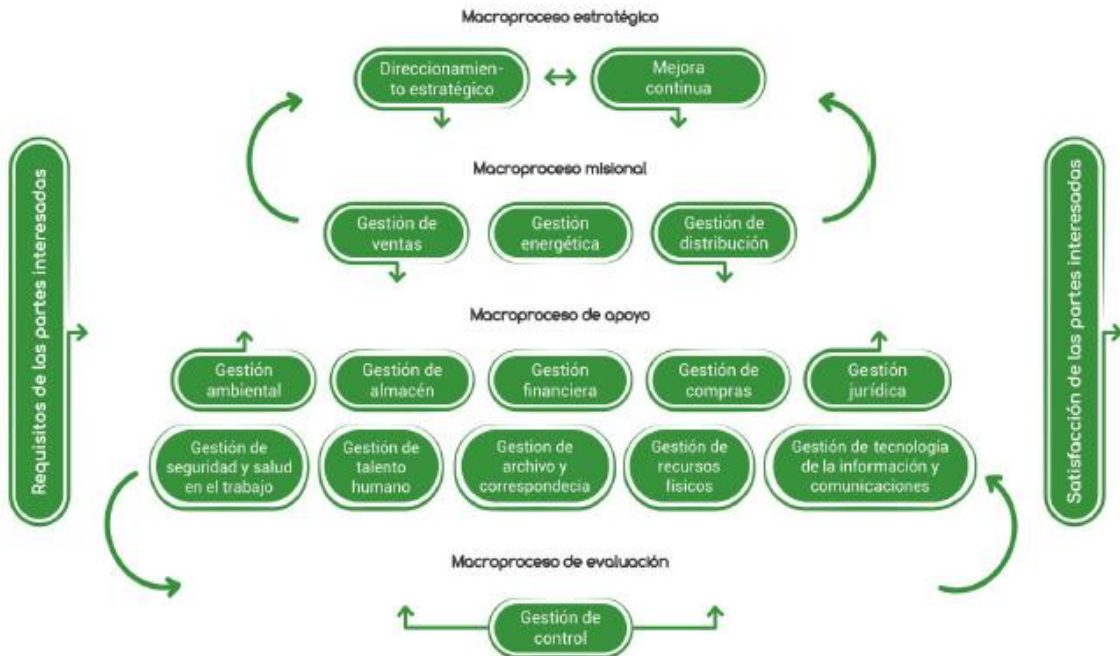
Se realiza la revisión de los aspectos técnicos operativos iniciando por una breve descripción de la empresa enfocada al tema técnico que corresponde a esta sección.

4.4.7.1. Diagrama de procesos

ELECTROCAQUETÁ presenta su modelo de procesos, evidenciando que dentro de los macroprocesos misionales se encuentra el macroproceso de distribución, como se muestra en la Figura 27.

Figura 27. Diagrama de procesos ELECTROCAQUETÁ

MAPA DE PROCESOS

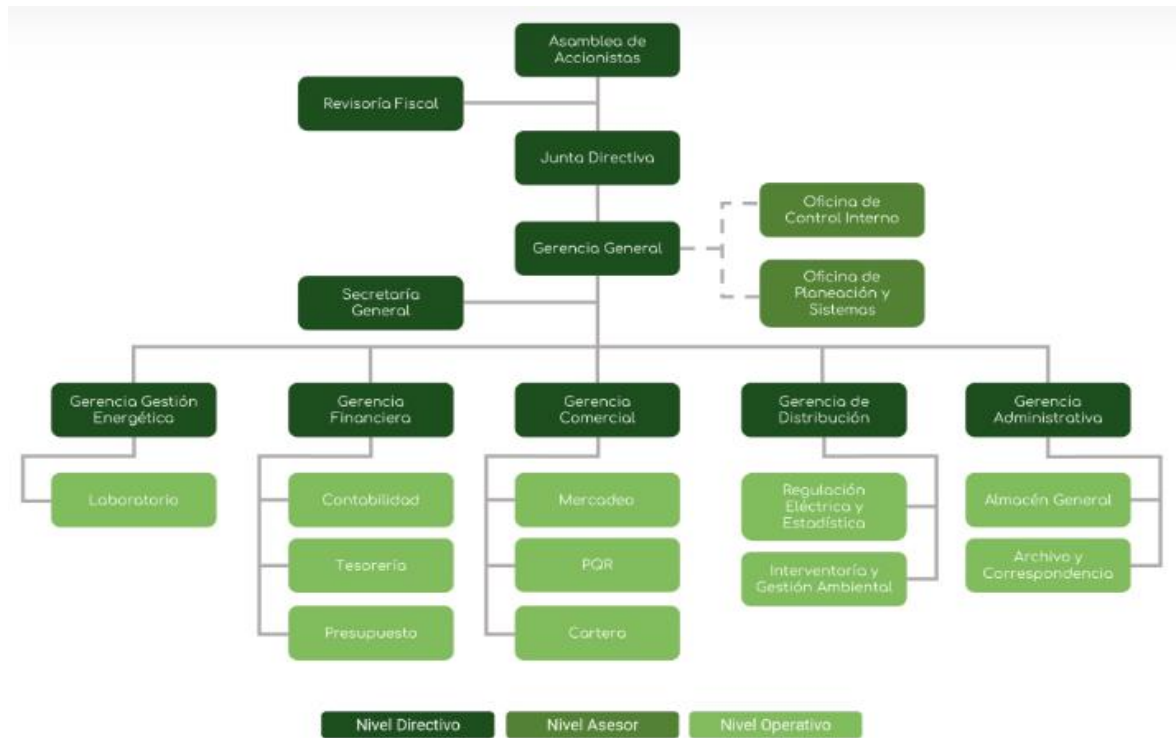


Fuente: ELECTROCAQUETÁ

4.4.7.2. Estructura organizacional de la Empresa

La estructura administrativa al interior de ELECTROCAQUETÁ se encuentra en cabeza del Gerente General, quien a su vez mantiene una relación directa con los niveles directivos de la empresa, es decir con la Gerencia de Gestión Energética, Gerencia Financiera, Gerencia Comercial, Gerencia de Distribución y Gerencia Administrativa, estas últimas mantienen una relación directa con las áreas operativas de la empresa. Ver Figura 28.

Figura 28. Estructura administrativa ELECTROCAQUETÁ



Fuente: ELECTROCAQUETÁ

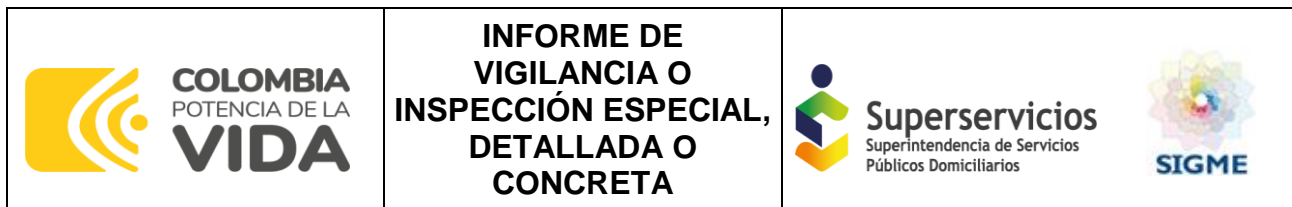
4.4.7.3. Descripción de la infraestructura del Sistema de Distribución Local (SDL) y Sistema de Transmisión Regional (STR)

El sistema eléctrico de ELECTROCAQUETÁ, se encuentra interconectado al sistema nacional a través de una línea de 115 kV, con una longitud aproximada de 54,1 km, en conductor 336,4 MCM y disposición horizontal en su mayoría, dicha línea fue construida hace

40 años desde la subestación Altamira en el departamento del Huila hasta la subestación Centro (Florencia) en el departamento de Caquetá, dado que la línea 115 kV atraviesa la cordillera oriental, la topografía del terreno dificulta la reparación de dicha línea cuando se presentan daños.

El sistema eléctrico está compuesto por dos subestaciones en nivel de tensión 4, La SE Centro (Florencia) y la SE Doncello.

Subestación Centro a 115 kV:



En esta subestación, se encuentran instalados cuatro transformadores de Potencia como se describe a continuación: a) transformador de 60 MVA con relación 115/34,5 kV asociado a las cargas de dos transformadores con relación 34,5/13,8 kV, b) transformador de 9-12,5 MVA, c) transformador de 15-20 MVA y d) transformador de 15 MVA con relación 115/34,5 kV que conecta la línea 34,5 kV de la zona sur, la cual alimenta las subestaciones Ciudadela Siglo XXI, Morelia, Valparaíso, Solita, Belén de los Andaquíes, San José, Albania y Dorado.

Subestación Doncello a 115 kV:

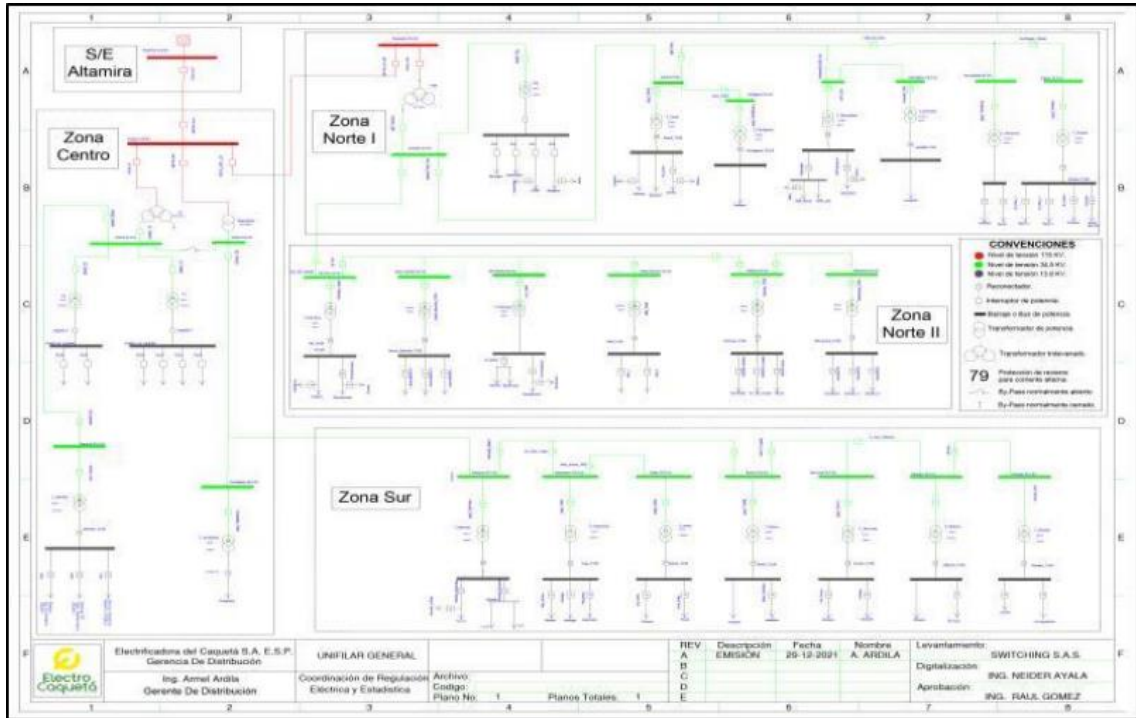
En esta subestación se encuentra instalado un transformador de 17-22 MVA, con relación 115/34,5 kV, el cual se conecta desde la subestación Centro (Florencia) a través de la línea 115 kV, con una longitud aproximada de 54,5 km en conductor 397,5 MCM. Desde esta subestación, se alimentan las cargas de un transformador de 3 MVA con relación 34,5/13,8 kV para el municipio de El Doncello y con salidas para dos líneas de 34,5 kV hacia las subestaciones: La Montañita, San Antonio, El Paujil, Cartagena del Chairá, Solano, Puerto Rico, San Vicente del Caguán, Santa Martha, Delicias y La Macarena (Meta).

En resumen, la distribución de energía a los usuarios de ELECTROCAQUETÁ, se realiza por medio de 12.313 km de red, con un total de 8.050 transformadores de distribución asociados a 22 subestaciones de energía conectadas en los siguientes niveles de tensión:

- Subestaciones nivel de tensión 115/34,5/13,8 kV: 2
- Subestaciones nivel de tensión 34,5/14,4 kV: 3
- Subestaciones nivel de tensión 34,5/13,2 kV: 1
- Subestaciones nivel de tensión 34,5/13,8 kV: 16

En total se encuentran interconectados al sistema eléctrico los dieciséis municipios del Caquetá, la Macarena en el Meta y la Inspección de Puerto Guzmán en Putumayo, prestando el servicio de energía a 118.797 usuarios.

Figura 29. Diagrama unifilar ELECTROCAQUETÁ, nivel de tensión IV



Fuente: ELECTROCAQUETÁ

4.4.7.3.1. Subestaciones asociadas al SDL

El sistema eléctrico de ELECTROCAQUETÁ tiene 20 subestaciones distribuidas en diferentes puntos estratégicos en el departamento, con las cuales atiende la demanda total del sistema eléctrico, Para la interconexión de sus subestaciones posee un sistema de transmisión regional, que se compone por 2 subestaciones a nivel de tensión 115 kV. A continuación, se enlistan las subestaciones asociadas al SDL:

Tabla 33. Subestaciones asociadas al SDL de ELECTROCAQUETÁ

Municipio	Propietario	Administrador	Nivel de tensión (Kv)	Año entrada	Código subestación
Florencia	Electrificadora	Electrificadora	34,5/13,8	2013	SAT
Florencia	Municipio	Electrificadora	34,5/13,8	2002	CIU
Montañita	Electrificadora	Electrificadora	34,5/13,8	1986	MÑ
Paujil	Electrificadora	Electrificadora	34,5/13,8	1997	PA
Puerto Rico	Electrificadora	Electrificadora	34,5/13,8	1992	PR
San Vicente	Electrificadora	Electrificadora	34,5/13,8	1997	SV
San Vicente	Minminas	Electrificadora	34,5/14,4	2019	SMATHA
Morelia	Electrificadora	Electrificadora	34,5/13,8	1997	MO

Municipio	Propietario	Administrador	Nivel de tensión (Kv)	Año entrada	Código subestación
Valparaíso	Minminas	Electrificadora	34,5/13,8	2010	VA
Solita	Minminas	Electrificadora	34,5/13,8	2010	SO
Belén	Electrificadora	Electrificadora	34,5/13,2	1984	BE
Albania	Electrificadora	Electrificadora	34,5/13,8	1984	AL
San José	Electrificadora	Electrificadora	34,5/13,8	2004	SJ
Dorado	Electrificadora	Electrificadora	34,5/13,8	1985	DO
Cartagena	Minminas	Electrificadora	34,5/13,8	2007	CA
Milán	Minminas	Electrificadora	34,5/13,8	2008	SAG
Solano	Minminas	Electrificadora	34,5/13,8	2017	SOL
San Vicente	Minminas	Electrificadora	34,5/13,8	2018	MB
San Vicente	Minminas	Electrificadora	34,5/14,4	2014	DEL
La Macarena	Minminas	Electrificadora	34,5/14,4	2015	MAC

Fuente: ELECTROCAQUETÁ

4.4.7.3.2. Transformadores de distribución

ELECTROCAQUETÁ tiene la administración, operación y mantenimiento de 8.050 transformadores de distribución distribuidos en su mercado de comercialización, en la Tabla 34 se presenta el detalle por capacidad y cantidad de los transformadores que opera.

Tabla 34. Detalle Transformadores de distribución ELECTROCAQUETÁ

Potencia transformador (kVA)	Cantidad transformadores
5	4.123
10	764
15	1.326
20	1
25	244
30	332
37,5	162
45	460
50	95
75	411
112,5	111
150	21

Fuente: ELECTROCAQUETÁ – Elaboración DTGE

De igual manera, en la **Tabla 34**, se muestran los transformadores que han sido reemplazados y la cantidad de usuarios afectados, durante los años 2021 y 2022, evidenciando la disminución tanto de transformadores reemplazados en un 54,1%, así como del número de usuarios afectados en un 4,7%.

Tabla 35. *Detalle Transformadores reemplazados y usuarios afectados 2021-2022*

Potencia transformador (kVA)	Total transformadores reemplazados 2021	Total transformadores reemplazados 2022	Total usuarios afectados 2021	Total usuarios afectados 2022
5	303	123	863	362
10	40	17	168	94
15	18	13	92	79
25	3	2	86	82
30	1	1	21	10
37,5	2	1	176	71
45	7	12	735	1406
50	5	2	555	374
75	5	6	594	824
112,5	2	0	175	0
Total general	386	177	3465	3302

Fuente: ELECTROCAQUETÁ – Elaboración DTGE

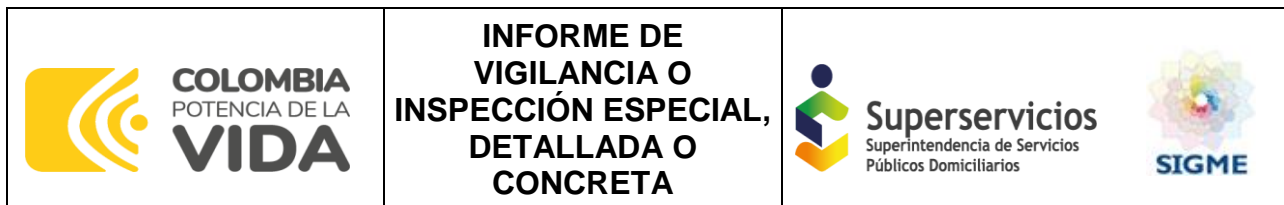
4.4.7.3.3. Centro de control

ELECTROCAQUETÁ cuenta con un Centro de Control, desde donde se realiza la coordinación y ejecución de las maniobras en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL), para lo cual dispone de un DMS (Sistema de Gestión de la Distribución) sistema que integra SCADA-OMS-TCS-CMS para el centro de supervisión y maniobras del sistema eléctrico del SDL, de acuerdo con las especificaciones y condiciones según la regulación vigente.

El objetivo principal que se busca con el centro de control está encaminado a contar con sistemas operativos y corporativos integrados que funcionen armónicamente, compartan información e interactúen entre ellos y además permitan facilitar los procesos al interior de la empresa, mejorando la calidad del servicio eléctrico prestado a sus clientes.

La integración del centro de control permite intercambiar información con los Sistemas de Adquisición y Control de Datos (SCADA), los cuales a su vez suministran información y envían mandos remotos a la red eléctrica, por cuanto las aplicaciones del Sistema de Gestión de la Distribución (DMS) proporcionan las herramientas necesarias para la toma de decisiones operativas que redundan en la mejora del rendimiento de ELECTROCAQUETÁ.

Estos sistemas operativos y corporativos integrados soportan de modo integral la gestión del centro de



control de distribución en sus aspectos técnicos, operativos, económicos y administrativos, abarca desde la planificación de las diferentes actividades comerciales, así como su operación y mantenimiento. Para ello se integra con el sistema de gestión de la distribución SPARD® mp y el Sistema de Información Comercial SIEC.

ELECTROCAQUETÁ dispone del sistema de gestión geográfico SPARD® mp Distribución con el módulo de calidad de servicio e interfases con el sistema comercial SIEC. Se cuenta con un sistema SCADA – DMS, adicionalmente con los siguientes módulos:

- OMS - Outage Management System (Operación y Calidad de Servicio)
- TCS - Trouble Call System (Gestión de Llamadas Problema)
- CMS - Crew Management System (Gestión de Eventos y Cuadrillas)

Los módulos anteriores, son totalmente integrados con el sistema SCADA y con el sistema SPARD® mp.

➤ **Sistema SCADA:**

El Sistema SCADA permite la transferencia de información desde los equipos instalados en cada una de las subestaciones hasta la estación maestra ubicada en las instalaciones del Centro de Control de ELECTROCAQUETÁ, por medio de una red de comunicaciones de datos.

El sistema SCADA comprende el siguiente alcance:

- a) Software
- b) Hardware del Sistema SCADA

➤ **Sistema OMS / TCS / CMS**

La funcionalidad importante complementaria al SCADA, consiste del SPARD® mp OMS (Operación y Calidad de Servicio telecontrolada y no telecontrolada), TCS (Gestión de Llamadas Problema) y CMS (Gestión de Cuadrillas).

- a) OMS – Operación Y Calidad de Servicio

El OMS (Outage Management System) permite una operación simulada para la parte no telecontrolada de la red y en tiempo real para la parte telecontrolada por el SCADA. Sirve al operador del centro de control como una plataforma geográfica visual para realizar u observar maniobras.

b) TCS y CMS - Gestión de Llamadas, Eventos y Cuadrillas

TCS & CMS es un sistema de atención de llamadas de clientes (“Quejas”) por motivo de interrupción del servicio de energía. Igualmente, es una herramienta poderosa para optimizar la gestión de las cuadrillas en el proceso de arreglo de daños y de mantenimiento programado. El módulo de Gestión de Llamadas, Eventos y Cuadrillas es la aplicación que esta interconectada con mayor número de otros sistemas: el SIEC, SPARD® Distribución, OMS - SCADA, CMS, Contact Center.

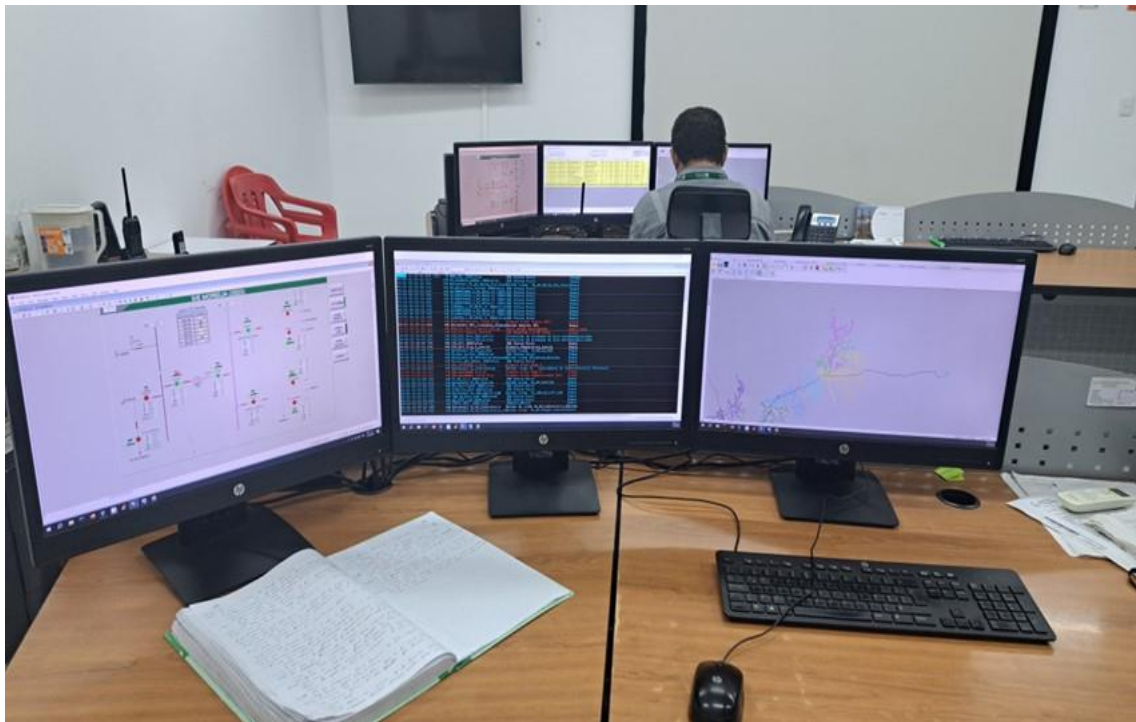
➤ **Esquema de Integración**

➤ **Entrenamiento, Capacitación y Documentación**

Con la implementación del centro de control, se realizó la descripción de los servicios y se capacitó y documento al personal operativo, con el fin de que el personal designado por ELECTROCAQUETÁ cuente con las herramientas de conocimiento necesarias y adecuadas para la operación del sistema.

Por último, en la **Figura 31** se muestra el centro de control durante la visita de inspección realizada por esta Superintendencia.

Figura 31 muestra el esquema de integración y el flujo de datos entre los diferentes módulos de SPARD® mp, el sistema SCADA y el Sistema de Información Comercial SIEC, las aplicaciones externas Contact Center y la aplicación SPARD GD-CONNECT, esta última se implementó para dar cumplimiento a las Resoluciones CREG 030 de 2018 y CREG 174 de 2021.



Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral ELECTROCAQUETÁ

4.4.7.3.4. Plan de mejoramiento de la calidad del servicio

ELECTROCAQUETÁ, realiza el mantenimiento del sistema eléctrico para el departamento mediante la contratación de 5 empresas, teniendo en cuenta que la empresa dividió el departamento en 4 zonas, cada empresa contratista tienen a su cargo el mantenimiento en una zona determinada, sin embargo el quinto contratista que realiza los trabajos de mantenimiento en línea viva, tiene bajo su cargo principalmente la zona centro y también se desplaza para cubrir algunas actividades que requieren su acción en otras zonas del departamento.

La programación de las actividades relacionadas con el mantenimiento del sistema eléctrico se realiza por cada uno de los contratistas mediante cronogramas semestrales, donde se relacionan las actividades que requieren atención, tales como controles de vegetación, botón de ronda en subestaciones, revisiones de línea, cambio de transformadores averiados, etc.

A continuación, se relacionan los criterios técnicos, a partir de los cuales se programan las diferentes actividades de mantenimiento:

- Programación de revisiones periódicas de las redes eléctricas en nivel de tensión 1, 2 y 3 con el objetivo de identificar acercamientos de vegetación y novedades estructurales que puedan afectar potencialmente de manera negativa la infraestructura eléctrica. Lo anterior con el objetivo

de proyectar acciones preventivas y evitar las interrupciones descontroladas y prolongadas en la prestación del servicio de energía eléctrica.

- Revisión de subestaciones a diario, identificando cualquier novedad o anomalía, producto de esto se realizan controles de brotes de vegetación mensualmente, de igual forma, se identifican a tiempo las novedades en la infraestructura de las subestaciones para ser evaluadas y programadas con suspensiones generales del servicio o se proyecta con las cuadrillas de "línea viva".
- Debido a que la calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica, también se ve afectada significativamente por mal funcionamiento de los centros de transformación, se realizan las medidas de cargabilidad durante todo el semestre en los transformadores que poseen una magnitud considerable de usuarios y aquellos que suministran el servicio a edificaciones de entidades de importancia.

A continuación, en las Tabla 36 y Tabla 37, se la ejecución de actividades durante el primero y segundo semestre de 2022.

Tabla 36. Ejecución de actividades plan de mantenimientos primer semestre 2022.

Año	Mes	Actividades programadas	Actividades ejecutadas	% de cumplimiento
2022	ENERO	402	400	100%
2022	FEBRERO	399	398	100%
2022	MARZO	459	464	101%
2022	ABRIL	436	341	78%
2022	MAYO	495	383	77%
2022	JUNIO	485	371	76%

Fuente: ELECTROCAQUETA – Elaboración DTGE

Tabla 37. Ejecución de actividades plan de mantenimientos segundo semestre 2022.

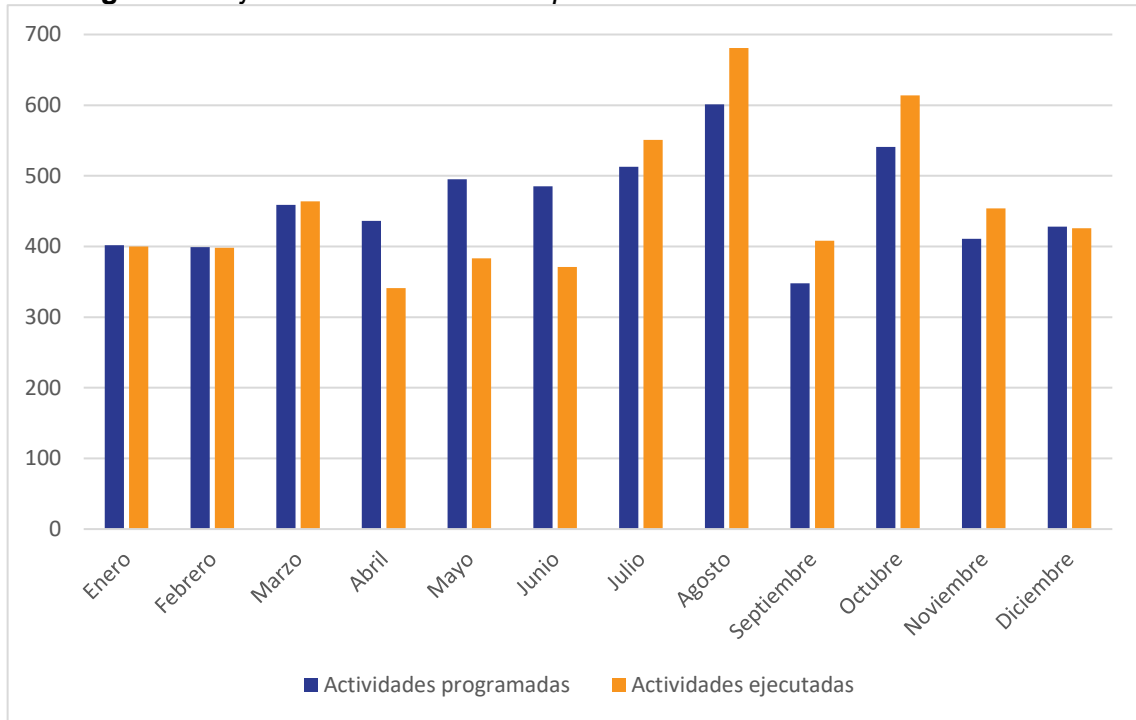
Año	Mes	Actividades programadas	Actividades ejecutadas	% de cumplimiento
2022	JULIO	513	551	107%
2022	AGOSTO	601	681	113%
2022	SEPTIEMBRE	348	408	117%
2022	OCTUBRE	541	614	113%
2022	NOVIEMBRE	411	454	110%
2022	DICIEMBRE	428	426	100%

Fuente: ELECTROCAQUETA – Elaboración DTGE

En la Figura 32 se presenta el comportamiento del cumplimiento a la programación semestral de actividades para el 2022, donde se puede apreciar que efectivamente en el segundo

semestre del 2022, se supera el 100% en la ejecución de las programaciones de los planes de mantenimientos.

Figura 32. Ejecución de actividades plan de mantenimientos 1S-2S de 2022.



Fuente: ELECTROCAQUETÁ – Elaboración DTGE

4.4.7.4. Calidad del servicio en el Sistema de Distribución Local (SDL)

Antes de presentar resultados en términos de calidad del servicio para ELECTROCAQUETÁ, es importante precisar algunos conceptos sobre la actualidad regulatoria al respecto. La metodología regulatoria de evaluación de la calidad del servicio de energía eléctrica se establece en la Resolución CREG 015 de 2018, cuya aplicación inició en enero de 2019. La evaluación de la calidad se fundamenta principalmente en el seguimiento a los indicadores de calidad media (SAIDI y SAIFI²) e indicadores de calidad individual (DIU y FIU³), que representan el tiempo de indisponibilidad y la cantidad de

² SAIDI: Indicador de duración promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR, durante el año, medido en horas al año.

SAIFI: Indicador de frecuencia promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR, durante el año, medido en cantidad al año.

³ DIU: Duración total acumulada en horas de los eventos percibidos por un usuario, conectado a un nivel de tensión específico y que pertenece a un grupo de calidad, en un periodo de doce meses.

FIU: Número total acumulado de eventos percibidos por un usuario, conectado a un nivel de tensión específico y que pertenece a un grupo de calidad, en un periodo de doce meses.

interrupciones del servicio que se generan en todo el mercado de comercialización de los prestadores y de forma individual para cada usuario, respectivamente.

Con base en estos indicadores, la regulación establece el esquema de incentivos y compensaciones, los cuales, en 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, o beneficios monetarios para los usuarios en sus facturas en el caso de la calidad individual. La Superintendencia, en el marco de sus funciones, realiza el monitoreo de estos indicadores y vigila que se encuentren dentro de los límites definidos por la regulación vigente.

Dado lo anterior, la CREG, mediante la Resolución CREG 027 de 2021 «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 Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.» estableció los indicadores de referencia y las metas de calidad del servicio media e individual con las cuales se evalúa la calidad del servicio para el mercado de comercialización de ELECTROCAQUETÁ- En las Tabla 38, Tabla 39 y Tabla 40, se presentan los valores calculados por la CREG para ELECTROCAQUETÁ, respecto a las metas de calidad media del servicio.

Tabla 38. Indicadores de referencia de calidad media – ELECTROCAQUETÁ

Variable	Unidad	Valor
SAIDI_Rj	Horas	55,563
SAIFI_Rj	Veces	39,570

Fuente: CREG 027 de 2021 – Elaboración DTGE

Tabla 39. Metas anuales de calidad media para el indicador de duración, horas

Año	Año del periodo tarifario	SAIDI_M _{j,t}	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
2019	t=1	51,118	50,862	51,373
2020	t=2	47,028	46,793	47,263
2021	t=3	43,266	43,050	43,482
2022	t=4	39,805	39,606	40,004
2023	t=5	36,620	36,437	36,803

Fuente: CREG 027 de 2021 – Elaboración DTGE

Tabla 40. Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia, veces

Año	Año del periodo tarifario	SAIFI_M _{j,t}	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
2019	t=1	36,405	36,223	36,587
2020	t=2	33,492	33,325	33,660
2021	t=3	30,813	30,659	30,967
2022	t=4	28,348	28,206	28,490
2023	t=5	26,080	25,950	26,211

Fuente: CREG 027 de 2021 – Elaboración DTGE

Así mismo, la comisión, mediante la Resolución CREG 027 de 2021, estableció los indicadores de calidad individual de duración y frecuencia de eventos por grupo de calidad⁴ (DIUG - FIUG) para los usuarios del mercado de comercialización de ELECTROCAQUETÁ.

En las **Tabla 41** y **Tabla 42** 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 ELECTROCAQUETÁ no deberán superar dichos indicadores en una ventana móvil de un año o podrán ser sujetos de compensación por calidad individual.

Tabla 41. DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas – ELECTROCAQUETÁ

Riesgo	Ruralidad 1 (horas)	Ruralidad 2 (horas)	Ruralidad 3 (horas)
Riesgo 1	-	-	88,33
Riesgo 2	19,90	-	123,68
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: CREG 027 de 2021 – Elaboración DTGE

Tabla 42. DIUG nivel de tensión 1, horas – ELECTROCAQUETÁ

Riesgo	Ruralidad 1 (horas)	Ruralidad 2 (horas)	Ruralidad 3 (horas)
Riesgo 1	-	66,71	79,55
Riesgo 2	35,53	102,50	202,77
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: CREG 027 de 2021 – Elaboración DTGE

⁴ Los grupos de calidad se establecen en la Resolución CREG 015 de 2018, con base en el nivel de ruralidad, niveles de riesgo de falla y niveles de tensión. Los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual por grupo de calidad (DIUG y FIUG) son diferentes para todos los OR, y se establecen en cada resolución particular de aprobación de los cargos de la actividad de distribución.

Tabla 43. FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces – ELECTROCAQUETÁ

Riesgo	Ruralidad 1 (veces)	Ruralidad 2 (veces)	Ruralidad 3 (veces)
Riesgo 1	-	-	78
Riesgo 2	22	-	56
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: CREG 027 de 2021 – Elaboración DTGE

Tabla 44. FIUG nivel de tensión 1, veces – ELECTROCAQUETÁ

Riesgo	Ruralidad 1 (veces)	Ruralidad 2 (veces)	Ruralidad 3 (veces)
Riesgo 1	-	70	66
Riesgo 2	40	62	104
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: CREG 027 de 2021 – Elaboración DTGE

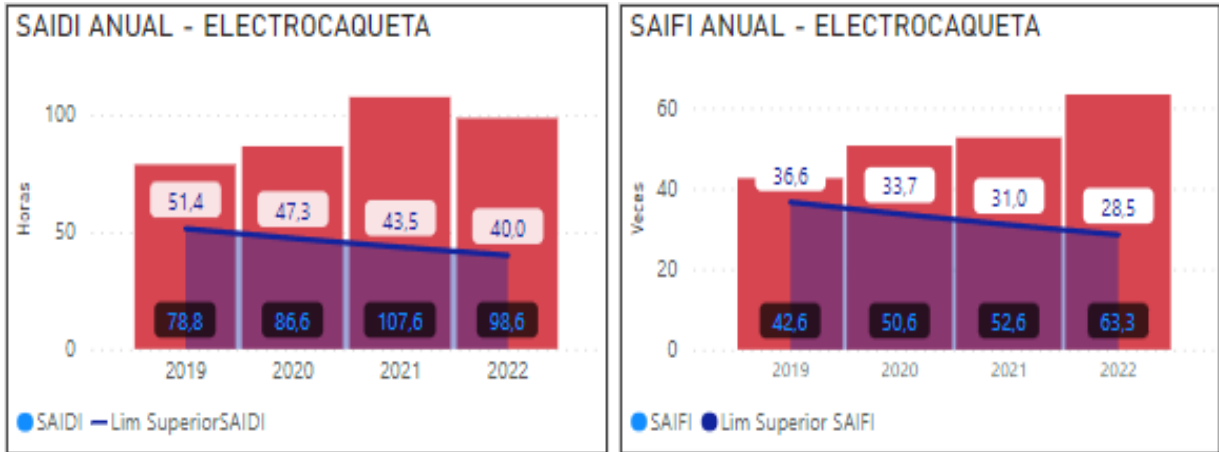
4.4.7.4.1. Calidad Media del servicio de energía eléctrica

Respecto a lo mencionado, la evolución de la calidad media del servicio de energía eléctrica para el mercado de comercialización de ELECTROCAQUETÁ, desde el año 2019 al 2022, se comportó de la siguiente manera:

- Para el año 2019 ELECTROCAQUETÁ **incumplió** con las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.
- Para el año 2020 ELECTROCAQUETÁ **incumplió** con las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.
- Para el año 2021 ELECTROCAQUETÁ **incumplió** con las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.
- Para el año 2022 ELECTROCAQUETÁ **incumplió** con las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.

En la Figura 33 se presenta de manera gráfica la evolución de los indicadores de calidad media del mercado de comercialización de ELECTROCAQUETÁ, donde se evidencia el incumplimiento en los 4 años del periodo tarifario.

Figura 33. Evolución Indicadores de Calidad Media⁵



Fuente: SUI – Elaboración DTGE

4.4.7.4.2. Calidad Individual del servicio de energía eléctrica

En el marco de la evaluación integral, la Superintendencia verificó la información reportada por la empresa, respecto a las compensaciones a usuarios que para el año 2022 sobrepasaron los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual establecidos en la Resolución particular CREG 027 de 2021, referenciados en la Tabla 45, donde, según lo reportado por la empresa al SUI en el «FORMATO TC2, Facturación a Usuarios» en el campo 34 VC (\$)⁶, se evidenció que lo reportado al SUI por parte de ELECTROCAQUETÁ de acuerdo con el valor compensado durante el año 2022 fue de 1.001.528.019 COP.

Tabla 45. Compensación Calidad individual por DIU y FIU SUI-2022

AÑO	MES	USUARIOS COMPENSADOS SUI	COMPENSADO TOTAL SUI (COP)
2022	1	0	0
2022	2	116.205	59.005.157
2022	3	116.324	64.117.056
2022	4	116.541	89.721.649
2022	5	116.862	170.200.862

⁵ Rojo (sobrepasó el límite superior) – Incumple; Azul (en la banda de indiferencia) – Cumple; Verde (por debajo del límite inferior) – Cumple

⁶ VC (\$): Corresponde al valor total en pesos (\$) compensados al usuario en la factura de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Este campo se deberá diligenciar si el usuario recibió la compensación respectiva, en caso contrario, el valor a compensar no pagado se deberá registrar en el campo CONPU de este formato.

AÑO	MES	USUARIOS COMPENSADOS SUI	COMPENSADO TOTAL SUI (COP)
2022	6	117.002	64.453.137
2022	7	117.268	67.532.950
2022	8	117.503	101.165.294
2022	9	117.924	95.397.908
2022	10	118.280	136.364.245
2022	11	118.468	153.569.761
2022	12	0	0
			1.001.528.019

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

Por último, cabe resaltar que la empresa a la fecha cuenta con las variables para realizar el cálculo de compensaciones por calidad individual, sin embargo, el desarrollo de la aplicación del sistema comercial SIEC para el cálculo de las compensaciones terminó a inicios del año 2022, razón por la cual, la empresa no había realizado la compensación a los usuarios que superaron las metas de calidad individual durante los años 2019 a 2021, los cuales a la fecha de la visita por parte de esta Superintendencia aún no han sido compensados.

4.4.7.4.3. DIU y FIU > 360 [horas, veces]

En la **Tabla 46**, se presenta la cantidad de incumplimientos⁷ al DIU mayor a 360 horas durante los años 2019 al 2022, Así mismo, se presenta la cantidad de usuarios afectados, donde, para el año 2022 se presentaron 60.767 incumplimientos que corresponde a un incremento del 35,46% respecto al año 2021.

Respecto al número de usuarios afectados para el año 2022 se tuvieron 8.981 usuarios, con un aumento del 50,4% respecto al 2021, los usuarios afectados equivalen a un 7,56% del total de usuarios del mercado de ELECTROCAQUETÁ a diciembre del 2022.

Dado lo anterior, es importante mencionar que según lo dispuesto en el numeral 5,2 ítem b, de la Resolución CREG 015 de 2018, los prestadores deben abstenerse de «*tener al menos un usuario cuyo*

⁷ Un incumplimiento se contabiliza cada vez que el DIU y/o FIU supera las 360 horas o veces, sin importar si ocurrió varias veces al mismo suscriptor o usuario en el año.

DIU o FIU es mayor a 360 horas o 360 veces, según corresponda» para poder cumplir con la obligación prevista en el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 «Concepto de falla en la prestación del servicio».

Tabla 46. Incumplimientos DIU>360 horas - usuarios afectados 2019-2022

MES	2019	2020	2021	2022
Enero	97	2.303	3.043	4.003
Febrero	126	2.302	3.043	4.353
Marzo	229	1.943	3.459	4.327
Abril	412	2.219	3.465	5.892
Mayo	477	2.004	3.500	5.497
Junio	518	2.115	3.622	5.100
Julio	599	1.955	3.943	4.686
Agosto	822	2.015	4.021	5.159
Septiembre	1.144	2.015	4.018	5.453
Octubre	1.295	2.269	4.299	5.447
Noviembre	1.592	2.490	4.225	5.359
Diciembre	2.142	2.987	4.219	5.490
Total de incumplimientos	9.453	26.617	44.857	60.767
Total usuarios incumplidos	2.159	4.518	5.969	8.981

Fuente: Consulta SUI – Formato CS2 – Elaboración DTGE

4.4.7.4.4. Diferencias en el cálculo de los indicadores de calidad media XM VS SUI

La Resolución CREG 015 del 2018 en el anexo general numeral 5.2.11.3.5 Informe del LAC, indica que en caso de existir diferencias entre los cálculos del LAC y del OR, el OR debe identificarlas y justificarlas.

En este contexto, ELECTROCAQUETÁ durante la visita realizada por la Superintendencia en el marco de la evaluación integral, informó sobre diferencias existentes, reportadas por la empresa al SUI respecto de los cálculos de indicadores SAIDI-SAIFI comparadas con la información realizada por XM.

Las diferencias en los valores de los indicadores de calidad media reportados al SUI respecto a los calculados por XM, se muestran en la Tabla 47.

Tabla 47. Indicadores de calidad media OR - XM

Periodo	SAIDI OR	SAIDI XM	SAIFI OR	SAIFI XM
---------	----------	----------	----------	----------

ene-22	7,63	7,96	5,33	5,4
feb-22	9,45	9,71	4,9	4,89
mar-22	10,49	12,04	6,64	6,97
abr-22	10,99	11,45	5,52	5,53
may-22	5,83	4,54	2,92	2,71
jun-22	4,94	4,6	3,05	3,49
jul-22	4,14	4,4	2,71	2,92
ago-22	7,57	6,87	4,77	5,09
sep-22	8,47	7,85	5,6	5,76
oct-22	8,42	8,67	6,78	6,94
nov-22	11,58	12,02	7,83	7,95
dic-22	10,05	8,5	5,97	5,69

Fuente: SUI-XM – Elaboración DTGE

La empresa aclara que, para el año 2022 las diferencias radican en dos principales hallazgos, el primero de ellos está relacionado con eventos que continúan abiertos en la plataforma de XM que para algunos casos ya el OR se encuentra cerrando, el segundo hallazgo debido a diferencias en la cantidad de usuarios afectados.

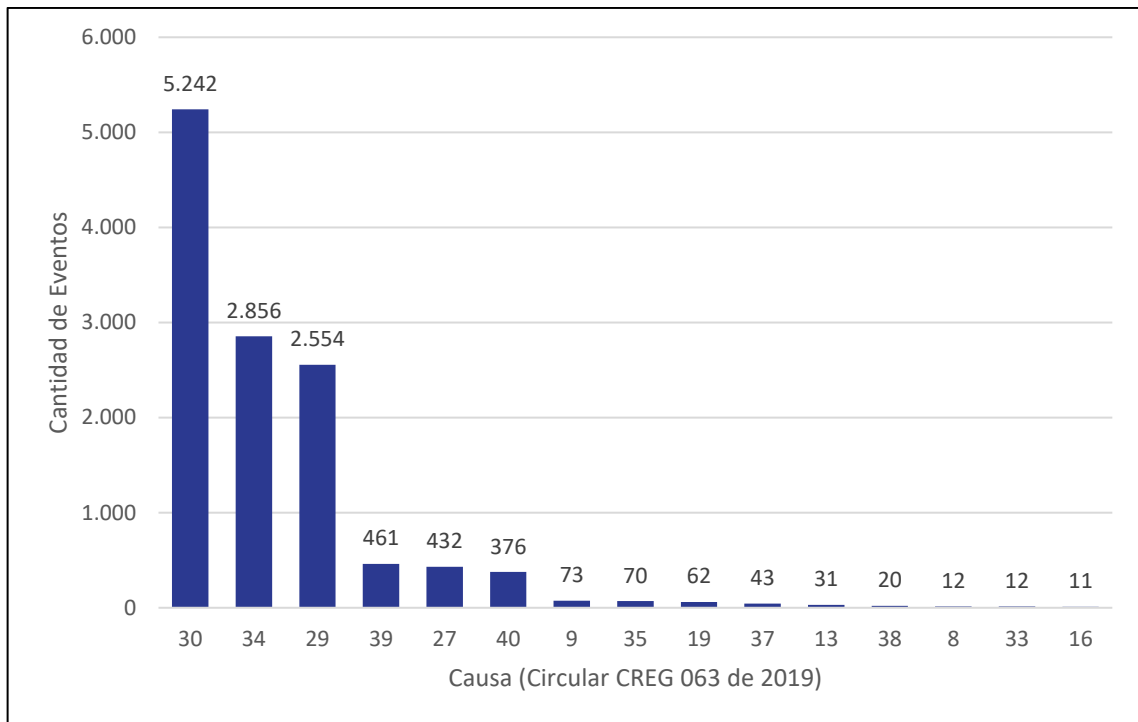
Finalmente, se resalta que existen diferencias considerables entre la información procesada y reportada por ELECTROCAQUETÁ al SUI y la información empleada por XM para el cálculo de los indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI, razón por la cual se requiere que el OR realice la gestión necesaria ante XM para que los eventos pendientes sean cerrados y se logre eliminar las diferencias evidenciadas.

4.4.7.4.5. Interrupciones en el SDL

ELECTROCAQUETÁ debe reportar en la plataforma INDICA, administrada por el LAC - XM, todas las interrupciones que se presentaron en su sistema de distribución local (SDL) con el detalle de las causas que las ocasionaron para determinar si son excluibles o no, de acuerdo con lo descrito en el numeral 5.2.2, de la Resolución CREG 015 de 2018, Información, que fue consultada por la SSPD con el fin de presentar el siguiente análisis:

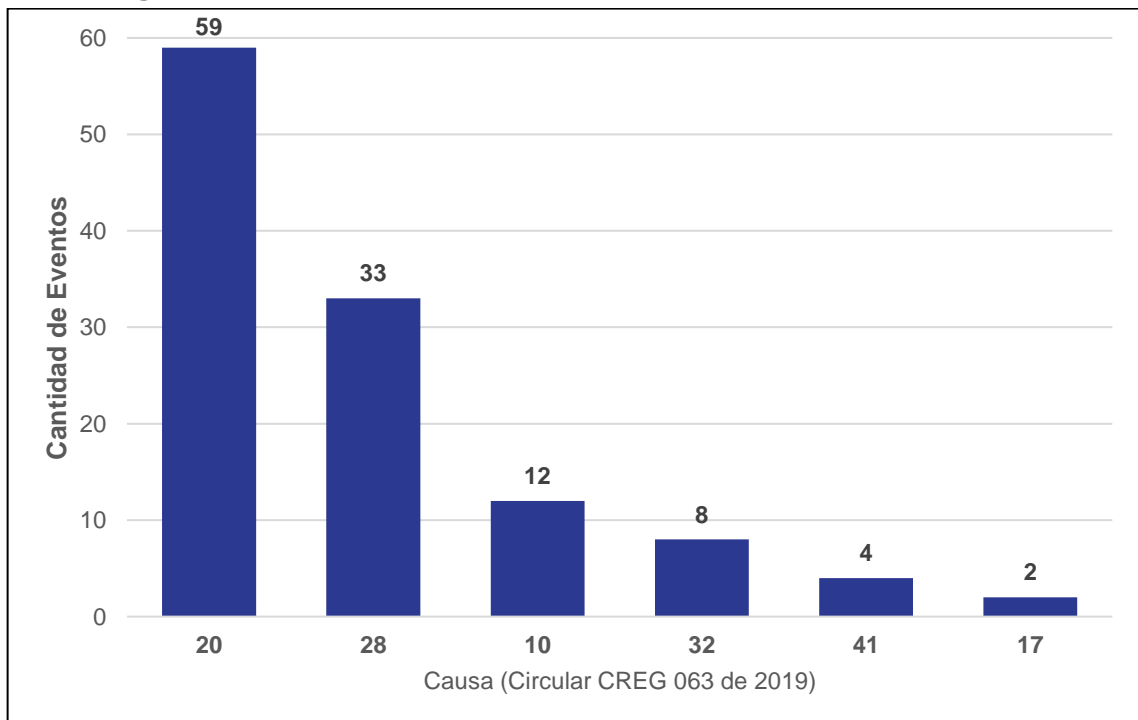
ELECTROCAQUETÁ para el año 2022 reportó al INDICA 12.373 interrupciones al servicio de energía, de las cuales 12.255 se presentaron por causas no excluidas (ver Figura 34) y 118 por causas excluidas (ver Figura 35).

Figura 34. Cantidad de eventos no excluidos 2022 – ELECTROCAQUETÁ



Fuente: INDICA – LAC

Figura 35. Cantidad de eventos excluidos 2022 – ELECTROCAQUETÁ



Fuente: INDICA – LAC

De lo anterior, con el fin de evaluar si ELECTROCAQUETÁ está cumpliendo con la correcta exclusión de eventos, se solicitó al prestador presentar los soportes de exclusiones de 50 eventos que fueron

excluidos durante el año 2022, en donde se pudo evidenciar que muchos de los soportes para excluir dichos eventos principalmente de las causas 28 «Catástrofes Naturales» y 17 «Actos de Terrorismo» presentan documentos que no están acorde con lo dispuesto en el numeral 5.2.2 «EXCLUSIÓN DE EVENTOS» de la Resolución CREG 015 de 2018, razón por la cual, a continuación se menciona parte de la respuesta emitida por la CREG a ASOCODIS mediante radicado CREG S2022002666, donde la CREG aclara lo siguiente:

«Dado que la regulación exige el “soporte dado por autoridad competente”, se entiende que el OR, si bien puede clasificar el evento dentro del plazo establecido para el reporte, deberá contar con la certificación respectiva al momento de la verificación o, en su defecto, la documentación que demuestre que la solicitud de expedición de este soporte se encuentra en trámite por parte de la autoridad competente. Con esto, aclaramos que esta Comisión entiende que, por tanto, este será un trámite que deberá realizar con posterioridad al reporte, pero que deberá estar documentado, para la verificación de que trata el numeral 5.2.12 y para la revisión que realice la SSPD dentro de sus competencias.

(...)

Así mismo, entendemos que para el caso de un acto de terrorismo la documentación que demuestra que el OR ha tramitado la solicitud del soporte por esta causa corresponderá a la denuncia radicada por el presunto delito de terrorismo, mientras se obtiene la sentencia condenatoria en donde se declare que se presentó un acto de terrorismo en la zona en la que se encuentran los activos afectados por el evento. Así, la denuncia interpuesta por el representante legal o judicial del OR, mientras la autoridad competente resuelve la solicitud del OR, será suficiente para demostrar que el soporte respectivo se encuentra en trámite.

*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), esto es, que identifique las circunstancias de modo, tiempo y lugar que permitan relacionar el evento con la causa de exclusión a soportar.»

(Negrita fuera de texto)

Por lo expuesto, la SSPD solicitó a la empresa adelantar los trámites correspondientes con las autoridades competentes con el fin de tener los soportes de los eventos con causal 28 y 17, además de enviar a esta entidad un informe donde se evidencien todos los soportes de los eventos excluidos con causal 28 «Catástrofes Naturales» y 17 «Actos de terrorismo», para los años 2021 y 2022.

4.4.7.5. Planes de inversión

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, que rige la metodología de remuneración para la actividad de distribución, es importante destacar que el Plan de Inversiones para el período 2019-2023 de ELECTROCAQUETÁ fue aprobado mediante la Resolución CREG 027 de 2021. Esta aprobación conllevó una inversión total de 49 756 598 019 COP, destinada a diversas áreas fundamentales.

Dichas inversiones se enfocaron en atender la creciente demanda y mejorar la prestación del servicio de energía eléctrica, a través de la renovación de infraestructura obsoleta, la realización de obras destinadas a elevar la calidad y confiabilidad del servicio, así como la implementación de soluciones orientadas a optimizar la gestión de pérdidas.

Ahora bien, conforme a lo establecido en el numeral 6.6 de la Resolución CREG 015 de 2018, ELECTROCAQUETÁ presentó en agosto de 2022 una solicitud de modificación al plan de inversiones correspondiente al período 2023-2027. Esta modificación se enmarca en una serie de proyectos destinados a mejorar la prestación del servicio, fomentando la eficiencia, la sostenibilidad y el bienestar de los usuarios, así como el traslado de ejecución de proyectos planteados en el plan inicial que no fueron ejecutados como se verá más adelante. Es importante señalar que, a la fecha de corte de este informe, la solicitud de modificación se encuentra en actuación administrativa, periodo durante el cual se han surtido las aclaraciones y correcciones como respuesta a las etapas probatorias correspondientes.

4.4.7.5.1. Plan de inversiones aprobado

El plan de inversión establecido en la Resolución CREG 027 de 2021, es el que se encuentra vigente y sobre el cual se desarrolla el análisis de esta evaluación. Los montos anuales aprobados se presentan en la **Tabla 48**.

Tabla 48 Plan de Inversiones ELECTROCAQUETÁ, 2019-2022. Valores aprobados y ejecutados

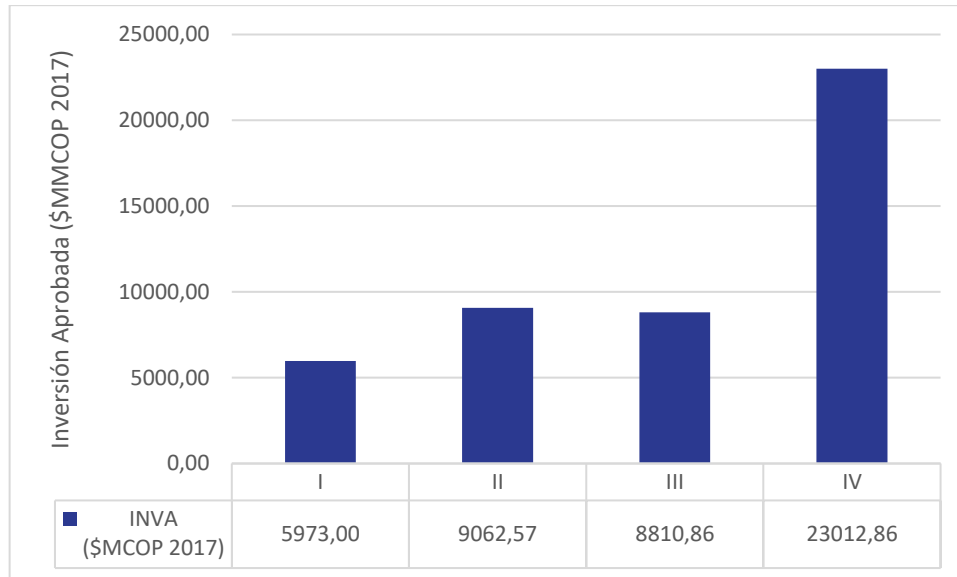
Variable/Año	2019	2020	2021
Aprobado (\$COP 2017)	0	12.640.979.369	11.200.701.300
Variable/Año	2022	2023	Total
Aprobado (\$COP 2017)	12.612.141.849	13.302.775.500	49.756.598.018

Fuente: Elaboración propia con base en Resolución CREG 027 de 2021

El enfoque principal del plan se centra en la planificación de inversiones en el sistema eléctrico de distribución de ELECTROCAQUETÁ, con un enfoque en la atención de la demanda y las restricciones técnicas y operativas del sistema. Esto incluye aspectos como proyecciones de demanda, expansión de infraestructura, solicitudes de conexión de nuevos clientes, cargabilidad de activos, y la identificación de dificultades que puedan surgir en la etapa de diagnóstico del sistema de distribución tales como sobrecargas, perfiles de tensión fuera de los límites permitidos y pérdidas técnicas. Las inversiones se orientan hacia la calidad, confiabilidad, operatividad y seguridad del sistema, manteniendo la eficiencia económica y considerando aspectos ambientales y sociales, así como el cumplimiento de la normatividad, regulación y legislación vigente.

La distribución de las inversiones aprobadas por tipo de inversión se presenta en la **Figura 36**.

Figura 36 Plan de inversiones aprobado de ELECTROCAQUETÁ para 2019-2023 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 se resumen a continuación:

- **Tipo IV:** representan el 49,11% de las inversiones aprobadas y enmarcan regulatoriamente proyectos orientados con la implementación del sistema de gestión de activos, modernización de subestaciones y mejora de la calidad y control de pérdidas. En particular para la empresa, se destaca el suministro e instalación de software de gestión de activos, así como la inversión en nuevas tecnologías para mejorar la calidad del servicio y el control de pérdidas.
- **Tipo III:** representan el 18,80% de las inversiones aprobadas y enmarcan regulatoriamente proyectos orientados a la reposición de activos, para garantizar la disponibilidad del sistema eléctrico, la mejora en la calidad del servicio y la atención rápida de fallas, sin obtener una mayor capacidad del sistema. En particular para la empresa, se destacan reposiciones no programadas, a través del mantenimiento de postes, transformadores, tramos de red en los niveles de tensión 1 y 2 y la modernización mediante la reposición parcial o completa de las unidades constructivas en las subestaciones (Centro, San Antonio, Paujil, Puerto Rico, San Vicente, Valparaíso, Solita, Dorado y Doncello).
- **Tipo II:** representan el 13,39% de las inversiones aprobadas y enmarcan regulatoriamente proyectos orientados a la expansión del sistema para atención de nueva demanda. En particular para la empresa, se destacan obras en líneas de transmisión a 34,5 kV.

- **Tipo I:** representan el 12,75% de las inversiones aprobadas y enmarcan regulatoriamente proyectos orientados a la reposición de activos para obtener una mayor capacidad del sistema. Si bien tienen la menor proporción de inversiones, aquí se encuentran proyectos asociados con la ampliación de la capacidad de transformación en las subestaciones (Centro, San Vicente y Puerto Rico).

El plan de inversiones aprobado está compuesto por un total de 98 proyectos de inversión enfocados en los diferentes objetivos delineados anteriormente. En la **Tabla 49** se presentan los proyectos aprobados más representativos en términos de inversión por tipo de inversión.

Tabla 49 Plan de Inversiones ELECTROCAQUETÁ, 2019-2022. Valores aprobados

Código del proyecto	Descripción	Monto aprobado (\$COP 2017)	Año entrada en operación aprobado
Tipo IV			
PL8	Anillos 34,5 kV	3.620.992.100	2022
PL30	Adición de nuevos elementos para mejora de calidad	1.358.391.000	2020
PS11	Normalización de subestación	968.583.000	2021
PS48	Normalización de subestación	950.772.000	2021
PS14	Normalización de subestación	930.106.000	2021
Tipo III			
PS10	Reposición UC completa - Modernizar subestaciones	804.792.000	2021
PS58	Reposición UC completa - Modernizar subestaciones	660.775.000	2022
PS18	Reposición UC completa - Modernizar subestaciones	593.446.000	2021
PS47	Reposición UC completa - Modernizar subestaciones	593.446.000	2021
PS38	Reposición UC completa - Modernizar subestaciones	423.890.000	2021
Tipo II			
PL2	Obras en nuevas líneas a 34,5 kV	4.124.856.750	2022
Tipo I			
PS7	Ampliación por transformación 115/34,5 kV	4.552.804.000	2020
PS62	Ampliación por transformación 115/34,5 kV	654.389.000	2020
PS51	Ampliación por transformación 115/34,5 kV	382.902.000	2020

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

4.4.7.5.2. Plan de inversiones aprobado

La ejecución anual del plan de inversiones para el periodo 2019-2022 se presenta en la **Tabla 50**.

Tabla 50 Ejecución anual del plan de inversión para ELECTROCAQUETÁ desde 2019 a 2022.

2019	INVA (\$COP 2017)	0
	INVR (\$COP 2017)	14.240.797.669

	Ejecución (%)	0%
2020	INVA (\$COP 2017)	12.640.979.369
	INVR (\$COP 2017)	9.008.780.457
	Ejecución (%)	71,27%
2021	INVA (\$COP 2017)	11.200.701.300
	INVR (\$COP 2017)	13.541.096.147
	Ejecución (%)	120,90%
2022	INVA (\$COP 2017)	12.612.141.849
	INVR (\$COP 2017)	16.485.670.685
	Ejecución (%)	130,71%
Global	INVA (\$COP 2017)	36.453.822.518
	INVR (\$COP 2017)	53.276.344.958
	Ejecución (%)	146,15%

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

Los niveles de ejecución evidenciados se enfocaron en el desarrollo de proyectos por parte de ELECTROCAQUETÁ que estaban fuera del plan de inversiones. Estos proyectos se centraron en la reposición de activos con el objetivo de cumplir con la regulación, mejorar su ciclo de vida, facilitar prácticas que permitieran desarrollar estrategias para la toma de decisiones, mejorar la gestión de pérdidas de energía y elevar la calidad y confiabilidad del servicio.

Es importante destacar que acorde con la empresa, durante el año 2023, el plan de inversión ha avanzado un 60.52%, principalmente a través de la ejecución de proyectos que formaban parte del plan de inversiones del año 2022. Estos proyectos incluyen la remodelación de las subestaciones eléctricas Montañita, Paujil, Morelia, Centro y Minas Blancas, la adquisición del software de gestión de activos, entre otros. En la **Tabla 51** se detallan los trabajos ejecutados en cada una de las subestaciones.

Tabla 51 Actividades ejecutadas en las subestaciones de ELECTROCAQUETÁ

Subestación	Actividades ejecutadas
Montañita 34,5/13,8 kV	Se realizaron mejoras en las bahías de línea y transformación a 34,5 kV y 13,8 kV, incluyendo adecuaciones de pórticos, instalación de equipos de control y medida, reconectores, seccionadores, caseta de control y comunicaciones, así como equipos auxiliares y obras civiles y eléctricas necesarias. Este proyecto comenzó el 30 de diciembre de 2021 y se completó el 31 de diciembre de 2022
Paujil 34,5/13,8 kV	Construcción de un muro de encerramiento, caseta de control y comunicaciones, así como la adecuación de pórticos de 34,5 kV y 13,8 kV. Instalación de equipos eléctricos como reconectores y seccionadores, junto con todos los equipos de medición necesarios y las obras civiles y eléctricas requeridas para esta remodelación. El proyecto comenzó el 3 de junio de 2022 y se finalizó el 15 de junio de 2023.
Morelia 34,5/13,8 kV	Adaptaciones en las bahías de línea y transformación a 34,5 kV y 13,8 kV, con sus respectivas adecuaciones de pórticos. Instalación de equipos de control y medición, así como equipos eléctricos como reconectores y seccionadores. Construcción de caseta

Subestación	Actividades ejecutadas
	de control y comunicaciones, junto con equipos auxiliares y todas las obras civiles y eléctricas necesarias para esta remodelación. El proyecto comenzó el 4 de enero de 2022 y se completó el 29 de septiembre de 2023
Centro 115/34,5/13,8 kV	Entre el 3 de enero de 2022 y el 2 de junio de 2023, se llevaron a cabo diversas actividades de remodelación, incluyendo la instalación de bahías de transformación en los niveles 3 y 4 con sus sistemas de control y medida, obras civiles y eléctricas necesarias. Se realizó la reposición del tren de celdas de 13.8 kV, que involucró diseño, suministro, transporte, instalación y puesta en servicio de equipos eléctricos auxiliares, como transformador de auxiliares, grupo electrógeno y cargador de baterías. Así mismo, la empresa ejecutó obras civiles, estructurales y de remodelación en la caseta de control, incluyendo la incorporación de sistemas de aire acondicionado, detección y extinción de incendios.
Minas Blancas 34,5/13,8 kV	Suministrado e instalación de un transformador de 2 MVA, reconectores en 34,5 kV y 13.8 kV. Instalación de un gabinete de control y comunicaciones, junto con todas las obras civiles y eléctricas necesarias para llevar a cabo esta remodelación. Este proyecto se inició el 31 de diciembre de 2021 y se prevé que las labores finalicen el 7 de noviembre de 2023

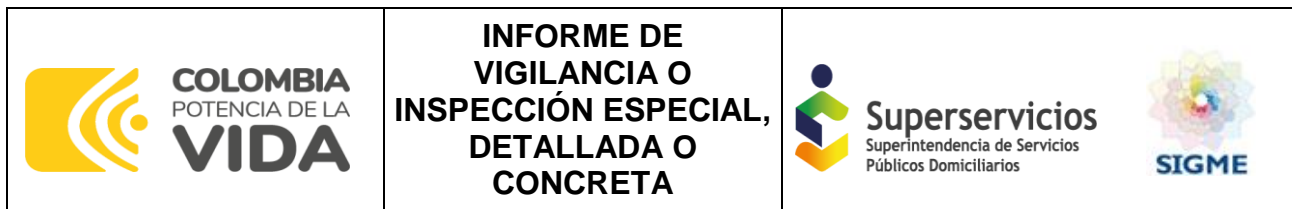
Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por el OR.

En la **Tabla 52** se presentan la ejecución del operador detallando las inversiones ejecutadas fuera del plan, pendientes y adelantadas.

Tabla 52 Ejecución global del plan de inversión para ELECTROCAQUETA desde 2019 a 2022.

Variable	2019			2020		
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Dentro del plan	0	0		0	0	0,00%
Sin ejecutar	0	0		12.640.979.369	0	-100,00%
Fuera del plan	0	14.240.797.669		0	9.008.780.458	
Total	0	14.240.797.669		12.640.979.369	9.008.780.458	71,27%
Variable	2021			2022		
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Dentro del plan	3.396.669.000	3.396.669.000	30,33%	0	0	0,00%
Sin ejecutar	7.804.032.300	0	-69,67%	12.612.141.849	0	-100,00%
Fuera del plan	0	10.144.427.148		0	12.748.128.686	
Pendiente	0	0		0	3.737.542.000	18,28%
Total	11.200.701.300	13.541.096.148	120,90%	12.612.141.849	16.485.670.686	130,71%

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



Como se puede observar, si bien los niveles de ejecución de la empresa han sido sobresalientes, estos han estado enfocados en inversiones fuera del plan, las cuales para los años 2020 a 2022 representan un 87,51% de las inversiones aprobadas para estos años. Estas inversiones se refieren a proyectos que la empresa ha debido ejecutar por razones de emergencia, prevención y/o priorización de alcances y objetivos en el sistema de distribución. Entre estos se encuentran reposiciones no programadas, las cuales se llevan a cabo a través del mantenimiento del sistema eléctrico. Su finalidad es asegurar la disponibilidad del sistema, garantizando una respuesta rápida ante posibles fallas eléctricas. Adicionalmente, se reporta la instalación de drenadores de descarga atmosférica y remodelación de la Subestación Centro.

Es relevante destacar que esta clase de inversiones pueden ser aplicadas para remuneración y reconocidas dentro de la variable de ejecución de inversiones, $INVR_i$, siempre y cuando los proyectos puedan ser enmarcados en las unidades constructivas del capítulo 14 y 15 de la Resolución CREG 015 de 2018.

En contraste, la ejecución de proyectos dentro del plan de inversión ha sido baja, representando un 19,57% de las inversiones aprobadas. Al respecto se consultó con la empresa por proyecto cuáles son los impactos evidenciados o potenciales que tiene el retraso en la ejecución de los proyectos. A lo anterior la empresa respondió para todos los proyectos que los impactos se ven reflejados en la calidad del servicio, el aumento en el nivel de pérdidas y la obsolescencia de activos debido a la falta de modernización.

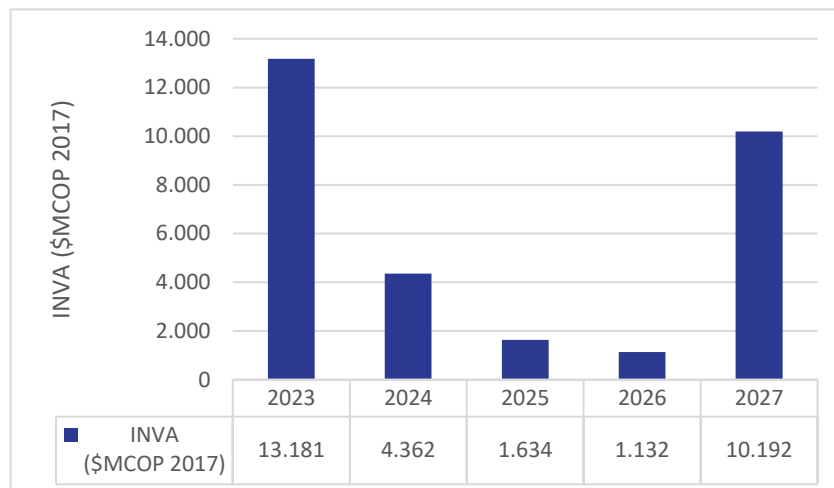
Cabe destacar que a lo largo de la vigencia del plan de inversiones 2019 – 2022, en el año 2019, a pesar de no contar con inversiones aprobadas, la empresa ejecutó una cantidad importante de ejecuciones fuera del plan. Así mismo, en 2020, las ejecuciones estuvieron por fuera del plan, lo que resultó en que el 100% de las inversiones aprobadas no se llevaran a cabo.

En 2021 la tendencia se mantuvo, se ejecutaron inversiones no previstas en el plan, dejando un 69.67% de las inversiones aprobadas sin ejecutar. En el año 2022, la empresa no solo ejecutó inversiones que estaban pendientes, sino también proyectos no contemplados en el plan. A pesar de esto, el total de los proyectos que estaban aprobados no fueron ejecutados.

A corte de 2022 la empresa tiene 77 proyectos pendientes de ejecución equivalentes en monto a \$31.209.038.706 MCOP 2017. De acuerdo con la empresa, la mayoría de estos proyectos fueron trasladados al plan modificado, para lo cual se solicitó su expectativa de ejecución, la cual se encuentra en la Tabla 56 en la Figura 37 se encuentra la distribución de las inversiones para el periodo 2023-

2027 en el que se observa que la expectativa de ejecución se encuentra concentrada en 2023 y 2027 equivalentes a un 43,21% y 33,41% de las inversiones pendientes.

Figura 37 Ejecución esperada de inversiones pendientes por ejecutar (2019-2022) a lo largo del periodo 2023 a 2027.



Fuente: Elaboración propia con base en reporte en el SUI e información del prestador

Se solicitó a la empresa información sobre las razones del atraso en la puesta en operación de cada uno de estos proyectos, así como una evaluación de su posible impacto en el funcionamiento del sistema. Frente a lo anterior, ELECTROCAQUETÁ proporcionó las siguientes aclaraciones sobre las limitaciones que impidieron llevar a cabo la contratación para la ejecución de estos proyectos:

- La empresa enfrentó desafíos significativos en los últimos años que afectaron la realización de proyectos de inversión. En 2019, la carencia de recursos económicos impactó negativamente la capacidad financiera de la empresa, limitando sus inversiones y su capacidad para cumplir compromisos financieros.
- En 2020, la pandemia de COVID-19 generó incertidumbre en la planificación de inversiones debido a los atrasos y costos adicionales en proyectos de obra, agravados por la escasez de materiales en la cadena de suministro.
- Además, en 2021 y 2022, los procesos de compra de transformadores de potencia y actualizaciones presupuestales se declararon desiertos, lo que planteó preocupaciones sobre la operación y confiabilidad de servicios, especialmente en subestaciones como San Vicente, Puerto Rico, Belén y Paujil, que operan cerca del límite de su capacidad nominal. Esto aumenta el riesgo de interrupciones masivas en el suministro eléctrico en caso de un aumento repentino de la demanda.

- En particular, en los últimos años, el crecimiento de los conflictos sociales en el departamento de Caquetá representa un riesgo constante para la ejecución de las inversiones.

Ante los retrasos identificados, se llevó a cabo una consulta con la empresa para evaluar los posibles efectos derivados de estos. Complementando lo expuesto anteriormente, durante la visita, se destacó que gran parte de los proyectos tienen como objetivo principal mejorar la calidad del servicio y reducir las pérdidas. No obstante, la empresa enfatizó que las demoras en la ejecución de estos proyectos, podría tener un impacto negativo en la calidad en la prestación del servicio.

Como se ha destacado anteriormente, la ejecución del plan de inversiones de la empresa se ha visto afectado por diversas circunstancias, como la situación financiera de la empresa en 2019, los desafíos surgidos durante la pandemia de COVID-19, así como la declaración desierta de procesos de compra de transformadores de potencia y actualizaciones presupuestales en 2021 y 2022.

4.4.7.5.3. 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 ($INVA_{j,n,t-1}$).

Los dos primeros términos contribuyen de manera positiva al BRAEN, mientras que el tercero de manera negativa. En palabras gruesas, el BRAEN se calculan las inversiones del año a remunerar y la diferencia entre la ejecución 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 una variable cuyo valor depende del nivel de ejecución del operador y ajusta la remuneración de las inversiones por nivel de tensión. (En la Figura se presenta el cálculo de esta variable). Para el nivel de tensión 4 este índice toma un valor de 1 independientemente del nivel de ejecución. Para el resto de 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.

Por último, es necesario mencionar que para los niveles de tensión del 1 al 3, la inversión ejecutada (INVR) remunerable para un año determinada está acotada al 110% de la inversión aprobada del respectivo año. El excedente de la anterior operación puede ser trasladado al siguiente año.

La ejecución de ELECTROCAQUETÁ por nivel de tensión se presenta en la **Tabla 53**

Tabla 53 Ejecución de plan de inversión desagregado por nivel de tensión.

Nivel de Tensión	2019			2020		
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
1	0	4.511.522.167	ENP	792.210.513	4.504.647.351	568,62%
2	0	9.727.582.502	ENP	6.184.620.856	4.504.133.106	72,83%
3	0	1.693.000	ENP	5.105.812.000	0	0,00%
4	0	0	NP	558.336.000	0	0,00%
Total	0	14.240.797.669	0,00%	12.640.979.369	9.008.780.457	71,27%
Nivel de Tensión	2021			2022		
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
1	0	3.680.208.185	ENP	0	4.865.209.956	ENP
2	4.900.611.500	4.200.211.962	85,71%	1.809.187.333	10.219.074.729	564,84%
3	3.766.894.800	3.396.669.000	90,17%	9.340.011.183	1.401.386.000	15,00%
4	2.533.195.000	2.264.007.000	89,37%	1.462.943.333	0	0,00%
Total	11.200.701.300	13.541.096.147	120,90%	12.612.141.849	16.485.670.685	130,71%

Fuente: Elaboración propia con base en reporte en el SUI e información del prestador y publicación de XM.

XM S.A. E.S.P. en calidad de LAC es el encargado de liquidar los cargos de distribución dentro de los que se incorpora la remuneración por ejecución del plan de inversión. Para el operador ELECTROCAQUETÁ, el cual entró al esquema de la Res. CREG 015 de 2018 con la expedición de la resolución CREG 027 de 2021, el LAC ha estado liquidando los cargos en el marco de la metodología de distribución vigente desde julio de 2021.

En verificación de los insumos para dicha liquidación, se encontró que las variables asociadas a la ejecución del plan de inversión ($INVR_{j,n,t-1}$) para todos los niveles de tensión se encuentran en \$0 hasta marzo de 2023, siendo este el último mes en el que se liquidan bajo variables del 2022. Bajo lo anterior, se presentó lo siguiente

- En la remuneración de 2021 (julio 2021 – marzo 2022) el $IAPA_{j,n,2020}$ por disposiciones regulatorias toma un valor de 1, mientras que el $IAPA_{j,n,2021}$ al no haberse reportado información

de la ejecución de 2019 y 2020 tomo un valor de 0. Como resultado, la empresa recibió remuneración negativa durante este periodo correspondiente al $INVA_{j,n,2020}$.

- En la remuneración de 2022 (abril 2022 – marzo 2023) debido a la falta de reporte de los montos ejecutados durante 2021 y 2022, el $IAPA_{j,n,2021}$ y $IAPA_{j,n,2022}$ toman valores de 0. De esta manera, resultando en que la empresa no recibió remuneración alguna por concepto de plan de inversión.

En la *Tabla 54* se presenta la remuneración recibida por el operador por concepto de plan de inversión (BRAEN) y su efecto en la base regulatoria de activos eléctricos (BRAE) acorde con el reporte por parte de XM. Adicionalmente, se presenta un escenario “ideal” el cual refleja el resultado de estas variables si se hubiera tenido en cuenta la ejecución del plan de inversión a lo largo del periodo tarifario.

Tabla 54 Remuneración por plan de inversión para los años 2020 a 2023. Cifras dadas en \$COP 2017

	NT1		
	2021	2022	2023
BRAEN (t)			
XM	-792.210.513	0	507.436.400
Ideal	79.221.051	3.633.215.787	3.680.208.185
BRAE (t)			
XM	49.808.728.605	47.652.499.547	46.416.766.002
Ideal	50.680.160.169	52.157.146.898	54.094.185.138
Variable	NT2		
	2021	2022	2023
BRAEN (t)			
XM	-6.184.620.856	0	4.252.246.400
Ideal	3.220.123.750	733.705.936	4.300.810.592
BRAE (t)			
XM	113.969.351.420	110.152.073.053	110.769.060.094
Ideal	123.559.887.725	120.662.106.992	121.327.658.225
Variable	NT3		
	2021	2022	2023
BRAEN (t)			
XM	-5.105.812.000	0	473.251.885
Ideal	-1.338.917.200	390.391.645	1.010.238.062
BRAE (t)			
XM	35.614.614.319	34.179.048.227	33.321.974.997
Ideal	39.381.509.119	38.336.334.672	38.016.247.618

Fuente: Elaboración propia con base en reporte en el SUI e información del prestador y publicación de XM.

Respecto al escenario ideal, cabe resaltar lo siguiente

- De acuerdo con los análisis de la DTGE, el IAPA para el año 2023 para los niveles de tensión 1 al 3 son 1, 1 y 0,53, siendo este último, el de nivel 3 en el que se refleja la subejecución sobre este nivel de tensión por parte de la empresa. En contraste, en la remuneración de XM, el IAPA toma valores de 1, 1 y 0,08, siendo este último equivalente a calcular el INVE con ejecución 0 durante el 2021.
- En ambos escenarios para el año 2023 (abril 2023 – presente) se reportó a XM valores de ejecución para el año 2022 en los niveles de tensión 1 y 2 diferentes a los reportados a la CREG y a esta Superintendencia, los cuales son considerablemente menores tal y como se ilustra en la *Tabla 55*

Tabla 55 Montos ejecutados durante el año 2022 reportados a CREG y XM para el nivel de tensión 1 y 2.

Nivel de Tensión	INVR 2022	
	CREG	XM
1	4.865.209.956	2.577.481.590
2	10.219.074.729	3.079.441.283

Fuente: Elaboración propia con base en reporte en el SUI e información del prestador y publicación de XM.

De esta manera encontrando que a lo largo del periodo julio 2021 al presente la empresa ha recibido en total una remuneración negativa equivalente a alrededor de -\$6.950 MCOP 2017, mientras que en el escenario ideal la empresa sobre este mismo periodo hubiera recibido una remuneración positiva de alrededor de \$15.709 MCOP 2017. En aclaración con XM al respecto, este informa que la empresa nunca reportó las variables asociadas a la ejecución del plan de inversión, lo que implicó que estas no se tuvieran en cuenta.

4.4.7.5.4. Modificación plan de inversiones

En agosto de 2022, ELECTROCAQUETÁ presentó una serie de proyectos estratégicos con el propósito de optimizar sus operaciones, elevar la calidad del servicio y contribuir al desarrollo sostenible de las comunidades, mejorando así la calidad de vida de sus usuarios. Estos proyectos forman parte del marco del Plan de Inversiones Regulatorio (PIR) 2023 - 2027, que abarca diversas iniciativas diseñadas para transformar el sector energético, fomentando la eficiencia, la sostenibilidad y el bienestar de la sociedad.

A continuación, se presenta una visión general de la empresa frente a los proyectos propuestos para cada año del PIR 2023 - 2027, así como el motivo de su implementación y los impactos esperados:

Plan de Inversiones Regulatorio 2023

En 2023, la empresa espera cumplir metas importantes para mejorar la eficiencia, confiabilidad y calidad de sus servicios. Se implementarán proyectos clave, como el Sistema de Gestión de Activos para controlar y prolongar la durabilidad de los activos, mejorando la confiabilidad del suministro eléctrico. También se busca mejorar la operación del centro de control para una gestión más precisa. Además, la empresa trabajará en la normalización de subestaciones, instalando bahías de entrada y salida, módulos de barraje y otras mejoras para fortalecer la infraestructura eléctrica. Los proyectos que se destacan dentro del PIR 2023, son:

- Habilitación del anillo entre las subestaciones Satélite y Ciudadela, con el fin de garantizar la continuidad en la prestación del servicio.
- Reforzar el apantallamiento contra descargas atmosféricas de las subestaciones Florencia y Morelia.
- Implementación de medidores de calidad de la potencia en todas las subestaciones.
- Normalización de las subestaciones Centro y Paujil.

Plan de Inversiones Regulatorio 2024

En 2024, de acuerdo con lo presentado por ELECTROCAQUETÁ, su enfoque está orientado en mejorar la operación de su sistema eléctrico mediante inversiones en macromedidores para una captura de datos más confiable, la normalización de ocho subestaciones para fortalecer la infraestructura y responder eficazmente a situaciones inesperadas. También se planea la repotenciación de redes de baja tensión para asegurar continuidad, calidad y confiabilidad en el servicio de energía eléctrica. El presupuesto para estos proyectos es de 14.088 MCOP. Los proyectos más relevantes para este periodo son:

- Inversión macromedidores en todas las Zonas operativas atendidas por la empresa. El objetivo planeado es medir el flujo de energía real en el sistema eléctrico para realizar análisis estadísticos, control de pérdidas y modelamiento del sistema.
- Normalización de las subestaciones: Albania, Belén, Doncello, Dorado, San Antonio, San Vicente, Solita y Valparaíso. El objetivo de la empresa es mejorar las operaciones a través de la modernización, remodelación y adaptación a la regulación vigente. Esto incluye mejoras en los ingresos al extender la vida útil de los activos para reducir riesgos eléctricos y de desastres en la zona donde se ubica cada subestación.

Plan de Inversiones Regulatorio 2025

En lo que respecta al año 2025, ELECTROCAQUETÁ expuso que tiene como metas mejorar la calidad del servicio y la confiabilidad del sistema eléctrico, reducir las pérdidas de energía y minimizar los riesgos eléctricos en relación con personas, medio ambiente e inmuebles. Además, busca cumplir con las obligaciones regulatorias del esquema de calidad del servicio. Para lograr estos objetivos, el Operador de Red ha realizado la planificación del PIR 2025 con un presupuesto de \$13.000 MCOP, para proyectos de inversión en macromedidores en todas las zonas operativas, así como el blindaje de redes, repotenciaciones en varias líneas de transmisión a 13,8 kV y reposición de redes de baja tensión.

Plan de Inversiones Regulatorio 2026

En 2026, ELECTROCAQUETÁ busca aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico para garantizar la estabilidad de la red. Esto lo logrará mejorando la operatividad entre subestaciones y controlando las pérdidas de manera más eficiente a través de la información, lo que permitirá un modelado más claro del sistema eléctrico. Los proyectos que la empresa ha planificado con un presupuesto de \$12.674 MCOP, se relacionan con la inversión en macromedidores en todas las zonas operativas, así como el blindaje de redes, repotenciaciones en varias líneas de transmisión a 34,5 kV y reposición de redes de baja tensión.

Plan de Inversiones Regulatorio 2027

En 2027, la empresa busca dar continuidad a los planes de inversión planteados en 2025 y 2026, de manera que la calidad del servicio presente mejoras significativas en todas las zonas del departamento, y se mejore la operatividad para la atención pronta y eficaz de los usuarios. Los proyectos que la empresa ha planificado con un presupuesto de \$12.641 MCOP, se relacionan con la inversión en macromedidores en todas las zonas operativas, así como el blindaje de redes, repotenciaciones en varias líneas de transmisión a 13,8 kV y reposición de redes de baja tensión.

La solicitud de la modificación ha estado en proceso de revisión por parte de la CREG, la última actuación administrativa se realizó mediante el radicado CREG S2023005184 fechado del 24 de octubre de 2023, mediante el cual la Comisión genera citación a ELECTROCAQUETÁ con el fin de notificar la Resolución 501 015 de 2023 *“Por la cual se modifica el plan de inversiones del mercado de comercialización atendido por la Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P. , aprobado en la Resolución CREG 027 de 2021”*.

4.4.7.5.5. Estrategia de comunicación y difusión de plan de inversión

La Resolución CREG 015 de 2018 en el numeral 6.7 del anexo general define 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.*

Frente a lo anterior, durante el mes de octubre de 2023, se exploró el sitio web de ELECTROCAQUETÁ, evidenciando una sección dedicada a la divulgación del plan de inversión, así como la publicación de los informes de ejecución remitidos a la CREG y la SSPD, según lo indicado en el literal c. numeral 6.5 de la Resolución CREG 015 de 2018. Sin embargo, el informe orientado a los usuarios del mercado de comercialización, según lo dispone el literal a. del numeral 6.7 de la Resolución en mención, no se encuentra disponible en línea. Este incumplimiento regulatorio debe ser corregido para garantizar la transparencia y accesibilidad de la información a los usuarios.

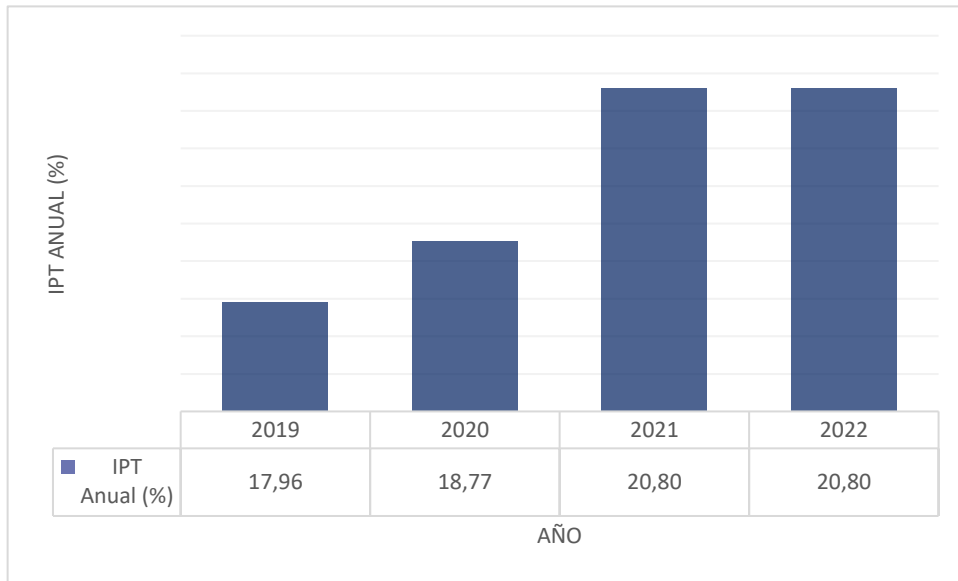
4.4.7.5.6. Gestión de pérdidas

A través de la resolución de aprobación de cargos Res. CREG 027 de 2021, la Comisión aprobó para ELECTROCAQUETÁ un plan de reducción de pérdidas. Sin embargo, decidió no acogerse a este, ya que las condiciones para su implementación no resultaban viables para la empresa. Esto debido a que el plan en cuestión fue propuesto en 2018 y su aprobación se materializó tres años después. No obstante, desistir del plan de reducción implica que la empresa cuenta con un plan de mantenimiento de pérdidas.

Ahora bien, con el fin de observar la efectividad de las actividades de mantenimiento a nivel del indicador de pérdidas realizadas por ELECTROCAQUETÁ, en la **Figura 36** se presenta la evaluación del Índice de Pérdidas Totales (IPT) a lo largo del periodo tarifario. Durante los tres primeros años se

observa una tendencia creciente, y se mantiene en un valor constante durante el año 2024. Lo anterior, de acuerdo con la información reportada y certificada al realizado en el SUI de la Superservicios por el citado prestador.

Figura 38 Índice de Pérdidas ELECTROCAQUETÁ 2019 - 2022



Fuente: Información suministrada por ELECTROCAQUETÁ.

Con base en lo expuesto, ELECTROCAQUETÁ argumenta que los factores que contribuyeron al deterioro del IPT en los últimos años, se relacionan con los siguientes aspectos:

- La inestabilidad del personal de la empresa, lo que ha provocado discontinuidad en los procesos relacionados con la gestión de pérdidas en los últimos años.
- Las dificultades derivadas de la pandemia de COVID-19.
- La falta de efectividad de las medidas implementadas para el mantenimiento de las pérdidas.

Entre las medidas encaminadas a la recuperación de pérdidas para la vigencia 2019 – 2022, la empresa implementó las siguientes estrategias.

- **Revisión de instalaciones eléctricas**

Durante el 2019 las actividades desarrolladas en esta estrategia aportaron el 15% a la recuperación de energía, destacándose la normalización de usuarios, lo cual representó el 67% de las actividades ejecutadas. Para los años 2020 y 2021 las actividades aportaron el 39% y 17% a la recuperación de energía por usuarios fraudulentos. Sin embargo, en el año 2022, la gestión administrativa de la

empresa logró la recuperación de 278 millones en energía consumida dejada de facturar, marcando una mejora significativa respecto al año anterior, en el que la recuperación fue de 119.8 millones.

- **Control de usuarios sin medida**

El indicador de suscriptores sin medida durante la vigencia 2019 – 2022 tuvo un incremento significativo pasando de 0.59% en el año 2019 al 0.94% en diciembre de 2022.

- **Actividades de gestión social en asentamientos humanos**

En la vigencia 2019 – 2022, ELECTROCAQUETÁ ejecutó una serie de actividades de origen social con el fin de lograr la reducción de pérdidas de energía, revisión y normalización de usuarios. Adicionalmente, adelantó gestiones enfocadas a la sensibilización de la comunidad frente a la cultura de pago y la prevención del riesgo eléctrico.

- **Contratación proyectos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas - PRONE**

Durante el período de 2019 a 2021, ELECTROCAQUETÁ llevó a cabo seis proyectos de normalización de redes eléctricas en comunidades subnormales. Estos proyectos fueron financiados a través del Programa de Normalización de Redes Eléctricas, conocido como PRONE, beneficiando a un total de 622 familias en los municipios de Florencia, Paujil, San Vicente del Caguán y Solita.

En el año 2022, la empresa desarrolló nuevas iniciativas con el objetivo de mejorar el indicador de pérdidas de energía. Estas actividades incluyeron la revisión y control de las macromedidas, así como la gestión del autoconsumo en equipos reconectores. Además, implementó el mantenimiento y la actualización del hardware en el sistema de medición centralizada AMI. Esto se hizo con el fin de mantener el sistema en funcionamiento y minimizar el riesgo de pérdidas no técnicas.

Considerando la situación evidenciada, ELECTROCAQUETÁ tiene previsto implementar para la recuperación de las pérdidas y el mejoramiento de la tendencia del Indicador, se encuentra el plan estratégico, el cual se pretende desarrollar en un horizonte de 5 años (2023 – 2027). Este plan estará alineado con la estrategia general de la empresa y el plan estratégico de gestión de activos. En la *Tabla 56* se presentan los objetivos estratégicos propuestos por la empresa, junto con las iniciativas de cumplimiento para cada una:

Tabla 56 Plan Estratégico para gestión de pérdidas 2023 - 2027 ELECTROCAQUETÁ

Objetivos estratégicos	Iniciativas propuestas	Actividades
1. Reducir las pérdidas no reconocidas.	Estructurar e implementar un plan de reducción de pérdidas que priorice operaciones e incorpore buenas prácticas para la obtención de resultados exitosos.	<ul style="list-style-type: none"> Elaborar, presentar a la Junta Directiva de la empresa y poner en marcha el plan de gestión de pérdidas. La utilización de herramientas técnicas y tecnológicas con el propósito de alcanzar agilidad y eficacia en la gestión de pérdidas.
	Diseñar contratos para la gestión de pérdidas de tal forma que el riesgo asociado a los resultados sea compartido entre ELECTROCAQUETÁ y el Contratista.	<ul style="list-style-type: none"> Identificar y analizar las alternativas contractuales de riesgo compartido y contratos integrales de largo plazo. Modelamiento económico de las alternativas para identificar aquella con mayores beneficios para la empresa. Diseñar un esquema de interventoría aplicable al modelo contractual seleccionado. Realizar el proceso de contratación.
2. Asegurar que la tecnología respalde la operación y la vuelva más eficiente. 3. Garantizar procesos organizacionales eficientes, ágiles y articulados.	Ejecutar la implementación del Centro de Gestión de la Medida y llevar a cabo la planificación y despliegue del sistema AMI de conformidad con la regulación vigente.	<ul style="list-style-type: none"> Planificar y llevar a cabo un piloto de AMI, sujeto a la expedición de la regulación correspondiente. Identificar oportunidades de negocio derivadas de la implementación de AMI. Completar el diseño e implementación del Centro de Gestión de la Medida, condicionado a la promulgación de la regulación pertinente. Preparar la planificación del despliegue masivo de AMI (sujeto a la regulación definida). Brindar capacitación al personal involucrado en la gestión de AMI. Diseñar procedimientos e instructivos para la operación de AMI. Obtener la aprobación del plan de despliegue masivo de AMI y gestionar el presupuesto necesario (sujeto a la regulación correspondiente). Actualizar el Contrato de Condiciones Uniformes.

Objetivos estratégicos	Iniciativas propuestas	Actividades
		<ul style="list-style-type: none"> Llevar a cabo la implementación de AMI (condicionada a la regulación establecida).
<p>4. Fortalecer las relaciones con la comunidad y disminuir el impacto ambiental de la Empresa.</p> <p>5. Asegurar la satisfacción del cliente.</p>	<p>Llevar a cabo eventos en las distintas localidades y barrios con el propósito de ofrecer los servicios de la empresa, que incluyen la atención de PQRs, la conexión de nuevos usuarios, la realización de visitas técnicas, la promoción de campañas de cultura de pago, la presentación de alternativas de financiación, la reparación de averías, y la mejora de los niveles de servicio, entre otros.</p>	<p>Planificación y Preparación:</p> <ul style="list-style-type: none"> Establecer contactos con otras empresas de servicios públicos para adquirir ideas y recomendaciones. Compartir información entre las gerencias misionales para identificar las localidades de mayor impacto. Programar las jornadas anuales y definir su alcance, junto con la asignación de recursos necesarios. <p>Coordinación y Autorizaciones:</p> <ul style="list-style-type: none"> Coordinar con las autoridades competentes y Juntas de Acción Comunal los permisos requeridos. <p>Promoción y Ejecución:</p> <ul style="list-style-type: none"> Divulgar las jornadas para involucrar activamente a la comunidad. Preparar la logística esencial para llevar a cabo las jornadas. Realizar las jornadas según la programación establecida. <p>Evaluación y Mejora:</p> <ul style="list-style-type: none"> Llevar a cabo un balance que incluya los resultados obtenidos y las oportunidades de mejora identificadas.

Fuente: Elaboración propia con base en información aportada por el OR.

Remuneración

Como se mencionó anteriormente, desistir del plan de reducción implica que la empresa cuenta con un plan de mantenimiento de pérdidas, sobre el cual se le remunera un monto anual por concepto de AOM y mantener los índices de pérdidas. Como se puede observar en la Tabla 57, este es equivalente a \$186.443.488 COP 2017.

Tabla 57 Remuneración de plan de gestión de pérdidas.

	INVNUC (\$COP 2017)	AOMP (\$COP 2017)	CAP (\$COP 2017)
027 de 2021		186.443.488	186.443.488
Vigente	931.156.512	186.443.488	1.117.600.000

Fuente: Elaboración propia con base en la Res. CREG 027 de 2021.

Esta remuneración se liquida a través de la componente de CPROG, la cual hace parte de la componente de pérdidas (PR) de la tarifa. Esta es liquidada por XM en calidad del LAC y para ELECTROCAQUETÁ ha sido liquidada desde julio de 2021. Sin embargo, de acuerdo con lo reportado por el equipo tarifario de la DTGE y posteriormente ratificado con el equipo de la empresa, la empresa asumió que, por desistir del plan de reducción, entonces no recibirían remuneración alguna por concepto de gestión de pérdidas y por lo tanto no tuvieron en cuenta el CPROG en el cálculo de la tarifa. Por lo tanto, la empresa no ha recibido a través de tarifa en el periodo de julio de 2021 al presente la remuneración por concepto de mantenimiento de pérdidas, siendo esto responsabilidad de la misma empresa. Esta remuneración podría estimarse a un monto de \$522 MCOP 2017.

4.4.7.6. Procesos de conexión a la red

4.4.7.6.1. Acceso a Redes de Conexión - Proyectos clase 1 y clase 2

La Superservicios verifico en la página Web de la empresa ELECTROCAQUETÁ que se estuviese dando cumplimiento a las disposiciones de la resolución CREG 174 de 2021, por lo cual se pudo constatar el detalle del sistema de información de trámite en línea donde presenta la cartilla que indica la norma, el sistema de información georreferenciado y describe el proceso de conexión simplificado. En medio de la evaluación se realizó un proceso de búsqueda de activos como ejemplo, para verificar el funcionamiento del semáforo y este cumplía con lo indicado. Durante la visita se encontró que no se tenía disponible el documento del acuerdo CON 1549, por un enlace roto, se confirmó que esta situación se subsanó apropiadamente.

Respecto a la Resolución CREG 075 de 2021, la empresa informó que ya obtuvieron el usuario y contraseña para el ingreso a la ventanilla única de la UPME, ELECTROCAQUETÁ informó que respecto a las solicitudes de conexión de la CREG 075 de 2021 en la asignación de conexiones del periodo 2022, solamente un (1) proyecto fue aprobado por la UPME, el cual constituyó garantía.

De acuerdo con la información suministrada por la empresa, de la Resolución CREG 174 de 2021, 8 proyectos fueron revisados dentro del procedimiento de conexión AGPE, de los cuales:

- 1 proyecto fue rechazado
- 3 proyectos se encuentran conectados
- 1 proyecto aprobado
- 2 proyectos habilitados
- 1 proyecto en análisis.

En este contexto se sugirió a la empresa revisar la nomenclatura del estado del trámite dado que no es claro cuando un proyecto se encuentra en estado habilitado vs aprobado o cuando los estados son “rechazado” vs “desistido”, la cual no fue posible verificar dado que los archivos suministrados para este compromiso no pudieron ser validados.

Cabe resaltar que para el periodo 2022, la SSPD conoció la existencia de quejas, denuncias o reclamos por parte de un usuario referente al tema de conexión de nuevos proyectos, los cuales han sido resueltos.

4.4.7.7. Calidad del servicio en el STR

El estado actual operativo del STR de ELECTROCAQUETÁ se caracteriza principalmente por la radialidad, desde la subestación Altamira en el departamento del Huila hasta la subestación Centro (Florencia) en el departamento del Huila, interconectado al sistema nacional a través de una línea de 115 kV y se extiende a los circuitos del Sistema de Distribución Local (SDL). La condición que los expone a eventos de desatención del 100% de la demanda cuando se presentan eventos en la línea que interconecta el sistema de Electrocaquetá.

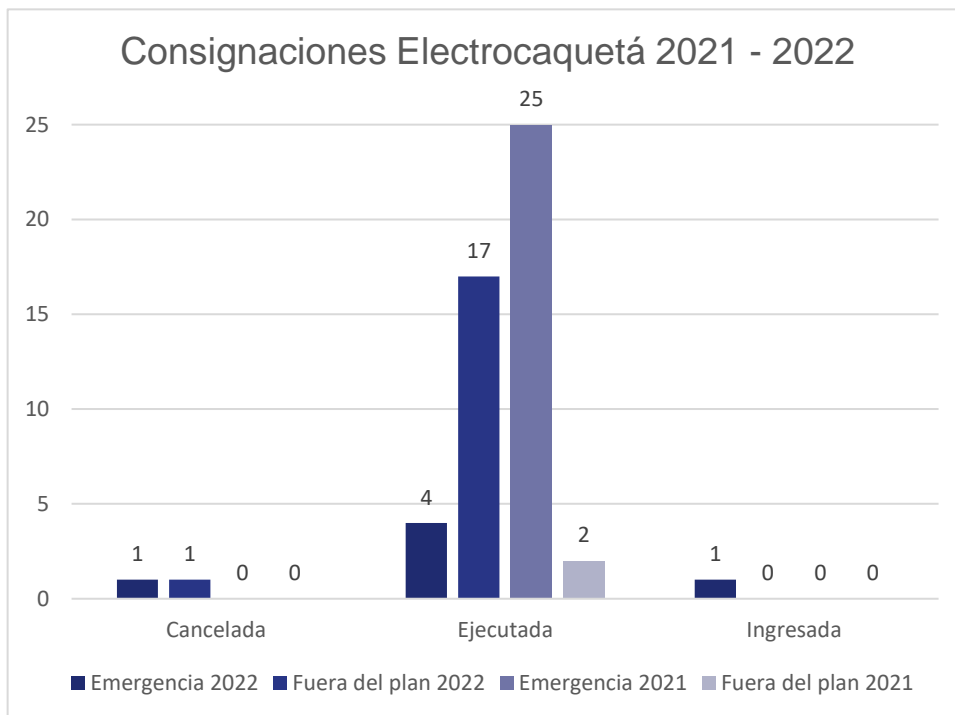
4.4.7.7.1. Indisponibilidad de activos

Por su condición de radialidad desde nivel 4, los activos del STR de ELECTROCAQUETÁ tienen la condición para figurar en la lista de zonas excluidas por Compensación por Energía No Suministrada (CNE), por lo tanto, no se registran las indisponibilidades de los activos.

4.4.7.7.2. *Consignaciones nacionales*

Debido a la radialidad del sistema de ELECTROCAQUETÁ, las consignaciones realizadas a sus redes son bajas, en su mayoría debido a la implementación de cuadrillas en línea viva, que les ha permitido realizar los mantenimientos correspondientes. Sin embargo, comparando las consignaciones registradas para el año 2021, donde se ingresaron 27 consignaciones y para el 2022 se ingresaron 27 consignaciones, lo que representa un incremento del 11%. Se ingresaron en el año 2022 un 76% menos de consignaciones de emergencia y se presentó un incremento del 89% en las consignaciones fuera del plan, como se muestra en la Figura 39.

Figura 39. Consignaciones Electrocaquetá 2021-2022



Fuente: Elaboración propia a partir de la información consignada en la plataforma SIO de XM

4.4.7.7.3. *Proyectos de expansión*

Durante la parte presencial de la evaluación integral se le solicitó a ELECTROCAQUETÁ suministrar información sobre los proyectos que han generado para aprobación de la UPME que les permitan mejorar la confiabilidad de su sistema, para lo mismo, se han generado a lo largo de los años diferentes gestiones por parte del operador.

Frente a la gestión realizada por ELECTROCAQUETÁ, la UPME en 2014 emitió concepto aprobatorio para la segunda línea de interconexión Altamira- Florencia – El Doncello a 115 kV y en el plan de expansión de Referencia Generación-Transmisión 2014-2028 el 9 de enero de 2015 la UPME definió esta obra como necesaria, sin embargo, en junio de 2016, ELECTROCAQUETÁ desistió de la construcción de la segunda línea, por lo que la UPME de acuerdo con lo señalado en la Resolución CREG 024 de 2013, modificada por la Resolución CREG 113 de 2015, dio apertura a la Selección del Inversionista y el Interventor del segundo circuito Altamira – Florencia – Doncello 115 kV, dicho proceso que fue declarado desierto.

La Superintendencia sugiere que en el corto plazo se adelanten gestiones que le permitan al sistema de ELECTROCAQUETÁ mejorar su confiabilidad y seguridad a través de proyectos de expansión.

4.4.7.8. Cumplimiento RETIE

La revisión realizada al cumplimiento del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) en el marco de la evaluación integral se enfocó al cumplimiento de los requisitos del mismo por parte de ELECTROCAQUETÁ relacionado a: seguimiento de los reportes de accidentes de origen eléctrico (formato TT5 en el SUI), medidas de mitigación de riesgos de origen eléctrico, información de seguridad a usuarios y campañas realizadas por el operador para la gestión del riesgo eléctrico.

4.4.7.8.1. Seguimiento de accidentes de origen eléctrico

Mediante el formato TT5 del SUI se reportan accidentes o incidente ocurrido con personal directo o contratistas en las redes eléctricas, ELECTROCAQUETÁ, para el año 2022, reportó un total de 3 accidentes, uno cuyo afectado fue un animal y 2 con afectación a personas vinculadas con la empresa. Ante lo cual, se le recuerda lo establecido en el Artículo 9.5 del RETIE:

«Adicionalmente, deben reportar cada tres meses al Sistema Único de Información (SUI) los accidentes de origen eléctrico ocurridos en sus redes y aquellos con pérdida de vidas en las instalaciones de sus usuarios. Para ello, debe recopilar los accidentes reportados directamente a la empresa y las estadísticas del Instituto de Medicina Legal o la autoridad que haga sus veces en dicha jurisdicción»

A razón de lo cual se recomienda a ELECTROCAQUETÁ realizar la socialización a sus usuarios de los canales de comunicación en los cuales pueden realizar el reporte de accidentes y adicionalmente se recuerda obligatoriedad realizar la consulta a medicina legal de manera periódica con el fin de realizar un reporte completo y cercano a la realidad de los índices de accidentalidad en el departamento.

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

En cumplimiento a lo establecido en el RETIE mediante el Artículo 26, se solicitó a ELECTROCAQUETÁ remitir evidencia de la difusión realizada de la cartilla de seguridad, en respuesta al requerimiento la empresa informa que el único canal de distribución en el cual se tiene disponible la cartilla de seguridad es de manera virtual en la página web, por lo cual se invita a la empresa a tener la cartilla de forma física en sus puntos de atención al usuario para de esta forma realizar su difusión. Dado que en consideración a lo establecido en el literal b del Artículo 26.1 del RETIE:

«b. Estar dirigida al usuario final y al potencial, ser entregada el día en que se pone en servicio una instalación eléctrica. Igualmente, debe estar disponible y permitir ser consultada en puntos de atención al público.» (Subrayado fuera de texto)

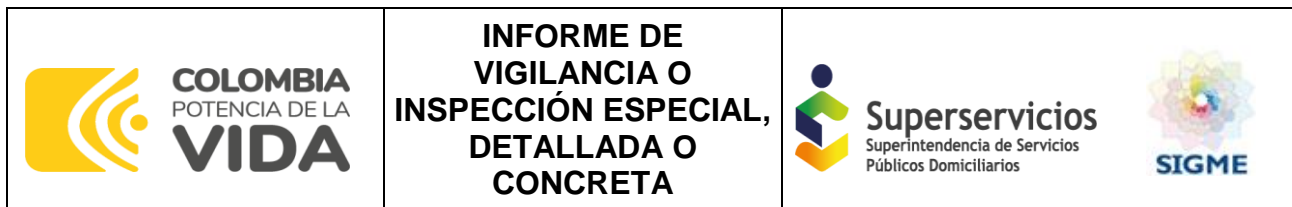
Se presenta un presunto incumplimiento puesto que ELECTROCAQUETÁ no remite evidencias de la entrega de la cartilla de seguridad a los usuarios nuevos al momento de otorgar el servicio de energía como se establece en el reglamento ni de la difusión de la misma a los usuarios existentes.

Adicionalmente, en el numeral 26.2 del RETIE se establece como obligatorio:

«El Operador de Red o el comercializador, según sea el caso, deben instruir al usuario del servicio de energía, al menos cada seis meses, sobre recomendaciones de seguridad, escritas en letras con un tamaño de fuente mínimo ocho, impresa en la factura o en volantes anexos a esta (...)» (Subrayado fuera de texto)

Información que para la vigencia evaluada no fue entregada a los usuarios por parte de ELECTROCAQUETÁ, lo que representa un presunto incumplimiento al RETIE al omitir esta actividad.

En cumplimiento a este mismo numeral, se solicitó a la ELECTROCAQUETÁ remitir evidencia de las campañas de información realizados a las comunidades aledañas a lugares donde se realizan trabajos de mantenimientos, quien afirmó que esta información dirigida a la comunidad la daban las empresas contratistas que ejecutaban las actividades de mantenimientos en sus redes, quedando como compromiso en el acta de la visita remitir las evidencias. Sin embargo, al revisar las fotografías y



archivos enviados se evidencia que no corresponde a socialización de riesgos de origen eléctrico sino a socializaciones en temas arbóreos, por lo cual se recomienda a ELECTROCAQUETÁ acatar lo estipulado en el RETIE informando a los residentes cercanos al lugar donde realizan actividades de mantenimiento sobre « *los riesgos de origen eléctrico que se pueden ocasionar por inadecuadas prácticas que rompan las distancias mínimas de seguridad o la zona de servidumbres y dejen evidencias del hecho*».

Considerando la información remitida en cumplimiento del compromiso 40 del acta de visita de ELECTROCAQUETÁ se le recuerda a la empresa que toda la información remitida a la SSPD debe cumplir con lo estipulado en el Artículo 8 de la Resolución CREG 080 de 2019, donde se especifica «*La información que suministren, divulguen o reporten los agentes mencionados en el artículo 2o de esta resolución debe ser cierta, suficiente, clara, oportuna y verificable, debe garantizar la finalidad para la cual fue solicitada y no debe tener ni el propósito ni el efecto de inducir a error.*», dado que se encontraron registros fotográficos que se presumen pueden corresponder a un montaje.

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

De conformidad con los Artículos 9 y 13 del RETIE que abarcan el tema de distancias de seguridad, ELECTROCAQUETÁ realizó 12 actividades de modificación de redes mediante su contratista de “línea viva” como gestión de riesgo de origen eléctrico originado por acercamiento inadecuado de viviendas a sus redes. Adicional a lo cual, ELECTROCAQUETÁ realizó la notificación a 12 secretarías de planeación municipal resaltando la importancia de dar cumplimiento al RETIE al momento de otorgar licencias de construcción, por lo cual se recomienda a la empresa realizar seguimiento a estas comunicaciones en función de continuar con la gestión del riesgo generado por estos presuntos incumplimientos al reglamento.

4.4.7.8.4. 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. Sin embargo, toda la infraestructura eléctrica de subestaciones perteneciente a ELECTROCAQUETÁ fue construida antes de la entrada en vigencia del reglamento por lo que no cuentan con certificado de conformidad, sin embargo, la empresa se encuentra realizando proyectos de remodelación en 7 de sus subestaciones, de las cuales 3 requieren certificación RETIE, y se encuentran relacionadas en la Tabla 58, certificaciones que deberán ser remitidas a la SSPD una vez sean obtenidas por la empresa quedando como compromiso de seguimiento.

Tabla 58. Subestaciones con remodelaciones que requieren certificado RETIE

Subestación	Porcentaje de modificación [%]	Fecha estima de finalización de obra	Fecha estimada de certificación RETIE
Paujil	90	15-06-2023	31-12-2023
Ciudadela	80	11-09-2023	31-12-2023
Minas Blancas	85	05-11-2023	31-12-2023

Fuente. Elaboración propia a partir de información de ELECTROCAQUETA.

4.4.7.8.5. *Mantenimiento de Subestaciones, redes de distribución y líneas de transmisión*

En el cumplimiento del objeto y los artículos 15, 22 y 24 del RETIE, el prestador del servicio contempló realizar mantenimientos preventivos y correctivos a la infraestructura que opera. Dentro de las reuniones adelantadas y la información remitida, no se encontró informe, plan o evidencia del plan anual de mantenimiento de ELECTROCAQUETÁ para 2022. Siendo la información relacionada en la Tabla 59 la única información recibida.

Tabla 59. Mantenimientos realizados 2022

MANTENIMIENTOS REALIZADOS AÑO 2022				
MES	CANTIDAD ACTIVIDADES PROGRAMADAS	CANTIDAD ACTIVIDADES EJECUTADAS	% DE CUMPLIMIENTO	OBSERVACIONES
ENERO	402	400	99,50%	SIN NOVEDAD
FEBRERO	399	398	99,75%	SIN NOVEDAD
MARZO	459	464	101,09%	SIN NOVEDAD
ABRIL	375	370	98,67%	SIN NOVEDAD
MAYO	487	512	105,13%	SIN NOVEDAD
JUNIO	552	644	116,67%	SIN NOVEDAD
JULIO	513	551	107,41%	SIN NOVEDAD
AGOSTO	601	681	113,31%	SIN NOVEDAD
SEPTIEMBRE	348	408	117,24%	SIN NOVEDAD
OCTUBRE	541	614	113,49%	SIN NOVEDAD
NOVIEMBRE	411	454	110,46%	SIN NOVEDAD
DICIEMBRE	428	426	99,53%	SIN NOVEDAD

Fuente. ELECTROCAQUETA.

4.4.7.8.6. *Sistemas de Puesta a Tierra*

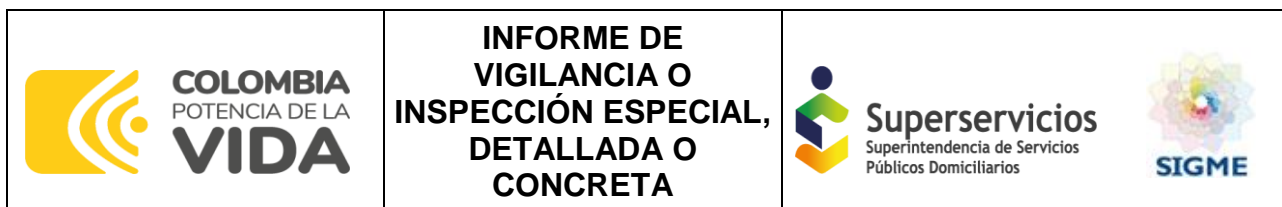
Por parte de ELECTROCAQUETÁ se remite la relación de las mediciones realizadas en 2022 de los sistemas de puesta a tierra en 19 subestaciones. Para dar cumplimiento a las mediciones de resistencia estipuladas en el RETIE, según los informes remitidos por la empresa, las medidas presentadas en la Tabla 60 se realizaron cumpliendo la normativa IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050, NTC 4552.

Tabla 60. Mediciones SPT en subestaciones 2022

RESULTADOS PUNTO DE CONEXIÓN A SISTEMA DE PUESTA A TIERRA MES DE NOVIEMBRE					
Equipo	Medida 1 (0.62D) [Ω]	Medida 2 (0.62D + 1 [m]) [Ω]	Medida 3 (0.62D - 1 [m]) [Ω]	Material de la tierra	Nivel de tensión [kV]
SE Solita	7,5	5,3	2,2	Cable de cobre	34.5 / 13.8
SE Valparaíso	0,22	0,05	0,13	Cable de cobre	34.5 / 13.8
SE Belén	5,73	5,09	4,42	Cable de cobre	34.5 / 13.8
SE Morelia	13,3	18,1	9,3	Cable de cobre	34.5 / 13.8
SE Satélite	0,67	0,86	1,11	Cable de cobre	34.5 / 13.8
SE San Antonio	2	1,03	1,75	Cable de cobre	34.5 / 13.8
SE Albania	1,9	3,3	8,2	Cable de cobre	34.5 / 13.8
SE San José	2,1	3,1	5	Cable de cobre	34.5 / 13.8
SE CENTRO	0,09	0,2	0,12	Cable de cobre	115/34.5 / 13.8
SE MONTAÑITA	1,14	1,96	1,31	Cable de cobre	34.5 / 13.8
RESULTADOS PUNTO DE CONEXIÓN A SISTEMA DE PUESTA A TIERRA MES DE DICIEMBRE					
Equipo	Medida 1 (0.62D) [Ω]	Medida 2 (0.62D + 1 [m]) [Ω]	Medida 3 (0.62D - 1 [m]) [Ω]	Material de la tierra	Nivel de tensión [kV]
SE Ciudadela	0,62	1,65	3,27	Cable de cobre	34.5 / 13.8
SE Solano	0,82	2,39	6,68	Cable de cobre	34.5 / 13.8
SE Paujil	0,36	0,53	1,26	Cable de cobre	34.5 / 13.8
SE Doncello	0,8	0,57	1,62	Cable de cobre	115/34.5/13.8
SE Puerto Rico	2,5	5,89	3,69	Platina de acero	34.5 / 13.8
SE Santa Martha	3,17	0,15	0,2	Cable de cobre	34.5 / 13.8
SE San Vicente	0,15	0,17	0,12	Cable de cobre	34.5 / 13.8
SE Delicias	1,53	0,33	0,78	Cable de cobre	34.5 / 13.8
SE Macarena	3,69	1,86	0,89	Cable de cobre	34.5 / 13.8

Fuente. ELECTROCAQUETA.

Al realizar la revisión a las medidas remitidas se evidencian mediciones que superan los valores referenciales contenidos en el RETIE, los cuales no son obligatorios, pero tienen como fin garantizar el cumplimiento de las tensiones de paso y de contacto presentes en la infraestructura eléctrica para garantizar la seguridad de las personas. Siendo estas un factor importante si se considera que para el año 2022 la empresa no realizó medición de estas tensiones de paso, contacto o transferidas por no contar con el equipo necesario para esta actividad. Razón por la cual se recomienda a ELECTROCAQUETÁ realizar un análisis de todos los valores de resistencia de puesta a tierra remitidos y en los casos en los que se identifiquen valores superiores a los regulatorios, priorizando la



medición de las tensiones de paso, contacto y transferidas, para confirmar si existe o no situación de riesgo, permitiendo que se tomen las acciones correspondientes para la mitigación del riesgo que representan las tensiones en caso de ser mayores a las máximas permitidas. Quedando como recomendación de la revisión realizar los mantenimientos correctivos correspondientes, pues al presentar estas diferencias se debe considerar lo establecido mediante el Artículo 15,6 del RETIE, donde se indica que, si una inspección muestra que se requieren reparaciones, estas deben ser realizadas sin retraso y no ser pospuestas hasta el próximo ciclo de mantenimiento.

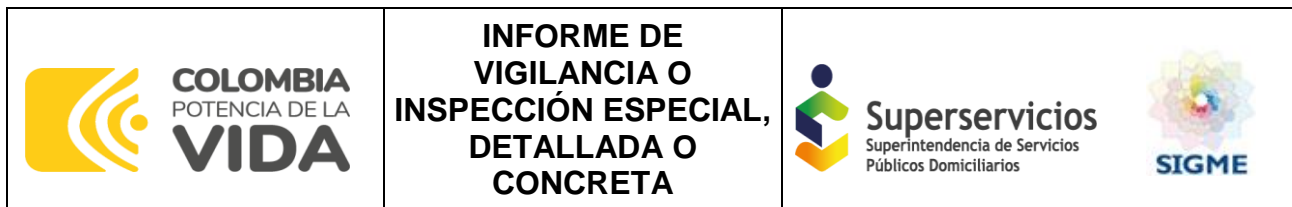
4.4.7.9. Plan de Gestión del Riesgo de desastres

Respecto, a la temática asociada a la Gestión de Riesgos de Desastres y la obligatoriedad de formular y adoptar el Plan de Gestión de Riesgo de Desastres, establecido por el Decreto 2157 de 2017, ELECTROCAQUETÁ remitió el documento denominado «Plan de Gestión de Riesgos de Desastres – Versión 2022-10-21» - PGRD 2022, correspondiente a los negocios de distribución y comercialización de energía eléctrica, en el área de influencia del prestador, las sedes administrativas e infraestructura operativa, en las siguientes zonas y municipios:

- a) Oficinas administrativas y de atención al cliente de las siguientes sedes: Florencia, Albania, Belén de Andaquies, Currillo, El Doncello, El Paujil, La Montañita, Macarena, Puerto Rico, San José del Fragua, San Vicente del Caguan, Solano, Solita, Valparaíso y San Antonio.
- b) Infraestructura operativa asociada a las siguientes subestaciones eléctricas (21 subestaciones): Florencia, Doncello, Albania, Belén, Ciudadela, Dorado, Montañita, Morelia, Paujil, Puerto Rico, San José, San Vicente, Delicias, Macarena, San Antonio, Satélite, Solano, Solita, Valparaiso, Minas Blancas y Santa Marta. Líneas de distribución entre ellas (71.061 km de red) y 7.649 transformadores.

La actividad de comercialización de energía cubre usuarios del departamento del Caquetá, municipio de La Macarena en el Meta y la inspección de policía El Gallinazo en el municipio de Puerto Guzmán en el Putumayo.

ELECTROCAQUETÁ indicó que ha venido implementando el Sistema Integrado de Gestión, conformado por cuatro macroprocesos, correspondientes al «Proceso Estratégico», «Proceso Misional», «Proceso de Apoyo» y «Proceso de Evaluación», bajo los Sistemas de Gestión de la Calidad, Sistema de Control Interno y Seguridad y Salud en el Trabajo.



No obstante, en desarrollo de la evaluación integral, el prestador NO aclaró la incorporación de la Gestión de Riesgo de Desastres (Decreto 2157 de 2017) en la estructura misional o estratégica de la empresa.

Una vez socializada la verificación del contenido expuesto en el PGRD, respecto a los requerimientos mínimos establecidos por el Decreto 2157 de 2017, se indicó al prestador, la necesidad de complementar y contextualizar el contenido de las temáticas de «Conocimiento del Riesgo», «Reducción del Riesgo» del PGRD y «Proceso de Manejo del Desastre», aplicadas a las actividades desarrolladas por ELECTROCAQUETÁ en la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Si bien los documentos de PGRD incorporan el desarrollo metodológico para el análisis de riesgos y evidencias teóricas en la temática de «Proceso de Conocimiento del Riesgo» y «Reducción del Riesgo», el prestador NO reportó evidencias de la implementación de los procesos de conocimiento, reducción del riesgo y manejo del desastre en la «Infraestructura» o «Recursos» para la prestación del servicio público de energía eléctrica, a cargo de ELECTROCAQUETÁ.

Desde el punto de vista relacionado con los aspectos técnicos de la actividad de distribución, la Gerencia de Distribución mencionó como activos con mayor vulnerabilidad, la línea «Altamira – Florencia» y la «Subestación principal», los cuales, al materializarse algún evento amenazante, y presentar riesgo de estabilidad operativa o estructural sobre estos activos, podría dejar sin provisión del servicio de energía eléctrica a todo el departamento del Caquetá y su área de atención.

Sin embargo, dichas observaciones técnicas y operativas de la infraestructura eléctrica a cargo de ELECTROCAQUETÁ, NO se vieron reflejadas en los análisis incorporados en los documentos de PGRD remitidos por el prestador, así como la identificación de amenazas, vulnerabilidad de infraestructura o procesos y consecuentemente, priorización de riesgos para el respectivo análisis, según la reglamentación antes mencionada.

Por lo anterior, se indicó que el PGRD y documentos anexos en el desarrollo de la evaluación integral, NO se ajusta a los lineamientos requeridos por el Decreto 2157 de 2017, por lo cual es preciso que ELECTROCAQUETÁ, realice los ajustes al PGRD, de tal manera que los análisis, valoraciones, monitoreo y seguimiento, se reflejen sobre cada actividad, infraestructura, recursos o sistemas para la prestación del servicio de energía en la región, y los procesos descritos en la «Sección 2 - Subsección 1. Formulación del Plan», y subsecciones complementarias del Decreto 2157 de 2017, a saber:

- a) «Proceso de Conocimiento del Riesgo» (Subsección 1).

- b) «Proceso de Reducción del Riesgo» (Subsección 1. - 2.1. Intervención Correctiva, 2.2. Intervención Prospectiva y 2.3. Protección Financiera).
- c) «Proceso de Manejo del Desastre» (Subsección 1).
- d) «Plan de Inversiones» para la gestión del riesgo de desastres (Artículo 2.3.1.5.2.1.2.).
- e) Seguimiento, verificación, socialización y comunicación del PGRD. Control, Revisión, Ajuste y Temporalidad del PGRD (Subsecciones 4 a 9 del Decreto 2157).

4.4.8. Calidad y reporte de la información al SUI

A continuación, se presenta la Información del cumplimiento de los reportes por parte de ELECTROCAQUETÁ al SUI.

Inscripción y actualización RUPS

El prestador ELECTROCAQUETÁ realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS bajo imprimible No. 202331032420663 del 03 de marzo del 2023 donde realizó el registro de los siguientes datos:

- Fecha de constitución: 13 de julio de 1978.
- Fecha de inicio de operaciones: 21 de julio de 1978.
- NIT: 891190127 - 3
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica
- Actividades Desarrolladas:

Tabla 61. Registro actividades RUPS.

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha Final
Energía	Comercialización	21/07/1978	-
Energía	Distribución	21/07/1978	-

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 RUPS.

Cargue y Calidad de Información

Según la revisión realizada en el SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 36 reportes en estado pendiente para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador se evidencia en la Tabla 62.

Tabla 62. *Porcentaje de cargue.*

ID Empresa	Empresa	Año	Certificado	Certificado No Aplica	Pendiente	Porcentaje Cargue
1032	ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA SA ESP	2022	315	39	36	91%

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 07/11/2023.

Tomando como base, el porcentaje de cargue de la Tabla 62, el prestador, para la vigencia 2022, tiene 36 formatos pendientes, los cuales corresponden a Formatos Técnicos (CS5. Puntos de Medida Barra – Seguimiento, CS7. Puntos de Medida Línea o Circuito – Seguimiento y CS8. Indicadores Calidad Potencia). Cabe destacar que para las vigencias anteriores al 2022, el prestador cuenta con 46 formatos pendientes, los cuales durante el transcurso de esta integral fue revisados en compañía del prestador y notificados con anterioridad bajo el comunicado SSPD No. 20232201787471 del 17 de mayo de 202.

Por otro lado, verificando la oportunidad de cargue de información de los formatos pendientes por parte del prestador, se evidenciaron ciertas inconsistencias en el reporte del formato **TT10. Plan de Gestión de Riesgo** para los periodos 2019, 2020 y 2021, debido a que el prestador certifica este formato como No Aplica, incumpliendo con lo establecido en la Resolución SSPD 20212200012515 del 2021, la cual especifica que todos los Operadores de Red están en la obligación de proporcionar la información requerida en los formatos habilitados para los periodos correspondientes. Ante esto, es necesario que el prestador realice una solicitud de reversión del formato TT10 para las vigencias antes mencionadas.

Respecto a la información comercial proporcionada por la empresa, se identifica ciertas inconsistencias en el reporte de los usuarios de alumbrado público por parte de la empresa. Se evidencia que el prestador a la hora de reportar estos usuarios no tuvo en cuenta lo definido en el **Artículo 5.2.7. Alumbrado público** de la **Resolución CREG 015 del 2018**, ya que no realizó la respectiva identificación de los usuarios CALP (Consumidores de Alumbrado Público), información reportada en el formato **TC1. Inventario de Usuarios.**

Con base en lo anterior, es necesario que el prestador identifique y analice la cantidad de usuarios CALP que no fueron considerados en el reporte inicial de información. Una vez que estos usuarios hayan sido debidamente identificados, se requiere que el prestador realice una solicitud de reversión de los formatos **TC1. Inventario de Usuarios, T15. Costo Prestación Servicio Usuarios No Regulados y Alumbrado Público** y **TC6. Detalle Facturación AP** desde la aprobación de la resolución particular por parte de la CREG (mayo del 2021) a la fecha.

Evaluando la oportunidad de cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, del año 2022 se pudo constatar que ELECTROCAQUETÁ presentó el 61.52% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes (Tabla 63).

Tabla 63. Oportunidad en el cargue – Vigencia 2022.

Variable	Fuera de Término	Con Oportunidad
Cantidad N°	219	171
Porcentaje %	56.15 %	43.85 %

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 07/11/2023.

En cuanto a reversiones, durante 2022 la empresa ELECTROCAQUETÁ solicitó las relacionadas en la **Tabla 64.**

Tabla 64. Formatos Reversados.

Año de la Solicitud de Reversión	Nombre Formato o formulario Reversado	Año	Periodo	Fecha de Ejecución
2023	PI4. Proyectos Seguimiento	2022	Anual	28/02/23
2023	PI3. Inventario Proyectos	2022	Anual	28/02/23
2023	PI2. Planes Seguimiento	2022	Anual	28/02/23
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	2022	1	07/03/23
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	2022	2	07/03/23
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	2022	3	07/03/23
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	2022	4	07/03/23
2023	PI1. Inventario Planes	2022	5	28/02/23
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	2022	5	07/03/23
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	2022	6	07/03/23
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	2022	7	07/03/23
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	2022	8	07/03/23
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	2022	9	07/03/23
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	2022	10	07/03/23
2023	S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES	2022	10	04/10/23
2023	S2. Giros Recibidos y Efectuados	2022	10	04/10/23
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	2022	11	07/03/23
2023	S2. Giros Recibidos y Efectuados	2022	11	04/10/23
2023	TC6. Detalle Facturación AP	2022	11	10/05/23

Año de la Solicitud de Reversión	Nombre Formato o formulario Reversado	Año	Periodo	Fecha de Ejecución
2023	S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES	2022	11	04/10/23
2023	S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES	2022	12	04/10/23
2023	S2. Giros Recibidos y Efectuados	2022	12	04/10/23

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 07/11/2022.

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

(...))»

Cabe destacar que, verificando 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.

(...))»

El prestador incumple con lo antes mencionado, esto debido al porcentaje de oportunidad de cargue de la información reportada en el SUI de los formatos habilitados al prestador (43.85%) 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 2022 (22 reversiones) de las cuales 7 Reversiones son del Tópico Comercial y de Gestión y 15 hacen referencia al Tópico técnico de la resolución antes mencionada.

4.4.9. Reglas Generales de Comportamiento

Para verificar el cumplimiento 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. Al respecto la empresa publicó en su página web: <http://www.electrocaqueta.com.co/index.php/>, los procedimientos con su respectivo enlace, como se relaciona en la Tabla 65.

Tabla 65 Procedimientos publicados por la Electrificadora del Caquetá S.A. ESP, Resolución CREG 080

Procedimiento publicado	Ubicación o Enlace
Declaración de Cumplimiento	chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/http://www.electrocaqueta.com.co/images/empresa/pdfs/CREG%20080/CumplimientoResolucionCREG080.pdf
Cartilla Electrocaqueta	http://www.electrocaqueta.com.co/images/empresa/pdfs/CartillaElectrocaqueta.pdf
Contrato de Condiciones Uniformes	chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/http://www.electrocaqueta.com.co/images/empresa/pdfs/Contrato%20condiciones%20uniformes/Contrato_de_condiciones_uniformes%205.pdf
Ampliación de conexiones	chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/http://www.electrocaqueta.com.co/images/empresa/pdfs/CREG%20080/VE-GC-P-18AmpliacionConex.pdf
Conexiones Nuevas	chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/http://www.electrocaqueta.com.co/images/empresa/pdfs/CREG%20080/VE-GC-P-05Conexionesnuevas.pdf

Procedimiento publicado	Ubicación o Enlace
Peticiones quejas y recursos	chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/http://www.electrocaqueta.com.co/images/empresa/pdfs/CREG%20080/VE-GC-P-15Peticionesquejasyrecurso.pdf
Desviación Significativa	chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/http://www.electrocaqueta.com.co/images/empresa/pdfs/CREG%20080/VE-GC-P-17Desviaci%C3%B3nSignificativa.pdf

Fuente: Elaboración DTGE tomando como insumo las publicaciones dispuestas en la Página Web del prestador

Una vez realizada la verificación, se observó que la empresa tiene establecidos y publicados los procedimientos que determinó necesarios para dar cumplimiento a la normativa citada, al realizar la revisión de los mismos y la documentación existente, se encontró que de manera normal dan cumplimiento a la premisa establecida por la Comisión de Regulación de Energía – CREG, en cuanto a que la información suministrada por los agentes mencionados en la Resolución deben permitir y facilitar su comparación y comprensión por parte de los usuarios frente a los diferentes productos y servicios ofrecidos por la empresa y de igual manera esta información no debe tener ni el propósito ni el efecto de inducir a error.

Adicionalmente, la empresa informa que ha implementado lo establecido en la Resolución CREG 080 de 2019 a través de una cartilla que resume las situaciones que puedan afectar a los usuarios y pretende establecer una comunicación idónea, clara y transparente con los usuarios, con este documento la administración de la empresa considera, se facilita el entendimiento y la adopción de los comportamientos declarados en dicha resolución por parte los usuarios.

Acorde a lo anterior, se evidenció que a nivel general los procedimientos y la información suministrada por la empresa ELECTROCAQUETÁ a los usuarios de su mercado, están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que debieran aportar

5. Hallazgos:

A continuación, se presentan los hallazgos dentro del marco de la evaluación integral, los cuales corresponden a todos los aspectos de los que trata dicha evaluación.

Tabla 66. *Relación hallazgos para ELECTROCAQUETÁ*

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
1. Financiero	RESOLUCIÓN SSPD - 20161300013475 DE 2016 (mayo 19)- En la columna "Otras actividades no vigiladas SSPD" deberá incorporarse todo lo relacionado con actividades que no están sujetas a la inspección, vigilancia y control de la Superservicios	Se evaluó la calidad de la información financiera evidenciando que el prestador netea los conceptos de las otras actividades con el valor de los ingresos, gastos y costos de la prestación del servicio.	NO CUMPLE
2. Código de Medida	Artículo 19	Información remitida por la empresa.	NO CUMPLE
3. Código de Medida	Artículo 20: Fronteras de distribución	Información remitida por la empresa.	NO CUMPLE
4. FSSRI	Se requiere sustentar y/o reversar los valores reportados en el SUI en el formato de facturación TC2, dadas las diferencias presentadas para los 4tro trimestres de 2022 en las variables de "Subsidios Otorgados". "Contribuciones Facturadas".	Información reportada en el formato TC2	NO CUMPLE
5. FSSRI	Se requiere sustentar y/o reversar los valores reportados en el SUI en el formato de facturación S1, dadas las diferencias presentadas para los 4tro trimestres de 2022 en las variables de "Subsidios Otorgados". "Contribuciones Facturadas", Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado Su No Recaudo (\$), Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses (\$) y Giros recibidos" para los 4tro trimestres de la vigencia 2022. Para la variable "Giros Efectuados" en el mes de febrero de 2022 del formato S1, se evidencia un presunto error de reporte con una diferencia de \$ 61.282.943.	Información reportada en el formato S1	NO CUMPLE
6. FSSRI	Se requiere sustentar y/o reversar los valores reportados en el SUI en el formato de facturación S2, dadas las diferencias presentadas para los 4tro trimestres de 2022 en la variable "GIROS RECIBIDOS (\$)".	Información reportada en el formato S2	NO CUMPLE

criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
7. FSSRI	Se requiere sustentar y/o revertir los valores reportados en el SUI en el formato de facturación S10, dadas las diferencias presentadas para los 4to trimestres de 2022 en las variables de "Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado Su No Recaudo (\$) y Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses (\$)", en los trimestres 1, 2 y 3 de la vigencia 2022.	Información reportada en el formato S10	NO CUMPLE
8. FSSRI	Se requiere sustentar y/o revertir la información, dadas las diferencias presentadas entre el número de suscriptores contribuyentes (Industrial y Comercial), residencial 1, 2 y 3 dadas las diferencias presentadas durante la vigencia 2022, 2021 (Información SUI TC1 vs Información Aportada).	Información reportada en el formato TC1	NO CUMPLE
9. FSSRI	Dado el hallazgo del presunto incumplimiento por no acatar lo establecido en el artículo 2.2.3.2.6.1.12. del Decreto 1073 de 2015, se requiere al prestador para que proceda a publicar en medios masivos informe detallado sobre la utilización de manera precisa que dieron de los subsidios. 2021 y 2022	Publicación de informes	NO CUMPLE
10. Aplicación fórmulas tarifarias para el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio, Opción Tarifaria y Tarifas	Correcta aplicación de la Resolución CREG 119 de 2007, CREG 012 de 2020 y CREG 003 de 2021 y todas aquellas que la modifican, complementan o sustituyen.	Acta de visita de la evaluación integral. Reuniones sostenidas con la empresa en el marco de la evaluación integral. Información certificada por el prestador en los formatos tarifarios del SUI.	NO CUMPLE Se evidenciaron inconsistencias en la aplicación de las fórmulas tarifarias por parte del prestador.
11. Cumplimiento RETIE	Cartilla de seguridad Literal b del Artículo 26.1 del RETIE	Radicado SSPD 20235293228422, ELECTROCAQUETA no cuenta con cartilla de seguridad disponible en sus puntos de atención al usuario.	NO CUMPLE

Criterion	Condition evaluated	Evidence / support	State of fulfillment
12. Cumplimiento RETIE	Información periódica a usuarios del numeral 26.2 del RETIE	Radicado SSPD 20235293228422, ELECTROCAQUETA no realiza campañas de instrucción a usuarios en recomendaciones de seguridad de manera periódica mediante factura o volante anexo, no informa sobre riesgos a los residentes cercanos al lugar donde realiza actividades de mantenimiento.	NO CUMPLE
13. Cumplimiento del PGRD – Decreto 2157 de 2017	Decreto 2157 de 2017. Subsección 1. Procesos de Conocimiento, Reducción del Riesgo – Manejo del Desastres. Subsecciones - 4, 5, 6, 7, 8 y 9.	La empresa ELECTROCAQUETÁ SA ESP, NO presentó evidencia de la formulación, adopción e implementación del Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas, para los procesos, instalaciones y aquellas derivadas de la propia actividad, conforme a los lineamientos establecidos en el Decreto 2157 de 2017.	NO CUMPLE
14. Calidad del servicio	Soportes de exclusiones	Los soportes de exclusiones para los eventos con causal catástrofes naturales y actos de terrorismo, no cuentan con los soportes exigidos regulatoriamente (Cumplimiento CREG 015 de 2018 y)	NO CUMPLE
15. Calidad del servicio	Calidad individual	Presenta durante los años 2019, 2020, 2021 y 2022, más de un usuarios con DIU mayor a 360 horas de interrupción (Cumplimiento CREG 015 de 2018)	NO CUMPLE

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
16. Calidad del servicio	Calidad individual	No se ha compensado a los usuarios que superaron las metas de calidad individual durante los años 2019 a 2021 (Cumplimiento CREG 015 de 2018)	NO CUMPLE
17. Calidad y cargue SUI	Evaluar el proceso de cargue y reversión de información al SUI, para así garantizar la calidad de la información y que la misma sea oportuna.	Resoluciones SSPD No. 20192200020155 de 2019 y SSPD No. 20212200012515 de 2021	NO CUMPLE (ELECTROCAQUETA debe reversar la información de los formatos TC1, TC6 y T15 para mayo del 2021 a la fecha. A su vez, reversar la información reportada en el formato TT10 para las vigencias 2019 al 2021).
18. Calidad y cargue SUI	Cumplir con los tiempos de reporte de información para los formatos del SUI, lo anterior con el fin de generar la información certificada para el cálculo de los indicadores de forma oportuna y que no genere retrocesos a los agentes involucrados	Resoluciones SSPD No. 20192200020155 de 2019 y SSPD No. 20212200012515 de 2021	NO CUMPLE

Fuente: Elaboración DTGE.

6. Acciones correctivas definidas:

Comercial:

La empresa debe dar cumplimiento a lo estipulado en el artículo 19 del Código de Medida, por lo que, de verificarse la existencia de usuarios que incumplan con lo estipulado en el mencionado artículo, deberá realizar las acciones correspondientes a la normalización de los sistemas de medición de esos usuarios.

La empresa debe dar cumplimiento a lo estipulado en el artículo 20 del Código de Medida que hace referencia a las fronteras de distribución.

Con base en la revisión realizada, es probable que ELECTROCAQUETÁ deba realizar reversión de algunos de los formatos del capítulo de tarifas del SUI.

Técnico Operativo:

En cuanto al incumplimiento, respecto a los soportes que evidencien textualmente que se trata de una catástrofe natural (causa 28) y en aquellos soportes que evidencien que se trata de un acto de terrorismo (causa 17), se requiere que la empresa realice el recálculo de los indicadores e información de calidad media e individual reportada en los formatos CS1, CS2 y CS3, teniendo en cuenta aquellos eventos excluidos que no cuentan con el debido soporte del que trata la Resolución CREG 017 de 2018 y de acuerdo con la respuesta emitida por la CREG a ASOCODIS mediante radicado CREG S2022002666.

7. Conclusiones:

Financieras:

- La compañía refleja para el año 2022 utilidad de 8 449 millones COP para el total de la empresa, en cuanto al servicio de energía para el año 2022 reflejo 3 835 millones COP disminuyendo la ganancia con respecto al 2021, pero como total del prestador su utilidad se incrementó en 2 897 millones COP; esto determinado básicamente por el ingreso que generamos las actividades no vigiladas
- La propiedad, planta y equipo es el rubro más representativo del activo a largo plazo, posicionándose en 67 690 millones COP, representando el 44% del total activo.
- El revisor fiscal de ELECTROCAQUETÁ emite opinión sin salvedades manifestando que encuentra que los estados financieros con corte a 31 de diciembre de 2022 presentan razonablemente la situación financiera de la empresa.
- Se evidenció en la verificación de calidad de la información suministrada en SUI para el año 2022, a través de XBRL, la compañía no separa los ingresos, gastos y costos de las otras actividades no vigilada por esta SSPD en su totalidad, acumulándolas en la prestación del servicio de energía eléctrica.
- El prestador culmina un año 2022 con un disponible de 20 019 millones, mostrando que garantizo sus obligaciones y presento un excedente que fortalece su liquidez.
- Se evidencia que, si el prestador disminuye su liquidez, no podría cumplir con las obligaciones regulatorias en cuanto a inversiones y a mantener liquides necesaria para mantener sus compras de energía de acuerdo al comportamiento del mercado.
- Se evidenció que el prestador a la fecha no ha realizado la materialización del registro contable de los saldos acumulados por la aplicación de la opción tarifaria de la Resoluciones CREG 012

de 2020 y CREG 101 031 de 2022, de \$38.887 millones de pesos, a septiembre de 2023, y de continuar aplicándose la opción tarifaria hasta diciembre de 2023 el saldo se estimaría de \$56.009 millones de pesos; esto conllevaría a reflejar dificultades de liquidez, si no recauda estos recursos.

- A la fecha de la evaluación integral octubre de 2023, el prestador mantenía una exposición a bolsa del 44,02%.
- El AEGR, concluye sobre el aspecto financiero que la entidad muestra un comportamiento positivo, apuntando siempre a la mejora continua, ELECTROCAQUETÁ obtuvo resultados adecuados derivados de la operación, pues cumplió en su mayoría con las metas presupuestarias establecidas, además del crecimiento evidenciado en la vigencia tanto para los usuarios como para los ingresos. sobre el futuro de corto, mediano y largo plazo, se evidencia un escenario estable, siempre y cuando se cumplan con los estimados proyectados, permitiendo a la entidad continuar con la hipótesis de negocio en marcha y el desempeño de sus proyecciones financieras y de inversión en infraestructura, mejora en la cobertura y calidad del servicio.

Comerciales:

- Si bien la única frontera con reporte al ASIC que tiene registrada la empresa cumple la Resolución CREG 038 de 2014, las 21 subestaciones de distribución están pendientes del cumplimiento de esta resolución, así como deben cumplirla los usuarios que se encuentren conectados mediante activos de conexión.
- La empresa no cuenta con la capacidad técnica para asegurar que las tarifas de energía eléctrica calculadas, publicadas y aplicadas al usuario final se ajustan a las fórmulas tarifarias. Así mismo, se evidencia un total desconocimiento de la metodología tarifaria al dejar de transferir costos a sus usuarios haciendo que no recupere los costos en los que incurre para la prestación del servicio de energía eléctrica.

Técnico Operativo:

- En revisión de los procedimientos presentados por ELECTROCAQUETÁ, se resalta que no se encuentra una etapa en los procedimientos de cálculo de indicadores de calidad media e individual, donde se realice la asignación de causas a los eventos (Circular CREG 063 de 2019) y la gestión de los soportes de los eventos excluidos, según lo dispuesto en el numeral 5.2.2 EXCLUSIÓN DE EVENTOS de la Resolución CREG 015 de 2018.

- En el análisis realizado por la SSPD se encontró que los usuarios del servicio de energía eléctrica del mercado de comercialización de ELECTROCAQUETÁ percibieron durante el año 2022, una calidad del servicio disminuida respecto a los años 2019, 2020 y 2021, tanto a nivel de calidad media como individual.
- Con los resultados de la revisión de soportes de exclusión de eventos, se evidenció que ELECTROCAQUETÁ tiene falencias en la correcta aplicación del esquema de exclusiones, por lo tanto, los indicadores de duración y frecuencia de interrupciones del mercado de ELECTROCAQUETÁ podrían estar subdimensionados.
- Se hace necesario que se revisen y soporten correctamente las exclusiones de eventos definidos en la Resolución CREG 015 de 2018.
- En términos generales, las inversiones de la empresa se han centrado en proyectos fuera del plan, en su mayoría destinados a proyectos de mejora en su sistema de distribución. Esto ha llevado a una baja ejecución de proyectos dentro del plan de inversiones, generando impactos en la calidad del servicio, aumento de pérdidas y obsolescencia de activos.
- A lo largo de varios años, ELECTROCAQUETÁ ha ejecutado inversiones no planificadas, lo que ha resultado en la falta de ejecución de proyectos aprobados. A corte de 2022 la empresa tiene una cantidad significativa de proyectos pendientes de ejecución, concentrando su expectativa en los años 2023 y 2027. Es por esto que enfrenta desafíos en la gestión de proyectos dentro del plan de inversión, generando impactos en sus operaciones y activos. Por lo anterior, la empresa debe mejorar la eficiencia la ejecución de proyectos para garantizar la calidad del servicio y la modernización de activos.
- A partir de la información proporcionada, se encontró que las variables asociadas a la ejecución del plan de inversión ($INVR_{j,n,t1}$) para todos los niveles de tensión estuvieron en \$0 hasta marzo de 2023, lo que afectó la remuneración. En el periodo de remuneración de 2021, el valor de $IAP_{j,n}$, 2020 fue 1 debido a disposiciones regulatorias, pero el $IAP_{j,n,2021}$ fue 0 debido a la falta de información de ejecución en 2019 y 2020, lo que resultó en una remuneración negativa para la empresa. En el periodo de remuneración de 2022, el $IAP_{j,n,2021}$ y el $IAP_{j,n,2022}$ también fueron de 0, debido a la falta de información de ejecución, lo que llevó a que la empresa no recibiera ninguna remuneración por el plan de inversión.
- En cuanto a gestión de pérdidas, ELECTROCAQUETÁ desistió del plan de reducción y, como consecuencia, no ha tenido en cuenta la remuneración significativa que podría haber recibido por su plan de mantenimiento de pérdidas. Esto podría tener un impacto financiero importante en la empresa.

- Se evidenciaron serias falencias en materia de conocimiento y aplicación regulatoria en varios de los procesos, lo cual, no solo trae problemas en desarrollo interno de la empresa, sino que, además, se vea inmersa en posibles investigaciones por parte de las Entidades de control correspondientes.
- Consecuencia de la mencionada verificación, se observó que la empresa ELECTROCAQUETÁ, NO presentó evidencia de la formulación, adopción e implementación del Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas - PGRD, para los procesos, instalaciones y aquellas derivadas de la propia actividad, conforme a los lineamientos establecidos en el Decreto 2157 de 2017.

Reglas 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.

8. Medidas recomendadas que pudiera ser oportuno o pertinente aplicar

Entendiendo la autonomía administrativa de la que gozan los prestadores de servicios públicos domiciliarios, se sugiere considerar el fortalecimiento al interior de la empresa de un equipo que asuma la responsabilidad del proceso de cálculo de tarifas de la empresa con el objeto de contar con un criterio técnico que permita validar y controvertir los resultados de la herramienta utilizada para el cálculo de tarifas.

9. Responsables de la realización:

Responsable general: Luis Adolfo Vargas Agudelo - Director Técnico de Gestión de Energía – DTGE (E)

Equipo de evaluación:

Felliny Salamanca – Componente Financiero

Diego Fernando Borda – Coordinador Componente Comercial

Rafael Ricardo Rojas

Natalia Castro

Francisco Alberto Daza

Dayhan Garzón

Christian Alarcón
Nelson González
Jorge Enrique Fonseca – Coordinador UMMEG
Jhon Cristian Giraldo Parra – Coordinador Componente Técnico
Darío Fernando Obando
Sandra Milena Sánchez
Paula Camila Arévalo
Diego Martin Castillo
Ángela Paola Beltrán
Carmen Andrea Rojas
Alexandra Thomas
Oscar Iván Torres
Luis Carlos Rodríguez – Componente Reglas Generales Comportamiento
Wilmer Andrés Sandoval – Componente SUI

10. Anexos: