

1. Identificador del prestador

1.1 Nombre o razón social: ELECTRIFICADORA DEL META SA ESP – EMSA SA ESP.

1.2 NIT: 892002210-6

1.3 ID (SUI - RUPS): 600

1.4 Servicio público domiciliario (SPD) prestado objeto de la vigilancia o inspección:
Energía Eléctrica

1.5 Actividad del SPD objeto de la vigilancia o inspección: Generación, distribución y
comercialización

1.6 Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar: 18 de diciembre de
1981

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

2.1 Año del programa al que pertenece la acción: 2022

2.2 Clase acción: Vigilancia ___ Inspección

2.3 Motivo de la acción: Especial Detallada ___ Concreta ___

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

2.5 Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción: Calle 37 A Nro. 45 – 53, Barrio
Barzal.

3. Delimitación del marco de evaluación

3.1 Criterios evaluados: Aspectos administrativos, financieros, técnicos, comerciales,
reporte de información al SUI y reglas generales de comportamiento.

3.2 Marco temporal de evaluación: 2022

4. Descripción de lo desarrollado:

Se realiza la Evaluación Integral a EMSA SA ESP (en adelante «EMSA»), dentro del marco de las actividades de inspección, vigilancia y control que realiza la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

4.1. Información fuente usada:

EMSA, a través de radicado SSPD 20235291676742 del 9 de mayo de 2023, remite la información solicitada en desarrollo de la evaluación integral. La información fue complementada durante la visita de inspección realizada los días 29, 30 y 31 de mayo de 2023 y registrada en acta. Posteriormente mediante radicado SSPD 2023529007192 del 5 de junio de 2023, EMSA remite respuesta a los compromisos asumidos en el acta de cierre de la visita de inspección de la evaluación integral. Adicionalmente, se utiliza información reportada al Sistema Único de Información (SUI) e información del portal BI de XM.

4.2. Requerimientos realizados

La información requerida a EMSA, fuente de insumo para la realización del presente informe, se solicitó a través de radicado SSPD 20232201343131 del 17 de abril de 2023.

4.3. Estado de respuesta de requerimientos

Respuesta remitida a través de radicado SSPD 20235291676742 del 9 de mayo de 2023. De acuerdo con análisis realizado a la información enviada por EMSA 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 de inspección y es entregada en su gran mayoría en la misma visita. Lo faltante se registra en el acta de reunión como compromisos y es remitida posteriormente por parte de EMSA mediante radicado SSPD 2023529007192 del 5 de junio de 2023.

4.4. Evaluaciones realizadas

Dentro del proceso de evaluación se tienen en cuenta aspectos administrativos, financieros, técnicos, comerciales, reglas de comportamiento y reporte de información al SUI. Iniciando por una breve descripción de la empresa EMSA.

4.4.1. Descripción general de la empresa

La empresa ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P. (en adelante EMSA), se constituyó el día 18 de diciembre de 1981 y su última fecha de actualización en RUPS fue el día 09 de junio de 2023. Está clasificada tanto para el sistema interconectado nacional para las actividades de Generación, Distribución y Comercialización. Ver Tabla 1 **Tabla 1**

La empresa atiende usuarios principalmente en el departamento del Meta, siendo la principal compañía en esta área geográfica, adicional cuenta con la prestación en algunos municipios del departamento de Cundinamarca

Tabla 1. Datos generales de la empresa

Tipo de Sociedad:	Sociedad anónima
Razón social:	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.
Sigla:	EMSA E.S.P.
NIT:	892002210 - 6
ID RUPS:	600
Representante legal:	EDWIN DAVID GUZMAN BOHORQUEZ
Actividad desarrollada:	COMERCIALIZACION -GENERACION DISTRIBUCION
Año de entrada en operación:	1981
Auditor – AEGR:	LEAL INGENIEROS S.A.S.
Clasificación:	Sistema Interconectado Nacional
Fecha última actualización RUPS:	09/06/2023

Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

Con relación a la planta de personal a diciembre de 2022 la compañía contaba con 226 empleos directos de los cuales 220 estaban activos, 214 a término indefinido y 6 a término fijo, su distribución por área es la siguiente: Tabla 2.

Tabla 2. Planta de personal

Áreas	Término Indefinido	Término Fijo	Vacante
Gerencia General	1	0	1
Oficina secretaria general y asesora jurídica	6	0	0
Gerencia de Planeación	6	0	0
Oficina Auditora Externa	5	0	0
Gerencia de Soporte Organizacional	27	1	0
Gerencia Financiera	13	1	0
Gerencia de Distribución	86	2	2
Gerencia Proyecto Control de Energía	18	1	1
Gerencia Comercial	45	1	2
Gerencia de Proyectos	7	0	0
Total	214	6	6

Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

4.4.2. Aspectos administrativos y financieros

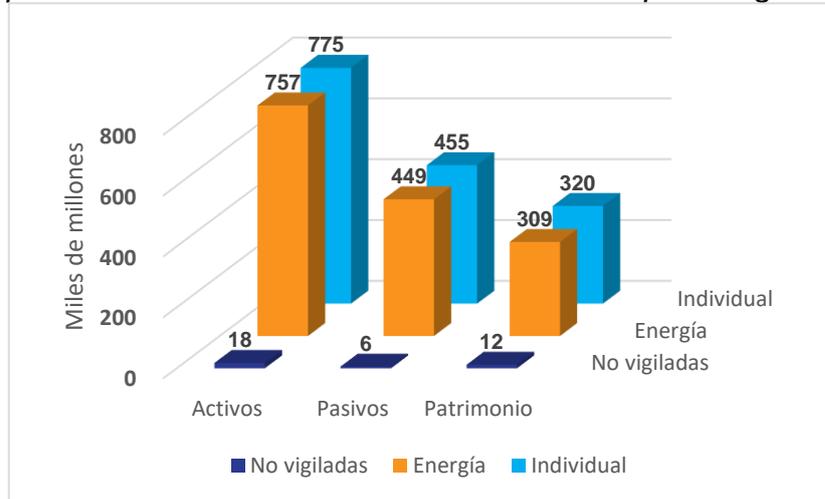
4.4.2.1. Aspectos Financieros

EMSA ESP se encuentra clasificada bajo normas internacionales de información financiera - NIIF dentro de la Resolución 414 de 2014, mediante la cual se incorpora como del Régimen de Contabilidad Pública. Los Estados Financieros del 2022, se encuentran firmados por Eliecer Almeida Gutiérrez, Gladys Mejía Guerrero, y Luz Dary Zuleta Suarez, quienes desempeñan los cargos de Gerente General, Contador General y Revisor Fiscal, respectivamente

➤ Porcentaje del servicio Público Domiciliario en el Individual de la Empresa

Electrificadora del Meta tiene su principal objeto social la prestación del servicio público domiciliario de Energía Eléctrica, no obstante, dentro de su portafolio también presta servicios que no son vigilados como, comercialización de bienes (ventas de medidores de agua, luz y gas), administración de proyectos, en datos porcentuales los servicios no vigilados corresponden el 2,3 % del total activos y el 1,2% de los pasivos de la compañía, la Figura 1 muestra la composición mencionada en valores de millones COP.

Figura 1. Composición del Estado de situación financiera - parte regulada y no regulada



Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

4.4.2.2. Estado de Situación Financiera

Electrificadora del Meta 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 18 357 224 000 en el sector de servicios. Ver Tabla 3

Tabla 3. Estado de Situación Financiera

Concepto	2022	2021	Análisis Horizontal	Análisis Vertical
Efectivo y equivalentes al efectivo	124.587.000	27.558.098.713	-99,55	0,02
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	100.833.453.000	72.862.872.423	38,39	13,31
Otras cuentas por cobrar corrientes	16.726.406.000	55.988.086.558	-70,13	2,21
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	117.559.859.000	128.850.958.981	-8,76	15,52
Inventarios corrientes		2.289.845.582	-100,00	0,00
Activo por impuesto a las ganancias corriente	29.204.739.000	0		3,86
Otros activos financieros corrientes	35.459.000	3.301.557.107	-98,93	0,00
Otros activos no financieros corrientes	460.406.000	2.258.580.673	-79,62	0,06
Activos corrientes totales	147.385.050.000	164.259.041.056	-10,27	19,46
Propiedades, planta y equipo	591.673.796.000	581.976.334.282	1,67	78,11
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos no corrientes	969.251.000	1.147.097.997	-15,50	0,13
Otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes	7.111.581.000	15.955.228.392	-55,43	0,94
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	8.080.832.000	17.102.326.389	-52,75	1,07
Inventarios no corrientes		3.358.999.341	-100,00	0,00
Propiedad de inversión	4.860.360.000	4.860.360.000	0,00	0,64
Activos intangibles	1.107.418.000	1.004.075.882	10,29	0,15
Otros activos	4.360.803.000	4.013.012.736	8,67	0,58
Total Otros activos no corrientes	10.328.581.000	9.877.448.618	4,57	1,36
Total de activos no corrientes	610.083.209.000	612.315.108.630	-0,36	80,54
Total de activos	757.468.259.000	776.574.149.686	-2,46	100,00
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	2.566.118.000	2.203.231.810	16,47	0,34
Otras provisiones corrientes	9.062.468.000	10.288.671.839	-11,92	1,20
Total provisiones corrientes	11.628.586.000	12.491.903.649	-6,91	1,54
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes	0	123.547.942.749	-100,00	0,00
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes	104.589.472.000	0		13,81
Otras cuentas comerciales por pagar corrientes	17.466.225.000	0		2,31
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	122.055.697.000	123.547.942.749	-1,21	16,11
Préstamos por pagar	68.696.256.000	61.914.579.054	10,95	9,07
Pasivo por impuesto a las ganancias corriente	25.399.894.000	0		3,35
Otros pasivos diferidos corrientes	0	14.867.523.866	-100,00	0,00
Total Otros pasivos corrientes	0	14.867.523.866	-100,00	0,00
Otros pasivos financieros corrientes	18.212.258.000	0		2,40
Otros pasivos no financieros corrientes	505.965.000	0		0,07
Pasivos corrientes totales	246.498.656.000	212.821.949.318	15,82	32,54
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	17.976.895.000	22.494.563.056	-20,08	2,37
Otras provisiones no corrientes	677.395.000	763.445.981	-11,27	0,09
Total provisiones no corrientes	18.654.290.000	23.258.009.037	-19,79	2,46
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes no corrientes	58.980.000	0		0,01
Otras cuentas comerciales por pagar no corrientes	1.497.005.000	1.900.476.218	-21,23	0,20
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	1.555.985.000	1.900.476.218	-18,13	0,21

Pasivos por préstamos por pagar	98.093.730.000	117.095.671.042	-16,23	12,95
Pasivo por impuestos diferidos no corrientes	49.526.989.000	49.697.181.997	-0,34	6,54
Ingresos recibidos por anticipado no corrientes	16.219.860.000	0		2,14
Otros pasivos diferidos no corrientes	18.313.760.000	53.237.114.345	-65,60	2,42
Total otros pasivos no corrientes	34.533.620.000	53.237.114.345	-35,13	4,56
Total de pasivos no corrientes	202.364.614.000	245.188.452.639	-17,47	26,72
Total pasivos	448.863.270.000	458.010.401.957	-2,00	59,26
Capital suscrito y pagado	19.122.300.000	19.122.300.000	0,00	2,52
Reserva Legal	10.795.081.000			1,43
Otras reservas	83.735.481.000	77.671.670.000		11,05
Ganancias acumuladas	201.358.687.000	230.777.991.000	-7,61	26,58
Ganancias o pérdidas por planes de beneficios a empleados	-6.406.560.000	-9.008.213.000	-28,88	-0,85
Total de otras partidas patrimoniales (ORI)	-6.406.560.000	-9.008.213.000	-28,88	-0,85
Patrimonio total	308.604.989.000	318.563.748.000	0,60	40,74
Total de patrimonio y pasivos	757.468.259.000	776.574.149.686	-0,20	100,00

Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

Verificando el Estado de Situación Financiera, encontramos que los activos de la empresa en la vigencia 2022 se posesionan en 757 458 millones COP 2.46% menor al que presenta en la vigencia 2021, en cuanto a los pasivos estos disminuyeron en 2 puntos porcentuales pasando de 458 010 millones COP en 2021 a 448 863 millones COP en 2022, el patrimonio disminuyó 0.6% ubicándose en diciembre 31 de 2022 en 308 605 millones COP.

El Rubro más representativo dentro del activo es la propiedad planta y equipo con 78,11%, lo cual es lógico teniendo en cuenta que es la distribución de energía una de sus actividades más representativas y para poder generar ingresos importantes es necesario tener una infraestructura de unidades constructivas de redes eléctricas, subestaciones y otras asociadas a esta actividad, el siguiente rubro en importancia del activo es la cartera del servicio con 13,44%, el restante 8.45% del activo se distribuye principalmente en: activos por impuestos a las ganancias corrientes 3,86% otras cuentas por cobrar 4.79%

Con relación al financiamiento de la compañía este se compone de la siguiente forma: 59,26% con terceros y 40,74% con accionistas; en cuanto al apalancamiento con terceros sus principales pasivos son, 37,16% sector financiero, 27,54% cuentas por pagar de bienes servicios y otras cuentas por pagar, en tercer lugar, con 16,69% acreencias relacionadas con impuestos.

El patrimonio de la compañía asciende a 308 605 millones COP, 9 959 millones COP menos que la vigencia 2021, el capital suscrito y pago de la compañía es el 6.2% del patrimonio total, las reservas ascienden a 94 530 millones COP, las ganancias acumuladas

➤ **Cartera de la prestación del Servicio**

La cartera del servicio es de los rubros más relevantes de la empresa, por cuanto acumula los saldos adeudados tanto por los usuarios como el Ministerio Minas en la prestación del servicio público de energía eléctrica, la Tabla 4 muestra las condiciones a diciembre de 2022 de los diferentes estratos, siendo el rubro de otros deudores que corresponde a los subsidios pagados por el Ministerio Minas los que acumulan un mayor valor por 34 107 millones COP seguido por los estratos comercial y Residencial estrato 6 con 14 045 millones COP y 12 407 millones COP respectivamente, estos 3 acumulan el 54,8 % de la cartera total,

El deterioro corresponde a 8 615 millones equivalente al 7,8% del total cartera, según la Nota 7 de los estados financieros se nombra lo siguiente respecto esta medición:

(...)

El incremento de la cartera de largo plazo y por ende del deterioro, es consecuencia de la crisis económica generada por el COVID-19 periodo durante el cual se duplicó la cartera mayor a 360 días y que a la fecha aún se mantiene, situación que afectó principalmente a los usuarios de los sectores comerciales e industriales. El aumento de los clientes acogidos a la ley de insolvencia (Ley 1116 de 2006), el aumento de los clientes en procesos ejecutivos y la difícil gestión en algunos sectores subnormales y acueductos indígenas ubicados en los municipios de Puerto Gaitán y Granada fueron las principales causas del aumento de la cartera de largo plazo.

Tabla 4. Cartera del Servicio por Estrato Socioeconómico

Concepto	Corriente	No Corriente	Total Cartera
Total Generación	4.260.000	88.000	4.348.000
Total Operador de red	6.073.271.000	74.358.000	6.147.629.000
Comercialización [resumen]			
Residencial Estrato 1	8.491.278.000	1.363.218.000	9.854.496.000
Residencial Estrato 2	6.676.853.000	714.950.000	7.391.803.000

Concepto	Corriente	No Corriente	Total Cartera
Residencial Estrato 3	3.643.683.000	368.576.000	4.012.259.000
Residencial Estrato 4	5.025.466.000	67.602.000	5.093.068.000
Residencial Estrato 5	1.867.721.000	31.768.000	1.899.489.000
Residencial Estrato 6	14.017.641.000	27.301.000	14.044.942.000
Comercial	9.853.996.000	2.553.062.000	12.407.058.000
Industrial	4.635.764.000	272.032.000	4.907.796.000
Oficial	2.684.843.000	825.726.000	3.510.569.000
Alumbrado público	3.197.179.000	1.000	3.197.180.000
Usuarios no regulados	3.292.490.000	546.712.000	3.839.202.000
Otros	32.246.016.000	1.861.547.000	34.107.563.000
Total Comercialización	95.632.930.000	8.632.495.000	104.265.425.000
Total Cuentas por cobrar Servicio de Energía Eléctrica	101.710.461.000	8.706.941.000	110.417.402.000
Total Deterioro Cuentas por Cobrar Servicio de energía eléctrica	877.008.000	7.737.690.000	8.614.698.000
Cuentas por cobrar netas Servicio Energía	100.833.453.000	969.251.000	101.802.704.000

Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

➤ **Propiedad Planta y Equipo**

Por el objeto de la empresa, son estos activos los que sustentan la mayor porción de recursos con los que se generan los beneficios en la actividad económica de energía eléctrica Tabla 5, las redes y cables y las denominadas plantas (subestaciones de energía) suman 520 601 millones COP, equivalente al 71.92% de la propiedad planta y equipo, le siguen las construcciones en curso relacionadas con estos rubros pero que se encuentran en etapa de construcción, según la nota 10 de los estados financieros las siguientes obras son las más representativas: (Ampliación Subestación Catama y Bahía subestación OCOA 44 316 millones COP, Construcción Subestación SURIA 230/115KV 42 817 COP, Construcción S/E Violetas a 115KV 34 754 millones COP)

Las exigencias regulatorias para la calidad y continuidad del servicio establecidas por la Comisión de Regulación en su Resolución 015 de 2018 hacen que la empresa deba tener unos requerimientos importantes en materia de inversión, el total del aumento de la propiedad planta y equipo sumó 4% y en especial los rubros que tienen que ver con unidades constructivas y activos eléctricos 4.22% incluyendo redes, plantas y construcciones en curso.

Tabla 5. Propiedad Planta y Equipo

Concepto	2.022	2.021	% crecimiento
Terrenos	29.276.543.000	29.276.542.713	0%
Edificios	8.403.024.000	8.403.024.482	0%
Total terrenos y edificios	37.679.567.000	37.679.567.195	0%
Maquinaria	13.453.143.000	13.531.017.712	-1%
Vehículos	1.083.463.000	1.220.488.423	-11%
Enseres y accesorios	1.030.803.000	957.491.903	8%
Equipo de oficina	4.121.818.000	4.021.796.494	2%
Construcciones en proceso	141.251.938.000	116.363.302.598	21%
Propiedades, planta y equipo, información especial			
Plantas	209.536.918.000	206.384.649.495	2%
Redes y cables	311.063.855.000	308.566.927.771	1%
Total propiedades, planta y equipo, información especial	520.600.773.000	514.951.577.266	1%
Otras propiedades, planta y equipo	4.630.177.000	5.418.822.935	-15%
Total propiedades, planta y equipo, importe en libros en términos brutos	723.851.682.000	694.144.064.526	4%
Depreciación acumulada propiedades, planta y equipo	132.177.886.000	112.167.730.244	18%
Deterioro de valor acumulado propiedades, planta y equipo	0		
Total de propiedades, planta y equipo	591.673.796.000	581.976.334.282	2%

Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

➤ **Otros Activos**

En este literal reuniremos rubros diferentes a la cartera del servicio y la propiedad planta y equipo, corresponde a 8,45%, se referencian, efectivo y equivalentes de efectivo 124 millones COP, otras cuentas por cobrar 23 838 millones COP, activos por impuestos a las ganancias corrientes 29 205 millones COP estos corresponden a anticipos de retención en la fuente, anticipo de renta e industria y comercio, Nota 13 Derechos y Garantías.

➤ **Pasivo Financiero**

Posicionándose en 166 790 millones COP Tabla 6 corresponden al 37,15% del endeudamiento con terceros de estos 68 696 millones COP a corto plazo y 98 094 millones COP a largo plazo, se evidencia una disminución de 12 220 millones COP con relación a la vigencia 2021, según la Nota 20 préstamos por pagar, este menor valor obedece a:

(...)

La disminución de los préstamos por pagar a diciembre 31 de 2022 se explica a que la empresa realizó mayor amortización de deuda con relación a los créditos de Tesorería adquiridos durante la vigencia que ascendieron a la suma de \$54.380 millones.

Tabla 6. Endeudamiento Financiero

Entidad Financiera	Corto Plazo	Largo Plazo	Total
BANCO BBVA	26.358.659	12.041.022	38.399.681
BANCOLOMBIA	5.218.471	32.306.093	37.524.564
BANCO DAVIVIENDA	2.974.295	24.220.440	27.194.735
BANCO AGRARIO DE COLOMBIA S.A.	23.790.002	0	23.790.002
ITAU CORPBANCA COLOMBIA SA	2.310.135	18.812.023	21.122.158
BANCO BANK S.A.	3.333.334	5.833.333	9.166.667
BANCO BOGOTÁ	1.823.712	3.924.755	5.748.467
INTERESES	2.676.105	0	2.676.105
SOBREGIRO BANCO ITAU	211.543	0	211.543
TOTAL	68.696.256	98.093.730	166.789.986

Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

➤ **Otras Cuentas por Pagar**

Principalmente corresponde a obligaciones contraídas con el mercado por la compra de energía sumando 67 035 millones, sus principales acreedores son: XM EXPERTOS EN MERCADOS, ISAGEN, TERMOTASAJERO, ENEL COLOMBIA, EPM entre otros, respecto a otras cuentas por pagar 17 466 millones COP, se destacan las sanciones de la superintendencia nota 21 de los estados financieros:

(...)

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD por concepto de sanciones e intereses de mora, que ascienden a la suma de \$7.617,2 millones, impuestos según las siguientes resoluciones: a) Resolución SSPD 20202400012295 por aplicación incorrecta del índice de perdidas (enero 2012 y abril 2017) para referir el nivel de tensión 1, incorrecto ajuste anual del porcentaje de AOM (entre mayo de 2016 y abril 2017; mayo 2017 y abril 2018), liquidación incorrecta de los índices agrupados de la discontinuidad (mayo de 2016 y abril de 2017), No aplicar el

incentivo por variación trimestral de calidad para el nivel de tensión 1 (mayo a julio 2016, agosto a octubre 2016, febrero a abril 2017 y para los niveles de tensión 2 y 3 agosto de 2016 y enero de 2017). En la vigencia 2022 fueron actualizados los intereses de mora por valor de \$722.801, y b) Resolución SSPD 20192400057775 porque los límites de su Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad de los niveles de tensión 1, 2 y 3, presuntamente superaron el promedio histórico y por encima de la Banda de Indiferencia establecida en la Resolución CREG 020 de 2011, para el cuarto trimestre de 2016 y por Tener 3.383 usuarios catalogados como “Peor Servidos” cuya compensación estimada superó el costo de distribución para los meses de enero a abril 2017. En la vigencia 2022 fueron actualizados los intereses de mora por valor de \$125.355.

➤ **Otros Pasivos**

En este literal reuniremos rubros diferentes a los pasivos por cuentas por pagar de bienes y servicios y otras cuentas por pagar de estas acreencias podemos destacar el valor de los impuestos 35 450 millones COP, de estos sobresale el impuesto de Renta y Complementarios 25 570 millones COP e Industria y Comercio 8 031 millones COP.

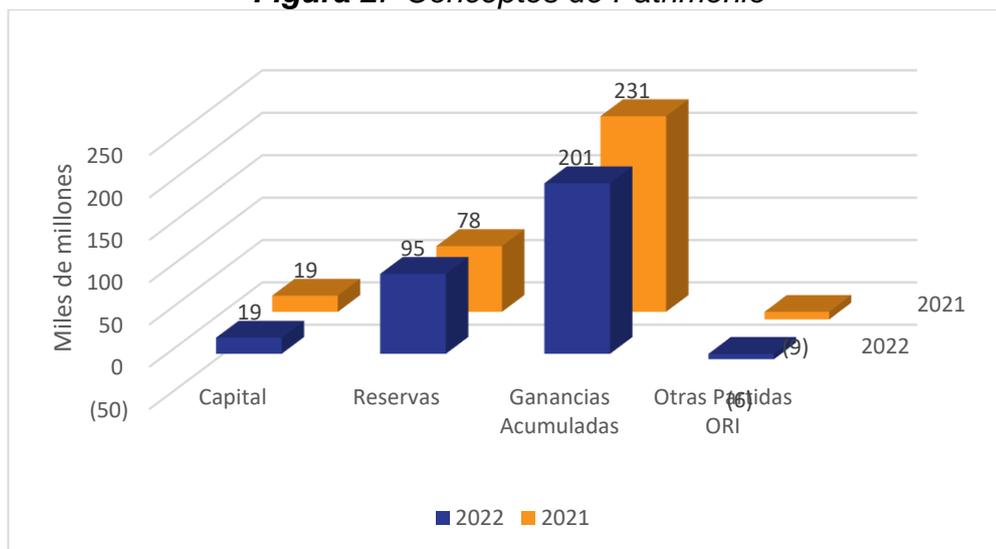
Respecto a Beneficios a empleados el valor a 31 de diciembre de 2022 suma 20 543 millones COP, distribuido así: a) Beneficios post empleo pensiones 14 594 millones COP b) Beneficios a Empleados largo plazo 3 383 millones COP, c) Cesantías e Intereses de Cesantías 1 149 millones COP d) Prima y vacaciones 1 272 millones COP e) Caja de compensación y ARL 145 millones COP.

Dentro de sus acreencias Electrificadora del Meta tiene en proceso litigios a los cuales les realizó una contingencia por tener la posibilidad de dar por perdido estas demandas 9 740 millones COP, se clasifican en laborales 535 millones COP, civiles 112 millones COP, administrativos 788 millones COP y otras provisiones 9 617 millones COP de estas se sobresalen (Laudo ASPROFENSA 1 344 millones COP, Superservicios 4 499 millones COP, Sanción XM 2 400 millones COP).

➤ **Patrimonio**

Lo relacionado con el patrimonio individual de la empresa, se posiciona en 305 605 millones COP (**¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Está conformado por los siguientes conceptos: a) ganancias acumuladas el cual mantiene la mayor porción del apalancamiento con socios 65.25%, este rubro agrupa las ganancias y pérdidas de ejercicios anteriores y los efectos de transición al nuevo marco regulatorio NIF, b) Capital emitido de los socios 19 122 millones, c) Reservas de la compañía suman 94 530 millones COP y d) Otras partidas ORI con valor negativo de 6 406 millones COP, este rubro está relacionado con ganancias o pérdidas por

Figura 2. Conceptos de Patrimonio



Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

4.4.2.3. Estado de Resultados Integrales

Para la vigencia 2022 la situación de resultados integrales (Tabla 7) muestra aumento en ingresos por el orden del 17,4% posicionándose en 684 676 millones COP, no obstante, el costo de ventas también revela un incremento, el cual es superior porcentualmente al presentado por los ingresos, este mayor valor en costo de ventas redunda en una caída de la utilidad bruta del ejercicio que para la vigencia 2022 se posiciono en 116 814 millones COP, 18,7% menor a la presentada en 2021, otras partidas como son los gastos administrativos se

evidencia mayor eficiencia pasando de 44 918 millones COP en 2021 a 34 042 millones COP en 2022, con relación a erogaciones que tienen una mayor salida encontramos los costos financieros que pasaron 7 195 millones COP en 2021 a 17 130 millones COP en 2022, otros Gastos 8 875 millones COP en 2021 a 14 548 millones COP en 2022.

Tabla 7. Estado de Resultados Integrales

CONCEPTO FINANCIERO	2022	2021	Análisis Horizontal	Análisis Vertical
Ingresos de actividades ordinarias	684.676.261.000	586.556.990.140	17,4	100,0
Costo de ventas	567.862.082.000	444.032.157.262	29,0	83,2
Ganancia bruta	116.814.179.000	142.524.832.878	-18,7	16,8
Otros ingresos	5.837.680.000	10.211.876.692	15,8	1,7
Gastos de administración, operación y ventas	34.042.321.000	44.918.306.708	-24,0	5,0
Otros gastos	14.548.440.000	8.875.261.955	63,9	2,1
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	74.061.098.000	98.943.140.907	-25,1	0,0
Ingresos financieros	1.821.059.000	1.652.492.650	10,2	0,3
Costos financieros	17.129.527.000	7.194.860.852	138,1	2,5
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	58.752.630.000	93.400.772.705	-31,7	9,3
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias corriente	25.399.894.000	32.687.397.441	-21,8	3,7
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias diferido	-1.355.068.000	4.517.067.252	-130,0	-0,2
Ganancia (pérdida)	34.707.804.000	56.196.308.012	-29,6	5,7

Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

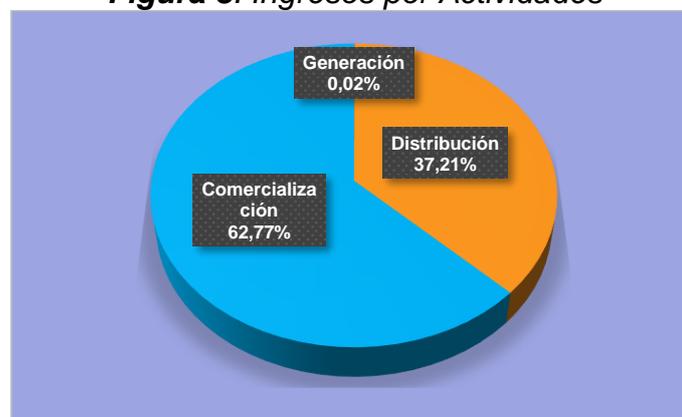
➤ Ingresos de Actividades ordinarias

El total de los ingresos ordinarios sumaron 684 676 millones COP superando en 98 119 millones COP la vigencia 2021, se encuentran distribuidos como lo muestra la Figura 3; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**; la comercialización es la actividad que tiene una mayor porción con el 62,77%, seguido por la distribución del 37,21%, generación 0,02; respecto al aumento de los ingresos la Nota 28 de los Estados Financieros indica:

(...)

El crecimiento de la venta de energía se vio afectado por la devolución de los cargos ADD a los agentes que conforman la zona sur a la cual pertenece la Electrificadora del Meta, en un 342% más comparado con el año 2021

Figura 3. Ingresos por Actividades



Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

Respecto a los impactos en los ingresos en la actividad de distribución por cambio de metodología de remuneración la prestadora en la Nota 22 ítem a,b,c explica los cambios en las condiciones de ingresos

(...)

- a. La venta por la componente de distribución en el uso de sistema de transmisión regional (STR) presentó un crecimiento de \$52.368 millones que representan el 133,9% con relación a los ingresos por este concepto del año 2021, esto como consecuencia del cambio de metodología de liquidación de cargos de nivel 4 de la resolución CREG 097 de 2008 a la resolución CREG 015 de 2018.*
- b. Para el año 2022 se tienen nuevos ingresos por la componente CPROG que ascienden a la suma de \$41.960 millones según la aplicación del numeral 7.3.5.2 de la resolución CREG 015 de 2018, que ordenaba su aplicación a partir de enero del 2022.*
- c. Para el Año 2022 se tiene un aumento en las devoluciones (Descuentos y Rebajas) del 342%, como consecuencia de la aprobación de cargos bajo la*

Resolución 015-2018 al operador de Red Enerca E.S.P. por lo que todos los OR integrados al ADD Sur deberán compensar con el cargo de Distribución esta remuneración.

➤ **Costo de Ventas**

Las erogaciones de costos de ventas para la prestación del servicio de energía ascienden a 567 862 millones COP en la vigencia 2022, Tabla 8 revela los conceptos, los más representativos corresponden a costos compras de energía con contrato bilateral 304 216 millones COP, de estos el 81% Compras a largo plazo y 19% compras en Bolsa, uso de líneas redes y ductos 90 258 millones COP, órdenes y contratos por otros servicios 19 788 millones COP, beneficios a empleados 16 780 millones COP, órdenes y contratos de mantenimiento y reparaciones 17 666 millones COP; con relación a la vigencia anterior los costos aumentaron 123 829 COP la empresa indica que este incremento se relaciona con:

(...)

Los costos de venta para la comercialización del servicio de energía al cierre de 2022 presentaron un incremento del 29,0% que corresponde a 123 829 millones COP, el incremento de los costos desmejoraron el margen de utilidad durante el 2022, El incremento de los costos de energía se explica por el aumento de los precios en compra de energía por el crecimiento de la indexación del IPP de oferta interna, con el cual se liquidan los contratos de largo plazo, que representó un incremento para el 2022 del 19,3%.

Tabla 8 *Conceptos Principales del costo de ventas*

Concepto	Valor	%
Total gastos	567.862.082.000	100,0%
Beneficios a empleados	16.779.908.000	3,0%
Honorarios	5.052.774.000	0,9%
Impuestos, Tasas y Contribuciones (No incluye impuesto de renta)	454.010.000	0,1%
Generales	5.074.801.000	0,9%
Depreciación	20.479.082.000	3,6%
Amortización	133.049.000	0,0%
Arrendamientos	458.776.000	0,1%
Compras en bloque y/o a largo plazo	304.216.722.000	53,6%

Concepto	Valor	%
Compras en bolsa y/o a corto plazo	70.475.500.000	12,4%
Gastos de conexión	3.296.424.000	0,6%
Uso de Líneas, redes y ductos	90.258.072.000	15,9%
Gastos asociados a las transacciones en el mercado minorista	3.512.445.000	0,6%
Total de bienes y servicios públicos para la venta	471.759.163.000	83,1%
licencias, contribuciones y regalías	3.072.155.000	0,5%
Órdenes y contratos de mantenimiento y reparaciones	17.666.089.000	3,1%
Peajes terrestres	5.502.000	0,0%
Servicios públicos	1.136.920.000	0,2%
Materiales y otros gastos de operación	2.474.700.000	0,4%
Seguros	3.527.572.000	0,6%
Órdenes y contratos por otros servicios	19.787.581.000	3,5%

Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

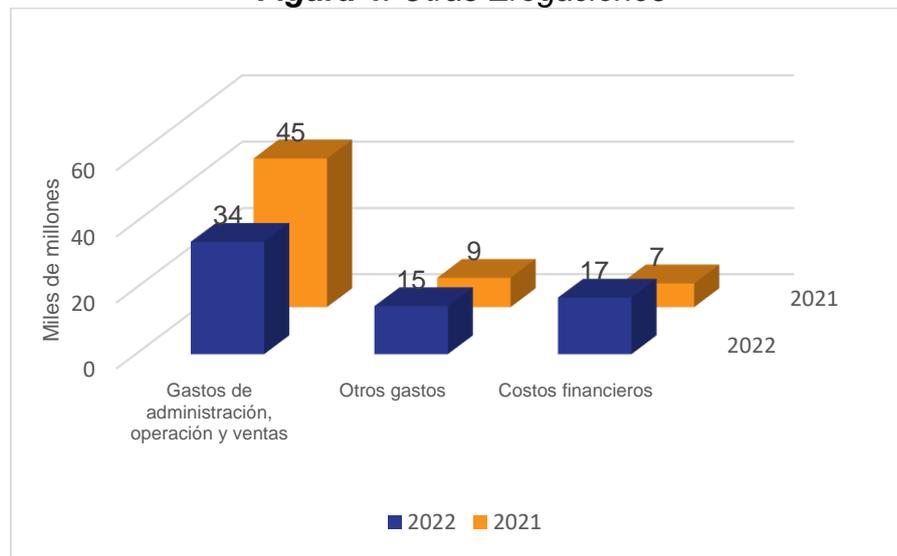
➤ **Otras Erogaciones**

los gastos de administración suman 34 042 millones, de estos los más representativos son Impuestos tasas y Contribuciones 13 600 millones COP Generales 11 236 millones COP, sueldos y salarios 4 220 millones COP, los gastos financieros se ubicaron en 17 130 millones COP, la nota 23 indica: **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

(...)

Este rubro contiene el reconocimiento del costo financiero por los préstamos adquiridos con las diferentes entidades financieras, intereses por sobregiro, intereses moratorios con la SSPD, intereses de los beneficios a empleados de largo plazo y pos empleo y la capitalización de intereses en proyectos de inversión por la suma de \$1.494 millones

Figura 4. Otras Erogaciones

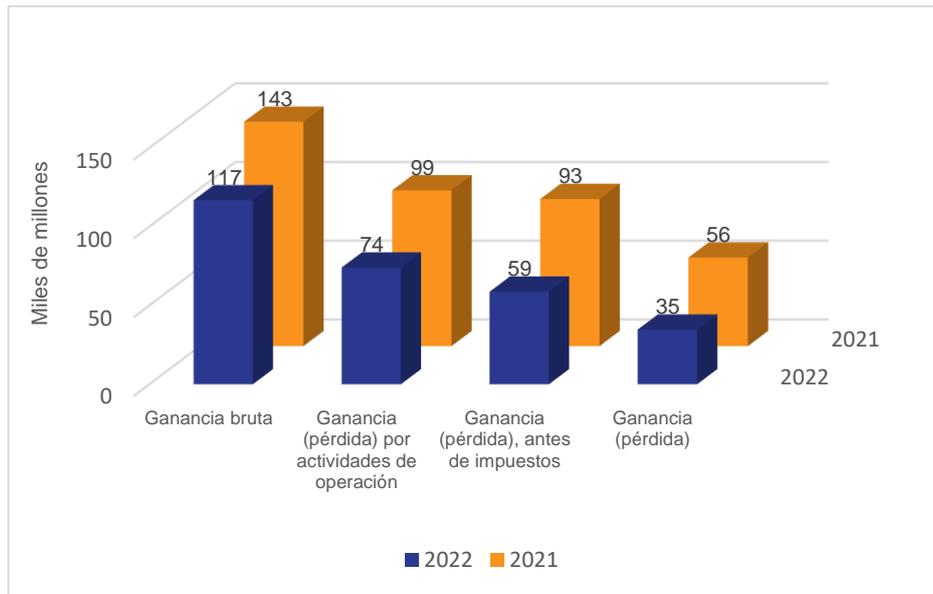


Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

➤ **Utilidades generadas**

Para el periodo terminado de 2022, Electrificadora del Meta presentó una ganancia neta por valor de 34 708 millones COP, desmejorando el periodo anterior en 21 488 millones COP, esto representa porcentualmente una disminución de 29.6% haciendo una verificación de los distintos resultados del periodo encontramos que la ganancia bruta es de 116 814 millones COP, ganancia operacional 74 061 millones COP y ganancia neta 34 707 millones COP, en comparación con la vigencia anterior los resultados bruto y operacional tuvieron menores valores, no obstante, que están aunados a los mayores costos de operación explicados en el costo de ventas. Ver Figura 5

Figura 5. Utilidades del Ejercicio



Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

4.4.3. Flujo de Efectivo

La empresa cierra con un efectivo de 124 587 000 COP 27 433 millones inferior al cierre de la vigencia 2021, las salidas de flujos de efectivo en actividades de inversión y pagos en flujos de efectivo de financiamiento produjeron que al final del ejercicio la prestadora tuviera fondos mínimos en su disponibles, aunado a la necesidad de acoger la Opción tarifaria que obliga a no facturar ingresos y se deba acumular a la espera de unas mejores condiciones de mercado para con sus suscriptores. Ver Tabla 9

Tabla 9. Flujo de Efectivo

Concepto	Valor
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación [resumen]	
Clases de cobros por actividades de operación [resumen]	
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	650.483.089.000

Concepto	Valor
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación [resumen]	
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	455.293.634.000
Pagos a y por cuenta de los empleados	24.548.406.000
Otros pagos por actividades de operación	110.187.123.000
Flujos de efectivo netos procedentes (utilizados en) operaciones.	60.453.926.000
Otras entradas (salidas) de efectivo, actividades de operación	8.918.578.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	69.372.504.000
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión [resumen]	
Pagos por la adquisición de propiedades, planta y equipo	30.915.295.000
Pagos por la adquisición de activos intangibles y de otros activos a largo plazo, incluidos aquellos relacionados con los costos de desarrollo capitalizados y la propiedades, planta y equipo construidas por la empresa para sí misma)	303.890.000
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros (distintos de las operaciones de este tipo hechos por entidades financieras)	370.827.000
Otras entradas (salidas) de efectivo en inversión	1.615.231.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-29.974.781.000
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación [resumen]	
Reembolsos de los fondos tomados en préstamos	17.541.673.000
Dividendos pagados	39.337.416.000
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	-9.952.146.000
Otras entradas (salidas) de efectivo por actividades de financiación	-66.831.235.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-27.433.512.000
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	-27.433.512.000
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo [resumen]	
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	-27.433.512.000
Efectivo y equivalentes al efectivo al comienzo del periodo	27.558.099.000

Concepto	Valor
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	124.587.000

Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

4.4.4. Resultados por Actividad prestada

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 actividad prestada, encontrando Tabla 10 que la actividad de distribución es la que aporta resultados positivos a la ganancia neta de la compañía en contrario a la actividad de comercialización que evidencia pérdidas operacionales, estos resultados están aunados a la necesidad que tuvo la empresa en optar por la opción tarifaria, lo que le significó dejar de facturar ingresos que a diciembre 31 de 2022 sumaban 58 149 millones, complicándose más para la vigencia 2022 donde a abril de 2023 suman 77 110 millones COP

Tabla 10. Distribución de Utilidades por Unidad de Negocio

Concepto	Generación	Distribución	Comercialización
Ingresos	114.604.000	254.766.714.000	429.794.943.000
Costos operativos	22.002.000	111.006.622.000	456.833.458.000
Administrativos		14.860.108.000	23.676.423.000
Utilidad operacional del negocio	92.602.000	128.899.984.000	-50.714.938.000
Utilidad operacional del servicio		78.277.648.000	
Otros Ingresos		5.837.680.000	
Ingresos Financieros		1.821.059.000	
Otros gastos		10.054.230.000	
Costos Financieros		17.129.527.000	
Utilidad no operacional		-19.525.018.000	
Utilidad antes de impuestos		58.752.630.000	
Impuesto de renta		24.044.826.000	
Utilidad neta del ejercicio		34.707.804.000	

Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

4.5. Evaluación de la Gestión

Teniendo en cuenta que: i) el contexto normativo contable que aplicaba en Colombia cuando se expidió la Resolución CREG 072 de 2002, se basaba en lo dispuesto en el Decreto 2649 de 1993, el cual cesó en sus efectos legales, según lo señalado en el artículo 2.1.1 del Decreto

2420 de 2015, y ii) el actual marco normativo sustentado en Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) presenta diferencias con los anteriores Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Colombia (PCGA), en temas de medición, reconocimiento, presentación y revelación de hechos económicos; los indicadores financieros de origen regulatorio que sirven como referente para evaluar la gestión de las empresas prestadoras de los servicios de energía eléctrica y gas combustible, se construyen a partir de información originada de criterios y políticas contables diferentes.

Por lo anteriormente expuesto, y con el objetivo de cumplir con el mandato regulatorio ,y a su vez tener elementos de análisis robustos desde el punto de vista técnico, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios publicó para cada uno de los grupos definidos en la norma aludida, los referentes del año 2022 (**Tabla 11**), 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 11).

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

Tabla 11 Indicadores de Gestión - Referentes CREG

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2022	Referente CREG	CONCEPTO
Margen Operacional	14,33%	25,00%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	5,78	64,60	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	58,86	45,96	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	67,26	24,93	No cumple
Razón Corriente – Veces	0,60	1,84	No cumple

Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

Tabla 12 Indicadores de Gestión Referentes NIF

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2022	Referente NIF	CONCEPTO
Margen Operacional	14,33%	25,00%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	5,78	64,60	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	58,86	45,96	No cumple

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2022	Referente NIF	CONCEPTO
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	67,26	24,93	No cumple
Razón Corriente – Veces	0,60	1,84	No cumple

Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

Con relación a los resultados para el prestador Electrificadora del Meta, se evidencia que la compañía no cumple con los 5 referentes establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG - en la Resolución 034 de 2004, como tampoco cumple con el referente establecido por este despacho con valores tomados bajo norma internacional. Sin embargo, a excepción del indicador de Razón corriente que se encuentra por debajo de la mínima establecida por la CREG que es 1, los resultados obtenidos no evidencian problemas financieros que pudieren afectar la prestación del servicio público, expresan que la compañía se encuentra por debajo de la media del grupo de distribución y comercialización a los cuales se le calculó estos indicadores. Ver Tabla 12.

4.6. Auditoria Externa de Gestión de Resultados

El informe de auditoría sobre la vigencia 2022 no ha sido certificado ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios por cuanto no se han cumplido las fechas para el cargue de información, en reunión particular con funcionario de la Auditora se solicita las observaciones de la viabilidad financiera de Electrificadora del Meta.

(...)

Desde la aplicación de la opción tarifaria en agosto de 2020, hasta el mes de abril de 2023, se registra un saldo acumulado de \$83.853 millones. El siguiente cuadro muestra el impacto de la Opción Tarifaria y su comportamiento frente al CU calculado como lo ilustra la gráfica del valor del kwh al mes de abril de 2023. El cuadro también ilustra un valor por \$ 12,706 millones por efecto de subsidios no recibidos y que corresponde a la diferencia entre el CU calculado con opción tarifaria y el valor del subsidio real.

Adicional la Auditoria entrega concepto de la Exposición en Bolsa que se estima tendrá la Electrificadora para la vigencia 2023

(...)

De acuerdo con la evaluación realizada por la EMSA en relación con las compras de energía en el mercado mayorista, para atenderla demanda tanto del mercado

regulado como el no regulado, y su proyección al 2023, se observa desde el año 2020 una exposición del 12,9%, seguido del 7.0% para el 2021, igual porcentaje de exposición para 2022 y prevé para la presente vigencia el 15.4%, valores que se pueden considerar estarían dentro de un margen aceptable en términos de exposición par compras de energía en la bolsa. Se debe resaltar el tema del contrato del FNCER y su nivel de cumplimiento.

4.7. Aspectos Técnicos Operativos

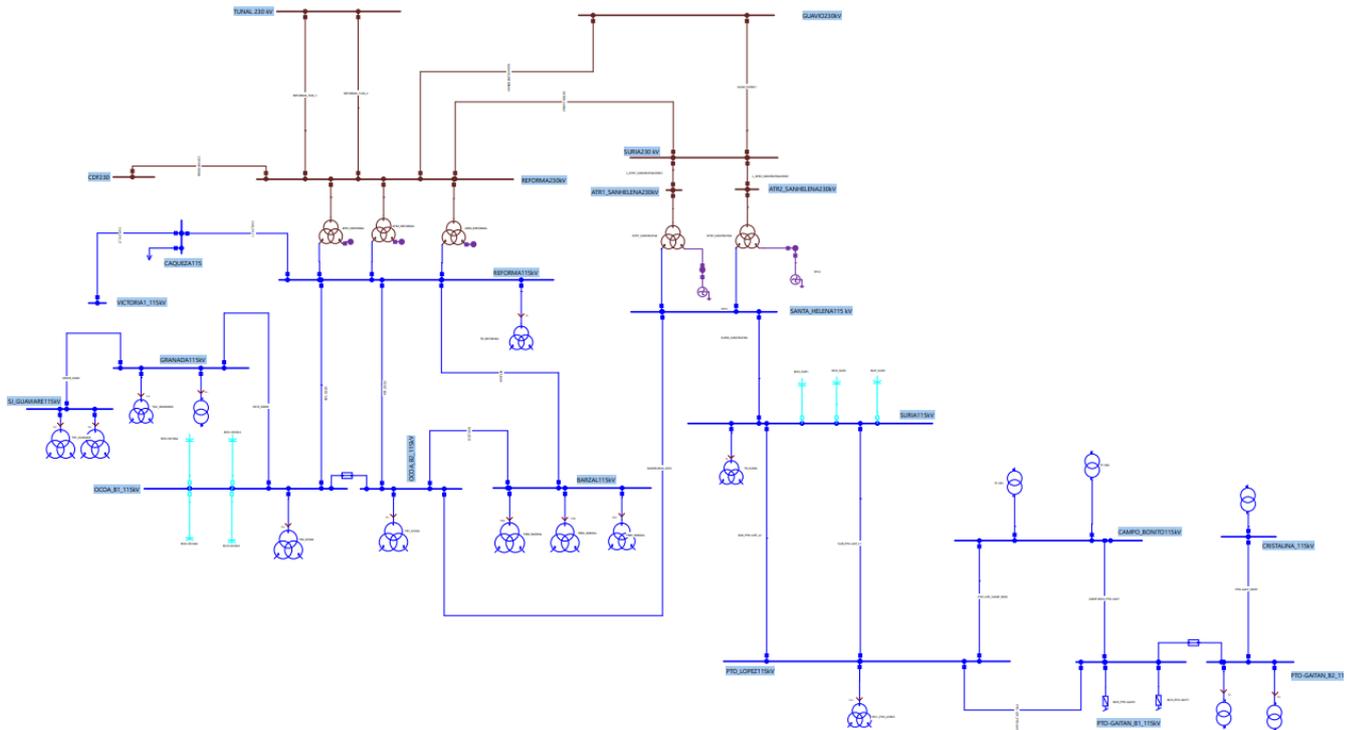
De acuerdo con la información operativa reportada en el SUI y los requerimientos realizados para la presente evaluación integral, en esta sección se presentan los datos y análisis correspondientes con la infraestructura operada por EMSA junto con los análisis asociados a los índices de calidad, los proyectos del plan y reducción de pérdidas, así como la prestación de servicios complementarios y de cumplimiento de la reglamentación relacionada con el RETIE.

4.7.1. Sistema eléctrico

EMSA presta el servicio público de energía eléctrica en el departamento del Meta, con corte a diciembre de 2022 a un total de 378 939 usuarios. El sistema de potencia de EMSA se abastece por medio de las subestaciones Reforma 230kV/115kV y Suria 230 kV/115 kV, las cuales constituyen las fronteras de conexión con respecto al STN.

El sistema de distribución está conformado por 50 subestaciones, de las cuales, 9 subestaciones son de nivel de tensión de 115 kV y 41 subestaciones corresponden al nivel de tensión de 34.5kV, con una capacidad total instalada de 806 MVA. Adicionalmente, el sistema de distribución cuenta con 11.935 km de redes, distribuidas así, 498 km de redes de 115 kV, 1658 km de redes de 34,5 kV y 9722 km de redes de 13,2 kV. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se muestra el diagrama unifilar del sistema de transmisión regional de EMSA.

Figura 6. Diagrama unifilar STR EMSA



Fuente: EMSA

➤ Descripción de la infraestructura

En este capítulo se detalla la configuración y características principales de cada una de las subestaciones del STR y del Centro de Supervisión y Maniobras de EMSA.

➤ Subestación La Reforma

La subestación La Reforma se encuentra ubicada a 8 km. de la ciudad de Villavicencio en la vía a Bogotá y posee siete bahías de 115 kV y un transformador tridevanado de 30/40 MVA, con tensiones de 115/34,5 /13.2 kV.

El patio de conexiones es alimentado desde tres bancos de auto transformadores de 150 MVA cada uno, con relación de transformación 230/115 kV, uno de propiedad de Interconexión Eléctrica S.A. "ISA" y dos de propiedad de EMSA E.S.P.

La configuración de la subestación es de un barraje principal y un barraje de transferencia, con nueve (9) bahías en 115 kV, discriminadas así: cuatro bahías de transformación, cuatro bahías de línea y una bahía de acople.

Las bahías de línea de 115 kV corresponden a los circuitos Barzal, Victoria, Ocoa 1 y Ocoa 2. Del transformador tridevanado de 30/40 MVA, se alimentan 3 circuitos en el nivel de tensión de 34.5kV, y tres circuitos en el nivel de tensión de 13,2 kV.

En la sala de control se encuentran ubicados los tableros de mando, supervisión y protección de los equipos y líneas asociadas junto con sus protecciones principales y de respaldo en los casos que aplica.

En una sala auxiliar, contigua al transformador de potencia de 22/30 MVA, 115/34,5/13,2 kV, se alojan las celdas de 13,2 kV. Los tableros de control y las celdas 13,2 kV se alimentan a través de un sistema de servicios auxiliares para corriente continua y corriente alterna.

Adicionalmente, en la sala de control se encuentra la consola de telemando y supervisión de todos los equipos de la subestación, a través de un computador maestro desde donde se operan todos los equipos. La subestación se encuentra tele controlada desde el Centro de Supervisión y Maniobras ubicado en la sede administrativa del Barzal.

➤ **Subestación Puerto López**

La subestación Puerto López se encuentra ubicada a 82 km. de la ciudad de Villavicencio, y su configuración es de barra sencilla cuenta en su patio de conexión con dos (2) unidades de transformación; una unidad de transformación de 22/30 MVA, 115/34,5 kV y otra de 5/6,25 MVA, 34.5/13,8 kV.

La subestación es alimentada por dos líneas de 115 KV provenientes de la subestación Suria, esta a su vez alimenta dos circuitos de 115 kV, uno hacia puerto Gaitán y otro hacia Campo Bonito.

En el patio de conexiones existen dos circuitos de 34,5 kV. El transformador de 5/6,25 MVA alimenta igualmente 2 circuitos. En la sala de control se encuentran ubicados los tableros de mando, supervisión y protección de las unidades de transformación y las celdas de 13,2 kV.

En la sala de control se encuentra la consola de telemando y supervisión de todos los equipos de la subestación. La subestación se encuentra tele controlada desde el Centro de Supervisión y Maniobras ubicado en la sede administrativa del Barzal.

A continuación, en la **Figura 7** y **Figura 8** Figura 8 presentan el registro fotográfico tomado durante la visita la subestación.

Figura 7. Registro fotográfico - Patio subestación Puerto López



Fuente: DTGE.

Figura 8. Registro fotográfico – Sala de control subestación Puerto López



Fuente: DTGE.

➤ **Subestación Granada**

La subestación Granada se encuentra ubicada a 84 km de la ciudad de Villavicencio, en configuración de barra sencilla y es del tipo atendida, por lo que requiere de la presencia de operadores durante las 24 horas del día. Cuenta con dos unidades de transformación, una de 22/30 MVA y otra de 20 MVA y dos bahías de línea de 115 kV. Así mismo, alimenta tres circuitos de 34,5 kV. Adicionalmente, el transformador de 20 MVA, alimenta 3 circuitos de 13,2 kV. La subestación cuenta con proyecto de ampliación.

Todos los equipos se encuentran vigilados y supervisados por el sistema de control. Dicha subestación esta tele controlada desde el Centro de Supervisión y Maniobras ubicado en la sede administrativa del Barzal.

➤ **Subestación Ocoa**

La subestación Ocoa se encuentra ubicada a 8 km de la ciudad de Villavicencio en la vía al Municipio de Acacias y la integran dos unidades de transformación de 30/40 MVA 115/34,5/13,2 kV, ocho bahías de línea a 115 kV y cuatro bahías de compensación 115 kV y una bahía de acople. A esta subestación se conecta la central de generación térmica de Ocoa.

La configuración de la subestación es de doble barra con transferencia y cuenta con proyecto de ampliación.

Los transformadores tridevanados de 30/40 MVA, alimentan cada uno una celda de entrada tipo interior de 34.5 kV que a su vez distribuye la energía para sus circuitos asociados. En el nivel de tensión de 13.2 kV, alimenta una celda de entrada y tres circuitos asociados.

En la sala de control se encuentran ubicados los tableros de mando, supervisión y protección de la unidad de transformación, las líneas de 115 kV, las celdas de 34,5 kV y las celdas de 13,2 kV. Cada tablero posee una protección principal y una de respaldo tipo distancia para las bahías de línea, con su correspondiente controlador de bahía. Los demás tableros poseen una protección de sobrecorriente y un controlador de bahía.

En la sala de control se encuentra localizada la consola de telemando y supervisión de todos los equipos de la subestación, a través de un computador maestro. Todos los equipos se encuentran vigilados y supervisados. Dicha subestación esta tele controlada desde el Centro de Supervisión y Maniobras ubicado en la sede administrativa del Barzal

➤ **Subestación Barzal**

La subestación Barzal se encuentra ubicada en el costado occidental de la ciudad de Villavicencio en el barrio El Barzal. Cuenta con cinco bahías 115 kV, distribuidas en dos bahías de línea, y tres unidades de transformación. Adicionalmente existe una unidad de transformación de 10/12,5 MVA 34,5/13,2 kV. La configuración de la subestación es de barraje sencillo.

Del transformador B3 de 30/40 MVA 115/34,5/13,2 kV se alimentan dos circuitos de 34,5 kV y dos circuitos de 13,2 kV. Del transformador B2 22/30 MVA, 115/34.5/13,2 kV se alimenta una celda de entrada 13,2 kV, cuatro circuitos de salida y una celda de 34.5KV que alimenta un tercero circuito.

El transformador B1 de 30/40 MVA, 115/34,5/13.8 kV alimenta un circuito de 34,5 kV, y el transformador B4 de 10/12,5 MVA, 34,5/13,2 kV.

El Transformador B4 alimenta en 13.2 kV dos circuitos. En la sala de control se encuentran ubicados los tableros de mando, supervisión y protección de los transformadores de potencia, las líneas de 115 kV, las líneas de 34,5 kV y las celdas de 13,2 kV. La subestación se encuentre tele controlada desde el Centro de Supervisión y Maniobras ubicado en la sede administrativa del Barzal.

➤ **Subestación Puerto Gaitán**

La subestación Puerto Gaitán se encuentra ubicada a 17 km de la población de Puerto Gaitán, en configuración de doble barra con transferencia. Cuenta con dos unidades de transformación de 22/30 MVA 115/34,5 kV, una unidad de transformación de 20/25 MVA 115/34,5 kV, dos bancos de compensación, tres bahías de línea a 115 kV, dos bahías de conexión para los bosques Solares en 115KV: BSL4 y BSL5 y la bahía de acople.

El transformador de 20/25 MVA TPL1, alimenta una barra de 34.5 kV para tres circuitos de propiedad de CEPCOLSA y dos (2) Bancos de Compensación de 2.5 MVAR.

El transformador de 22/30MVA TPL2, alimentan una barra de 34.5 kV que distribuye la energía para tres circuitos, y una bahía de acople en 34.5KV con el transformador TPL3.

El transformador de 22/30MVA TPL3, alimenta una barra de 34.5 kV que a su vez es el punto de conexión para las bahías solares BSL1, BSL2 y BSL3, y una bahía de acople en 34.5KV con el transformador TPL2.

En la sala de control se encuentran ubicados los tableros de mando, supervisión y protección de los transformadores de potencia, las líneas de 115 kV y las líneas de 34,5 kV. La subestación esta tele controlada desde el Centro de Supervisión y Maniobras ubicado en la sede administrativa del Barzal.

➤ **Subestación Suria 115 kV**

La subestación está ubicada a 35 km de la ciudad de Villavicencio en la vía a Puerto López. Cuenta con ocho bahías de 115 kV, distribuidas en: cuatro bahías de línea, dos líneas hacia Puerto López y una línea hacia ECOPETROL, tres bahías de compensación y una bahía de

transformación de 22/30 MVA 115/34,5/13,8 kV. La configuración de la subestación es de barraje sencillo.

Del transformador de 22/30 MVA, se alimentan dos circuitos de 34,5 kV, por el lado de 13,8 kV se alimentan tres circuitos. En la sala de control se encuentran ubicados los tableros de mando, supervisión y protección del transformador de potencia, las líneas de 115 kV, las líneas de 34,5 kV y las celdas 13,2 kV. La subestación esta tele controlada desde el Centro de Supervisión y Maniobras ubicado en la sede administrativa del Barzal

➤ **Subestación Campo Bonito**

La Subestación Campo bonito 115kV, está localizada aproximadamente a 42 km del casco urbano de Puerto López por la vía que conduce a Puerto Gaitán. La subestación tiene una configuración de barra sencilla con dos bahías de línea 115 kV, dos bahías de transformación 115/34.5 kV, con un transformador de 13.7MVA y otro de 30/45 MVA perteneciente a la planta Bioenergy.

El transformador TCB2 perteneciente a EMSA de 13.7MVA 115/34.5 kV alimenta una barra en 34.5 kV con dos circuitos en este nivel de tensión. En la sala de control se encuentran ubicados los tableros de mando, supervisión y protección del transformador de potencia, las líneas de 115 kV y las líneas de 34,5 kV. Todos los equipos se encuentran vigilados y supervisados por el sistema de control. Dicha subestación se encuentra tele controlada desde el Centro de Supervisión y Maniobras ubicado en la sede administrativa del Barzal

➤ **Subestación Santa Helena**

La subestación Santa Helena se encuentra ubicada a 35 km de la ciudad de Villavicencio en la vía a Puerto López, en configuración de barra doble más Bypass. Posee siete bahías de 115 kV y cuenta con 7 autotransformadores de 50 MVA de 230/115 KV. (Se proyecta ampliación de las bahías. El patio de conexiones es alimentado desde dos bancos de auto transformadores 230/115 kV, de potencia 150 MVA cada uno, de propiedad de EMSA E.S.P.

De las bahías en 115 kV, dos bahías son de transformación para los autotransformadores, dos bahías son de línea y una bahía es de acople. Actualmente la subestación se encuentra en expansión.

En la sala de control se encuentran ubicados los tableros de mando, supervisión y protección, de los autotransformadores y de las líneas 115 kV, así como del campo de acople. Cada tablero posee una protección principal y una de respaldo tipo distancia para las bahías de línea, con su correspondiente controlador de bahía. Los demás tableros poseen una protección de sobrecorriente y un controlador de bahía. La subestación esta tele controlada desde el Centro de Supervisión y Maniobras ubicado en la sede administrativa del Barzal.

A continuación, en la Figura 9 y Figura 10 presentan el registro fotográfico tomado durante la visita la subestación.

Figura 9. Registro fotográfico – Patio subestación Santa Helena



Fuente: DTGE.

Figura 10. Registro fotográfico – Sala de control subestación Santa Helena



Fuente: DTGE.

➤ **Centro de Supervisión y Maniobras - CSM**

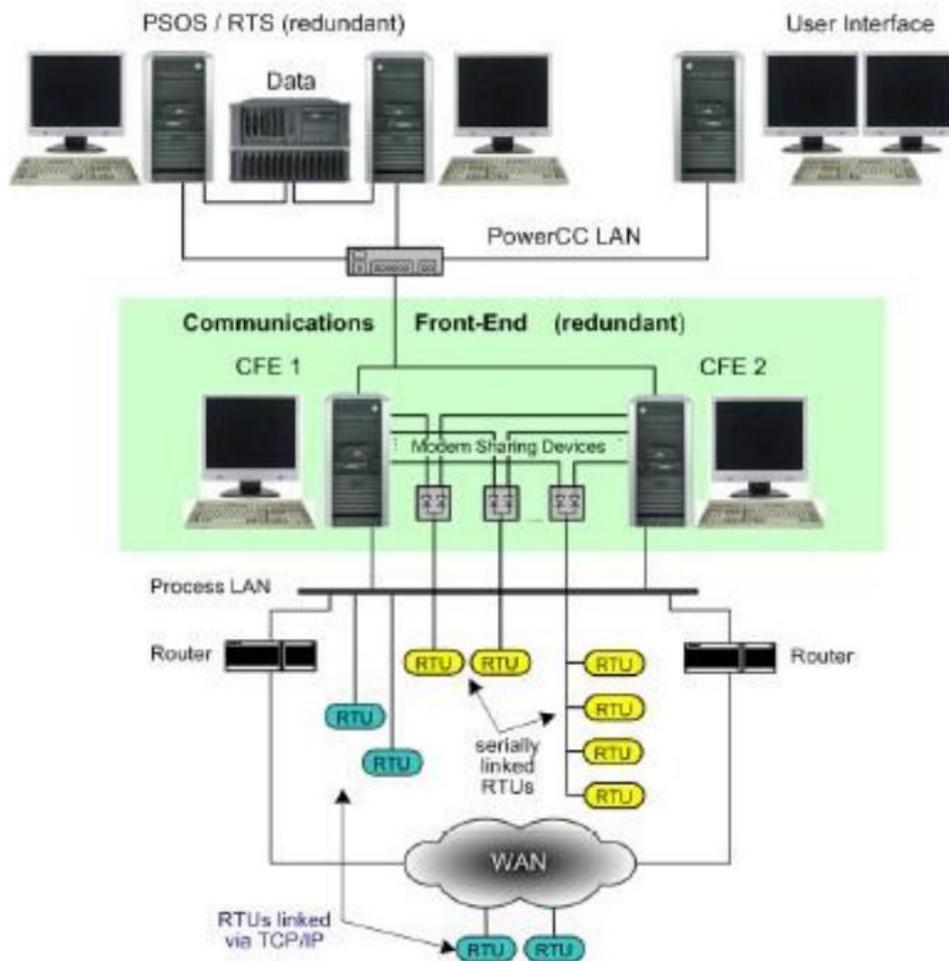
De acuerdo a la información remitida por EMSA, el Centro de Supervisión y Maniobras (CSM) ubicado en la sede Barzal en Villavicencio, Meta; cuenta con un sistema de control que se compone de un edificio de centro de control y un conjunto de equipos y servicios de soporte. Estos incluyen suministro de energía eléctrica, agua potable, sistema de respaldo de energía, aire acondicionado, sistema de comunicaciones telefónicas y de radio, grabador de voz, sistema de monitoreo por cámaras, entre otros.

El CSM cuenta con un paquete de supervisión y control con características específicas en cuanto a hardware y software para garantizar la seguridad y el control en tiempo real de los procesos críticos que allí se realizan.

El CSM automatiza los datos recopilados de 46 de las subestaciones operadas por EMSA por medio de las unidades de adquisición de datos remotas (RTU's) en campo. EMSA señala que, el control de los circuitos de distribución en Villavicencio se realiza a través de treinta y siete (37) interruptores y treinta y nueve (39) reconectores instalados tanto en la cabecera del circuito como en distintos tramos de los alimentadores y son telecontrolados por medio de una red GPRS y una red de fibra óptica. Adicionalmente treinta y cinco (35) reconectores

utilizados como tercer elemento en cada circuito y dos re conectadores como frontera a 13,2 kV telecontrolados por una red GPRS. Ver **Figura 11**

Figura 11. *Arquitectura Scada del CSM de EMSA*



Fuente: EMSA

4.7.2. Nivel de calidad del servicio en el Sistema de Distribución Local (SDL)

Con el fin de establecer los parámetros de evaluación del nivel de calidad del servicio en el SDL, es necesario precisar algunos conceptos del marco regulatorio actual asociado a esta temática. En este sentido, 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 del 2019. La evaluación de la calidad se fundamenta principalmente en el seguimiento a

los indicadores de calidad media (SAIDI y SAIFI¹) e indicadores de calidad individual (DIU y FIU²), que representan el tiempo de indisponibilidad y la cantidad de interrupciones del servicio que se generan en todo el mercado de comercialización de los prestadores y de forma individual para cada usuario, respectivamente.

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

Por otra parte, la CREG, mediante Resolución CREG 016 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 Meta 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 de servicio para el mercado de comercialización de EMSA. En la Tabla 13

, **Tabla 14** y **Tabla 15**, se presenta los valores calculados por la comisión para EMSA, respecto a las metas de calidad media del servicio

Tabla 13. Indicadores de referencia de calidad media – EMSA

Variable	Unidad	Valor
SAIDI_Rj	Horas	27,837

¹ 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.

² 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.

Variable	Unidad	Valor
SAIFI_Rj	Veces	38,587

Fuente: Resolución CREG 016 de 2021. Elaboración DTGE.

Tabla 14. Metas anuales de calidad media para el indicador de duración, horas – EMSA

Año	Año del periodo tarifario	SAIDI_M _{j,t}	Banda indiferencia Límite inferior	Banda indiferencia Límite superior
2019	t=1	21,477	21,369	21,584
2020	t=2	19,758	19,660	19,857
2021	t=3	18,178	18,087	18,269
2022	t=4	16,724	16,640	16,807
2023	t=5	15,386	15,309	15,463

Fuente: Resolución CREG 016 de 2021. Elaboración DTGE.

Tabla 15. Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia, veces – EMSA

Año	Año del periodo tarifario	SAIFI_M _{j,t}	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
2019	t=1	27,433	27,296	27,570
2020	t=2	25,238	25,112	25,365
2021	t=3	23,219	23,103	23,335
2022	t=4	21,362	21,255	21,469
2023	t=5	19,653	19,555	19,751

Fuente: Resolución CREG 016 de 2021. Elaboración DTGE

Así mismo, mediante la Resolución CREG 016 de 2021, la CREG estableció los indicadores de calidad individual de duración y frecuencia de eventos por grupo de calidad³ (DIUG - FIUG) para los usuarios del mercado de comercialización de EMSA. En la Tabla 16 y Tabla 17 se presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de duración de eventos, y en la Tabla 18 y Tabla 19 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 EMSA no deberán superar dichos indicadores en una ventana móvil de un año o podrán ser sujetos de compensación por calidad individual.

Tabla 16. DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas – EMSA.

³ 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.

Riesgo	Ruralidad 1 (horas)	Ruralidad 2 (horas)	Ruralidad 3 (horas)
Riesgo 1	0	0	0
Riesgo 2	0	21,766	60,79
Riesgo 3	8,57	32,40	44,55

Fuente: CREG 140 de 2019– elaboración DTGE.

Tabla 17. DIUG nivel de tensión 1, horas – EMSA.

Riesgo	Ruralidad 1 (horas)	Ruralidad 2 (horas)	Ruralidad 3 (horas)
Riesgo 1	0	0	0
Riesgo 2	0	59	75
Riesgo 3	34	122	98

Fuente: CREG 016 de 2021. Elaboración DTGE.

Tabla 18. FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces – EMSA.

Riesgo	Ruralidad 1 (veces)	Ruralidad 2 (veces)	Ruralidad 3 (veces)
Riesgo 1	0	0	0
Riesgo 2	0	59	75
Riesgo 3	34	122	98

Fuente: CREG 016 de 2021. Elaboración DTGE.

Tabla 19. FIUG nivel de tensión 1, horas – EMSA.

Riesgo	Ruralidad 1 (horas)	Ruralidad 2 (horas)	Ruralidad 3 (horas)
Riesgo 1	0	0	190
Riesgo 2	0	48	69
Riesgo 3	25	217	74

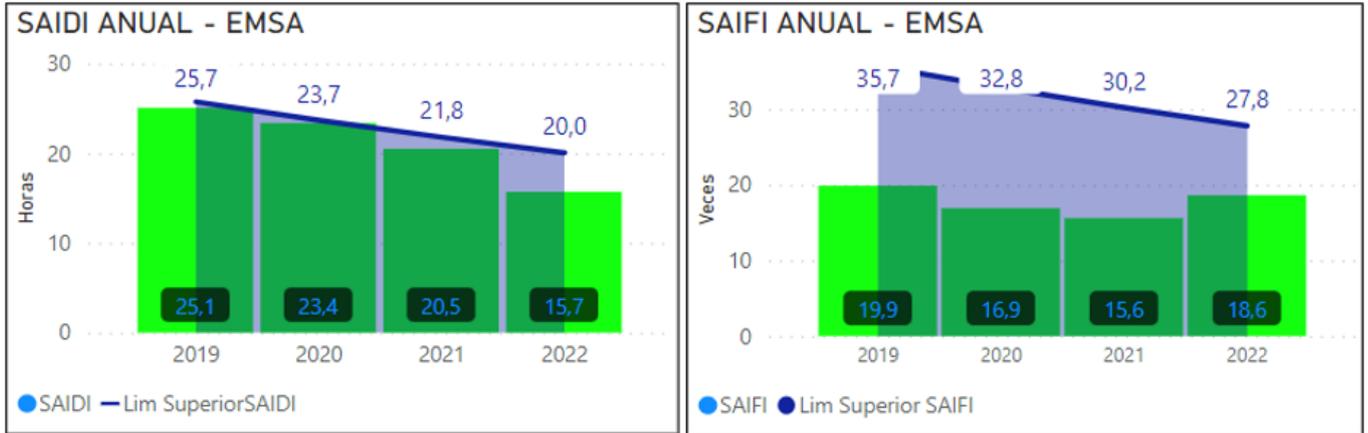
Fuente: CREG 016 de 2021. Elaboración DTGE.

➤ **Calidad media del servicio de energía eléctrica en el mercado de EMSA**

Tomando en cuenta lo expuesto en la sección anterior, la SSPD realizó la consulta en el SUI del formato CS1, en el cual EMSA reporta los indicadores SAIDI y SAIFI. A continuación, la Figura 12 presenta la evolución de los indicadores de calidad media del mercado de comercialización de EMSA, desde el año 2019 al 2022, donde se puede observar que la empresa cumple los metas regulatorios para los indicadores SAIDI y SAIFI.

Figura 12. Evolución Indicadores de Calidad Media⁴

⁴ Rojo (sobrepasó el límite superior) – Incumplió; Azul (en la banda de indiferencia) – Cumple; Verde (por debajo del límite inferior) – Cumple



Fuente: Formato CS1 –SUI. Elaboración DTGE.

➤ **Calidad individual del servicio de energía eléctrica en el mercado de EMSA**

En el marco de la evaluación integral se solicitó al prestador la información de compensación individual a usuarios para los años 2021 y 2022 por sobrepasar los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual establecidos en la Resolución particular CREG 016 de 2021, a lo cual EMSA remite la información registrada en la Tabla 20 y Tabla 21, se observa que la empresa compensó 1 149 727 613 COP y 491 854 836 COP, durante 2021 y 2022 respectivamente, lo cual representa una reducción de 657 872 777 COP (57,22% aproximadamente).

Tabla 20. Compensación Calidad individual 2021 - EMSA.

Mes	Usuarios Facturados	Usuarios Compensados	Porcentaje Usuarios Compensado (%)	Compensación Total (COP)
1	355.163	17.840	5,02%	71.064.376
2	356.529	23.852	6,69%	88.762.476
3	357.579	30.281	8,47%	141.123.737
4	358.959	20.421	5,69%	81.423.499
5	359.822	22.444	6,24%	96.990.291
6	361.035	28.093	7,78%	129.090.244
7	362.042	23.552	6,51%	107.095.910
8	363.009	27.739	7,64%	137.229.354
9	364.032	25.196	6,92%	135.613.691
10	364.962	18.565	5,09%	88.434.406
11	366.197	16.050	4,38%	27.431.774
12	366.969	22.624	6,17%	45.467.856
Total				1.149.727.613

Fuente: EMSA. Elaboración DTGE.

Tabla 21. *Compensación Calidad individual 2022 - EMSA.*

Mes	Usuarios Facturados	Usuarios Compensados	Porcentaje Usuarios Compensado (%)	Compensación Total (COP)
1	367.614	6.386	1,74%	13.081.967
2	368.615	27.023	7,33%	61.015.644
3	369.691	21.508	5,82%	62.462.447
4	370.485	10.217	2,76%	26.207.732
5	371.519	17.002	4,58%	81.259.894
6	372.276	13.558	3,64%	49.199.427
7	373.058	9.418	2,52%	40.283.958
8	374.005	5.579	1,49%	25.109.690
9	375.043	7.526	2,01%	25.878.323
10	376.789	7.886	2,09%	26.925.283
11	378.045	7.784	2,06%	28.086.633
12	378.941	13.916	3,67%	52.343.839
Total				491.854.836

Fuente: EMSA. Elaboración DTGE.

Por otra parte, en la Tabla 22 se presenta la cantidad de incumplimientos⁵ al DIU mayor a 360 horas durante los años 2021 al 2022, según la información suministrado por EMSA, la cual fue validada con los datos reportados en el formato CS2 del SUI. Se observa que la empresa solo registró tres (3) incumplimientos durante el periodo 2021-2022, los cuales ocurrieron el primer semestre de 2021 e involucrando un único usuario.

Asimismo, 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 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 22. *Usuarios con DIU > 360 horas y FIU 2021-2022 - EMSA.*

Año	Mes	NIU	DIU	FIU	DIUG	FIUG	Grupo	Nivel de tensión
2021	1	319957762	527,81778	153	8,57	34	32	2

⁵ 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.

2021	2	319957762	495,86862	139	8,57	34	32	2
2021	3	319957762	442,23806	121	8,57	34	32	2

Fuente: EMSA. Elaboración DTGE.

➤ **Procedimiento de cálculo de indicadores de calidad del servicio**

En el marco del desarrollo de esta evaluación integral, EMSA remitió un documento donde describe el cálculo de los indicadores de calidad del servicio. En este se hace mención de la integración al software especializado para la Operación de la red y Calidad del Servicio (aplicativo SPARD-OMS), un módulo de “Calidad CREG 015-18”, al realizar el cálculo de los formatos CS1 y CS2 (calidad media y calidad individual respectivamente), tomando como información de entrada las interrupciones reportadas a XM (reportes de interrupciones diarios y mensuales) y la información comercial consignada en el formato TC1.

Durante la visita al centro del control, se verificó el cálculo de los indicadores de calidad descrito en el documento remitido a la SSPD. Es necesario mencionar que en dicho documento no se menciona como se realiza la clasificación de los eventos para la elaboración de los reportes diarios y mensuales de interrupciones (insumo para el cálculo de los indicadores de calidad), así como la gestión de los soportes de los eventos que pueden ser excluidos según lo dispuesto en el numeral 5.2.2 EXCLUSIÓN DE EVENTOS de la Resolución CREG 015 de 2018.

En este sentido, se observó que la empresa tiene un listado interno de causales, que según EMSA están homologadas con las causales establecidas en la Circular CREG 063 de 2019, y un profesional de EMSA es el responsable de validar cada evento y asignar la causal que corresponda. Sin embargo, a consideración de la SSPD el documento remitido por la empresa no representa un procedimiento enmarcado en el sistema de gestión de calidad de EMSA.

➤ **Interrupciones en el SDL de EMSA**

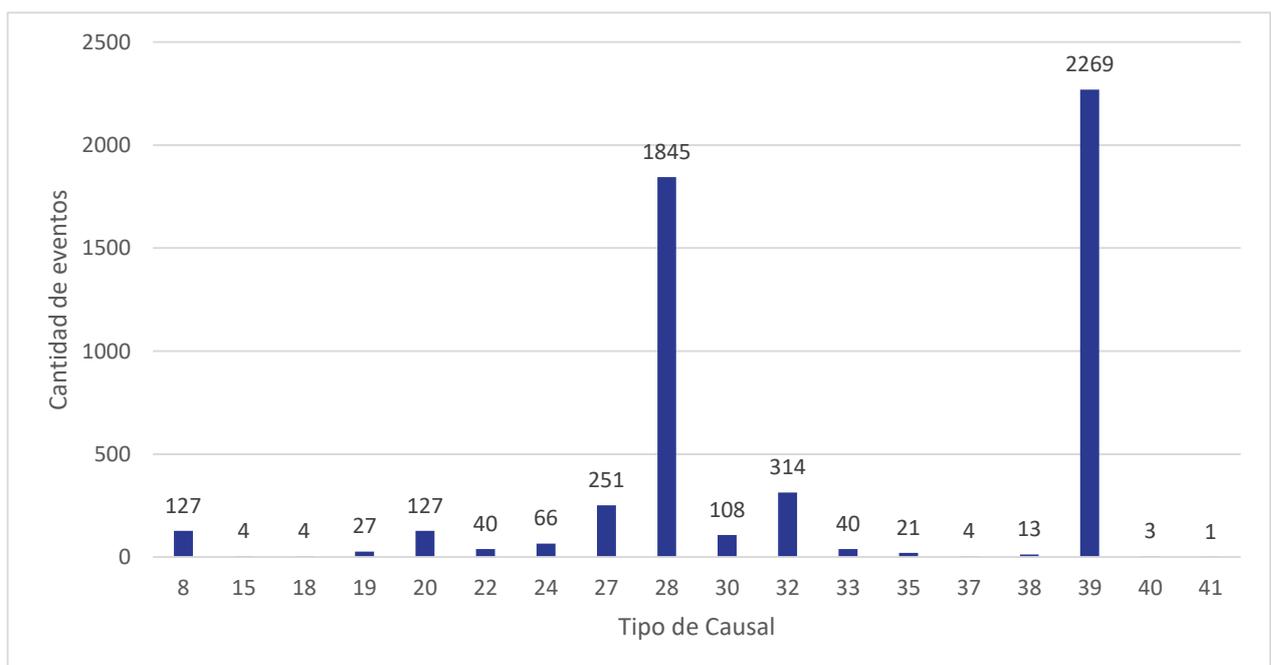
EMSA debe reportar en la plataforma INDICA, administrada por el LAC - XM, todas las interrupciones que se presentaron en su sistema de distribución local (SDL) con el detalle de las causas que las ocasionaron para determinar si son excluibles o no, de acuerdo con lo

descrito en el numeral 5.2.2. de la Resolución CREG 015 de 2018. Esta información fue consultada por la SSPD con el fin de verificar los soportes de los eventos excluidos para el cálculo de los indicadores de calidad.

En la Figura 13 se presentan los eventos registrados por EMSA durante el 2022, en el cual se observa una cantidad considerable de eventos clasificados con las causales 28 (Catástrofes naturales) y 39 (Fallas en redes de distribución y elementos asociados), con el 35,05% y 43,1% respectivamente, siendo la primera de estas una causal de exclusión para el cálculo de los indicadores de calidad.

A raíz de esto, la SSPD realizó una visita de inspección a EMSA en el mes diciembre de 2022, con el fin de verificar los soportes de los eventos que la empresa reportó con causal excluible, con especial énfasis aquellos con registro de causal 28. Durante esta visita, se evidenció que EMSA no tenía algún tipo de soporte para los eventos con causal 28 reportados durante los años 2019 a 2022, aduciendo que esto eran asignados por condiciones climáticas fuertes (vendavales, inundaciones, entre otros).

Figura 13. Eventos reportados por EMSA durante 2022 por tipo de causal



Fuente: INDICA – LAC. Elaboración DTGE.

En este sentido, la SSPD solicitó a la empresa adelantar los trámites correspondientes con las entidades territoriales con el fin de tener los soportes de los eventos con causal 28, además de enviar a esta entidad un informe donde se recalculen los indicadores de calidad incluyendo los eventos excluidos sin soportes para los periodos 2019 a 2021. Asimismo, la SSPD hizo énfasis en que la empresa no podría continuar la exclusión de eventos en el caso de no tener los soportes donde se pueda verificar el nexo de causalidad, tiempo y lugar.

Posteriormente, durante la visita realizada por la SSPD en el marco de la evaluación integral, EMSA hace mención que se han adelantado los trámites con las entidades territoriales con el fin de obtener los soportes para los eventos excluidos, pero no remitió a la SSPD ningún documento para verificar dichas acciones.

➤ **Cumplimiento de requisitos del esquema de calidad**

En relación al cumplimiento del esquema de calidad del servicio descrito en el numeral 5.2.10 de la CREG 015 de 2018, y los requisitos del esquema de incentivos y compensaciones, EMSA remitió los informes de la auditoria de verificación de requisitos del esquema de calidad que realizó la firma OR BETTER CONSULTORES. Se pudo comprobar que la empresa cumple con los requisitos para el ingreso al esquema de calidad.

4.7.3. Planes de inversión

En el marco de la metodología de remuneración de la actividad de distribución vigente, la Resolución CREG 015 de 2018 y posterior ajuste Resolución CREG 036 de 2019, EMSA en calidad de Operador de Red solicitó, a través de la actuación administrativa CREG E 2018-009380 del 17 de septiembre de 2018, aprobación de los ingresos asociados con el sistema de transmisión regional y el sistema de distribución que opera. Incluida en esta solicitud se presentó el Plan de Inversiones para el periodo 2019 a 2023 el cual fue aprobado junto con los cargos e ingresos a través de la Resolución CREG 016 de 2021. En respuesta la empresa presentó recurso de reposición a la resolución mencionada, el cual fue respondido por la CREG a través de la Resolución CREG 193 de 2019 en la cual se modificaron entre otras variables asociadas a los cargos, el plan de inversión inicialmente aprobado. De esta manera dejando en firme los cargos aprobados y el plan de inversión establecido en esta resolución.

Con respecto al ajuste del plan de inversiones, la Resolución CREG 015 de 2018 en el literal g) del numeral 6.6 establece que en agosto del año cuatro de ejecución del plan los OR debieron presentar solicitud de revisión al plan de inversiones, siendo esta fecha límite agosto de 2022. En revisión de la información presentada por la empresa, así como la información con la que cuenta esta Superintendencia, se encontró que la empresa no ha solicitado alguna instancia de modificación al plan de inversión a lo largo del periodo tarifario, lo cual fue informado a su vez por parte de la CREG. Lo anterior, fue consultado con la empresa, a lo cual responde que se tenía una interpretación diferente de la regulación y tenían entendido que el periodo máximo de solicitud era agosto de 2023. Además, se consultó si la empresa tenía contemplado presentar esta solicitud, para lo cual informa que será presentado a lo largo del año 2023.

➤ **Plan de inversiones aprobado**

El plan de inversiones que se encuentra vigente y en firme corresponde al aprobado en la Resolución CREG 193 de 2019 cuyos montos globales se presentan en la Tabla 23.

Tabla 23. *Plan de Inversiones de EMSA S.A. E.S.P. 2019-2023 aprobado, en firme y vigente. Cifras dadas en \$ COP de 2017.*

	2019	2020	2021	2022	2023	Total
Inicial en firme	55,311,052,869	81,750,697,698	53,026,792,272	18,531,784,300	17,114,109,375	225,734,436,514

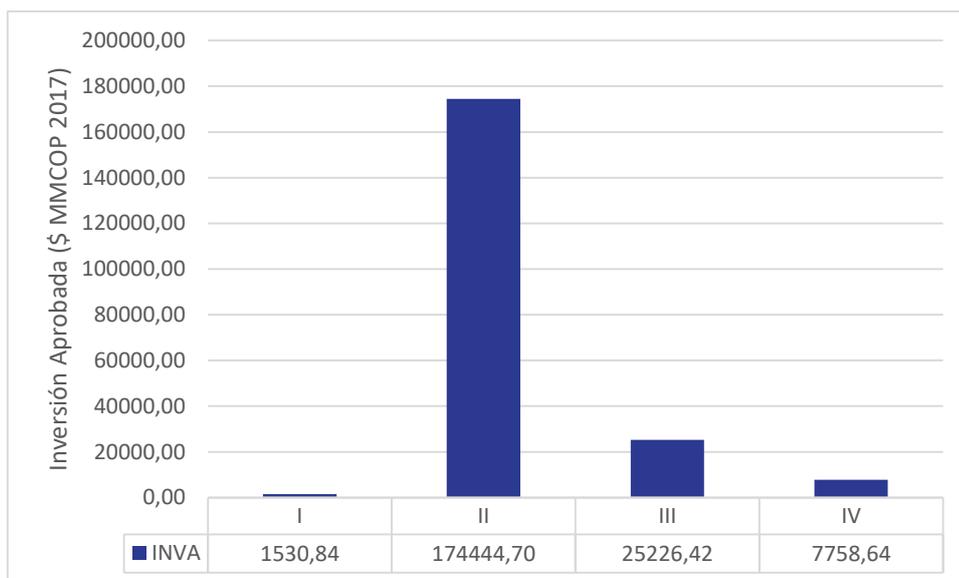
Fuente: Resolución CREG 193 de 2019. Elaboración DTGE.

Este plan contempla las inversiones requeridas para la expansión del sistema, reposición de activos, mejoramiento de la calidad y confiabilidad del servicios, reducción y mantenimiento de pérdidas de energía y renovación tecnológica de los activos de uso.

La distribución de las inversiones aprobadas por tipo de inversión se presenta en la **Figura 14**, a través de la cual se puede observar los principales enfoques de la empresa en cuanto a su plan de inversión. En esta se encuentra que el 83,48% de las inversiones de estas se encuentran concentradas en proyectos tipo II correspondientes a proyectos orientados a demanda que ocasionan instalación de nuevos activos. En particular se destacan proyectos orientados a ampliación de redes de nivel de tensión 2 y 3, nuevas líneas de tensión de 34.5 kV como Cumaral a Catama y segundo circuito Puerto López - Puerto Gaitán; ampliación en subestaciones y construcción de nuevas subestaciones de 230/115 kV como Santa Helena,

115/34,5 kV como Catama y Violetas, y 34,5/13,8 kV tales como Centauros y Sikuaní. En una proporción menor, pero no significativa se tiene que el 12,07% se encuentra en proyectos tipo III correspondiente a proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que reemplazan activos existentes en los cuales se encuentran reposiciones en redes de nivel de tensión del 1 al 3, y reposición de transformadores de distribución y transformadores de 115/34,5 kV en la subestación Barzal y 34,5/13,8 kV en la subestación Idema. En menor medida se encuentran los proyectos tipo IV destinado a automatización de circuitos de nivel de tensión 2 y 3.

Figura 14. Plan de inversiones aprobado de EMSA S.A. E.S.P para 2019-2023 desagregado por tipo de inversión. Cifras dadas en \$ MMCOP de 2017



Fuente: EMSA. Elaboración DTGE.

El plan de inversiones aprobado está compuesto por un total de 42 proyectos de inversión enfocados en los diferentes objetivos delineados anteriormente. En la Tabla 24 se presentan los proyectos aprobados más representativos en términos de inversión.

Tabla 24. *Proyectos de inversión aprobados representativos por monto aprobado. Cifras dadas en \$ COP de 2017.*

Código del proyecto	Nombre	Tipo de proyecto de inversión	Año entrada en operación aprobado	Valor aprobado (CREG)
PL0107	Segundo Circuito P. López - P. Gaitán	II	2020	\$ 39,702,103,847
VI13	S/E Santa Helena 300 MVA 230/115 kV	II	2019	\$ 31,946,511,709
GU02	Nueva S/E Violetas (Guamal2) 30 MVA 115/34.5 kV	II	2021	\$ 27,199,055,358
VI10	Nueva S/E Catama 40 MVA 115/34.5 kV	II	2020	\$ 22,497,972,280
VI12	S/E Centauros 12.5 MVA 34.5/13.8 kV	II	2019	\$ 10,015,021,360
ARN3-4-Fase1	Ampliación Redes Nivel 3	II	2022	\$ 9,203,231,000
ARN3-3	Línea Cumaral - Catama 34.5 kV	II	2021	\$ 7,775,056,000
CSM-01	Automatización Circuitos N3 N2	IV	2019	\$ 5,986,893,000
GU02_2	Nueva S/E Violetas (Guamal2) 30 MVA 115/34.5 kV	II	2021	\$ 4,762,711,115
VI14	S/E Sikvani 12.5 MVA 34.5/13.8 kV	II	2021	\$ 4,220,264,500
VI10_2	Nueva S/E Catama 40 MVA 115/34.5 kV	II	2020	\$ 3,910,589,896

Fuente: EMSA. Elaboración DTGE.

➤ **Ejecución del plan de inversión**

A continuación, en la Tabla 25 se presenta la ejecución general del plan de inversiones para el periodo 2019-2022.

Tabla 25. *Ejecución global del plan de inversión para EMSA desde 2019 a 2022. Cifras dadas en \$ COP de 2017.*

2019	INVA (COP 2017)	55,311,052,869
	INVR (COP 2017)	53,307,203,315
	Ejecución (%)	96.38%
2020	INVA (COP 2017)	81,750,697,698
	INVR (COP 2017)	63,950,612,124
	Ejecución (%)	78.23%
2021	INVA (COP 2017)	53,026,792,272
	INVR (COP 2017)	15,763,892,809
	Ejecución (%)	29.73%
2021	INVA (COP 2017)	18,872,053,300
	INVR (COP 2017)	26,882,174,182
	Ejecución (%)	142.44%
Global	INVA (COP 2017)	208,960,596,139

	INVR (COP 2017)	159,903,882,429
	Ejecución (%)	76.52%
Fuente: SUI. Elaboración DTGE.		

Se observa que el operador cuenta con niveles de ejecución sobresalientes a excepción del año 2021, año durante el cual se vieron retrasados proyectos de inversión significativos cuya entrada en operación en un principio se encontraba contemplada para dicho año, siendo estos la construcción de la subestación Violetas (\$27.199 y \$4.762 MCOP 2017). Sikvani (\$4.220M) y la línea Cumaral – Catama (\$7.775 MCOP).

En la Tabla 26 y Tabla 27 se presentan la ejecución del operador detallando las inversiones ejecutadas fuera del plan, las cuales corresponde a proyectos de inversión que la empresa por motivos ya sea de emergencia o prioritarios para el sistema de distribución tuvo que ejecutar por fuera del plan aprobado. Es relevante destacar que las inversiones fuera del plan pueden ser aplicadas para remuneración y reconocidas dentro de la variable de ejecución de inversiones, INVR, siempre y cuando los proyectos puedan ser enmarcados en las unidades constructivas del capítulo 24 y 25 de la Resolución CREG 015 de 2018.

Tabla 26. *Ejecución global del plan de inversión para EMSA desde 2019 a 2020. Cifras dadas en \$ COP de 2017.*

Variable	2019			2020		
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Dentro del plan	50,098,596,869	44,954,651,306	81.28%	48,422,601,023	49,151,419,273	60.12%
Sin ejecutar	5,212,456,000	0		33,328,096,676	0	
Fuera del plan	0	8,352,552,009		0	14,799,192,850	
Total	55,311,052,869	53,307,203,315	96.38%	81,750,697,699	63,950,612,124	78.23%

Fuente: Elaboración DTGE.

Tabla 27. *Ejecución global del plan de inversión para EMSA desde 2021 a 2022. Cifras dadas en \$ COP de 2017.*

Variable	2021			2022		
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Dentro del plan	2,915,589,800	2,347,678,549	4.43%	7,698,145,300	2,981,173,798	15.80%

Variable	2021			2022		
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Sin ejecutar	50,111,202,472	0		11,173,908,000	0	
Fuera del plan	0	13,416,214,260		0	23,901,000,385	
Total	53,026,792,272	15,763,892,809	29.73%	18,872,053,300	26,882,174,182	142.44%

Fuente: Elaboración DTGE.

En esta se identifica que la ejecución del plan de inversión aprobado y a largo de los años tiene una tendencia decreciente al punto que para el 2021 solo se lograron ejecutar 4,43% del monto aprobado para ejecución. Así como la ejecución aprobada decrece, la ejecución por fuera del plan presenta una tendencia creciente. Es decir, en cierta manera la ejecución del plan que se encuentra aprobado es menor a lo que los índices de ejecución globales reflejan, los cuales se encuentran compensados por ejecuciones por fuera del plan.

Es de destacar que, si bien realizar ejecuciones fuera del plan es una práctica común para los operadores a nivel nacional, la aproximación usual de estos para estos casos es solicitar modificaciones al plan aprobado con el fin de reflejar los cambios en la realidad que presentan las empresas en el transcurso de los años. Sin embargo, como se observó anteriormente, la empresa no remitió ante la CREG ajuste alguno, para el cual tuvo oportunidad de un año después de haber sido aprobado los cargos.

Las ejecuciones fuera del plan mencionados se encuentran concentradas principalmente en ampliación de redes en nivel de tensión 1, 2 y 3, ampliación de subestación Puerto Gaitán, repotenciación de transformador de subestación Apiay y reposición de transformadores de nivel de tensión 1 y ciertas reposiciones en el nivel de tensión 2 y 3.

En la Tabla 28 se presentan diez de los proyectos más representativos en términos de inversión que ha ejecutado EMSA durante los cuatro años evaluados, observando que si existe una proporción importante de ejecución fuera del plan destinada a ampliación..

Tabla 28. *Proyectos de inversión ejecutados representativos por monto ejecutado. Cifras dadas en \$ COP de 2017.*

Nombre	Tipo de proyecto de inversión	Fin de ejecución	Valor aprobado (\$COP 2017)	Valor ejecutado (\$COP 2017)	Porcentaje de ejecución	Incluido en el plan de inversión aprobado
Segundo Circuito P. López - P. Gaitán	II	31/12/2020	\$ 39,702,103,847	\$ 40,058,513,400	100.9%	Si
S/E Santa Helena 300 MVA 230/115 kV	II	31/12/2019	\$ 31,946,511,709	\$ 33,497,027,526	104.9%	Si
Reposición Transformadores N1	III	31/12/2022		\$ 7,329,810,000	NA	No
S/E Centauros 12.5 MVA 34.5/13.8 kV	II	31/12/2019	\$ 10,015,021,360	\$ 6,295,772,729	62.9%	Si
Ampliación en Subestaciones	II			\$ 5,792,750,000		No
Ampliación Redes Nivel 2	II	31/12/2022		\$ 5,190,392,398	NA	No
Ampliación Redes Nivel 2				\$ 4,613,909,128	NA	No
Ampliación Redes Nivel 1	II	31/12/2022		\$ 4,146,260,901	NA	No
Ampliación Redes Nivel 2	II	31/12/2019		\$ 3,900,748,100	NA	No
Ampliación Redes Nivel 2	II	31/12/2021		\$ 3,856,398,145	NA	No

Fuente: EMSA. Elaboración DTGE.

Con respecto a los proyectos pendientes por ejecutar, se identificaron los ilustrados en la Tabla 29.

Tabla 29. *Proyectos de inversión pendientes por ejecutar y año de puesta de operación esperada. Cifras dadas en \$ COP de 2017.*

Código	Nombre	Año Ejecución Aprobado	Año Puesta en Operación	Valor aprobado (CREG)
VI10	Nueva S/E Catama 40 MVA 115/34.5 kV	2020	2023	\$ 22,497,972,280

Código	Nombre	Año Ejecución Aprobado	Año Puesta en Operación	Valor aprobado (CREG)
VI10_2	Nueva S/E Catama 40 MVA 115/34.5 kV	2020	2023	\$ 3,910,589,896
GU02	Nueva S/E Violetas (Guamal2) 30 MVA 115/34.5 kV	2021	2024	\$ 27,199,055,358
GU02_2	Nueva S/E Violetas (Guamal2) 30 MVA 115/34.5 kV	2021	2024	\$ 4,762,711,115
VI14	S/E Sikvani 12.5 MVA 34.5/13.8 kV	2021	2024	\$ 4,220,264,500
ARN3-3	Línea Cumaral - Catama 34.5 kV	2021	2024	\$ 7,775,056,000

Fuente: EMSA. Elaboración DTGE.

Para cada uno de estos proyectos se solicitó a la empresa las circunstancias tras el retraso en su puesta en operación, así como el potencial impacto que pueden tener en la operación del sistema. Lo anterior se presenta en detalle en el Anexo junto con la fecha de puesta en operación propuesta por la empresa para estos y otros proyectos para los cuales la empresa entregó información.

En términos generales, los retrasos en la ejecución de estos proyectos por parte de la empresa radican en los siguientes ámbitos.

- Retrasos en la emisión de determinantes y licencias ambientales, usualmente por entidades ajenas al operador. Lo anterior generando suspensión de actividades de negociación predial por desconocimiento.
- Suspensión de actividades por confinamiento por la pandemia del COVID-19
 - Parálisis de la producción nacional e internacional de materiales y equipos asociados al proyecto
 - Parálisis de la gestión predial debido al cierre de las oficinas de Catastro
 - Atención por parte de la rama judicial solo de procesos penales y tutelas, dejando a un lado gestiones asociadas a imposiciones de servidumbre
- Cambio en la TRM como consecuencia de la pandemia, generándose solicitudes de reconocimiento de desequilibrio económico por los contratistas.
- Retrasos en entrega de equipos y materiales asociados a la crisis mundial logística de contenedores.
- Tiempos extensos en la fabricación y entrega de equipos y materiales importados

- Retrasos en aprobación de inicio de contratación por parte de junta directiva debido a indicadores financieros, en particular el valor reconocido por la CREG para remuneración vs el valor comercial real a contratar.

Entre los impactos más relevantes identificados se encuentran los presentados en la Tabla 30.

Tabla 30. Impactos de retrasos en proyectos sin ejecutar y por ejecutar.

Proyecto	Impactos destacados
NUEVA SUBESTACIÓN SANTA HELENA 300 MVA 230/115 KV, CONEXIÓN 230 KV SURIA DEL SUR.	Incumplimiento de contratos de conexión de los proyectos de generación, que requieren esta conexión para entrar en operación. Riesgo de apagón total en el Meta y Guaviare ante una falla catastrófica de la subestación Reforma 230/115 kV (único punto de conexión de la zona con el STN).
PROYECTO LÍNEA 115 KV OCOA – CATAMA Y CATAMA – SANTA HELENA, SUBESTACIÓN CATAMA 40 MVA 115/34,5 KV Y AMPLIACIÓN SUBESTACIONES OCOA Y SANTA HELENA	Incumplimiento de contratos de conexión de los proyectos de generación, que requieren estas obras para entrar en operación. Se mantiene la deficiencia en la calidad y continuidad del servicio.
PROYECTO OCOA – VIOLETAS (GUAMAL) – GRANADA LÍNEAS 115 KV Y S/E VIOLETAS	Posibles apagones en el municipio de Granada y el departamento del Guaviare ante contingencias de la línea Ocoa – Granada 115 kV.
PROYECTO SUBESTACIÓN SIKUANI 34,5/13,8 KV, 10/12 MVA EN EL MUNICIPIO DE VILLAVICENCIO	Se dificultarían maniobras para dar servicio en caso de contingencias de la Subestación Caños Negros o Catama.
PROYECTO SUBESTACIÓN ESMERALDA 34,5/13,8 KV, 10/12 MVA EN EL MUNICIPIO DE VILLAVICENCIO	Se dificultarían maniobras para dar servicio en caso de contingencias de la Subestación Barzal o el transformador de Reforma 115/34,5/13,8 kV. Esta subestación permitirá la atención de las grandes cargas puntualizadas (edificios de apartamentos y oficinas) en el centro de Villavicencio que están teniendo auge en el marco del POT de la ciudad.
PROYECTO LÍNEA CATAMA – CUMARAL 34,5 KV EN EL MUNICIPIO DE VILLAVICENCIO	Posibles apagones de los municipios Cumaral y Restrepo así como las cargas de Enel en Medina y Paratebueno debido a la radialidad actual del sistema que tiene como única línea de alimentación el circuito Reforma – Cumaral 34,5 kV. El sistema en la región requiere mejoramiento en los perfiles de Tensión, los

Proyecto	Impactos destacados
	cuales se espera mejoren con el nuevo anillo Reforma – Esmeralda – Cumaral – Catama 115 kV.

Fuente: EMSA. Elaboración DTGE.

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

Los dos primeros términos contribuyen de manera positiva al BRAEN, mientras que el tercero de manera negativa. En palabras gruesas, el BRAEN se calcula 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. La ejecución de EMSA por nivel de tensión se presenta en la *Tabla 31*.

Tabla 31. *Ejecución de plan de inversión desagregado por nivel de tensión. Cifras dadas en \$ COP de 2017.*

Nivel de tensión	INVA 2019	INVR 2019	Ejecución (%)	INVA 2020	INVR 2020	Ejecución (%)
1	3,174,911,800	3,321,252,051	104.6%	3,174,911,800	2,641,618,497	83.2%
2	8,789,781,993	9,582,738,163	109.0%	5,180,140,000	6,300,625,795	121.6%
3	11,081,612,033	4,003,892,710	36.1%	10,654,997,896	13,676,787,888	128.4%
4	32,264,747,043	36,399,320,392	112.8%	62,740,648,002	41,331,579,943	65.9%
Total	55,311,052,869	53,307,203,315	96.4%	81,750,697,698	63,950,612,124	78.2%
Nivel de tensión	INVA 2021	INVR 2021	Ejecución (%)	INVA 2022	INVR 2022	Ejecución (%)
1	3,174,911,800	4,116,241,722	129.6%	3,174,911,800	12,920,692,473	407.0%
2	8,847,528,615	7,040,858,145	79.6%	4,734,157,500	10,589,529,467	223.7%
3	13,382,659,500	2,716,335,893	20.3%	10,962,984,000	2,993,318,204	27.3%
4	27,621,692,357	1,890,457,049	6.8%	0	378,634,038	0.0%
Total	53,026,792,272	15,763,892,809	29.7%	18,872,053,300	26,882,174,182	142.4%

Fuente: EMSA. Elaboración DTGE

En la *Tabla 32* se presenta el análisis de la remuneración para todos los niveles de gestión. En términos generales la empresa ha visto su remuneración compensada o penalizada por sobreejecución o subejecución.

Tabla 32. *Análisis de remuneración por plan de inversión para los años 2022 y 2023.*

Variable	NT1		NT2		NT3	
	2022	2023	2022	2023	2022	2023
INVA (t)	3,174,911,800	3,145,589,200	4,734,157,500	3,661,135,175	0	10,307,385,000
INVR (t-1)	4,116,241,722	12,920,692,473	7,040,858,145	10,589,529,467	1,890,457,049	2,993,318,204
INVA (t-1)	3,174,911,800	3,174,911,800	8,847,528,615	4,734,157,500	13,676,787,888	10,962,984,000
INVR_cota (t-1)	3,492,402,980	3,492,402,980	7,040,858,145	5,207,573,250	1,890,457,049	2,993,318,204
Diferencia INVR	623,838,742	9,428,289,493	0	5,381,956,217	0	0

Variable	NT1		NT2		NT3	
	2022	2023	2022	2023	2022	2023
IAPA (t)	1.00	1.00	1.00	1.00	0.74	0.24
IAPA (t-1)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.74
BRAEN	3,492,402,980	4,086,919,122	3,529,958,825	4,134,550,925	11,786,330,840	2,702,119,392
BRAEN (IAPA = 1)	3,492,402,980	4,086,919,122	3,529,958,825	4,134,550,925	9,830,040,637	2,337,719,204
Diferencia BRAEN	0	0	0	0	1,956,290,203	5,039,838,596
Diferencia ejecución	941,329,922	9,745,780,673	1,806,670,470	5,855,371,967	11,786,330,840	7,969,665,796

Fuente: EMSA. Elaboración DTGE

De este análisis se destacan los siguientes casos particulares.

- En el nivel de tensión 1 y 2 para la remuneración anticipada de 2023, la empresa tuvo una sobrejecución que superó el 110% del valor de inversiones aprobadas. Esto ocasionó que la empresa no percibiera la totalidad de la inversión ejecutada en 2022. Sin embargo, el remanente se entiende podrá ser trasladado a la remuneración de 2024 en su totalidad.
- En el nivel de tensión 3 la remuneración para 2022 y 2023 se vio afectada por los niveles de subejecución presentados desde 2020 al verse que el parámetro IAPA toma valores de 0,74 y 0,24, resultando en niveles reducidos del BRAEN, en particular 2023 el cual, de una potencial remuneración positiva, el efecto del IAPA la lleva a niveles negativos.

En principio con la entrada de algunos proyectos cuya ejecución se vio retrasada, así como la continuación de trabajos de reposición, se esperaría que la empresa recupere parte de sus niveles de inversión y con ello percibir una mejora en la remuneración para 2024. Sin embargo, como se destacado a lo largo de esta sección, el no contar con un ajuste al plan de inversión puede tener un efecto adverso en la remuneración.

➤ **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 (...).»

Con respecto al punto a. y b., EMSA cuenta con acceso a través de su página Web a los informes de ejecución presentados a la CREG y a la SSPD a través del enlace:

<https://www.electrificadoradelfmeta.com.co/newweb/resoluciones-creg/>, tal y como se ilustra en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Además, da cumplimiento del literal c. del numeral 6.5 del anexo general de la resolución en cuestión en el cual se estipula que los informes de ejecución remitidos a la CREG y SSPD deben estar públicos en el portal web.

Figura 15. Captura de pantalla página Web destinada a divulgación de ejecución del plan de inversión



Fuente: EMSA.

En particular, el contenido de los informes orientado a usuarios fue verificado teniendo en cuenta lo dispuesto la Circular CREG 024 de 2020 en cuanto a su contenido

«El informe para los usuarios deberá contener como mínimo los literales a) al f) y el h) en un lenguaje sencillo teniendo de presente el público al que va dirigido y publicarse en formatos Microsoft word y pdf».

A continuación, en la Tabla 33 se presenta la verificación de lo contemplado en la Circular CREG 024 de 2020..

Tabla 33. Verificación de contenido de informe de ejecución de plan de inversión orientado a usuarios.

Contenido	2019	2020	2021	2022
a) Resumen ejecutivo	Si	Si	Si	Si
b) Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios	No	No	No	No
c) Descripción del sistema operado	No	No	No	No

Contenido	2019	2020	2021	2022
d) Resumen del plan de inversión aprobado	Si	Si	Parcial	Si
e) Avance en el cumplimiento de metas	No	No	Si	Si
f) Desviaciones del plan de inversión	No	No	No	No
h) Gestión de activos	No	No	No	No

Fuente: Elaboración DTGE

En términos generales, dentro del contenido no se reflejan aspectos importantes y que pueden ser relevantes para los usuarios tales como:

- Beneficios a los usuarios a través de los proyectos y acciones ejecutadas por la empresa.
- Descripción general del sistema operado.
- Las desviaciones en la ejecución del plan de inversiones, las justificaciones de estas desviaciones y cómo la empresa planea aliviar retrasos en la ejecución.
- Cierre de brechas y proceso de implementación y certificación del sistema de gestión de activos.

El informe orientado a usuarios correspondiente a la ejecución de 2022 se considera que es el más completo en contenido y cuyo formato es el más apropiado para este tipo de documentos. Una sugerencia para al operador es contemplar la posibilidad de complementar los informes de todos los años con base en esta retroalimentación.

Con respecto al numeral c., en la información entregada por la empresa a la SSPD no se provee soporte de su cumplimiento.

4.7.4. Plan de pérdidas

EMSA en calidad de operador de red cumplió la condición habilitante para optar por plan de reducción de pérdidas. Como resultado de lo anterior, EMSA presentó plan de reducción de pérdidas en el marco de la solicitud de aprobación de ingresos. Sin embargo, en la Resolución CREG 016 de 2021 a través de la cual se aprobaron los cargos y la Resolución CREG 139 de

2021, respuesta a recurso de reposición a través del cual se ajustan cargos y los deja en firmes, se evidencia que para EMSA no se aprobó un plan de reducción de pérdidas, sino un plan de mantenimiento.

Respecto a lo anterior, para EMSA el costo del plan de reducción de pérdidas de energía eléctrica no técnicas (CPORj) presentado en 2018 tenía un valor total de \$109.289 MM que incluían \$25.804 MM en inversión de activos no clasificables como UC (INVNUCj) y \$83.485 MM como costos de AOM de pérdidas de energía reportados a la CREG en vigencias anteriores (AOMPj) para cumplir una senda propuesta de disminución del indicador de pérdidas totales en 10 años de 2,57%. Sin embargo, dentro de los análisis realizados por la CREG para la aprobación del plan de pérdidas a EMSA, los costos eficientes del plan de pérdidas (CPCE) definido en el numeral 7.3.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018 dieron como resultado un valor de \$75.196 MM pesos para una reducción del indicador de 2,57% en 10 años.

De esta manera, aprobando un valor de costo anual de plan de \$7.297.802.102 COP 2017 destinado a componente de mantenimiento de pérdidas, Es decir, la CREG determinó que para cumplimiento de la senda de disminución presentada por la empresa no se requeriría la componente de inversión del plan y la empresa solo requería un plan de mantenimiento de pérdidas.

4.7.5. Evolución del mercado energético del Meta

A lo largo de los cinco años desde la caracterización del mercado del Meta hecha para la presentación del plan de gestión de pérdidas ante la CREG, se han presentado cambios significativos en este mercado tales como:

- a) Existe un aumento del 14.6% en la participación del mercado regulado en las ventas a clientes propios de EMSA. En esta misma proporción se vio disminuida las ventas de clientes no regulados propios de la empresa.
- b) Incremento del 3.5% en la participación del mercado de ventas de otros comercializadores en el mercado eléctrico de EMSA ESP.

- c) Para el año 2022 en el mercado eléctrico de EMSA ESP el 55% de la energía medida corresponde a ventas del incumbente, 26% a ventas de otros comercializadores y 7% corresponde a energía en tránsito a otros operadores de red.
- d) El mayor porcentaje de ventas en el mercado eléctrico de EMSA es en el mercado regulado
- e) La disminución en consumos de no regulados del incumbente no se ve reflejado proporcionalmente en el aumento en las ventas de no regulados de otros comercializadores.

La empresa hace énfasis en las ventas reducidas de clientes no regulados compuestos principalmente por industria y petroleras. Estos clientes han optado por ser atendidas por otros comercializadores o suplir parte de su demanda a través de autogeneración. Se destaca el caso de ECOPETROL, el cual empezó a autogenerar y construyeron su propia línea de 230 kV.

➤ **Índice de pérdidas totales**

El índice de pérdidas totales calculado por la empresa, los cuales coinciden con el reporte hecho al Sistema Único de Información de esta Superintendencia se presenta en la Tabla 34.

Tabla 34. Evolución del Índice de Pérdidas Totales para EMSA S.A. E.S.P. 2019-2022

Año	2019	2020	2021	2022
IPT (%)	16,18	18,27	16,66	14,24

Fuente: SUI. Elaboración DTGE

En este se observa que se presentó un deterioro considerable durante el año 2020 al cual la empresa atribuye como causas las restricciones de movilidad y la disminución de clientes comerciales. En respuesta a ello, la empresa ha estado implementando estrategias de recuperación de pérdidas no técnicas como parte de su plan de gestión que serán delimitadas más adelante.

Se destaca que a raíz de la evolución del mercado atendido por EMSA, en particular la reducción de las ventas a clientes no regulados, la metodología de cálculo del IPT para la

empresa ha cambiado. Específicamente, el numeral 7.1.4.1 de la Res. CREG 015 de 2018 dispone que cuando las ventas de energía de usuarios en el nivel de tensión 4 es superior al 30% de las ventas totales del mercado, este nivel de tensión no es tenido en cuenta en el cálculo del índice. No obstante, resultado del aumento de ventas en usuarios regulados y en esta proporción a la reducción en ventas de usuarios no regulados expuesta anteriormente, esta condición cambió, resultando que a partir del 2022 se incorporará las ventas en el nivel de tensión 4 al IPT. Lo anterior, mostrando en un efecto positivo en el índice al evidenciar una reducción significativa para dicho año. La empresa destaca que para lo transcurrido del 2023 el índice se encuentra en alrededor del 13%, esperando que se llegue a niveles cercanos al 12%.

➤ **Estrategias de gestión de pérdidas**

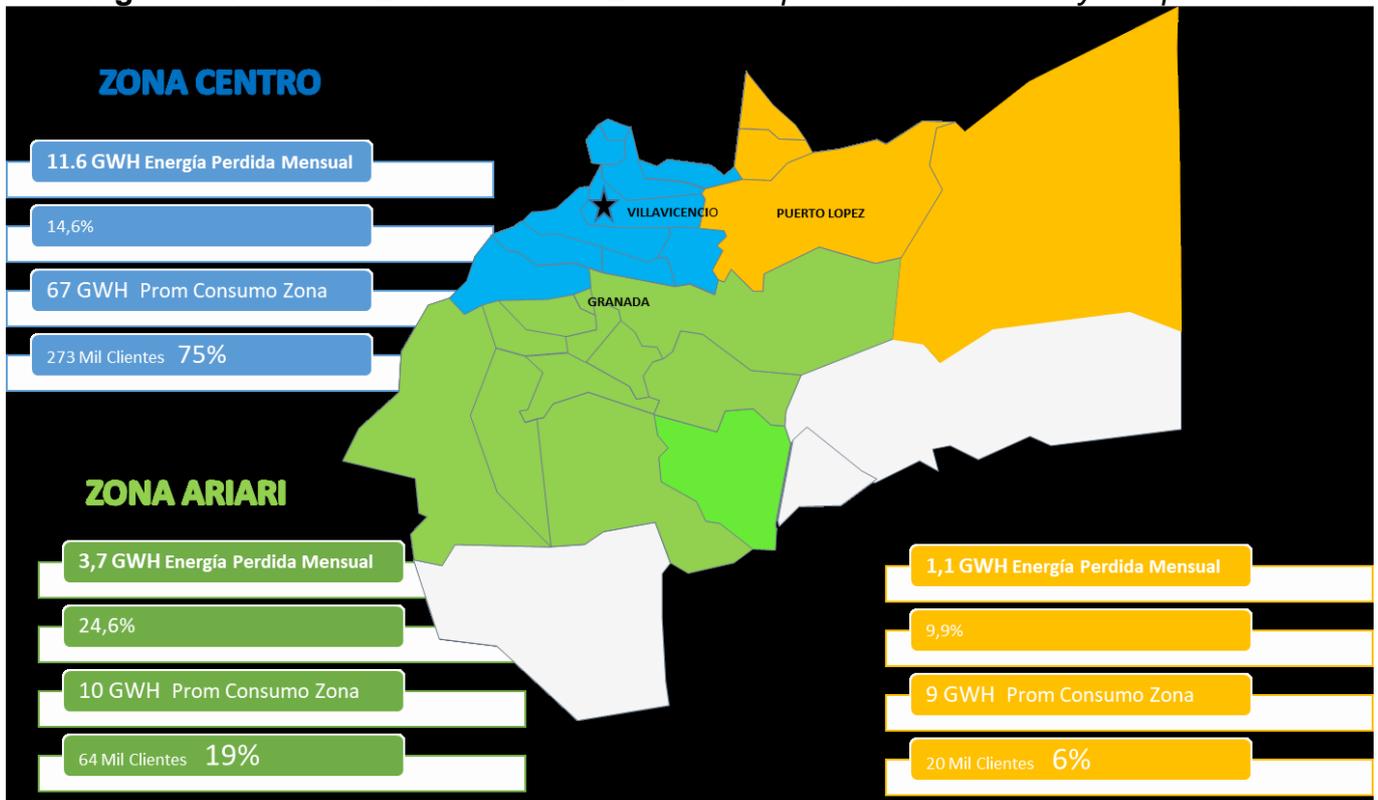
Como parte del plan de gestión de pérdidas, la empresa ha estado ejecutando una serie de estrategias a través de las cuales ha logrado una reducción significativa del índice de pérdidas totales. Es de destacar que, a pesar de que la CREG optó por no aprobar un plan de reducción de pérdidas, la empresa ha financiado estas estrategias y las inversiones que ellas implican a través de recursos propios. la empresa reporta presupuesto entre 2019 y 2022 de \$44.106.737.379 ejecutado a lo largo de las estrategias presentadas, por las cuales no reciben remuneración por su implementación. Estas estrategias se resumen a continuación

- **Balance de energía por zonas y circuitos:**

Instalación de medición en cabeceras de circuitos para realizar balances de energía en nivel de tensión 3 consistente en comparar la energía registrada por el medidor y los consumos de los clientes.

Con base en el resultado de este balance, la empresa generó una división eléctrica del departamento del Meta en las siguientes tres zonas: Centro, Ariari y Rio Meta. Esto con el fin de focalizar los esfuerzos en áreas con mayor potencial de recuperación de pérdidas. En la Figura 16 se presenta la caracterización de cada zona.

Figura 16. Caracterización eléctrica zonal del departamento de meta y sus pérdidas.



Fuente: EMSA. Elaboración DTGE

Con respecto a la zona Ariari, la empresa reporta que la dificultad en el acceso en alrededor de 5 a 6 municipios debido a problemas de orden público, principalmente grupos armados ilegales. De esta manera dificultando no solamente el control de pérdidas, sino también actividades como gestión de cartera y comerciales. Lo anterior, lo evidencia la empresa durante la visita al demostrar en el histórico del índice de pérdidas en la zona el cual presenta niveles incrementales, llegando a alrededor del 26% en lo que lleva del 2023.

Con respecto a la zona centro, es la zona con mayor demanda concentrando un 75% de esta, la cual es primordialmente residencial.

Por último, con respecto a la zona de Río Meta, se tiene que esta zona concentra la industria petrolera de la región, pero sus consumos no se ven reflejados en el balance de energía al estar conectados al nivel de tensión 4. Sin embargo, la empresa monitorea el comportamiento de los niveles de tensión inferiores.

- **Identificación de sectores ilegales**

En el departamento del Meta se han proliferado asentamientos humanos ilegales en zonas rurales de los municipios del departamento que se han conectado ilegalmente a la red de la empresa, sin la autorización de la empresa, sin legalización de proyectos eléctricos y sin las condiciones urbanísticas apropiadas. Respecto a estas, las alcaldías han dado la indicación que no se pueden matricular a estos clientes. En total, la empresa ha identificado 93 asentamientos ilegales, siendo los municipios con mayor cantidad Acacias y Villavicencio con 25 y 22 respectivamente.

La empresa manifiesta que para ciertos asentamientos en los cuales se han acercado a cortar el servicio, se han presentado retenciones y secuestros de cuadrillas, estando estos concentrados en el municipio de Acacias. Con respecto a este último, ha sido difícil impulsar la facturación especial.

- **Barridos de media tensión**

Consiste en recorridos de red de media tensión en los circuitos rurales del departamento para detección de conexiones ilegales. En el periodo de 2019 y 2022 se han registrado 272 transformadores ilegales, encontrando una tendencia creciente a lo largo de los años. En particular se ha identificado que la construcción y conexión de estos la realizan técnicos de la zona, algunos exempleados de la empresa, realizando las obras sin completar los requisitos para la certificación de obra exigido por la empresa.

- **Normalización de sectores subnormales**

La empresa junto con las alcaldías ha logrado la normalización de 129 sectores subnormales correspondientes a asentamientos humanos a lo largo del departamento. El trabajo realizado en acompañamiento, control y capacitación en estos sectores ha permitido recuperar 16,3 GWh de energía, equivalente a un monto de \$9.019 millones de pesos.

Sin embargo, se han detectado 73 nuevos asentamientos clasificados en:

- “Problema de redes”: sectores que no cumplen con condiciones técnicas para instalación de medidores.
- “Restricción PBOT”: sectores donde la secretaria del municipio no emite licencias urbanísticas por tratarse de zonas no rurales o se encuentran en zonas no urbanizables.
- “Alto Riesgo”: se encuentran en zonas no aptas para prestación del servicio. Entre estos se encuentran zonas inundables o que no respetan distancias de seguridad en la rivera de los ríos. Su normalización no es posible a menos que las entidades encargadas realicen las obras suficientes para la mitigación del riesgo.
- “Instalaciones Med. Prepago” para los cuales se han instalado medición prepago.

- **Legalización de servicios directos**

Instalación de medidores de energía en predios que cumplen los requisitos de documentación solicitada mediante la visita previa de técnicos caminantes en barridos de media tensión. Algunos de estos proyectos son financiados por la Gobernación o las alcaldías para los cuales invierten, pero no finalizan el proceso. Del 2019 al 2022 se han legalizado 13.915 usuarios que han resultado en una recuperación de energía de 7,8 GWh.

- **Recuperación de energía**

Recuperación de energía por procesos administrativos en los cuales se realizan revisiones rutinarias a clientes regulados en medida directa. Para este fin, la empresa creó en el año 2015 un centro de inteligencia y adopción a personal de planta en el año 2020 se logró aumentar la efectividad de las revisiones rutinarias ejecutadas mediante la generación de órdenes de trabajo a las cuadrillas de recuperación de pérdidas de energía, previo análisis de información por parte de los ingenieros del centro de inteligencia.

Entre el año 2019 y 2022 se han realizado alrededor de 27.540 revisiones, detectando anomalías en el 24,2% y se realizó procesos administrativos de recuperación de energía resultando en una recuperación de 11,1 GWh.

- **Medición prepago**

Se han instalado 1.126 medidores prepago a través de los cuales los usuarios compran de manera anticipada la energía que consumirán. La empresa provee una breve explicación del proceso con la comunidad para la adopción de esta tecnología a través de grupo social. La empresa manifiesta que la percepción ha sido positiva y la inversión ha sido recuperada. Adicionalmente, la empresa ha recibido solicitudes para continuar con la implementación de esta tecnología. Solo un bajo porcentaje de los usuarios han reportado problemas técnicos con los medidores, los cuales han sido atendidos por la empresa.

- **Revisión a clientes destacados (industriales alto consumo)**

Inspecciones rutinarias a instalaciones eléctricas y equipos de medida y sellos de seguridad a clientes de alto consumo, garantizando el correcto registro de los consumos eléctricos. La empresa reporta que registran 1.621 clientes destacados que representan el 20% de las ventas de energía del mercado del Meta.

- **Control al reporte de fronteras y diferenciadas:**

Desarrollo de aplicaciones en plataformas tecnológicas como PowerBI para realizar seguimiento diario a los reportes de lecturas hechos por otros agentes en el mercado de EMSA con información de bases de datos del ASIC y del CGM de EMSA. Se realizó una demostración de la herramienta en la que se evidencia un monitoreo en tiempo real adecuado para los objetivos delimitados.

- **Estrategias a implementar**

- La empresa propone las siguientes estrategias para continuar con la reducción del índice de pérdidas.
- Enfocar la Inspección de clientes destacados a los usuarios de otros comercializadores inmersos en el sistema eléctrico de EMSA ESP. El Centro de Inteligencia debe incluir en sus análisis las variables eléctricas almacenadas en los medidores teledidos para detectar anomalías en la medida.

- La remodelación de redes y construcción de finales de circuitos en 42 sectores ilegales del departamento del Meta representan para la empresa la recuperación de \$3.500 millones de pesos al año.
- Extender con el Grupo Social de EMSA ESP el acompañamiento, capacitación y atención de quejas o reclamos de las comunidades con facturación especial en asentamientos humanos del departamento del Meta.
- Continuar con los barridos de media tensión en zona rural y realizar el acompañamiento a los usuarios que permitan certificar los proyectos eléctricos y matricular el servicio de forma permanente.
- Aumentar la instalación de medidores prepago en asentamientos humanos o sectores ilegales ayudará a la normalización de la medida en sectores ilegales con restricciones urbanísticas.
- Lectura remota y el mantenimiento de la medida en subestaciones y cabeceras de circuitos es fundamental para focalizar las pérdidas de energía y dirigir eficientemente al personal que realiza las inspecciones de rutina en las instalaciones de los clientes de EMSA ESP.
- Mantener la macromedición en los circuitos o sectores con un mayor índice de pérdidas producto de los balances de energía.
- Vigilar los reportes de lecturas de fronteras comerciales al administrador del mercado XM para evitar pérdidas de energía por aumento ficticio de compras de energía y disminución de las ventas de energía de otros comercializadores.
- Acompañar los procesos de legalización de proyectos eléctricos en zona rural del departamento del Meta o realizar estos proyectos con financiación en la factura de energía para disminuir las conexiones ilegales de transformadores sin el cumplimiento de requisitos.

4.7.6. Calidad del servicio en el STR

El actual estado operativo del STR de EMSA ante condiciones normales de operación en anillo, mediante los enlaces con el STN a través de las subestaciones La Reforma y Suria a 230 kV, muestra desempeños dentro de los márgenes regulatorios establecidos.

Ahora bien, dentro del Plan de Expansión para la red de EMSA del nivel IV (115 kV), para el período 2020 – 2034, se consideró como la mayor problemática el agotamiento de la capacidad de la transformación y atención radial de la demanda.

Dentro de las recomendaciones del informe IPOEMP I 2023 se señala *«En la subárea Meta, se resalta la importancia de la entrada de los transformadores de Santa Helena, la subestación Catama y de la repotenciación del circuito Ocoa-Santa Helena 115 kV, todas estas acciones están encaminadas a mejorar la flexibilidad del área y poder contar con un mayor número de escenarios que permitan aprovechar el crecimiento en generación renovable que tiene la subárea. Se deben seguir explorando refuerzos en el corredor Ocoa-Catama-Santa Helena y en el circuito Campo Bonito-Puerto López 115 kV, los cuales siguen siendo una restricción relevante en los escenarios de generación de la subárea.»*

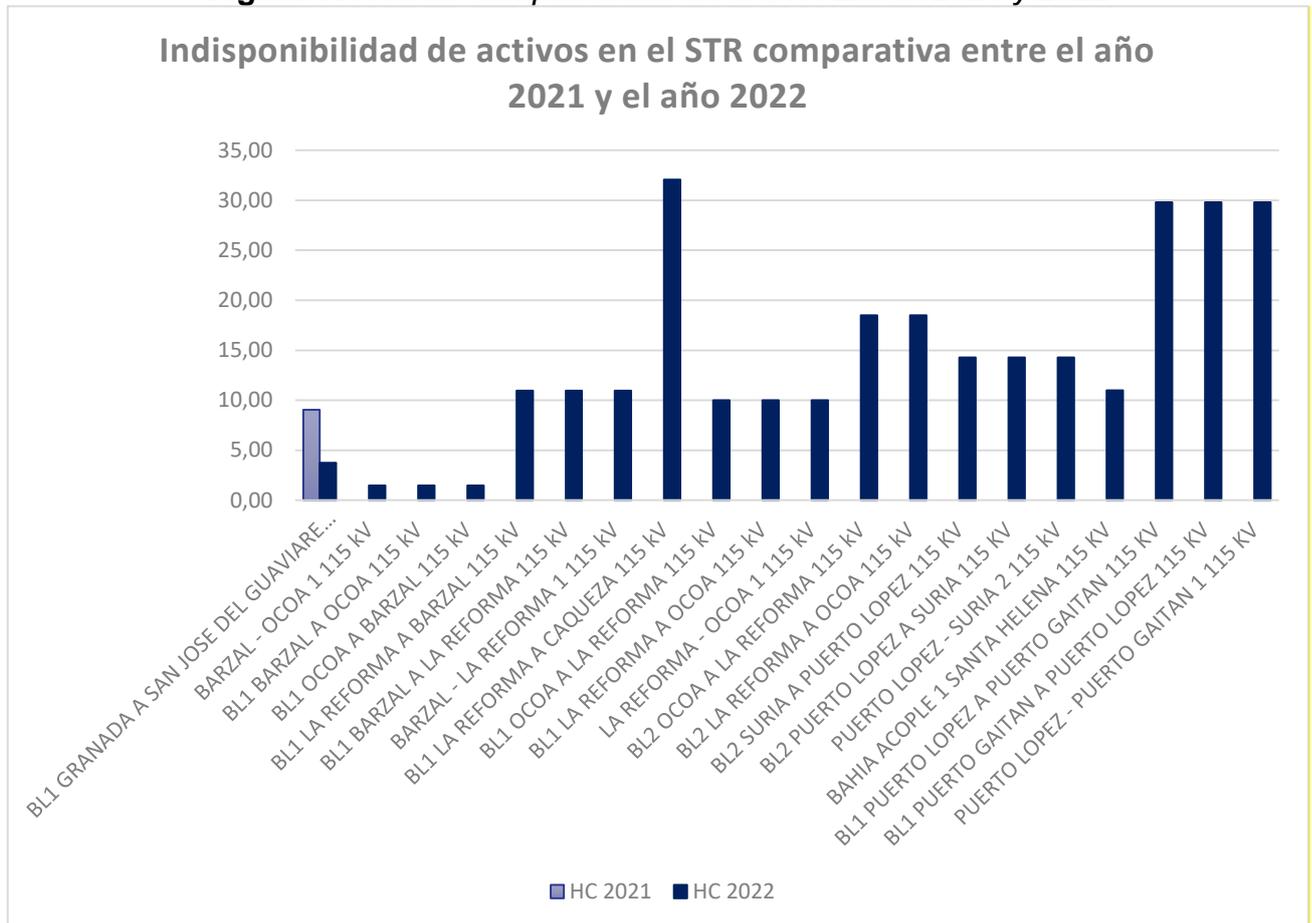
➤ Indisponibilidad de activos en el STR

A continuación, se presenta la cantidad de horas indisponibles de los activos del STR de EMSA para los años 2021 y 2022. Las mayores indisponibilidades ocurrieron por mantenimientos realizados en las bahías de condensadores en Puerto Gaitán y Ocoa para el año 2021 y en la BL Puerto Gaitán a Puerto López 115 kV para el año 2022. La mayor indisponibilidad por eventos no programados en consignación nacional se presentó principalmente en la línea Campo Bonito – Puerto López 1 115 kV con 23,367 horas en el año 2021 y en la línea Granada Ocoa 1 115 kV br con un total de 15,25 horas durante el año 2022.

➤ Compensaciones en el STR

En la Figura 17 se presenta la cantidad de horas compensadas por activos en el STR de EMSA durante los años 2021 y 2022. El activo BL1 LA REFORMA A CAQUEZA 115 kV fue el activo que presentó las mayores horas compensadas (HC) con 32,06 horas.

Figura 17. Horas Compensadas en el STR EMSA 2021 y 2022



Fuente: HEROPE. Elaboración DTGE

Las compensaciones que EMSA debió realizar por calidad del servicio en el STR durante el año 2022, presentaron un incremento del 53,8% respecto al 2021, lo que indica mayor indisponibilidad del sistema y una disminución en la calidad del servicio. A este respecto, se señaló por parte de EMSA que, «no existen condiciones atípicas en la operación y que el incremento corresponde en gran medida a caída de árboles y cables reventados en el sistema de EMSA con ocasión de lluvias y fenómenos climáticos». Sin embargo, se indica que, al tener el sistema anillado, no se presentó DNA en la operación.

4.8. Cumplimiento RETIE

El objeto fundamental del RETIE es «(...) establecer las medidas tendientes a garantizar la seguridad de las personas, de la vida tanto animal como vegetal y la preservación del medio

ambiente; previniendo, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico. Sin perjuicio del cumplimiento de las reglamentaciones civiles, mecánicas y fabricación de equipos.

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

➤ **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 evidencia de mantenimientos predictivos realizados por EMSA durante la vigencia 2022.

Así mismo, con relación a los mantenimientos preventivos se observó que desde octubre del año 2022 no se contó con el contratista para la realización de los mismos en el STR y SDL del operador, manteniendo únicamente el contrato de mantenimiento de subestaciones, por lo que, las acciones de mantenimientos a las líneas y redes, se limitaron únicamente a labores correctivas o podas que fueron identificadas como prioritarias para la infraestructura diferente a subestaciones del SDL y el STR del operador.

Dentro de las mediciones realizadas en el marco de los mantenimientos adelantados por los contratistas de EMSA, se señaló realizar dichas mediciones de los parámetros eléctricos con equipos debidamente calibrados, razón por lo cual se solicitó remitir los certificados de calibración de los equipos de medida. A este respecto, mediante correo electrónico del 7 de junio de 2023, fueron remitidos certificados de calibración de los equipos que se listan a continuación en la **Tabla 35. Calibraciones equipos de medida para mantenimientos EMSA**

EMSA

Equipo	Marca	Modelo	Referencia / Nro. De serie	Fecha calibración	Observación
Medidor Resistencia Tierra	Metrel	MI2088	20140406	9/02/2023	Error en la medición superior al máximo en el 50% de las mediciones
Medidor relación de transformación	AEMC	8510	135025TKDV	9/02/2023	Error en la medición superior al máximo en el 30% de las mediciones
Pinza Voltiamperimétrica	KYORITSU	SNAP 2056R	1033356	20/02/2023	Error en la medición superior al máximo en el 26% de las mediciones
Multímetro digital	UNI-T	UT151C	C193640831	20/02/2023	Error en la medición superior al máximo en el 15% de las mediciones
Detector de tensión	SEW	277 HP	1426747	20/02/2023	El instrumento se encuentra en condiciones normales de funcionamiento en el intervalo especificado por el fabricante
Medidor de impedancia baterías	AMPROBE	BAT-500	20030096	6/03/2023	Error en la medición superior al máximo en el 15% de las mediciones
Medidor Resistencia de Aislamiento	KYORITSU	3125A	W8375799	8/03/2023	El instrumento se encuentra en condiciones normales de funcionamiento en el intervalo especificado por el fabricante
Equipo multifunción	OMICRON electronics	CPC 100	TD039A	30/03/2022	No indica
Tangente Delta con CPC 100 S/N	OMICRON electronics	CP TD1	QD760W	30/03/2022	No indica

Fuente: EMSA – Elaboración propia DTGE

En los casos que se presentaron errores con valor superior a los máximos permitidos, el organismo recomendó realizar corrección en la medición, las cuales no son observadas en los procesos de medida.

Cabe aclarar que el organismo que expide los certificados de calibración de los equipos, corresponde al mismo contratista que realiza mantenimientos de infraestructura eléctrica operada por EMSA. Adicionalmente, una vez verificada la página web del Organismo Nacional de Acreditación – ONAC, se evidenció que la firma FYR no cuenta con alcance dentro de su acreditación para la calibración de instrumentos de medida, si no de ensayos eléctricos, correspondiente a alcances diferentes.

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

Las labores de mantenimiento son reportadas por los contratistas de EMSA, los cuales son avalados previamente por EMSA. Para la validación de los mantenimientos realizados por terceros, se realiza acompañamiento desde EMSA para las labores adelantadas por el Contratista y se anexa el soporte de pruebas en los casos que estas son realizadas.

La programación de mantenimientos realizada por EMSA, únicamente contempla la periodicidad de los mismos y la longitud de las líneas, sin embargo, no tiene en cuenta factores adicionales como cantidades de fallas en las líneas y salidas operativas de las mismas. EMSA señala que la programación de los mantenimientos en detalle es realizada por el contratista de mantenimiento una vez que este inicia las labores asignadas, razón por la cual, al no contar con el contratista, esta programación no ha sido ajustada.

➤ **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. A este respecto se solicitaron los certificados de conformidad RETIE de algunas obras adelantadas en la infraestructura eléctrica de EMSA durante los años 2021 y 2022, con el fin de validar el cumplimiento de la normatividad vigente. La infraestructura sobre la cual se realizó verificación o solicitud adicional se señalan en la Tabla 36 :

Tabla 36. Certificaciones RETIE de infraestructura EMSA años 2021 y 2022.

Identificación infraestructura eléctrica	Nivel de Tensión (kV)	Potencia inicial (MVA)	Potencia Final (MVA)	Presenta Certificación Retie	Observación
Ampliación Subestación Campo Bonito	34,5		12,5	SI	El alcance de la certificación no comprende verificación de tensiones de paso y contacto ni resistencia de puesta a tierra
Subestación Helios 1	34,5		20	SI	No presenta observaciones

Identificación infraestructura eléctrica	Nivel de Tensión (kV)	Potencia inicial (MVA)	Potencia Final (MVA)	Presenta Certificación Retie	Observación
Subestación Puerto Gaitán BSL 4-5	115		50	SI	El certificado indica cumplimiento de RETIE, sin embargo, en las anotaciones se señala valor de resistencia de puesta a tierra de 26 ohm, frente a 1 ohm de valor de referencia del RETIE, por lo que se consulta respecto del cumplimiento de tensiones paso y contacto. En respuesta a requerimiento, se adjuntó medición de las tensiones de paso y contacto para las bahías BSL 4 y 5, señalando que se cumplen los valores máximos establecidos en RETIE.
Repotenciación Subestación Restrepo	34,5	4	10 / 12,5	NO	Se solicitó certificado que no fue remitido
Repotenciación Subestación Apiay	34,5	6,25	10 / 12,5	NO	Se solicitó certificado que no fue remitido
Repotenciación Subestación Puente Arimena	34,5	0,5	1	NO	Se solicitó certificado que no fue remitido
Repotenciación Subestación Castilla	34,5	3	6,25	NO	Se solicitó certificado que no fue remitido
Repotenciación Subestación Aguas Claras	34,5	2	3	NO	Se solicitó certificado que no fue remitido
Repotenciación Subestación Puerto Triunfo	34,5	0,5	2	NO	Se solicitó certificado que no fue remitido
Subestación Santa Helena	230		400	SI	No presenta observaciones
Línea de transmisión Puerto López - Puerto Gaitán	115		95	SI	El alcance de la certificación no comprende verificación de tensiones de paso, contacto y transferidas.
Subestación Puerto López	115			NO	Se solicitó certificado que no fue remitido
Circuito la Fuente	13,2			NO	Se solicitó certificado que no fue remitido
Circuito Alborada	13,2			NO	Se solicitó certificado que no fue remitido
Circuito Coralina	13,2			NO	Se solicitó certificado que no fue remitido

Fuente: Información remitida por EMSA en el marco de la evaluación integral – Elaboración propia DTGE.

Ante la falta de información entregada por EMSA se evidenció que ninguna de las actividades de repotenciación de subestaciones (ampliaciones), presenta certificado de cumplimiento RETIE en los términos del artículo 34 del Reglamento. Así mismo, para los circuitos nuevos que fueron construidos durante las vigencias 2021 y 2022, no se presentaron certificados de cumplimiento RETIE.

➤ **Análisis del nivel de riesgo de origen eléctrico.**

El RETIE, en su artículo 9.2 señala que se debe evaluar el nivel de riesgo asociado a la operación de la infraestructura eléctrica que se haya construido, ampliado o remodelado con posterioridad al año 2005. En este aspecto, EMSA dentro de sus procesos de conexión de nuevos usuarios, solicita dicha valoración únicamente para los proyectos que son presentados por externos. Sin embargo, para los proyectos propios de la empresa, no se adelanta la valoración del riesgo eléctrico en matrices asociadas a cada una de las actividades que realiza (Transformación, Distribución y comercialización).

Dentro de los programas de mitigación del riesgo de origen eléctrico, EMSA ha implementado campañas de sensibilización, especialmente a su personal, el de sus contratistas o aquellos que ingresan a sus instalaciones físicas. De la misma manera, presentó evidencias de campañas de sensibilización del riesgo ante los usuarios que atiende. Sin embargo, frente a la entrega de las cartillas de seguridad a los nuevos usuarios el día que se pone en servicio una instalación eléctrica, de acuerdo a lo señalado en el artículo 26 del RETIE, EMSA no presenta evidencias de la entrega de dicha cartilla, señalando que la misma se encuentra disponible en su página web, por lo que no es posible identificar si esta información es divulgada a los usuarios el día que se energiza su instalación. Adicionalmente, según lo señalado por EMSA durante la visita, la nueva cartilla se encuentra lista para su impresión, pero no se ha entregado en físico a los usuarios.

➤ **Reporte de información relacionada con el RETIE**

El reporte de información al SUI se detalla a profundidad en el capítulo de información al SUI, sin embargo, se evidenció que EMSA no realizó reportes del formato TT5 asociado a los accidentes de origen eléctrico en aquellos periodos en los que indicó no haber presentado accidentes en su infraestructura, por lo que se reiteró la importancia del reporte en todos los periodos, aclarando que en los casos que no se presenten accidentes, deberá reportarse el formato como “no aplica”.

Frente al reporte de información por incumplimiento de distancias de seguridad por parte de los usuarios, EMSA señala que en los casos que identifica dicho incumplimiento procede a la

notificación del mismo al propietario o usuario del predio que incumple las distancias mínimas de seguridad establecidas en el RETIE, con el fin de que los usuarios realicen las adecuaciones requeridas. A la fecha no se han ejecutado las acciones de desconexión de usuarios que incumplan con distancias de seguridad de acuerdo a lo establecido en el RETIE.

Una de las medidas importantes en la gestión de reporte adelantadas por EMSA, es la comunicación remitida a las alcaldías municipales que hacen parte de su mercado de comercialización, en el que se señalan las condiciones técnicas de las nuevas redes eléctricas aéreas, se solicita el apoyo de los entes territoriales en la supervisión y seguimiento de las actividades de licenciamiento para las construcciones nuevas en coordinación con EMSA y se hace énfasis a las secretarías de planeación, curadurías urbanas y demás autoridades correspondientes respecto al deber de dar cumplimiento a las distancias de seguridad en redes de distribución y servidumbres para mitigar posible riesgo eléctrico, acorde a lo establecido en el RETIE.

➤ **Sistemas de puesta a tierra**

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

EMSA no cuenta con un reporte o bitácora que le permita realizar el planeamiento de mantenimientos a los sistemas de puesta a tierra, ni cuenta con un sistema para recoger la información y acciones de control y seguimiento en los casos donde se realizan las mediciones de los sistemas de puesta a tierra. En este sentido, se identificaron subestaciones como Campo Bonito, Rubiales y Puerto López, donde se realizaron medidas de los sistemas de puesta a tierra, encontrando que las mismas no cumplen con los parámetros de referencia establecidos en el RETIE y recomendando desde los años 2021 y 2022, realizar los mantenimientos correctivos correspondientes a las subestaciones, los cuales al momento de la vista de la evaluación integral no se han realizado, en contravía del artículo 15,6 del RETIE,

que 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.

Igualmente, no es posible identificar el cumplimiento del artículo 15.6 del RETIE, referente a los tiempos de mantenimiento de los sistemas de puesta a tierra, atendiendo a que EMSA no cuenta con una base de datos que le permita identificar las fechas y actividades realizadas durante los mantenimientos de los sistemas de puesta a tierra.

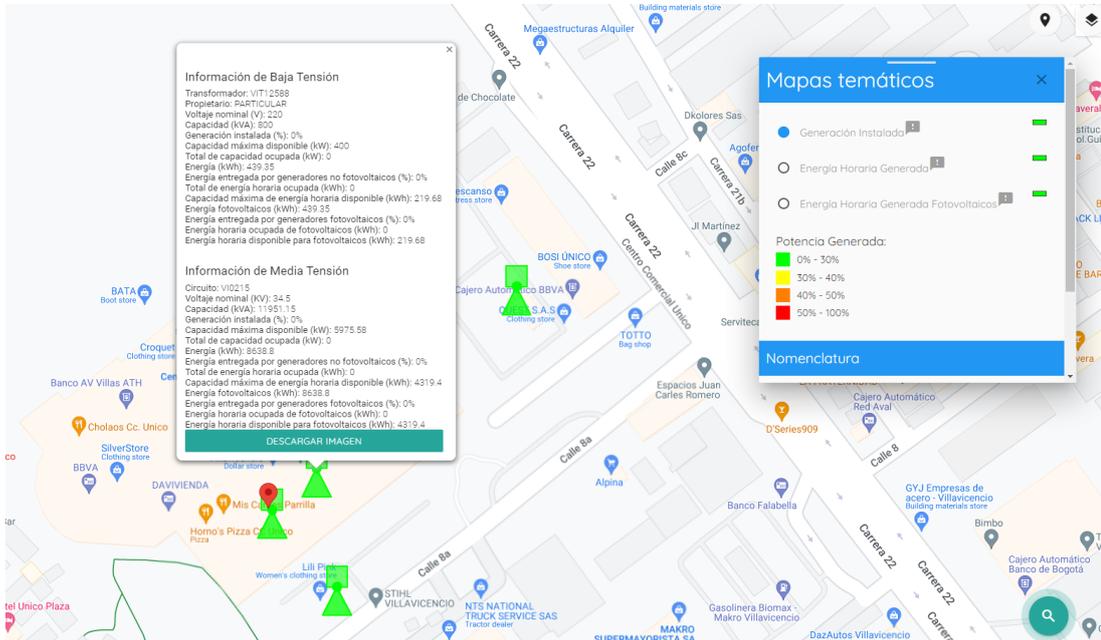
Adicionalmente, frente a las mediciones de tensiones de paso y contacto a las que se hace referencia en el artículo 15.5.3 del RETIE, no existe evidencia de la realización de las mismas por parte de EMSA, señalando que estas solamente se iniciarán a partir del mes de julio de 2023.

➤ **Procesos de conexión a la red**

Autogeneración a pequeña escala y GD

EMSA presenta en su aplicativo web de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida el proceso de conexión con forma a la resolución CREG 174 de 2021, incluido el sistema de georreferenciación que se observa en la Figura 18 en el cual se aprecia los parámetros requeridos por la resolución mencionada y el semáforo de disponibilidad.

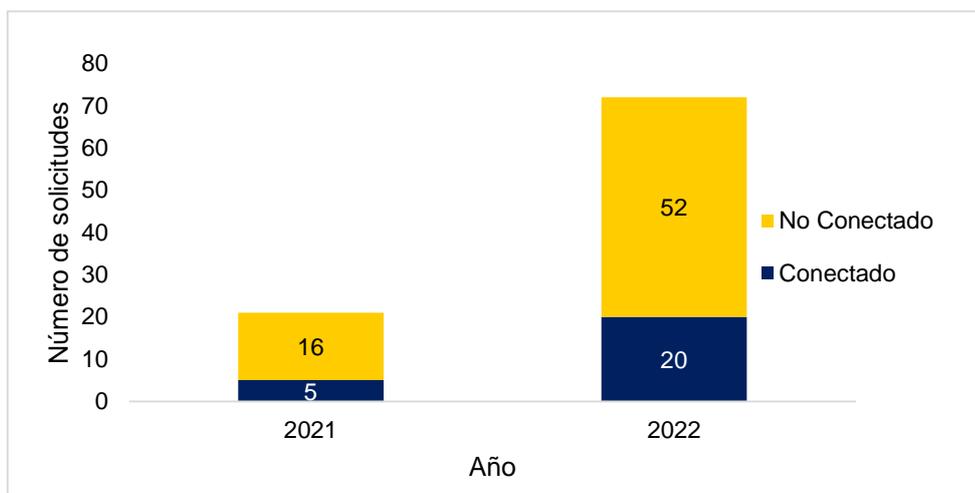
Figura 18. Sistema de georreferenciación de EMSA



Fuente: EMSA ESP

Respecto al número de solicitudes presentadas desde la publicación de la Resolución CREG 174 de 2021 al final del 2022, se presentaron 93 solicitudes, de las cuales solo 25 terminaron en la conexión del proyecto de autogeneración, lo que representa una aprobación de cerca del 27%, como se observa en la Figura 19.

Figura 19. Número de solicitudes de conexión y estado 2021 – 2022



Elaboración propia. Fuente: EMSA ESP

Si bien el porcentaje de aprobación es bajo, se encontró que una gran parte de los proyectos rechazados, presentaron una nueva solicitud de conexión y no por medio de la subsanación, por lo tanto, de 55 usuarios que presentaron una o más solicitudes de conexión de AGPE, 25 resultaron conectados a la red, un porcentaje cercado al 45,4%.

Conexión de proyectos clase 1

La Resolución CREG 075 de 2021, estableció que los proyectos clase 1 como los proyectos de conexión de usuarios finales al STN o STR, y proyectos de conexión de generación, cogeneración o autogeneración al SIN diferentes a los proyectos que se encuentren bajo el alcance de la Resolución CREG 030 de 2018, o aquella que la modifique, adicione o sustituya. También se considerarán como proyectos clase 1 las modificaciones que se soliciten a las capacidades ya asignadas.

Dado lo anterior, la UPME asignó puntos de conexión a los promotores de proyectos de generación el 01 de marzo de 2023. Los proyectos que resultaron con concepto de conexión aprobado a la red de EMSA se encuentran en la **Tabla 37**.

Tabla 37. *Proyectos de generación con punto de conexión aprobado a la red de EMSA.*

Proyecto	Subestación	[MW]	Concepto UPME	Fecha Concepto UPME
Parque Fotovoltaico La Vaca	OCOA 115kV	20	20231440021801	1-mar-23
PGFV Andes II	Granada 115 kV	19.9	20231440022141	1-mar-23
PGFV Andes I	Granada 115 kV	19.9	20231440021921	1-mar-23
Bosques Solares de los Llanos 8	Suria 230 kV	170	20231440022031	1-mar-23
El Danubio	VIOLETAS 115 kV	50	20231440022051	1-mar-23

Fuente: EMSA

Respecto a los contratos de conexión de los proyectos de la **Tabla 37**, a la fecha de la visita no se encontraba ninguno firmado. El proceso para la firma de contrato es una visita a la subestación con el equipo de proyectos, esto con el fin de determinar los trabajos que se deben realizar en campo. Esta visita no está establecida en la CREG 075 de 2021 y por lo tanto no debe ser un limitante para remitir el contrato de conexión, dado que esto ocasiona demoras en la firma de contrato y en el cumplimiento del artículo 31 de la resolución CREG 075 de 2021, el cual

estableció un tiempo de 4 meses para la firma de contrato de conexión entre el promotor del proyecto y transportador.

4.9. Aspectos comerciales

Según la información reportada en el SUI, a cierre del año 2022, EMSA registró la atención a un promedio mensual de 372 980 usuarios en el mercado de comercialización META, 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, los cuales se encontraron en los siguientes estratos y sectores, Tabla 38:

Tabla 38. Cantidad de usuarios promedio 2022 por estrato

Estrato/Sector	Descripción	2021	2022	Variación %
1	Estrato 1	94.326	98.036	3,93%
2	Estrato 2	115.311	119.409	3,60%
3	Estrato 3	86.695	88.953	2,60%
4	Estrato 4	13.070	13.427	2,70%
5	Estrato 5	4.407	4.380	-0,60%
6	Estrato 6	1.832	1.960	7,00%
AP	Alumbrado Público	203	1	-99,80%
C	Comercial	41.949	43.149	2,90%
I	Industrial	901	1.056	17,20%
O	Oficial	2.114	2.160	2,20%
P	Provisional	490	453	-7,60%
Total		361.298	372.984	3,20%

Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

Para las vigencias 2021 y 2022 se observa una variación de 11 686 usuarios promedio, lo cual equivale a una variación de 3,2%. Este crecimiento se evidencia principalmente en los estratos 1 y 2, los cuales crecieron por encima de 3,5% cada uno.

En cuanto a los usuarios no residenciales, se observa una disminución bastante elevada de 99,8% de usuarios correspondientes a alumbrado público, pero se está revisando esta información y se solicitarán a la empresa las aclaraciones respectivas.

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

Tabla 39. *Usuarios regulados y no regulados diciembre-2022 para EMSA*

Tipo de Usuario	Cantidad
Usuarios Regulados	378.858
Usuarios no Regulados	58

Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

Tal como se puede observar en la Tabla 39, el 99.9% de los usuarios son regulados, y tan solo 58 usuarios no regulados, para el cierre de la vigencia 2022.

Por otro lado, un aspecto positivo que es importante resaltar es el crecimiento promedio que tuvieron los usuarios de estrato industrial que pasaron a tener 155 usuarios de más, al igual que los comerciales que crecieron en 1200 usuarios en 2022.

De igual forma, como se puede observar en la Tabla 40, la mayoría de los usuarios de la empresa son residenciales, los cuales configuran el 87,45% del total atendido. Dentro de los usuarios residenciales, los estratos 1, 2 y 3 suman un total de 306.398 usuarios totales atendidos, o lo que equivale al 82,15%.

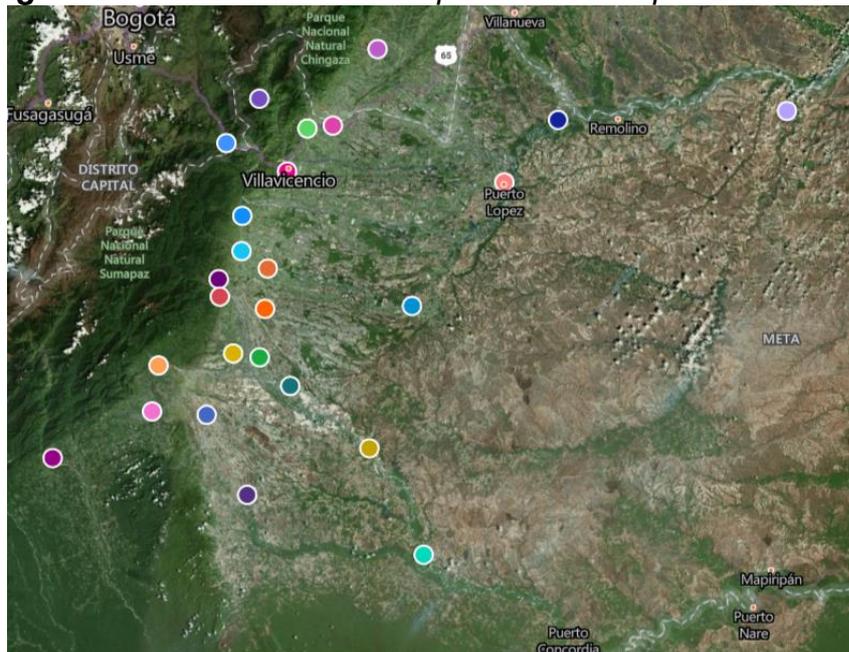
Tabla 40. *Cantidad de usuarios promedio por municipio 2022 por estrato / sector*

Municipio	E1	E2	E3	E4	E5	E6	I	C	O	P	AP
ACACÍAS	7965	15.637	6067	1056	52	68	88	4221	146	30	0
CABUYARO	1202	337	17	2	1	4	6	145	30	8	0
CASTILLA LA NUEVA	1686	1732	803	13	3	1	12	467	63	7	0
CUBARRAL	1991	748	54	3	2	1	3	272	24	5	0
CUMARAL	2435	3700	1526	33	6	2	29	797	79	9	0
EL CALVARIO	30	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0
EL CASTILLO	1136	1243	17	0	0	0	0	158	50	4	0
EL DORADO	636	687	35	1	0	2	0	68	18	3	0
FUENTE DE ORO	1104	2774	244	21	9	3	3	322	45	4	0
GRANADA	7041	13555	3262	267	2	8	70	3513	143	29	0
GUAMAL	1667	2597	666	21	4	1	24	785	46	13	0
GUAYABETAL	13	18	2	1	0	0	0	3	1	1	0
LEJANÍAS	1611	1995	102	2	0	0	9	378	50	1	0
MEDINA	8	18	3	0	0	0	0	0	0	0	0
MESETAS	1546	1458	26	0	0	1	0	235	59	2	0

Municipio	E1	E2	E3	E4	E5	E6	I	C	O	P	AP
PUERTO GAITÁN	4555	3226	558	75	12	67	40	1702	117	24	0
PUERTO LLERAS	1144	1282	89	21	6	6	1	285	53	5	0
PUERTO LÓPEZ	4121	4767	965	192	42	71	53	1397	96	27	0
PUERTO RICO	1770	424	66	0	0	1	1	316	48	1	0
RESTREPO	1675	4175	2173	810	187	89	34	783	62	35	0
SAN CARLOS DE GUAROA	1907	1592	61	17	3		12	354	46	3	0
SAN JUAN DE ARAMA	1319	1447	64	4	1	2	3	216	60	3	0
SAN MARTÍN	1872	4309	1611	47	17	11	17	917	96	20	0
URIBE	1289	497	1	3	0	0	0	132	49	2	0
VILLAVICENCIO	45.801	49.117	70.495	10.838	4032	1623	646	25.121	715	212	1
VISTAHERMOSA	2513	2076	48	3	0	0	6	564	62	4	0

Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

Figura 20. Ubicación de municipios atendidos por EMSA 2022



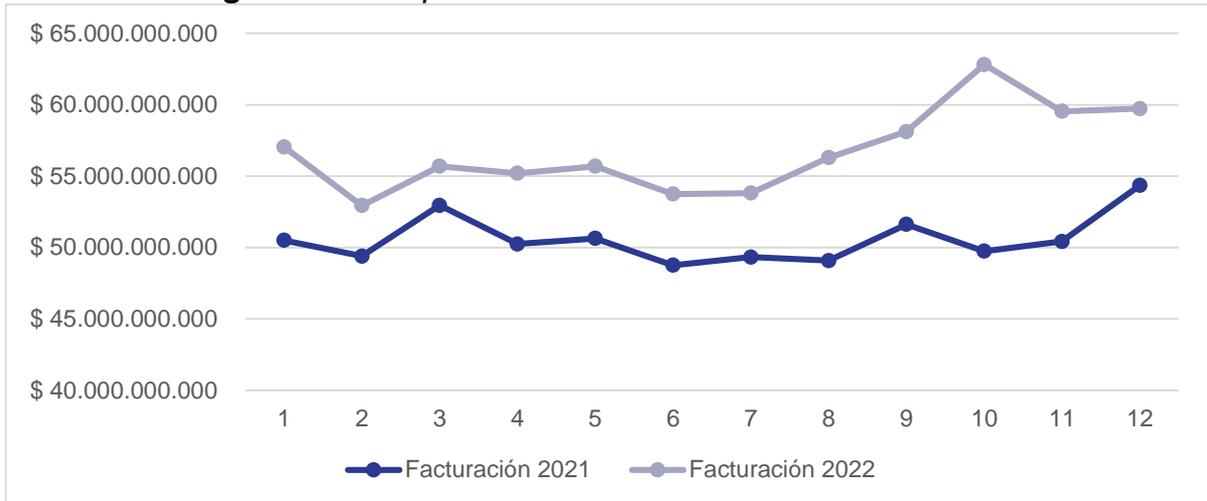
Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

Los municipios atendidos por EMSA que tienen más cantidad de usuarios son Villavicencio, Acacías y Granada, los cuales suman el 72,88%; de los cuales 208 600 se encuentran en la capital del departamento. Ver Figura 20

Por otro lado, la facturación total de EMSA para el año 2022 fue de \$680 645 736 532 lo cual significó un aumento con relación al 2021 de \$ 73 619 590 445 o, lo que es bien, un aumento

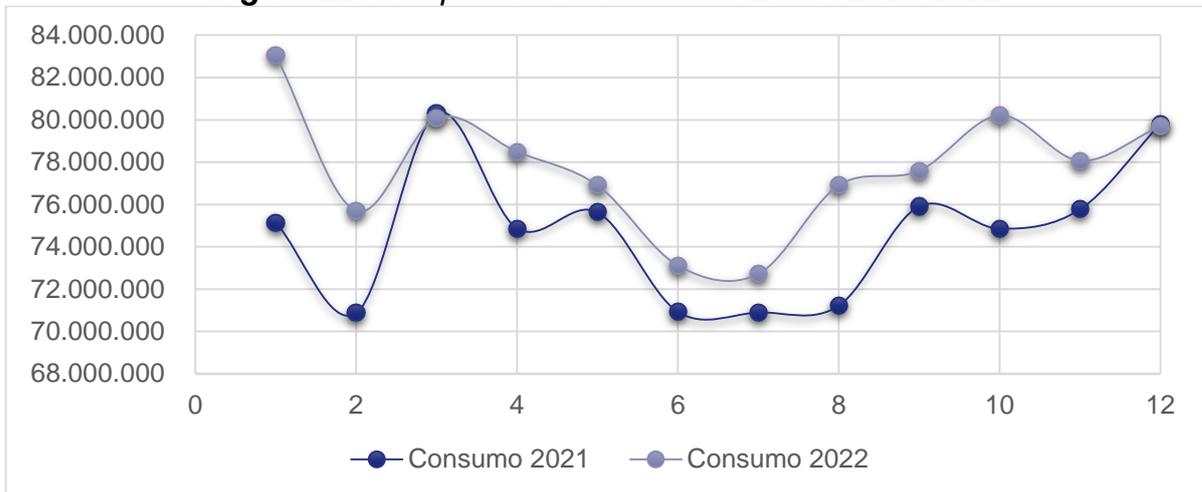
porcentual de 12,1%. Este aumento fue más notorio para los meses de agosto a diciembre del 2022. Ver Figura 21

Figura 21. Comparativo de facturación EMSA 2021-2022.



Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

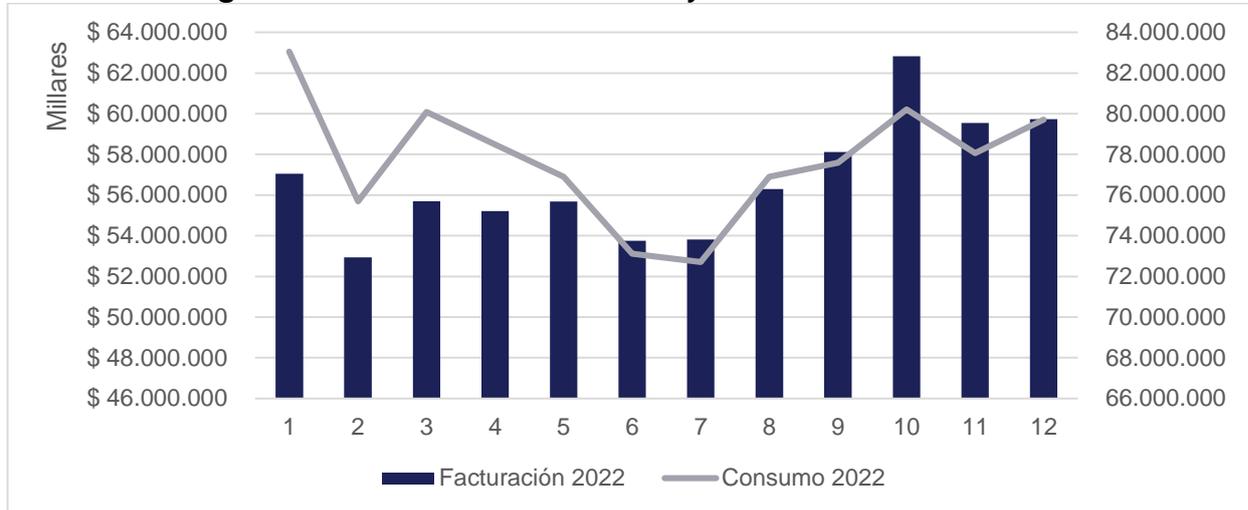
Figura 22. Comparativo de consumo EMSA 2021-2022



Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

Este aumento en el valor de la facturación que se dio de una vigencia a la otra se explica en los consumos que tuvieron los usuarios de EMSA en el 2022. Ver Figura 22

Figura 23. Paralelo de facturación y consumo de EMSA 2022



Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

Tal como se observa en la Figura 23, hay una relación directamente proporcional entre los consumos que se dieron en los meses de agosto a diciembre, los cuales también tienen una tendencia positiva y mayor a la reportada en la vigencia 2021.

➤ **Reglamento de comercialización**

Se le consulta a la empresa por las solicitudes de cambio de comercializador que le han presentado los usuarios u otros comercializadores para la vigencia 2022. Se hace especial énfasis en las solicitudes de emisión del paz y salvo definido en el artículo 56 de la Resolución CREG 156 de 2011. En el mencionado artículo se establece un tiempo de cinco (5) días hábiles para dar respuesta a la solicitud de emisión del paz y salvo en los siguientes términos: *«el comercializador que le presta el servicio deberá dar respuesta a la solicitud de paz y salvo dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes al día en que se hace la solicitud. En caso de que el Usuario no se encuentre a paz y salvo con el comercializador que le presta el servicio, este deberá dar respuesta por escrito, dentro del plazo señalado, indicando claramente los números de referencia de las facturas en mora, el período de suministro correspondiente y el valor pendiente de pago del respectivo Usuario»*. De las 200 solicitudes reportadas por la empresa, se evidencia en la información remitida que, para dos casos, la empresa excedió el tiempo establecido por la regulación para dar respuesta a la solicitud de emisión del paz y salvo; una fue excedida en un día y la otra en 10. En términos generales se evidencia un buen

comportamiento de la empresa en la atención al cumplimiento de ese aspecto regulatorio particular.

Adicionalmente, en el mismo requerimiento se consulta por el tipo de garantía exigida por la empresa para asegurar los pagos de los consumos facturados y/o realizados y no facturados entre la expedición del paz y salvo y el momento del cambio de comercializador. EMSA manifiesta que, para todas las solicitudes recibidas, el mecanismo se da conforme a lo establecido en el numeral 3 del artículo 58 de la Resolución CREG 156 de 2011⁶.

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

Con relación a este aspecto, se aborda el proceso operativo del sistema de facturación para los usuarios AGPE, seguido del procedimiento para participar en el control automático de tensión y así evitar el cobro de energía reactiva, ya sea inductiva o capacitiva.

➤ Facturación a usuarios AGPE

Una vez que se registra un usuario AGPE y se completa el proceso de conexión, su ciclo de facturación se ajusta al llamado «ciclo 10». Este ciclo abarca el período del día 1 al 30 de cada mes y se establece de esta manera para facilitar la liquidación de los excedentes de AGPE, teniendo en cuenta la fecha de publicación en versión TXF de los precios de bolsa. De esta manera, se busca una sincronización adecuada entre el ciclo de facturación y la disponibilidad de la información necesaria para el cálculo y liquidación de los excedentes de AGPE.

Además, 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 un enlace proporcionado en la herramienta Power BI de la empresa, de las cuales fue proporcionada una copia de los documentos entregados a los usuarios AGPE con el fin de observar las matrices mencionadas.

⁶ Previo acuerdo entre el Usuario y el nuevo comercializador, este asumirá el pago de los consumos facturados y el de los consumos realizados y no facturados. El nuevo comercializador deberá cobrar al Usuario el valor de los pagos que haya realizado por los conceptos antes mencionados.

Se ha identificado que el acuerdo especial al Contrato de Condiciones Uniformes (CCU) establecido en el artículo 12 de la Resolución CREG 135 de 2021 aún no ha sido implementado debido a cuestiones administrativas. Sin embargo, el prestador informa que se encuentra en proceso de elaboración por parte de los equipos de trabajo correspondientes. Es importante destacar que se ha dado cumplimiento a los requisitos relacionados con la facturación, reconocimiento y pago de excedentes, cuentas de cobro y otros aspectos exigidos en esta materia. Aunque el acuerdo especial no está actualmente en efecto, se han seguido las normativas existentes para garantizar el cumplimiento de las obligaciones pertinentes.

4.9.2. Medición

En lo que respecta a la Resolución CREG 038 de 2014, conocida como el Código de Medida, se revisan algunos aspectos puntuales a la empresa, adicionalmente, y como se muestra a continuación, se evalúan algunos aspectos relacionados al cobro de energía reactiva.

➤ Energía reactiva

A la empresa se le requiere información sobre la aplicación del factor multiplicador M definido en la Resolución CREG 015 de 2018. En el requerimiento previo a la visita, la empresa remite una base de datos con usuarios a los cuales se les realiza cobro por transporte de energía reactiva igualmente definidos por en la mencionada resolución.

En el archivo compartido se evidencia una incorrecta aplicación del factor multiplicador, la información se contrasta con la información que reporta la empresa en el Sistema Único de Información (SUI) encontrando que ambos archivos contienen la misma información, razón por la que se pregunta a la empresa por las inconsistencias halladas a razón de obtener las aclaraciones respectivas. La empresa manifiesta que los datos no son los mismos a los que reposan en su archivo interno. El archivo actualizado que remite la empresa evidencia nuevamente que existe una incorrecta aplicación del factor multiplicador. Principalmente, se evidencia el hecho de que la empresa no espera los doce meses a que la variable M se mantenga en valor de 6 por doce meses antes de su aumento a 7, sino que, en varios casos, el factor pasa de 6 a 7 luego de un solo periodo de estar en 6.

Adicionalmente, no se evidencia una correcta aplicación en el sentido de la aplicación del incremento. De forma muy general, presenta secuencias como 1, 2, 2, 3 o 1, 2, 2, 3, 4, 4, 4, 1, 2, 2, en escenarios en los cuales siempre hay transporte de energía reactiva facturable según lo establecido por la regulación.

Finalmente, otra situación por la que se le consulta a la empresa es el inicio del incremento del factor M luego de los doce meses de estar en uno (1). Se evidencia que para el periodo 1 de 2022, el valor reportado para el factor M siempre es uno (1) y en el segundo periodo el factor M reportado, cuando hay incremento, es (2). Se le consultó a la empresa si ese valor corresponde al factor aplicado en el periodo de diciembre de 2021 y facturado en enero de 2022, o si, por el contrario, lo reportado corresponde a lo que se aplicó en ese mes (facturado al mes siguiente) y se interpretó que el factor M debió iniciar su incremento en febrero de 2022. Al respecto, la empresa manifiesta haber entendido que la forma correcta de aplicarlo era según el último escenario descrito, i. e., empezando en 1 enero de 2022 e incrementando a 2 en febrero.

Si bien, al realizar una incorrecta aplicación del factor M, en varios casos, presenta una afectación que va en contra del usuario al facturar un monto superior por concepto de energía reactiva, por ejemplo, en los casos en el que valor incrementó inmediatamente de 6 a 7, de forma general, se evidencia que el balance está en contra de la empresa.

Luego de comparar la información remitida por la empresa, y considerando que el factor M reportado en enero de 2022 corresponde a lo aplicado en diciembre de 2021 y facturado en enero de 2022, las pérdidas para la empresa, por la incorrecta aplicación regulatoria del factor M, se calculan en unos 100 millones de pesos. Esto, como resultado del balance de la afectación a los usuarios a los que se les facturó de más, con aquellos que se vieron beneficiados por un cobro menor por concepto de transporte de energía reactiva. En las cuentas realizadas se encuentran unos 22 millones de pesos de más que fueron cobrados por concepto de energía reactiva producto de la mala facturación; paralelamente, y en contraste, se encuentra que la empresa dejó de facturar unos 122,5 millones de pesos, igualmente, por la incorrecta aplicación del factor multiplicador M.

➤ **Fronteras comerciales**

Se consulta a la empresa por las fronteras comerciales con reporte al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC). Con el propósito de establecer el cumplimiento a lo estipulado en el artículo 9 del Código de Medida, se realiza el análisis de lo remitido por la empresa. Los requisitos de exactitud para los elementos del sistema de medición se reportan en la Tabla 41.

Tabla 41. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida.

Tipo de puntos de medición	Índice de clase para medidores de energía activa	Índice de clase para medidores de energía reactiva	Clase de exactitud para transformadores de corriente	Clase de exactitud para transformadores de tensión
1	0,2 S	2	0,2 S	0,2
2 y 3	0,5 S	2	0,5 S	0,5
4	1	2	0,5	0,5
5	1 o 2	2 o 3	-	-

Fuente: Resolución CREG 038 de 2014 – Elaboración DTGE.

Para las fronteras con tipo de punto de medición 1, la información de los elementos del sistema de medición se reporta en la Tabla 42

Tabla 42. Información de los elementos del sistema de medición en tipo de punto de medición 1

Código SIC	Tipo de frontera	Punto de medida	Nivel exactitud medidor principal	Nivel exactitud medidor respaldo	Nivel exactitud TC	Nivel exactitud TP	Fecha calibración medidor principal	Fecha instalación medidor principal	Fecha calibración medidor respaldo	Fecha instalación medidor respaldo	Fecha puesta en servicio TC	Fecha puesta en servicio TP
Frt00156	Comercialización	1	0,2s	0,2s	0,2s	0,2	20/01/2022	14/08/2022	20/01/2022	15/08/2022	13/01/2018	13/01/2018
Frt00157	Comercialización	1	0,2s	0,2s	0,2	0,2	20/01/2022	4/06/2022	20/01/2022	4/06/2022	27/01/2018	27/01/2018
Frt00158	Comercialización	1	0,2s	0,2s	0,2	0,2	5/04/2022	14/08/2022	5/04/2022	14/08/2022	15/04/2007	14/01/2018
Frt10519	Comercialización	1	0,2s	0,2s	0,2s	0,2	20/01/2022	14/08/2022	20/01/2022	15/08/2022	13/01/2018	13/01/2018
Frt10520	Comercialización	1	0,2s	0,2s	0,2	0,2	20/01/2022	4/06/2022	20/01/2022	4/06/2022	27/01/2018	27/01/2018
Frt10521	Comercialización	1	0,2s	0,2s	0,2	0,2	5/04/2022	14/08/2022	5/04/2022	14/08/2022	15/04/2007	14/01/2018
Frt23146	Comercialización	1	0,2s	0,2s	0,2	0,2	5/04/2022	14/08/2022	5/04/2022	14/08/2022	28/01/2018	28/01/2018
Frt23147	Comercialización	1	0,2s	0,2s	0,2	0,2	5/04/2022	14/08/2022	5/04/2022	14/08/2022	28/01/2018	28/01/2018

Fuente: EMSA – Elaboración DTGE.

De la información reportada en la Tabla 42, se evidencia que, para las fronteras Frt00157, Frt00158, Frt10520, Frt10521, Frt23146 y Frt23147, los transformadores de corriente (TC) no cumplen con el índice de clase que estipula el Código de Medida. Tal como se muestra en la **Tabla 41**, el índice de clase para estos elementos debe ser, como mínimo 0,2s. Los TC que se encuentran en las fronteras mencionadas tienen un índice de clase menor (0,2), por lo que estas fronteras no cumplen con el Código de Medida. Vale aclarar que, para el caso de las fronteras Frt00158 y Frt10521 la fecha de puesta en servicio de los TC es anterior a la expedición de la Resolución CREG 038 de 2014, por lo que no estarían sujetas a esta resolución. Sin embargo, las fronteras Frt00157, Frt10520, Frt23146 y Frt23147, para este tipo de punto de medición no cumplen con el índice de clase para los TC.

Para los tipos de punto de medición 2 y 3 se realiza el mismo análisis, la información remitida por la empresa se reporta en la **Tabla 43**.

Tabla 43. Información de los elementos del sistema de medición en tipo de punto de medición 2 y 3

Código SIC	Tipo de frontera	Punto de medida	Nivel exactitud medidor principal	Nivel exactitud medidor respaldo	Nivel exactitud TC	Nivel exactitud TP	Fecha calibración medidor principal	Fecha instalación medidor principal	Fecha calibración medidor respaldo	Fecha instalación medidor respaldo	Fecha puesta en servicio TC	Fecha puesta en servicio TP
Frt02450	Comercialización	2	0,5	0,5	0,5	0,5	4/08/2020	21/07/2020	4/08/2020	21/07/2020	13/11/2004	13/11/2004
Frt02580	Comercialización	3	0,5s	N/A	0,5	0,5	18/10/2022	16/11/2022	N/A	N/A	5/06/2003	5/03/2003
Frt02612	Comercialización	2	0,5s	0,5s	0,5	0,5	11/08/2022	2/08/2022	17/09/2022	28/09/2022	10/11/2004	10/11/2004
Frt02640	Comercialización	3	0,5S	N/A	0,5	0,5	18/10/2022	17/11/2022	N/A	N/A	10/10/2018	10/10/2018
Frt05597	Comercialización	2	0,5s	0,5s	0,5	0,5	11/08/2022	31/08/2022	11/08/2022	31/08/2022	4/12/2013	4/12/2013
Frt06589	Comercialización	3	0,5S	N/A	0,5	0,5	26/08/2020	8/09/2020	N/A	N/A	20/12/2016	20/12/2016
Frt06786	Comercialización	2	0,5s	0,5s	0,5	0,5	29/11/2019	3/07/2020	4/08/2020	25/09/2017	6/09/2006	6/09/2006
Frt07015	Comercialización	3	0,5s	N/A	0,5	0,5	11/08/2022	27/08/2022	N/A	N/A	5/02/2007	5/02/2007
Frt07164	Comercialización	3	0,5s	N/A	0,5	0,5	21/01/2021	25/03/2021	N/A	N/A	12/05/2006	12/05/2006
Frt07257	Comercialización	2	0,5S	0,5S	0,5	0,5	23/06/2022	7/07/2022	12/09/2020	24/08/2017	29/04/2009	24/09/2009
Frt07414	Comercialización	3	0,5S	N/A	0,5	0,5	4/08/2020	20/08/2020	N/A	N/A	18/03/2008	18/03/2008

Código SIC	Tipo de frontera	Punto de medida	Nivel exactitud medidor principal	Nivel exactitud medidor respaldo	Nivel exactitud TC	Nivel exactitud TP	Fecha calibración medidor principal	Fecha instalación medidor principal	Fecha calibración medidor respaldo	Fecha instalación medidor respaldo	Fecha puesta en servicio TC	Fecha puesta en servicio TP
Frt07989	Comercialización	3	0,5s	N/A	0,5	0,5	29/10/2022	17/11/2022	N/A	N/A	14/08/2022	14/08/2022
Frt08097	Comercialización	3	0,5	0,5	0,5	0,5	29/11/2019	2/06/2020	29/11/2019	2/06/2020	19/03/2009	19/03/2009
Frt08774	Comercialización	3	0,5s	N/A	0,5	0,5	22/08/2022	7/09/2022	N/A	N/A	10/09/2009	7/07/2016
Frt28228	Comercialización	2	0,5s	0,5s	0,5	0,2 - 0,5	11/05/2022	27/05/2022	11/05/2022	27/05/2022	1/12/2016	1/12/2016

Fuente: EMSA – Elaboración DTGE.

En la Tabla 43 se muestran aquellas fronteras que presentan índices de clase inferiores a lo establecido en el Código de Medida y que se resume en la Tabla 41, sin embargo, y como se destaca, existen varias fronteras para las cuales la entrada en servicio de los elementos del sistema de medición fue anteriores a la expedición del Código de Medida. Dicho eso, en el caso de las fronteras Frt02450 y Frt08097, se tiene que, tanto el medidor principal como el medidor de respaldo no cumplen con el índice de clase; para las fronteras Frt02640, Frt06589, Frt07989 y Frt28228, los TC no cumplen con el índice de clase por lo que estas seis fronteras también se encuentran en incumplimiento al Código de Medida.

➤ **Certificados de calibración y conformidad**

En línea con el numeral anterior, se hace el requerimiento de las hojas de vida de las fronteras Frt02450, Frt05597, Frt05743, Frt11198 y Frt25110.

➤ **Frontera Frt02450**

En la carpeta que remite la empresa están contenidas dos carpetas «3 - CERT. C. TC Y TPS» y «8 - CERT. CALI. TC Y TP -», ambas están vacías.

➤ **Frontera Frt05597**

Se remite el certificado de conformidad n.º 04783 expedido por el CIDET para «Medidores de energía activa clase 0.5S y reactiva clase 2, marca **ITRON**» con fecha de certificación del 16 de

noviembre de 2012, certificación que venció el 28 de diciembre de 2019. Dicha certificación se presume que corresponde al medidor de respaldo de la frontera ya que es de la marca ITRON. Se verifica que el medidor cuenta con el certificado de calibración, la cual fue realizada en agosto de 2022. Como se evidencia en la Tabla 43, la entrada en operación de esos equipos se dio en 2022, por lo que, para ese medidor, el certificado de conformidad no corresponde por las vigencias que se reportan en dicho documento.

Respecto del medidor principal, igualmente se cuenta con el certificado de calibración en las mismas condiciones que el medidor de respaldo, sin embargo, lo que presenta la empresa como certificado de conformidad, no corresponde a lo exigido por la regulación. Cabe recordar los términos regulatorios en lo referente a los certificados de conformidad.

*ARTÍCULO 10. CERTIFICACIÓN DE CONFORMIDAD DE PRODUCTO PARA LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN. A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución los elementos señalados en los literales a) al g) y m), del Anexo 1 de esta resolución, de los nuevos sistemas de medición y de aquellos que se adicionen o remplacen en los sistemas de medición existentes, **deben contar con un certificado de conformidad de producto expedido por una entidad acreditada por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC).***

Tal como se evidencia en la Figura 24, la certificación fue remitida por una entidad no acreditada por el ONAC⁷.

Figura 24. Certificado de conformidad del medidor principal de la frontera Frt05597

No. de Certificado	Empresa	Fecha de Vencimiento	Esquema 17067
002208	ELSTER SOLUCIONES S.A.	18 de febrero de 2018	Esquema 5
Producto	Tipo	Referencia	Normas
MEDIDORES DE ENERGÍA ACTIVA Y REACTIVA CLASE 0.2S	ELECTRÓNICOS MULTIFUNCIONALES, TRIFÁSICOS, TETRAFILARES	A1800, 1(10) A, 3 x 57.7/100 V - 3X277/480 V, 60 Hz	NTC 5226/2003 (IEC 62053-11/2003), NTC 2147/2003 (IEC 62053-22/2003), NTC 4569/2003 (IEC 62053-23/2003)

⁷ Para consultar los organismos acreditados por el ONAC ver: <https://onac.org.co/directorio-de-acreditados/>

Fuente: EMSA.

En la hoja de vida se reporta el número de certificado 02209 por el CIDET. El documento en mención no se encuentra en los anexos de la hoja de vida de la frontera, adicionalmente, tampoco se encuentra información del documento en la página de consulta del CIDET donde se validan los documentos expedidos por ese organismo⁸.

➤ **Frontera Frt05743**

En la carpeta que remite la empresa están contenidas dos carpetas «3. C. C. TC Y TPS» y «8. C. CALIB. TC Y TP -», ambas están vacías.

➤ **Frontera Frt11198**

Esta frontera corresponde al usuario «Cemerca», en la hoja de vida se reporta información que no es posible validar. Se reporta, por ejemplo, que el medidor principal fue instalado con fecha del 10 de junio de 2022, sin embargo, el certificado de conformidad -que no está adjunto a la hoja de vida- dice corresponder al n.º 02209. Igual a como ocurre en la frontera Frt05597, el documento en mención no se encuentra en los anexos de la hoja de vida de la frontera, adicionalmente, tampoco se encuentra información del documento en la página de consulta del CIDET donde se validan los documentos expedidos por ese organismo. En la hoja de vida se reporta un certificado de conformidad n.º 02208, expedido por el CIDET, para el medidor secundario, sin embargo, la información correspondiente a ese número de certificado parece corresponder a lo presentado en la Figura 24, lo que correspondería a un certificado de conformidad por una entidad no acreditada por el ONAC.

Adicionalmente, en la información de la hoja de vida no se encuentran los certificados de calibración de los elementos del sistema de medición, ni las pruebas de rutina a las que hubiera lugar, ni las verificaciones iniciales a la frontera, etc.

⁸ [Consulta de certificados del CIDET](#)

➤ **Frt06442- Frt25110**

En la carpeta que remite la empresa están contenidas dos carpetas «9. P. R» y «13. ACTAS Y», ambas están vacías.

De forma general, del muestreo de las hojas de vida de las fronteras que reportan, se encuentra que la empresa no tiene información completa, o ningún tipo de información, de las fronteras comerciales, lo cual corresponde a un notorio incumplimiento al Código de Medida.

➤ **Acuerdo CNO 1043 de 2018**

En conocimiento de la DTGE de que la empresa, al final el primer trimestre de 2023 no había dado cumplimiento al Acuerdo CNO 1043, en el requerimiento previo a la visita se le solicita remitir un informe que dé cuenta de si a la fecha de dicho requerimiento se había solucionado la situación de incumplimiento. Al respecto la empresa informa:

Se cuenta con un servidor exclusivo para la base de datos de PRIME donde se almacenan las lecturas y el respectivo aplicativo el cual es administrado por el área TI con las respectivas esquemas (sic) de seguridad y en lugar restringido de acceso.

La interrogación de las mediciones y la configuración de los parámetros del medidor son realizados por operación con usuario y contraseñas generados por un módulo automático del sistema comercial de la Empresa

El CGM de EMSA cuenta con módulo de auditoria en prime read donde queda registro del usuario que accedió y de las actividades.

EMSA cuenta con procedimientos de gestión del CGM Y se debidamente ntegrados (sic) en el sistema de gestión de calidad de la compañía.

La interrogación de los medidores se realiza empleado los canales de comunicación, utilizando Medio de comunicación VPN IPSEC tanto primarios como de respaldo, que el RF considere necesarios para garantizar el reporte de las lecturas de los medidores.

El almacenamiento de los datos en el CGM garantiza la integridad de las mediciones registradas y su disponibilidad por un período de dos (2) años contados a partir del día de la lectura.

El procedimiento empleado para la interrogación, el almacenamiento, la consolidación de las mediciones en el CGM y el reporte de estas al ASIC es automático a través del módulo de PRIME READ.

En las mesas de trabajo con la empresa se solicita realizar la verificación de las comunicaciones que cumplan con los protocolos de seguridad establecidos en el Acuerdo CNO 1043. Se puede evidenciar lo manifestado por la empresa, quien indica que, finalmente, pudo realizar la validación con XM subsanando esa situación que llevaba sin cumplirse desde la expedición del acuerdo.

4.9.3. Subsidios FOES y FSSRI

Como se mencionó a lo largo del documento, la empresa EMSA es un comercializador que, en el esquema de subsidios y contribuciones, atiende a usuarios no regulados y regulados en los estratos residenciales 1, 2, 3, 4, 5 y 6, y en los sectores: comercial, industrial, provisional, oficial y alumbrado público.

De la anterior clasificación, se encuentran usuarios con beneficio de subsidios y de FOES (será abordada más adelante), así como usuarios sujetos de contribución. La empresa reportó al SUI la información pertinente a subsidios (FSSRI y FOES) y contribuciones (FSSRI) correspondientes a las vigencias 2020 y 2021 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:

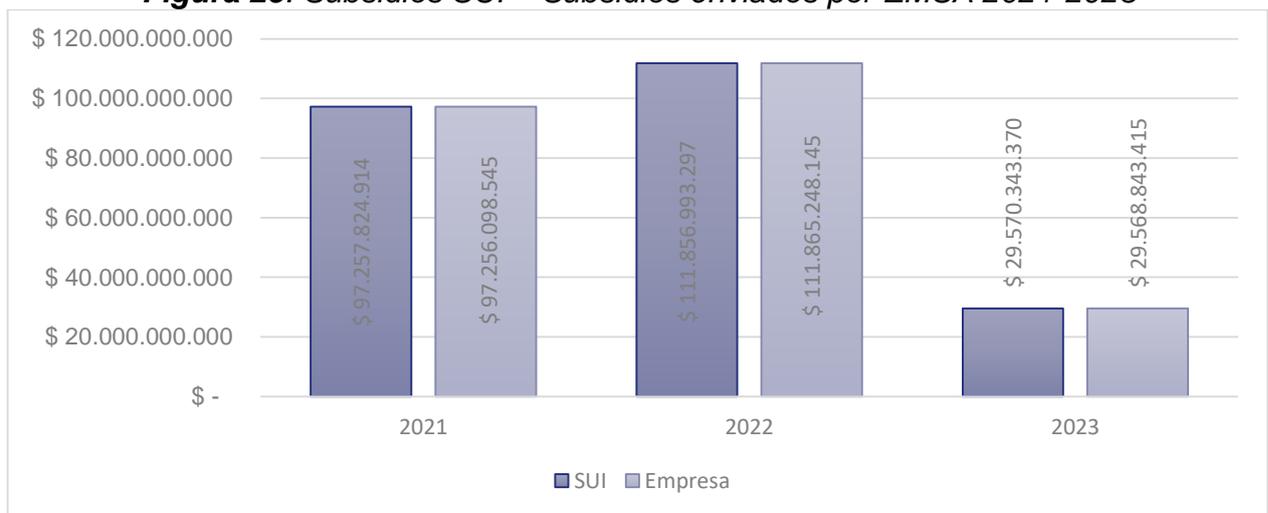
Resolución SSPD 20102400008055 de 2010: Formato 2 y Formato 3

Resoluciones SSPD 20192200020155 de 2019 y SSPD 20212200012515 de 2021: TC1. Inventario de Usuarios, TC2. Facturación de Usuarios, S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES, S2. Giros Recibidos y Efectuados, S3. Acuerdo Suscriptor Comunitario, S4. Inventario Áreas Especiales FOES (AE_FOES), S5. Formato Validaciones

Trimestrales Subsidios, S6. Usuarios Beneficiarios del Descuento y/o Exención Tributaria, S7. Inventario Macromedidores FOES, S8. Operación Macromedidores FOES y S9. Facturas Base Aplicación FOES.

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

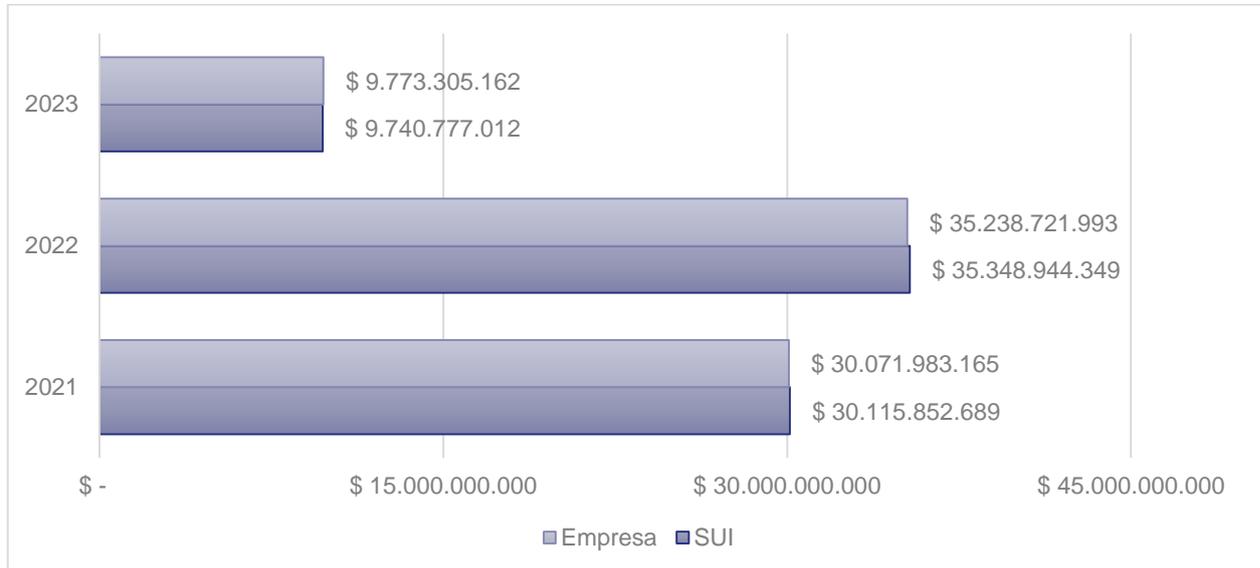
Figura 25. Subsidios SUI – Subsidios enviados por EMSA 2021-2023



Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

Tal como se observa en la Figura 25, la empresa presenta una información con variaciones mínimas entre lo reportado y lo cargado al SUI. Estas variaciones se presentan principalmente en los años 2021 en sus trimestres 1, 2 y 4, con diferencias superiores a los 4 millones en cada una; y en el año 2022 en sus trimestres 1, 2 y 4, el cual presenta diferencias de más de 5 millones en cada uno de ellos.

Figura 26. Contribuciones SUI – Contribuciones enviados por EMSA 2021-2023



Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

En lo relacionado con la información de contribuciones, se observa que hay unas mayores diferencias entre lo reportado al SUI y lo remitido por la empresa. Ver Figura 26

En el año 2022 hay una variación de más de \$110 millones de pesos y en el 2021 se encuentra una por valor de más de \$43 millones de pesos. Así mismo, se presentan diferencias en la información de subsidios y contribuciones conforme a la información reportada en el SUI y las validaciones remitidas al MME que aporta la empresa, como se detalla a continuación:

- a) Para los trimestres 1, 2, 4 en la variable de «Subsidios Otorgados» conforme a la información del formato TC2 del SUI.
- b) Para el trimestre 3 en la variable de «Contribuciones Facturadas» conforme a la información del formato TC2 del SUI.
- c) Para el trimestre 3 en la variable de «Giros recibidos» conforme a la información del formato S1 y S2 del SUI.
- d) Para el trimestre 4 en la variable de «Subsidios Otorgados» conforme a la información del formato S1 del SUI.

Por tal motivo, es importante que la empresa haga las validaciones necesarias en la información que remite y/o la que ha cargado en el SUI para que, si es necesario, se haga la reversión de esta y de esta forma, hacer que los datos sean consistentes con lo remitido.

Otra información relevante que se verificó es la cantidad de usuarios que tiene la empresa sujetos a subsidio, estos usuarios son los que se encuentran en los estratos 1, 2 y 3.

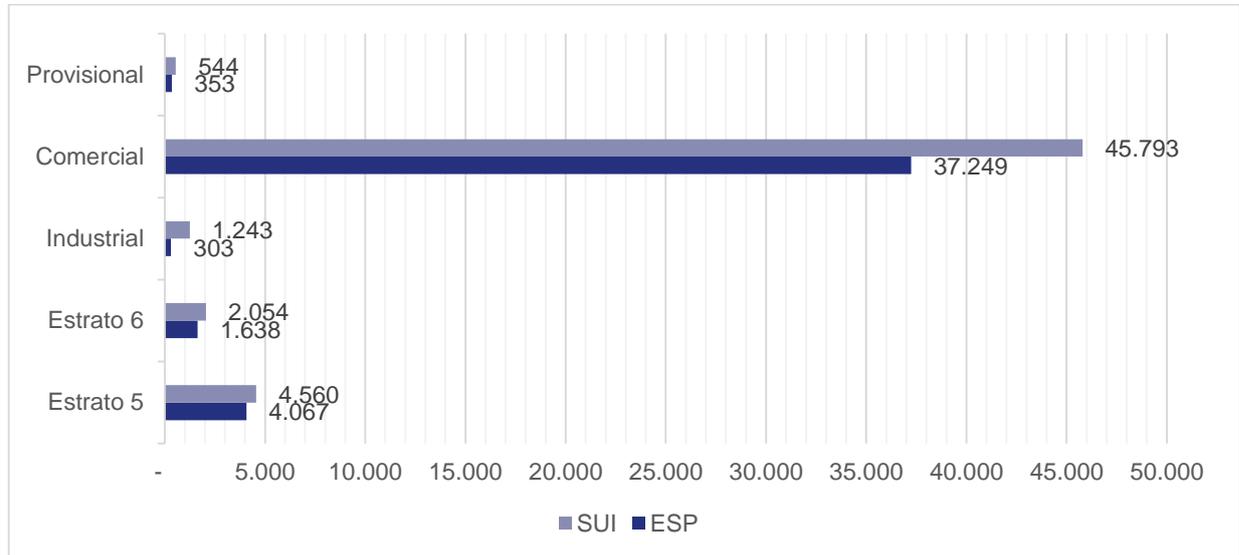
Tabla 44. Diferencia entre usuarios reportados EMSA 2022

Mes\Estrato	SUI			EMPRESA			DIFERENCIAS		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Enero	96.560	117.435	87.945	104.685	117.559	88.077	-8125	-124	-132
Febrero	96.904	117.749	88.120	104.480	117.825	88.153	-7576	-76	-33
Marzo	97.340	118.105	88.229	105.469	118.244	88.381	-8129	-139	-152
Abril	97.550	118.366	88.375	104.893	118.502	88.479	-7343	-136	-104
Mayo	97.826	118.877	88.479	105.733	118.801	88.584	-7907	76	-105
Junio	97.784	119.273	88.764	105.070	119.505	88.866	-7286	-232	-102
Julio	98.071	119.571	88.856	105.209	119.628	88.943	-7138	-57	-87
Agosto	98.271	119.906	88.905	105.618	119.869	88.974	-7347	37	-69
Septiembre	98.492	120.489	89.023	105.696	120.804	89.106	-7204	-315	-83
Octubre	98.831	120.686	90.018	106.521	120.813	89.430	-7690	-127	588
Noviembre	99.258	121.102	90.281	106.951	121.019	90.993	-7693	83	-712
Diciembre	99.543	121.339	90.441	107.468	121.596	90.517	-7925	-257	-76

Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

La Tabla 44 ayuda a identificar que hay una diferencia de usuarios de 93 691 equivalente a un promedio de 7807 usuarios mensuales, es decir, la empresa remitió un documento que contiene más usuarios que los encontrados en los formatos del SUI. Esta diferencia se encuentra principalmente en los usuarios correspondientes a estrato 1, ya que acá la variación es de más de 91 000 usuarios.

Figura 27. Usuarios sujetos de contribuciones EMSA 2022



Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

Por otra parte, la Figura 27 indica que gran parte de los usuarios sujetos al pago de contribución, corresponden al sector comercial. Este sector significa el 85% de contribuyentes lo cual sería una suma de más de 37 mil usuarios.

Sin embargo, esta información también presenta diferencias con lo que se encuentra en el SUI, en total hay una diferencia de 10.584.

Se requiere sustentar y/o revertir la información, dadas las diferencias presentadas entre el número de suscriptores subsidiados (estratos 1, 2 y 3), así como los sujetos a contribución correspondientes a 5, 6, comercial e industrial, dadas las diferencias presentadas durante la vigencia 2022, formato TC1.

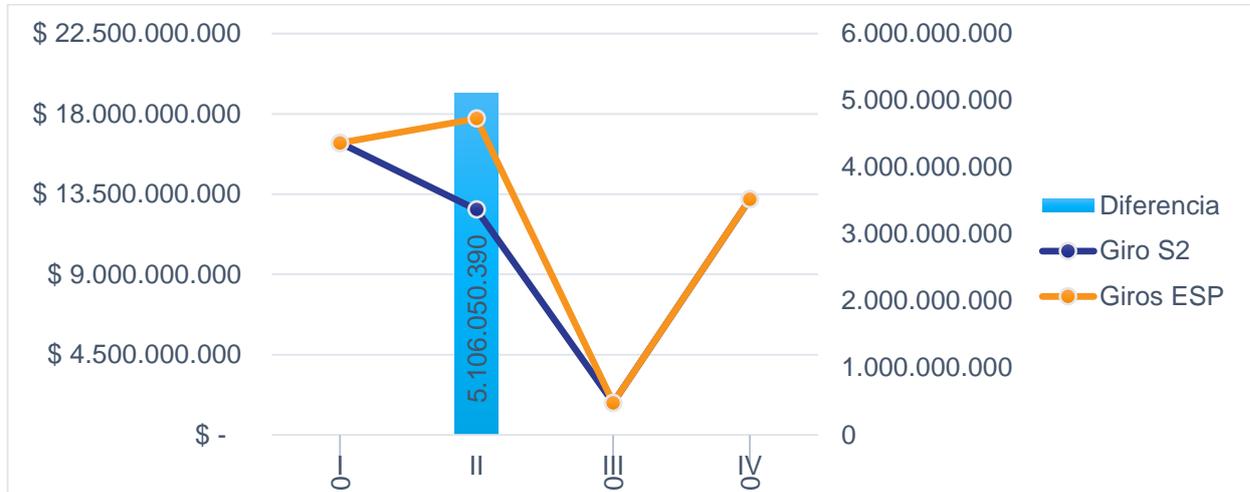
Ahora bien, sobre la copia de las conciliaciones que remiten los prestadores al Ministerio de Minas y Energía dentro del proceso de solicitud de recursos FSSRI, y que fueron recibidas por parte de esta Superintendencia, se encontraron diferencias en el formato TC2: Facturación de Usuarios, para los cuatro trimestres de 2022 en las variables «SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)» y «CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)», algunos valores con mayores diferencias para ciertos trimestres como se detallan a continuación:

- I Trimestre 2022 – Diferencias en Subsidios Otorgados valor inferior reportado en SUI de (-\$5.814.192) y en Contribuciones Facturadas valor superior reportado en el SUI de \$9.681.675 de lo remitido en las conciliaciones al MME.
- II Trimestre 2022 - Diferencias en Subsidios Otorgados valor inferior reportado en SUI de (-\$734.536) y en Contribuciones Facturadas valor superior reportado en el SUI de \$7.817.403 de lo remitido en las conciliaciones al MME.
- III Trimestre 2022 - Diferencias en Subsidios Otorgados valor inferior reportado en SUI de (-\$ 6.964.253) y en Contribuciones Facturadas valor superior reportado en el SUI de \$6.575.220 de lo remitido en las conciliaciones al MME.
- IV Trimestre 2022 - Diferencias en Subsidios Otorgados valor superior reportado en SUI de \$ 5.258.133 y en Contribuciones Facturadas de igual forma, se presenta un valor superior reportado en el SUI de \$ 86.148.058 de lo remitido en las conciliaciones al MME.
- Respecto de la información reportada en el formato S1: Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES, las diferencias presentadas se dan en las siguientes variables:
 - IV Trimestre 2022 - Diferencias en Subsidios Otorgados valor superior reportado en SUI de \$191.819.019.
 - II Trimestre 2022 - Diferencias en «Giros Recibidos» valor inferior reportado en SUI de (-\$93.730.281) de lo remitido en las conciliaciones al MME.

Ahora bien, en la información reportada en el formato S2: Giros Recibidos y Efectuados, para el II Trimestre 2022 se presenta diferencia en la variable «Giros Recibidos» por un valor inferior al reportado en el SUI de (-\$ 36.123.610).

Finalmente, al realizar la validación de giros recibidos por parte de la empresa, se encuentran diferencias significativas en lo que reportó en el formato S2. Giros Recibidos y Efectuados.

Figura 28. Giros recibidos del MME por parte de EMSA 2022



Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

De esta forma se observa la diferencia en la Figura 28, la cual indica que, para el segundo trimestre de 2022, hay una diferencia de \$5 106 050 390, los cuales deben ser validados y corregidos por parte de la empresa.

➤ **Comentarios adicionales**

- I. Para el periodo de la integral, la empresa no cuenta con usuarios en otros mercados, por lo cual no se generaron giros a comercializadores incumbentes.
- II. Así mismo, la empresa informa que no cuenta con usuarios con condición especial de distrito de riego, ni se encuentran en curso solicitudes para aprobación.

➤ **Consumo y facturación FOES**

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

Inicialmente es importante resaltar que la empresa presta servicio en dos áreas especiales, Barrios Subnormales (BS) y Área Rural de Menor Desarrollo (ARMD).

Así mismo, los recursos que se le asignaron a la empresa se encuentran en las siguientes resoluciones. Ver Tabla 45.

Tabla 45. *Diferencia entre usuarios reportados EMSA 2022*

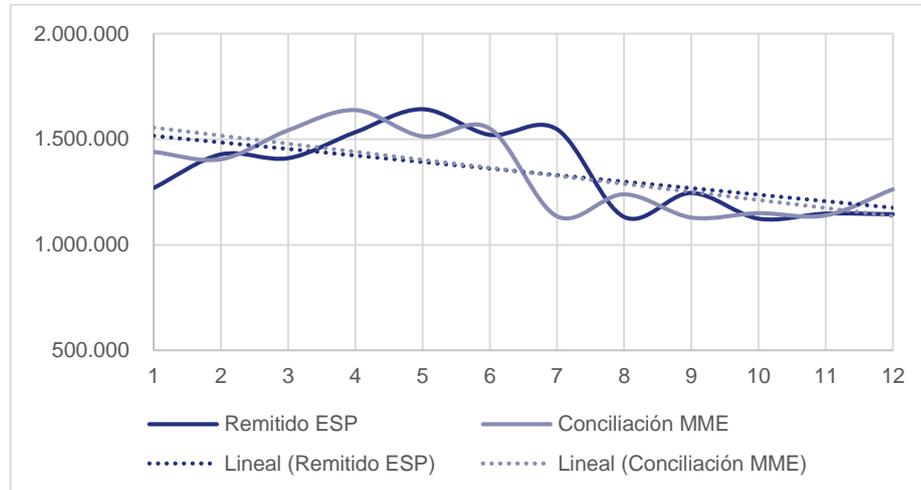
Resolución	Fecha	Mes Consumo	FOES aprobado en \$/kWh
Res. 00168	11/02/2022	Cons Nov-21	\$55,57
Res. 00477	11/03/2022	Cons Dic-21	\$65,40
Res. 00718	1/04/2022	Cons Ene-22	\$59,53
Res. 00825	2/05/2022	Cons Feb-22	\$71,01
Res. 01008	9/06/2022	Cons Mar-22	\$67,79
Res. 01128	1/12/2021	Cons Sep-21	\$92,00
Res. 01167	1/07/2022	Cons Abr-22	\$69,85
Res. 01248	22/12/2021	Cons Oct-21	\$70,96
Res. 01273	26/07/2022	Cons May-22	\$68,41
Res. 01436	1/09/2022	Cons Jun-22	\$70,86
Res. 01529	27/09/2022	Cons Jul-22	\$70,42
Res. 01694	4/11/2022	Cons Ago-22	\$71,76

Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

En el desarrollo normal de la prestación del servicio, EMSA indica que a lo largo del 2022 estas áreas especiales tuvieron un consumo de 16147929 de kWh.

Ahora bien, iniciando el análisis de información que se encuentra en el SUI y el que remite la empresa en el marco de la presente integral, se observa en la Tabla 45, que este valor de consumo es muy cercano al que la empresa remitió al Ministerio de Minas y Energía, sin embargo, no deberían prestarse estas diferencias ya que, con base a estos consumos, se liquidan los valores FOES que se les asignan a los usuarios beneficiarios.

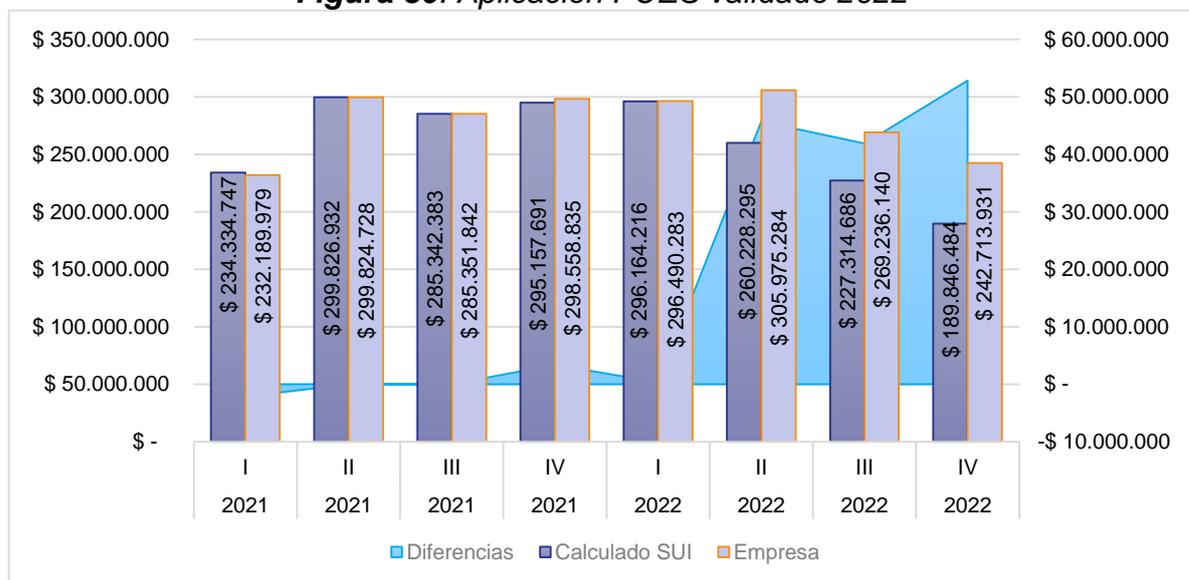
Figura 29. *Consumos FOES enviados por EMSA y conciliaciones MME*



Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

Así mismo, se observa una tendencia negativa en las dos curvas mostradas en la Figura 29, lo cual indica que el consumo de estos barrios y/o familias está disminuyendo a lo largo del 2022, y podría mantenerse esta tendencia en el año 2023.

Figura 30. Aplicación FOES validado 2022



Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

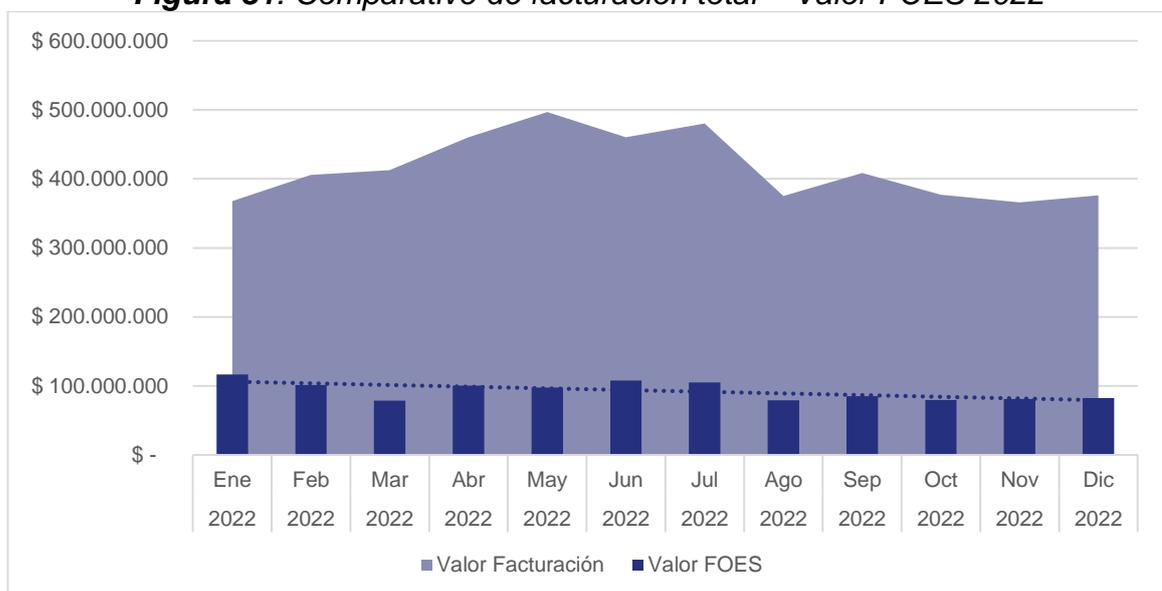
Por otro lado, dentro de los aspectos más importantes en esta validación, está la aplicación que la empresa le ha dado a los recursos FOES que le asigna el Ministerio de Minas y Energía.

En ese sentido, la Figura 30 hace la comparación entre lo que la empresa reportó en los formatos de facturación del SUI y lo que remitió en el marco de la evaluación integral. De esta Figura se puede observar que hay diferencias significativas en los trimestres I al IV de 2022.

Las diferencias mencionadas anteriormente suman \$142.125.588 en el total del año, siendo el IV trimestre del 2022 el que mayor diferencia presenta con más de \$52 000 000.

Es importante que la empresa valide esta información, ya que lo reportado en el SUI es menor a lo que la empresa remitió. Al ser el SUI la fuente oficial de información tanto para esta Superintendencia, como para el Ministerio de Minas y Energía, se deben realizar los ajustes necesarios para que la información corresponda a la realidad de lo aplicado a los usuarios habitantes de áreas especiales.

Figura 31. Comparativo de facturación total – Valor FOES 2022



Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

De igual forma, se observa de la Figura 31 anterior que el valor aplicado FOES tiene un promedio en la facturación a estos usuarios valores entre el 22% y el 32%. La facturación total para estos usuarios fue de \$ 4 987 552 100 y el valor aplicado FOES ascendió a la suma de \$ 1 114 415 638, para un porcentaje total de 22% a lo largo del 2022.

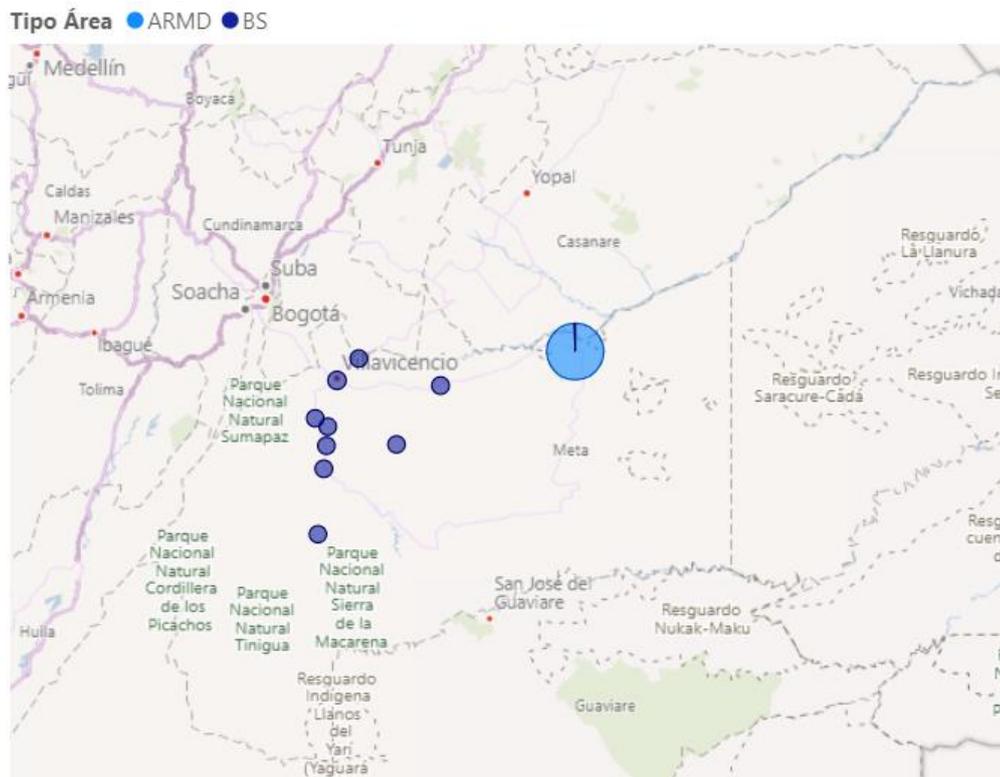
Tabla 46. Usuarios Áreas Especiales EMSA 2022-2

Tipo Área Especial	Usuarios SUI	Usuarios Empresa
Área Rural de Menor Desarrollo	1.766	1.531
Barrio Subnormal	99	89

Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

Como se mencionó anteriormente, la empresa cuenta con dos tipos de áreas especiales, Área Rural de Menor Desarrollo y Barrios Subnormales, en la Tabla 46. En la Figura 32 se observa la ubicación de cada uno de ellos en el departamento del Meta.

Figura 32. Ubicación áreas especiales EMSA 2022



Fuente: Datos DANE y ESP – Elaboración DTGE.

Así mismo, luego de hacer una revisión de datos reportados por la empresa en el SUI y lo remitido en el marco de la evaluación integral, se encuentran diferencias en la cantidad de usuarios reportados a lo largo de los meses del 2022. Se tomó como ejemplo el mes de febrero de 2022 para hacer la comparación de los datos, el cual muestra una diferencia de 245 usuarios, los cuales se encuentran de más en lo reportado en el SUI.

En promedio se encuentra una distribución de usuarios de la siguiente manera, 1316 usuarios en ARMD y 73 en Barrios Subnormales.

➤ **Comentarios adicionales**

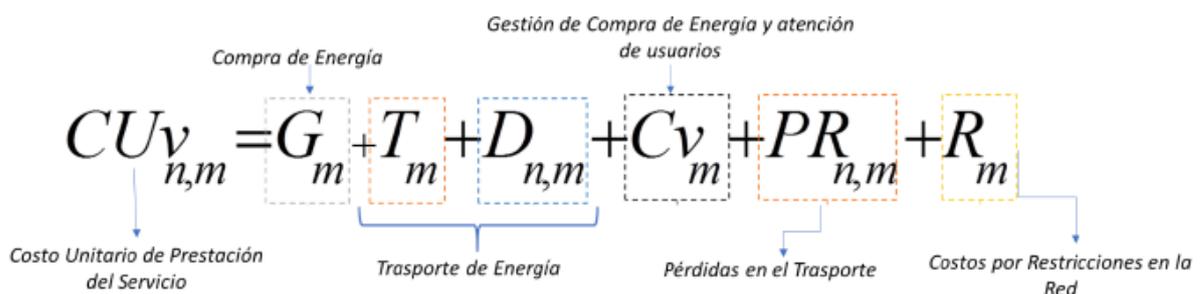
- I. La empresa calcula el consumo de los usuarios de barrios subnormales mediante macromedidor, el cual es distribuido posteriormente a todos los habitantes de dicha área especial.
- II. La empresa no calcula Consumo Distribuido Comunitario (CDC) para las zonas de barrios subnormales.
- III. La empresa presenta diferencias entre los formatos de facturación (TC1: Inventario de Usuarios, Formato 2, y Formato 3) y el formato de subsidios S1: Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES, por un valor de \$165 395 469, el cual debe ser revisado y ajustado por EMSA.
- IV. En el reporte del formato S2 Giros recibidos y Efectuados, la empresa reportó un giro recibido por parte de ella misma, lo cual representa un error de información en el formato ya que solo se pueden recibir recursos FOES por parte del Ministerio de Minas y Energía, se hace necesario la reversión de la información.
- V. Si bien el formato S5. Validaciones Trimestrales Subsidios es de periodicidad mensual, en la descripción que se encuentra en los anexos a la resolución SSPD 12515 de 2021 se indica lo siguiente: «A final de cada mes, la empresa debe evaluar si recibió alguna validación en firme por parte del Ministerio de Minas y Energía de alguno de los dos fondos (FSSRI o FOES) para que, en el mes siguiente, solicite la habilitación del formato y proceda a reportar todas las validaciones en firme recibidas en el mes anterior». Teniendo en cuenta lo anterior, y que el Ministerio de Minas y Energía ha remitido las validaciones en firme de FOES del 2022, la empresa debe solicitar la habilitación de cargue de este formato y subir la información.

4.9.4. Aspectos tarifarios

De acuerdo con la información comercial reportada en el Sistema Único de Información (SUI), la empresa EMSA atiende usuarios regulados y no regulados. Para el caso del mercado regulado, 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. Por otra parte, en lo que se refiere a usuarios no regulados, se mostrarán los valores promedio de prestación del servicio por nivel de tensión conforme a lo reportado por el comercializador en los formatos comerciales del SUI.

➤ **Usuarios regulados**

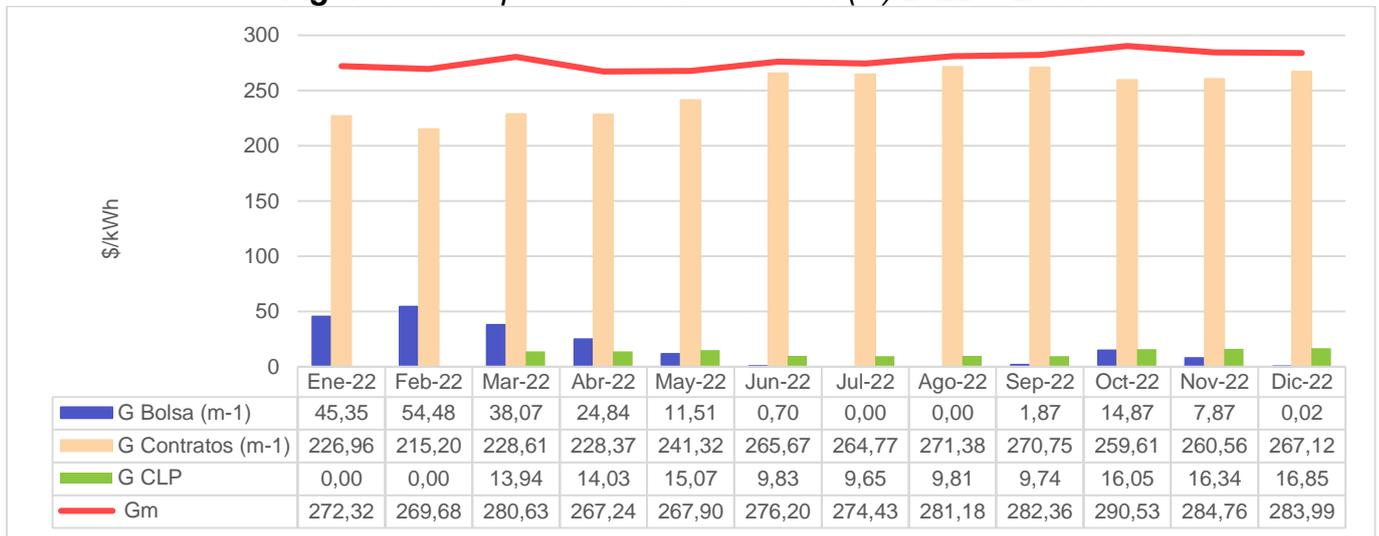
Corresponde al costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado. El Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) de energía eléctrica, de acuerdo con la regulación establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), está conformado por la suma de los componentes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



➤ **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 030 de 2018 y Resolución CREG 129 de 2019, 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 33.

Figura 33. Componente de Generación (G) 2022 – EMSA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Con base en la Figura 33, puede evidenciarse un incremento del componente en el cuarto trimestre de 2022, alcanzando su valor más alto en el mes de octubre con un valor de 290,53 \$/kWh, sin embargo, para el mes de noviembre dicho valor disminuye nuevamente. 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).

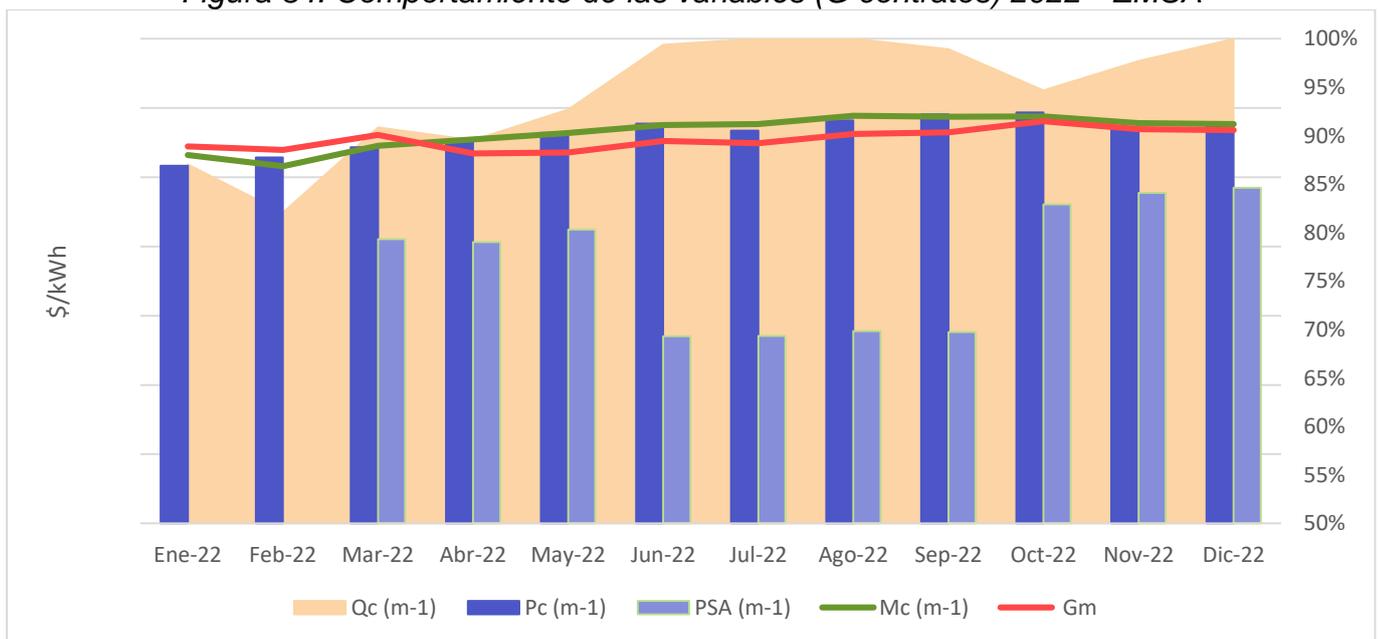
El aumento del componente de Generación en el mes de octubre correspondió a 2,89% con respecto al mes anterior, dicho aumento estuvo determinado por un leve incremento en la participación proveniente del precio de bolsa en la fórmula de cálculo del componente, es decir que, la combinación del precio de bolsa junto con el nivel de exposición en ese momento hizo que se trasladara en octubre de 2022 el 5,32% del precio promedio de bolsa que fue de 259,449 \$/kWh. Sin embargo, es importante mencionar que, a pesar de que fue octubre el mes en que se alcanzó el valor más alto del componente, el mayor incremento se presentó para el mes de marzo con un 4,54% con respecto a febrero, esto debido al incremento en el precio de bolsa,

trasladando el precio promedio de 416,029 \$/kWh es decir un 9,15% del valor total del componente.

➤ **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 34. Comportamiento de las variables (G contratos) 2022 - EMSA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De la Figura 34 se puede observar que, en el año 2022, EMSA adquirió energía a un precio promedio en contratos (Pc) cercano pero inferior al precio promedio del mercado (Mc). Cabe destacar que los valores de Pc no están representados en la gráfica, ya que son el resultado de la estrategia de negociación de la empresa y no son públicos. Estas negociaciones surgen de un proceso regulado de convocatoria pública, donde los oferentes proponen un precio y el comercializador evalúa su pertinencia para la adquisición de energía a dicho precio. En resumen, el precio promedio de la energía comprada en contratos durante el año 2022 fue de 281,66

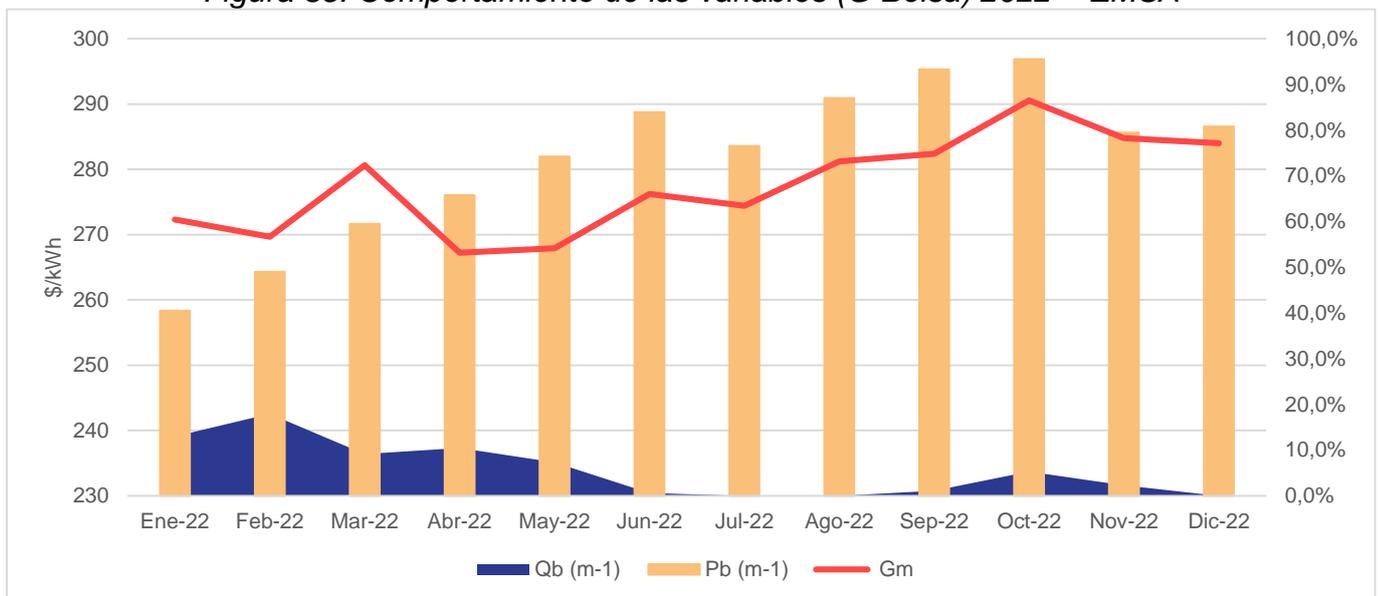
\$/kWh, manteniéndose por debajo del promedio de Mc para el mismo período, lo que contribuyó a que el valor promedio del efecto final en el G fuera de 277,60 \$/kWh.

En la misma gráfica, se puede observar lo sucedido en los meses de marzo y octubre 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 estos dos meses de 92,77%, dejando así un 7,23% expuesto al mercado a un precio (Pb) de 416,03 \$/kWh y 279,65 \$/kWh, respectivamente.

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

Figura 35. Comportamiento de las variables (G Bolsa) 2022 – EMSA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 35, se puede observar que la combinación del porcentaje de exposición en bolsa y su correspondiente precio tiene un impacto directo en el componente de Generación aplicado por EMSA. Este componente experimenta un aumento en los meses de marzo y octubre de 2022,

cuando un precio en la bolsa (Pb) de 416,03 \$/kWh y una exposición en bolsa del 9,15% resultaron en un valor de Generación (G) de 280,63 \$/kWh en marzo y 290,53 \$/kWh en octubre de 2022.

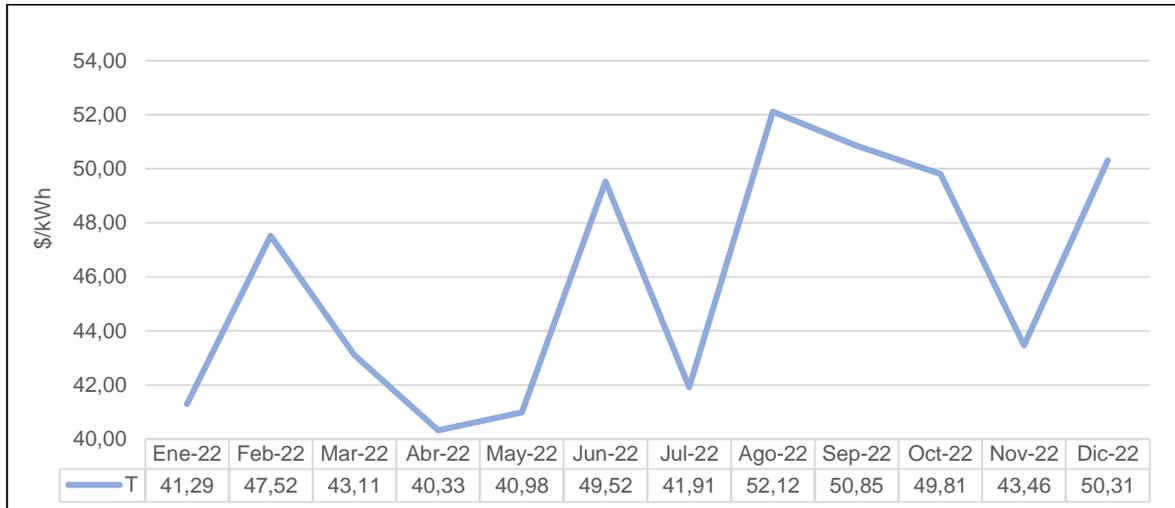
Es importante destacar que, a pesar del aumento en los precios de bolsa, este incremento no afecta significativamente el valor del componente de generación debido a que la exposición en bolsa no supera el 10% y la demanda se cubre en su mayoría mediante la adquisición de energía a través de contratos.

➤ **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 36 se muestran los valores del componente de Transmisión cobrado por EMSA 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 36. Comportamiento del componente de Transmisión 2022 - EMSA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

➤ **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, remuneran 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).

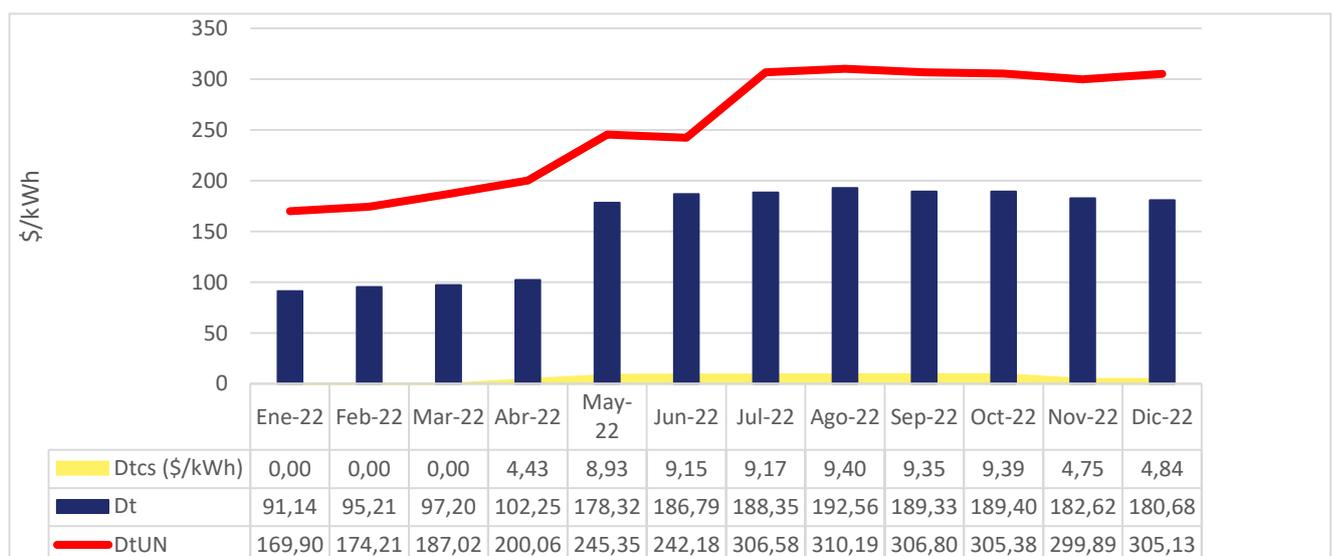
Mediante el Decreto 388 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía, se ordenó a la CREG establecer, dentro de la metodología de remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD). Estas áreas se definen como conjuntos de redes de transmisión regional y/o distribución 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) y 180574 de 2012 (ADD Centro).

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, EMSA S.A. 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., Electrificadora del Caquetá 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., y Empresa de Energía de Casanare S. A. E.S.P. Actualmente, EMSA S.A. 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 016 de 2021, quedando en firme a través de la Resolución CREG 139 de 2021. A continuación, se presenta la evolución del componente de distribución.

Figura 37. Comportamiento componente de Distribución - 2022 – EMSA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 37 se puede apreciar la evolución de la variable DtUN del ADD Sur a lo largo de 2022. Durante este periodo, el valor promedio de DtUN fue de 254,39 \$/kWh, alcanzando un máximo de 310,19 \$/kWh en agosto y un mínimo de 169,90 \$/kWh en enero. Es importante destacar que el valor de DtUN es superior al cargo por uso del Operador de Red (OR), lo que implica que la diferencia se transfiere a otras empresas dentro del Área de Distribución (ADD) que presentan valores superiores a DtUN.

En el comportamiento de los cargos propios del OR, puede observarse que tuvieron un incremento importante a partir del mes de mayo de 2022 y fue debido a que mediante la Resolución CREG 501 026 de 2022, la CREG modifica el plazo para el reconocimiento de los ajustes para el primer año de aplicación (AIM_{j,n,m}).

Así mismo, también se muestra el valor en \$/kWh del incentivo por calidad media (Dtcs). A partir del segundo trimestre de 2022, se observan valores positivos para este incentivo. Sin embargo, en el primer trimestre, se registró un valor de 0, lo que indica que, durante los meses de enero a marzo, el Dt disminuyó, es decir que el OR no tuvo que compensar a los usuarios por calidad media durante ese periodo.

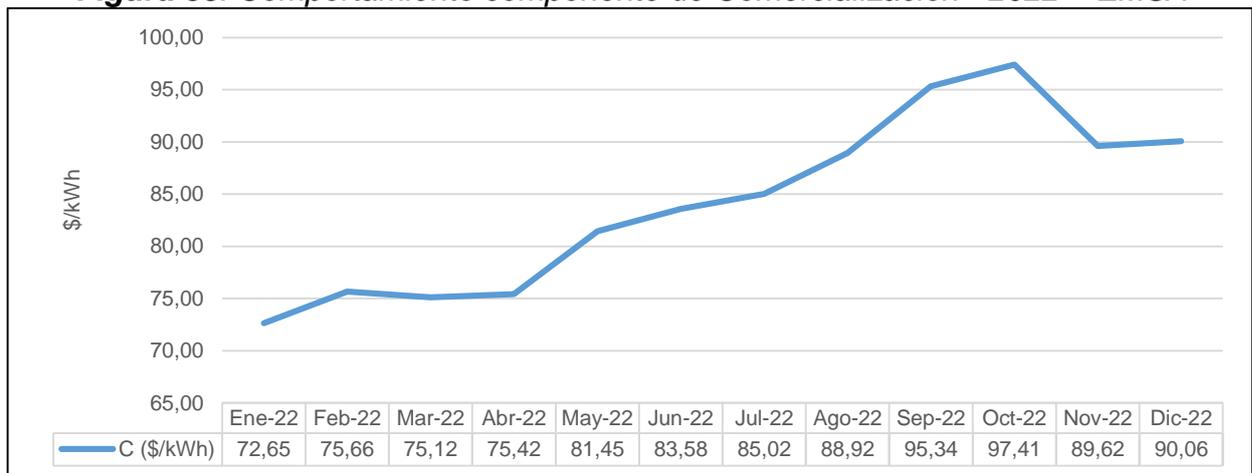
➤ **Componente de Comercialización**

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 EMSA S.A., las resoluciones de aprobación del cargo base de comercialización y el riesgo de cartera corresponden a las Resoluciones CREG 188 de 2015 (modificada por la Resolución CREG 134 de 2016) y CREG 080 de 2016.

Figura 38. Comportamiento componente de Comercialización - 2022 – EMSA



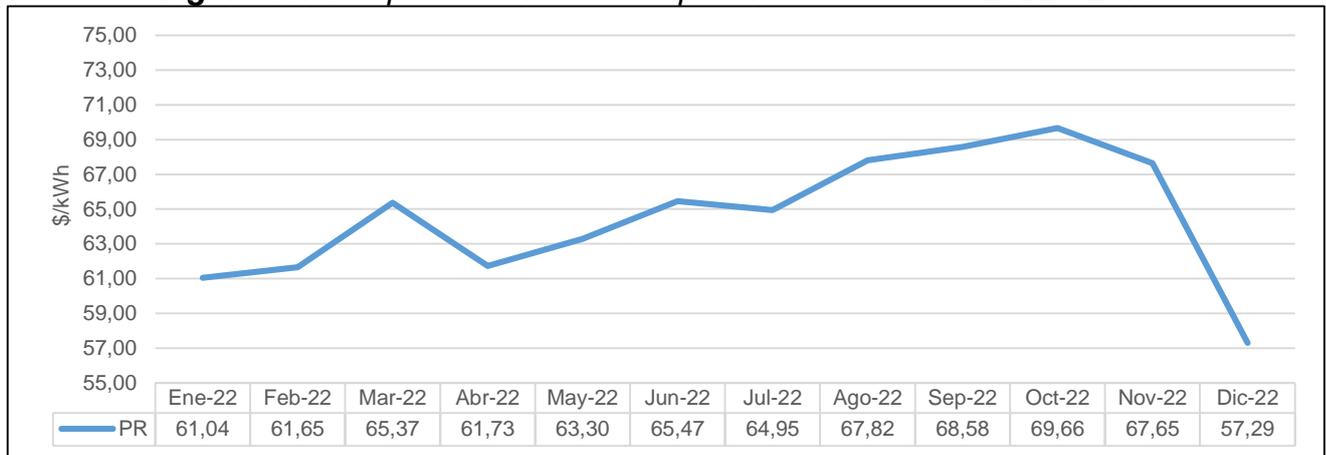
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Según se muestra en la Figura 38 , a lo largo del año 2022, el componente experimentó una variación en su valor. Durante el mes de enero, se registró el valor mínimo de 72,65 \$/kWh, mientras que en octubre se alcanzó el valor máximo de 97,41 \$/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.

➤ **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 39. Comportamiento del componente de Pérdidas 2022 - EMSA



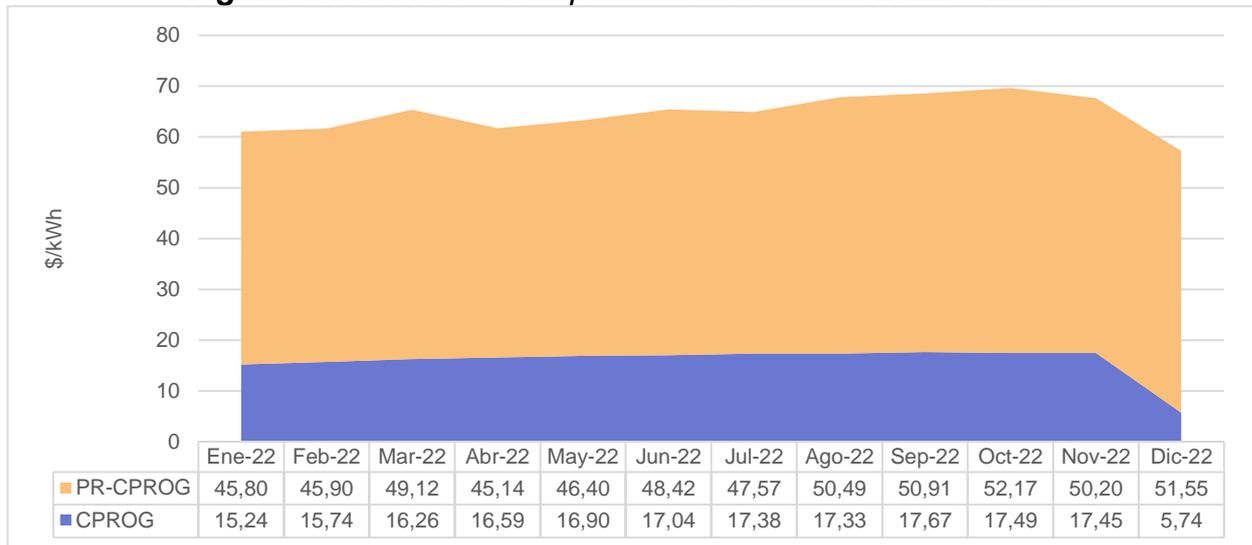
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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 39 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 se ve 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 EMSA 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 39:

Figura 40. CPROG – Componente de Pérdidas 2022 – EMSA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 40 se puede apreciar el comportamiento de la variable CPROG y su impacto en el componente de pérdidas. Queda evidente una relación directa entre la variable y el componente de Pérdidas, al menos hasta el mes de noviembre, en el cual el valor promedio era de 16,83 \$/kWh, disminuyendo a 5,74 \$/kWh en el mes de diciembre. 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).

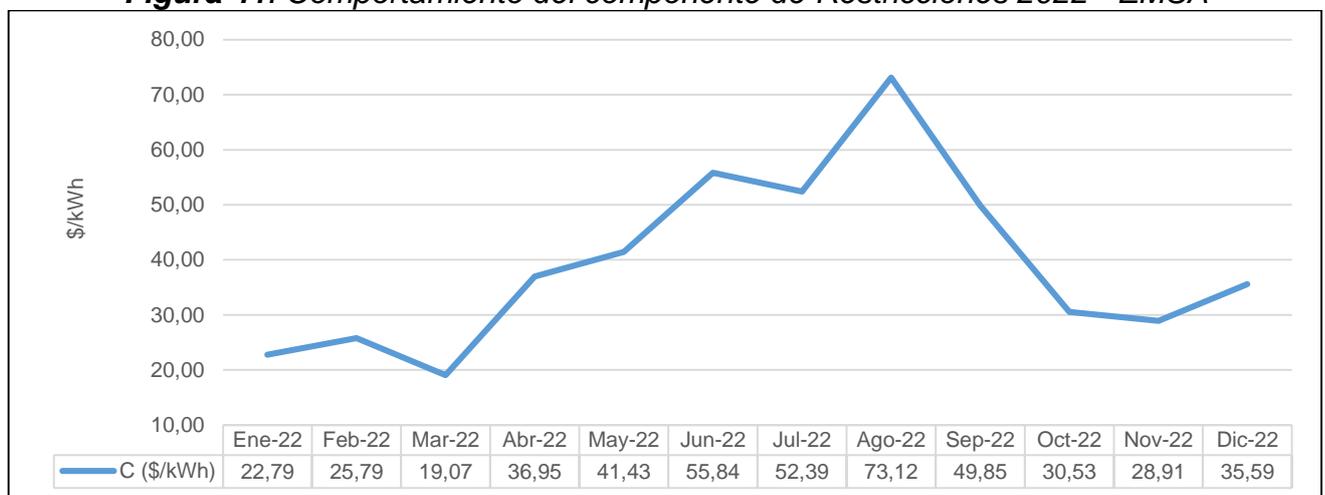
De acuerdo con la información publicada por el LAC, la reducción en el CPROG es resultado de ajustes de aproximadamente 12,62 \$/kWh que se venían aplicando hasta noviembre de 2022. A partir de diciembre, el valor del ajuste es igual a cero \$/kWh puesto que se cumplen los 12 meses del ajuste del que trata el artículo 44 de la Resolución CREG 036 de 2019, y que permitía aplicar la variable AIMCPj,m que corresponde al ajuste de la variable CPROG durante los doce (12) primeros meses de aplicación de la nueva metodología de la Resolución CREG 015 de 2018.

➤ **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 41. Comportamiento del componente de Restricciones 2022 - EMSA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En el comportamiento del componente de Restricciones, se puede observar en la Figura 41 una disminución de 6,72 \$/kWh durante el mes de marzo de 2022. Sin embargo, en los meses siguientes, el componente experimentó un incremento con valores cercanos a los 10,76 \$/kWh. Posteriormente, a partir del mes de septiembre y hasta noviembre, se produjo una reducción significativa de 44,21 \$/kWh.

El valor mínimo del componente se registró en el mes de marzo, alcanzando los 19,07 \$/kWh, mientras que el valor máximo se observó en agosto, con 73,12 \$/kWh. Esto implica una variación de 54,05 \$/kWh entre los dos valores extremos.

Por regla general, el componente de Restricciones obedece principalmente al comportamiento de los precios en bolsa (mercado libre) del mercado; cuando se presenta disminución del precio de bolsa, ocasionado a que las plantas térmicas que generaban en mérito inician a generar por seguridad, implica un mayor valor de las reconciliaciones positivas que se transfiere a la demanda vía 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.

➤ **Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)**

El porcentaje de participación observado en el año 2021 de cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio de EMSA S.A. E.S.P. fue en promedio el siguiente: ver **Tabla 47**

Tabla 47. Peso porcentual de los componentes del CU 2022 - EMSA

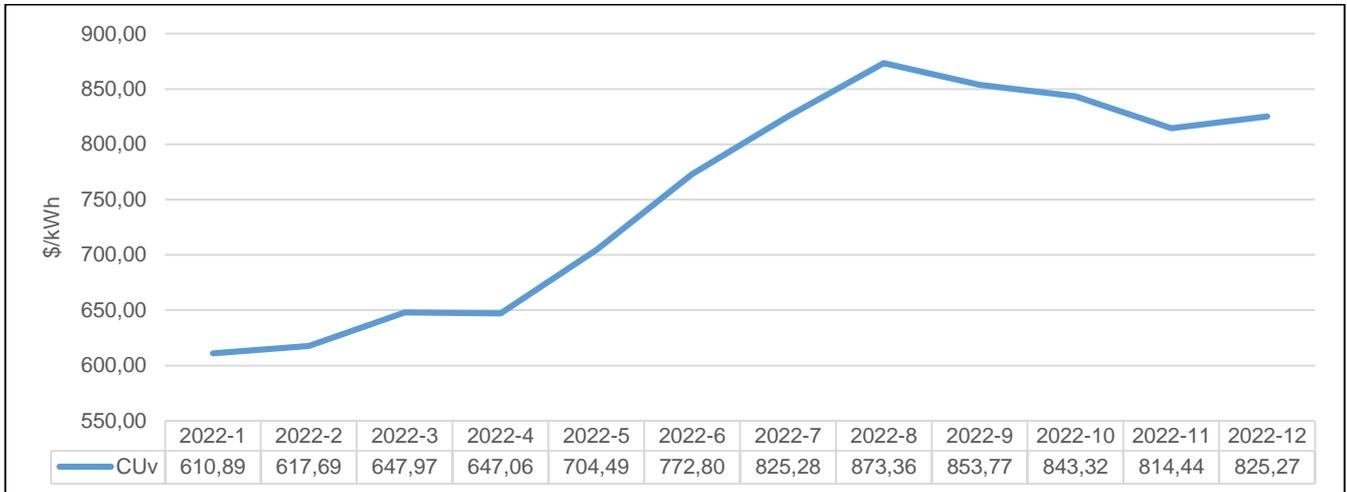
Cu v n,m =	Gm +	Tm +	D n,m +	C Vm +	PR n,m +	Rm
2022	38,3%	6,2%	32,9%	9,1%	8,4%	5,0%

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De acuerdo con la discriminación por componentes, la Generación y la Distribución representaron en promedio el 71,2% 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 EMSA S.A.

En la Figura 42 se puede observar que, durante el año 2022, el menor valor registrado en el CU de EMSA S.A. fue de 610,89 \$/kWh, correspondiente al mes de enero. Por otro lado, el valor más alto se registró en el mes de agosto, alcanzando los 873,36 \$/kWh.

Figura 42. Comportamiento del valor de CU 2022 – EMSA



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 agosto del 2020, EMSA S.A. entró en opción tarifaria. En el siguiente gráfico 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 42. Comportamiento CUv vs Opción Tarifaria 2022 – EMSA

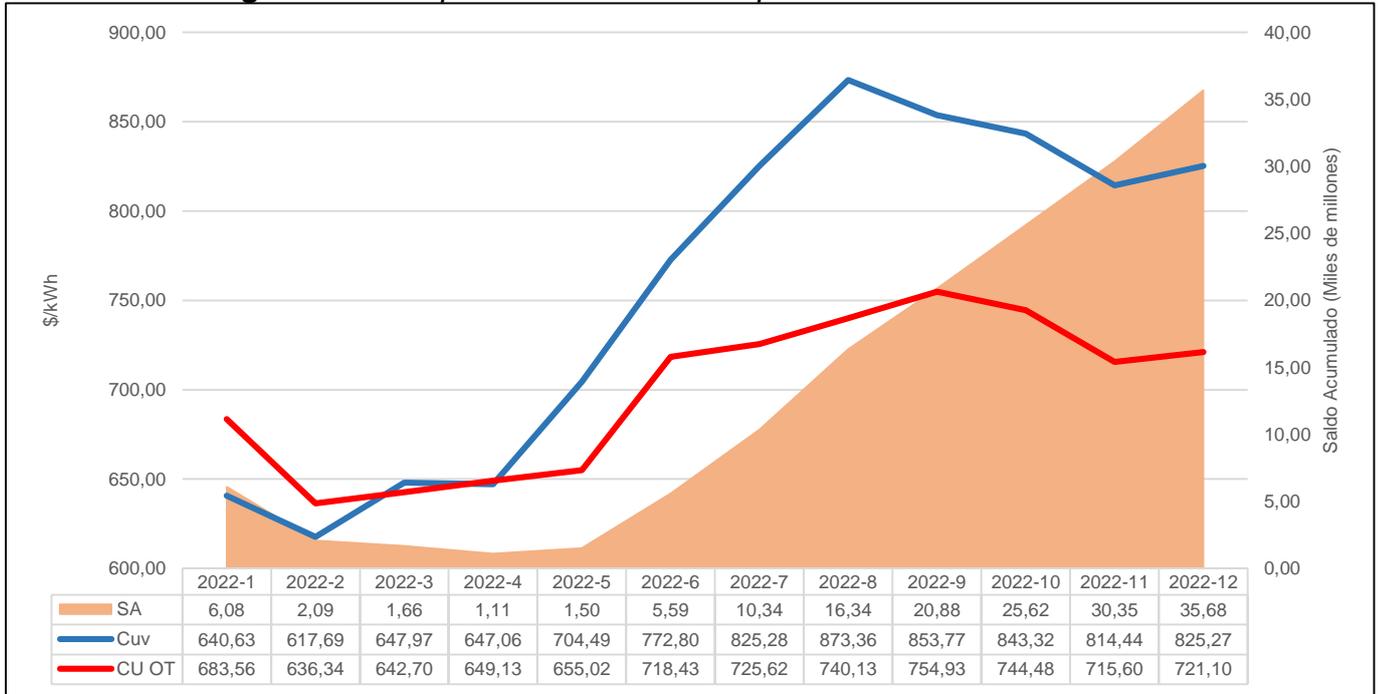


Figura 43. Comportamiento CUv vs Opción Tarifaria 2022 – EMSA

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 43 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), EMSA S.A. cerró el año con saldos acumulados superiores a los \$35.000 millones. Sin embargo, se observa que hasta diciembre de 2022 la empresa aún no ha comenzado a recuperar dichos saldos. Esto se debe a que en dicho mes el CU de la opción tarifaria se encuentra un 12,62% 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.

➤ **Tarifas de Energía Eléctrica.**

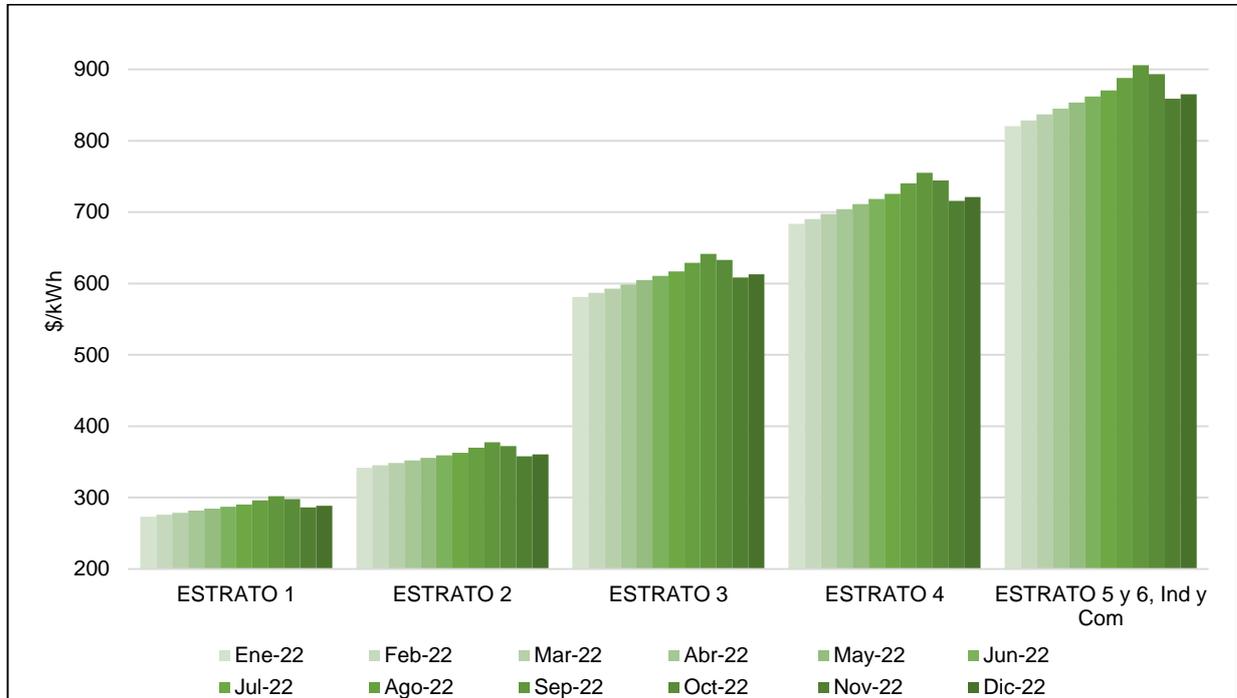
En el desarrollo de este tema es importante tener en cuenta que la tarifa se calcula aplicando el factor de subsidio o contribución al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), dependiendo del estrato socioeconómico al que pertenezca el usuario. Para usuarios de estrato 4 y usuarios no residenciales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

En el caso específico de EMSA S.A., 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 da como resultado las tarifas para los estratos 1, 2, 3, 5, 6 y para los sectores comerciales e industriales.

En la

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 44. Tarifas de Energía Eléctrica 2022 – EMSA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la misma Figura 44 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 volviendo a presentar incrementos a partir del mes de diciembre 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

Lo anterior, como consecuencia de la aplicación de la opción tarifaria; la cual permite reducir el impacto negativo de las tarifas y la percepción de las variaciones por parte de los usuarios. Ver Tabla 48

Tabla 48. Tarifas de energía eléctrica 2022 - EMSA

MES	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com
Ene-22	273,43	341,78	581,03	683,56	820,28
Feb-22	276,16	345,20	586,84	690,40	828,48
Mar-22	278,92	348,65	592,71	697,30	836,76
Abr-22	281,71	352,14	598,63	704,28	845,13
May-22	284,53	355,66	604,62	711,32	853,58
Jun-22	287,37	359,22	610,67	718,43	862,12
Jul-22	290,25	362,81	616,77	725,62	870,74
Ago-22	296,05	370,06	629,11	740,13	888,15
Sep-22	301,97	377,47	641,69	754,93	905,92
Oct-22	297,79	372,24	632,80	744,48	893,37
Nov-22	286,24	357,81	608,26	715,60	858,72
Dic-22	288,44	360,55	612,93	721,10	865,32

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

➤ **Visita realizada a la empresa en temas tarifarios.**

El pasado 29, 30 y 31 de mayo de 2023, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través de la Dirección Técnica de Gestión de Energía realizó visita a la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P. (en adelante EMSA) en el marco de la evaluación integral y que hace parte del plan de acción para el año 2023.

En lo que se refiere a aspectos comerciales, se abordó el tema tarifario teniendo en cuenta que la SSPD desde el año 2021 viene realizando diferentes requerimientos asociados al cálculo tarifario por diferencias dentro del proceso de verificación y en lo relacionado a calidad de información al SUI.

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

- Falta de claridad en la distribución de garantías financieras del STR para el cálculo del componente de Comercialización.
- Diferencias en la aplicación de las compras en la subasta del ministerio de minas y energía ya que debía ser consideradas independientes de las compras en el SICEP.
- Diferencias en el componente de Restricciones asociados a las ventas de energía a usuarios regulados y no regulados, ya que diferían de las mismas variables utilizada para

el cálculo del componente de Comercialización.

- Cálculo de tarifas con base en las versiones preliminares de la información publicada por XM (TXR) cuando debían aplicarse versiones definitivas (TXF) para todos los componentes.

La empresa inicia con la explicación del proceso de cambio de herramienta de cálculo de tarifas migrando de un servicio tercerizado a un desarrollo local y luego a otro tercerizado. Durante el proceso de transición de las herramientas la empresa informa que detectó diferentes fallas en el proceso de cálculo del CU, aunado a diferentes observaciones realizadas por la Superservicios en el año 2022 como parte del proceso de verificación tarifaria. Se abordaron temas de:

Uso de versiones para el cálculo de tarifas: Se corrobora que la empresa tiene adecuada su herramienta de cálculo de tarifas para tener en cuenta las publicaciones definitivas de la información por parte del ASIC y LAC, incluyendo la publicación definitiva del DtUN el día 14 de cada mes.

Cálculo componente de Comercialización: Distribución de garantías financieras del STR: Se aclara desde la DTGE la correcta distribución de las garantías del STR y SDL con base en conceptos emitidos por la CREG y así mismo, se brindan claridades sobre la aplicación de las garantías del MEM a trasladar vía componente de comercialización.

Cálculo componente de Comercialización: Variables ventas totales y Usuario Regulados: Informa el prestador que en su herramienta de cálculo se presentaba un error asociado al cálculo de las ventas totales de usuarios regulados y no regulados (V_i) debido a que estaba sumando dos veces los consumos de energía de un usuario no regulado en el mercado CHEC, por esta razón la variable V_i es menor a la que venían reportando en la remisión de variables para el cálculo de tarifas requerido por la SSPD y fueron las mismas del reporte del archivo Excel del que trata el artículo 24 de la Resolución CREG 180 de 2014.

De igual manera, en el cálculo de la variable URm-2 correspondiente al número de usuarios regulados de hace dos meses para el cálculo del CvR, informa la empresa que con la entrada al esquema de la resolución CREG 015 de 2018 en noviembre de 2021, el conteo de usuarios

regulados estaba contando algunos usuarios más de dos veces y estaba asociado al cómo se reporta la información en el Formato TC2 del SUI. Esto es que, cuando se utilizan los campos de ajustes en el registro de la factura inicial del Formato TC2, estos ajustes deben explicarse en registros adicionales, registros que en el conteo de usuarios era tenido en cuenta por el prestador y que no debía. Lo anterior indica que el número de usuarios regulados a tener en cuenta era menor al que se encontraban utilizando inicialmente en la mayoría de casos: Tabla 49

Tabla 49. Comparativa Usuarios Regulados - EMSA

	URm-2 INICIAL	URm-2 Ajustado	Diferencia
1/1/2022	365.165	366.056	-891
1/2/2022	366.056	366.824	-768
1/3/2022	366.824	367.479	-655
1/4/2022	367.486	368.453	-967
1/5/2022	368.459	369.610	-1.151
1/6/2022	393.774	370.404	23.370
1/7/2022	378.799	371.437	7.362
1/8/2022	384.728	372.196	12.532
1/9/2022	388.234	372.977	15.257
1/10/2022	407.228	373.923	33.305

Fuente: Elaboración DTGE. Información recolectada en la visita a la ESP.

Componente de Restricciones: Se habían identificado diferencias en el componente de Restricciones del CU y estaban asociadas a que las ventas utilizadas para su cálculo difieren de las utilizadas para el cálculo del componente de Comercialización. Conforme a las Resolución CREG 191 de 2014 (Comercialización) y la Resolución CREG 119 de 2007 (Restricciones) se tiene que dentro de uno de los denominadores de la fórmula la variable ventas totales (V_i) entendida como la suma del total de ventas en kWh del MR y MNR es la misma para ambos componentes. Con las explicaciones dadas anteriormente respecto de la variable V_i , se aclaran las diferencias presentadas.

Componente de Generación: A través de diferentes comunicaciones en el año 2022, se había puesto de presente al prestador que, con base en la revisión del cálculo detallado del componente de Generación, la empresa había aplicado unos ajustes a dicho componente a raíz de la aplicación de la resolución CREG 101 002 de 2022 y que no se había hecho en un inicio. La empresa reconoce que en un principio no había tenido en cuenta para el cálculo del

mencionado componente las compras en la subasta del ministerio, lo que impacta el cálculo de la Generación. Así mismo, indica la empresa que para diciembre de 2022 cometió un error en el cálculo del Qc puesto que había omitido las compras de excedentes de AGPE ya que empezó a incluirlas a partir del mes de noviembre de 2022.

Finalmente, para la visita, la empresa realizó y expuso un ejercicio comparativo entre el CU y los componentes calculados y publicados inicialmente versus el CU y sus componentes recalculados con base en todas las aclaraciones y observaciones mencionadas anteriormente. Con base en lo anterior, la DTGE realizó la revisión de todos los cálculos del CU, opciones tarifarias y tarifas con el objeto de determinar los impactos y dar indicaciones para subsanar los mismos:

➤ **Comparación CU_119 calculado con la metodología de la Res. CREG 119 de 2007 (NT1 Prop OR)**

Con base en esa información y una vez finalizada la visita, la Superservicios procedió a realizar la verificación y comparación de los cálculos encontrando lo siguiente para nivel de tensión 1 con propiedad de activos del OR, entendiendo que la información se replica para los demás niveles de tensión. Tabla 50

Tabla 50. Resultado comparativo CU_119 inicial EMSA, ajustado EMSA y verificación SSPD

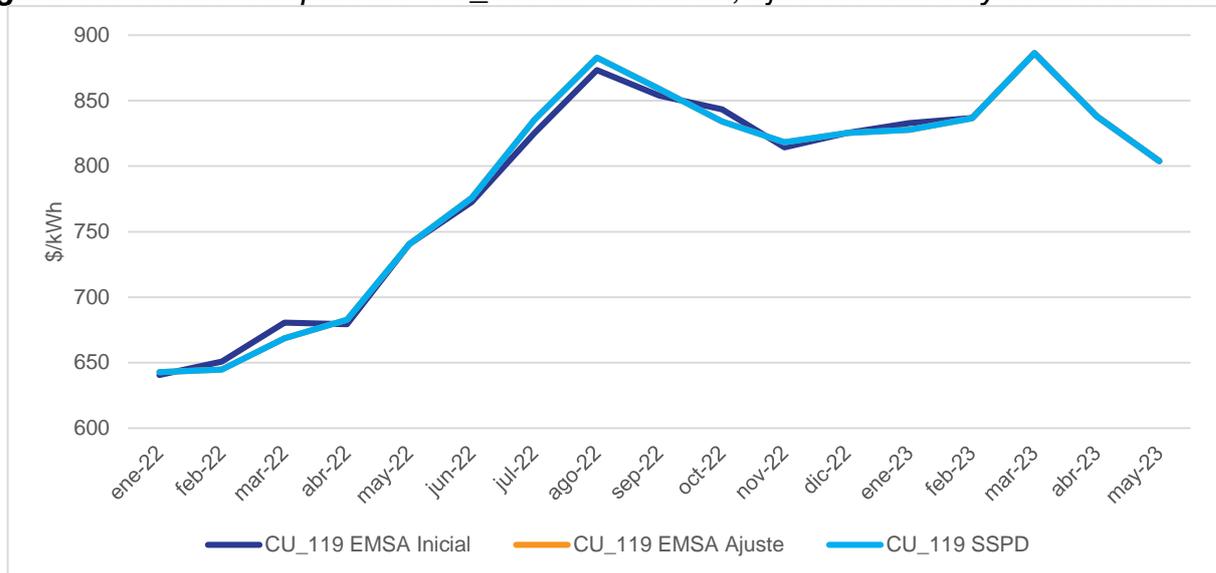
	A	B	C	D
	CU_119 EMSA Inicial	CU_119 EMSA Ajuste	CU_119 SSPD	Diferencia
ene-22	640,63	642,66	642,67	-2,03
feb-22	650,89	644,67	644,69	6,22
mar-22	680,43	668,55	668,55	11,88
abr-22	679,40	682,80	682,80	-3,40
may-22	740,40	740,45	740,45	-0,05
jun-22	772,80	775,95	775,95	-3,15
jul-22	825,28	835,54	835,54	-10,26
ago-22	873,36	883,00	883,00	-9,64
sep-22	853,77	858,95	858,95	-5,18
oct-22	843,32	834,06	834,06	9,26
nov-22	814,44	818,40	818,40	-3,96
dic-22	825,27	825,34	825,33	-0,07
ene-23	832,84	827,88	827,88	4,96
feb-23	836,71	836,62	836,62	0,09

	A	B	C	D
	CU_119 EMSA Inicial	CU_119 EMSA Ajuste	CU_119 SSPD	Diferencia
mar-23	886,23	886,31	886,31	-0,07
abr-23	837,94	837,93	837,93	0,01
may-23	803,90	803,88	803,88	0,02

-5,39

Fuente: Elaboración propia DTGE.

Figura 45. Gráfica comparativa CU_119 inicial EMSA, ajustado EMSA y verificación SSPD



Fuente: Elaboración propia DTGE.

De la Figura 45, se tiene entonces que los CU_119 EMSA Inicial (A) publicados inicialmente por EMSA para el periodo 1M2022 a 5M2023 presentan diferencias respecto de los CU_119 EMSA Ajuste (B) y coinciden con la verificación realizada por la SSPD mediante CU_119 SSPD (C). Se presentan casos donde la empresa publicó inicialmente un valor superior al que debería y en otras ocasiones un valor por debajo del que debía; en términos netos, la empresa dejó de trasladar un CU_119 de -5,39 \$/kWh.

➤ **Comparación CU_012 calculado con la metodología de la Res. CREG 012 de 2020 (NT1 Prop OR)**

Una vez se tuvo claridad con los CU_119, se procedió a calcular la opción tarifaria bajo la metodología de la Resolución CREG 012 de 2020 y comparar dichos valores con lo publicado

inicialmente por EMSA y lo recalculado, obteniendo las diferencias que se muestran en la columna D: Tabla 51 y Figura 46.

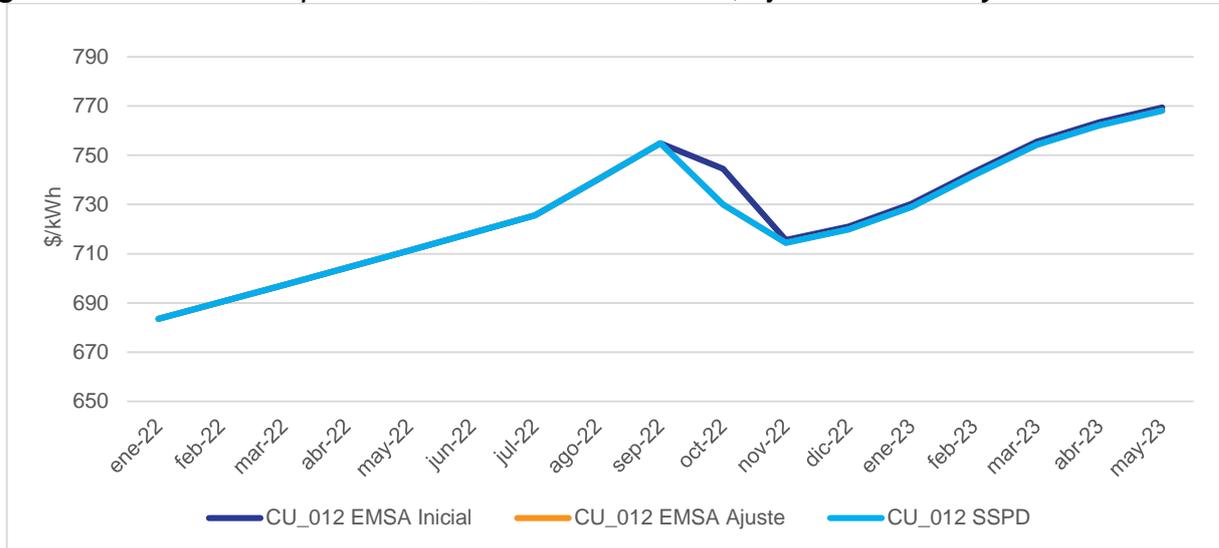
Tabla 51. Resultado comparativo CU_012 inicial EMSA, ajustado EMSA y verificación SSPD

	A	B	C	D
	CU_012 EMSA Inicial	CU_012 EMSA Ajuste	CU_012 SSPD	Diferencia
ene-22	683,56	683,56	683,56	0,00
feb-22	690,40	690,40	690,40	0,00
mar-22	697,30	697,30	697,30	0,00
abr-22	704,28	704,28	704,28	0,00
may-22	711,32	711,32	711,32	0,00
jun-22	718,43	718,43	718,43	0,00
jul-22	725,62	725,62	725,62	0,00
ago-22	740,13	740,13	740,13	0,00
sep-22	754,93	754,93	754,93	0,00
oct-22	744,48	730,04	730,04	14,44
nov-22	715,60	714,38	714,38	1,22
dic-22	721,10	719,88	719,88	1,22
ene-23	730,20	728,96	728,96	1,24
feb-23	743,18	741,91	741,91	1,27
mar-23	755,52	754,23	754,23	1,29
abr-23	763,46	762,16	762,16	1,30
may-23	769,43	768,11	768,11	1,32

23,31

Fuente: Elaboración propia DTGE.

Figura 46. Gráfica comparativa CU_012 inicial EMSA, ajustado EMSA y verificación SSPD



Fuente: Elaboración propia DTGE.

De la Tabla 51, se observa que a pesar de las diferencias indicadas en la Tabla 50 en el CU_119, estas no afectaron hasta septiembre de 2022 los CU_012. De ahí en adelante, si se presenta una diferencia de 14,44 \$/kWh por encima para el mes de octubre y que luego se reduce a un promedio de 1,27 \$/kWh. Podría decirse que, gracias a la opción tarifaria, si bien la empresa cometió errores al tomar la información para el cálculo del CU_119, que corresponde al precio máximo trasladable al usuario, estos no se vieron afectados por cuanto la opción tarifaria “protege” al usuario al permitir en gran parte de la senda que se cobre un precio inferior acumulando las diferencias en saldos acumulados.

Debe tenerse presente que el CU aplicado al usuario y sobre el cual se determinan las tarifas por estrato corresponde al de Opción Tarifaria y no al de la metodología de la Res. CREG 119 de 2007. Sin embargo, la diferencia en los CU_119 junto con los CU_012 (aplicado) si afectan los Saldos Acumulados (SA) de la opción tarifaria. Nótese que la suma de las diferencias del CU_012 publicado inicialmente contra el CU_012 calculado por la SSPD corresponde a un valor de 23,31 \$/kWh para el periodo 1M2022 a 5M2023.

Así mismo, se realizaron los comparativos de los Saldos Acumulados (SA) de la opción tarifaria inicial de EMSA y la recalculada, donde claramente se evidencia que los SA calculados inicialmente se encontraban por debajo de los que realmente correspondían. Ver Tabla 52

Tabla 52. Resultado comparativo Saldos Acumulados CU_012 inicial EMSA, ajustado EMSA y verificación SSPD

	A	B	C	D	E
	SA EMSA Inicial COP	SA EMSA Ajuste COP	SA SSPD COP	Dif EMSA Inicial vs Ajuste EMSA COP	Diferencia EMSA Inicial vs SSPD COP
ene-22	6.081.181.781	6.174.599.323	6.174.604.013	-93.417.542	-93.422.232
feb-22	4.170.505.707	3.959.599.850	3.959.609.327	210.905.857	210.896.380
mar-22	3.328.368.546	2.509.798.148	2.509.809.698	818.570.398	818.558.848
abr-22	2.210.980.180	1.543.142.544	1.543.155.495	667.837.636	667.824.685
may-22	2.998.679.633	2.976.213.424	2.976.231.049	22.466.209	22.448.584
jun-22	5.590.334.254	5.716.762.105	5.716.839.254	-126.427.851	-126.505.000
jul-22	10.344.412.990	10.957.325.767	10.957.460.166	-612.912.777	-613.047.176
ago-22	16.341.120.593	17.387.372.447	17.387.510.393	-1.046.251.854	-1.046.389.800
sep-22	20.880.860.388	22.166.351.799	22.166.496.296	-1.285.491.411	-1.285.635.908
oct-22	25.620.531.302	27.155.903.246	27.156.163.147	-1.535.371.944	-1.535.631.845
nov-22	30.352.122.845	32.137.291.563	32.137.884.542	-1.785.168.718	-1.785.761.697
dic-22	35.681.684.217	37.547.356.928	37.548.407.614	-1.865.672.711	-1.866.723.397
ene-23	40.894.171.990	42.607.809.808	42.609.001.299	-1.713.637.818	-1.714.829.309
feb-23	45.895.136.204	47.686.608.219	47.687.949.423	-1.791.472.015	-1.792.813.219
mar-23	53.060.395.303	54.943.783.841	54.945.286.048	-1.883.388.538	-1.884.890.745
abr-23	57.163.326.261	59.131.195.915	59.132.850.419	-1.967.869.654	-1.969.524.158
may-23	59.761.515.758	61.824.642.415	61.826.473.655	-2.063.126.657	-2.064.957.897

Fuente: Elaboración propia DTGE.

Bajo los cálculos iniciales de EMSA, para el NT1 con propiedad de activos del OR el mercado adeudaba por concepto de saldos acumulados un valor de \$ 59.761.515.758 COP, pero con todos los ajustes realizados y que fueron verificados por la SSPD, el saldo acumulado debería corresponder a \$61.824.642.415 COP, estando \$ 2.063.126.657 por encima del saldo inicial. Lo anterior indica que la empresa a mayo de 2023 había recuperado \$ 2.063.126.657 de Saldos Acumulados en un tiempo menor.

➤ **Comparación de Tarifas calculadas con la metodología de la Res. CREG 003 de 2021 (NT1 Prop OR)**

La DTGE procedió a comparar las tarifas publicadas inicialmente por EMCALI versus las calculadas por EMSA y que coinciden con las de la SSPD encontrando las siguientes diferencias:

Tabla 53

Tabla 53. Resultado comparativo Tarifas por estrato inicial EMSA y ajustado EMSA

	TARIFAS EMSA Inicial (\$/kWh)						TARIFAS EMSA Ajuste (\$/kWh)						Diferencias TARIFAS (\$/kWh)				
	E1	E2	E3	E4	E5		E1	E2	E3	E4	E5		E1	E2	E3	E4	E5
ene-22	273,43	341,78	581,03	683,56	820,28	ene-22	273,43	341,78	581,03	683,56	820,28	ene-22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
feb-22	276,16	345,20	586,84	690,40	828,48	feb-22	276,16	345,20	586,84	690,40	828,48	feb-22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
mar-22	278,92	348,65	592,71	697,30	836,76	mar-22	278,92	348,65	592,71	697,30	836,76	mar-22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
abr-22	281,71	352,14	598,63	704,28	845,13	abr-22	281,71	352,14	598,63	704,28	845,13	abr-22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
may-22	284,53	355,66	604,62	711,32	853,58	may-22	284,53	355,66	604,62	711,32	853,58	may-22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
jun-22	287,37	359,22	610,67	718,43	862,12	jun-22	287,37	359,22	610,67	718,43	862,12	jun-22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
jul-22	290,25	362,81	616,77	725,62	870,74	jul-22	290,25	362,81	616,77	725,62	870,74	jul-22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ago-22	296,05	370,06	629,11	740,13	888,15	ago-22	296,05	370,06	629,11	740,13	888,15	ago-22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
sep-22	301,97	377,47	641,69	754,93	905,92	sep-22	301,97	377,47	641,69	754,93	905,92	sep-22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
oct-22	297,79	372,24	632,80	744,48	893,37	oct-22	292,02	365,02	620,54	730,04	876,05	oct-22	5,77	7,22	12,26	14,44	17,32
nov-22	286,24	357,81	608,26	715,60	858,72	nov-22	285,75	357,19	607,22	714,38	857,26	nov-22	0,49	0,62	1,04	1,22	1,46
dic-22	288,44	360,55	612,93	721,10	865,32	dic-22	287,95	359,94	611,89	719,88	863,85	dic-22	0,49	0,61	1,04	1,22	1,47
ene-23	292,08	365,10	620,67	730,20	876,24	ene-23	291,58	364,48	619,61	728,96	874,75	ene-23	0,50	0,62	1,06	1,24	1,49
feb-23	297,27	371,59	631,70	743,18	891,82	feb-23	296,76	370,96	630,63	741,91	890,29	feb-23	0,51	0,63	1,07	1,27	1,53
mar-23	302,21	377,76	642,19	755,52	906,62	mar-23	301,69	377,12	641,10	754,23	905,08	mar-23	0,52	0,64	1,09	1,29	1,54
abr-23	305,39	381,73	648,94	763,46	916,15	abr-23	304,86	381,08	647,83	762,16	914,59	abr-23	0,53	0,65	1,11	1,30	1,56
may-23	307,78	384,72	654,02	769,43	923,32	may-23	307,25	384,06	652,90	768,11	921,74	may-23	0,53	0,66	1,12	1,32	1,58

Fuente: Elaboración propia DTGE

Tabla 54. Resultado comparativo Tarifas por estrato inicial EMSA y SSPD

	TARIFAS EMSA Inicial (\$/kWh)						TARIFAS SSPD						Diferencias TARIFAS (\$/kWh)				
	E1	E2	E3	E4	E5		E1	E2	E3	E4	E5		E1	E2	E3	E4	E5
ene-22	273,43	341,78	581,03	683,56	820,28	ene-22	273,42	341,78	581,03	683,56	820,28	ene-22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
feb-22	276,16	345,20	586,84	690,40	828,48	feb-22	276,17	345,20	586,84	690,40	828,48	feb-22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
mar-22	278,92	348,65	592,71	697,30	836,76	mar-22	278,92	348,65	592,71	697,30	836,76	mar-22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
abr-22	281,71	352,14	598,63	704,28	845,13	abr-22	281,71	352,14	598,64	704,28	845,13	abr-22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
may-22	284,53	355,66	604,62	711,32	853,58	may-22	284,53	355,66	604,62	711,32	853,58	may-22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
jun-22	287,37	359,22	610,67	718,43	862,12	jun-22	287,37	359,22	610,67	718,43	862,12	jun-22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
jul-22	290,25	362,81	616,77	725,62	870,74	jul-22	290,25	362,81	616,77	725,62	870,74	jul-22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ago-22	296,05	370,06	629,11	740,13	888,15	ago-22	296,05	370,06	629,11	740,13	888,15	ago-22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
sep-22	301,97	377,47	641,69	754,93	905,92	sep-22	301,97	377,47	641,69	754,93	905,92	sep-22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
oct-22	297,79	372,24	632,80	744,48	893,37	oct-22	292,02	365,02	620,54	730,04	876,05	oct-22	5,77	7,22	12,26	14,44	17,32
nov-22	286,24	357,81	608,26	715,60	858,72	nov-22	285,75	357,19	607,22	714,38	857,26	nov-22	0,49	0,62	1,04	1,22	1,46
dic-22	288,44	360,55	612,93	721,10	865,32	dic-22	287,95	359,94	611,89	719,88	863,85	dic-22	0,49	0,61	1,04	1,22	1,47
ene-23	292,08	365,10	620,67	730,20	876,24	ene-23	291,58	364,48	619,61	728,96	874,75	ene-23	0,50	0,62	1,06	1,24	1,49
feb-23	297,27	371,59	631,70	743,18	891,82	feb-23	296,76	370,96	630,63	741,91	890,29	feb-23	0,51	0,63	1,07	1,27	1,53

TARIFAS EMSA Inicial (\$/kWh)						TARIFAS SSPD						Diferencias TARIFAS (\$/kWh)					
	E1	E2	E3	E4	E5		E1	E2	E3	E4	E5		E1	E2	E3	E4	E5
mar-23	302,21	377,76	642,19	755,52	906,62	mar-23	301,69	377,12	641,10	754,23	905,08	mar-23	0,52	0,64	1,09	1,29	1,54
abr-23	305,39	381,73	648,94	763,46	916,15	abr-23	304,86	381,08	647,83	762,16	914,59	abr-23	0,53	0,65	1,11	1,30	1,56
may-23	307,78	384,72	654,02	769,43	923,32	may-23	307,25	384,06	652,90	768,11	921,74	may-23	0,53	0,66	1,12	1,32	1,58

Fuente: Elaboración propia DTGE

De las Tabla 53 y Tabla 54, se pueden observar las mismas diferencias al comparar las tarifas ajustadas por la empresa (TARIFAS EMSA Ajuste) versus las inicialmente publicadas (TARIFAS EMSA Inicial) y las tarifas verificadas por la SSPD (TARIFAS SSPD) versus la inicialmente publicadas (TARIFAS EMSA Inicial). Una vez aclarado y demostrado que el recalcule o ajuste de tarifas de EMSA coincide con lo verificado por la SSPD, se procede a calcular las diferencias de los porcentajes de subsidio otorgados por EMSA a los usuarios inicialmente y los que debía haber aplicado gracias a recalcule: Tabla 55

Tabla 55. Resultado comparativo % subsidio Tarifas por estrato inicial EMSA y ajuste EMSA y SSPD

	% Subsidios EMSA Inicial					% Subsidios EMSA Ajuste					
	E1	E2	E3	E4	E5	E1	E2	E3	E4	E5	
ene-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%	ene-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%
feb-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%	feb-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%
mar-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%	mar-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%
abr-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%	abr-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%
may-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%	may-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%
jun-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%	jun-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%
jul-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%	jul-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%
ago-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%	ago-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%
sep-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%	sep-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%
oct-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%	oct-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%
nov-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%	nov-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%
dic-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%	dic-22	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%
ene-23	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%	ene-23	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%
feb-23	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%	feb-23	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%
mar-23	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%	mar-23	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%
abr-23	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%	abr-23	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%
may-23	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%	may-23	60,00%	50,00%	15,00%	0,00%	-20,00%

Fuente: Elaboración propia DTGE

Con las comparaciones realizadas, se evidencia que, si bien se presentaron diferencias en las tarifas por estrato, los porcentajes de subsidio otorgados corresponden a los máximos permitidos por la Ley. Así mismo, la contribución aplicada para los estratos 5 y 6 corresponde al 20%.

Con base en todo el ejercicio de revisión y verificación realizado por la SSPD, y como parte del compromiso número 13 contenido en el acta de la visita a la empresa, donde «La DTGE informará a EMSA cómo se aplicarán los ajustes al mercado una vez haya realizado la revisión completa de los recálculos» la DTGE a través del radicado SSPD 20232202099141 dio las siguientes indicaciones:

- A partir del mes de junio de 2023, EMSA continuará la senda de CU_119, CU_012 y tarifas ajustadas con corte a mayo de 2023 y que corresponde a lo siguiente: Tabla 56

Tabla 56. Senda de CU_119; CU_012 y tarifas EMSA mayo-23

	may-23	CU_119	CU_012	Tarifa E1	Tarifa E2	Tarifa E3	Tarifa E4	Tarifa E5
may-23	Nivel 1(a)	803,88	768,11	307,25	384,06	652,90	768,11	921,74
	Nivel 1(b)	790,22	726,77	290,71				
	Nivel 1(c)	776,56	723,26	289,30	361,63	614,77	723,26	867,91
	Nivel 2	682,28	640,93					
	Nivel 3	531,84	550,13					
	Nivel 4	514,39	461,01					
	sub-normal	710,82	677,90					

Fuente: Elaboración propia DTGE

Respecto a los Saldos Acumulados de la Opción Tarifaria, como se había indicado en el presente escrito una vez realizados los re cálculos y las comparaciones, con corte a mayo de 2023 la empresa debería presentar un saldo acumulado de 61.824.642.415 COP pero en la realidad corresponde a 59.761.515.758 COP dando a entender que la empresa recuperó anticipadamente 2.063.126.657 COP, por lo que para el cálculo de la opción tarifaria del mes de junio de 2023, los saldos acumulados del mes m-1 (mayo 2023) serán los siguientes y que corresponden a los reportados por la empresa en el Formato T6 del SUI y a la senda que venían aplicando desde el año 2022 sin ajustes. Tabla 57

Tabla 57. Saldos Acumulados Opción Tarifaria EMSA mayo-23

may-23	Saldos Acumulados (COP)
1-0	21.904.563.987
1-100	59.761.515.758
1-50	50.001
2	3.317.842.405
3	1.741.175.611
4	98.017.699

Fuente: Elaboración propia DTGE

- La empresa deberá solicitar reversión del Formato T9 desde enero de 2022 a la fecha con el objeto de actualizar e incluir la información que efectivamente fue aplicada para el cálculo de tarifas. Si bien durante la semana posterior a la visita de la DTGE, la empresa remitió un archivo Excel con la estructura del SUI la información de los formatos T6, T7 y T9 que, una vez revisados, se tienen las siguientes observaciones:

- El campo 19. W se encuentra mal diligenciado por cuanto debe corresponder al valor del porcentaje, pero sin símbolo de porcentaje (%).
- Para los meses más recientes, la empresa viene registrando un valor del Sub1 igual a cero, pero en los cálculos detallados este valor es mayor a cero.

- La empresa deberá solicitar la habilitación del Formato T4 del mes de abril de 2023 con el objeto de cargar la re-publicación de tarifas realizada en el mes de mayo de 2023 debido a un error en los valores publicados en prensa.

- En lo que corresponde al compromiso 11 del acta de visita los días 29 a 31 de mayo de 2023, la DTGE aclara que, en los recálculos remitidos por la empresa, las garantías fueron ajustadas a lo efectivamente declarado al SUI, por lo que ya no es necesario realizar la reversión.

➤ **Usuarios No regulados**

En el análisis de esta sección, es relevante resaltar que la Ley 143 de 1994 estableció la definición de usuario no regulado como aquella persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada. Sin embargo, la Resolución CREG 131 de 1998 actualizó estos límites, estableciendo que, para ser considerado usuario no regulado, una

persona natural o jurídica debe tener una demanda máxima superior a 0,1 MW o un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh por instalación legalizada. Además, se requiere que el usuario no utilice las redes públicas de transporte de energía eléctrica y que la energía se utilice en un mismo predio o en predios contiguos.

Para los usuarios no regulados, las compras de energía se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor, a través de contratos bilaterales. En este caso, el precio no se determina mediante una metodología regulatoria. Según la información comercial reportada por EMSA S.A. en el Sistema Único de Información (SUI) para el año 2022, la empresa prestó servicios a usuarios no regulados.

La SSPD realizó el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio con la información reportada por la empresa en el Formato TC2 de la Resolución SSPD 12515 de 2021, usando los campos y filtros de la Tabla 58:

Tabla 58. Campos utilizados de la Resolución SSPD 12515

Campos Utilizados
Campo 1: NIU
Campo 5: Tipo de factura
Campo 12: Tipo de Tarifa
Campo 14: Consumo Usuario (kWh)
Campo 17: Valor Facturación por Consumo Usuario (\$)

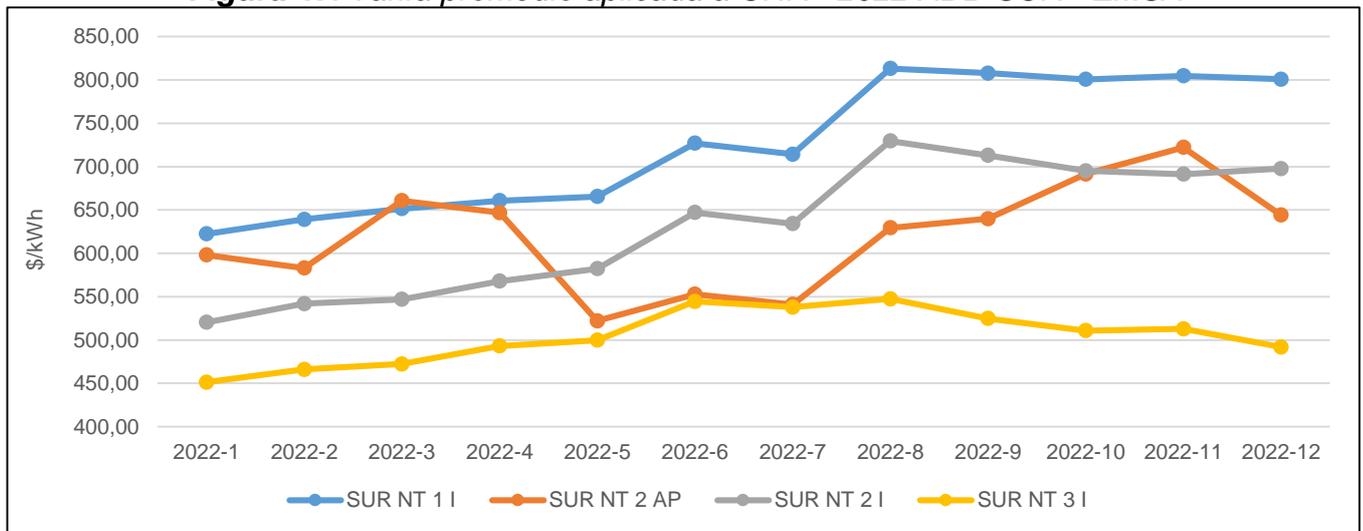
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI.

La información proporcionada en esta sección se complementó con datos adicionales que se obtienen al vincular el Número de Identificación del Usuario (NIU) del Formato TC2 con el Formato TC1. Estos datos incluyen información específica sobre la empresa, el mercado, el sector, el tipo de usuario y el nivel de tensión para el mismo período, teniendo en cuenta el nivel de tensión y el sector (condición especial).

Sin embargo, es importante destacar que para este análisis se excluyeron los usuarios residenciales clasificados con tarifas no reguladas debido a la calidad de la información reportada. Esto se debe a que se han identificado inconsistencias en el análisis debido a la falta de precisión en los datos proporcionados para estos usuarios residenciales.

A continuación, se muestran la Figura 47 y Figura 48 que representan los resultados del Costo de Prestación del Servicio promedio para el usuario no regulado (UNR) en cada Área de Distribución (ADD). Estas gráficas proporcionan una visualización clara de los costos promedio aplicados a este tipo de usuarios en cada ADD específico.

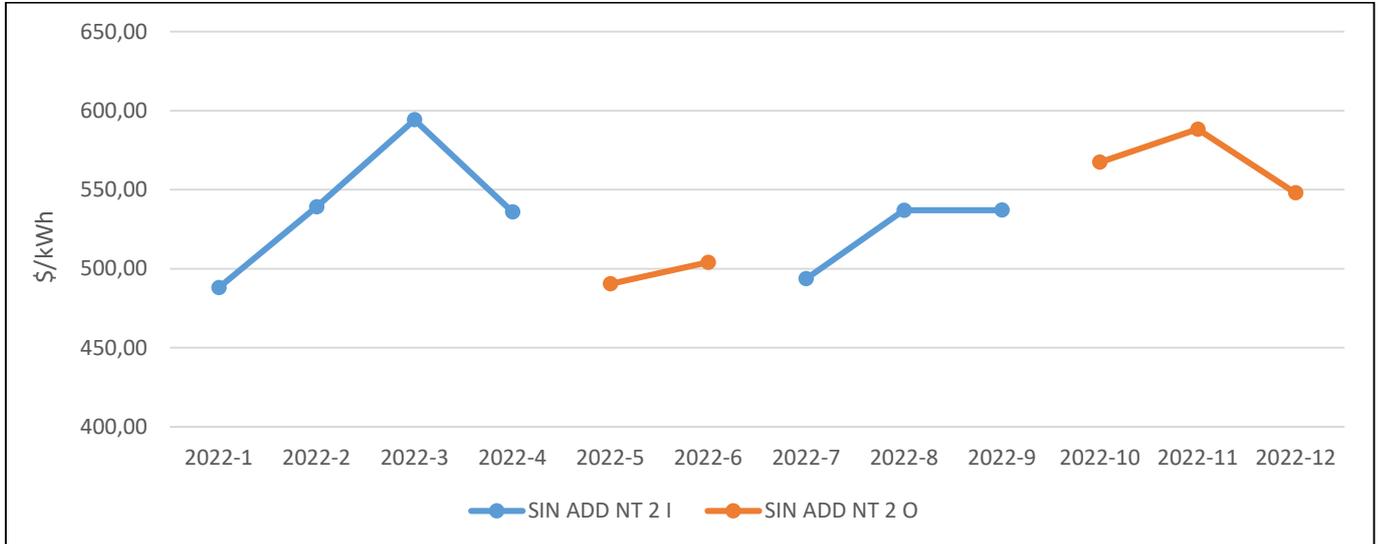
Figura 47. Tarifa promedio aplicada a UNR - 2022 ADD SUR - EMSA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De acuerdo con la información reportada en SUI, para el año 2022 EMSA S.A. tenía usuarios no regulados industriales en los niveles de tensión 1, 2 y 3 y cuentas de alumbrado público en el nivel de tensión 2, dentro del ADD Sur, de esta forma, en la Figura 46 se puede observar un incremento significativo en el promedio de las tarifas para el mes de agosto de 2022 en los tres niveles de tensión.

Figura 48. Tarifa promedio aplicada a UNR - 2022 SIN ADD - EMSA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Por último, en la Figura 48 se muestran los promedios de las tarifas aplicadas en los mercados que no tienen un Área de Distribución (ADD) asignada. En este caso, se reportaron datos para usuarios industriales y oficiales en el nivel de tensión 2. Sin embargo, se observa que para los meses de mayo, junio, octubre, noviembre y diciembre no se reportó en el SUI la información sobre los usuarios industriales. Del mismo modo, no se reportó información para los usuarios oficiales en los meses de enero a abril y de julio a septiembre.

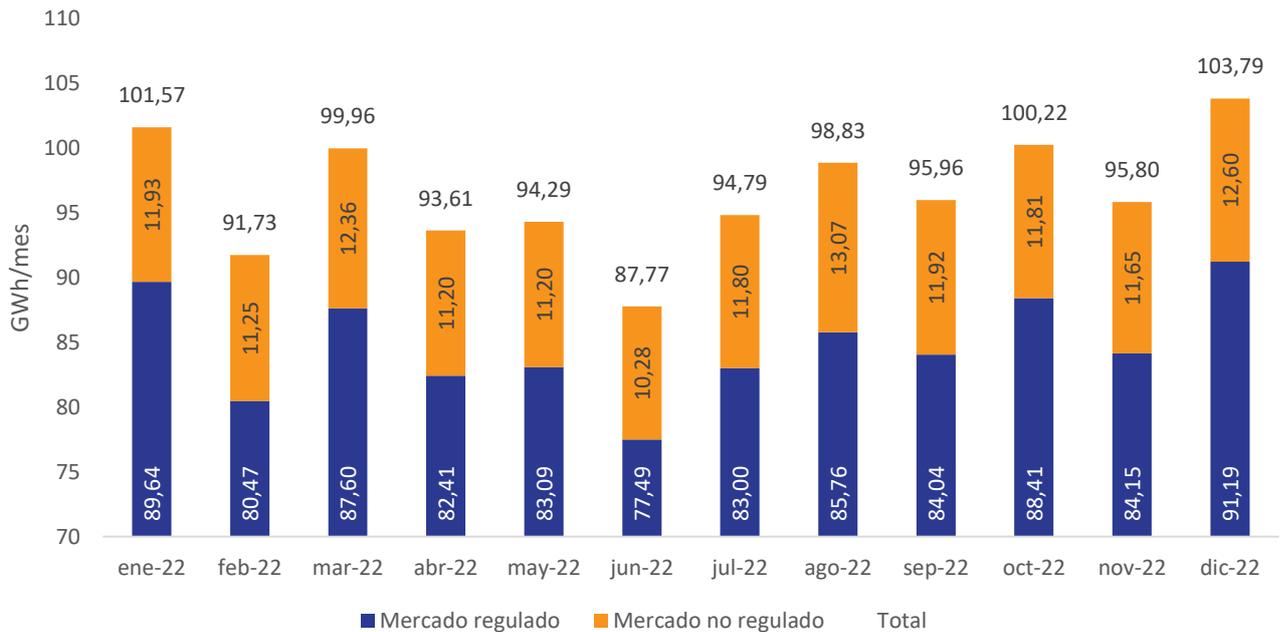
Ante esta situación, es necesario que EMSA S.A. realice las respectivas aclaraciones sobre la falta de reporte de información en los meses mencionados

4.10. Mercado de Energía Mayorista (MEM)

ELECTRIFICADORA DEL META - EMSA comercializador, participa como comprador mercado de contratos para atender usuarios regulados y no regulados. En lo que tiene que ver con el MEM, EMSA adquiere contratos a generadores, así como participa en el mercado spot.

En cuanto a la atención de la demanda, EMSA conto con una demanda promedio en 2022 de 96,53 GWh/mes de la cual en promedio 84,77 GWh/mes correspondió a la demanda regulada y las restantes 11,75 GWh/mes promedio correspondieron a demanda no regulada como se muestra en la **Figura 49**.

Figura 49. Demanda atendida por el agente comercializador ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.

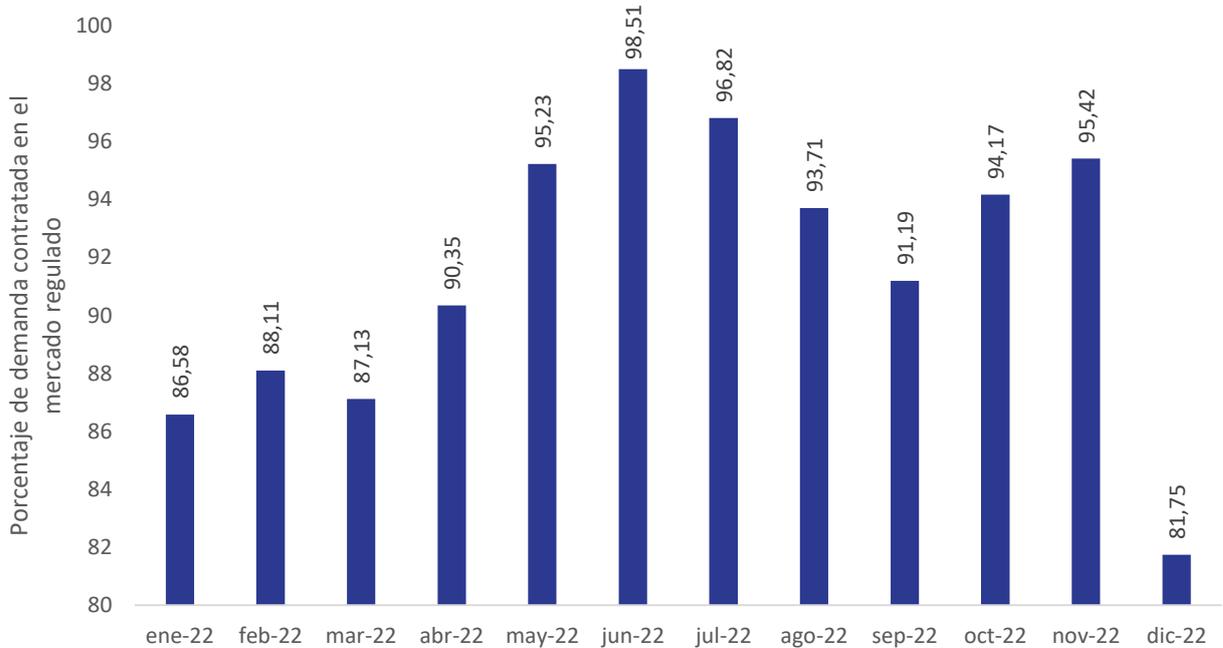


Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

➤ **Contratación del comercializador**

El comercializador durante lo corrido del año 2022 conto con un nivel de contracción para el mercado regulado promedio del 91,58%, que corresponde a un nivel de exposición en energía en bolsa de 9,42%, durante el año analizado el cubrimiento de la demanda por medio de contratos fue de mínimo el 81,74% para el mes de diciembre y un valor máximo de 98,5% en el mes de junio del mismo año como se observa en la Figura 50 a continuación.

Figura 50. Porcentaje de demanda contratada en el mercado regulado ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.



Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

A continuación, se presenta la Información del cumplimiento de los reportes por parte de ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P. al Sistema Único de Información – SUI.

4.11. Inscripción y actualización RUPS

El prestador EMSA realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS bajo imprimible No. 20236600424743 del 08 de junio del 2023 donde realizó el registro de los siguientes datos:

- Fecha de constitución: 18 de diciembre de 1981.
- Fecha de inicio de operaciones: 18 de diciembre de 1981.
- NIT: 892002210 – 6
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica
- Actividades Desarrolladas:

Tabla 59. Registro actividades RUPS

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha Final
Energía	Comercialización	11/02/1982	-
Energía	Generación	11/06/2003	-
Energía	Distribución	11/02/1982	-

Fuente: Registro Único de Prestadores (RUPS)

Conforme a lo establecido en la Resolución SSPD No. 20181000120515 del 25 de septiembre de 2018, el prestador ha venido certificando año a año las correspondientes actualizaciones del Registro Único de Prestadores (RUPS). Tabla 59

➤ **Cargue y Calidad de Información**

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 11 reportes en estado certificado para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador se evidencia en la Tabla 60.

Tabla 60. Porcentaje de cargue

ID Empresa	Empresa	Año	Certificado	Certificado No Aplica	Pendiente	Porcentaje Cargue
600	ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	2022	440	30	11	97%

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 28/05/2023.

Tomando como base, el porcentaje de cargue de la .

, el prestador, para la vigencia 2022, tiene 11 formatos pendientes, los cuales corresponden a: 7 Formatos Comerciales (TC5. Información ejecutada de proyectos de inversión – Anual, TT10. Plan de Gestión de Riesgo – Anual, T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR – Mensual, Formato 2 - 1737 RUITOQUE S.A. E.S.P. – Mensual, Formato 3 - 1737 RUITOQUE S.A. E.S.P. - Mensual) y 4 Formatos Técnicos (Formulario 10 – Mensual, PI1. Inventario Planes – Anual, PI4. Proyectos Seguimiento – Anual y TT12. Ejecución Real Mensual TRMS). Cabe destacar que para las vigencias anteriores al 2022, el prestador cuenta con 295 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. 20232201786561 del 17 de mayo de 2023.

En la reunión efectuada con el prestador, del tópico de calidad de información, quedó como compromiso, solicitar al equipo SUI la inhabilitación de los formatos que para la vigencia analizada se encuentran duplicados o no le aplica al prestador, así mismo la habilitación de los formatos con los respectivos soportes para realizar dicha solicitud.

Para los demás formatos, el prestador manifestó que, se pondría al día con el cargue de la información en el SUI antes del 13 de junio de 2023; verificando el estado de cargue se evidencia que el prestador ha cumplido con los compromisos y se encuentra en la corrección de los formatos pendientes, aunque existen aún varios formatos pendientes.

Ahora bien, de acuerdo con la gestión por parte de EMSA para subsanar los formatos pendientes, solicitó al prestador Ruitoque S.A. ESP la inactivación de los formatos 2 - 1737 RUITOQUE S.A. E.S.P. y formato 3 - 1737 RUITOQUE S.A. E.S.P para la vigencia 2022, debido a que la empresa es quien debe reportar la información de caracterización de usuario por comercializador en el Formato 1.

Ante esto, Ruitoque S.A. ESP bajo el radicado SSPD No. 20235292168212 manifestó que, la empresa para la vigencia 2022 se encontraba reportando la información de caracterización de usuarios según Resolución SSPD No. 20192200020155 de 2019, por tal motivo solicitó a la SSPD el retiro de los formatos pendientes por el prestador EMSA para la vigencia 2022.

Evaluando la oportunidad de cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, del año 2022 se pudo constatar que EMSA presentó el 38.25 % de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes (**Tabla 61**).

Tabla 61. Oportunidad en el cargue

Variable	Fuera de Término	Con Oportunidad
Cantidad N°	297	184
Porcentaje %	61.75 %	38.25 %

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 28/05/2023.

En cuanto a reversiones, durante 2022 la empresa EMSA solicitó las relacionadas en la Tabla 62.

Tabla 62. Formatos Reversados

Año de la Solicitud de Reversión	Nombre Formato o formulario Reversado	Año	Periodo	Fecha de Ejecución
2022	CS3. Incentivo de Calidad Media	2019	1	09/05/22
2022	CS3. Incentivo de Calidad Media	2020	1	09/05/22
2022	T6. Opción Tarifaria 168/2008	2020	12	02/06/22
2022	T6. Opción Tarifaria 168/2008	2021	1	02/06/22
2022	T6. Opción Tarifaria 168/2008	2021	2	02/06/22
2022	T6. Opción Tarifaria 168/2008	2021	3	02/06/22
2022	T6. Opción Tarifaria 168/2008	2021	4	02/06/22
2022	T6. Opción Tarifaria 168/2008	2021	5	02/06/22
2022	T6. Opción Tarifaria	2021	6	02/06/22
2022	T6. Opción Tarifaria	2021	7	02/06/22
2022	T6. Opción Tarifaria	2021	8	02/06/22
2022	T6. Opción Tarifaria	2021	9	02/06/22
2022	T6. Opción Tarifaria	2021	10	02/06/22
2022	TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	2021	10	07/06/22
2022	TC1. Inventario de Usuarios	2021	10	07/06/22
2022	T6. Opción Tarifaria	2021	11	02/06/22
2022	TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	2021	11	07/06/22
2022	TC1. Inventario de Usuarios	2021	11	07/06/22
2022	T6. Opción Tarifaria	2021	12	02/06/22
2022	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2021	12	08/04/22
2022	TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	2021	12	07/06/22
2022	TC1. Inventario de Usuarios	2021	12	07/06/22
2022	FORMATO 27 DESCUENTOS Y EXENCIONES CONTRIBUTIONES	2021	4	22/03/22
2022	TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	2022	1	07/06/22
2022	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2022	1	08/04/22
2022	TC1. Inventario de Usuarios	2022	1	07/06/22
2022	TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	2022	2	07/06/22
2022	TC1. Inventario de Usuarios	2022	2	07/06/22
2022	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2022	3	14/09/22
2022	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2022	4	14/09/22
2022	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2022	5	14/09/22

Año de la Solicitud de Reversión	Nombre Formato o formulario Reversado	Año	Periodo	Fecha de Ejecución
2022	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2022	6	14/09/22
2022	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2022	7	14/09/22

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 28/05/2022.

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

(...))»

Verificado la oportunidad de cargue del prestador y teniendo en cuenta lo dispuesto en la Resolución No. SSPD - 20172000188755 de 2017:

«(...)

Fecha límite para reporte: La información será reportada trimestralmente a más tardar el último día del mes siguiente al trimestre a reportar. Lo anterior para cada uno de los formatos y formularios establecidos.

(...))»

De acuerdo a lo antes mencionado, el prestador incumple, esto debido al porcentaje de oportunidad de cargue de la información reportada en el SUI de los formatos habilitados al prestador (61.75% fuera de términos) 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 (33 reversiones) de las cuales 30 Reversiones son del Tópico Comercial y de Gestión y las otras 3 reversiones hacen referencia a los formatos Técnico operativo de la resolución antes mencionada.

4.12. Plan de Gestión del Riesgo de desastres

Respecto a la temática correspondiente al Plan de Gestión de Riesgo de Desastres que deben formular y adoptar los prestadores del servicio público de energía, consecuente con lo exigido por el Decreto 2157 de 2017, el prestador EMSA remitió y presentó los documentos correspondientes a los Planes de Emergencia y Contingencia - PEC, de las sedes administrativas e infraestructura operativa, en las siguientes áreas geográficas de prestación del servicio:

1. Oficinas administrativas y de atención al cliente de las siguientes sedes: Granada, Puerto Gaitán, San Martín, Acacias, Barzal, Restrepo, Puerto López y Villavicencio.
2. Infraestructura operativa asociada a las siguientes subestaciones eléctricas: Altillanura, Acacias, Ocoa, Manacacias, Idema, Granada, Suria, San Martín, Puerto López, Reforma, Caños Negros, San Juan de Arama, Catama y Cumaral.

Así mismo, EMSA remitió copia de la Póliza de Seguro de Multiriesgos No. 12728, con vigencia del 5 de marzo 2023 al 5 de marzo 2024, a favor de la ELECTRIFICADORA DEL META S.A

EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS, y cobertura de bienes, referidos a edificios, obras civiles de subestaciones, equipo electrónico de subestaciones, equipo de subestaciones, equipos de computación y maquinaria y equipo, herramienta, accesorios y mercancía (elementos de almacén e inventarios).

No obstante, los documentos aportados corresponden a los Planes de Emergencias y Contingencias – PEC, por cada infraestructura administrativa u operativa a cargo del prestador, los cuales se asocian al numeral 3 Subsección 1 “*Formulación del Plan*” del Decreto 2157 de 2017, relacionado con el “*Proceso del manejo del desastre*”, que según dicha normativa corresponde al “Plan de Emergencias y Contingencia – PEC”.

Si bien los documentos de PEC del prestador a nivel de preparación para la respuesta a emergencias y componente de ejecución para la respuesta a emergencias, incorporan una metodología de análisis para la clasificación de vulnerabilidades, ocurrencia de amenazas e interpretación del nivel de riesgo, el prestador NO reportó evidencias del desarrollo y conformación de los procesos descritos en la “Subsección 1. Formulación del Plan” del Decreto 2157 de 2017, a saber:

1. “Proceso de Conocimiento del Riesgo” (Subsección 1).
2. “Proceso de Reducción del Riesgo” (Subsección 1. - 2.1. Intervención correctiva y 2.2. Intervención prospectiva).
3. “Plan de Inversiones” para la gestión del riesgo de desastres (Artículo 2.3.1.5.2.1.2.).
4. Adopción e Implementación Sectorial y Armonización Territorial (subsecciones 2 y 3 del Decreto 2157).
5. Seguimiento, verificación, socialización y comunicación del PGRD. Control, Revisión y Ajuste (Subsecciones 4 a 9 del Decreto 2157).

Respecto al reporte de información del PGRD, para la fecha de realización de visitas de inspección y vigilancia a dicho prestador y una vez consultado el Sistema Único de Información – SUI, EMSA no ha reportado el formato TT10 “Plan de Gestión de Riesgo”, para las vigencias 2020, 2021, 2022 y 2023, al SUI, conforme a lo establecido en el Anexo C de la Resolución

SSPD No. 20192200020155 del 25 de junio de 2019, modificada por la Resolución SSPD No. 20212200012515 del 26 de marzo de 2021

4.13. Reglas generales de comportamiento

Para la Evaluación integral respecto de las reglas generales de comportamiento se procedió inicialmente con la revisión y visualización de cada uno de los procedimientos que están relacionados con el cumplimiento de la Resolución CREG 080 de 2019. Al respecto la empresa pública en el siguiente enlace: <https://www.electrificadoradelmeta.com.co/newweb/>, los procedimientos con su respectivo enlace, de acuerdo a la Tabla 63.

Tabla 63. Procedimientos publicados EMSA S.A. ESP, Resolución CREG 080

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Declaración y procedimientos CREG 080 de 2019	https://www.electrificadoradelmeta.com.co/newweb/wp-content/uploads/DECLARACION-ADHESION-A-LAS-REGLAS-DE-COMPORTAMIENTO-RES.-CREG-080.pdf
Servicio al Cliente en General	https://www.electrificadoradelmeta.com.co/newweb/atencion-y-contacto/ https://www.electrificadoradelmeta.com.co/newweb/pqrs/#1474298765731-4bc6f7a9-7930
Consulta estado PQRs	https://www.electrificadoradelmeta.com.co/newweb/pqrs/#1474298765731-4bc6f7a9-7930
Tramites o solicitudes	https://www.electrificadoradelmeta.com.co/newweb/tramites/
Cientes No Regulados	https://www.electrificadoradelmeta.com.co/newweb/clientes-no-regulados/

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Condiciones Generales para Pertener al Mercado no Regulado	https://www.electrificadoradelmeta.com.co/newweb/clientes-no-regulados/#1470954760949-c56c3052-fb6f
Preguntas Frecuentes del Proceso de Mercadeo	https://www.electrificadoradelmeta.com.co/newweb/clientes-no-regulados/#1572387225009-be113a8d-d8d2
Marco Legal Resolución CREG 156/2011	https://www.electrificadoradelmeta.com.co/newweb/clientes-no-regulados/#1572389178345-3b8121e3-7ecf
Carta del Trato Digno	https://www.electrificadoradelmeta.com.co/newweb/wp-content/uploads/CARTA-DE-TRATO-DIGNO-EMSA.pdf
Cartilla del Usuario	https://www.electrificadoradelmeta.com.co/newweb/wp-content/uploads/CARTILLA-DEL-USUARIO-2023-AJUSTADA-Versi%C3%B3n-1-doc.-final.pdf
Contrato De Condiciones Uniformes	https://www.electrificadoradelmeta.com.co/newweb/contrato-de-condiciones-uniformes/

Fuente: Construcción DTGE, revisión página web EMSA S.A. ESP

De la revisión general de los procedimientos, se observó que la empresa tiene establecido y publicados los procedimientos que determinó eran necesarios para dar cumplimiento a la normativa citada, al realizar la revisión detallada de los citados procedimientos y documentos se encontró que en general dan cumplimiento a la premisa establecida por la Comisión en cuanto a que la información suministrada por los agentes mencionados en la presente 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.

De manera adicional la empresa informa que ha desarrollado un documento denominado “Cartilla del Usuario” el cual está publicado en su página web y en el que indican en un solo documento, todos los procesos relacionados con la gestión al usuario.

De acuerdo con lo anterior, se encontró que a nivel general los procedimientos y la información suministrada por la empresa EMSA S.A. ESP 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 64. Relación hallazgos para la empresa EMSA

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Cumplimiento RETIE	Mantenimiento de Subestaciones, redes de distribución y líneas de transmisión	Radicado SSPD 20235291676742 y SSPD 2023529007192	No cumple. No contar con contratista o personal propio para realizar mantenimientos a redes y líneas durante un periodo de más de 8 meses.
Cumplimiento RETIE	Demostración de conformidad RETIE de instalaciones eléctricas	Radicado SSPD 20235291676742 y SSPD 2023529007192	No cumple. No presenta los certificados de conformidad de la infraestructura eléctrica ampliada o remodelada en los términos especificados en el RETIE
Cumplimiento RETIE	Sistemas de puesta a tierra	Radicado SSPD 20235291676742 y SSPD 2023529007192	No cumple No es posible identificar las mediciones y mantenimiento de los

Critero	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
			SPT, así como tampoco han realizado medidas de tensiones de paso, contacto y transferidas de acuerdo a lo señalado en el RETIE.
Cumplimiento RETIE	Análisis del nivel de riesgo de origen eléctrico.	Radicado SSPD 20235291676742 y SSPD 2023529007192	No cumple. Deberá realizarse análisis para los proyectos a ejecutar por la compañía.
Procesos de conexión a la red	Firma de contrato de conexión	Grabación del 2023-05-30	No cumple EMSA supedita la remisión del contrato de conexión, a una visita a la subestación, esto no está estipulado en la resolución CREG 075 de 2021.
Plan de Inversión	Solicitud de ajuste al plan de inversión	Radicado SSPD 20225294612752	No cumple. La empresa no presentó solicitud de modificación al plan de inversión en los términos regulatorios definidos.
Calidad de servicio en el SDL	Indicadores de calidad del servicio	Radicado SSPD 20235291676742	No cumple. EMSA no remitió los soportes de los eventos excluidos para las vigencias 2019 a 2022.
Facturación de Energía Reactiva	Aplicación del factor multiplicador M de conformidad con la Resolución CREG 015 de 2018.	Archivos SUI, documentación remitida por la empresa.	No cumple.
Código de Medida	Artículo 9: Requisitos de exactitud de los elementos del sistema de medición	Dentro de la información remitida por la empresa se encuentra que las fronteras Frt00157, Frt10520, Frt23146, Frt23147, Frt02640,	No cumple.

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
		Fr06589, Frt02450, Frt08097, Frt07989 y Frt28228, no cumplen el Código de Medida con relación a la condición evaluada.	
Código de Medida	Hojas de vida del sistema de medición	Hojas de vida remitidas por la empresa a solicitud de la DTGE.	No cumple.
FOES	Calidad de información SUI	Hay diferencias en los valores FOES aplicados en los formatos de facturación y los formatos de subsidios	No cumple.
FOES	Calidad de información SUI	Hay un error en la información reportada en el formato S2. Giros Recibidos y Efectuados ya que la empresa cargó información en la cual ella misma se gira recursos FOES	No cumple.
FOES	Reporte de información relacionada a FOES	La empresa no ha cargado el formato S5. Formato Validaciones Trimestrales Subsidios con las conciliaciones del Ministerio de Minas y Energía	No cumple.
FSSRI	Calidad de información SUI	La empresa presenta diferencias en los formatos de facturación y los de subsidios, con relación a los campos de subsidios y contribuciones	No cumple.
FSSRI	Calidad de información SUI	De la base suministrada por el ESP (5.5.8. Usuarios Beneficiarios del descuento y/o Exención Tributaria) para la anualidad 2022 se evidencian 731 NIU Contabilizados, sin embargo, al cruzarlos con la información reportada para esta vigencia	No cumple.

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
		presenta las siguientes discrepancias.	
Errores en el cálculo de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) que afectaron la opción tarifaria	Cumplimiento del régimen tarifario aplicable en Colombia	Información reportada al SUI, tarifas publicadas, comunicaciones realizadas entre la DTGE y EMSA e información recopilada durante la visita.	No cumple. A través del radicado SSPD 20232202099141 la DTGE remitió el análisis completo de la revisión realizada y las acciones a tomar al respecto con base en la información suministrada por el prestador durante la visita, estando a la espera de la aplicación por parte de EMSA
Acuerdo especial anexo al Contrato de Condiciones Uniformes, en adelante acuerdo especial anexo al CCU	Artículo 12 de la Resolución CREG 135 de 2021	Información recopilada durante la visita en campo.	No cumple La empresa informa que a 30/09/2023 tendrá el documento incluido en el CCU.
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 EMSA no ha cargado la totalidad de los formatos pendientes.
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

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Cumplimiento del PGRD – Decreto 2157 de 2017	Formulación y adopción del Plan de Gestión de Riesgos de Desastres - PGRD	Radicado SSPD 20235291676742	No cumple. EMSA no remitió los soportes de los Planes de Gestión de Riesgo de Desastres para las vigencias 2020 a 2023.

Fuente: EMSA – elaboración DTGE.

6. Acciones correctivas definidas:

- EMSA deberá garantizar la ejecución de mantenimientos predictivos y preventivos, con el fin de minimizar los fallos en la infraestructura y, por ende, el número de mantenimientos correctivos, especialmente en consideración a que el personal para atender los requerimientos de fallos en el SDL, es el mismo para el STR. Por lo cual deberá garantizar que, en caso de no contar con el personal de planta suficiente para realizar dichos mantenimientos, planee y gestione eficientemente los recursos para la contratación de un externo que realice las actividades de mantenimiento en el SDL, STR, evitando la condición que se presenta desde octubre de 2022 hasta julio de 2023.
- EMSA deberá presentar los documentos que dé cuenta del cumplimiento con el RETIE para toda la infraestructura ampliada o remodelada con posterioridad a la entrada en vigencia del reglamento de instalaciones eléctricas, de conformidad con los parámetros establecidos en el artículo 34.4.2 del RETIE, que señala que para redes de distribución de uso general, la certificación plena aplica cuando la ampliación supere el 30% de la capacidad instalada o el 30% de la longitud del circuito intervenido y con la ampliación, ampliaciones o remodelaciones efectuadas en el mismo circuito durante un año las partes remodeladas o ampliadas superen 300 kVA y 5 km de red ; para líneas de transmisión cuando la ampliación aumente su tensión nominal de operación o su capacidad instalada; y, para subestaciones de uso general, cuando la ampliación supere el 30% del costo reconocido por la CREG para cada unidad constructiva, o el 30% de la capacidad instalada, y la ampliación o remodelación supere los 300 kVA.

- Se solicitó a EMSA reportar el formato TT5 para todos los periodos, incluso aquellos en los que no haya tenido accidentes de origen eléctrico, con el fin de evitar reportes pendientes.
- Se solicita a EMSA no condicionar la remisión del contrato de conexión para proyectos clase 1, dado que este requisito no se estipula en la Resolución CREG 075 de 2021.
- EMSA deberá remitir solicitud de ajuste al plan de inversión a la mayor brevedad posible, en la medida de lo posible en agosto de 2023. No haber presentado el ajuste al plan de inversión en los términos regulatorios definidos implica un incumplimiento de un deber definido en la CREG 015 de 2018. Es de destacar que las implicaciones de esto no necesariamente implicarán acciones de control, pero la empresa debe ser consciente de que, considerando los tiempos de respuesta de la CREG en torno a estas solicitudes, la remuneración percibida se verá afectada al cambiar las condiciones de cálculo por no contar con inversiones aprobadas para el próximo año, y puede que continúen siendo afectadas entre más tiempo tarden en remitir la solicitud.
- EMSA debe remitir un informe completo con el cálculo de los indicadores de calidad desde el año 2019 a 2022, en el que se incluyan los eventos excluidos que no cuenten con un soporte del mismo.
- La empresa debe realizar la revisión de la facturación a aquellos usuarios a los que les realiza cobro por concepto de transporte de energía reactiva con relación a la aplicación del factor M, se deben realizar las refacturaciones correspondientes en caso de evidenciarlo y realizar la respectiva reversión de la información ante el SUI a fin de reportar la información real en cuanto al tema particular.
- La empresa debe actualizar el reporte de los usuarios a los que se les factura por concepto de energía reactiva a razón de que a cada uno se le aplique el correcto factor multiplicador; como se evidenció, hay usuarios que se vieron perjudicados por una incorrecta facturación por parte de la empresa.
- La empresa debe hacer la actualización y validación de las hojas de vida de los sistemas de medición asociados a todas sus fronteras comerciales con reporte al ASIC.

- EMSA deberá atender las instrucciones de la DTGE dadas a través del radicado SSPD 20232202099141 en lo referente a los ajustes de los cálculos realizados en el Costo Unitario de Prestación del Servicio, Opción Tarifaria y Tarifas.
- EMSA deberá incorporar al CCU el Acuerdo especial anexo al Contrato de Condiciones Uniformes, en adelante acuerdo especial anexo al CCU.
- Revisión y cargue de información en el SUI para los formatos mencionados en la matriz de hallazgos.
- Validación de la información de consumos que tiene la empresa y la remitida por el MME.
- Cargue de información de los usuarios exentos de contribuciones en los formatos establecidos en el SUI.
- En lo que hace referencia al Plan de Gestión de Riesgo de Desastres – PGRD, el prestador EMSA no presentó evidencias de haber formulado y adoptado dicho plan, de acuerdo con los lineamientos establecidos por el Decreto 2157 de 2017, para las vigencias 2020 al 2023, por lo cual no demostró el cumplimiento de dicha normativa.
- EMSA no reportó el formato TT10 “Plan de Gestión de Riesgo”, para las vigencias 2020, 2021, 2022 y 2023, al SUI, conforme a lo establecido en el Anexo C de la Resolución SSPD No. 20192200020155 del 25 de junio de 2019, modificada por la Resolución SSPD No. 20212200012515 del 26 de marzo de 2021

7. Conclusiones:

- EMSA presenta desviaciones frente al cumplimiento del RETIE, respecto de los documentos que den cuenta del cumplimiento del RETIE para los proyectos que adelanta internamente, así como los mantenimientos a los sistemas de puesta a tierra y mediciones de campos electromagnéticos asociados a la infraestructura que opera. Igualmente, no cuenta con una matriz de riesgos de origen eléctrico para los proyectos internos que adelanta, exigiéndola únicamente para la presentación de proyectos externos por parte de terceros
- Se recalca la actividad de socialización y concientización adelantada por EMSA con los entes territoriales en el que se señalan las condiciones técnicas de las nuevas redes

eléctricas aéreas, se solicita el apoyo de los entes territoriales en la supervisión y seguimiento de las actividades de licenciamiento para las construcciones nuevas en coordinación con EMSA y se hace énfasis a las secretarías de planeación, curadurías urbanas y demás autoridades correspondientes respecto al deber de dar cumplimiento a las distancias de seguridad en redes de distribución y servidumbres para mitigar posible riesgo eléctrico, acorde a lo establecido en el RETIE

- En torno al plan de inversiones, la empresa ha mantenido niveles de ejecución sobresalientes a en el periodo 2019-2022 a excepción del año 2021 en el cual la ejecución global fue de 29,73%, pero la ejecución del plan aprobado fue de 4,43%. Lo anterior debido al retraso en la entrada de operación de proyectos clave del plan de inversión tales como la Subestación Violetas, Sikuni y la Línea Cumaral - Catama. En general, la empresa con los años ha presentado una tendencia decreciente de ejecución en el marco del plan, la cual compensa con crecientes inversiones por fuera del plan. El retraso en ejecuciones de nueva infraestructura se ha debido a factores tales el efecto de la pandemia en el desarrollo de actividades, la crisis de contenedores, la solicitud de licencias ambientales ante el ANLA a cargo de instituciones externas, cambios en la TRM y decisiones de junta directiva. Estos retrasos representan un riesgo latente en diferentes frentes de la operación del sistema de EMSA; sin embargo, la empresa es consciente de lo anterior y tiene un cronograma delineado para la entrada de operación de los proyectos pendientes. Adicionalmente, estos retrasos han implicado que la remuneración principalmente en el nivel de tensión 3 para los años 2022 y 2023 se vea reducida considerablemente.

Por último, un aspecto crítico para el futuro de esta remuneración es la falta de solicitud de ajuste del plan de inversión, el cual no fue solicitado por la empresa el pasado agosto de 2022 e implicará un cambio en la metodología de remuneración para 2024 al no tener la empresa, al momento, inversiones aprobadas para dicho año.

- Respecto al plan de gestión de pérdidas, se destaca la evolución del índice de pérdidas totales. Si bien para el año 2020 este tuvo un crecimiento importante debido al efecto de la pandemia y la dinámica misma del mercado de EMSA, la empresa ha planteado diferentes estrategias en el marco de su plan de gestión que han permitido mantener

una tendencia de decrecimiento y recuperar los niveles de 2019 e inclusive superarlos. Entre las estrategias destacadas se encuentra la identificación de sectores ilegales y esfuerzos por normalizar estos y sectores subnormales a través de, entre otras, la instalación de medición prepago, barridos de media tensión, y la consolidación de un centro de inteligencia en el que se evidenció incorporación tecnológica para el control de reporte de fronteras. Sin desconocer la efectividad de las estrategias implementadas, la empresa ha percibido una reducción del índice en parte a la incorporación de las ventas de nivel de tensión 4 en el cálculo de éste debido a que las ventas sobre este nivel de tensión son menores al 30%. Es de destacar que las inversiones asociadas a las estrategias ejecutadas han sido con recursos propios y la empresa no percibe remuneración de estas en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018.

Por otra parte, EMSA modificó los criterios para la asignación de las causales establecidas en el Anexo de la Circular CREG 063 de 2019, en especial a la causal 28 “Catástrofes naturales”, dado que no cuenta con los soportes donde se pueda verificar el nexo causal con dichos eventos.

- Una vez verificada las normas de comportamiento Resolución CREG 080 de 2019 artículo 9 y 25, se informó al prestador que están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que deben aportar, dando cumplimiento.
- De forma general la empresa tiene una gran falencia en el manejo de sus fronteras comerciales, no solo a su parte documental, sino que, existe la preocupación de que los procedimientos y lineamientos que están establecidos en el Código de Medida no se cumplan.
- A diciembre de 2022 la prestadora disminuye sus utilidades respecto a la vigencia 2021 en 16 640 millones COP, principalmente por acogerse a la opción tarifaria, donde no puede facturar la totalidad de ingresos prestados y si la necesidad de cubrimiento de los costos en la compra de Energía, esta condición continua para el año 2023

No obstante, esta condición a corto plazo no se visualiza que pueda afectarse la prestación del servicio público domiciliario, sin embargo, se puede ver obligada a desplazar pagos en inversiones que a largo plazo si podría afectar la prestación del servicio.

8. Medidas recomendadas que pudiera ser oportuno o pertinente aplicar.

- Se recomienda a la empresa contar con una base de datos que permita identificar y planear los mantenimientos de los sistemas de puesta a tierra, para garantizar las tensiones de paso y contacto en la infraestructura que opera.
- Se recomienda a EMSA asegurar la entrega de la cartilla de seguridad a los nuevos usuarios y recolecta la evidencia de dicha entrega, en cumplimiento del artículo 26 del RETIE.
- Se recomienda a la empresa establecer criterios operativos, relacionadas con el número de fallas, años de operación, condiciones ambientales, características de los materiales, entre otros, para la programación de mantenimientos de las redes eléctricas de distribución y transmisión, adicional a la periodicidad y longitud de los circuitos, con el fin de responder a las necesidades del sistema y disminuir los mantenimientos correctivos.
- Se recomienda remitir solicitud de ajuste al plan de inversiones a la mayor brevedad posible.
- Se recomienda revisar y complementar el contenido de los informes de ejecución del plan de inversión orientados a usuarios.

9. Responsables de la realización

9.9. **Responsable general:** Baisser Antonio Jiménez Rivera – Director Técnico de Gestión de Energía

9.10. Equipo de evaluación

Revisor: Camila Andrea Parada Sánchez – Profesional especializado DTGE
Olga Lucía Triviño Rosado – Asesor DTGE

Equipo: Diego Fernando Borda – Jhon Cristian Giraldo - Héctor David Taticuán Hormaza – Diego Martín Castillo Pinilla – Marlon Millán Martínez – Oscar Iván Torres Pérez – Oscar Javier Mora Cano – Luis Fabián Sanabria – Francisco Alberto Daza – Dayhan Garzón -Nelson González – Natalia Ximena Castro – Jorge Fonseca – Luis Carlos Rodríguez – Jairo Andrés Blandón – Wilmer Andrés Sandoval – Profesionales de la DTGE.

10. Anexos: