

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

1. IDENTIFICADOR DEL PRESTADOR

1.1. Nombre o razón social: EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. ESP -
EEPSAESP

1.2. Nit: 846000241-8

1.3. ID (SUI - RUPS): 2016

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

1.5. Actividad del SPD objeto de la vigilancia o inspección:

Distribución y Comercialización de energía eléctrica

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

11 de junio de 1997

2. IDENTIFICACIÓN DE LA ACCIÓN DE VIGILANCIA E INSPECCIÓN REALIZADA

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

2.2. Clase acción: Vigilancia Inspección

2.3. Motivo de la acción: Especial Detallada Concreta

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

2.5. Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción: Sede principal del prestador y expediente digital 2024220380800038E

3. DELIMITACIÓN DEL MARCO DE EVALUACIÓN

3.1. Criterios evaluados:

- Técnicos
- Administrativos

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

- Comerciales
- Tarifarios
- Financieros
- Plan de gestión de riesgo de desastres
- Reglas de comportamiento
- Calidad y reporte de la información al SUI

3.2. Marco temporal de evaluación: 2023

4. DESCRIPCIÓN DE LO DESARROLLADO

Se realiza la Evaluación Integral a la EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. ESP - EEPSAESP, dentro del marco de las actividades de inspección, vigilancia y control que realiza la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

4.1. Información fuente usada:

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

EEPSAESP, a través de radicado SSPD No. 20242202027721 de 2024 remite la información solicitada en virtud de la evaluación integral. La información, fue complementada mediante solicitud verbal realizada en la visita de inspección adelantada del 31 de julio de 2024 al 02 de agosto de 2024, y registrada en el acta de la diligencia. 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 E.S.P - EEPSAESP, fuente de insumo para la realización del presente informe, se solicitó a través del radicado SSPD 20242202027721 del 07 de junio de 2024.

4.3. Estado de respuesta de requerimientos:

Mediante oficio de fecha 25 de junio de 2024, el prestador solicitó ampliación de plazo para la respuesta al requerimiento de información inicial, a través de radicado No. SSPD

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

20242202302311, la SSPD informó al prestador sobre la ampliación del plazo de respuesta hasta el 02 de julio de 2024.

Respuesta remitida a través de radicado SSPD 20242202027721 de 2024. Luego de verificar la información se encuentra que, respecto a algunos requerimientos específicos, es necesario complementar la información requerida por estar faltante o incompleta, dicha información se solicita en la visita y es entregada en su gran mayoría en la misma. Lo faltante se registra en el acta de reunión como compromisos y es remitida posteriormente por parte de EEPSAESP

5. EVALUACIONES REALIZADAS

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

5.1. Descripción general de la empresa

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., en adelante EEPSAESP, se constituyó el día 11 de junio de 1997, e inició operaciones en RUPS el día 12 de junio del mismo año. Desarrolla la actividad de Distribución y Comercialización de energía eléctrica en la Zona Interconectada del Departamento del Putumayo para los municipios de Mocoa, Villagarzón, Orito, Puerto Guzmán y para el Departamento del Cauca el municipio de Piamonte.

La empresa cuenta con aproximadamente 140 activos en el componente de subestación que incluyen transformadores, equipos de medida, celdas de medidas, enlaces y módulos que suman un valor de COP \$18.718 millones. Adicional, cuenta con 12.994 activos en el transporte de energía de media tensión y 5.860 activos de baja tensión en los cuales se cuentan postes metálicos, postes de concreto, un edificio de control, entre otros sistemas y

 Superservicios	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	 SIGME
--	--	---

activos que suman COP \$24.766 millones. Estos activos corresponden al objeto principal del negocio de la EEPsAESP en su componente de Distribución.

La EEPsAESP es una persona jurídica de naturaleza comercial con ánimo de lucro del tipo sociedad anónima, su composición accionaria se expone en la **Tabla 1**:

Tabla 1 *Composición Accionaria*

Principales Accionistas	Participación	Acumulado
Eléctricas de Medellín LTDA -	22,8%	22,8%
Gobernación del Putumayo	17,6%	40,5%
Municipio de Mocoa	5,4%	45,8%
Ángel Rosendo Erazo Muchavisoy	4,1%	49,9%
Otros menores al 5%	50,2%	100%
Total	100%	

Fuente: Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.

La empresa presenta un total de 768 accionistas aproximadamente de los cuales cuatro ejercen un control cercano al 50%, de igual forma, EEPsAESP informa que el 23.19% de las acciones pertenecen al sector público a través, principalmente, de la Gobernación del Putumayo y el Municipio de Mocoa, y el restante 76.81% se reparte entre privados, en su mayoría personas naturales, aunque también se encuentran empresas. El capital suscrito de la compañía suma COP \$15.185 millones.

Finalmente, su domicilio se encuentra en el municipio de Mocoa. Los datos generales de la EEPsAESP se muestran la siguiente **Tabla 2**:

 Superservicios	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	 SIGME
--	--	---

Tabla 2 Datos Generales de la Empresa

Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima
Razón Social:	EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP
Sigla:	EEPSAESP
Nit:	846000241-8
ID RUPS:	2016
Representante Legal:	Wiston Andrés Nustes Cuellar
Actividad Desarrollada:	Distribución y comercialización 12-jun-1997
Año de Entrada en Operación:	1997
Auditor - AEGR:	Gestión Futura
Clasificación:	Zona Interconectada
Fecha Última Actualización RUPS:	06-ago-24

Fuente: Sistema Único de Información – SUI, Cámara de Comercio del Putumayo

5.2. Aspectos administrativos y financieros

5.2.1. Aspectos Administrativos

La empresa EEPSAESP para el desarrollo de sus actividades cuenta con una planta de personal de 198 empleados directos de los cuales 73 tienen contrato a término indefinido, 125 tiene contrato a término fijo. En la **Tabla 3** se resume la planta de personal de la EEPSAESP

Tabla 3 Total Empleados

ÁREA	INDEFINIDO	FIJO	TOTAL
TECNICA	34	74	108
TECNICATECNICA	1	0	1
COMERCIAL	17	41	58
ADMINISTRATIVOS	21	10	31
TOTAL	73	125	198

Fuente: EEPSAESP

El domicilio principal de la empresa está en el Municipio de Mocoa y su operación se encuentra en el Departamento de Putumayo y en el municipio de Piamonte en el Departamento del Cauca. El gobierno corporativo de la empresa se ejerce a través de 8 comités entre los que destaca el Comité de Gerencia encargado de implementar y hacer seguimiento a la estrategia empresarial, el Comité de Gestión de Activos encargado de los planes de gestión de activos, el

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

Comité de Regulación encargado de realizar seguimiento al cumplimiento de los requisitos legales garantizando estrategias y planes para su cumplimiento, entre otros cinco comités de la organización.

Para el año 2023, la EEPSAESP destino COP \$270 millones para el apoyo de actividades culturales y deportivas en los cuales resalta el apoyo a los carnavales folclóricos de la ciudad de Mocoa (COP \$35 millones), el apoyo monetario al programa de recolección de saberes de comunidades indígenas (COP \$6.9 millones), el apoyo al equipo de MTB de la EEPSAESP (COP \$13 millones), el aporte monetario a la celebración de los cumpleaños de la ciudad de Mocoa (COP \$20 millones), entre otras 67 actividades realizadas por la empresa. Adicional, la empresa destino un presupuesto de COP \$117 millones para la reforestación en área de cobertura y en el municipio de Mocoa, el presupuesto fue ejecutado en un 94%.

5.3. Aspectos Financieros

5.3.1. Clasificación de Riesgo

Conforme al Artículo 16 del decreto 1369 de 2020, son funciones comunes de las Superintendencias

“(…) Evaluar la gestión técnica, operativa, financiera, comercial, administrativa y tarifaria de los prestadores de servicios públicos domiciliarios de acuerdo con los indicadores o procedimientos definidos por las Comisiones de Regulación y el ordenamiento jurídico aplicable y publicar los resultados de las respectivas evaluaciones. (...)”

En cumplimiento de lo anterior, la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en el 2024 realizó el cálculo del riesgo financiero con la última información disponible, es decir, la información financiera cargada por el prestador del año 2023 en el Sistema Único de Información SUI, de acuerdo con los indicadores calculados, el nivel de riesgo según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, la empresa quedó clasificada en el nivel de riesgo financiero medio-bajo (nivel de riesgo 1). En la **Tabla 4** se observan los resultados para cada uno de los indicadores

definidos por la regulación de la CREG, los cuales establecen la clasificación de riesgo inicial de los prestadores evaluados.

Tabla 4 Indicadores Financieros Regulatorios Comparativos 2023-2022

INDICADORES FINANCIEROS	TIPO	RESULTADOS 2023	RESULTADOS 2022
<i>Rentabilidad Sobre Activos</i>	Rentabilidad	18,26%	21,05%
<i>Rentabilidad Sobre Patrimonio</i>	Rentabilidad	29,64%	25,10%
<i>Flujo de Caja Sobre Activos</i>	Rentabilidad	14,03%	10,53%
<i>Ciclo Operacional</i>	Liquidez	-39	-111
<i>Cubrimiento de Gastos Financieros</i>	Liquidez	13	23
<i>Razón Corriente</i>	Liquidez	1,19	1,20
<i>Patrimonio Sobre Activo</i>	Solidez	49%	49%
<i>Pasivo Corriente Sobre Pasivo Total</i>	Solidez	54%	56%
<i>Activo Corriente Sobre Activo Total</i>	Solidez	33%	34%
Patrimonio		\$ 30.252.710.000	\$ 26.615.711.000
RIESGO FINANCIERO		1	1

Fuente: SUI

Los cálculos realizados corresponden al total de actividades de la empresa. Al respecto, para el año 2023 la empresa solo incumple con el indicador de solidez, activo corriente sobre activo total, al ser la mediana del grupo 34% la empresa no logra ubicarse en el mejor 50% de los datos, sin embargo, este indicador por sí solo no demuestra una falta de solidez de la empresa. En términos generales, la empresa presenta una rentabilidad de dos dígitos siendo sobresaliente al compararlo con la DTF reportada para el año 2023 la cual presentó una máxima de 14.81% E.A. y un promedio en el año de 13.23% E.A.¹, así la rentabilidad para los accionistas fue más del doble de la rentabilidad de los depósitos a término fijo tomando como referencia la DTF, y la rentabilidad de la empresa estuvo por encima entre 4% y 5% a la rentabilidad de la DTF. La liquidez de la empresa sobresale su indicador de cubrimiento de gastos financieros que se ubica en trece veces el requerimiento del servicio de la deuda,

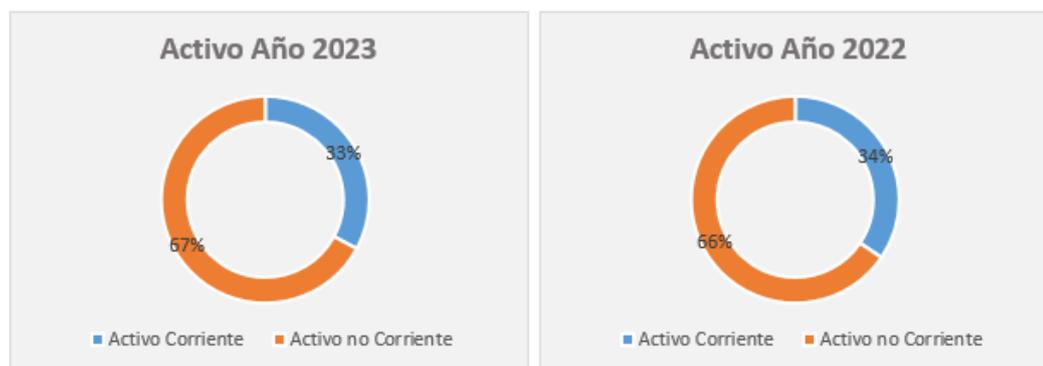
¹ Fuente: cálculos Banco de la República con información proveniente de la Superintendencia Financiera (<http://www.superfinanciera.gov.co/>), consulta realizada directamente en <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/tasas-captacion-semanales-y-mensuales>.

motivado por un bajo endeudamiento financiero que solo representa el 17.6% del total pasivo para el cierre del año 2023. En cuanto al ciclo operacional, la empresa mantiene una rotación a proveedores mayor a su rotación de cartera, siendo esta última relativamente sana al presentar el 88% de la cartera con una altura menor a 91 días. Por último, los indicadores de solidez reflejan un endeudamiento general de la empresa del 53%, con pasivos relacionados con la aplicación de convenios y obligaciones de reposición de activos, así como anticipos por obras y compras de energía siendo en términos generales acorde a la actividad del prestador y sin mostrar un endeudamiento elevado que ponga en riesgo la estabilidad de la empresa.

5.3.2. Estado de Situación Financiera y Estado de Resultados

Para el año 2023, los activos de la EEPSEAESP se encontraban apalancados en un 51% perteneciendo a los accionistas el restante 49%. A continuación, se describe el Activo de la empresa en la **Figura 1**.

Figura 1 Comportamiento Activo, Corto y Largo Plazo 2023-2022



Fuente: Cargue Anual XBRL.

Los activos de la empresa se encuentran concentrados en un 33% en los activos de corto plazo, siendo la inversión más representativa las cuentas comerciales por cobrar que representan el 75% de los activos corrientes y el 24.6% del total activos. Al respecto, los subsidios por cobrar al ministerio de Minas y Energía (MME) participan con el 23% de las cuentas por cobrar comercial. En la **Tabla 5** se desglosa las principales cuentas del activo.

Tabla 5 Estado de Situación Financiera Comparativo 2023-2022 (Pesos)

ACTIVOS	2023	AV	2022	AV	VAR %
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 1.231.051.000	2%	\$ 985.980.000	2%	25%
Cuentas comerciales por cobrar corrientes por prestación de servicios públicos corrientes (Sin incluir subsidios ni actividades de aprovechamiento)	\$ 7.458.854.000	12%	\$ 4.386.154.000	8%	70%
Cuentas comerciales por cobrar por subsidios corrientes	\$ 3.529.585.000	6%	\$ -	0%	0%
Otras cuentas por cobrar corrientes	\$ 4.307.344.000	7%	\$ 11.538.666.000	21%	-63%
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	\$ 15.295.783.000	25%	\$ 15.924.820.000	29%	-4%
Inventarios corrientes	\$ 3.878.884.000	6%	\$ 1.978.088.000	4%	96%
Total de activos corrientes	\$ 20.405.718.000	33%	\$ 18.888.888.000	34%	8%
Propiedades, planta y equipo	\$ 36.306.012.000	58%	\$ 33.292.899.000	61%	9%
Activos intangibles distintos de la plusvalía	\$ 236.178.000	0%	\$ 236.460.000	0%	0%
Activos por impuestos diferidos	\$ 2.304.436.000	4%	\$ 1.383.005.000	3%	67%
Otros activos financieros no corrientes	\$ 460.400.000	1%	\$ 460.400.000	1%	0%
Otros activos no financieros no corrientes	\$ 2.370.330.000	4%	\$ 573.334.000	1%	313%
Total de activos no corrientes	\$ 41.677.356.000	67%	\$ 35.946.098.000	66%	16%
Total de activos	\$ 62.083.074.000	100%	\$ 54.834.986.000	100%	13%

Fuente: Cargue Anual XBRL.

Entre los años 2023 y 2022 el activo de la empresa creció en un 13% explicado en un 42% por el crecimiento de la propiedad, planta y equipo, seguido por los inventarios en 26%, de esta forma las inversiones en los activos principales de la empresa reflejaron el 68% del crecimiento del activo. La cartera, que aparentemente crece en un 70%, en realidad decrece 4% en su total debido a una reclasificación de la cartera al día pendiente de facturar del concepto "Otras Cuentas Por Cobrar Corrientes" a la cuenta "Cuentas Comerciales Por Cobrar Por Prestación de Servicios Públicos Corrientes".

En la Figura 2 se describe la composición del Pasivo y el Patrimonio de la EEPSEAESP

Figura 2 Pasivo y Patrimonio 2023 – 2022



Fuente: Cargue Anual XBRL.

En la siguiente **Tabla 6** se desglosan las principales cuentas del Pasivo y Patrimonio de la EEPSAESP

Tabla 6 Estado de Situación Financiera Comparativo 2023-2022 (Pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	2023	AV	2022	AV	VAR %
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	\$ 1.298.662.000	4%	\$ 917.115.000	3%	42%
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes	\$ 3.756.139.000	12%	\$ -	0%	0%
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes	\$ 6.519.923.000	20%	\$ 9.001.811.000	32%	-28%
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	\$ 10.276.062.000	32%	\$ 9.001.811.000	32%	14%
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	\$ 3.766.650.000	12%	\$ 4.080.333.000	14%	-8%
Obligaciones financieras corrientes		0%	\$ 1.775.181.000	6%	-100%
Otros pasivos financieros corrientes	\$ 1.741.224.000	5%	\$ -	0%	0%
Total pasivos corrientes	\$ 17.082.598.000	54%	\$ 15.774.440.000	56%	8%
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes no corrientes	\$ 135.591.000	0%	\$ -	0%	0%
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios no corrientes	\$ 4.166.738.000	13%	\$ 8.853.446.000	31%	-53%
Otras cuentas comerciales por pagar no corrientes	\$ 4.610.171.000	14%	\$ -	0%	0%
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	\$ 8.912.500.000	28%	\$ 8.853.446.000	31%	1%
Pasivo por impuestos diferidos	\$ 1.945.397.000	6%	\$ 2.407.935.000	9%	-19%
Otros pasivos financieros no corrientes	\$ 3.889.869.000	12%	\$ 1.183.454.000	4%	229%
Total pasivos no corrientes	\$ 14.747.766.000	46%	\$ 12.444.835.000	44%	19%
Total pasivos	\$ 31.830.364.000	100%	\$ 28.219.275.000	100%	13%
Capital emitido	\$ 15.185.000.000	50%	\$ 13.363.990.000	50%	14%
Ganancias acumuladas		0%	\$ 8.561.557.000	32%	-100%

PATRIMONIO Y PASIVOS	2023	AV	2022	AV	VAR %
Prima de emisión	\$ 33.720.000	0%	\$ 31.289.000	0%	8%
Reserva legal	\$ 1.021.169.000	3%	\$ 767.666.000	3%	33%
Otras reservas	\$ 1.454.798.000	5%	\$ 3.891.209.000	15%	-63%
Otras partidas patrimoniales (ORI)	\$ 12.558.023.000	42%	\$ -	0%	0%
Total patrimonio	\$ 30.252.710.000	100%	\$ 26.615.711.000	100%	14%
Total patrimonio y pasivos	\$ 62.083.074.000		\$ 54.834.986.000		13%

Fuente: Cargue Anual XBRL.

El crecimiento del activo se financió en un 50% a través de pasivos y 50% a través del patrimonio. La variación del pasivo se explica en un 75% por la adquisición de un mayor endeudamiento financiero. En cuanto al patrimonio se realizó en el año 2023 una capitalización de la empresa por COP \$1.821 millones seguido en un 40% por el resultado del ejercicio. El patrimonio reportado será objeto de reclasificación toda vez que las otras partidas patrimoniales (ORI) en el año 2023 incorporan las ganancias acumuladas y resultados del ejercicio.

A continuación, en la **Tabla 7** se describen las principales cuentas del Estado de Resultados.

Tabla 7 Estado de Resultados Comparativo 2023-2022 (Pesos)

ESTADO DE RESULTADOS	2023	AV	2022	AV	VAR %
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 73.347.063.000	100%	\$ 62.466.987.000	100%	17%
Costo de ventas	\$ 56.130.852.000	77%	\$ 47.086.696.000	75%	19%
Ganancia bruta	\$ 17.216.211.000	23%	\$ 15.380.291.000	25%	12%
Otros ingresos	\$ 70.115.000	0%	\$ 82.757.000	0%	-15%
Gastos de administración	\$ 9.846.439.000	13%	\$ 7.792.365.000	12%	26%
Otros gastos	\$ 1.341.198.000	2%	\$ 490.811.000	1%	173%
Ingresos financieros	\$ 269.150.000	0%	\$ 217.491.000	0%	24%
Costos financieros	\$ 848.759.000	1%	\$ 510.883.000	1%	66%
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	\$ 5.519.080.000	8%	\$ 6.886.480.000	11%	-20%
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias corriente	\$ 2.906.432.000	4%	\$ 3.871.748.000	6%	-25%
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias diferido	-\$ 1.383.969.000	-2%	\$ 479.701.000	1%	-389%
Ganancia (pérdida)	\$ 3.996.617.000	5%	\$ 2.535.031.000	4%	58%

Fuente: Cargue Anual XBRL.

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

La empresa aumento sus ingresos en un 17%, resultado que no se logró traducir en un aumento de los ingresos antes de impuestos cayendo este rubro un 20%. El resultado se explica por un aumento de los costos directos dado que la empresa mantuvo su política de exposición a bolsa en máximo 20% medido en kilovatios demandados, sin embargo, el precio de Bolsa para el año 2023 fue un 158% superior al precio de bolsa del año 2022², explicando el 39% del total aumento en costos directos, otros factores son el aumento del costo de mano de obra y mantenimientos. De igual forma, los gastos administrativos se ven afectados por la provisión de COP \$1.276 millones por concepto de sanciones impuesta por la Superservicios, rubro que explica el 62% de la variación. El rubro otros gastos crece por dos razones, la primera es la donación de activos para la normalización de barrios subnormales, cifra que ascendió a COP \$606 millones y la provisión realizada por la investigación de incumplimiento realizada por la UGPP por COP \$315 millones. Finalmente, la empresa presenta un saldo a favor en el gasto por impuesto a las ganancias diferido por la baja de activos que significaron una diferencia temporaria deducible aplicado al periodo 2023.

5.3.3. Flujo de Efectivo

En la **Tabla 8** se describe el flujo de efectivo reportado por la empresa para los periodos 2023 y 2022.

² Cálculos propios con base en el promedio del precio de bolsa diario reportado por XM. Año 2023 el promedio diario para el año 2023 se ubicó en COP \$564 y en el año 2022 se ubicó en COP \$218.

Tabla 8 *Flujo de Efectivo Método Indirecto años 2023 y 2022*

FLUJO DE EFECTIVO	2023
Ganancia (pérdida)	\$ 3.996.617.000
Ajustes por gastos por impuestos a las ganancias no monetarios	-\$ 1.522.464.000
Ajustes por la disminución (incremento) de cuentas por cobrar de origen comercial	\$ 629.037.000
Ajustes por el incremento (disminución) de cuentas por pagar de origen comercial	\$ 5.419.602.000
Ajustes por gastos de depreciación y amortización	\$ 1.916.343.000
Otros ajustes para conciliar la ganancia (pérdida)	-\$ 9.887.366.000
Total ajustes para conciliar la ganancia (pérdida)	-\$ 3.444.848.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	\$ 551.769.000
Compras de propiedades, planta y equipo	\$ 3.013.113.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-\$ 3.013.113.000
Importes procedentes de préstamos	\$ 2.706.415.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	\$ 2.706.415.000
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 245.071.000
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	\$ 985.980.000
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	\$ 1.231.051.000

Fuente: Cargue Anual XBRL.

El flujo de efectivo muestra como las principales salidas de efectivo están representadas por la cartera en COP \$5.419 millones y la Propiedad, Planta y Equipo COP \$3.013 millones; al tiempo muestra como las principales fuentes de financiamiento están relacionadas con las cuentas que concilian la generación del EBITDA a través del ítem “Otros ajustes para conciliar la ganancia (pérdida)”, y el endeudamiento financiero.

5.3.4. Informe Revisoría Fiscal

La firma de auditoría Auditoría & Consultoría S.A.S., en su dictamen para el periodo fiscal 2023 emite el siguiente concepto:

 Superservicios	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	 SIGME
--	--	---

“En mi opinión, los estados financieros (Estado de Situación Financiera, Estado de Resultado Integral, Estado de Cambios en el Patrimonio, Estado de Flujos de Efectivo), tomados fielmente del sistema contable, en todos los aspectos materiales, presenta la situación financiera de la EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO SA ESP por el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2023 y el 31 de diciembre del año 2023, de conformidad con Decreto 2420 de 2015 y sus modificatorios que incorporan las Normas Internacionales de Información Financiera adoptada en Colombia; opinión no modificada”.

En el apartado de resultados y riesgos, la firma realiza la siguiente mención:

“La oficina de revisoría fiscal viene sugiriendo y reitera los argumentos en el momento de distribución de utilidades una distribución equitativa con una reserva ocasional, para ello se sugiere que para futuras distribución de utilidades se realice bajo aspectos de flujo de caja y de capitalización en acciones con motivo de ir incrementando sus activos y la disminución de sus pasivos, buscar la repotenciación de sus activos representativos en subestación y redes teniendo en cuenta la vida útil de los activos”.

Al indagar a la compañía por las declaraciones del auditor fiscal, la empresa menciona que la costumbre en las asambleas es aprobar la repartición del 100% de las utilidades generadas en un periodo, pero que históricamente los accionistas han capitalizado sus dividendos repartiendo por este último concepto el 15% de las utilidades para los dos últimos años, de esta forma, se repartieron COP \$336 millones para el año 2022 y COP \$498 millones para el año 2023.

5.3.5. Flujo de Caja

Siguiendo las Resoluciones CREG 072 de 2002 y 034 de 2004, se presentan los valores con los cuales se define el flujo de caja de la EEPSAESP en la **Tabla 9**.

Tabla 9 Flujo de Caja Comparativo 2023-2022 (Pesos)

CONCEPTO	AÑO 2023	AÑO 2022	VAR %
EBITDA	\$ 11.337.894.000	\$ 11.541.682.000	-2%
VAR. OPEX	-\$ 384.039.000	\$ 4.491.980.000	-109%
VAR. CAPEX	\$ 3.013.113.000	\$ 1.274.469.000	136%
FLUJO DE CAJA	\$ 8.708.820.000	\$ 5.775.233.000	51%

Fuente: Cargue Anual XBRL.

El Ebitda de la empresa decrece un 2% respecto al año anterior, explicado por un menor margen bruto de ganancia y mayores provisiones, este resultado es compensado por un mejor desempeño del capital de trabajo que presentó una inversión menor a la reportada en el año 2022 producto de un mejor desempeño de la cartera sumado a un aumento marginal de las cuentas a proveedores. El flujo de caja a la fecha no está comprometido, sin embargo, el endeudamiento financiero de la empresa viene incrementándose de forma importante, pasando de COP \$2.959 millones a COP \$8.241 millones al cierre del primer trimestre del año 2024. Inicialmente este endeudamiento no es un punto crítico en la sostenibilidad de la empresa, pero sí se proyecta su relevancia con la puesta en marcha del proyecto Renacer en el cual se endeuda la empresa en COP \$86.300 millones lo que supone un posible nivel de endeudamiento del 80% (inversión en activos y nueva deuda). El servicio de la deuda mensual reportado por EEPSAESP se encuentra en COP \$464 millones de pesos lo que representa un aproximado de COP \$5.576 millones en servicio a la deuda anual, servicio que el flujo de caja actual puede soportar. Este punto se amplifica con el flujo proyectado de la empresa en el siguiente apartado.

5.3.6. Flujo de Caja Proyectado

La EEPSAESP presenta la proyección del flujo de caja hasta el año 2027, flujo que se comparte en la **Tabla 10**.

Tabla 10 Proyección Flujo de Caja (Miles de Pesos)

FLUJO DE CAJA PROYECTADO	2024	2025	2026	2027
Ingreso Anual	\$ 159.959.050.919	\$ 173.662.840.213	\$ 147.796.554.828	\$ 156.064.784.772
Flujo ingresos negocio	\$ 119.959.050.919	\$ 126.096.026.031	\$ 132.594.784.647	\$ 139.478.617.469
Proyecto Renacer	\$ 40.000.000.000	\$ 47.566.814.182	\$ 15.201.770.181	\$ 16.586.167.302
Egreso Anual	\$ 144.940.492.455	\$ 189.117.125.256	\$ 147.270.584.091	\$ 150.939.927.407
Mercado Eléctrico Mayorista	\$ 50.830.074.599	\$ 52.354.976.837	\$ 53.925.626.142	\$ 55.543.394.926
Contratos de Energía	\$ 19.455.647.345	\$ 20.039.316.765	\$ 20.640.496.268	\$ 21.259.711.156
Financieros	\$ 9.693.834.112	\$ 16.863.587.847	\$ 12.364.608.793	\$ 15.569.935.207
Otros Costos y Gastos	\$ 64.960.936.400	\$ 99.859.243.808	\$ 60.339.852.889	\$ 58.566.886.118
Efectivo Periodo Anterior	\$ 1.231.051.000	\$ 16.249.609.465	\$ 795.324.421	\$ 1.321.295.157
Flujo de Caja Neto	\$ 16.249.609.465	\$ 795.324.421	\$ 1.321.295.157	\$ 6.446.152.522

Fuente: EEPSAESP

Los principales drivers del flujo de caja proyectado son un IPP del 3% para los años 2025 a 2027 y un IPC del 5% para el mismo periodo. La empresa proyecta un crecimiento del 63.5% en los ingresos operacionales del negocio debido al nuevo nicho de mercado que comenzó la empresa en diciembre del año 2023. Este negocio es la venta de energía mayorista en la cual presenta para el año 2024 un ingreso proyectado de COP \$48.231 millones a través de contratos con AIR-E, Bajo Putumayo, Enelar, Electrohuila y Vache entre otras compañías; ingreso que explica el 57% de los ingresos proyectados. La proyección de ingresos y costos para la compra y venta de energía al por mayor tiene como base las cantidades de energía relacionadas en la **Figura 3**.

Figura 3 Volumen Kw/h Contratos Compra y Venta de Energía

MES	BALANCE MERCADO MAYORISTA			INGRESO TOTAL	EGRESO TOTAL	MARGEN PUTUMAYO
	COMPRA TOTAL	VENTA TOTAL	EXPOSICION BOLSA			
Jan-24	1.000.000	1.000.000	-	\$ 664.464.061	-\$ 549.561.952	\$ 114.902.108
Feb-24	3.533.333	3.000.000	533.333	\$ 2.149.405.295	-\$ 1.874.594.948	\$ 274.810.347
Mar-24	5.000.000	4.000.000	1.000.000	\$ 2.952.657.919	-\$ 2.451.012.629	\$ 501.645.290
Apr-24	5.123.726	5.751.574	627.848	\$ 2.996.910.209	-\$ 2.494.275.248	\$ 502.634.961
May-24	5.127.850	4.900.000	227.850	\$ 2.560.059.814	-\$ 1.866.956.629	\$ 693.103.186
Jun-24	11.550.991	12.433.821	882.830	\$ 5.138.698.267	-\$ 4.714.322.261	\$ 424.376.006
Jul-24	12.922.717	13.842.360	919.643	\$ 5.377.571.469	-\$ 5.152.987.966	\$ 224.583.503
Aug-24	12.922.717	15.137.458	2.214.741	\$ 5.254.168.708	-\$ 5.152.987.966	\$ 101.180.742
Sep-24	12.828.436	13.797.485	969.049	\$ 5.147.285.407	-\$ 5.121.499.898	\$ 25.785.510
Oct-24	12.922.717	13.939.287	1.016.570	\$ 5.181.241.858	-\$ 5.152.987.966	\$ 28.253.892
Nov-24	12.828.436	15.171.939	2.343.503	\$ 5.214.215.902	-\$ 5.121.499.898	\$ 92.716.005
Dec-24	12.922.717	9.281.972	3.640.745	\$ 5.594.629.898	-\$ 5.152.987.966	\$ 441.641.932
Total	108.683.641	112.255.896	3.572.255	\$ 48.231.308.809	-\$ 44.805.675.327	\$ 3.425.633.481

Ingreso MM: \$ 48.231.308.809

Costos MM: - \$ 44.805.675.327

Fuente: EEPSAESP

Para asegurar esta proyección la empresa ya cuenta con contratos de compra y venta de energía dejando descubierto un 3.2% de la demanda de energía asegurada en los contratos, es decir, 3.572.255 Kw/h para comprar en la bolsa de energía o mercado Spot.

Paro el caso del contrato con AIR-E la venta de energía se realiza con pago anticipado de acuerdo a información de la empresa. EEPSAESP proyecta seguir teniendo resultados positivos en este nuevo nicho a través de la planificación de contratos de compra y venta de energía con máximo un 3% de exposición en bolsa para cubrir faltantes para años posteriores. En cuanto el proyecto Renacer, que consiste en la construcción de la Subestación del mismo nombre, la empresa proyecta tener un equilibrio financiero entre los ingresos generados por el proyecto y el servicio y costos financiero que este genera. De acuerdo con la información entregada por la empresa, Findeter aprobó un crédito por COP \$86.300 millones que se proyecta desembolsar bajo las condiciones expuestas en la **Figura 4:**

 Superservicios	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	 SIGME
--	--	---

Figura 4 Crédito Findeter

CREDITO FINDETER	
Linea	Redescuento Findeter
plazo	12 años
periodo de gracia	hasta dos años
Amortizacion capital interes	mes vencido
Garantia	para Inficaldas (hipotecario), para FDN cuenta fiduciaria de recursos por remuneracion del STR)
comisiones	cero comisiones
tasa de Redescuetno findeter	IBR+0.8 MV
Margen de itermediacion Inficaldas y FDN	2,20%

Fuente: EEPSAESP

Para el año 2024, se espera recibir el primer desembolso por COP \$40.000 millones, ingreso que explica el restante 44% de la variación de ingreso entre el cierre del año 2023 y el proyectado para el año 2024. En la **Tabla 11** se expone el flujo neto del proyecto Renacer.

Tabla 11 Proyección Flujo de Caja Neto Proyecto Renacer

Neto Proyecto Renacer	2024	2025	2026	2027
	\$ 11.365.051.855	-\$ 19.863.410.200	-\$ 1.585.348.973	\$ 9.401.181.984

Fuente: EEPSAESP

El proyecto Renacer, incluyendo sus inversiones, gastos, deuda e ingresos operacionales, para sus primeros cuatro años contempla ingresos negativos acorde con la inversión y puesta en marcha del proyecto. En resumen, el flujo de caja proyectado de la EEPSAESP refleja la entrada de dos fuentes de ingresos relevantes para el futuro de la empresa, el proyecto Renacer ligado a su condición de Distribuidor de energía, y su actividad de comercialización de energía mayorista a través de contratos bilaterales.

5.3.7. Cartera

La cartera de la EEPSAESP se presenta en la **Tabla 12**:

Tabla 12 Cuentas Comerciales por Cobrar

Cartera	Al día	90	180	360	>360	Total	Var
2022	\$2.358.677.000	\$1.400.034.000	\$331.030.000	\$151.269.000	\$433.847.000	\$4.674.857.000	-
2023	\$5.659.509.000	\$4.241.444.000	\$456.009.000	\$126.253.000	\$793.927.000	\$11.277.142.000	141%
I-2024	\$5.504.198.000	\$4.421.453.000	\$114.045.000	\$85.572.000	\$425.297.000	\$10.550.565.000	-6%

Fuente: Cargue Anual XBRL.

Para el año 2023, la cartera presentó un crecimiento del 141% motivado por la entrada de EEPSAESP en el negocio de energía mayorista, este rubro representa una cartera al día que inicialmente no reviste riesgo, sin embargo, se parecían contingencias como el pago anticipado en el contrato con AIR-E y la exposición a bolsa inferior al 3% en este nuevo negocio de acuerdo a la Imagen 3. Esta cartera en términos de maduración presentó una mejora considerable al pasar la cartera de 90 días o inferior del 80% al 88% para el cierre del año 2023, y al 94% para el primer trimestre del año 2024, esto ha significado una reducción constante de las moras superiores a 180 días lo que inicialmente trae un beneficio importante al flujo de caja. De este rubro el 32% corresponde a subsidios por parte del MME.

5.3.8. Exposición a Bolsa

La empresa compartió en la **Tabla 13** su exposición a bolsa para el año 2023 en el cual se observan meses con una exposición a bolsa superior al 20%, sin embargo, en el total general del año la exposición fue de 15.48% cumpliendo con la política general de exposición a bolsa informada por la compañía.

Tabla 13 Exposición a Bolsa

Año	Mes	Demanda	Energía en contratos (Kw/h)	% Cubrimiento	Precio Bolsa
2023	Enero	6.093.985,00	4.849.628,00	79,6%	\$ 376
2023	Febrero	5.714.426,00	4.780.159,00	83,7%	\$ 533
2023	Marzo	6.139.191,00	4.850.389,00	79,0%	\$ 298
2023	Abril	5.950.487,00	4.826.586,00	81,1%	\$ 229
2023	Mayo	6.217.593,00	4.838.394,00	77,8%	\$ 576
2023	Junio	5.775.487,00	4.824.735,00	83,5%	\$ 468

Año	Mes	Demanda	Energía en contratos (Kw/h)	% Cubrimiento	Precio Bolsa
2023	Julio	6.114.773,00	4.821.440,00	78,8%	\$ 528
2023	Agosto	6.179.271,00	4.850.750,00	78,5%	\$ 533
2023	Septiembre	6.256.992,00	6.222.309,00	99,4%	\$ 1.020
2023	Octubre	6.338.985,00	6.298.470,00	99,4%	\$ 1.030
2023	Noviembre	6.411.829,00	6.213.280,00	96,9%	\$ 514
2023	Diciembre	6.440.519,00	4.855.772,00	75,4%	\$ 658
Total		73.633.538,00	62.231.912,00	84,5%	\$ 564

Fuente: EEPSAESP

5.4. Tópico AEGR

Con el fin de analizar el informe realizado por la empresa de Auditoría Externa de Gestión y Resultados (AEGR), Gestión Futura Asesores S.A.S., para la vigencia 2023, se presentan algunas de las conclusiones más relevantes de la auditoría.

En primera instancia, el Auditor realiza un llamado de atención a la empresa por su deficiente revelación en las notas financieras tal como lo muestra el siguiente apartado:

“Una vez revisados los estados financieros suministrados por el Prestador, las revelaciones de los estados financieros no han sido preparadas en detalle, de conformidad con el marco de información financiera aplicable, y, por lo tanto, no permite a los usuarios de los estados financieros, comprender razonablemente el impacto de transacciones concretas”.

Respecto al concepto de viabilidad financiera el Auditor menciona lo siguiente:

“A pesar de que el flujo de efectivo de la compañía sigue mejorando, se están implementando nuevas estrategias de negocio, se han diversificado las fuentes de financiamiento y establecido líneas de crédito disponibles en cualquier momento; consideramos que es fundamental

continuar atentos a las medidas para gestionar un posible riesgo de liquidez, debido a la rotación de cartera larga y a la demora que en ocasiones presenta el recaudo de los subsidios. Esta situación podría eventualmente reducir significativamente la capacidad del prestador para cumplir con sus obligaciones financieras y demás compromisos, lo que podría poner en peligro su viabilidad”.

El Auditor complementa su opinión con observaciones positivas en la mejora del flujo de efectivo, gestión técnica y comercial de la compañía, no deja de llamar la atención sobre un posible riesgo de liquidez de acuerdo a lo mencionado anteriormente.

5.5. Aspectos Comerciales y Tarifarios

5.5.1. Aspectos comerciales

Según la información reportada en el SUI, en promedio para el 2023, la EEP SAESP, registró la atención de 43.750 usuarios en el mercado de comercialización Putumayo principalmente.

Es pertinente indicar que el prestador atiende a los usuarios residenciales, tipificados en los estratos: 1 (Residencial Bajo - Bajo), 2 (Residencial Bajo) y 3 (Residencial –Medio - Bajo), únicamente.

En cuanto a los usuarios que ejercen actividades no residenciales atiende: Uso Industrial, Comercial, Oficial y Provisional.

Teniendo en cuenta lo anterior, la Tabla 14 muestra la siguiente información para las vigencias 2022 y 2023 con cierre en el mes de diciembre:

Tabla 14. *Cantidad de usuarios al cierre de diciembre de 2022 y 2023 por Estrato Sector.*

Estrato/Sector	Usuarios promedio 2022	Usuarios promedio 2023	Variación %
Estrato 1	31.377	33.056	5,35
Estrato 2	6.056	6.138	1,35

Estrato/Sector	Usuarios promedio 2022	Usuarios promedio 2023	Variación %
Estrato 3	1.104	1.139	3,17
Industrial	152	149	-1,97
Comercial	3.454	3.695	6,98
Oficial	423	436	3,07
Provisional	77	87	12,99
Promedio General	42.643	44.700	4,82

Fuente: Elaboración propia datos SUI formato TC1 - ESP

Durante las vigencias 2022 y 2023, se ha registrado un aumento de 2.057 usuarios en diciembre, equivalente a un incremento del 4,82%. Este crecimiento se observa principalmente en el estrato 1, con un aumento total de 1.679 usuarios, seguido del estrato 2, con un incremento de 82 suscriptores, y de 35 suscriptores para el estrato 3 representando un incremento acumulado del 9,88% respecto al año anterior.

En el uso no residencial, el mayor incremento se presenta en el sector “Comercial” con un incremento de 241 suscriptores equivalente a 6,98%, seguidos de los sectores “Oficial” y “Provisional”, que presentaron leves incrementos de 13 y 10 suscriptores respectivamente.

Sin embargo, llama la atención la leve disminución de los usuarios no residenciales pertenecientes al uso Industrial, con una disminución del 1.97%.

Así mismo, la empresa reporta para los meses de diciembre de 2022 y 2023, la siguiente información en la Tabla 15 en cuanto a usuarios regulados y no regulados:

Tabla 15. *Usuarios regulados y no regulados diciembre 2022-2023.*

Tipo Usuario	Usuarios diciembre 2022	Usuarios diciembre 2023
No regulado	0	0
Regulado	42.643	44.700

Fuente: Elaboración propia datos SUI formato TC1-TC2- ESP.

La información consolidada proviene del SUI de los formatos TC1. Inventario de Usuarios y TC2. Facturación de Usuarios. Al analizar el campo Tipo Tarifa para usuarios Regulados y no Regulados, se observa que el prestador no reporta la atención de usuarios “No Regulados”.

A continuación, en la Tabla 16 se detallarán los usuarios atendidos por estrato y en qué municipio se encuentran con cierre a diciembre 2023:

Tabla 16. Detalle de usuarios por municipio y estrato diciembre 2023.

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Comercial	Industrial	Oficial	Provisional	Total general
Cauca								
Piamonte	2.030	0	0	53	3	49	0	2.135
Santa Rosa	26	0	0	0	0	0	0	26
Putumayo								
Mocoa	15.070	2.433	863	1.679	55	160	25	20.285
Orito	6.769	2.143	270	1.032	65	75	35	10.389
Puerto Guzmán	2.911	1	3	109	3	42	2	3.071
Villagarzón	6.250	1.561	3	822	23	110	25	8.794
Total general	33.056	6.138	1.139	3.695	149	436	87	44.700

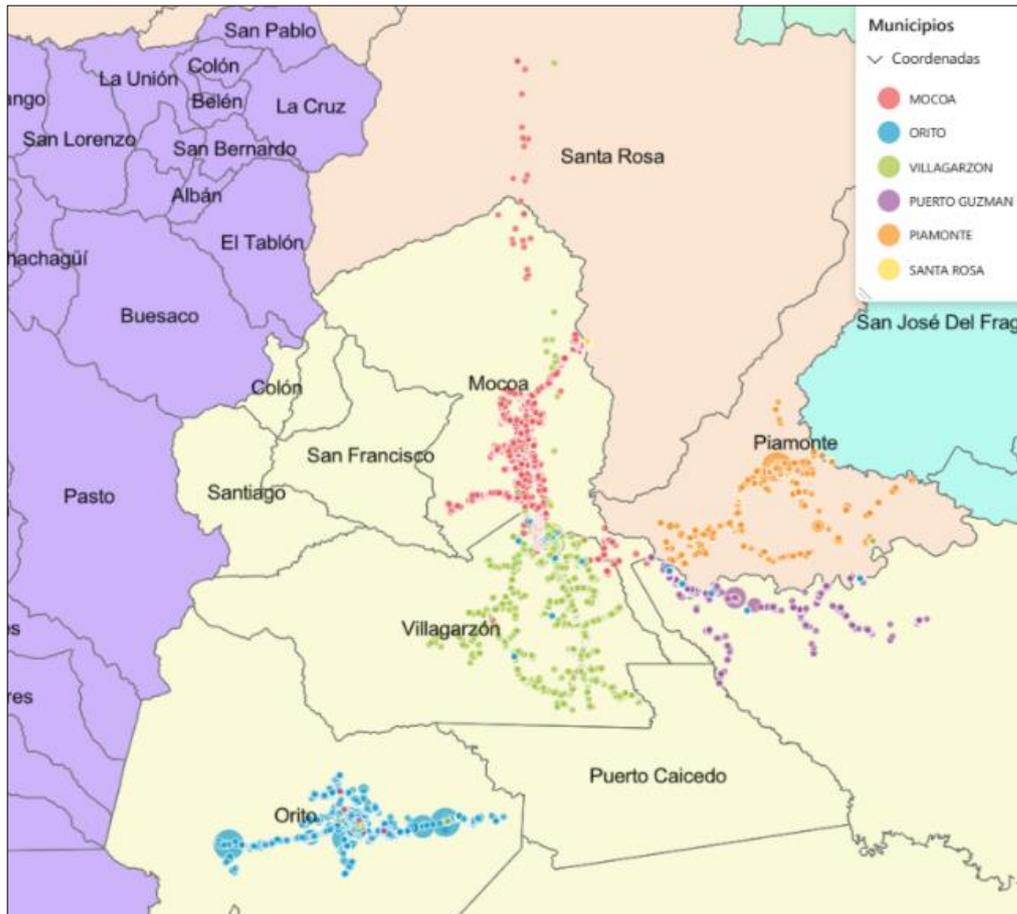
Fuente: Elaboración propia datos SUI – ESP

Como se puede observar en la **Tabla 16**, la mayoría de los usuarios de la empresa son residenciales, representando el 98,49% del total atendido.

Por otro lado, se observaron diferencias en el número de suscriptores según la información recibida durante el desarrollo de esta evaluación integral. Esta situación deberá ser revisada por el prestador, contrastando lo reportado en el formato **TC1. Inventario de usuarios**.

A continuación, se muestra en la Figura 5 la ubicación y distribución del mercado atendido por el prestador a nivel nacional a corte de 2023:

Figura 5. Municipios atendidos por EEPSAESP, 2023

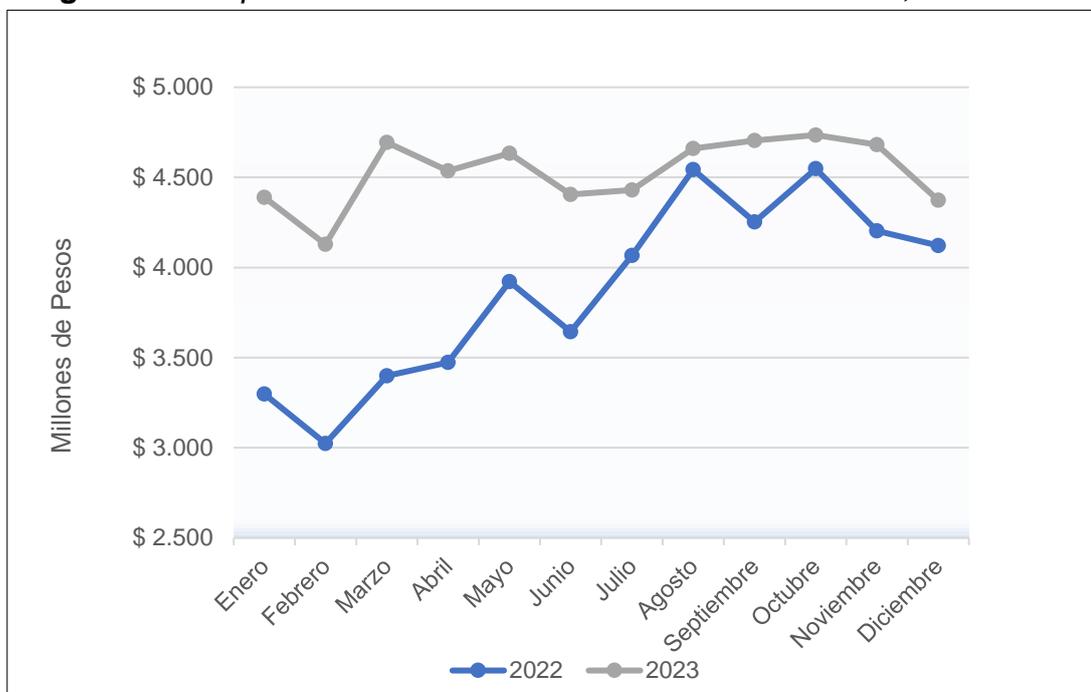


Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

En la Figura 5 se observa de forma gráfica la ubicación de los municipios donde EEPSAESP, presta el servicio en los municipios de los departamentos del Cauca y Putumayo, conforme con lo reportado por ellos al SUI.

Por otro lado, la facturación total de EEPSAESP, para el año 2023 fue de \$ 54.370.852.012, lo cual significó un aumento en relación con el 2022 de \$ 46.497.471.483 o lo que es bien, un aumento porcentual de 16,23%. El comportamiento de la facturación para las anualidades 2022 y 2023, se puede apreciar en la **Figura 6**:

Figura 6. Comparativo del valor total facturación EEPsAESp, 2022-2023.



Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

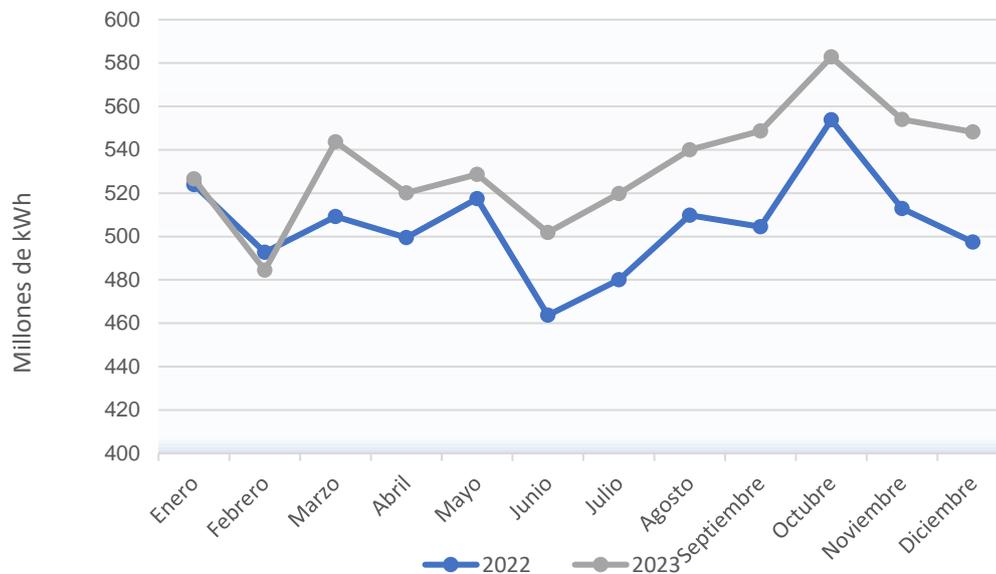
El comportamiento en cuanto a la facturación presenta incremento constante en las dos anualidades analizadas durante el mes de agosto de 2023.

En consecuencia, el cierre de facturación para el año 2022, en diciembre fue de \$ 4.122.534.404 con un incremento del 35% respecto al mes de enero de la mencionada vigencia.

Similar situación, se presenta para el 2023, con un cierre en el mes de diciembre de \$ 4.373.129.398, lo que equivale a un incremento cercano al 6% con relación al inicio de esta anualidad. Sin embargo, para el 2022, se presentó fluctuaciones a lo largo de esta vigencia, en comparación al comportamiento de la variable “Valor Total Facturado”.

En cuanto a la comparación del consumo, como lo muestra la Figura 7, se observa una disminución significativa en el consumo para el mes de junio durante la vigencia 2022 de 4.636.844 kWh, siendo el mes con menor consumo para esa anualidad; sin embargo, no guarda relación directa con el valor facturado para ese mes.

Figura 7. Comparativo del consumo total kWh de EEPsAESp, 2022-2023.

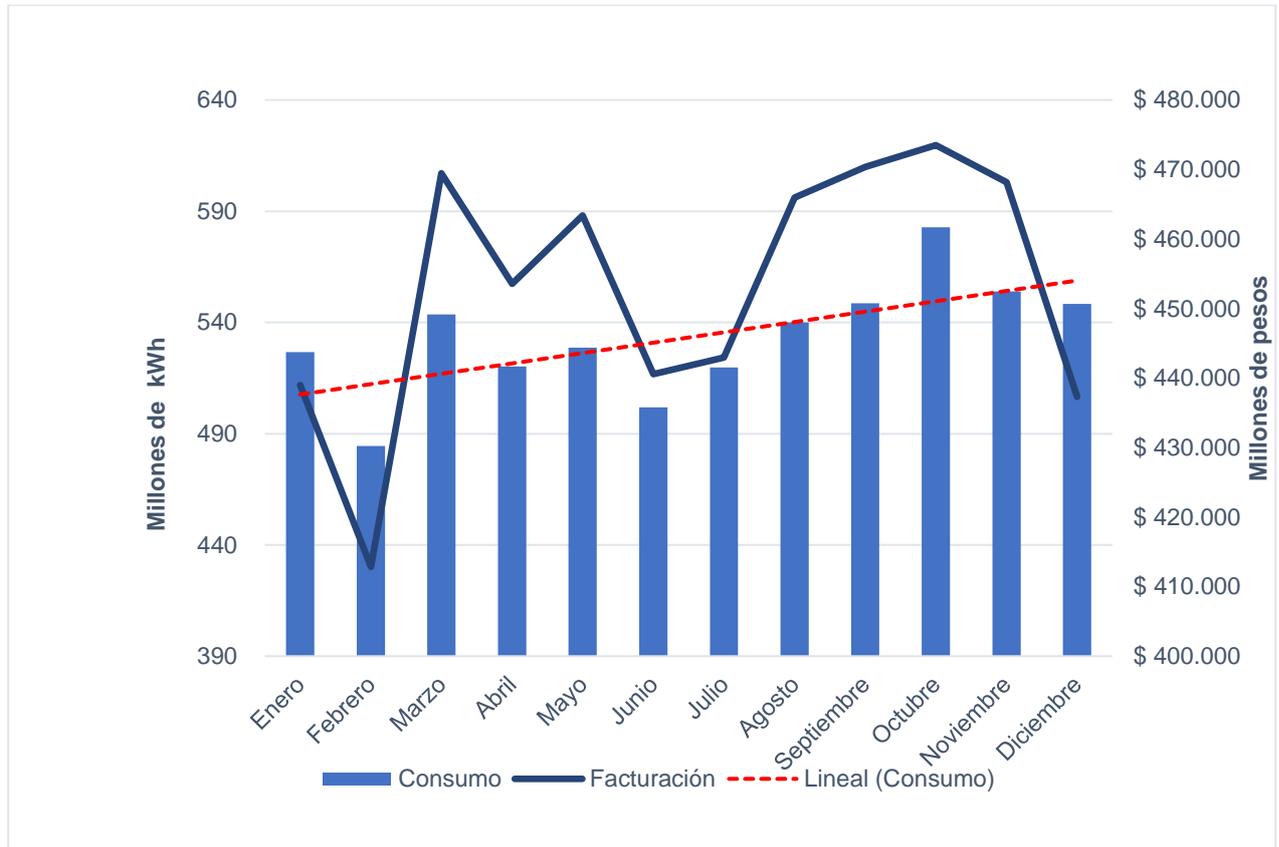


Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

Durante las vigencias analizadas, se observa fluctuaciones respecto al comportamiento de los consumos, es así como durante la vigencia 2022, se presentan fluctuaciones entre enero (5.239.170 kWh), marzo (5.092.665 kWh), mayo (5.174.817 kWh), agosto (5.097.902 kWh), y diciembre (4.974.478 kWh), esta situación no es tendencial para el 2023, dado que el mes con menor consumo fue febrero con 4.844.552 kWh. Las demás mensualidades se mantienen por encima de 5.019.003 kWh.

De acuerdo con este comportamiento, en la Figura 8 sobre el consumo reportado respecto a la variable de “Valor Total Facturado”, se presenta una tendencia al aumento, principalmente a partir del mes de julio y decae para noviembre, como se grafica en la convención “Lineal (CONSUMO)”.

Figura 8. Paralelo del Valor total facturación y consumo de EEPSAESP - 2023.



Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

Sin embargo, durante el 2023 se presentan fluctuaciones tanto en consumos como en la variable de “Valor Total Facturado”. Sin embargo, las fluctuaciones se encuentran acordes tanto en la variable de consumo respecto al valor total facturado para cada mes.

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

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

En relación a este aspecto, se aborda el impacto en el sistema comercial de la empresa con la expedición de las Resoluciones CREG 135 y 174 de 2021, seguido de la explicación del proceso operativo del sistema de facturación para los usuarios AGPE. En este tópico es preciso mencionar que el control automático de tensión que exonera al usuario del cobro de energía reactiva, ha ido perdiendo porcentaje de participación en el mercado debido a que los usuarios AGPE con FNCER por temas regulatorios están exentos de estos cobros; por lo cual recuperó la importancia el reconocimiento de excedentes.

5.6.1. Facturación a usuarios AGPE

Es preciso mencionar que, si bien la empresa en la actualidad tiene la página web adecuada para realizar las solicitudes de usuarios para ser AGPE y su sistema de facturación está parametrizado para la liquidación de excedentes de este tipo de usuarios, actualmente la empresa aún no tiene usuarios catalogados como AGPE; sin embargo, en el marco de la visita la SSPD pudo conocer la herramienta y los módulos diseñados por el prestador para atender este tipo de situaciones cuando se presente en su mercado. Por lo anterior, no se plantea mayor información en este capítulo.

5.6.2. Energía reactiva

Al respecto, previo a la visita se le solicitó a la empresa la remisión de la información correspondiente a la facturación de energía reactiva. Una vez analizada la información se encontró que la empresa cuenta con tres (3) fronteras que son sujetas del cobro por concepto de energía reactiva (tanto inductiva como capacitiva). Adicionalmente, dichas fronteras cuentan con telemedida, razón por la cual son sujetas a la aplicación del «factor M» definido en el capítulo 12 de la Resolución CREG 015 de 2018. En el análisis de la información remitida por la empresa se encontró una situación particular con una de las fronteras, ya que esta presentaba un reinicio en el conteo de la variable M; sin embargo, posterior a su reinicio se

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

reportó un incremento inmediato. Lo anterior supone no atender a lo dispuesto en la regulación ya que, una vez reiniciada la variable M, esta debe esperar 12 periodos en los cuales se tenga exceso de transporte de energía reactiva por fuera de los límites que establece la regulación para poder incrementarse nuevamente.

En la visita de evaluación se consultó a la empresa por el entendimiento y aplicación de las disposiciones relacionadas al cobro por concepto de energía reactiva, en particular por la aplicación del factor M encontrando que, efectivamente, el reporte de facturación del factor M reportado a la DTGE correspondía a lo facturado realmente evidenciando un error en la interpretación y aplicación del factor M en las situaciones particulares del reinicio de esa variable.

Así las cosas, en el espacio de trabajo con la empresa, se aclararon las reglas de la aplicación de la variable, se definió con la empresa realizar los ajustes correspondientes a subsanar la aplicación del factor M luego del reinicio para que se ajustara a las disposiciones regulatorias.

Como compromiso de la empresa, se definió hacer los ajustes a la facturación del usuario y la adecuación del sistema comercial para que, en el caso particular, la facturación de energía reactiva en lo relacionado al factor M, se ajuste a lo establecido por la regulación.

Como resultado la empresa procedió en la inmediatez a corregir la situación. Como evidencia fue remitida a la SSPD la copia de la factura al usuario con los cambios realizados.

5.7. Código de Medida

La empresa cuenta con 4 fronteras comerciales registradas ante el ASIC. Todas son tipo «entre agentes». Se hizo la verificación documental de los sistemas de medición, se verificó el cumplimiento de varios apartados establecidos en la Resolución CREG 038 de 2014. Las hojas de vida de las fronteras comerciales cuentan con toda la información requerida en el Código de Medida, lo que permite verificar el cumplimiento de varios aspectos consagrados en la regulación.

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

De las 4 fronteras, únicamente en la subestación Junín 230 kV no se cuenta con los certificados de calibración en atención a lo establecido en el artículo 11 del Código de Medida. Se consultó al respecto a la empresa a razón de que la fecha de registro (6 de agosto de 2020) es posterior a la entrada en vigor del Código de Medida. La empresa informa que la subestación venía en funcionamiento, que los equipos ya estaban instalados, pero que, producto del desastre natural ocurrido en la ciudad de Mocoa hubo que hacer las adecuaciones correspondientes y el posterior registro de la frontera, la empresa informa que:

La subestación Junín registra un evento de falla en la operación debido a la avenida torrencial (sic) del 31/03/2017, situación en la cual se pierde el servicio a 230 kV y se hace necesario habilitar una subestación móvil a 115 kV en el municipio de Mocoa, mientras se hacían labores de remoción de escombros en la subestación Junín 230/115/34,5/13,2 kV.

La primera fase del restablecimiento temporal se desarrolló para la recuperación del barraje de 115 kV, la conexión en T a 115 kV con la línea Altamira Pitalito y desmonte de la subestación móvil con la que se operaba desde el día de la tragedia, estos trabajos se llevaron a cabo en el año 2019.

La segunda fase del plan se ejecutó en agosto del año 2020 para la recuperación del barraje del autotransformador de 230 kV, la construcción de la bahía del transformador, y trabajos de mantenimientos en los activos existentes.

Respecto a la no conformidad señalada sobre los certificados de calibración de los transformadores de medida de la frontera comercial Junín 230 kV Principal, se presenta a continuación la información requerida con el propósito de subsanar esta situación.

(...)

Observación Verificador: *No se tienen certificados de conformidad de producto para los transformadores de tensión y de corriente; sin embargo, el RF entrega evidencia de*

que los transformadores se encontraban instalados y en operación antes de la entrada en vigencia de la resolución CREG 038 de 2014, por lo que se valida la declaración del fabricante del cumplimiento de la norma técnica aplicable en la fecha de suministro, de acuerdo con lo establecido en su artículo 10.

A razón de lo anterior, XM aprueba el registro de la frontera comercial.

Otro aspecto relacionado con las fronteras tiene que ver con las cuatro fronteras que fueron sometidas a verificación por parte de las firmas verificadoras dentro del proceso de las verificaciones quinquenales definido en el Código de Medida y cuyo resultado de la verificación se obtuvo la conformidad según el criterio de la firma verificadora.

5.7.1. Sincronización de los relojes

Como complemento de la verificación a las fronteras comerciales, en las visitas a las subestaciones se realizó verificación en terreno de la sincronización de los relojes de los medidores sin encontrar diferencias que pudieran ser de especial atención como se muestra en el siguiente caso ilustrado en la **Figura 9**.

Figura 9. Verificación de la hora del reloj del medidor.



Fuente: DTGE.

5.8. Medición Inteligente

Respecto de la medición inteligente, con miras a lo dispuesto en la Resolución CREG 101 001 de 2022 «Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN», se le consulta a la empresa por los avances en la implementación de medidores inteligentes y en los análisis relacionados a su implementación.

La empresa da un reporte de sus avances y proyecciones, actualmente, la empresa se encuentra avanzando en el proceso de instalación de medida inteligente en usuarios industriales y comerciales, situación que ha ayudado a la empresa a reducir el porcentaje de pérdidas. Así las cosas, y en atención a la meta interpuesta por la regulación respecto de tener el 75% de los usuarios conectados en su mercado de comercialización con AMI, la empresa comenta que dentro de sus planes está la instalación de medida inteligente AMI en el 90% de sus usuarios urbanos y en el 50% de usuarios rurales distribuidos como se muestra en la Tabla 17.

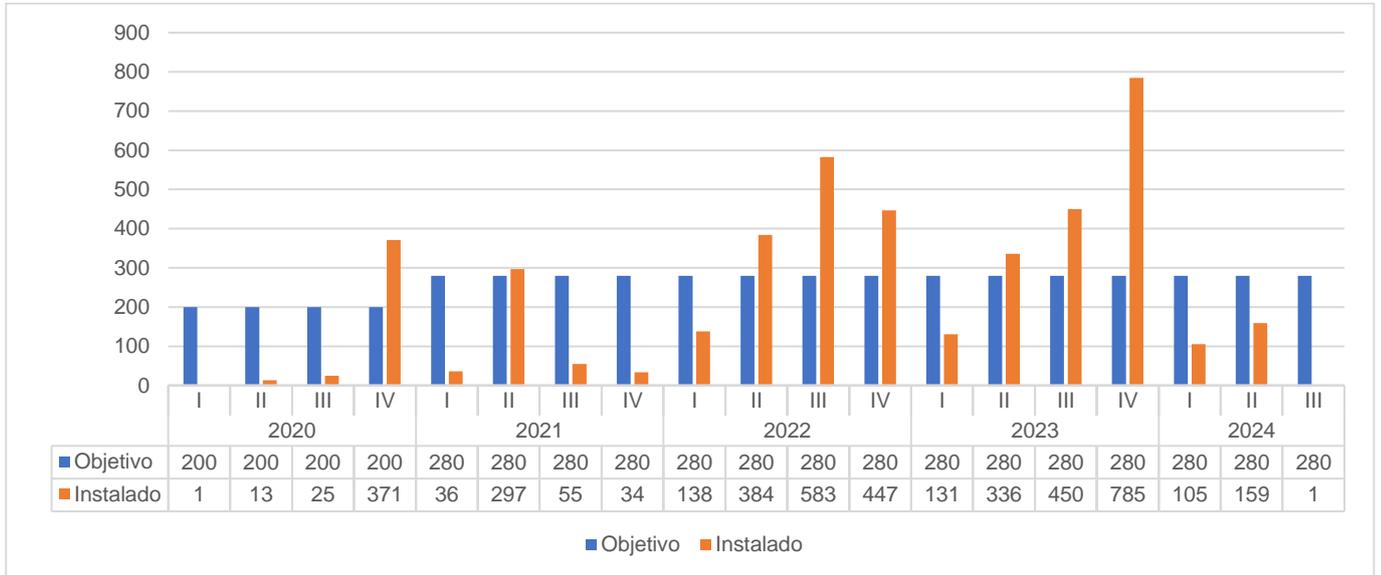
Tabla 17. *Proyección de distribución de medición inteligente Empresa de Energía el Putumayo.*

ZONA	USUARIOS	% A CUBRIR	PROYECCIÓN AMI
URBANO	27370	90%	24633
RURAL	9882	50%	4941
TOTAL			29574

Fuente: Empresa de Energía del Putumayo.

Adicionalmente, la empresa informa de los avances de los equipos de medición que ha venido instalando históricamente, la información correspondiente se muestra en la **Figura 10**.

Figura 10. Reporte del despliegue de medición inteligente Empresa de Energía del Putumayo.



Fuente: Empresa de Energía del Putumayo.

Tal como se muestra en la **Figura 10**, a partir del segundo trimestre de 2022 se inicia un alto despliegue de medición inteligente, la cual busca compensar el rezago presentado en trimestres anteriores, de modo que, para finales del segundo trimestre de 2024, la diferencia entre lo proyectado y lo ejecutado es únicamente de 370 medidores.

Finalmente, cabe agregar que la empresa, dentro de sus análisis, considera el cumplimiento de la meta interpuesta por la normativa a 2030 de tener el 75% de los usuarios con AMI en su mercado de comercialización.

5.9. Medición de energía al usuario final

Al respecto se le consulta a la empresa por dos aspectos particulares, por un lado, por la estimación del consumo y, por otro lado, por las acciones de la empresa para atender las disposiciones de la Resolución CREG 105 007 de 2024 «Por la cual se modifican transitoriamente los artículos 37 y 38 de la Resolución CREG 108 de 1997».

5.9.1. Estimación del consumo

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

En cuanto a la estimación del consumo, los análisis realizados por la DTGE sobre los reportes de información que la empresa presenta al Sistema Único de Información (SUI) revelaron que el indicador de estimación del consumo en relación con el número de usuarios es significativamente alto en comparación con el mismo indicador de otras empresas comercializadoras del país. La empresa informó que la mayoría de los casos se presentan en usuarios rurales, principalmente debido a la imposibilidad de acceder a las zonas donde están ubicados estos usuarios. Otros factores relacionados con la ruralidad incluyen la distancia y la dificultad de acceso.

En vista de lo anterior, se le indicó a la empresa la necesidad de remitir los soportes de aquellos casos reportados al SUI como mediciones estimadas, que además fueron requeridos por la SSPD previo a la visita. Sin embargo, dichos soportes no fueron remitidos. En este sentido, se enfatiza la importancia de poder justificar, conforme a la regulación vigente, cuáles casos fueron estimados por causas justificables y cuáles no.

Por lo tanto, la DTGE mantendrá en seguimiento esta situación particular una vez la empresa remita la información solicitada, la cual corresponde a la justificación de la estimación del consumo en 27 906 periodos entre junio de 2022 y marzo de 2024, para 10 451 usuarios diferentes.

5.9.2. Desviaciones significativas

Se consultó a la empresa sobre el análisis y la aplicación de la metodología establecida por la CREG para el cálculo de las desviaciones significativas, según lo dispuesto en la Resolución CREG 105 007 de 2014. Durante la reunión, se reiteró a la empresa que la citada resolución entró en vigor el 24 de julio de 2024 y se hizo énfasis en que se han identificado atrasos significativos en la implementación de las disposiciones regulatorias relacionadas con este tema. En consecuencia, se solicitó a la empresa que remitiera a la SSPD los soportes que evidencien la aplicación de las disposiciones establecidas en la resolución, en particular respecto a las modificaciones al CCU, la disposición del aplicativo para el registro de usuarios

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

estacionales, y la analítica de datos para clasificar a los usuarios exentos de la metodología para el cálculo de las desviaciones, entre otros aspectos relevantes.

Posteriormente, la empresa remitió una copia actualizada del CCU, en la cual, en la cláusula 60, se incluyen los lineamientos para el cálculo de los límites para la determinación de las desviaciones, conforme a la nueva metodología establecida por la CREG.

El cumplimiento de las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 105 007 de 2014 estará bajo seguimiento continuo por parte de la DTGE.

5.10. Reglamento de comercialización

Respecto al tema de cambios de comercializador, únicamente se reportan tres solicitudes de cambio de comercializador, se evidencia que la empresa ha dado respuesta a las solicitudes de expedición de paz y salvo para este proceso dentro de los tiempos que establece la regulación.

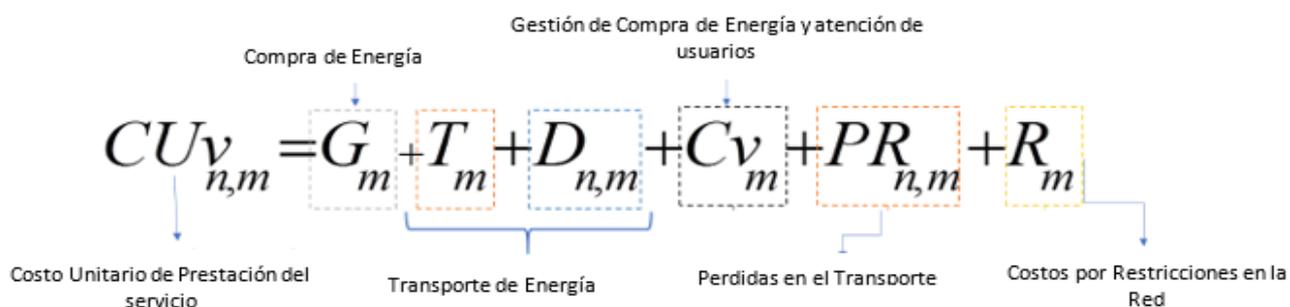
Adicionalmente, se informó a la empresa la importancia de que, en los casos de cambio de comercializador, los registros de las fronteras comerciales por parte de los nuevos agentes, debe darse en el marco del cumplimiento regulatorio, lo que implica la exigencia del cumplimiento del Código de Medida en los casos en los que corresponda.

5.11. Aspectos tarifarios

Esta sección del informe se enfoca en el Costo Unitario de Prestación del Servicio, cada uno de sus componentes y las tarifas aplicables a los usuarios regulados conectados a nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red, lo anterior teniendo en cuenta que en este grupo de usuarios se encuentra la mayoría de los usuarios de la empresa. Ahora bien, de acuerdo con la información comercial reportada en el Sistema Único de Información (SUI), la Empresa de Energía del Putumayo SA ESP solo atiende usuarios regulados. Ahora bien, es preciso mencionar que este informe se elaboró con base en la información que tiene certificada el prestador en el SUI al momento de realizar la Evaluación Integral.

5.11.1. Usuarios regulados

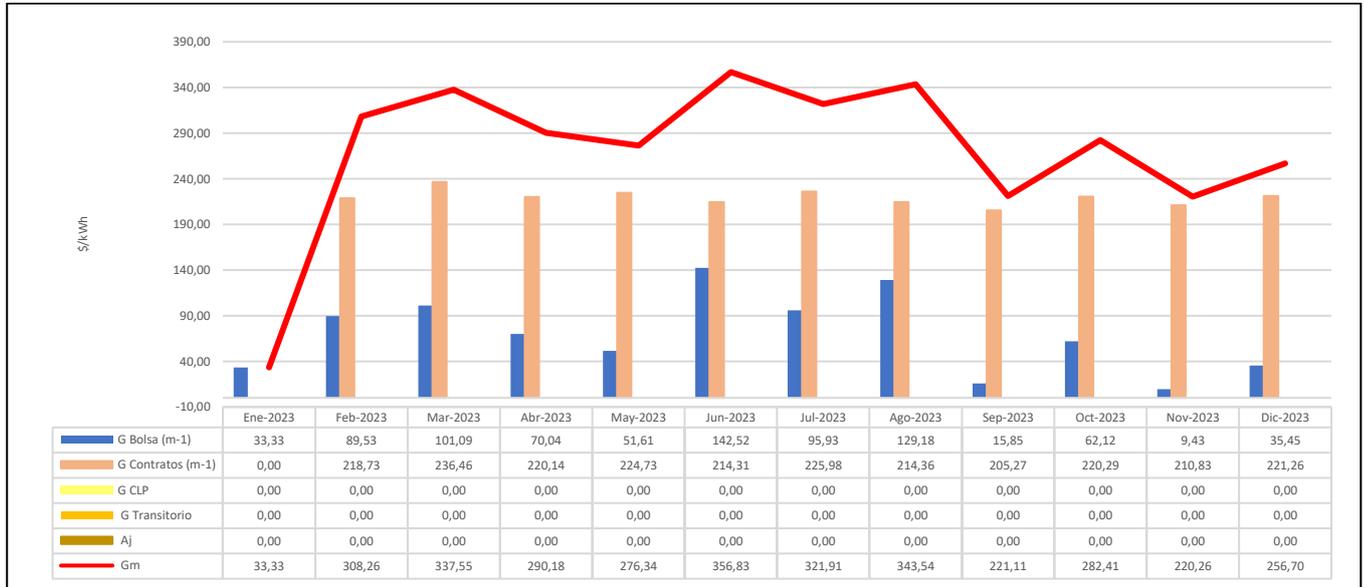
El Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) de energía eléctrica, corresponde al costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, de acuerdo con la regulación establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, está conformado por la suma de los componentes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



5.11.1.1. Componente de Generación

Este componente se calcula con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución CREG 174 de 2021 y Resolución CREG 101 002 de 2022. Este componente permite trasladar vía tarifa a los usuarios los costos de compra de energía del comercializador, bien sea vía contratos bilaterales, bolsa en el mercado de energía mayorista u otros mecanismos de compra contemplados actualmente por la regulación. Ver Figura 11

Figura 11. Componente de Generación (G) 2023 – EEPSAESP

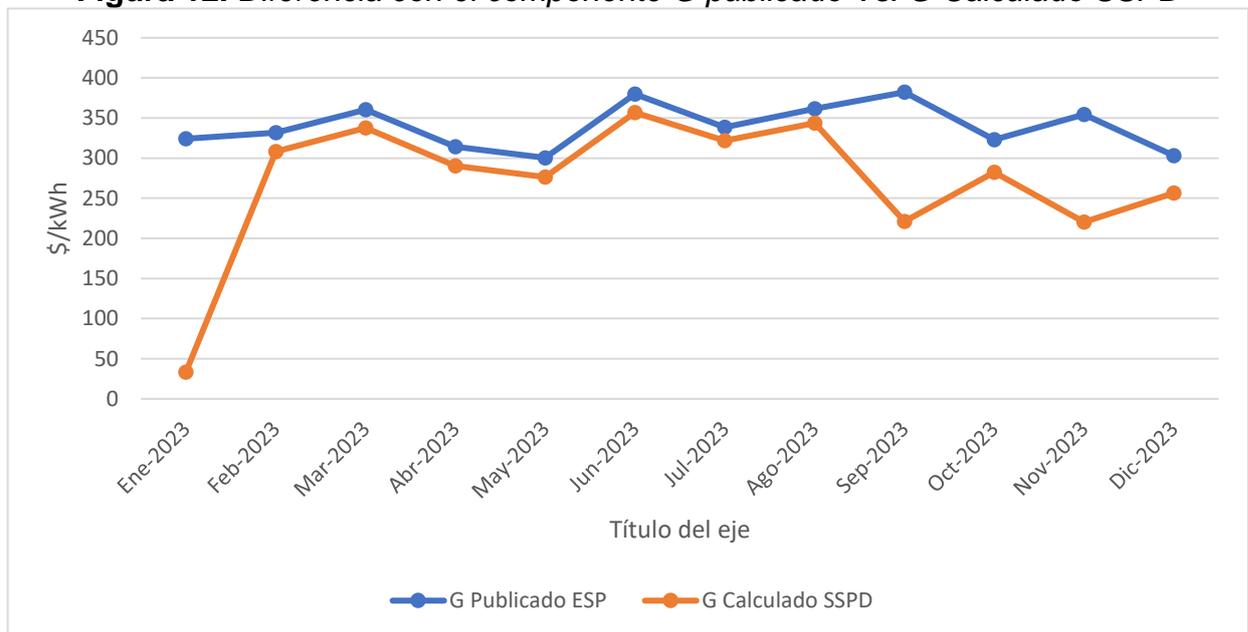


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 11, pueden evidenciarse los cambios en el componente de Generación a lo largo del año 2023, adicionalmente se puede observar el comportamiento desagregado y la variación de estos subcomponentes. Las barras de color azul corresponden al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en bolsa y las barras de color 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.

En el mes de enero el valor calculado para el componente de Generación es de 33,33 y se evidencia un error en el reporte de información al SUI, adicionalmente en los cálculos realizados por la SSPD se evidencia la ausencia en el aporte de las compras en la subasta del Ministerio de Minas y Energía (G CLP), además del G transitorio el cual considera dentro de su cálculo las compras AGPE y GD que se presenten. En el marco de la visita realizada de Evaluación Integral se determinó que fueron errores en el reporte al SUI, debido a que se reportó en cero (0) parte de la información reflejando diferencias en el cálculo del componente y el valor publicado por la empresa. En la siguiente figura se pueden observar las diferencias entre el valor del componente de Generación publicado por la empresa y el componente de Generación calculado por la SSPD con la información reportada al SUI.

Figura 12. Diferencia con el componente G publicado Vs. G Calculado SSPD



Fuente: DTGE

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

En el tercer trimestre, el componente de Generación alcanzó el valor máximo que fue de 382,20 \$/kWh para el mes de septiembre, por el contrario, en el mes de mayo este componente alcanzó su valor más bajo en el año 2023, llegando a un valor de 300,43 \$/kWh. Las diferencias entre los cálculos realizados y el valor publicado (excluyendo el mes de enero que se aleja significativamente de la media) estuvo en promedio sobre los 48, 56 \$/kWh lo cual corresponde principalmente a la fracción del componente de Generación aportado por la energía comprada a través del mecanismo de las subastas de renovables del MinEnergía (CLP).

El mes con más aumento porcentual fue en junio, fue el más alto en este componente, alcanzando un incremento de 26,4% con relación al mes inmediatamente anterior; estos aumentos estuvieron determinados por un significativo aumento en la participación proveniente del precio de bolsa en la fórmula de cálculo del componente. Es decir que, la combinación del precio de bolsa junto con el nivel de exposición en ese momento hizo que el componente de Generación pasara de trasladar 51,61 \$/kWh en el mes de mayo a 142,52 \$/kWh en junio. En la siguiente Figura 13 se puede observar el comportamiento del componente de Generación, con los datos de CLP y de Aj que utilizó la empresa en sus cálculos.

Figura 13. Componente de Generación (G) 2023 – EEPSAESP (Cálculos remitidos ESP)

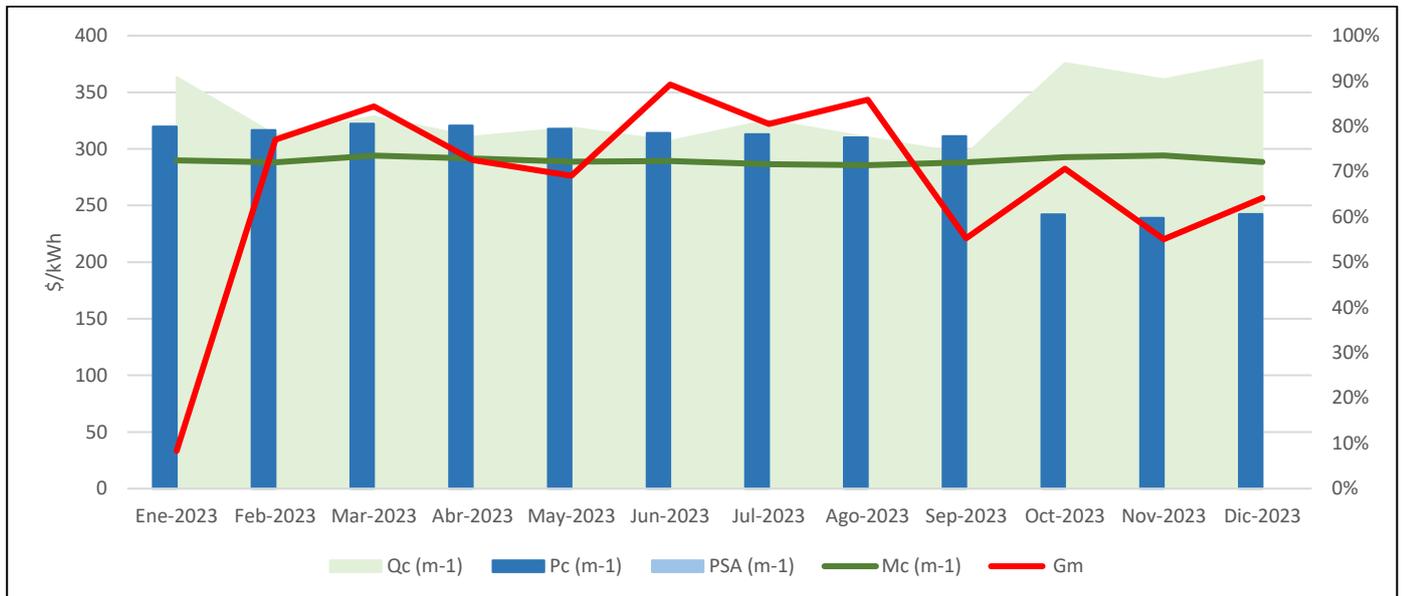


Fuente: DTGE

5.11.1.1. Compras en contratos

Con el propósito de ilustrar esta parte de la evaluación integral, se lleva a cabo la comparación del comportamiento de las variables del costo promedio de la energía comprada en contratos (Pc), el costo promedio 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), no se tendrá en cuenta el costo promedio de energía comprada en los contratos de la subasta del Ministerio (PSA) en línea con lo ya mencionado, la empresa no reportó dichos valores al SUI.

Figura 14. Comportamiento de las variables (G contratos) 2023 - EEPSAESP



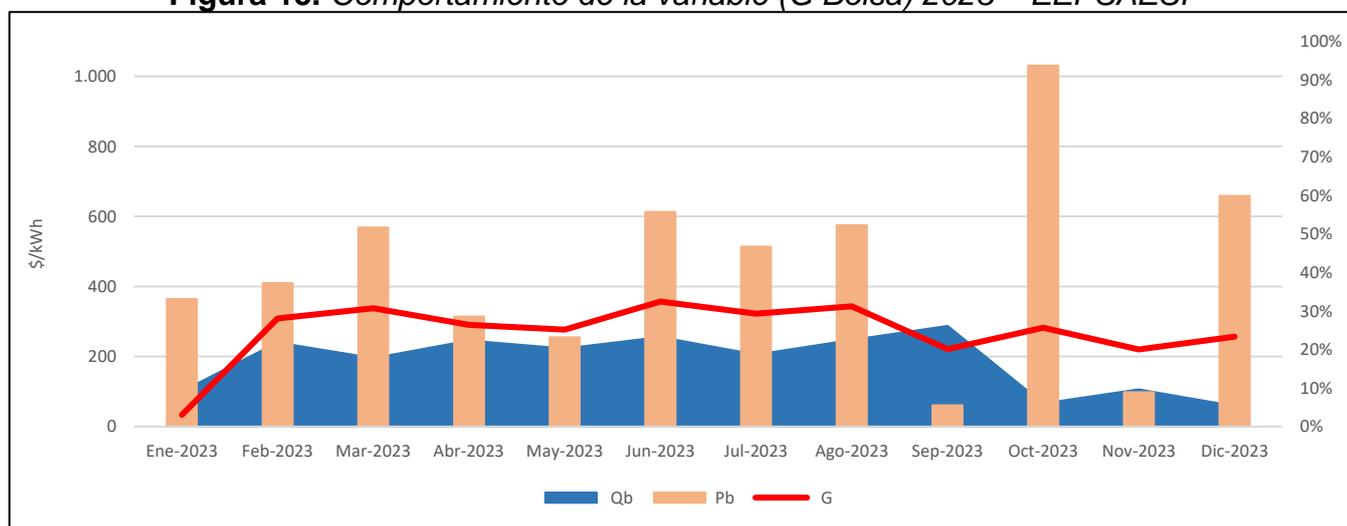
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De la Figura 14 se puede observar que, en el año 2023, EEPSAESP adquirió energía a un precio promedio en contratos (Pc) por encima al precio promedio del mercado (Mc). En resumen, el precio promedio de la energía comprada en contratos durante el año 2023 fue de 297,44 \$/kWh, manteniéndose por encima del promedio de Mc para el mismo período el cual fue de 289,81 \$/kWh, dando como resultado un Qc promedio de 83,09% lo que contribuyó a que el valor promedio del efecto final en el G fuera de 339,46 \$/kWh relacionado a lo observado en la Figura 12. En la misma Figura 14, se puede observar como en el mes de octubre el Pc disminuyó hasta posicionarse por debajo del Mc, adicionalmente y como ya se mencionó el valor del componente de Generación no está teniendo en cuenta lo aportado por CLP.

5.11.1.1.2. *Compras en bolsa*

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

Figura 15. Comportamiento de la variable (G Bolsa) 2023 – EEPSAESP



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

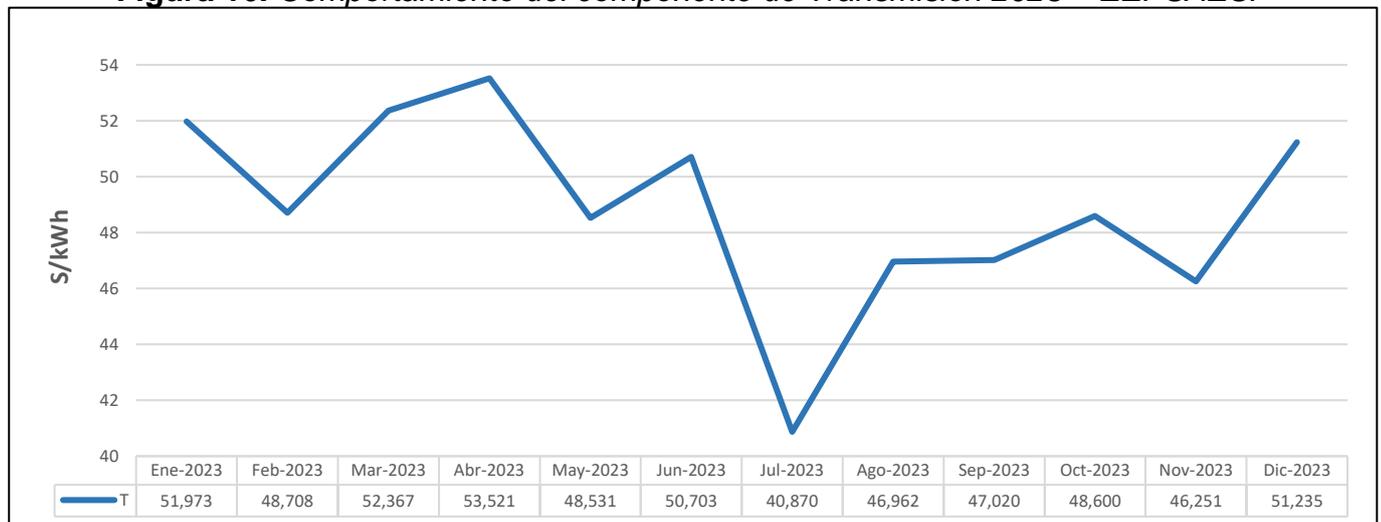
En la Figura 15, se puede observar que la combinación del porcentaje de exposición en la bolsa y su correspondiente precio tiene un impacto directo en el componente de Generación. Esta exposición en bolsa de acuerdo a los datos reportados al SUI, a partir del mes de octubre experimentó una disminución significativa la cual se mantuvo hasta finales del 2023. Así mismo, se puede observar cómo la empresa logró reducir el aumento que podría haber generado el impacto de los precios en bolsa que llegó a 1.017,54 \$/kWh en el mes de octubre de 2023, lo anterior debido a la estabilidad en la exposición a bolsa.

5.11.1.2. Componente de Transmisión

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

En la Figura 16 se muestran los valores del componente de Transmisión trasladados por la EEPSAESP a sus usuarios durante el año 2023. Cabe aclarar que todos los comercializadores de energía eléctrica del país cobran mensualmente vía tarifa un único valor del componente.

Figura 16. Comportamiento del componente de Transmisión 2023 – EEPSAESP



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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

5.11.1.3. Componente de Distribución

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

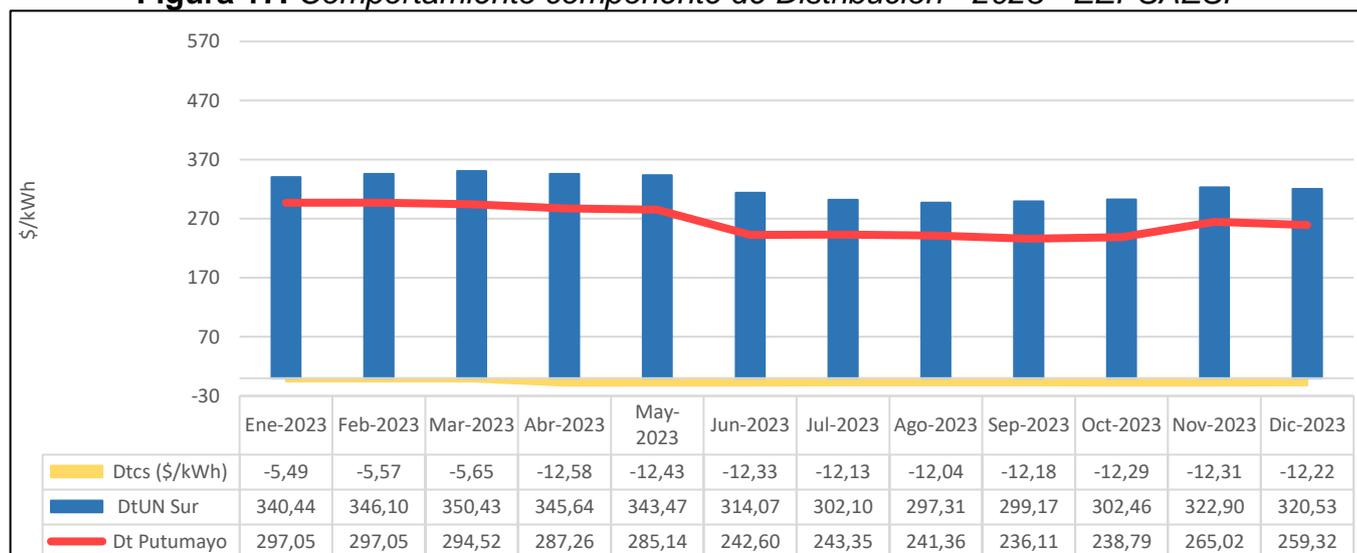
Mediante el Decreto 388 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía, se ordenó a la CREG establecer, dentro de la metodología de remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD). Estas áreas se definen como conjuntos de redes de transmisión regional y/o distribución local destinados a brindar servicio en zonas urbanas y rurales, y son operadas por uno o más Operadores de Red. La conformación de estas áreas se realiza teniendo en cuenta la proximidad geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido por la ley. Además, se establece que debe existir un Cargo Único por Nivel de Tensión por cada ADD. Las distintas áreas fueron conformadas de acuerdo con las Resoluciones 182306 de 2009 (ADD Oriente), 181347 de 2010 (ADD Occidente), 180696 de 2011 (ADD Sur), 180574 de 2012 (ADD Centro), 90290 de 2014 (Actualización ADD Sur) y 40227 de 2022 (Actualización y Confirmación de todas las ADD).

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

Adicionalmente, es preciso mencionar que en la actualidad existen cuatro (4) mercados de comercialización que no se encuentran dentro del esquema de las ADD correspondiendo a CARIBESOL, CARIBE MAR, GUAVIARE y CHOCÓ.

Así las cosas, el mercado PUTUMAYO atendido por la EEPSAESP se encuentra en el área de distribución ADD SUR, esta área de distribución (ADD SUR), se conforma con los Sistemas de Distribución Locales operados por las siguientes empresas en sus respectivos mercados: Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S. A. E.S.P., (EMEVASI), Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P., (ELECTROCAQUETÁ), Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., (EEPSAESP), Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., (EEBP), Electrificadora del Meta S. A. E.S.P., (EMSA) y Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., (ENERCA).

Figura 17. Comportamiento componente de Distribución - 2023 - EEPSAESP



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

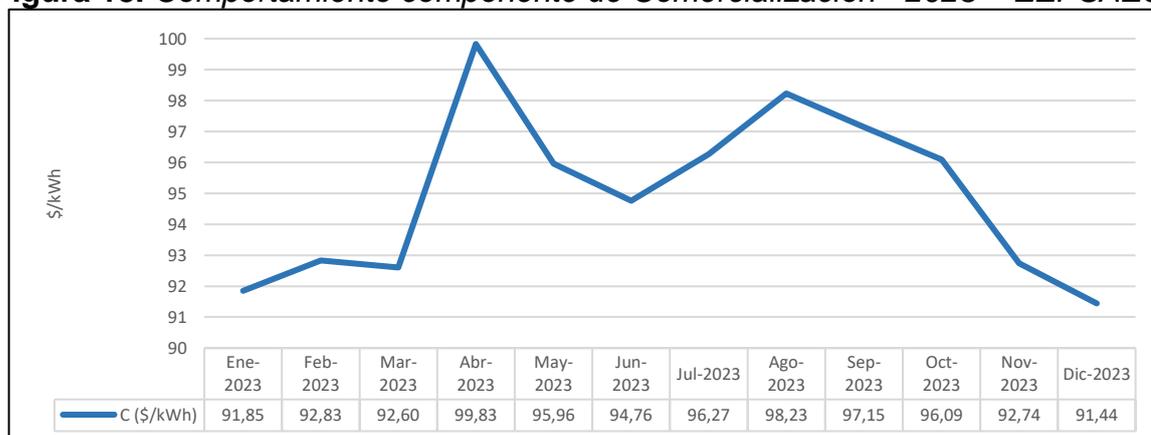
En la Figura 17 se muestra la evolución del cargo de Distribución calculado para la EEPSAESP en el mercado Putumayo a lo largo de 2023. Durante este periodo, se observa que el valor promedio del componente fue de 323,72 \$/kWh denominado Dt y que corresponde al valor del cargo unificado (DtUN). El valor más alto registrado fue de 350,43 \$/kWh en el mes de marzo, mientras que el valor más bajo fue de 297,31 \$/kWh en el mes de agosto. El valor de la variable Dtcs corresponde al incentivo por calidad media y que ya viene inmerso en el cálculo del componente que presentó valores negativos para el transcurso del 2023. De acuerdo a la figura ya mencionada, la empresa traslada al usuario final un valor superior al determinado para este mercado, lo anterior en línea con el objetivo de las ADD.

5.11.1.4. Componente de Comercialización

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

Es importante destacar que el cálculo del componente C depende en gran medida de las resoluciones específicas que aprueban el costo base de comercialización y los riesgos de cartera para cada uno de los comercializadores integrados al operador de red. Esta es una de las principales razones por las cuales se presentan diferencias en este componente entre las distintas empresas. En el caso de EEPSAESP, las resoluciones de aprobación del cargo base de comercialización y el riesgo de cartera corresponden a la Resolución CREG 118 de 2015.

Figura 18. Comportamiento componente de Comercialización - 2023 – EEPSAESP



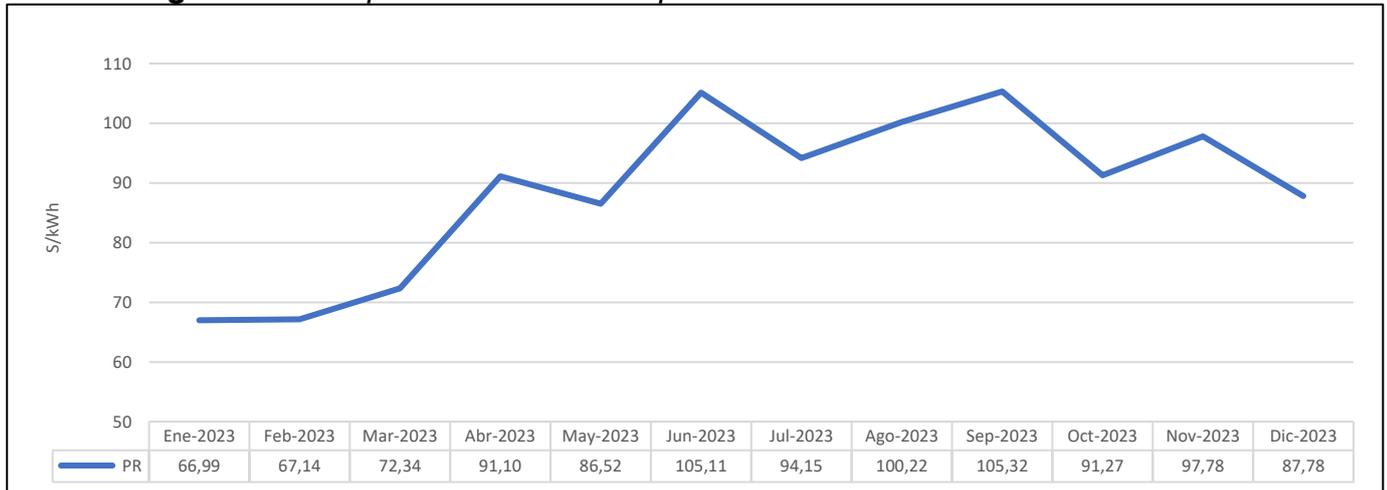
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Según se muestra en la Figura 18, a lo largo del año 2023, el componente experimentó distintas variaciones en su valor. En el mes de enero se registró el valor mínimo el cual fue de 91,85 \$/kWh, mientras que, en los meses de abril y agosto el componente alcanzó los valores más altos equivalentes a 99,83 \$/kWh y 98,23 \$/kWh respectivamente. Los incrementos presentados obedecen principalmente a un incremento asociado en el costo variable de comercialización (C*) debido a los aumentos del CUM-1 y a un incremento en el costo variable de comercialización de atender usuarios regulados (CvR) debido principalmente a variaciones en las ventas a usuarios regulados en el 2023.

5.11.1.5. Componente de Pérdidas

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

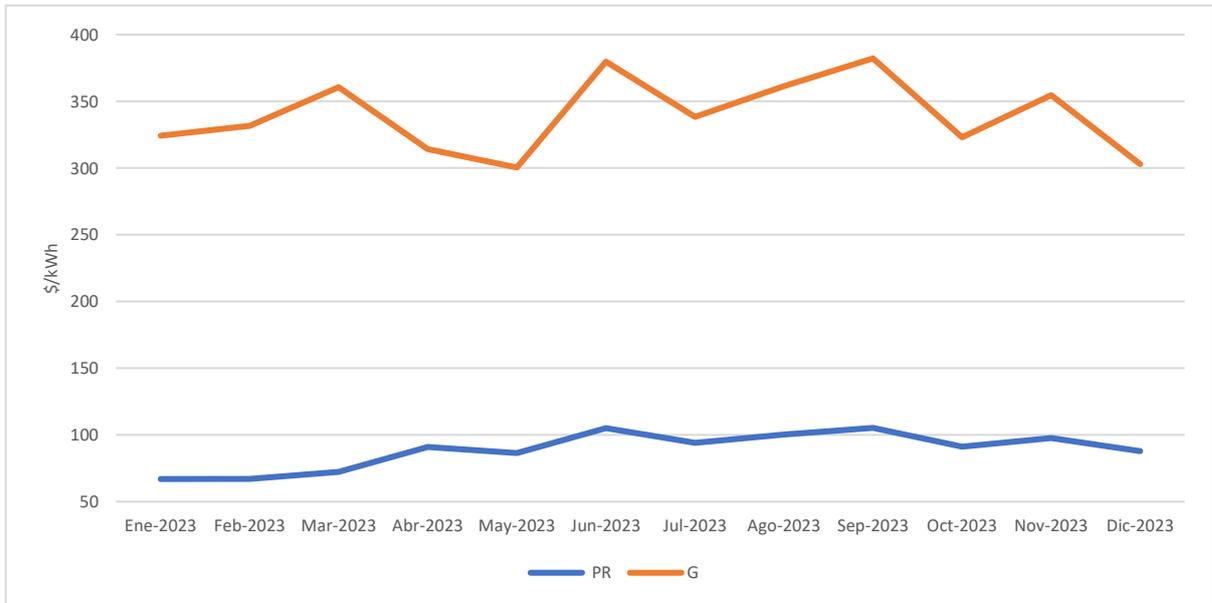
Figura 19. Comportamiento del componente de Pérdidas 2023 – EEPSAESP



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En promedio, el componente de Pérdidas se compone de un 85% proveniente del componente de Generación y un 15% por el componente de Transmisión; razón por la cual la curva mostrada en la Figura 19 tiene un comportamiento similar al del componente de Generación. Por lo anterior, un incremento en el componente de Generación impacta directamente este componente provocando el mismo comportamiento como se puede observar en la Figura 20. Esta curva es afectada también por la aplicación de la variable CPROG.

Figura 20. Comportamiento del componente de Generación y Pérdidas 2023 – EEPSAESP

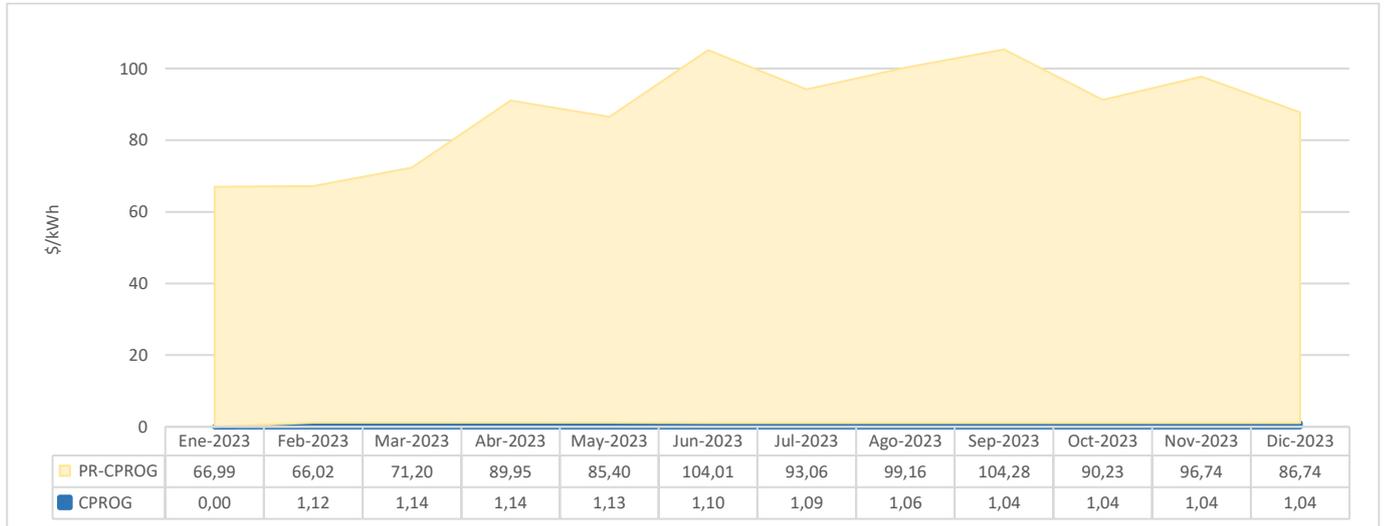


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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 EEPSAESP para el año 2023, ya contaba con ingresos aprobados, por lo que el comportamiento en el valor de su variable CPROG se muestra en la Figura 21:

Figura 21. CPROG – Componente de Pérdidas 2023 – EEPSAESP



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En Figura 21 se puede observar como el valor de las pérdidas fluctuó durante el año 2023. Para el mes de junio y septiembre del 2023 alcanzó los valores mayores, dicho cambio coincide con la tendencia presentada en el valor del componente G para el mismo periodo.

La variable CPROG tuvo un valor promedio de 1,08 \$/kWh. En la gráfica se muestra la variable CPROG junto con las demás variables que conforman el componente de pérdidas, calculado como PR CPROG (PR menos el valor del CPROG).

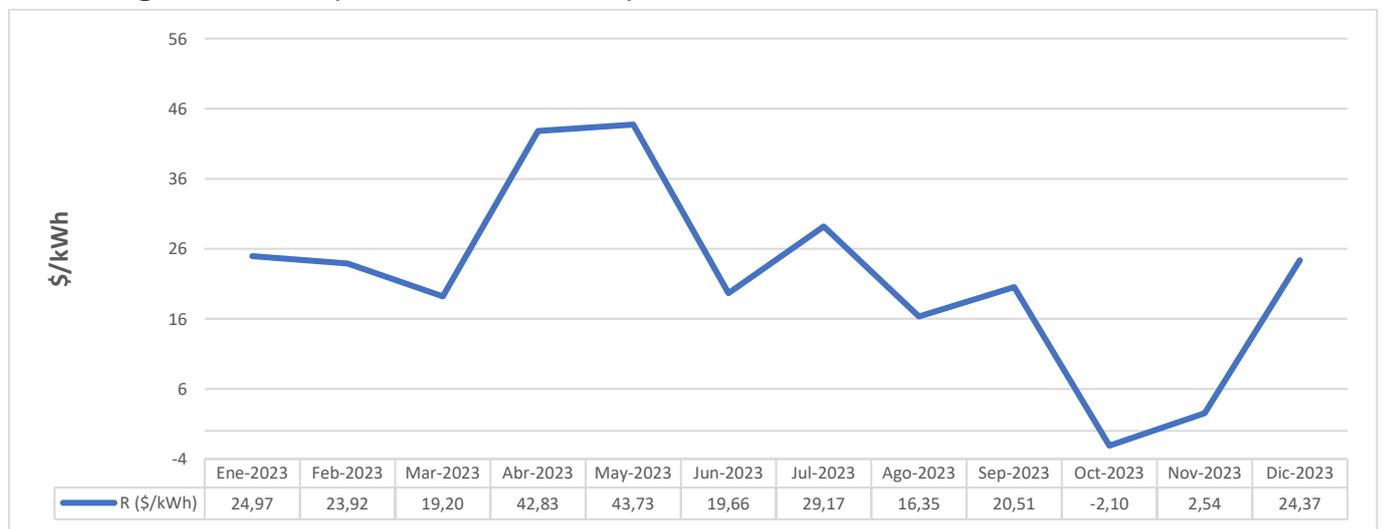
Ahora bien, en el análisis realizado a este componente es preciso mencionar que esta Dirección Técnica de acuerdo con sus funciones de vigilancia, inspección y control logró identificar que la EEPSAESP estaba aplicando la variable CPROG de forma anticipada ya que había estado aplicando el valor publicado para el mes m+1 en el mes m.

5.11.1.6. Componente de Restricciones

En el componente de Restricciones, se ve reflejada la compensación de los sobrecostos en el sistema generados en los despachos de energía 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 22. Comportamiento del componente de Restricciones 2023 – EEPSAESP



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 22 se muestra el comportamiento del componente de Restricciones, en la cual se puede observar cómo para el mes de abril y mayo del 2023 se presentaron los valores más altos de esta variable, 35,30 \$/kWh y 36,77 \$/kWh respectivamente, mientras que para el mes de octubre se presentó el valor más bajo, llegando a aplicar un valor equivalente a 0,35 \$/kWh. Esto implica una diferencia total de 36,42 \$/kWh entre los dos valores extremos.

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

5.11.1.7. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)

El porcentaje de participación observado en el año 2023 de cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio de EEPSAESP, fue en promedio el mostrado en la Tabla 18:

Tabla 18. *Peso porcentual de los componentes del CU 2023 – EEPSAESP*

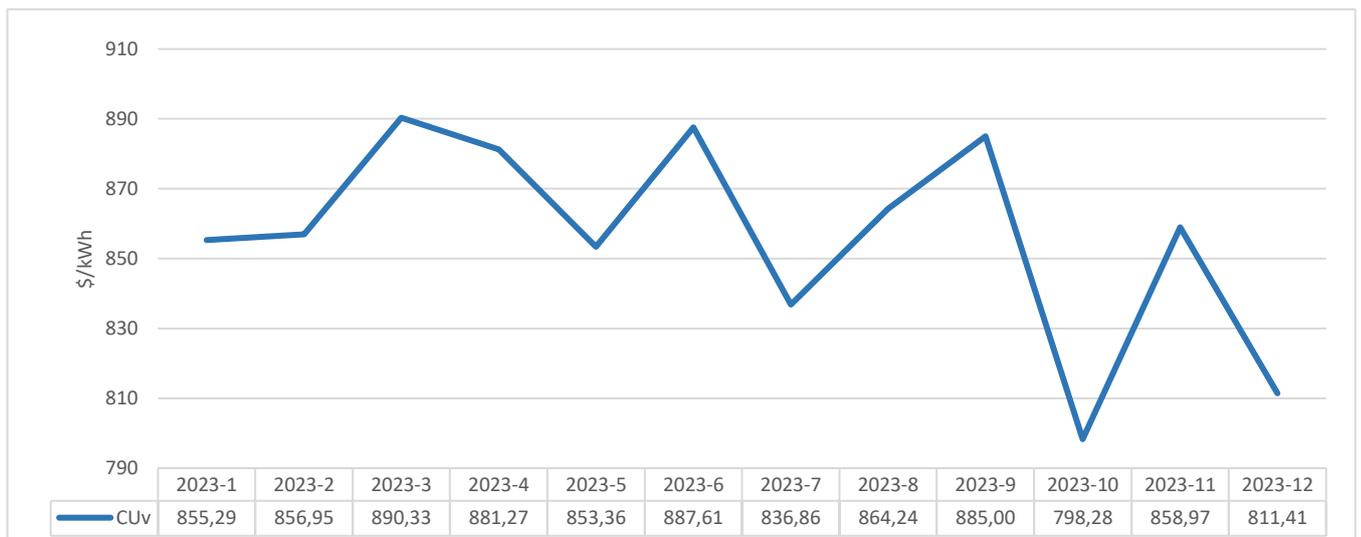
Periodo	Cu v n,m	Gm	Tm	D n,m	C Vm	PR n,m	Rm
2023	100%	39,6%	5,7%	31,0%	11,1%	10,4%	2,2%

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De acuerdo con la discriminación por componentes, la Generación y la Distribución representaron en promedio el 70,64% 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, lo cual afectó de forma directa el componente de Pérdidas, siendo así estos dos los que más peso porcentual tienen en el CU.

En la **Figura 23** se puede observar el comportamiento que tuvo el CU calculado por la EEPSAESP, en esta figura se logra ver como para el mes de octubre del 2023 el CU tuvo su valor más bajo igual a 798,28\$/kWh, pero así mismo se logra observar como el comportamiento generalizado fluctuó, presentando tanto incrementos como reducciones y osciló en un promedio de 856,63\$/kWh. Esta variación se vio afectada principalmente por las variaciones en las compras de energía a través de la bolsa en el mercado de energía mayorista y los precios de los contratos a largo plazo, afectando así no solo el valor del componente de Generación, sino que también el componente de Pérdidas.

Figura 23. Comportamiento del valor de CU 2023 – EEPSAESP



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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

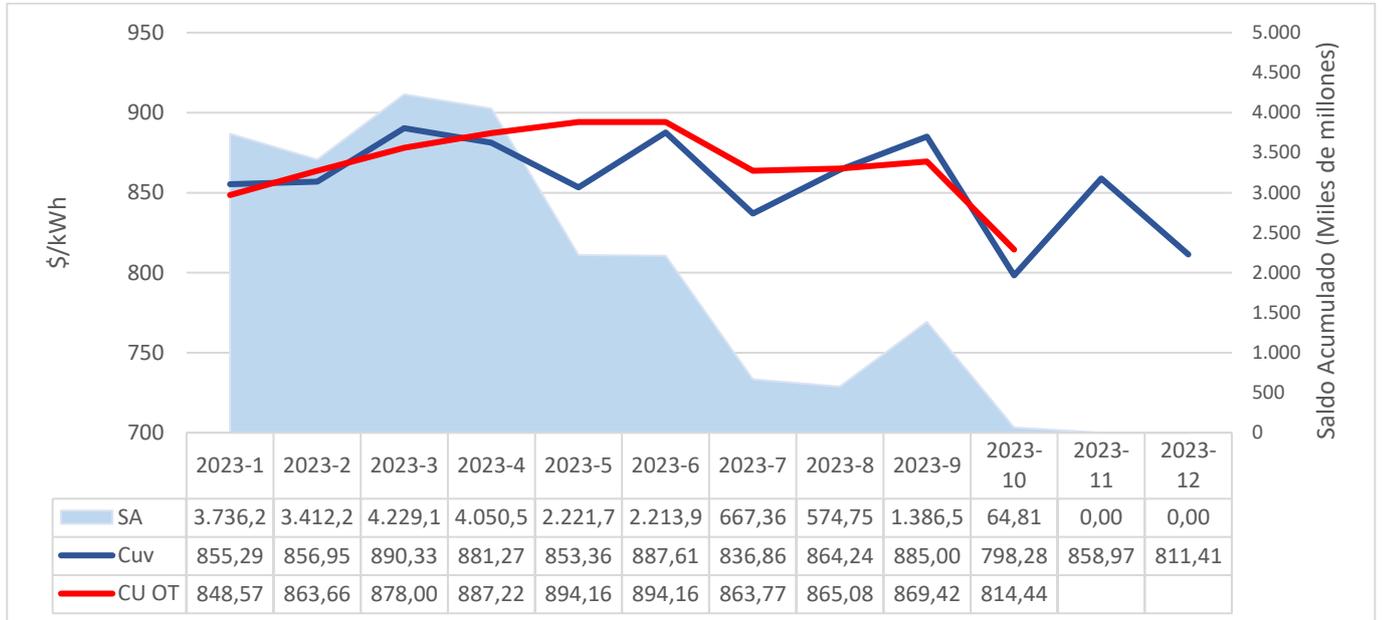
Es importante destacar que en las Resoluciones CREG 012 de 2020³⁴, CREG 058 de 2020, CREG 064 de 2020 y CREG 152 de 2020 se estableció la aplicación de la opción tarifaria como respuesta a la emergencia sanitaria generada por el COVID-19 en 2020. Esta opción tarifaria se mantuvo vigente durante el año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

Desde el mes de septiembre del 2022, EEPSAESP entró en opción tarifaria debido a los incrementos significativos presentados, la empresa aplicó la opción tarifaria hasta octubre del 2023. En la Figura 24 se puede observar el CU determinado por medio de la Opción Tarifaria (CU OT) en color rojo y el CU calculado mediante la metodología tarifaria general (CUv) en color azul; mientras que en el sombreado verde se puede observar el comportamiento de los saldos acumulados resultado de la aplicación de la Opción Tarifaria.

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

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

Figura 24. Comportamiento CUv vs Opción Tarifaria 2023 – EEPSAESP



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 24 se puede apreciar cómo el CU calculado utilizando la metodología de opción tarifaria experimentó aumentos graduales y a partir del mes de abril se ubicó por encima del CUv (metodología general), lo que permitió a la empresa recuperar significativamente un porcentaje de sus saldos acumulados, hasta el mes de octubre en el cual la empresa dejó de aplicar la Opción Tarifaria.

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.

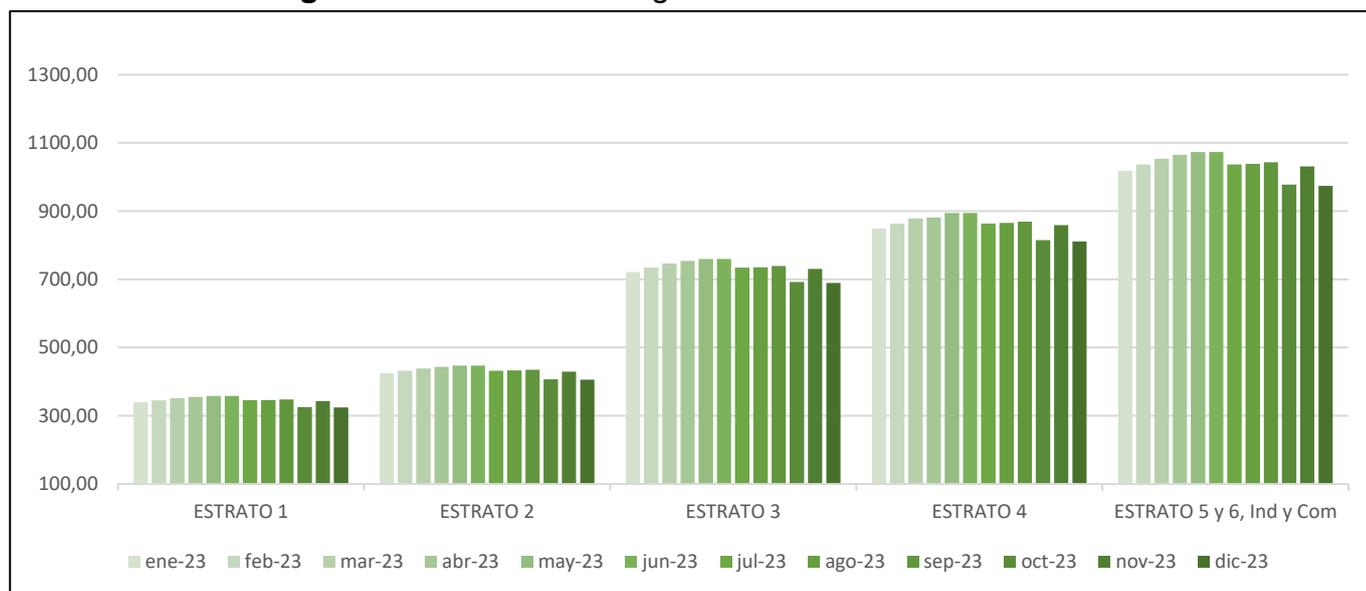
5.11.1.8. Tarifas de Energía Eléctrica

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

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

En la Figura 25 se presentan las tarifas por estrato publicadas por la empresa durante el año 2023. Es importante destacar que estas tarifas corresponden al nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red, ya que la mayoría de los usuarios se encuentran conectados bajo esta característica.

Figura 25. Tarifas de Energía Eléctrica 2023 – EEPSAESP



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la misma Figura 25 se puede observar que, la empresa calcula las tarifas a partir del CU, por lo que el comportamiento de las tarifas para estratos 3, 4, 5, 6, industrial y comercial mantienen la tendencia creciente hasta el mes de junio, posteriormente se observan reducciones exceptuando el mes de noviembre en el cual se presentó un incremento.

Cabe señalar que la aplicación del subsidio en los estratos 1 y 2 mediante la Resolución CREG 003 de 2021, permite mantener un valor creciente uniforme en la tarifa ya que no depende directamente del CU sino del cociente de los IPC, siempre y cuando no se superen los topes máximos de subsidio otorgados por la ley, aclarando que existieron meses que se comportaron con base en las variaciones del CU, IPC y a las reglas de la Resolución CREG 101 031 de 2022. En la Tabla 19 se muestran los valores de las tarifas por estrato para el año 2023.

Tabla 19. Tarifas de energía eléctrica 2023 NT1 Prop. OR - EEPSAESP

MES	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com
ene-23	339,43	424,29	721,29	848,57	1018,29
feb-23	345,46	431,83	734,11	863,66	1036,39
mar-23	351,20	439,00	746,30	878,00	1053,60
abr-23	354,89	443,61	754,14	881,19	1064,67
may-23	357,66	447,08	760,04	894,16	1072,99
jun-23	357,66	447,08	760,04	894,16	1072,99
jul-23	345,51	431,89	734,21	863,77	1036,53
ago-23	346,03	432,54	735,32	865,08	1038,10
sep-23	347,77	434,71	739,00	869,42	1043,30
oct-23	325,78	407,22	692,27	814,44	977,33
nov-23	343,59	429,49	730,13	858,97	1030,77
dic-23	324,57	405,71	689,70	811,41	973,70

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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

En este espacio inicialmente la empresa indicó el proceso por medio del cual realizaba la determinación del CU y de las tarifas, desde la recopilación de los insumos hasta la publicación

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

final de las tarifas que le son trasladadas a los usuarios finales. Dentro del proceso sobresalió que no tienen un proceso estandarizado dentro de su sistema de calidad.

Posteriormente, se procedió a replicar los cálculos detallados del CU, verificando distintas variables, el origen de los datos, el reporte al SUI y las fórmulas empleadas en los cálculos. Se realizó la verificación de cada uno de los componentes del CU en paralelo con los colaboradores de la empresa para evidenciar las diferencias encontradas. Se logró identificar un error de interpretación con relación al reporte al SUI de ciertas variables en las cuales se estaba reportando en la vigencia equivocada por ejemplo las compras en contratos bilaterales (ECC - VECC), otras variables no se estaban reportando como por ejemplo el AJ y lo concerniente a las compras de energía por medio de subastas del Ministerio (PSA - CUG - EGP - CLP), otras variables estaban siendo reportadas de forma incorrecta como los porcentajes que se estaban reportando en decimal (W) y el valor del Cfj que se viene reportando indexado y se debe reportar el cargo base aprobado por la CREG; lo anterior correspondía a errores de reporte, debido a que al replicar los cálculos y verificar el origen de los datos se estaban utilizando de forma correcta.

En temas específicos de las fórmulas empleadas para el cálculo de cada uno de los componentes del CU se encontraron diferencias en el Factor de Productividad del componente de Comercialización de Energía (X), el cual no se ajustó en su momento a la regulación que aumentaba de forma anual, pero se congelaba en el quinto año de aplicación de la Resolución CREG 180 de 2014, este se venía calculando de forma incorrecta. Adicionalmente, se identificó que en algunas ocasiones la empresa no utilizó como insumo la versión final o definitiva (TXF) de los archivos publicados por XM lo cual afectó los cálculos en dichas vigencias, entre estas sobresalió el Mc y las Pérdidas reconocidas. Así mismo, sobresalió la utilización del indicador IPC para indexar el costo base de comercialización, el cual no se tomó directamente del DANE como lo indica la regulación, sino que se empleó otra fuente, lo cual generó diferencias en el valor indexado. Con relación a la variable CPROG se indicó a la empresa la ruta para descargar el valor que debe trasladar la empresa vía tarifa para cada vigencia, así las cosas, se evidenció que la empresa estaba trasladando de forma anticipada el valor del CPROG

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

tomando el liquidado para el mismo mes y no utilizando el CPROG CUR del mes m-1 como lo indica la regulación y lo ha aclarado la CREG en diferentes conceptos y que fue socializado por la DTGE.

Por último, se mencionó el tema y la importancia del reporte del formato T2 relacionado a las garantías financieras que se trasladan en el componente de Comercialización, el cual para ciertas vigencias se reportó de manera extemporánea impidiendo trasladar a los usuarios el costo asociado a la recuperación de estas garantías.

Finalizando el espacio se manifestó por parte de la empresa que la aplicación de los PR liquidados por el LAC inició pasados 3 meses de la liquidación de los mismos.

5.12. Subsidios de Energía Eléctrica

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

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

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

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

Resolución 20212200012515 del 26 de marzo de 2021. "Por la cual se expiden los lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información - SUI aplicable a

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

los prestadores del servicio público de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional – SIN”: TC1. Inventario de Usuarios, TC2. Facturación de Usuarios, S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES, S2. Giros Recibidos y Efectuados, S5. Formato Validaciones Trimestrales Subsidios, S6. Usuarios Beneficiarios del Descuento y/o Exención Tributaria y S10. Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses y Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recaudo.

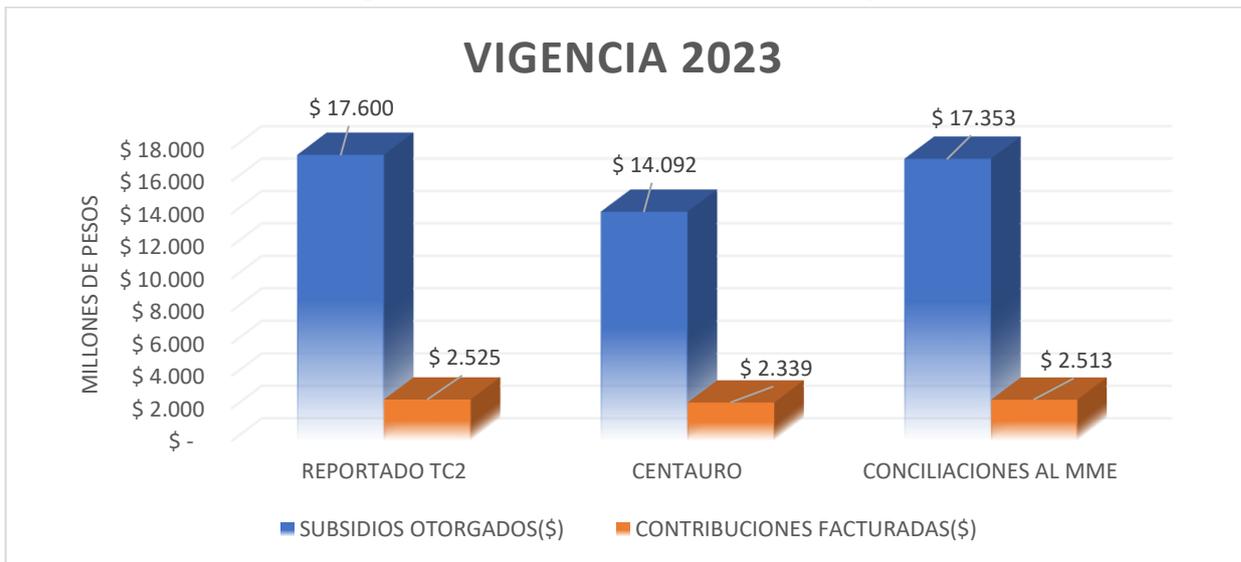
Para iniciar la revisión de la información de subsidios y contribuciones, se hace la comparación sobre la consistencia de la información remitida por el prestador en el marco de la presente integral, y la información reportada en el Sistema Único de Información - SUI, a la cual se le hace seguimiento,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

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

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

Al realizar el contraste de la información, se encontraron diferencias entre la información de las mencionadas fuentes, así como al contrastarlas con lo reportado en el Sistema Único de Información – SUI. Lo anterior plantea una asimetría de la información reportada en el SUI, remitida en las conciliaciones al Ministerio frente a la información que emplea el prestador en su sistema comercial, principalmente en la variable “Subsidios Otorgados”. A continuación, en la **Figura 26**, se muestra la información de subsidios y contribuciones del prestador conforme a las tres fuentes de información mencionadas anteriormente.

Figura 26. Información de subsidios otorgados reportada por EEPSAESP, en el SUI para la vigencia 2023 en el mercado Putumayo.



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

Tal como se observa en la Figura 26, el prestador presenta cierta similitud en la información remitida conforme al sistema comercial empleado “CENTAURO” y las conciliaciones remitidas al Ministerio de Minas y Energía – Minenergía; sin embargo, al contrastar esta información con lo reportado en el SUI, se presenta variación entre estas tres fuentes, estas diferencias se detallan a continuación:

En subsidios otorgados se presenta una diferencia respecto al sistema comercial que emplea el prestador de - \$3.508. Siendo mayor la información reportada en el SUI del formato TC2 por valor de \$ 17.600.286.175. Situación que amerita ser sustentada por el prestador.

Respecto a las contribuciones facturadas, las diferencias respecto de la información reportada en el SUI y la remitida producto del sistema comercial del prestador corresponde a \$186.421.603, lo que equivale al 7,9%.

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

- TC2. Facturación a Usuarios.
- S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES.
- S2. Giros Recibidos y Efectuados.
- S10. Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses y Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recaudo.

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

En la **Tabla 20** se muestra información tomada del formato TC2, que para el caso de subsidios corresponde a las variables: **21. Valor Subsidio Usuario (\$), 22. Valor Refacturación del Subsidio Usuario (\$)** del citado formato de acuerdo con la Resolución SSPD No. 12515 de 2021.

Tabla 20. Información de subsidios otorgados reportada por EEPSAESP, en el SUI para la vigencia 2023 en el mercado Putumayo.

Año	Periodo	Subsidios Otorgados
2023	1	\$ 1.401.646.458
2023	2	\$ 1.373.589.938
2023	3	\$ 1.447.406.640
2023	4	\$ 1.483.196.900
2023	5	\$ 1.507.879.941
2023	6	\$ 1.445.576.204
2023	7	\$ 1.440.262.566
2023	8	\$ 1.471.369.647
2023	9	\$ 1.535.428.710
2023	10	\$ 1.512.357.416
2023	11	\$ 1.547.084.565
2023	12	\$ 1.434.487.190

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC2

En cuanto a contribuciones facturadas, se presenta en la Tabla 21 la información del SUI de la variable “Contribuciones Facturadas”:

Tabla 21. Información de contribuciones facturadas reportada por EEPSAESP, en el SUI para la vigencia 2023 en el mercado Putumayo.

Año	Periodo	Contribuciones Facturadas
2023	1	\$ 204.645.134
2023	2	\$ 193.011.454
2023	3	\$ 227.866.581
2023	4	\$ 214.367.538
2023	5	\$ 214.969.511
2023	6	\$ 208.862.069
2023	7	\$ 206.549.242
2023	8	\$ 170.823.861
2023	9	\$ 227.113.858
2023	10	\$ 228.939.137
2023	11	\$ 218.222.089
2023	12	\$ 210.154.517

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC2.

En el formato TC2 los valores de contribuciones facturadas consideran el ejercicio de validación corresponden a los campos **26. Valor de la Contribución (\$)** y **27. Valor Refacturación de la Contribución (\$)** del citado formato de acuerdo con la Resolución SSPD No. 12515 de 2021.

De esta forma, se procedió a contrastar la información con las demás variables relacionadas con las contribuciones facturadas, como son: “Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recaudo”, “Contribuciones No Recaudadas Después de Seis (6) Meses” y la aportada por el prestador encontrando que, empleó durante la vigencia 2022 y hasta junio de 2023 la opción “No aplica” para el reporte de los formatos S10. Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses y Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recaudo, por lo tanto, no fue posible evaluar esas variables, para dichos meses.

Es importante aclarar que la opción “No aplica” debe ser empleada cuando la información de la que trata el formato en relación no le corresponde su reporte, para el caso que nos ocupa, si debe ser reportada por el prestador, aun cuando durante el mes no se hayan registrado “Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recaudo” y/o “Contribuciones No Recaudadas Después de Seis (6) Meses”, para dado caso, el valor numérico a emplear será “cero”.

No obstante, lo anterior, de conformidad a lo verificado frente a las conciliaciones presentadas por el prestador ante el MME, procede solicitud de reversión para los meses de abril, mayo y junio 2023, toda vez que, dichas variables se presentaron para estos meses y dado que fueron reportados como “No aplica”, no es concordante la información reportada al SUI.

A continuación, se presenta los datos consolidados por trimestre contenidos en la Tabla 22 y Tabla 23, de la siguiente forma:

Tabla 22. Información reportada en el SUI de los diferentes componentes de Subsidios y Contribuciones analizados contrastando la información comercial de la ESP 2023.

P E R I O D O	TC2	S1	TC2	S1	S1	S10	S1	S10	S1	S2	S1	S2
	SUBSIDIOS OTORGADOS(\$)	SUBSIDIOS OTORGADOS(\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)	CONTRIBUCIONES RECAUDADAS DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUDADAS DESPUES DE CONCILIA DO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
T1	\$4.222.643.036	\$4.222.706.887	\$625.523.169	\$610.336.360	-	-	-	-	\$236.667.092	\$3.516.674.663	-	-
T2	\$4.436.653.045	\$4.436.854.422	\$638.199.118	\$639.930.928	-	-	-	-	\$37.989.998	\$2.614.813.506	-	-
T3	\$4.447.060.923	\$4.379.852.054	\$604.486.961	\$606.123.047	-	\$474.844	-	\$3.121.798	\$36.701.526	\$7.003.304.130	-	-
T4	\$4.493.929.171	\$4.311.247.669	\$657.315.743	\$656.632.275	-	\$66.745	-	5.098.995	\$710.942.983	\$1.622.884.167	-	-

Fuente: Elaboración propia datos SUI

Tabla 23. Información aportada por el prestador para la vigencia 2023.

INFORMACIÓN REMITIDA POR EL PRESTADOR EN DESARROLLO DE LA EVALUACIÓN INTEGRAL									
PERIODO				SUBSIDIOS OTORGADOS(\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)	CONTRIBUCIONES RECAUDADAS DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
T1	T2	T3	T4						
X				\$4.222.706.887	\$610.336.360	\$0	\$0	\$5.538.329.180	\$0
	X			\$4.436.854.422	\$639.930.928	\$4.612.891	\$370.799.204	\$2.543.270.788	\$0
		X		\$4.379.852.054	\$606.123.047	\$474.844	\$2.492.600	\$7.040.005.655	\$0
			X	\$4.314.088.238	\$657.315.743	\$61.135	\$4.778.115	\$2.333.827.150	\$0

Fuente: Elaboración propia datos remitidos por el prestador.

Del anterior ejercicio de comparación, se obtuvieron las diferencias que se presentan en la Tabla 24, que corresponden a montos significativos y que tienen mayor incidencia en algunos

trimestres, situación por la cual, se requiere que el prestador se pronuncie sobre esta asimetría de la información y se requiere sea ajustada.

Tabla 24. Consolidado de las diferencias presentadas por formato frente a la información del sistema comercial del prestador para la vigencia 2023.

PERIODO				TC2	S1	TC2	S1	S1 vs S10	S1 vs S10
T 1	T 2	T 3	T 4	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)
X				-\$63.851	\$0	\$15.186.809	\$0	\$0	\$0
	X			-\$201.377	\$0	-\$1.731.810	\$0	-\$4.612.891	\$0
		X		\$67.208.869	\$0	-\$1.636.086	\$0	-\$474.844	\$0
			X	\$179.840.933	-\$2.840.569	\$0	-\$683.468	-\$61.135	-\$4.082.180

Fuente: Elaboración propia datos remitidos por el prestador.

Llama la atención las diferencias presentadas en los trimestres 3° y 4° de subsidios otorgados por valores de \$67.208.869 y \$179.840.933 respectivamente, y contribuciones por valor de \$15.186.809, que reflejan la necesidad de establecer medidas de control sobre la información reportada al SUI y la remitida a través de las conciliaciones al MME como administrador del fondo.

De igual forma, se procedió a contrastar las variables relacionadas con giros recibidos y efectuados, obteniendo los siguientes resultados mostrados en la Tabla 25:

Tabla 25. Consolidado de las diferencias presentadas por formato relacionada con los giros recibidos SUI frente a la información del sistema comercial del prestador para la vigencia 2023

PERIODO				S1	S2	S1	S2
T 1	T 2	T 3	T 4	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)
X				-\$5.301.662.088	-\$2.021.654.517	\$0	\$0
	X			-\$2.505.280.790	\$71.542.718	\$0	\$0
		X		-\$7.003.304.129	-\$36.701.525	\$0	\$0
			X	-\$1.622.884.167	-\$710.942.983	\$0	\$0

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

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

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

Debido al monto que representan, para el primer y tercer trimestre conforme a lo reportado en el formato S1, la diferencia es de: - \$5.301.662.088 y -\$7.003.304.129 respectivamente, lo que equivale a que lo reportado en las conciliaciones remitidas al MME, es superior que los valores reportados al SUI.

En lo que respecta al formato S2, debido al monto que representa, el primer trimestre es la diferencia más llamativa por valor de -\$2.021.654.517, al igual que con el formato S1, lo que representa es que las conciliaciones remitidas al MME, para giros recibidos son superiores a los valores reportados en el SUI.

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

Como se observa en las respectivas tablas: Tabla 22, Tabla 23 y Tabla 24 para todos los trimestres de la vigencia 2023, se presentan diferencias del formato TC2 en las variables subsidios otorgados y contribuciones facturadas; sin embargo, tienen mayor impacto económico los subsidios otorgados, dado el valor que representan, esta situación es extensiva también para la vigencia 2022.

En cuanto al formato de resumen contable S1, se presentan diferencias en las variables de “Subsidios Otorgados” y “Contribuciones Facturadas” (trimestre 4) y “Giros recibidos” para todos los trimestres del 2023.

Siendo mayor los valores reportados en el SUI respecto a la información del sistema comercial aportada por el prestador.

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

5.12.1.1. Análisis de suscriptores sujetos a subsidios o contribución.

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

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

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

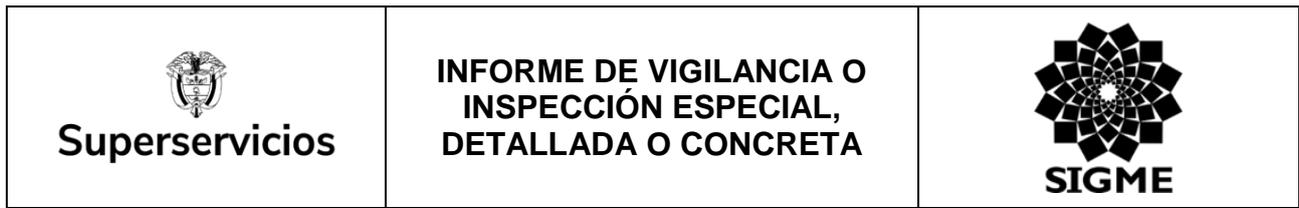
Tabla 26. Diferencias presentadas para la vigencia 2022 sobre el número de usuarios por estrato/sector conforme a lo reportado en el formato TC1.

Estrato / Mes	Año 2022											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Estrato 1	26	20	13	0	0	-7	0	-6	0	1	0	-1
Estrato 2	86	85	88	0	0	9	0	0	0	0	0	0
Estrato 3	-37	-36	-37	0	1	2	0	0	0	0	0	0
Comercial	-88	-82	-82	0	-2	-5	0	0	0	-1	1	-1
Industrial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0
Provisional	13	13	17	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC1 – ESP

Tabla 27. Diferencias presentadas para la vigencia 2023 sobre el número de usuarios por estrato/sector conforme a lo reportado en el formato TC1.

Estrato / Mes	Año 2023											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Estrato 1	0	2	-1	0	0	-5	-4	0	-6	160 0	176 5	0
Estrato 2	1	2	0	0	0	0	1	-1	-2	883	932	0
Estrato 3	0	0	0	0	0	3	0	0	0	196	215	-1



Comercial	0	-3	1	0	1	2	1	1	8	618	707	1
Industrial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	32	33	0
Provisional	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	0

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC1 - ESP

De conformidad con la Tabla 26 y la Tabla 27, se concluye que las diferencias presentadas que parten de la información remitida por el prestador conforme a su sistema comercial y la verificación de cara a lo reportado en el SUI; en este sentido, las diferencias positivas indican que el prestador reportó un menor número de usuarios en el SUI en comparación con el número de usuarios allegados como producto de la presente evaluación integral.

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

Evidenciando que ciertos meses de las anualidades 2022 y 2023, presentan diferencias positivas o negativas en los estratos residenciales y usos no residenciales, es así como durante la vigencia 2022, se presentan diferencias marcadas en los meses de enero, febrero y marzo.

En comparación con la vigencia 2023, que presenta diferencias en los meses de octubre y noviembre, estas últimas diferencias llaman la atención, situación que deberá ser sustentada por el prestador, y proceder con las reversiones a lugar.

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

Se procedió a verificar la información allegada con lo reportado en el SUI, y empleando un ejercicio de verificación directamente en el sistema comercial del prestador, obteniendo los siguientes resultados que se ilustran en la Tabla 28:

Tabla 28. Resultado de la contrastar la información comercial aportada por el prestador y lo reportado en el SUI formato S6 para 2023.

AÑO	INFORMACIÓN APORTADA		INFORMACIÓN REPORTADA FORMATO S6		
	NIU	USUARIO	NIU	No. INCONSISTENCIAS	TIPO DE INCONSISTENCIA
2023	7	ACTIVIDAD ECONÓMICA PRINCIPALMENTE DE HOTELES, PESQUERA Y ACTIVIDADES DERIVADAS DEL PETRÓLEO	7	1	NO CONCUERDA LA ACTIVIDAD ECONÓMICA DE LA INFORMACIÓN SUMINISTRADA Y CORROBORADA CON EL SISTEMA COMERCIAL DEL PRESTADOR, RESPECTO A LO REPORTADO EN EL SUI

Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

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

Para el caso de la información aportada por el prestador en el desarrollo de la presente evaluación integral, se encuentra que, para la vigencia 2023, solo tiene a siete (7) usuarios que ostentan la condición de exentos de tributo, de los cuales se encontró que un usuario corroborado en su sistema comercial “CENTAURO” bajo la actividad principal del Registro Único Tributario (RUT) “610”, aduciendo que su descripción corresponde a “Pesquera”, como se concluye en la Tabla 28, sin embargo, conforme a lo reportado en el SUI, ese mismo usuario registra con la actividad económica 322. Ante estas diferencias de información y una vez, constatado con el sistema comercial, evidenciando que, se registró al usuario, sin considerar la actividad económica principal y el lleno de sus requisitos que ello implica.

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

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

Como se muestra en la Tabla 29, en donde se identifica dos tipos de presuntos errores de información: en primera instancia, existen usuarios que están reportados en el SUI para la

vigencia 2022 como exentos, pero no fueron aportados dentro de la información allegada como proceso de la presente evaluación integral.

Tabla 29. Resultado de la contrastación de la información comercial aportada por el prestador y lo reportado en el SUI formato S6 y TC1 para 2022 - 2023.

INFORMACIÓN ALLEGADA POR EL PRESTADOR			INFORMACIÓN REPORTADA EN EL TC1 SUI		
AÑO	No. NIU	NOMBRE USUARIO	AÑO	NIU_USUARIO	CONDICIONES_ESP
2022	5	ACTIVIDAD ECONÓMICA PRINCIPALMENTE DE HOTELES, PESQUERA Y ACTIVIDADES DERIVADAS DEL PETRÓLEO	2022	DE LOS ID CON COINCIDENCIA (4) TIENEN CONDICIÓN ESPECIAL:	"NINGUNA"
2022	2	NO ENCONTRADOS PERO REPORTADOS EN EL SUI	2022	DE LOS CUALES (1) SE ENCUENTRA CLASIFICADO COMO:	CONTRIBUYENTE EXENTO
			2022	EL RESTANTE SE CLASIFICÓ COMO:	"NINGUNA"
2023	7	ACTIVIDAD ECONÓMICA PRINCIPALMENTE DE HOTELES, PESQUERA Y ACTIVIDADES DERIVADAS DEL PETRÓLEO	2023	DE LOS ID CON COINCIDENCIA (5) TIENEN CONDICIÓN ESPECIAL:	"NINGUNA"
				DE LOS CUALES (2) SE ENCUENTRA CLASIFICADO COMO:	CONTRIBUYENTE EXENTO

Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

De otra parte, se evidencia que, en la clasificación dada a los suscriptores exceptuados de tributo, no se tuvo en cuenta en el reporte del TC1, la condición especial que establece la variable "17. Condiciones Especiales" de ese formato, para (5) suscriptores en 2022 y 2023. Situación que denota presuntas fallas en el reporte de información al SUI, así como de la información allegada.

Por lo que, se requiere al prestador para que informe los mecanismos de control que establecerá, con la finalidad de evitar que estas situaciones se presenten.

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

Así mismo, en el caso de presentar usuarios que no cumplan con la normatividad legal vigente⁵ y que estén siendo acreedores de exención tributaria, el prestador deberá calcular el impacto

⁵ Registro Único Tributario (RUT) en los códigos 011 a 360, 411 a 439 y 581 de la Resolución 139 de 2012, expedida por la UAE - Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, DIAN.

Así como de la exención de contribución de la que indica el Artículo 40 de la Ley 2068 de 2020 y Ley 2155 de 2021.

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

financiero de las contribuciones dejadas de cobrar y efectuar los ajustes respectivos con el MinEnergía quien funge como el administrador del FSSRI, teniendo en cuenta su condición de agente recaudador de la contribución solidaria.

El detalle de los usuarios revisados se remitirá directamente al prestador Ley de Protección de Datos Personales Ley 1581 de 2012.

5.12.1.3. Comentarios adicionales

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

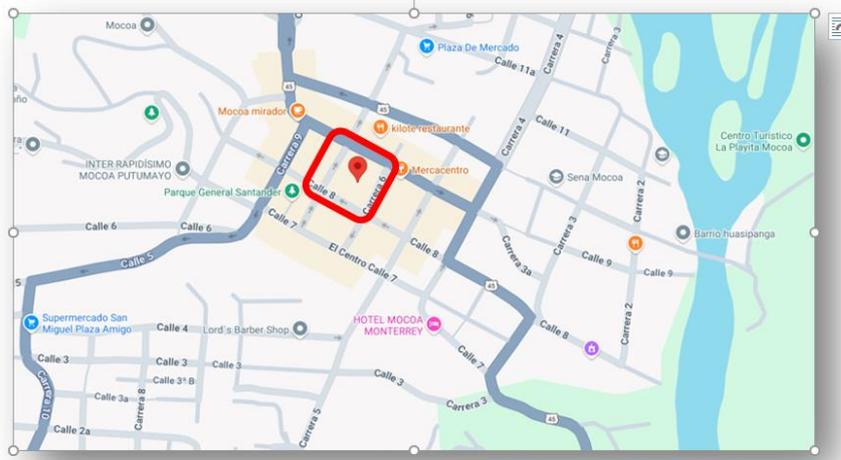
Y que, en el marco de dicha Ley, define el conjunto de preceptos que regulan el sistema de contribuciones y subsidios, concebidos como herramientas de intervención estatal para promover la solidaridad y la redistribución de ingresos dentro de la estructura tarifaria. Para tal fin, esta normativa estableció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

En este sentido, se llevó a cabo junto con el prestador visita a 18 predios ubicados en el casco urbano de la zona céntrica del municipio de Mocoa, Putumayo, encontrando la proliferación de actividades económicas.

De otra parte, durante las visitas en terreno al polígono que ilustra la Figura 27, se constató que su actividad económica concuerda con la clasificación de la estratificación socioeconómica

reflejada mediante las facturas que fueron aportadas durante la visita por los usuarios de los predios revisados.

Figura 27. Predios con inconsistencias en la aplicación de la estratificación, de conformidad con las actividades desarrolladas, corroborados en terreno.



Fuente: Elaboración propia datos obtenidos en visita a terreno realizada el 31/07/2024

En cumplimiento a los compromisos establecidos en el Acta No.1 del 31 de julio al 2 de agosto de 2024 con el prestador, se recibió información el pasado 31/08/2024 sobre el compromiso No. 66, relacionado con la participación del prestador en los Comités de Estratificación y Concurso Económico de los municipios en donde presta el servicio de energía; de lo anterior, se recibió información de los municipios que se enlistan en la Tabla 30:

Tabla 30. Relación de los municipios en los cuales el prestador ha participado de los Comités de Estratificación y Concurso Económico de conformidad con su área de prestación.

Municipio/Depto.	Concurso económico	Acta Comité Estratificación
Cauca		
Piamonte	Aportado 2024	No aportada
Santa Rosa	No aportada	No aportada
Putumayo		
Mocoa	No aportada	Aportada 2024
Orito	Aportado 2023 - 2024	Aportada 2024
Puerto Guzmán	No efectuado	No efectuado
Villagarzón	No efectuado	No efectuado

Fuente: Elaboración propia datos - ESP

De lo anterior, se procederá en el marco de nuestras funciones a requerir a los municipios de los cuales no se aportó información o los informados directamente por el prestador que no se

han adelantado Comités de Estratificación y por ende Concurso Económico, como es el caso de los municipios de Puerto Guzmán y Villagarzón - Putumayo.

5.12.2. Subsidio Fondo de Energía Social - FOES

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

Inicialmente es importante resaltar que la empresa presta servicio en Áreas Rurales de Menor Desarrollo (ARMD) y en Barrios Subnormales (BS).

Así mismo, los recursos que se le asignaron en 2022, 2023 y lo corrido de 2024 a la empresa se encuentran en las siguientes resoluciones indicadas en la **Tabla 31**:

Tabla 31. Resoluciones de aplicación FOES 2022 - 2023

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

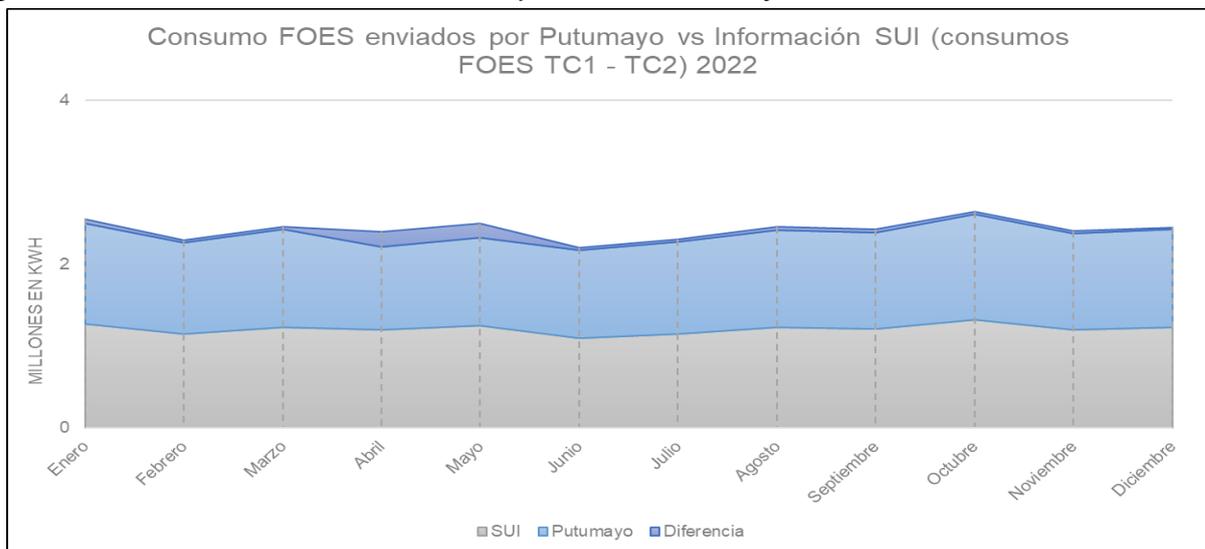
Resolución MME	Fecha	Mes Consumo	FOES aprobado en \$/kWh
Res. 01493	27/11/2023	Cons Jul-23	\$ 37,00
Res. 01568	11/12/2023	Cons Ago-23	\$ 37,00
Res. 01573	11/12/2023	Cons Sep-23	\$ 37,00
Res. 01717	26/12/2023	Cons Oct-23	\$ 13,08
Res. 00170	23/02/2024	Cons Nov-23	\$ 74,24
Res. 00197	7/03/2024	Cons jul-23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

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

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

De otra parte, conforme a la información recibida, las áreas especiales tuvieron un consumo sujeto de FOES de 14.628.772 kWh en 2022, esta información varía respecto a lo reportado en el Sistema Único de Información SUI, el cual tiene un total de 15.359.803 kWh, esta variación se presenta en todos los meses sin embargo, los que mayor diferencia muestran son los meses de abril y mayo de 2022, con una diferencia de 195.402 y 174.123 (siendo mayor lo reportado en el SUI, que la información allegada). Lo anterior se muestra en la Figura 28:

Figura 28. Consumos FOES enviados por EEPSAESP, y Consumo FOES TC1 -TC2 2022

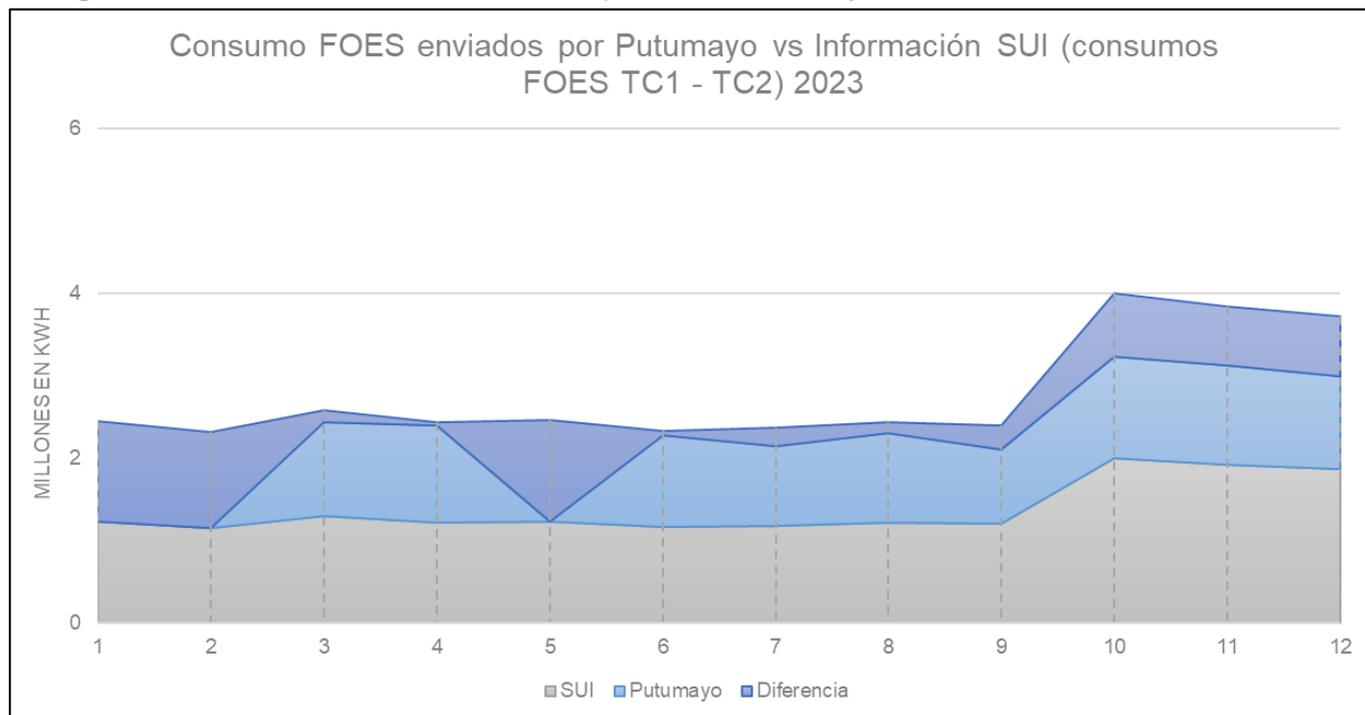


Fuente: Elaboración propia datos SUI – ESP

Para el 2023, de conformidad con la información aportada, las áreas especiales tuvieron un consumo sujeto de FOES de 10.534.221 kWh frente a lo reportado en el SUI correspondiente a 17.634.990 kWh, siendo mayor la diferencia entre estas dos fuentes de información.

Situación que debe revisarse, toda vez que para los meses de enero, febrero y mayo ya que no se presentan consumos, de conformidad con la información allegada por el prestador; de otra parte, los meses con mayores diferencias corresponden a octubre, noviembre y diciembre con diferencias de 808.178 kWh, 754.415 kWh y 770.417 kWh. Esta información se puede apreciar en la Figura 28 y la Figura 29.

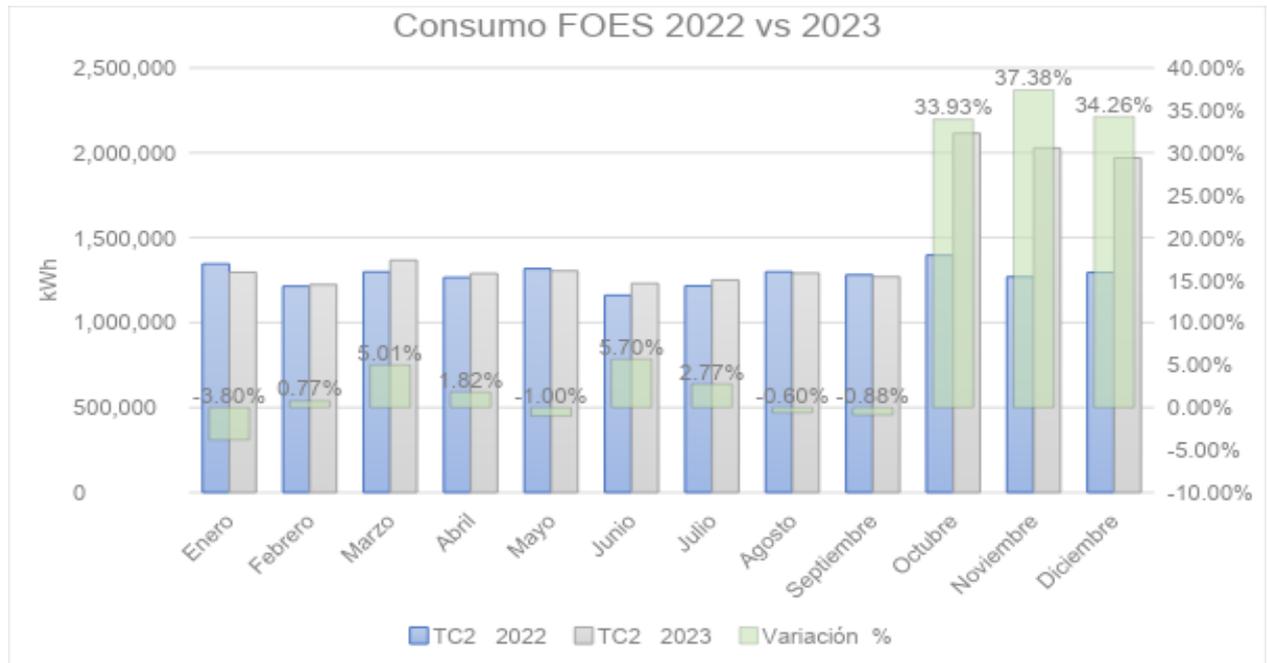
Figura 29. Consumos FOES enviados por EEPSAESP, y Consumo FOES TC1 -TC2 2023



Fuente: Elaboración propia datos SUI – ESP

La variación presentada de 2022 a 2023 respecto a lo indicado por el prestador mediante la información recibida, corresponde al -38,87% y frente a lo reportado en el SUI corresponde al 12,90%. Lo anterior, se muestra en la Figura 30:

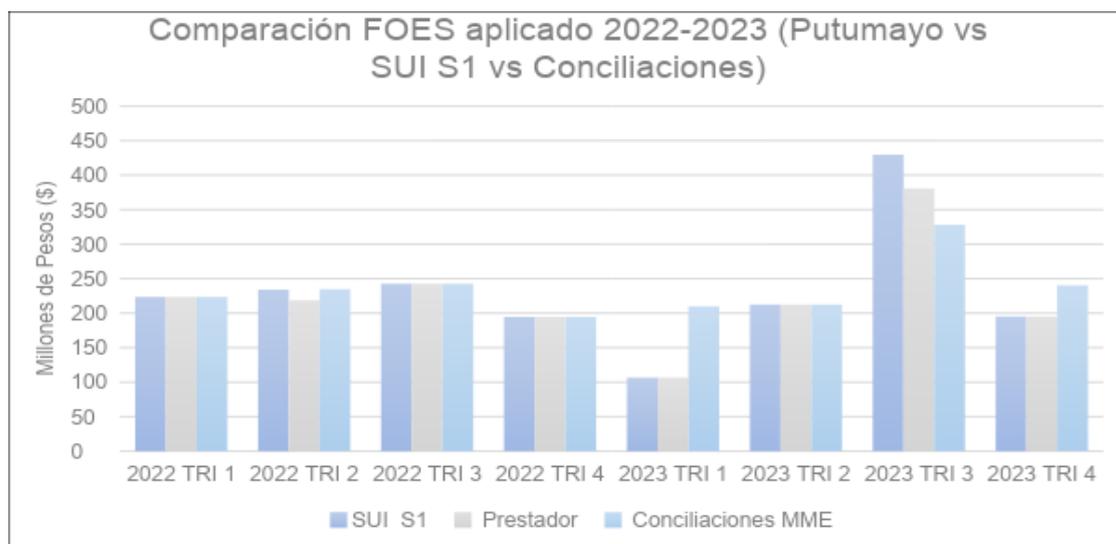
Figura 30. Consumos FOES TC2 EEPSAESP, 2022-2023



Fuente: Elaboración propia datos formato TC2 SUI – ESP

Por otro lado, dentro de los aspectos más importantes en esta validación, está la aplicación que la empresa le ha dado a los recursos FOES que le asigna el Ministerio de Minas y Energía, tal como se muestra en la Figura 31:

Figura 31. Comparación aplicación FOES 2022-2023 EEPSAESP, S1 SUI

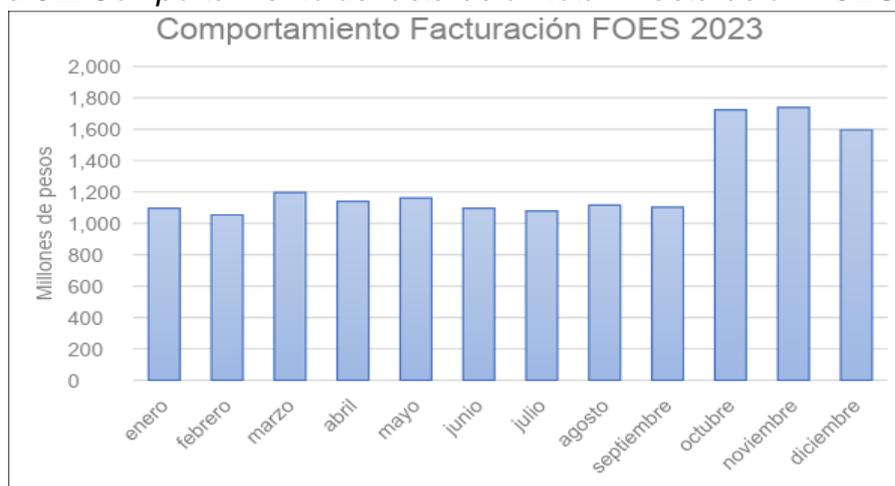


Fuente: Elaboración propia datos formato S1 SUI - ESP

En lo que respecta al FOES aplicado se tomó como referencia el reporte del formato S1, lo remitido por el prestador y la información de las conciliaciones del MME, encontrando un comportamiento estable en los trimestres I y III durante la anualidad 2022 y para el II trimestre de 2023; sin embargo, con variaciones entre las fuentes de información, siendo mayor los valores de FOES aplicados de las conciliaciones del MME para la mayoría de los trimestres del 2022 y 2023, a excepción del III trimestre de 2023, en el que el valor es inferior al del sistema comercial del prestador y el reportado en el SUI.

En lo que respecta a la vigencia 2023, es la vigencia que presenta mayores disparidades entre las tres fuentes de información: Sistema comercial del prestador, reporte al SUI y la información remitida al Ministerio de Minas y Energía mediante las conciliaciones, siendo más notoria esta brecha en el trimestre I, III y IV. Esta situación que deberá ser revisada por el prestador, dada la presunta inconsistencia de información. En lo que respecta a los demás meses de esta anualidad presentan variaciones marcadas entre cada una de las fuentes de información.

Figura 32. Comportamiento de facturación total – facturación FOES 2023



Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC1 – TC2 - ESP

De igual forma, se observa en la Figura 32 que la variable “Valor Facturado” por concepto FOES presenta unas variaciones irregulares, accidentales o residuales, lo que genera un incremento considerable para los meses de octubre, noviembre y diciembre respecto a los

demás meses de la anualidad 2023, siendo la facturación total FOES de \$ 15.104.050.938 en esta vigencia, como se muestra a continuación en la **Tabla 32**:

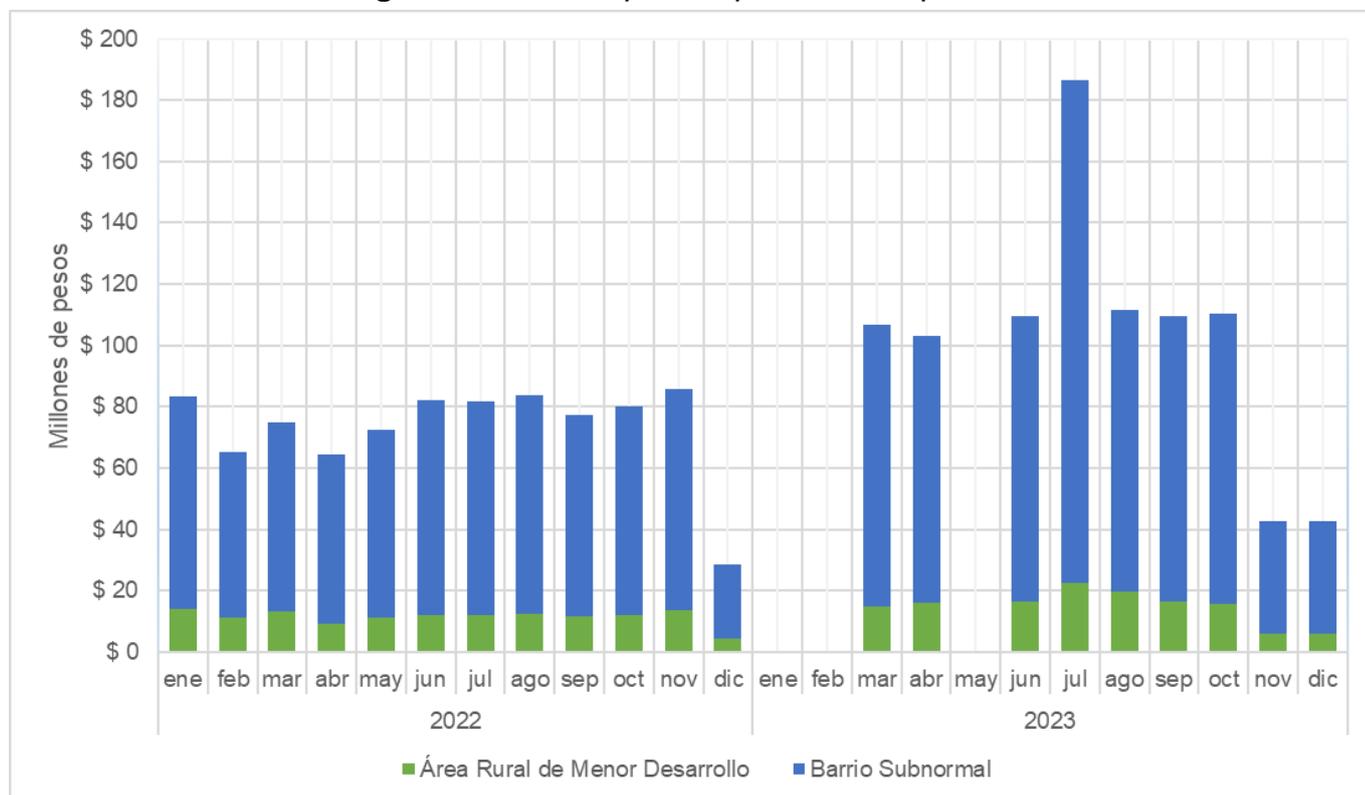
Tabla 32. *Diferencia de facturas emitidas FOES 2023 reportadas en el formato S1 SUI y la información aportada por el prestador.*

Año	Información allegada por el prestador		Información SUI		Diferencias	
	Barrio Subnormal	Área Rural de Menor Desarrollo	Barrio Subnormal	Área Rural de Menor Desarrollo	Diferencias Barrio Subnormal	Área Rural de Menor Desarrollo
2022	140.110	29.358	140.151	29.182	-41	176
2023	104.290	18.539	106.054	20.392	-1.764	-1.853

Fuente: Elaboración propia datos formato S1SUI - ESP

Respecto a las facturas emitidas se observan diferencias para las dos vigencias analizadas siendo mayores en el 2023 en “Barrios Subnormales” y “Áreas Rurales de Menor Desarrollo”, situación que requiere sustentación respecto a eventos que pudieran conllevar a un valor superior en la información reportada en el SUI, respecto a la aportada por el prestador producto de su sistema comercial.

Figura 33. FOES Aplicado por Áreas Especiales



Fuente: Elaboración propia datos SUI formato TC2 – TC1 – ESP

Para mayor grado de detalle, se realizó la comparación entre las áreas especiales del prestador presentando la variación porcentual entre las anualidades 2022 frente a 2023 del -4,99%, siendo mayor el FOES aplicado en la vigencia 2023.

De acuerdo con la representación visual de la Figura 33, se denota que para el año 2022 se presenta una disminución considerable, que posteriormente en los meses de enero, febrero y mayo de 2023, se observa que no se aplicó valor FOES para estas mensualidades.

Es así como, para el mes de junio de 2023, se presenta un considerable incremento en el FOES aplicado para “Barrios Subnormales” situación que requiere ser aclarada, dado que no es posible establecer el origen de esta variación irregular.

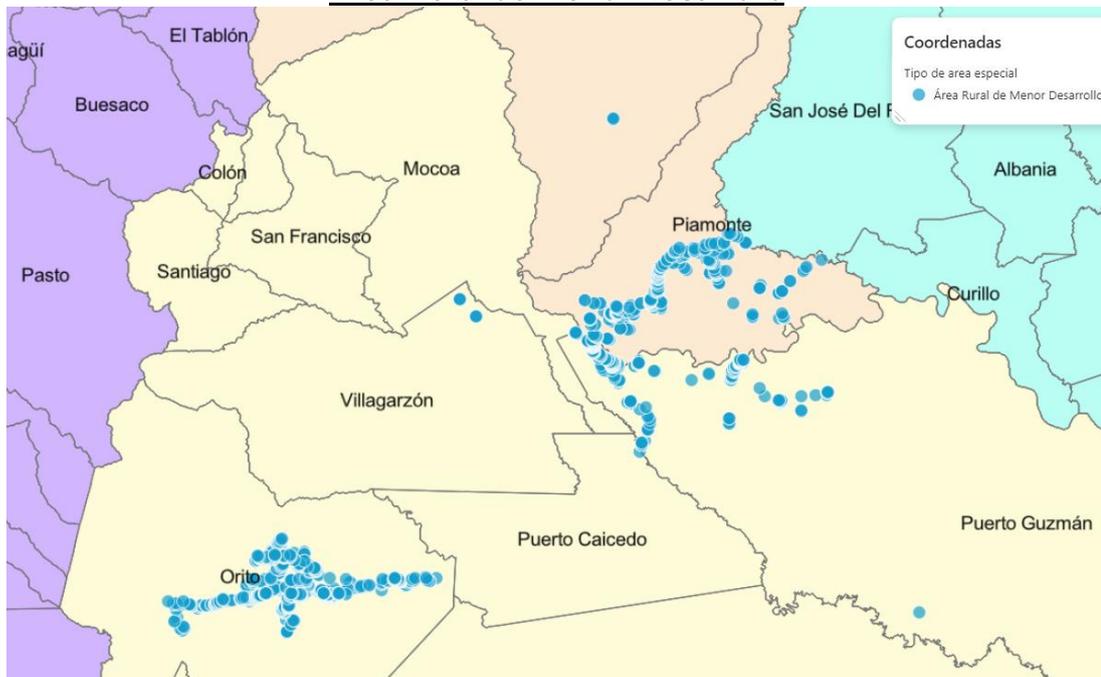
De otra parte, continuando con el análisis, y como se mencionó anteriormente, la empresa cuenta con dos tipos de áreas especiales: Área Rural de Menor Desarrollo y Barrios Subnormales los cuales se geoespacializan como se muestra en la Figura 34 y Figura 35:

Figura 34. Mapas Clustering Geoespacial por área especial – Formato TC1
Usuarios en Barrios Subnormales.



Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

Figura 35. Mapas Clustering Geoespacial por área especial – Formato TC1
Área Rural de Menor Desarrollo



Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

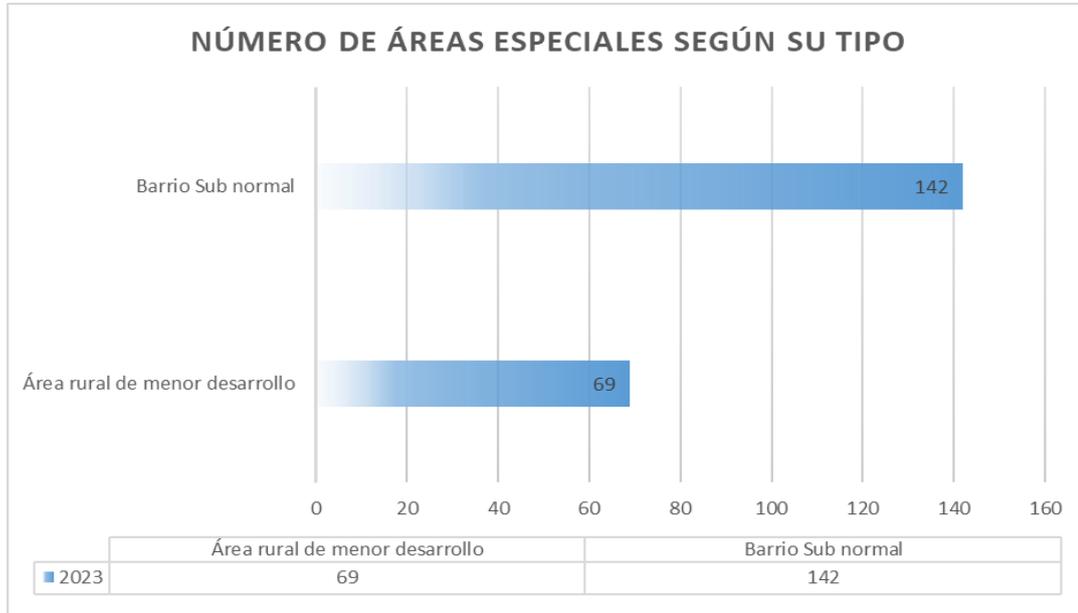
El mapa presenta la ubicación georeferencial puede apreciar la ubicación de los usuarios y su distribución de conformidad a cada área especial.

En este sentido, se observa que, para Barrios Subnormales, se identifican en los municipios de Santa Rosa, Orito, Villagarzón, Piamonte y Puerto Guzmán.

Para el caso de Áreas Rurales de Menor Desarrollo, se concentran principalmente en los municipios de Orito, Piamonte y Puerto Guzmán.

La cantidad de áreas especiales corresponden a las ilustradas en la Figura 36:

Figura 36. Cantidad Áreas Especiales atendidas por EEPSAESP, Formato TC1.



Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

De la relación espacial y gráfica sobre el número de áreas especiales, se identifica que al cruzar la ubicación (departamento y municipio) y registro de áreas especiales de las vigencias 2022 - 2023 por estrato y tipo de área especial, (con código y divipola), se presentan códigos de áreas especiales suministrados por el prestador que no se encuentran reportados en los formatos TC1 y S4.

De otra parte, al verificar la variable: "21 Altitud (usuario)" del TC1, se evidencia que no se ha dado cumplimiento a lo establecido en la Resolución SSPD 12515 del 2021 en lo que reza: "Para el primer año de vigencia de la presente resolución, el porcentaje de georreferenciación debe ser del 60 % y en el segundo año la totalidad de usuarios", puesto que aún se evidencian usuarios a los cuales no se les ha identificado información de altitud, esto repercute en la validación de usuarios sujetos a FOES en el SUI y a la calidad del reporte en general; sin embargo, dicha situación no repercute en la aplicación de los usuarios sujetos a FOES.

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

5.12.2.1. Comentarios adicionales

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

Este requerimiento se hace extensivo para todo el apartado relacionado con los subsidios provenientes de los fondos: FSSRI y FOES.

5.13 Aspectos técnicos operativos

5.13.1 Nivel de calidad en el servicio en el SDL

En esta sección se presenta la evaluación de la EEPSAESP en relación a la calidad del servicio de energía en el SDL que opera la empresa, para lo cual se analizaron los indicadores de calidad establecidos en la Resolución CREG 015 de 2018, así como las exclusiones de los eventos según lo establecido en el Artículo 5.2.2 de esta resolución.

5.13.1.1 Indicadores de Calidad

Como se mencionó previamente, la Resolución CREG 015 de 2018 estableció el marco regulatorio para el esquema de calidad para el servicio de energía eléctrica en el SIN, cuya aplicación inició en enero de 2018 y dictando los lineamientos que deben dar cumplimiento por parte de los OR con el fin de mejorar la calidad del servicio de energía a nivel nacional.

En esta resolución se definen los indicadores de calidad media (SAIDI y SAIFI) y calidad individual (DIU y FIU), los cuales representan el tiempo y frecuencia de las interrupciones del servicio de energía que ocurren en todo el mercado de comercialización de los prestadores y de forma individual para cada usuario, respectivamente.

Asimismo, el marco regulatorio establece un esquema de incentivos (negativos o positivos), en el cargo de distribución de las empresas prestadoras del servicio de energía dependiendo del comportamiento de sus indicadores de calidad media, y compensaciones económicas a los usuarios que superen los indicadores de calidad individual garantizados. Por tal razón, 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.

En caso particular de EEPSAESP, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) expidió la Resolución CREG 216 de 2020 «*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 Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.*», modificada por la Resolución CREG 017 de 2021, en la cual estableció los indicadores de referencia y las metas de calidad del servicio media e individual, con las cuales se evalúa la calidad del servicio del mercado de comercialización que atiende EEPSAESP

En la **Tabla 21**, **Tabla 34** y **Tabla 35**, se presentan los valores calculados por la comisión para EEPSAESP, respecto a las metas de calidad media del servicio.

Tabla 33. *Indicadores de referencia de calidad media*

Variable	Unidad	Valor
SAIDI_Rj	Horas	31,285
SAIFI_Rj	Veces	9,303

Fuente: Elaboración DTGE a partir de la Resolución CREG 017 de 2021.

Tabla 34. Metas anuales de calidad media para el indicador de duración, horas

Año	Año del periodo tarifario	SAIDI_Mj,t	Banda indiferencia	
			Límite inferior	Límite superior
2019	t=1	28,782	28,638	28,926
2020	t=2	26,480	26,347	26,612
2021	t=3	24,361	24,240	24,483
2022	t=4	22,412	22,300	22,525
2023	t=5	20,619	20,516	20,723

Fuente: Elaboración DTGE a partir de la Resolución CREG 017 de 2021.

Tabla 35. Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia, veces

Año	Año del periodo tarifario	SAIFI_Mj,t	Banda indiferencia	
			Límite inferior	Límite superior
2019	t=1	9,000	8,955	9,045
2020	t=2	9,000	8,955	9,045
2021	t=3	9,000	8,955	9,045
2022	t=4	9,000	8,955	9,045
2023	t=5	9,000	8,955	9,045

Fuente: Elaboración DTGE a partir de la Resolución CREG 216 de 2020.

Así mismo, la Resolución CREG 017 de 2021 estableció los indicadores de calidad individual de duración y frecuencia de eventos por grupo de calidad (DIUG - FIUG), para los usuarios del mercado de comercialización de EEPSAESP. En la **Tabla 36** y **Tabla 37** se presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de duración de eventos y de frecuencia de eventos respectivamente. Por lo anterior, los usuarios del mercado de comercialización de EEPSAESP que superan dichos indicadores en una ventana móvil de un año, podrán ser sujetos de compensación por calidad individual tomando en consideración su cumplimiento.

Tabla 36. DIUG niveles de tensión 1, 2 y 3 - [horas]

Nivel de riesgo	Nivel de tensión 1			Nivel de tensión 2 y 3		
	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	19,33	18,97	-	-	-
Riesgo 2	-	78,73	78,98	-	82,03	30,85
Riesgo 3	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración DTGE a partir de la Resolución CREG 017 de 2021.

Tabla 37. FIUG nivel de tensión 1, 2 y 3 - [Veces]

Nivel de riesgo	Nivel de tensión 1			Nivel de tensión 2 y 3		
	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	6	11	-	-	-
Riesgo 2	-	18	17	-	17	10
Riesgo 3	-	-	-	-	-	-

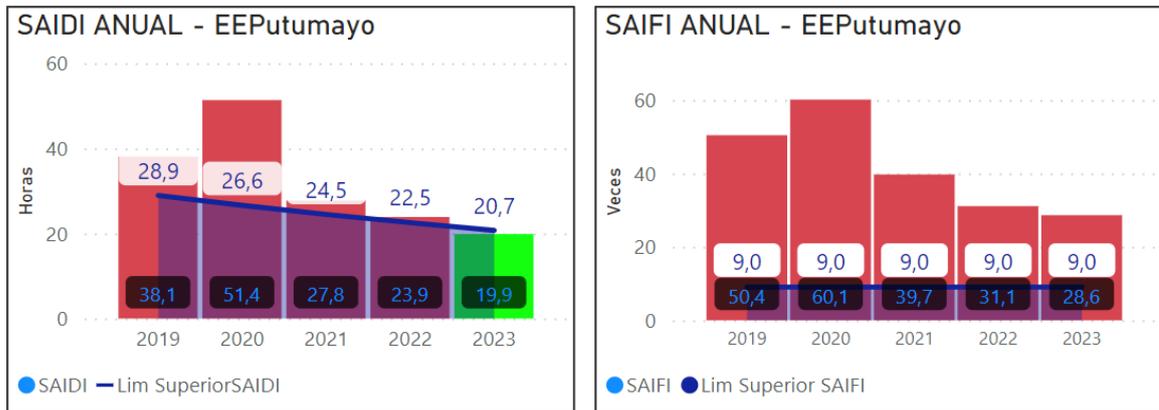
Fuente: Elaboración DTGE a partir de la Resolución CREG 017 de 2021.

5.13.1.2 Calidad Media del servicio de energía eléctrica

La **Figura 37** presenta la información de los indicadores de calidad media reportada por la EEP SAESP al Sistema Único de Información (SUI), mediante el formato CS1 “SAIDI y SAIFI” para el periodo 2019 a 2023. Se evidencia un presunto incumplimiento sostenido del indicador SAIFI, a pesar de que se puede observar una mejoría de este indicador, siempre supera la meta de referencia.

En relación al indicador SAIDI, se observa que la empresa ha presentado disminuciones en la duración promedio de las interrupciones. Sin embargo, la empresa solo logró cumplir la meta establecida durante 2023.

Figura 37. Evolución de indicadores de Calidad Media EEPSAESP



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

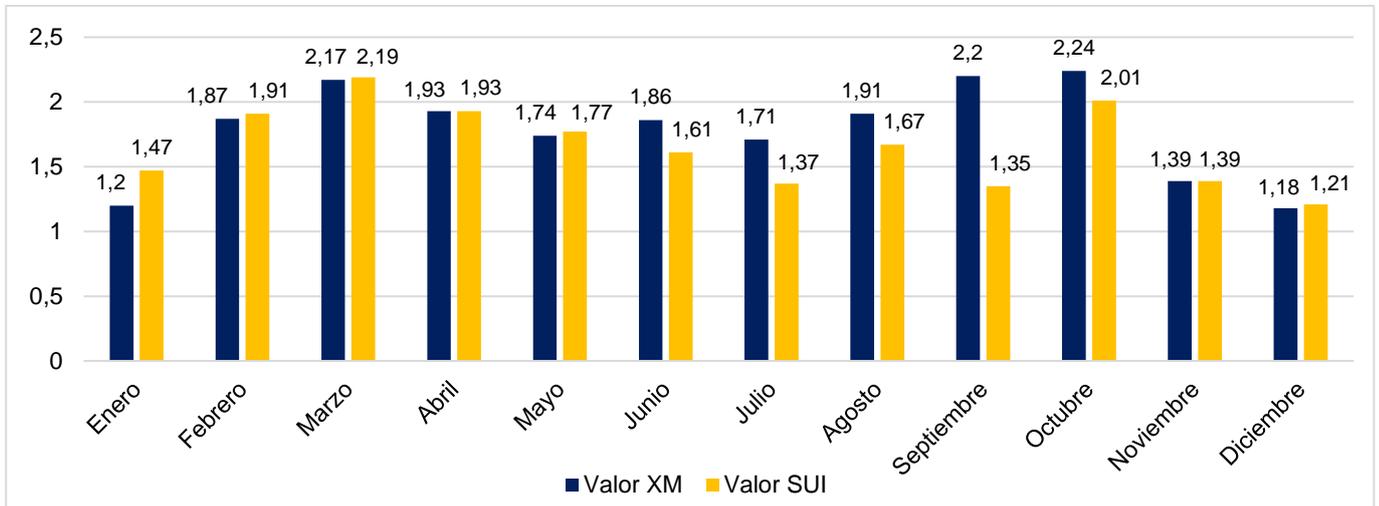
Considerando estos indicadores, en el marco de la evaluación integral, se solicitó a EEPSAESP, dar claridad respecto al continuo incumplimiento de esta meta, ante lo cual, EEPSAESP informa que las metas establecidas en la regulación son alejadas de la realidad del mercado que atiende la empresa debido a no contar con información reportada en el SUI previo a la publicación de la Resolución CREG 218 de 2021.

Teniendo en cuenta lo anterior, la SSPD recomienda emitir comentarios ante nueva resolución de la CREG mediante la cual se definan las nuevas metas para la empresa, debido a que, sin el ajuste de la misma, para la SSPD esta conducta de presunto incumplimiento reiterada se configura como una conducta objeto de acciones de control como la que se encuentra en curso por los periodos 2020 y 2021 “*al ser sujeto de incentivo negativo por incumplir las metas de calidad media de los indicadores SAIDI y SAIFI*”.

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

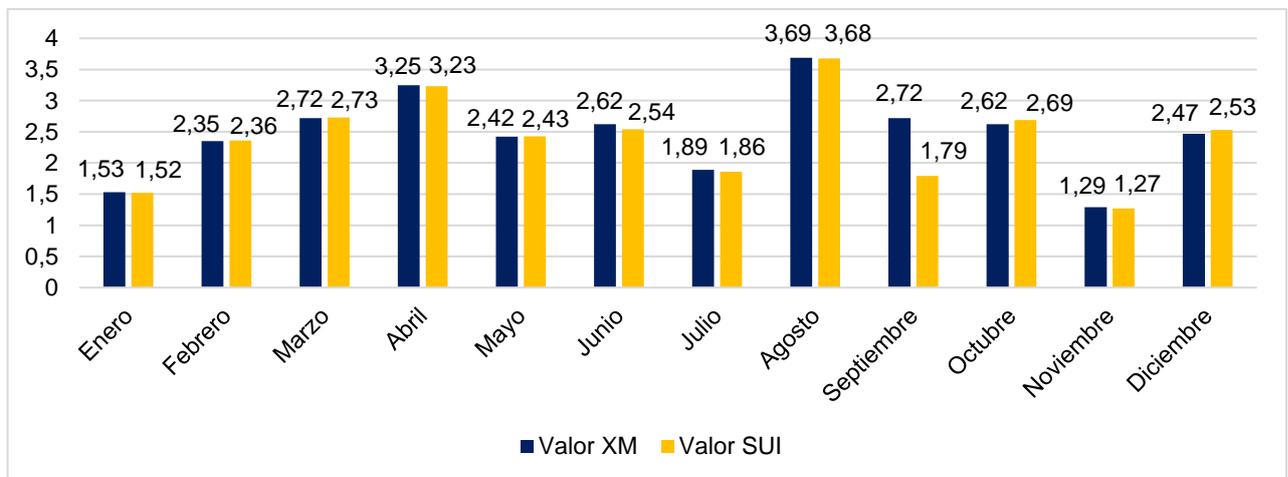
En la **Figura 38** y **Figura 39** se presenta el comparativo de los indicadores de calidad media (SAIDI y SAIFI respectivamente), entre la información certificada en le SUI por la empresa y los calculados por XM durante el año 2023.

Figura 38. Comparación del indicador SAIDI SUI vs XM – EEPSAESP 2023.



Fuente: Elaboración DTGE a partir del SUI y XM.

Figura 39. Comparación del indicador SAIFI SUI vs XM – EEPSAESP 2023.



Fuente: Elaboración DTGE a partir del SUI y XM.

Se evidencia que para todos los periodos de 2023 se presentan diferencia del indicador SAIDI calculados por el OR y los cálculos realizados por XM, siendo la diferencia más significativa la presentada en el mes de septiembre, la cual corresponde a 0,85 horas. Sin embargo, se observa que el indicador SAIFI presenta diferencias mínimas, siendo solo el mes de septiembre en el cual se presenta una diferencia de consideración (0,93 veces).

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

Se solicitó a EEPsAESP durante la visita remitir un informe detallado con las razones que derivaron en las diferencias presentadas. Según este informe, las diferencias de en los registros son causadas por lo siguiente:

- Junio: se reportaron los eventos con código LAC 41095, 41145 y 41147 bajo una causal incorrecta, se solicitó la modificación del TT9 a causal 28 que es excluible.
- Julio: se reportó evento con código LAC 41706, bajo causal 39, pero debido a problema de orden público no fue posible el ingreso a la zona afectada en el municipio de Puerto Guzmán se procedió a la modificación a causa 41 mediante la certificación de un TT9 ante el SUI con radicado SSPD 2023080213330260.
- Septiembre: Se reportaron los eventos con código LAC 42917 y 42919 bajo la causal 24. Sin embargo, estos eventos afectaron activos de conexión temporal, por lo cual la empresa procedió modificar la causal a 28 mediante la certificación del formato TT9.

Finalmente, EEPsAESP menciona *«La diferencia entre el SAIDI y SAIFI reportado al SUI y el reportado por XM en el año 2023 **se debe a inconvenientes con la modificación de causas de eventos en los meses junio, julio, septiembre y octubre ante el INDICA, dado que a la SSPD se reportaron los respectivos formatos para su certificación, pero no se aplicaron por XM (junio y julio y noviembre) o se produjo un error en el cargue al indica del TT9 de los meses de octubre y noviembre»*** Negrilla y cursiva fuera de texto.

De lo anterior, se evidencia que posiblemente la causa de las diferencias es debida a que XM no toma en cuenta las modificaciones de los eventos certificados en los formatos TT9. Por tal razón, se solicita a EEPsAESP adelantar los trámites correspondientes con XM para subsanar las diferencias de los indicadores SAIDI y SAIFI basados en la información certificada de manera correcta.

5.13.1.3 Calidad Individual del servicio de energía eléctrica

En la **Tabla 38** se presentan las compensaciones totales que EEPSAESP realizó a sus usuarios durante el año 2023, debido a sobrepasar los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual establecidos en la Resolución particular CREG 017 de 2021.

Tabla 38. *Compensación Calidad individual por DIU y FIU 2023*

Año	Mes	Usuarios Compensados	Compensado Total (COP)
2023	1	42779	93.248.831,75
2023	2	42918	123.428.690,13
2023	3	43073	157.700.846,73
2023	4	43237	109.841.932,40
2023	5	43387	92.633.091,44
2023	6	43785	120.538.153,71
2023	7	43931	105.816.625,66
2023	8	88128	169.673.868,35
2023	9	44241	152.505.881,57
2023	10	44421	193.323.182,92
2023	11	44595	108.965.243,56
2023	12	22472	93.468.605,75
TOTAL		546967	1.521.144.954,01

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

Se observa que en promedio la EEPSAESP tuvo que compensar en promedio 45580 usuarios durante el 2023, lo cual representa aproximadamente del 99% de los usuarios atendidos en su mercado de comercialización. Dado lo anterior, la empresa menciona que esta situación se debe principalmente a que el marco regulatorio no tomó en cuenta algunas particularidades del mercado de comercialización atendido por EEPSAESP.

5.13.1.4 DIU y FIU mayor a 360 horas y/o veces

En la **Tabla 39**, se presenta la cantidad de presuntos incumplimientos⁶ al DIU por superar las 360 horas sin servicio de los años 2022 al 2023. Adicionalmente, para la cantidad de usuarios afectados en el año 2023, se presentaron 528 incumplimientos que corresponde a un aumento de 44 veces el número de usuarios incumplidos en el año 2022. Dado lo anterior, es importante mencionar que, según lo dispuesto en el numeral 5,2 ítem b, de la Resolución CREG 015 de 2018, los prestadores deben abstenerse de «*tener al menos un usuario cuyo DIU o FIU es mayor a 360 horas o 360 veces, según corresponda*» para poder cumplir con la con la obligación prevista en el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 «*Concepto de falla en la prestación del servicio*».

Tabla 39. Incumplimientos DIU mayor a 360 horas - usuarios afectados 2022-2023.

MES	2022	2023
Enero	0	15
Febrero	0	37
Marzo	0	76
Abril	0	53
Mayo	0	35
Junio	0	29
Julio	0	51
Agosto	2	26
Septiembre	2	52
Octubre	2	52
Noviembre	2	78
Diciembre	4	24
Total de incumplimientos	12	528
Total usuarios incumplidos	4	29

Fuente: Fuente: Elaboración DTGE a partir del formato SUI CS2.

⁶ Un presunto 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.

5.13.1.5 Exclusión de eventos del SDL

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

Para la vigencia 2023, la EEPSAESP reportó 2.786 interrupciones al servicio de energía, de las cuales 179 se clasificaron con las causales excluidas relacionadas en la **Tabla 40**.

Tabla 40. Causas y códigos de exclusiones reportados por EEPSAESP en 2023

Código	Causa del evento	Causa de exclusión
11	Proyectos de adecuaciones y traslado de infraestructura eléctrica	Literal m
20	Apertura en redes del SDL por causa de equipos o líneas del STN o STR	Literal c
28	Catástrofes naturales	Literal g
32	Falla activo nivel 1 propiedad particular	Literal e y f
41	Seguridad ciudadana	Literal d

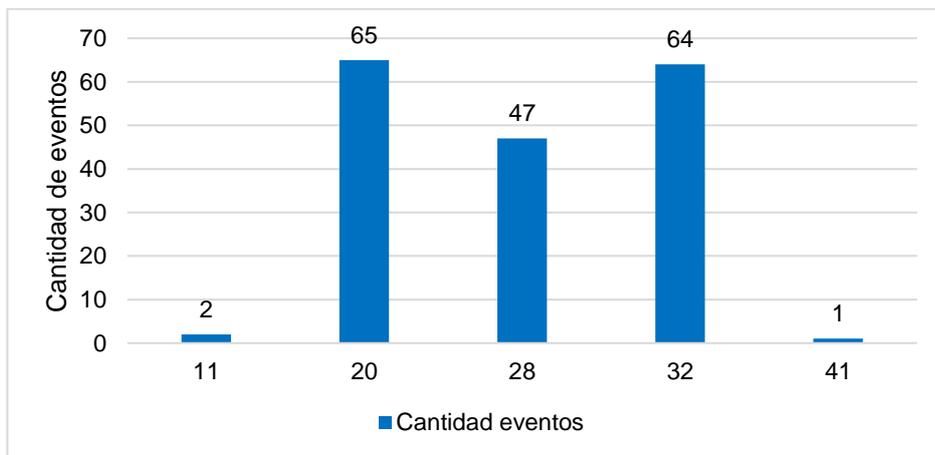
Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 015 de 2018 y Circular CREG 063 de 2019

La **Figura 40** presenta la cantidad de eventos excluidos por cada una de las causales presentadas anteriormente, en la cual se observa la mayor parte de los eventos excluidos son por las causas 20, 28 y 32, lo anterior es consecuente con la topología del sistema que opera la empresa, además del marco regulatorio establecido por la Resolución CREG 189 de 2021 que permite excluir los eventos de esta manera.

Por lo anterior, se seleccionó una muestra de eventos para que la EEPSAESP remitiera los soportes para validar los requisitos que establece el numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018 y su concordancia al concepto emitido por la CREG a la solicitud de aclaración

respecto a exclusión de eventos realizada por ASOCODIS mediante radicado CREG S2022002666.

Figura 40. Cantidad de eventos excluidos 2023 – EPP SA ESP 2023



Fuente: Elaboración DTGE a partir INDICA XM.

El análisis de los soportes suministrado por la EEP SA ESP permitió evidenciar que, la empresa considera que para los eventos excluidos durante la vigencia de la Resolución CREG 189 de 2021, era suficiente con remitir dicho documento. Debido a esto, durante la visita a la empresa la DTGE manifestó que, si bien estos eventos pueden ser excluidos bajo el marco regulatorio mencionado anteriormente, era necesario dar más información que permitiera establecer la conexión con la causal de dicho evento.

Posterior a la visita, la EEP SA ESP remitió a la SSPD los informes y soportes de los eventos excluidos analizados. Si bien se pudo validar el nexo causal de los soportes con las causas relacionados a los eventos, la DTGE considera oportuno realizar una revisión más detallada de los soportes de los eventos excluidos.

5.13.1.6 Cumplimiento de requisitos CREG 015 de 2018

En cuanto al cumplimiento de requisitos del esquema de calidad por parte de EEP SA ESP, durante la visita de inspección se pudo verificar que la empresa no cuenta en su sistema

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

SCADA con la medición de disponibilidad de los equipos de tele medición, a lo que la empresa manifiesta que esta situación se subsanará aproximadamente en un mes.

Por otra, EEPSAESP manifiesta que todos los equipos tele medidos, tanto el segundo como el tercer equipo se encuentran operativos e integrados, aportando el certificado emitido por OR BETTER, en el cual indica:

«Como resultado de la auditoria, se expide el presente certificado al Operador de Red, Empresa de Energía del Putumayo, S.A. E.S.P., con destino, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, y Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, a los 14 días del mes de julio de 2023, en el cual se reitera que el citado operador está cumpliendo con los requisitos del Esquema de Incentivos y Compensaciones establecidos en la resolución CREG 015 de 2018, numeral 5.2.10.»

Acorde con lo anterior, EEPSAESP da cumplimiento a los requisitos del esquema de calidad establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Sin embargo, se recomienda proceder a remitir el certificado emitido por el auditor a la CREG, para que esta entidad valide la información allí descrita.

5.13.1.7 Calidad de la potencia

En el requerimiento inicial al prestador, se solicitó la información correspondiente al artículo 6 de la Resolución CREG 024 de 2005 donde se indica que:

«El Operador de Red deberá enviar semanalmente a la CREG un archivo comprimido de tipo "zip", que contenga únicamente los archivos "csv" con las 1008 medidas y los eventos de tensión (para cada semana y para cada punto de medida) usando los formatos explicados anteriormente. El archivo comprimido será llamado Semana_j.zip; donde j corresponde al número de la semana. Se entiende que cada semana comienza el día lunes a las 00:00:00 horas y termina el día domingo a las

23:59:59 horas. El plazo para reportar la información de la semana anterior será de 3 días contados a partir del último día de la semana».

La EEPSAESP manifestó que cuenta con los equipos para la medición de los parámetros de calidad de la potencia únicamente en los barrajes de la subestación Junín a 115 kV, lo cual se pudo verificar en funcionamiento durante la visita (ver **Figura 41**). Asimismo, la empresa manifiesta que los registros de estos equipos de medida no son remitidos a la CREG, ya que según su entendimiento esto no era necesario en el marco de la Resolución CREG 186 de 2021.

Figura 41. Registro fotográfico visita centro de control de EEPSAESP



Fuente: DTGE.

En este sentido, la DTGE manifestó que el marco regulatorio establecido por la Resolución CREG 189 de 2021, es una herramienta que permite a la EEPSAESP superar las graves afectaciones originadas por la catástrofe natural que tuvo lugar en la ciudad de Mocoa el año 2017.

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

Dicho marco regulatorio, no exime a la empresa de la remisión de los registros de los equipos de medida para calidad de la potencia, según los lineamientos de la Resolución CREG 024 de 2005, lo cual configura un posible incumplimiento regulatorio.

5.13.2 Planes de inversión

En esta sección se brindará un resumen del plan de inversión regulatorio, su ejecución y las expectativas de ejecución a futuro para la empresa EEPSAESP, es de recordar que este fue aprobado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) acorde con las disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018 y se recomienda al lector referirse a la sección 11.1.1 para un contexto regulatorio más amplio en torno este tópico.

Es de relevancia resaltar que los montos monetarios presentados a partir de la subsección 5.3.5.1 estarán dados, a menos de que se indique lo contrario, en pesos colombianos de diciembre de 2017 para mantener consistencia regulatoria. Asimismo, aquellos montos monetarios que estén asociados al plan de inversiones regulatorio corresponderán a la valoración en unidades constructivas definidas por la CREG en los Capítulos 14 y 15 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018. Esta valoración hace parte del cálculo de la remuneración a recibir por el OR por concepto de inversiones en el marco de la metodología de distribución vigente y no representan la ejecución presupuestal real de inversiones del operador.

Por último, el desarrollo de esta sección se basa en información provista por el operador en el marco de esta evaluación, así como los siguientes reportes anuales hechos por parte de este:

- **Actualización de cargos ante el LAC:** acorde con disposiciones de la Circular CREG 012 de 2020, a finales de febrero de cada año los operadores remiten a XM información de variables necesarias para actualizar la liquidación de cargos de distribución, dentro de la que se encuentra la ejecución del plan de inversión. El insumo de información empleado son las publicaciones mensuales de cargos liquidados por parte de XM.

- **Informe de ejecución del plan de inversión:** acorde con disposiciones de la Circular CREG 024 de 2020, a finales de marzo de cada año los operadores remiten a la CREG con copia a esta Superintendencia el informe de ejecución del plan de inversión.
- **Reporte de información al SUI:** a finales de marzo de cada año los operadores reportan a través del Sistema Único de Información (SUI) información asociada al plan de inversión aprobado y su ejecución a través de los formatos PI.

5.13.2.1 Plan de inversiones aprobado

En cumplimiento de las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 015 de 2018, el operador EEPSAESP presentó en septiembre de 2018 la solicitud de aprobación de ingresos asociados con el sistema de distribución local que opera. Posterior a un proceso de retroalimentación, aclaración y correcciones con la CREG, dicha Comisión expidió en noviembre de 2020 la Resolución CREG 216 de 2020 a través de la cual se aprobaron 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 EEPSAESP. Contendida en esta resolución, en el Artículo 3, se encuentran las inversiones anuales aprobadas en el plan de inversión desagregadas por categoría de activos y nivel de tensión para el periodo 2019 a 2023, en adelante el «*plan inicial*».

En respuesta, la empresa presentó recurso de reposición a la resolución mencionada, el cual fue resuelto por la CREG en septiembre de 2021 mediante la Resolución CREG 149 de 2021. En esta no se ajusta las variables aprobadas en la resolución inicial, ni tampoco el plan de inversión. El único apartado modificado corresponde a la aplicación de la metodología de ajuste de ingresos mensuales (AIM) entre metodologías (Res. CREG 097 de 2008 vs Res. CREG 015 de 2018) de que trata el numeral 1.3.4.1 de la Res. CREG 015 de 2018 en el que se extiende el plazo de 12 a 48 meses desde. Lo anterior fundamentado en que aplicar el plazo regulatorio inicial implicaba un riesgo en la liquidez y sostenibilidad de la empresa. Es de agregar que, a partir de la expedición de esta resolución tanto los cargos como el plan de inversión quedaron

en firme y el operador ingresa al esquema de remuneración de la Resolución CREG 015 de 2018.

En la *Tabla 41* se presentan los montos totales aprobados en pesos de diciembre de 2017 para el plan de inversión desagregado por tipo de unidad constructiva de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 3 de la Resolución CREG 216 de 2020, el que se ilustra un monto total de inversiones aprobado para el periodo 2019 a 2023 de 45.647.749.753 COP 2017.

Tabla 41 Montos de inversión aprobados para EEPSAESP en el marco del plan de inversiones inicial

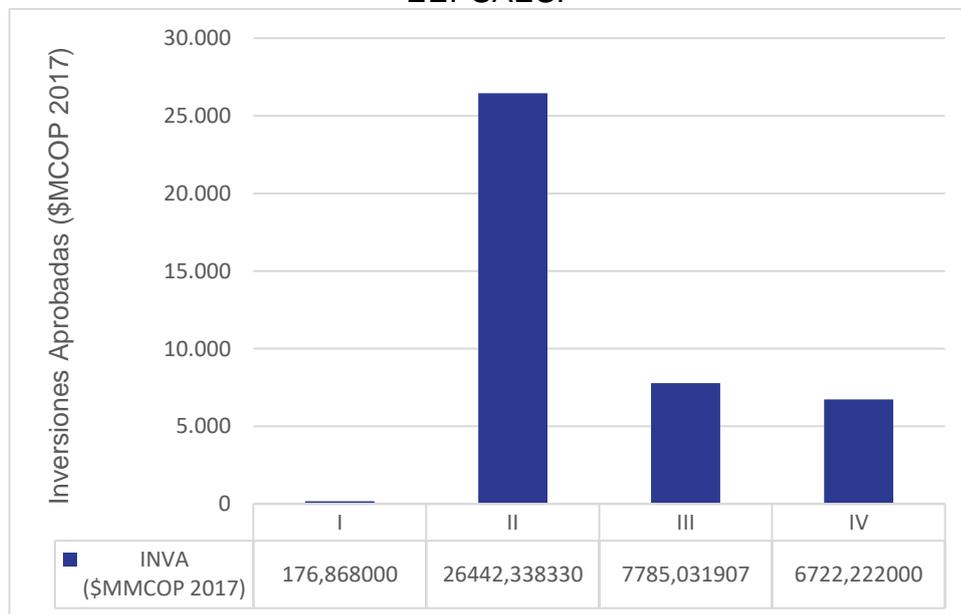
Tipo de activo	2019	2020	2021
Transformadores de potencia	34.554.000	52.254.000	130.117.000
Compensaciones	926.936.419	517.392.676	1.032.461.552
Bahías y celdas	0	0	603.594.000
Equipos de control y com.	0	0	0
Equipos de subestación	0	0	0
Otros activos subestación	0	0	0
Líneas aéreas	709.553.360	254.776.400	628.894.340
Líneas subterráneas	0	0	0
Equipos de línea	537.406.000	863.376.000	544.120.000
Centro de control	0	0	0
Transformadores de distribución	34.554.000	52.254.000	130.117.000
Redes de distribución	926.936.419	517.392.676	1.032.461.552
Total	3.169.940.198	2.257.445.752	4.101.765.444
Tipo de activo	2022	2023	2019 - 2023
Transformadores de potencia	4.643.956.000	71.460.000	4.932.341.000
Compensaciones	713.199.170	1.005.757.700	4.195.747.517
Bahías y celdas	20.163.914.000	787.757.000	21.555.265.000
Equipos de control y com.	2.052.483.000	353.289.000	2.405.772.000
Equipos de subestación	383.765.000	78.609.000	462.374.000
Otros activos subestación	2.917.003.000	0	2.917.003.000
Líneas aéreas	482.208.840	498.911.780	2.574.344.720
Líneas subterráneas	0	0	0

Tipo de activo	2019	2020	2021
Equipos de línea	66.931.000	3.600.000	2.015.433.000
Centro de control	73.179.999	0	73.179.999
Transformadores de distribución	32.157.000	71.460.000	320.542.000
Redes de distribución	713.199.170	1.005.757.700	4.195.747.517
Total	32.241.996.179	3.876.602.180	45.647.749.753

Fuente: DTGE a partir del Artículo 3 de la Resolución CREG 216 de 2020.

La distribución de las inversiones aprobadas por tipo de inversión para el periodo 2019-2023 se presenta en la **Figura 42** Distribución de inversiones aprobadas por tipo de proyecto para el plan inicial de EEPSAESP

Figura 42 Distribución de inversiones aprobadas por tipo de proyecto para el plan inicial de EEPSAESP



Fuente: DTGE a partir del reporte a la CREG (Circular CREG 024 2020).

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

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

- **Tipo I:** representan el 0,33% de las inversiones aprobadas y enmarcan regulatoriamente proyectos orientados a la repotenciación y/o modernización de activos. En este se encuentran proyectos de repotenciación de transformadores de distribución.
- **Tipo II:** representan el 64,30% de las inversiones aprobadas y enmarcan regulatoriamente proyectos orientados a la expansión y atención de nueva demanda. El proyecto más significativo dentro de este tipo corresponde a la construcción de la subestación Renacer como reemplazo de la subestación Junín. Proyectos con menor magnitud de inversión que se encuentran la construcción de redes de baja tensión y subestaciones de distribución tipo poste.
- **Tipo III:** representan el 18,93% de las inversiones y enmarcan regulatoriamente proyectos orientados a la reposición de activos. Dentro de los proyectos más significativos propuestos por la empresa se encuentran la remodelación de red abierta a red trenzada en circuitos de baja tensión, reposición de bajantes de transformadores, DPS, cortacircuitos y puesta a tierra, y modernización de la subestación Villagarzón,
- **Tipo IV:** representan el 16,35% de las inversiones aprobadas y enmarcan regulatoriamente proyectos orientados a la mejora en la calidad del servicio, reducción de pérdidas y renovación tecnológica. Dentro de los proyectos más significativos propuestos por la empresa se encuentra la automatización de redes e instalación de equipos de protección, supervisión y control telemedidos para circuitos de distribución.

En concordancia con las disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018 para solicitudes de modificación al plan de inversión, EEPSAESP solicitó primer ajuste al plan de inversión ante la CREG en agosto de 2022 el cual comprende el horizonte de ajuste 2023 a 2027. En la última novedad entregada por la empresa al respecto, la CREG acordó expedir la Resolución CREG 501 040 de 2024 la cual ya fue publicada, pero la empresa solicitó recurso de reposición como se verá más adelante.

5.13.2.2 Ejecución del plan de inversión

En esta sección se explorará la ejecución realizada por la empresa EEPSAESP en los primeros cinco años del periodo tarifario vigente (2019 – 2023). Es de destacar que, si bien el plan no fue aprobado y puesto en firme hasta septiembre de 2021, el plan de inversión propuesto arrancó su ejecución desde 2019. Adicionalmente, el análisis realizado en esta evaluación estará enmarcado en la versión inicial del plan de inversión dado que el ajuste previamente mencionado aún no se encuentra en firme.

En la **Tabla 42** se presenta la ejecución anual global del plan de inversión reportada por el operador bajo diferentes fuentes de información.

Tabla 42 Ejecución global anual del plan de inversión de EEPSAESP

Año	Aprobado	Ejecutado			Ejecución	
		SUI	CREG	XM	SUI	CREG
2019	2.208.449.779	4.021.175.948	4.518.051.638	-	182,08%	204,58%
2020	1.687.799.076	4.650.785.255	5.393.529.374	5.380.918.161	275,55%	319,56%
2021	2.939.186.892	5.593.072.018	5.837.738.785	5.837.738.785	190,29%	198,62%
2022	31.496.640.009	2.974.996.574	2.976.376.573	2.980.580.245	9,45%	9,45%
2023	2.799.384.480	3.570.969.678	3.570.969.678	3.570.969.678	127,56%	127,56%
Total	41.131.460.236	20.810.999.473	22.296.666.047	-	50,60%	54,21%

Fuente: DTGE a partir del reporte en diferentes fuentes de información.

La información es presentada de esta manera debido a inconsistencias en montos ejecutados identificadas a lo largo de los diferentes reportes de información entre los años 2019 y 2022. Al respecto la empresa informa que se encuentran en proceso de consultoría derivado de las auditorías de verificación de ejecución de plan de inversión. A través de esta, se pretende verificar y validar la información reportada a las diferentes entidades y generar los alcances correspondientes previo a la puesta en marcha de las mencionadas auditorías. Acorde con la empresa, se espera tener resultados finales de esta consultoría durante el mes de octubre de 2024, por lo que desde esta Superintendencia se generó el compromiso de informar los

resultados, generar las aclaraciones que haya lugar, y las correcciones y alcances a las entidades que correspondan.

Respecto a la ejecución como tal es posible observar que en ambas fuentes de información se presentan niveles de ejecución para los cinco años de ejecución (2019 – 2023) que rondan entre 50 – 55% de ejecución. Lo anterior se debe principalmente al retraso en la ejecución del proyecto de construcción Subestación Renacer, con fecha de entrada en operación 2022 y cuya valoración de \$29.936.474.025 (reporte PI3 SUI), equivale al 95% de la inversión aprobada para este año y 78,1% de la inversión total aprobada para el periodo 2019 a 2023. Sin tener en cuenta este proyecto, la ejecución del plan de inversión por parte de EEPSAESP ronda en alrededor de 265,6% y los proyectos de inversión representativos ejecutados por la empresa durante la vigencia 2019 – 2023 se resumen en la Tabla 43.

Tabla 43 Proyectos de inversión con mayor ejecución desagregados por tipo de proyecto en la vigencia 2019 – 2023 EEPSAESP

Código proyecto	Descripción	Beneficio esperado	Monto ejecutado (COP 2017)	Año ejecutado
Tipo IV				
P56	Actividades de recuperación de las bahías de 115 kV de la subestación Junín afectadas	Operatividad en el STR	2.825.308.968	2019, 2020, 2021
P48, P49, P55	Instalación de equipos de protección, control y supervisión telecontrolados a cada uno de los circuitos de distribución en los niveles de tensión 2 y 3.	Mejora en calidad de servicio	1.292.075.000	2019, 2021
P78	Instalación de equipos de protección sobrecorriente, DPS y maniobra en los circuitos NT2	Operatividad en el SDL	398.694.000	2022
P69	Expansión e Instalación de redes eléctricas de media tensión y transformadores de distribución	Modernización SDL	292.033.000	2022
P64	Repotenciación de transformador quemado en subestación Puerto Guzmán	Modernización SDL	206.040.000	2021
Tipo III				
P20, P21, P22	Remodelación de red abierta a red trenzada en los circuitos de baja tensión	Recuperación de pérdidas	754.373.415	2020, 2021
P68	Reposición de redes eléctricas de media tensión y transformadores de distribución	Modernización SDL	494.222.169	2021
P73	Reposición de transformadores rurales y urbanos	Modernización SDL	378.194.000	2021

Código proyecto	Descripción	Beneficio esperado	Monto ejecutado (COP 2017)	Año ejecutado
P10, P11	Reemplazo de conductores desnudos a conductores semiaislado en zonas boscosas	Recuperación de pérdidas	150.622.210	2020
Tipo II				
P58, P62	Construcción de redes en media tensión	Modernización SDL	2.899.311.902	2019, 2020, 2021
P72	Instalación de transformadores de distribución	Modernización SDL	2.297.768.000	2021
P75	Proyecto expansión redes de media y baja tensión en Villagarzón con recursos de Gobernación	Expansión de servicio	1.866.386.096	2022
P39, P40, P80	Construcción de subestaciones tipo poste en redes de media y baja tensión	Expansión de servicio	1.830.498.567	2021, 2022
P65, P66, P70	Construcción de redes en baja tensión	Modernización SDL	1.664.867.437	2019, 2020, 2021
Tipo I				
P02, P71	Repotenciación de transformadores de distribución	Modernización SDL	169.408.000	2021
P58, P61	Repotenciación de circuitos de media tensión	Modernización SDL	203.158.439	2019, 2020

Fuente: DTGE a partir del reporte del SUI.

5.13.2.3 Desviaciones en la ejecución

Se consultó con la empresa las principales dificultades en la ejecución del plan de inversión, resumidas en lo siguiente:

- Las consecuencias de la Tragedia de Mocoa. En particular, la priorización de la reconstrucción de la subestación Junín sobre otros proyectos de inversión aprobados.
- La aprobación de cargos y con ello entrada al esquema de remuneración de la Resolución CREG 015 de 2018 generó un retroactivo del ingreso recibido de alrededor de \$20 mil millones que debía ser retornado a través de un ajuste al ingreso mensual. Esta situación limitó el flujo de carga de la empresa durante 2021 y 2022 y no fue hasta la expedición de la Resolución CREG 501 019 de 2022 que la CREG ajusta el plazo de devolución de este ingreso, lo que permitió aliviar parcialmente esta situación.
- Dificultades operativas derivadas del paro nacional presentado durante el primer semestre de 2021.

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

- Tiempos de respuesta de la CREG a solicitud de ajuste al plan de inversión.

Derivado de estas dificultades, a continuación, se explorarán las principales desviaciones en la ejecución del plan de inversión de EEPSAESP.

- **Construcción Subestación Renacer**

La Subestación Renacer surge como una necesidad del sistema posterior al desastre natural ocurrido en el municipio de Mocoa el 31 de marzo de 2017 correspondiente a una gran Avenida Fluvioterrencial que afectó la subestación Junín. Esta subestación si bien fue reconstruida y recuperada entre 2018 y 2019, la empresa identificó la necesidad de su reubicación por estar ubicada en una zona de alto riesgo acorde a estudios del Servicio Geológico Colombiano y de la Unidad de Gestión del Riesgo, y expansión acorde a las proyecciones de demanda para el mercado que atendido.

De esta manera, y con el fin de garantizar una prestación confiable y segura del servicio ante contingencias de origen ambiental o fuerza mayor, se definió la construcción de una nueva subestación por fuera de la zona de riesgo, cercana a la existente subestación Renacer del Grupo de Energía de Bogotá (GEB). Esta subestación de tecnología GIS tendrá una configuración doble barra con seccionador de Bypass, barra doble y sencilla con el fin de que sea flexible, moderna y confiable. Contará con transformadores de 2x50 MVA 230/115 kV y será alimentada por dos líneas de 230 kV provenientes de las subestaciones de Altamira (GEB) y Jamondino (CEDENAR). Es de resaltar que esta hacer parte del plan de expansión de la UPME para garantizar la confiabilidad de la operación de un mercado que actualmente es radial y que depende de un solo transformador de conexión al STN de 50 MVA (la actual subestación Junín), y del cual en principio se iba a instalar un segundo transformador, pero por la tragedia de Mocoa fue suspendido. Este segundo transformador actualmente es empleado como respaldo de conexión en caso de falla del que se encuentra en operación. Su entrada en operación estaba presupuesta para finales del 2022 como lo refleja su plan de inversiones aprobado.

El proyecto Subestación Renacer cuenta con *viabilidad de la UPME mediante Radicado 20211520113921*, *licencia ambiental de Corpoamazonia Resolución 019 de 2022* y *tiene en trámite el licenciamiento de construcción*, terrenos adquiridos, así como ingeniería de detalle adelantada tal y como lo expresa la empresa. A pesar de la alta madurez del proyecto y teniendo en cuenta la fecha de entrada en operación, la construcción no se ha podido iniciar debido a la necesidad de desarrollar obras de estabilización de terreno sobre el predio en el que será construida la nueva subestación, ello resultado de estudios desarrollados por el constructor del proyecto. A raíz de esto, la empresa solicita a la CREG la inclusión de la Unidad Constructiva (UC) Especial ESTABILIZACIÓN DE TERRENO NUEVA SUBESTACIÓN MOCOA en su plan de inversión a través de la solicitud de modificación del plan de inversión generada en agosto de 2022. Esto con el fin de garantizar la viabilidad financiera de este proyecto al recuperar la inversión a través de la remuneración recibida por los cargos de distribución. Considerando la valoración de esta UC, el valor total del proyecto asciende a 55.055.633.624 COP 2017.

Como se recalcó anteriormente, la CREG notificó a la empresa de la expedición de resolución de aprobación de solicitud de ajuste al plan de inversión en días previos a esta Evaluación Integral. De acuerdo con la empresa, la CREG reconoció parcialmente la UC especial previamente mencionada realizando un símil con UC preexistentes, aprobando alrededor de 4.980 MCOP 2017 de los 15.700 MCOP 2017 solicitados. Considerando que, acorde con la empresa, la aprobación parcial es insuficiente y se requiere el reconocimiento completo de esta UC especial para el cierre financiero del proyecto y poder proceder con la etapa constructiva. De esta manera, la empresa presentó un recurso de reposición a esta resolución con el fin de que la CREG lo considere.

Este proyecto, como lo describe la empresa, es de alta prioridad y es crítico para garantizar la prestación del servicio de energía eléctrica en condiciones seguras al mercado del Putumayo y Bajo Putumayo. Bajo estas consideraciones, la fecha de puesta en operación propuesta por el

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

operador es diciembre de 2025; no obstante, un retraso adicional en la entrada en operación de esta subestación puede llegar a comprometer las condiciones operativas de la empresa. Por un lado, al consultar con la empresa cuánto es el tiempo máximo que considera la CREG puede tomar para dar respuesta al recurso de reposición previo a que la fecha de puesta en operación de este proyecto se viera comprometida, se responde que alrededor de 3 meses desde el recurso de reposición; es decir, noviembre de 2024. Al respecto se recomendó a la empresa que el recurso reposición en ese entonces a generar se viera reflejada la necesidad y criticidad de contar con la UC especial y la prontitud de la respuesta de dicho recurso.

Por otro lado, se consultó de posibles factores de riesgo en la ejecución asumiendo el mejor escenario en el cual la UC especial es aprobada por completo y a tiempo. La empresa considerar que, de acuerdo con su análisis, no existe otro factor de riesgo más allá de la aprobación de esta UC. Afirman la ventana de tiempo durante la cual se ejecuta la estabilización del terreno (6 meses) se concluirá la ingeniería de detalle y se realizará la compra e importación de equipos faltantes. Asimismo, la experiencia del equipo de diseño y ejecutor dan garantías de la oportunidad en los tiempos de ejecución.

Por último, se consultó sobre los acercamientos que ha tenido la empresa con la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A.S (en adelante EEBP SA ESP) sobre el traslado de la línea de 115 kV Mocoa – Puerto Caicedo considerando la entrada en operación de este proyecto. Al respecto la empresa informa que se ha indicado a EEBP SA ESP la ubicación del nuevo punto de conexión y se han sostenido reuniones con estos para planificar la ingeniería y las inversiones necesarias para el traslado del punto de conexión, y cuyo desarrollo es requerido para las obras de esta nueva subestación. La empresa entiende que se encuentran en el proceso de desarrollo de ingeniería y que la expectativa de la empresa es que EEBP SA ESP ya cuente con el nuevo tramo de línea construido, previo a la entrada de la subestación Renacer. Es de destacar que las mesas de trabajo entre las empresas se encuentran suspendidas por el proceso aprobación de la UC especial previamente mencionada ante la CREG.

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

- **Modernización subestación Villagarzón**

La subestación Villagarzón es una subestación reducida de tipo rural 34,5/13,2 kV con un transformador de potencia de 4 MVA, una bahía de línea 34,5 kV hacia Puerto Guzmán y cinco circuitos de distribución a 13,2 Kv. Esta subestación fue construida en 2009 cuando el municipio de Villagarzón era prácticamente rural, y por lo tanto fue pensada para la prestación del servicio en sectores rurales. No obstante, debido al exponencial crecimiento de usuarios residenciales, comerciales e industriales en este municipio, la empresa consideró necesaria su modernización.

Esta modernización consiste en la construcción de un patio de nivel de tensión 4 con un transformador de 115/34,5 kV de 12,5 MVA con el fin de garantizar el transporte y disponibilidad de energía. Esta fue aprobada en el plan inicial en tres etapas constructivas (P51-2021, P52-2022 y P53-2023) por un monto total de 2.305.920.000 COP 2017 y entrada en operación 2023. No obstante, debido al impacto sobre el ingreso y el flujo de caja de la empresa causado por el ajuste del ingreso mensual resultado de la aprobación de cargos en el esquema de remuneración de la Resolución CREG 015 de 2018, la empresa tomó la decisión de aplazar la construcción del proyecto.

Teniendo en cuenta lo anterior, y la no aprobación de unidades constructivas en el plan inicial y que son necesarias para su construcción, la empresa presenta nuevamente esta modernización como parte de la modificación al plan de inversión como un único proyecto con inicio y fin de ejecución marzo de 2024 y 2025, respectivamente proponiendo un monto de inversión de 4.329.038.750 MCOP 2017. Con este proyecto la empresa espera mejorar la calidad de potencia de los usuarios conectados al nodo de esta subestación y garantizar la atención de futuras demandas de usuarios residenciales e industriales en el municipio de Villagarzón y Puerto Guzmán.

- **Otras desviaciones**

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

Un aspecto que destaca, sobre la ejecución del plan de inversión de EEPSEAESP es la alta ejecución de proyectos por fuera del plan, mientras que proyectos dentro del plan inicial no fueron ejecutados o fueron ejecutados parcialmente. Este es un patrón de comportamiento normal considerando que el sistema de distribución local y transmisión regional son sistemas dinámicos cuyas prioridades están en constante cambio, más aún el sistema de esta empresa que tuvo que adaptarse a las consecuencias derivadas de la Tragedia de Mocoa.

En términos generales, los proyectos de inversión aprobados en el plan de inversión que no fueron ejecutados o tienen ejecución por debajo del 50% pueden clasificarse en los siguientes grupos

- Construcción de subestaciones tipo poste en redes de media y baja tensión (redes e instalación de transformadores)
- Construcción de redes de media y baja tensión.
- Repotenciación de circuitos de media y baja tensión.
- Repotenciación de transformadores de distribución.
- Reemplazo de conductores desnudos a semiaislado en zonas boscosas.
- Remodelación de circuitos de baja tensión por red trenzada.
- Reemplazo de postes de las diferentes estructuras en circuitos de media y baja tensión.
- Reemplazo de elementos de protección y maniobra en circuitos de media tensión y transformadores de distribución.
- Reemplazo de bajantes de transformadores a redes de distribución.

Causas: se encuentra que una de las causas más comunes del retraso o ejecución parcial de proyectos fue la priorización de la recuperación de la Subestación Junín, seguido de problemas con la aprobación de cargos y flujo de caja de la empresa.

Impactos: sobre los potenciales impactos que su retraso puede ocasionar en la prestación del servicio, se presenta como único impacto que la empresa tendrá índice de cobertura sin crecimiento, por lo que presuntamente no se tendrían potenciales efectos sobre la calidad del servicio.

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

Acciones: respecto a las acciones a tomar por parte de la empresa para la ejecución de estas inversiones esta manifiesta, en la mayoría de los casos, haber incluido estos proyectos en la modificación del plan 2023 – 2027 bajo el proyecto P05 y P08. En otras instancias, la empresa opta por descartar inversiones que consideran no ser estratégicas.

5.13.2.4 Ajustes al plan de inversión

Como se destacó anteriormente, la empresa solicitó ajuste al plan de inversión en agosto de 2022 para el periodo 2023 – 2027, cuya aprobación a través de la Resolución 501 040 de 2024 fue notificada a la empresa días previos a la evaluación integral y fue publicado en septiembre de 2019 en la Gestor Normativo de la CREG. No obstante, como se recalcó anteriormente, el reconocimiento parcial de Unidades Constructivas especiales tales como la estabilización de terreno para la Subestación Renacer llevó a la empresa a solicitar un recurso de reposición a esta resolución.

A pesar de lo anterior, los proyectos propuestos en este ajuste se mantienen intactos. Adicional a la reestructuración de los proyectos de la construcción subestación Renacer y la modernización de la subestación Villagarzón, se destacan los siguientes proyectos de inversión propuestos en este ajuste

- **Construcción Subestación Orito y Tercer Circuito Yarumo**

El municipio de Orito representa el 25% de los usuarios de EEPSAESP y para su suministro solo se cuenta con dos circuitos de distribución desde la subestación Yarumo, operada por EEBP SA ESP, los cuales de acuerdo con la empresa se encuentran sobrecargados. Motivado por las condiciones de crecimiento de demanda proyectados, así como dificultades de conexión de usuarios industriales por bajos niveles de tensión en cola de circuito, la empresa identificó la necesidad de construir una subestación en el casco urbano del municipio de Orito.

De esta manera, se propone la construcción de una subestación 34,5/13,2 kV con transformador de capacidad de 10 MVA con cambiador de Taps OLTC y seis circuitos de

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

distribución para el suministro de demanda proyectada y potenciales usuarios industriales. Con esta subestación se espera mejorar los perfiles de tensión a pesar de la conexión de nuevos usuarios, mejorar la calidad del servicio de los usuarios existentes y tener control total de la subestación y los circuitos dados que para maniobras relacionadas con operación y mantenimiento a nivel de 13,2 kV se depende de EEBP SA ESP. La entrada en operación de esta subestación está proyectada para el 2026, representa inversiones equivalentes a 4.356.343.800 COP 2017, y la empresa define una prioridad alta en su construcción.

En análisis de los motivos detrás de la formulación de esta subestación, en particular la sobrecarga de los circuitos desde Yarumo, y considerando que la entrada en operación sería 2026, esta Superintendencia consultó sobre las acciones que tomará la empresa para garantizar la prestación confiable del servicio a los usuarios de este municipio. Al respecto la empresa informa que dentro de esta modificación del plan se proyecta la construcción de un tercer circuito de 13,2 kV desde la subestación Yarumo en el municipio de Orito que responderá con el crecimiento vegetativo de la zona y mejorará temporalmente las condiciones de prestación del servicio. Acorde con el contrato de conexión entre EEP SA ESP y EEBP SA ESP, a la empresa le corresponden 5 MVA de capacidad en el transformador principal en el lado de 13,2 kV, capacidad que se asume la construcción del tercer circuito planteado no superará. Es de resaltar que no es claro cuándo entrará en operación este tercer circuito, pero se asume será entre 2024 y 2025 considerando el estado de sobrecarga de los circuitos en operación.

- **Mantenimiento y mejoramiento del sistema de distribución local para los niveles de tensión 1 y 2**

La empresa plantea a lo largo del periodo 2023 a 2027 ejecutar las siguientes actividades de mantenimiento y mejoramiento del SDL para los niveles de tensión 1 y 2.

- *Repotenciar y/o dividir cargas a transformadores de distribución por tener cargabilidad mayor al 100%.*

- *Cambio de posteadura obsoleta en media y baja tensión.*
- *Cambio de red desnuda a red semiaislada en zonas de alta vegetación.*
- *Repotenciar conductores inferiores a ACSR # 4 AWG por red desnuda en ACSR 1/0.*
- *Remodelación de red abierta a red trenzada en las zonas urbanas y rurales.*
- *Cambio de cortacircuitos convencionales a triple disparo en seccionadores con alto índice de salidas instantáneas.*
- *Cambio de elemento de protecciones para seccionadores y transformadores, tales como cortacircuitos, pararrayos y puestas a tierras.*

Siendo estas actividades correspondientes a gran parte de los proyectos que dejaron de ser ejecutados o que fueron ejecutados parcialmente durante el plan de inversión inicial 2019 – 2023. En total se tiene presupuestado ejecutar 10.662.003.400 COP 2017 a lo largo de estos cinco años. Es de destacar que de los 7.040.602.360 COP 2017 aprobados en el plan inicial para estos proyectos orientados para mantenimiento, se ejecutaron 1.132.465.470 COP 2017, resultando un remanente pendiente por ejecutar de 5.809.136.890 COP 2017 que se asumen son cubiertos por las inversiones presupuestadas en la modificación del plan.

- **Construcción de redes en media y baja tensión**

Con el fin de garantizar la disponibilidad de red para nuevos usuarios proyectados a través de expansión de cobertura, se construirán nuevos circuitos en media y baja tensión, así como subestaciones tipo poste entre 2024 y 2027 por un valor de inversión de 7.556.646.000 COP 2017. Es de destacar que los 901.058.470 COP 2017 aprobados en el plan inicial para estos proyectos no fueron ejecutados durante la vigencia 2019 – 2023 y se asume serán cubiertos por las inversiones presupuestadas en la modificación del plan.

- **Expansión de red eléctrica en 34,5 kV para fortalecimiento del SDL**

Teniendo en cuenta la expansión en potencia derivada de las nuevas subestaciones a construir Renacer y Orito, y la repotenciación de la subestación Villagarzón, se requiere un programa de

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

expansión de redes para aumentar la cobertura del servicio de energía. Como parte de este programa, se considera que es necesario de primera mano fortalecer las líneas del SDL tal que se elimine la condición de radialidad actual del sistema operado por EEPSAESP. Para ello, y a su vez para mejorar los indicadores de calidad del servicio de cerca de 12.000 usuarios de las zonas urbanas y rurales de los municipios de Villagarzón, Puerto Guzmán y Piamonte, la empresa propone la construcción de 20 km de red a 34,5 kV en cable ecológico semiaislado preservando la flora y fauna de la región.

- **Implementación del sistema de gestión de activos**

La empresa se encuentra en proceso de implementación del Sistema de Gestión de Activos según ISO 55001, de la cual se han logrado y se esperan lograr los siguientes hitos:

- **2023:** la empresa culminó la denominada Etapa 3 con la puesta en marcha del Plan Estratégico de Gestión de Activos.
- **2024:** la empresa se encuentra enfocada en la implementación de tecnologías avanzadas y optimización de procesos relacionados con la gestión de activos a través de la automatización de procesos técnicos y financieros a través de software ERP, y el etiquetado de postes.
- **2025:** se completará la marcación de postes y otros activos pendientes de etiquetación y se culminará la automatización de procesos relacionados con la gestión de activos que aún no se encuentren integrados en el software ERP.
- **2026 y 2027:** revisión exhaustiva de los procesos implementados con el fin de identificar oportunidades de mejora. Enfoque en la actualización continua de herramientas y capacitación de personal.

La empresa considera que el Sistema de Gestión de Activos (SGA) es esencial para abordar los desafíos operativos y regulatorios, garantizando un suministro confiable, eficiente y sostenible del servicio. De esta manera, destinaría inversiones totales de 3.433.024.649 COP 2017 en el periodo 2023 – 2027.

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

Es de recalcar que por disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018, la implementación y certificación del SGA debía gestionarse en un plazo de cinco años a partir de su entrada en vigor, es decir hasta enero de 2024. La empresa logró la certificación en junio del presente año y el cronograma e hitos previamente presentados corresponde a acciones de mejora al SGA que se encuentra en este momento operativo.

- **Construcción de centro de control tipo 4**

Como parte de los esfuerzos de automatización del SDL, la empresa identificó como necesidad la renovación tecnológica y operativa del centro de control de la empresa, el cual fue construido en 2016. Para ello, propone construir un centro de control acorde con las necesidades de nuevas subestaciones, expansión de nuevos circuitos que permita integrar nuevas herramientas tecnológicas que permitan reducir los tiempos de ubicación, atención y aislamiento de contingencias, mejorar las condiciones operativas de seguridad de los trabajadores y robustecer la ciberseguridad. Lo anterior permitirá mejorar la eficiencia y condiciones operativas del servicio prestado, ello traduciéndose en una mejora en la calidad y confiabilidad del servicio prestado. La entrada en operación de este centro de control se propone sea el 2026 y representaría una inversión de 13.952.825.000 COP 2017.

- **Instalación de sistemas de medida indirecta en circuitos de media tensión**

Con el fin de identificar, diagnosticar, delimitar y rastrear las pérdidas de energía en las redes de distribución en media tensión, la propone el desarrollo e implementación de sistemas de medida indirecta. Lo anterior buscando reducir sus índices de pérdidas tal como el de nivel de tensión 1, el cual se encuentra por encima del 18%, mientras que las pérdidas eficientes son del 8,92%. La implementación de estos sistemas se propone sea entre 2023 y 2024 con una ejecución propuesta de 857.024.000 COP.

De esta manera, en la Tabla 44 se presenta un resumen de los proyectos de inversión propuestos para el primer ajuste al plan de inversión.

Tabla 44 Resumen proyectos de inversión propuestos para el primer ajuste al plan de inversión.

Proyecto(s)	Inversión propuesta (COP 2017)	Periodo de ejecución
Construcción centro de control tipo 4.	13.952.825.000	30/03/2025 – 30/03/2026
Construcción nueva subestación Renacer (Mocoa).	55.055.633.624	04/02/2023 – 30/03/2025
Modernización subestación Villagarzón.	4.329.038.750	31/03/2024 – 30/03/2025
Construcción subestación Orito.	4.356.343.800	01/04/2024 – 30/03/2026
Mantenimiento y mejoramiento del SDL en NT1 y 2.	10.662.003.400	31/03/2022 – 30/03/2027
Construcción de redes en media y baja tensión.	7.556.646.000	01/04/2023 – 30/03/2027
Implementación del sistema de gestión de activos.	3.433.024.649	31/03/2022 – 30/03/2027
Instalación de sistemas de medida indirecta en media tensión.	857.024.000	01/04/2023 – 30/03/2024
Construcción de red de 34,5 kV para atención de expansión SDL.	7.903.570.691	31/03/2024 – 30/03/2025
Total	108.106.109.914	

Fuente: DTGE a partir información aportada por EEPSAESP

Para finalizar esta sección, los operadores de red a nivel nacional tuvieron la opción de presentar una nueva solicitud de ajuste al plan de inversión en agosto de 2024, por lo que no descarta la posibilidad de que la empresa haya presentado este ajuste, y con este ajustado los proyectos de inversión y sus tiempos de ejecución para el periodo 2025 a 2027, así como introducir nuevas inversiones para los años 2028 y 2029. En caso de no haberlo hecho, podrá volver a presentar un ajuste al plan en agosto de 2026.

5.13.2.5 Estrategia de comunicación y difusión de plan de inversión

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

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

- 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 a los literales a. y b., previo a la evaluación integral se consultó su cumplimiento en el siguiente enlace: <https://energiaputumayo.com/planes-de-inversion/> encontrando solamente el informe de ejecución del plan de inversión de la vigencia 2023. Lo anterior fue retroalimentado a la empresa durante la visita, dejando como compromiso la actualización de este portal Web con los informes del resto de año.

En cumplimiento del compromiso, a través del siguiente enlace:

<https://energiaputumayo.com/planes-de-inversion-2> es posible consultar los informes de ejecución del plan de inversión de la vigencia 2019 a 2023. Al respecto, quedan los siguientes comentarios por parte de esta Superintendencia y que representan oportunidades de mejora.

- El primer enlace referenciado aún persiste y contiene solamente el informe de 2023. Se recomienda a la empresa dar este de baja.
- Los informes encontrados en el segundo enlace pueden entenderse como aquellos “orientados a usuario” acorde con el literal a. del artículo 6.7 de la Resolución CREG 015 de 2018. Es de resaltar que los informes de ejecución remitidos a la CREG y SSPD también deben encontrarse en este portal Web acorde con el literal c. numeral 6.5 de esta misma resolución.
- Si bien no constituye un incumplimiento per se del literal b. del artículo 6.7, el segundo enlace solo muestra los enlaces a los informes de ejecución, más no presenta

información general respecto al plan de inversión aprobado ni un resumen del plan ejecutado tal como las inversiones ejecutadas, principales proyectos ejecutados, y la justificación de las desviaciones presentadas. Como oportunidad de mejora, se recomienda a la empresa mejorar la presentación en su página web de la información de su plan de inversión y su ejecución, teniendo en cuenta que el usuario será el principal consumidor de esta información.

5.13.3 Plan de gestión de pérdidas

Para un contexto regulatorio de conceptos explorados en esta sección tales como índices de pérdidas, reconocimiento de pérdidas, planes de gestión de pérdidas y su remuneración, se recomienda al lector complementar la lectura de esta sección con lo presentado en la sección 11.1.2 y 11.1.3 en la sección de Anexos.

En el marco de la Resolución CREG 015 de 2018 EEPSAESP tuvo la opción de presentar un plan de reducción de pérdidas al contar con pérdidas totales del nivel de tensión 1 superiores a las reconocidas. No obstante, la empresa optó por no presentarlo y de esta manera es remunerada por concepto netamente de mantenimiento de pérdidas. Bajo estas consideraciones, a través de la Resolución CREG 216 de 2020 la CREG aprobó el Costo Anual del Plan (CAP) presentado en la **Tabla 45**, el cual ha sido remunerado a través del CPROG a partir del inicio de liquidación de cargos para la empresa en octubre de 2021.

Tabla 45 Costo anual remunerado para gestión de pérdidas en distribución para EEPSAESP (montos dados en COP 2017)

CAP	INVNUC	AOM
63.093.651	0	63.093.651

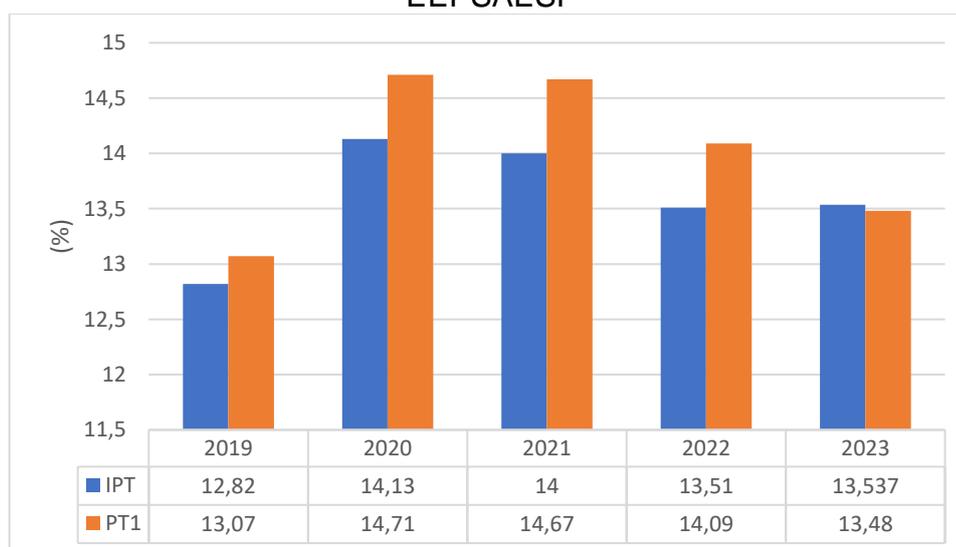
Fuente: DTGE a partir información Resolución CREG 216 de 2020.

A lo largo de esta sección, se explorará la evolución del índice de pérdidas totales, la gestión adelantada por la empresa no solo para mantener dicho índice sino además lograr reducirlo, y la evolución del reconocimiento de pérdidas.

5.13.3.1 Evolución de índice de pérdidas

Dado que EEPSEAESP cuenta con un plan de mantenimiento de pérdidas, el índice de pérdidas totales no es evaluado anualmente por el LAC. De esta manera, la fuente primaria de la evolución de las pérdidas para el operador es el formulario PR9 del Sistema Único de Información (SUI). En la Figura se observa la evolución anual de este índice, y las pérdidas totales de nivel de tensión 1, reportado por la empresa a lo largo del periodo tarifario vigente.

Figura 43 Índice de pérdidas totales y pérdidas totales en el nivel de tensión 1 para EEPSEAESP



Fuente: DTGE a partir información reportada en el SUI

En este se puede observar que durante 2020 ocurrió un deterioro de las pérdidas totales en el mercado atendido por la empresa, pero con el paso de los años la empresa ha logrado reducir y normalizar estas pérdidas a niveles cercanos a los evidenciados en 2019.

Es de recalcar que el monitoreo de las pérdidas que realiza la empresa y con el que basa su gestión no corresponde al regulatorio, sino a uno similar basado en las energías de entrada (flujos de ingreso al sistema en fronteras) y energías de salida (ventas de energía registradas en el SUI) como lo ilustra la siguiente formular

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

$$\%PerdidasMarcoMovil = \frac{(\sum_{i=1}^{-12} EnergiaEntrada i - \sum_{i=1}^{-12} EnergiaVentas i)}{\sum_{i=1}^{12} EnergiaEntrada i} \times 100\%$$

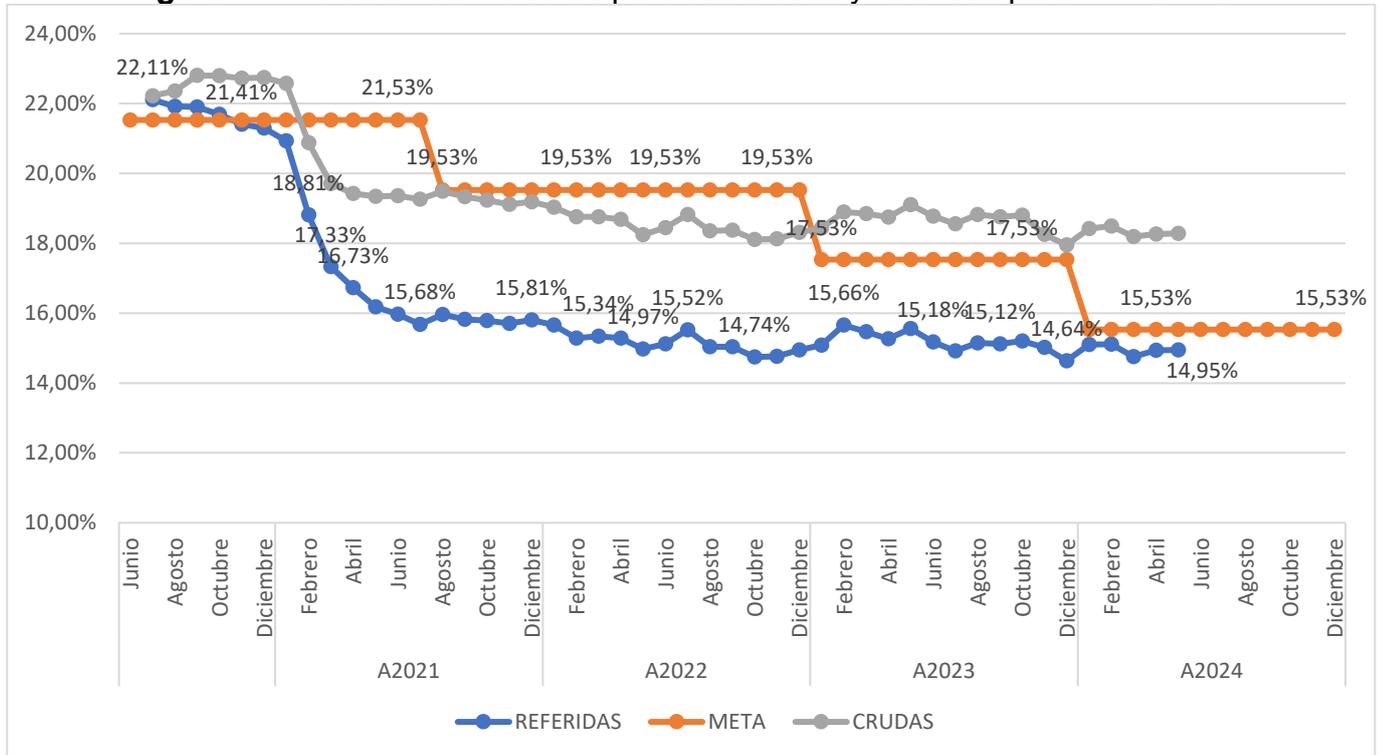
Y define dos referencias de información de energías

- **Energías crudas:** información obtenida en los sistemas de medida tales como reconectores en cabeceras de circuitos del NT2 y NT3 y fronteras comerciales reportados a XM.
- **Energías referidas:** información obtenida de los archivos AENC de liquidación de XM.

La diferencia principal entre estas dos fuentes es la ubicación del punto de medida y de conexión. Dependiendo de la frontera comercial se aplica factores para referir medidas al STN y factor multiplicador para referir energía al punto de conexión.

Basado en lo anterior, la empresa cuenta con un monitoreo de este índice de pérdidas de marco móvil a partir del cual establece metas anuales de reducción del indicador de energías referidas tal y como lo ilustra la **Figura 44** desde junio de 2020 y a corte de mayo de 2024.

Figura 44 Evolución de índice de pérdidas crudas y referidas para EEPSAESP



Fuente: DTGE a partir información reportada en el SUI

Para la empresa el índice de pérdidas de referencia corresponde a 19,53%, el cual se asume corresponde a la condición inicial a fecha de corte. De esta manera, es posible observar que durante el 2021 se presentó una reducción considerable de las pérdidas debida principalmente por normalización de transformadores de corriente por parte de un usuario petrolero. A lo largo del 2022, 2023 y 2024 se han mantenido en niveles estables e inclusive se redujeron levemente. En contraste con las metas internas, el índice (referido) continuo debajo de las expectativas, pero a lo largo de 2024 se encuentra cercano a la meta a lograr para este año. De esta manera, es posible observar que la empresa ha logrado estabilizar el índice y da indicios de reducción del indicador de pérdidas a pesar de solo contar con un plan de mantenimiento y recibir remuneración como tal.

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

5.13.3.2 Diagnóstico de pérdidas

En consulta respecto a los factores que la empresa ha identificado influye en las pérdidas de energía en el sistema atendido, se presentan los siguientes:

- **Cantidad y potencia de transformadores**

Fuente de pérdidas técnicas. Corresponde a pérdidas técnicas derivadas de fenómenos físicos que son naturales e inevitables. Las pérdidas generadas en transformadores son de dos tipos

- Fijas: pérdidas disipadas por la conexión a red.
- Variables: causadas por el flujo de corriente que circula en un determinado instante de tiempo.

En un mes típico de servicio, la empresa estima que se presentan alrededor de 114 MWh de pérdidas de energía por esta causa.

- **Energía reactiva**

Fuente de pérdidas técnicas. Se trata la inyección de reactivos usualmente provenientes de usuarios industriales y comerciales que induce en deterioro de perfiles de tensión y recalentamiento de conductores en el SDL. A través de la información registrada y procesada en los sistemas de medida, la empresa ha logrado identificar tres fronteras comerciales correspondientes a una industria petrolera cuya inyección de reactivos implicó el cobro por este concepto acorde con lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018. Este cobro llevó al usuario a instalar sistemas de compensación, y reducir las pérdidas técnicas en circuitos aledaños. Con el fin de poder identificar otros usuarios con esta particularidad, la empresa requiere la instalación de medida inteligente y un sistema automatizado que procese y analice la información proveniente de estos medidores.

- **Armónicos**

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

Fuente de pérdidas técnicas. Se trata la inyección de armónicos por cargas no lineales en usuarios comerciales e industriales que inducen a recalentamiento de elementos en el SDL y con ello reducción de su vida útil. La medida de mitigación de estos armónicos corresponde a la instalación de filtros sobre transformadores, pero para ello se requiere su identificación a través de equipos con los que la empresa no cuenta.

- **Conexiones fraudulentas**

Fuente de pérdidas no técnicas. La empresa recalca que se han identificado conexiones fraudulentas por parte de usuarios residenciales en zonas rurales, comerciales e industriales, y define posibles causas de este comportamiento, pero no presenta un detalle respecto a la identificación de este tipo de conexiones.

- **Conexiones de alumbrado público**

Fuente de pérdidas no técnicas. Se reporta dificultad en mantener una comunicación constante con los convenios de alumbrado público gestionados por las alcaldías, en particular por los periodos administrativos de estas. Lo anterior se traduce en que se realicen obras que incrementan o modifican el inventario de alumbrado público reportado a la empresa. Este es un insumo con el cual la empresa liquida una variable de energía asociada a las luminarias inventariadas identificadas con funcionamiento. La empresa expresa que ha tenido que esperar hasta un año para su actualización, lo que genera un desgaste de talento humano y jurídico para la recuperación de energía.

- **Factores de referencia en fronteras comerciales desactualizados**

Fuente de pérdidas técnicas y no técnicas. Existen fronteras comerciales de EEPSAESP cuyo punto de conexión y de medida no coinciden en ubicación. La empresa presenta como ejemplo la situación que se presenta con una conexión a 115 kV con la EEBP SA ESP.

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

La subestación Junin 230/115 kV corresponde al único punto de conexión con el STN y alimenta los mercados tanto de Putumayo como Bajo Putumayo. Desde esta subestación se encuentra la conexión entre Junín y Puerto Caicedo a 115 kV, la cual al realizar el contraste entre la energía de entrada registrada en la frontera de Junín (EEPSAESP) y la energía registrada en Puerto Caicedo (EEBP SA ESP) en el periodo 06/2023 – 05/2024 se encuentra que esta conexión representa alrededor del 48,03% de la energía que ingresa a Junín por 115 kV. Adicionalmente destaca un aumento considerable en la demanda de energía registrada en esta conexión.

La particularidad con esta línea es que el punto de medida no se encuentra al inicio de la línea (Junín), sino al final (Puerto Caicedo); es decir, el punto de medida no coincide con el de conexión. Se destaca que el establecimiento de la frontera comercial ubicada en Puerto Caicedo precede al código de medida. Para aliviar lo anterior, se aplica un factor de corrección al valor de medida registrado, pero la empresa considera que este factor debe ser actualizado. La última actualización de esta situación se generó hace cinco años, por lo que la empresa identifica la necesidad de actualizar esta información anualmente. De encontrarse irregularidades con el código de medida en esta actualización, se puede requerir actualización en los cálculos o modificaciones físicas de los sistemas de medida. En este caso particular, la frontera no ha sido trasladada a Junín debido al requerimiento de inversión necesario, y el cual ya está presupuestado para la construcción de la subestación Renacer.

5.13.3.3 Gestión de pérdidas

Como se destacó anteriormente, a pesar de no contar con un plan de reducción de pérdidas, la empresa ha ejecutado actividades con el fin de reducir la magnitud de afectación generadas por las causas identificadas en el diagnóstico y con ello reducir el índice.

Estrategias

- **Instalación de medición inteligente (AMI)**

Entre 2019 y 2020 la empresa generó un estudio a través del cual determinó que se buscaría instalar medición inteligente en el 90% de la zona urbana y 50% de la zona rural. Desde 2020 se ha desplegado como estrategia la instalación de medición inteligente en usuarios definidos estratégicamente basado en criterios tales como: pérdidas del circuito, relación de energía y cantidad de usuarios en el circuito, y presencia de usuarios industriales y comerciales. Un ejemplo del diagnóstico mensual de pérdidas por circuito se presenta en la **Tabla 46**.

Tabla 46 Ejemplo diagnóstico mensual de pérdidas en circuitos de EEPSAESP - octubre 2023.

CIRCUITO	CONSUMO FACTURADO	CONSUMO REAL	PERDIDAS (kWh)	PERDIDAS (%)	PERDIDAS (\$)
CP12	1.205.777	1.402.646	196.869	14,04%	\$ 163.401.067
CP13	934.021	1.051.088	117.067	11,14%	\$ 97.165.942
CP14	287.180	342.460	55.280	16,14%	\$ 45.882.503
CP17	386.919	437.053	50.134	11,47%	\$ 41.610.989
CP21	411.455	527.478	116.023	22,00%	\$ 96.298.847
CP22	329.022	448.110	119.088	26,58%	\$ 98.842.805
CP23	347.240	442.606	95.366	21,55%	\$ 79.154.011
CP24	121.760	136.268	14.508	10,65%	\$ 12.041.415
CP25	42.196	123.888	81.692	65,94%	\$ 67.803.994
CP31	187.671	248.703	61.032	24,54%	\$ 50.656.593
CP32	233.953	292.894	58.941	20,12%	\$ 48.921.154
CP33	46.340	68.348	22.008	32,20%	\$ 18.267.019
CP45	677.425	857.204	179.779	20,97%	\$ 149.216.158
CP46	706.520	759.440	52.920	6,97%	\$ 43.923.595
TOTAL	5.917.480	7.138.186	1.220.706	17,10%	\$ 1.013.186.090

Fuente: EEPSAESP

Este análisis de pérdidas por circuito hace parte de un análisis de criticidad realizado en el marco de la certificación del Sistema de Gestión de Activos (SGA). De este análisis la empresa ha generado actividades de verificación e intervención de medida a usuarios representativos.

Derivado de las dificultades que se presentan más adelante durante 2021 y 2022, la empresa tomó la decisión de focalizar la instalación de medición en aquellos usuarios que representen el 30% de la demanda. En la **Tabla 47** se presenta el resultado del número de medidores inteligentes instalados por trimestre desde 2020.

Tabla 47 Despliegue de medición inteligente en el mercado de EEPSAESP desagregado por trimestre.

Año	Trimestre	Objetivo	Instalado	% Ejecución
A2020	1	200	1	1%
	2	200	13	7%
	3	200	25	13%
	4	200	371	186%
A2021	1	280	36	13%
	2	280	297	106%
	3	280	55	20%
	4	280	34	12%
A2022	1	280	138	49%
	2	280	384	137%
	3	280	583	208%
	4	280	447	160%
A2023	1	280	131	47%
	2	280	336	120%
	3	280	450	161%
	4	280	785	280%
A2024	1	280	105	38%
	2	280	159	57%
	3	280	1	0%
Total		5000	4351	87,02%

Fuente: EEPSAESP

El costo de reposición e instalación del medidor es asumido generalmente por la empresa cuando el usuario es existente, argumentando que la inversión correspondiente se recupera acorde con la energía y facturación recuperada. Las instancias para las cuales el costo es asumido por el usuario corresponde a zonas donde ya se instaló medición inteligente, pero se

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

identifica un usuario nuevo en estas. Es de resaltar que, durante el proceso de conexión del nuevo usuario, la empresa recomienda la instalación de este tipo de medición.

Resultado de esta gestión la empresa ha evidenciado recuperación de energía, la cual ellos cuentan cuando la medición del usuario se encuentra por encima del promedio más la desviación estándar. Asimismo, esto ha implicado que desde los usuarios sobre los cuales se han detectado anomalías a través de esta estrategia se generen narrativas en contra del funcionamiento de estos tipos de medidores. Lo anterior ha llevado a que la empresa refuerce su gestión social, generando estrategias de capacitación individuales puerta a puerta o en comunidades.

- **Actualización de inventarios de alumbrado público**

La empresa cuenta con cuatro convenios de alumbrado público con los municipios de Mocoa, Villagarzón, Orito y Puerto Guzmán. Para 2023 se establecieron planes de trabajo para ejecutar estas actualizaciones durante 2023, iniciando con el municipio de Mocoa. Después de tres meses de levantamiento de información junto con la alcaldía y el contratista de alumbrado público, la empresa logró recuperar más de 45 MWh/mes, que representan alrededor del 0,75% del índice de pérdidas global.

Dificultades

Dentro de las principales dificultades en la gestión se encuentran los siguientes

- **Sistema de comunicaciones:** la infraestructura de comunicación en el departamento del Putumayo tiende a presentar dificultades en la comunicación con equipos telegestionados, lo que dificulta la captura de medición remota.
- **Pandemia del COVID-19.**
- **Paro nacional 2021.**
- **Crisis de contenedores.**
- **Oposición de la comunidad a actividades de intervención de medida.**

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

5.13.3.4 Lecciones aprendidas y retos a futuro

En consulta con la empresa, se identifican las siguientes falencias, retos y oportunidades de mejora y la propuesta para abordar cada uno

- **Restricciones de ingreso por las comunidades que serán intervenidas con media inteligente.** La empresa cuenta con un equipo social, el cual realiza acercamiento a cada uno de los barrios o zonas que serán intervenidas mediante la tecnología AMI. Se invitan a sesiones de capacitación en las zonas a intervenir donde se expone por qué se realiza este cambio, se sustenta como las pérdidas de energía no técnicas son asumidas en cierto porcentaje por los usuarios que tienen sus instalaciones de medida funcionando correctamente.
- **Desactualización constante de los inventarios de alumbrado público.** Establecer conformación de comités técnicos con cada uno de los municipios con el fin de establecer condiciones procedimentales para la ejecución y reporte de información relacionada con el alumbrado público. Esto con el fin de mantener los inventarios actualizados y garantizar con el cumplimiento de normas técnicas en su instalación.
- **Sectorización de las pérdidas de energía.** Los catorce circuitos de nivel de tensión 2 que opera la empresa cuentan con medición en su cabecera, lo que permite observar el estado de las pérdidas en los circuitos, pero no permite conocer las posibles zonas donde se concentran.

Para solventar esto, se incluyó en el ajuste al plan de inversión 2023 – 2027 catorce (14) sistemas de medida indirecta móvil con el fin de rastrear y delimitar los focos de pérdidas de energía para posterior intervención con medición inteligente. Estos medidores serán ubicados en derivaciones importantes de las troncales de media tensión y serán desplazados constantemente después de cada periodo de facturación tal que se logre acotar geográficamente los focos con mayores pérdidas de energía.

Se destaca que la ejecución de actividades con este sistema implica intervención sobre circuitos que requiere la suspensión temporal del servicio y que afectaría los índices de calidad. Con la actualización de las metas de calidad, se podrá tener un margen para la ejecución de estas actividades.

- **Actualización de factores de corrección de las fronteras comerciales** con los operadores EEBP SA ESP y Compañía Energética de Occidente SAS ESP (CEO) para mayor precisión en la energía de entrada. La empresa expuso una metodología para el cálculo y actualización del factor de corrección.
- **Traslado de fronteras comerciales a puntos de conexión.** Con la entrada de la subestación Renacer previamente explorada en la sección de Plan de Inversión y cuya entrada en operación se espera sea 2025, las fronteras comerciales deberán ser trasladadas a esta subestación con el fin de dar cumplimiento al Código de Medida y de esta manera abolir la necesidad del factor de corrección.
- **Intervención con medida semidirecta a usuarios industriales remanentes en zonas aisladas.**
- **Automatización de la gestión de la información.** Fortalecer la automatización del procesamiento de información de la medición para diagnóstico, identificación de pérdidas y ejecución de actividades para su gestión. Una aplicación de esta automatización es la identificación de usuarios para los cuales se puede aplicar el cobro de energía reactiva. Una vez identificados, la empresa se comunicará con estos para brindar un tiempo de gracias para la presentación de diseños e instalación de sistemas de compensación reactiva.
- **Fortalecimiento de la infraestructura de comunicación para la telegestión por parte de la empresa.**
- **Identificación de transformadores con mayor nivel de pérdidas.** Identificar transformadores con mayores niveles de pérdidas a través de la instalación de macromedición.

5.13.3.5 Reconocimiento de pérdidas

Como se recalcó al principio de esta sección, EEPSAESP tuvo la opción de presentar un plan de reducción de pérdidas. Esta condición es suficiente para que sus pérdidas reconocidas incluyeran tanto las pérdidas eficientes como el incentivo de pérdidas adicionales.

Las pérdidas eficientes fueron aprobadas en la resolución de cargos y se presentan en la **Tabla 48**. Estos índices corresponden al estimado más cercano de las pérdidas técnicas de los operadores de red, son estáticos y no han sido actualizados a lo largo del periodo tarifario.

Tabla 48 Índice de pérdidas eficientes para EEPSAESP

Nivel de tensión	Eficiente (%)
1	8,92
2	2,80
3	0,98

Fuente: Resolución CREG 216 de 2020

El cálculo de las pérdidas adicionales depende primordialmente de dos factores: las pérdidas totales de nivel de tensión 1 a fecha de corte ($PT_{1,0}$), y la proporción de las inversiones ejecutadas con respecto al Costo de Reposición de Referencia - CRR ($X_{r,t}$). Como regla general, para que el índice de pérdidas adicionales sea diferente de 0, las inversiones ejecutadas deben ser superiores al 4% del CRR. Con base en lo anterior, en la **Tabla 49** se observa la ejecución anual del plan de inversión (INVR, reporte XM) y su proporción respecto al CRR, el cual fue aprobado en la Resolución CREG 216 de 2020 por un valor de \$56.307.457.583.

Tabla 49 Porcentaje de la ejecución anual de inversiones respecto al CRR para EEPSAESP

	2020	2021	2022	2023
INVR	5.380.918.161	5.837.738.785	2.980.580.245	3.570.969.678
$X_{r,t}$	9,56%	10,37%	5,29%	6,34%

Fuente: DTGE a partir de publicación de cargos de XM

Observando de esta manera que la ejecución de la empresa para todos los años desde 2020 ha sido superior al 4% del CRR, por lo que los ciclos de liquidación de cargos que emplean estas condiciones deberían reflejar pérdidas adicionales diferentes de cero. Es de recalcar que el máximo de pérdidas adicionales se obtiene cuando el $X_{r,t}$ es igual o superior al 7%.

Bajo las anteriores consideraciones, XM en calidad de Liquidador de Administrador de Cuentas (LAC) empezó a liquidar cargos para EEPSAESP en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018 a partir de octubre de 2021. De esta manera, la **Tabla 50** define los ciclos de liquidación de cargos y las inversiones anuales ejecutadas que son tenidas en cuenta para EEPSAESP

Tabla 50 Ciclos de liquidación de cargos de XM

Ciclo	Periodo	INVR
2	10/2021 – 03/2022	2020
3	04/2022 – 03/2023	2021
4	04/2023 – 03/2024	2022
5	04/2024 – 03/2025	2023

Fuente: DTGE

En la **Tabla 51** se presenta las pérdidas adicionales y reconocidas publicadas por XM para el operador EEPSAESP en los niveles de tensión 1 al 3 para los ciclos previamente definidos.

Tabla 51 Pérdidas reconocidas para EEPSAESP publicadas por XM.

Ciclo	2		3	
	Pj	Pad	Pj	Pad
1	8,92%	0,00%	8,92%	0,00%
2	2,80%	0,00%	2,80%	0,00%
3	0,98%	0,00%	0,98%	0,00%
Ciclo	4		5	
	Pj	Pad	Pj	Pad
1	12,60%	3,68%	9,53%	0,61%
2	3,05%	0,25%	2,89%	0,09%
3	2,51%	1,53%	1,23%	0,25%

Fuente: DTGE a partir de publicación de cargos de XM

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

Como se puede observar, para los ciclos 4 (04/2023 – 03/2024) y 5 (04/2024 – 03/2025) se reconocieron pérdidas adicionales diferentes de cero. No obstante, para los ciclos de liquidación 2 (10/2021 – 03/2022) y 3 (04/2022 – 03/2023) el índice de pérdidas adicionales liquidadas fueron 0%, a pesar de que su $X_{r,t}$ fue superior al 4%. En análisis particular de los resultados, se observa que las pérdidas adicionales para el ciclo 4 son ampliamente superiores que las del ciclo 5, a pesar de que las inversiones del 2023 fueron mayores que el 2022.

Se entiende que la magnitud máxima de las pérdidas adicionales decrece por su misma formulación con el paso de los años, pero no se descarta la posibilidad de que se hayan incluido las pérdidas adicionales que no fueron reconocidas previamente en el ciclo 4. Esta situación fue expuesta ante la empresa para revisión interna y se recomendó consultar con XM al respecto.

5.13.4 Calidad del servicio en el STR

En esta sección se tratan los aspectos relacionados con la calidad del servicio del Sistema de Transmisión Regional del operador Empresa de Energía del Putumayo SA ESP, lo anterior comprende las redes que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un Sistema de Distribución Local (SDL); en este caso, corresponde a dos transformadores ubicados en la subestación temporal Junin-Mocoa 230/115/13,8 kV, uno en operación y el otro como respaldo, con una cargabilidad operativa del 70%. Cabe señalar que la construcción de la subestación Renacer contempla la instalación operativa de ambos transformadores.

5.13.4.1 Indisponibilidad de activos

Entre los años 2022 y 2023, EEPSEAESP presentó 13,13 Horas Compensadas (HC) acumuladas por superar las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas (MHAIA), presentándose la totalidad sobre el activo Bah BL1 JUNIN (MOCOA) A PUERTO CAICEDO 115 kV que de acuerdo a lo manifestado por la empresa corresponden a consignaciones realizadas por la EEPSEAESP por mantenimientos realizados sobre un transformador que

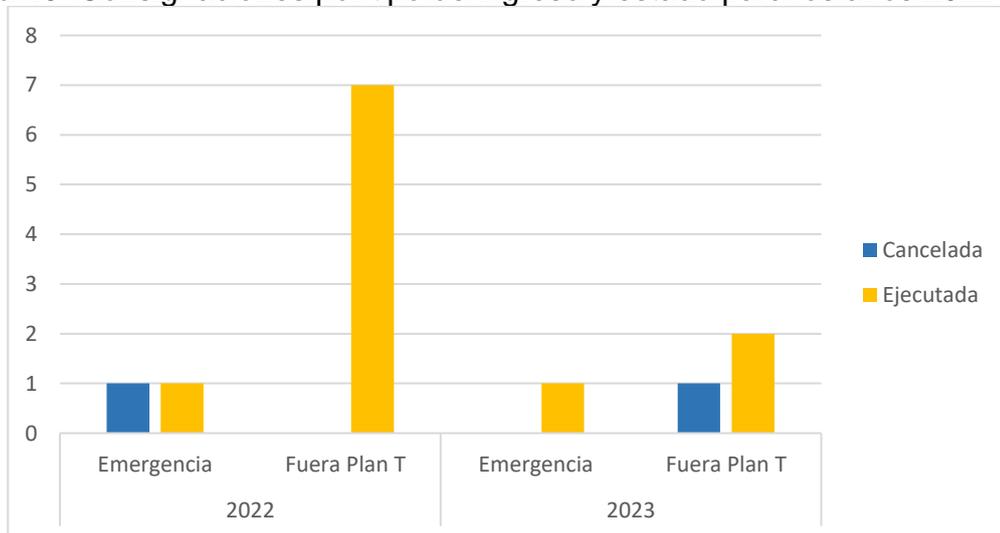
presentó fuga de aceite. La EEPSAESP no presentó HC para el año 2023, lo que representa una mejora en la calidad del servicio.

De igual manera, debido a condición de radialidad, los activos se encuentran registrados dentro de las Zonas Excluidas de CNE, por tanto, se encuentran exentos de las compensaciones por superar las Máximas Horas Anuales de Disponibilidad Ajustadas (MHAIA) permitidas en sus activos, así como por eventos de Energía No Suministrada (ENS) en su sistema.

5.13.4.2 Consignaciones nacionales

Se presenta el total de consignaciones nacionales asociadas a la EEPSAESP, desagregadas en la **Figura 45** por tipo de ingreso (emergencia, dentro del plan de mantenimiento, fuera del plan de mantenimiento) y estado (ejecutada – cancelada)

Figura 45. Consignaciones por tipo de ingreso y estado para los años 2022 y 2023



Fuente: Elaboración propia a partir de lo dispuesto en el aplicativo SIO de XM

La EEPSAESP presentó 9 consignaciones en el 2022 y 4 consignaciones del 2023; al considerar la dependencia directa del sistema con las consignaciones realizadas por el Grupo de Energía de Bogotá, se realizan consignaciones de oportunidad para no incrementar las

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

horas de afectación, por esa razón no se registran consignaciones dentro del plan de mantenimiento, solo de emergencia y fuera del plan. Se evidencia una disminución de un 55% en la cantidad de consignaciones ingresadas en la vigencia 2023.

5.13.4.3 Planes de Mantenimiento

Respecto a los Planes Semestrales de Mantenimiento, la EEPSEAESP relaciona que no los realizan, sin que lo mismo signifique que no efectúan mantenimientos en sus activos. Lo anterior puede resultar en un presunto incumplimiento al acuerdo CNO 1803, en su numeral 2, que indica:

«Que en el artículo 6 de la Resolución CREG 065 de 2000, que modifica el numeral 2.1.1.4 del Código de Operación se prevé: “2.1.1.4 Coordinación de Mantenimientos y/o Desconexiones de Equipos de Transporte y Activos de Conexión del SIN. Los propietarios u operadores de los equipos del STN, las Interconexiones Internacionales de Nivel IV o superior, los Activos de Conexión al STN y los equipos de los STR y/o SDL que sean considerados como Consignación Nacional, ingresarán su programa de mantenimientos y/o desconexiones mediante un sistema de información desarrollado por el CND, con el propósito de garantizar la operación confiable y segura del SIN, de acuerdo con los criterios y parámetros técnicos definidos en éste Código de Redes y en los acuerdos del CNO.”(...) “El CND presentará periódicamente ante el CNO los indicadores sobre la gestión de mantenimientos por parte de los propietarios u operadores de los activos de transporte a que se refiere la presente norma. Estos indicadores serán los que apruebe el CNO y deberán ser reportados por el sistema de información.»

Por lo que se le solicita a la empresa elevar una consulta al CNO que permita establecer si por su condición operativa podrían continuar sin presentar los planes semestrales de mantenimientos, lo anterior sin perjuicio de las acciones de control que pueda iniciar esta entidad. Se recibió copia del oficio remitido por EEPSEAESP al CNO con Radicado EEPSEAESP 20242200018921 del 08/08/2024.

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

La EEPsAESP remitió planes anuales de mantenimientos con un porcentaje de ejecución para el año 2022 del 50% y para el año 2023 de un 45%, indicando que los mantenimientos no realizados no se consideraron necesarios al evidenciar correcta operación de los diferentes activos involucrados.

Se recomienda a la empresa evaluar su planeación de mantenimientos para mejorar sus estadísticas de ejecución sobre los mismos, dado que son menores a un 50% para los años 2022 y 2023.

5.13.4.4 Proyectos de expansión

Se cuenta con el proyecto de expansión “CONSTRUCCIÓN SUBESTACIÓN RENACER 2x50 MVA 230/115/34,5/13,2 kV CONEXIÓN AL STN MOCOA – PUTUMAYO” que bajo radicado UPME 20241520009891 de enero de 2024, cuenta con FPO en 2 etapas, la primera en diciembre de 2025 y la segunda en abril de 2026.

El operador solicitó a la UPME la inclusión de una unidad constructiva especial para estabilización del terreno donde se encontrará la subestación Nuevo Renacer, por un costo total de 15.858.340.271 COP (pesos de diciembre de 2017), solicitud que se realizó a través de la modificación al plan de inversiones 2023-2027, remitido el 31 de agosto de 2022, sin embargo, la unidad constructiva aprobada por la UPME, mediante la Resolución CREG 040 de 2024, es por un valor de 4.500.000 COP aproximadamente, por lo que la empresa remitirá un recurso de reposición sobre el asunto.

Adicionalmente, se solicitó copia de las pólizas de aseguramiento de la infraestructura encontrándose una oportunidad de mejora, dado que la empresa EEPsAESP relaciona que se encuentra en etapa de análisis de cotizaciones para la contratación de las mismas.

5.13.5 Cumplimiento RETIE

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

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, realizó revisión al cumplimiento del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) en el marco de la evaluación integral, enfocándose principalmente en el cumplimiento de los requisitos del mismo por parte de EEPSAESP, respecto a los siguientes aspectos: seguimiento de los reportes de accidentes de origen eléctrico (formato TT5 en el SUI), información de seguridad para el usuario y público en general, identificación de riesgos de origen eléctrico, demostración de conformidad RETIE de instalaciones eléctricas, sistemas de puesta a tierra y campos electromagnéticos e instalaciones provisionales.

Por consiguiente, es importante recordar que mediante la resolución 90708 del 30 de agosto de 2013, se expidió el RETIE, cuyo objetivo fundamental está definido en el artículo 1, así:

«(...) 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 (...)»

A través de esta sección, se realiza un análisis del cumplimiento dado por EEPSAESP, a lo definido en el RETIE.

Para dichos efectos, el citado reglamento estableció que, desde su fecha de entrada en vigor, su cumplimiento es de carácter obligatorio en todo el país. Por tanto, resulta esencial dentro las labores de vigilancia, inspección y control asignadas a la SSPD, velar por su estricto cumplimiento.

5.13.5.1 Seguimiento de accidentes de origen eléctrico

Es importante resaltar, que el Ministerio de Minas y Energía (MME), estableció una serie de lineamientos de obligatorio cumplimiento para cada uno de los integrantes de la cadena de

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

prestación del servicio, tanto a nivel de los prestadores como de los usuarios, con el fin de salvaguardar la seguridad cada uno de los actores allí mencionados.

Particularmente, en el numeral 9.5. “NOTIFICACION DE ACCIDENTES” del RETIE, Resolución 90708 del 30 de agosto de 2013 del Ministerio de Minas y Energía, establece entre otros, que las empresas prestadoras deben:

«(...) reportar cada tres meses al sistema único de información (SUI) los accidentes de origen eléctrico ocurridos en sus redes y aquellos con pérdida de vidas en las instalaciones de sus usuarios. Para ello, debe recopilar los accidentes reportados directamente a la empresa y las estadísticas del Instituto de Medicina Legal o la autoridad que haga sus veces en dicha jurisdicción, siguiendo las condiciones establecidas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD...»

Seguimiento sobre el cual, esta Superintendencia presentará el análisis del cumplimiento normativo por parte del prestador.

5.13.5.1.1 Procedimiento seguido por la Empresa ante la ocurrencia de accidentes de origen eléctrico

A partir de la consulta realizada mediante la visita de evaluación integral, la empresa remitió a la SSPD los documentos «SST-PG-01 PROGRAMA DE GESTIÓN DE RIESGO ELÉCTRICO», cuyo objetivo es:

«El programa en cuestión tiene como objetivo principal asegurar la seguridad humana, la vida animal y vegetal, así como la preservación del medio ambiente. Esto se logra mediante la prevención, minimización o eliminación de los riesgos de origen eléctrico. Además, el programa establece procedimientos para trabajar de

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

manera segura con instalaciones eléctricas, todo ello en conformidad con la Resolución 5018 de 2019.»

Sin embargo, es importante realizar la observación que no se remitió un procedimiento donde se describa en caso de la ocurrencia de un accidente eléctrico, el paso a paso incluyendo el reporte a las autoridades, identificación y reporte del evento, recepción y registro del evento, acciones a realizar para reestablecer las condiciones de seguridad posterior a su ocurrencia, análisis del accidente, entre otros. Por tanto, se recomienda su elaboración para mejorar la gestión por parte de la empresa y hacer un mejor seguimiento en lo correspondiente a las exigencias del RETIE sobre este tópico.

5.13.5.1.2 Verificación de reporte de accidentes de origen eléctrica en el SUI

El reporte de accidentes o incidentes de origen eléctrico ocurridos en personal directo o contratistas que ejecutan actividades en las redes eléctricas de EEPSAESP, se reporta al SUI mediante el formato TT5, la empresa para el año 2023 reportó solamente 1 accidente cuyo afectado fue un técnico electricista con vínculo laboral con la empresa. Razón por la cual, se le recuerda lo establecido en el Artículo 9.5 del RETIE, respecto al deber de reportar cada 3 meses al Sistema Único de Información (SUI), los accidentes de origen eléctrico ocurridos en sus redes y en las instalaciones de sus usuarios, así como el deber de **recopilar los accidentes reportados directamente a la empresa y las estadísticas del Instituto de Medicina Legal o la autoridad que haga sus veces.**

Finalmente, de acuerdo con lo informado por EEPSAESP, la principal fuente de información es el reporte de sus trabajadores de planta y contratistas, por lo cual se le recomendó a la empresa, realizar la gestión correspondiente ante medicina legal de manera periódica, en cumplimiento a lo establecido en el RETIE mediante el artículo 9.5, información que remitió posterior a la visita de la Evaluación Integral, demostrando la gestión respecto a la solicitud de información sobre accidentes de origen eléctrico ante Medicina Legal. Adicionalmente, se recomendó a la empresa ampliar la divulgación y socialización de las líneas de atención a los

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

usuarios y demás canales dispuestos para este tipo de reportes, con el fin de obtener información con mayor detalle de los índices de accidentalidad en el área de influencia de la empresa.

5.13.5.2 Información de seguridad para el usuario y público en general

Es importante resaltar, que en el numeral 26.2. “*INFORMACIÓN PERIÓDICA*” del RETIE, Resolución 9 0708 del 30 de agosto de 2013 del Ministerio de Minas y Energía, se establece, entre otros que las empresas prestadoras:

«(...) deben instruir al usuario del servicio de energía, al menos cada seis meses, sobre recomendaciones de seguridad, escritas en letras con un tamaño de fuente mínimo ocho, impresa en la factura o en volantes anexos a esta. Igualmente, deben realizar campañas de advertencia de los riesgos asociados a las redes, en particular aquellas aledañas a viviendas.»

En cumplimiento de lo mencionado, se solicitó a EEPSAESP, remitir evidencia de la difusión realizada de la cartilla de seguridad, en respuesta al requerimiento la empresa informó que tiene disponible la cartilla de seguridad de manera virtual en la página web de la empresa. Por otra parte, no se evidenció que la empresa mantenga la cartilla de seguridad de forma física en sus puntos de atención al usuario para su difusión. Por lo que se le recuerda lo establecido en el literal b del Artículo 26.1 del RETIE:

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

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

«El Operador de Red o el comercializador, según sea el caso, deben instruir al usuario del servicio de energía, al menos cada seis meses, sobre recomendaciones

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

de seguridad, escritas en letras con un tamaño de fuente mínimo ocho, impresa en la factura o en volantes anexos a esta (...)» (Subrayado fuera de texto)

Al respecto, no se evidenciaron las acciones de la empresa según lo establecido en el numeral 26.1 para la vigencia evaluada, pues no se aportó información completa respecto a las recomendaciones de seguridad realizadas a los usuarios en los periodos establecidos en el RETIE (al menos cada 6 meses), debido a que EEPSAESP solo remitió una factura correspondiente al mes de agosto con la información requerida, incumpliendo con la entrega de información del compromiso 26, acordado en el acta de cierre de visita de la evaluación integral, pues no remitió la información acordada para el primer semestre de 2023.

Adicionalmente, no se evidenciaron las acciones de la empresa según lo establecido en el numeral 26.2 para la vigencia evaluada, pues no se aportó información respecto a las recomendaciones de seguridad realizadas a los usuarios en los mantenimientos preventivos o correctivos de redes, donde el OR debe informar a los residentes cercanos al lugar del trabajo objeto del mantenimiento (en redes urbanas mínimo costado de la manzana donde se hace el mantenimiento), sobre los riesgos de origen eléctrico que se pueden ocasionar por inadecuadas prácticas que rompan las distancias mínimas de seguridad o la zona de servidumbres, dejando evidencias del hecho. Igual tratamiento debe darse en los procesos de revisión y supervisión de las redes en aquellos lugares que a juicio del OR presentan mayor vulnerabilidad al riesgo de origen eléctrico, lo que representa un presunto incumplimiento al RETIE al omitir esta actividad.

5.13.5.3 Identificación de riesgos de origen eléctrico – distancias de seguridad

Para evitar situaciones de riesgo eléctrico y accidentes por contactos indebidos con la infraestructura eléctrica, en proyectos de construcción y ampliación de edificaciones, los agentes involucrados deben considerar la importancia de hacer valer las normas asociadas a la distancia que se debe guardar entre las fachadas y las redes de energía eléctrica, cuya

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

omisión, ante un eventual contacto con la red, de manera intencional o accidental, puede ocasionar incidentes con consecuencias desde lesiones y graves quemaduras, hasta la muerte. Con relación a lo indicado, el artículo 13º: “DISTANCIAS DE SEGURIDAD” del RETIE, establece entre otros aspectos, lo siguiente, en relación con el riesgo eléctrico:

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

Condición, por la cual el prestador deberá realizar las actuaciones necesarias con el fin de evitar la materialización de una condición de riesgo.

Con respecto a lo anterior, el prestador posterior a la visita de Evaluación Integral realizó requerimientos ante algunas entidades territoriales, respecto a la intervención por parte de planeación municipal en el cumplimiento del concepto de líneas de paramento, teniendo en cuenta que frente al riesgo eléctrico la técnica más efectiva de prevención, siempre será guardar una distancia respecto a las partes energizadas, sin embargo, no se han presentado denuncias ante organismos de control y vigilancia por la identificación de presuntos incumplimientos en los términos y condiciones que aplican de acuerdo con el anexo técnico del RETIE, manifestando que a la fecha no ha identificado casos de incumplimientos de distancias de seguridad en las redes eléctricas que opera y que tampoco ha realizado traslado de redes eléctricas por disposiciones judiciales durante la vigencia 2023. Sin embargo, es importante resaltar que, ante la evidencia de violaciones de distancias de seguridad la empresa debe velar por su cumplimiento, realizando las acciones requeridas, entre las que se puede identificar la interposición de querellas ante las autoridades para hacerlas cumplir.

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

Razón por la cual, se recomienda a EEPSAESP, implementar una estrategia orientada a la inspección y verificación a lo largo de su sistema eléctrico, de aquellos incumplimientos de distancias de seguridad en su área de influencia y posteriormente tomar las acciones de control y mitigación de los riesgos de origen eléctrico que identifique, dando cumplimiento a lo establecido en el RETIE.

5.13.5.4 Demostración de conformidad RETIE de instalaciones eléctricas

El numeral 2.1.1. “Conformidad de la instalación” del RETIE, Resolución 90708 del 30 de agosto de 2013 del Ministerio de Minas y Energía, establece, entre otros aspectos, que:

«Para determinar la conformidad de las instalaciones eléctricas con el RETIE, además de lo exigido en el capítulo 10 del presente Anexo, se deben seguir los siguientes lineamientos:

- a. Toda instalación objeto del RETIE debe demostrar su cumplimiento mediante la Declaración de Cumplimiento suscrita por quien realice directamente la construcción, la remodelación o ampliación de la instalación eléctrica. En los casos en que se exija la Certificación Plena, ésta se entenderá como la Declaración de Cumplimiento acompañada del Dictamen de Inspección expedido por el organismo de inspección acreditado por ONAC, que valide dicha declaración».*

Con base en lo dispuesto por la norma ibidem, la DTGE solicitó la documentación relacionada con el Dictamen de Inspección realizado por un Organismo de Inspección, como validador de las obras de diseño, construcción y puesta en operación de proyectos eléctricos, las cuales deben ser realizadas por personal competente.

A este respecto, la empresa informó que no se han realizado ampliaciones ni remodelaciones durante el 2023 en el Sistema de Transmisión Regional, sin embargo, remitió la relación de un grupo de 10 proyectos realizados en el Sistema de Distribución Local, de los cuales no se suministró evidencia de las certificaciones relacionadas con el Dictamen de Inspección. Por tal

motivo se solicita a la empresa remitir a esta Superintendencia las certificaciones de los proyectos ejecutados en el SDL, como compromiso de seguimiento.

Tabla 52. Proyectos ejecutados en el SDL remitidos por EEPSAESP

Inventario	Código proyecto	Nombre del proyecto	Nivel	Año entrada operación	Municipio
III	P-05 2023	Reposición y mejoramiento del sistema de distribución local para los niveles de tensión 1 y 2	2	2023	Mocoa
IV	P-09 2023	Implementación del Sistema de Gestión de Activos según ISO 55001 - Etapa 1	4	2023	Mocoa
III	P-12 2023	Repotenciación N2 EPP	2	2023	Mocoa
II	P-13 2023	Expansión N2 EEPSAESP	2	2023	Mocoa
II	P-14 2023	Elementos protección Seccionadores y DPS N2 EPP	2	2023	Mocoa
III	P-15 2023	Repotenciación N1 EPP	1	2023	Mocoa
II	P-16 2023	Expansión N1 EEPSAESP	1	2023	Mocoa
II	P-17 2023	Expansión Piamonte RRP1 Gobernación Putumayo	2	2023	Mocoa
II	P-18 2023	Expansión ciudadela RRP1 Gobernación Putumayo	2	2023	Mocoa
II	P-19 2023	Expansión Betania RRP1 Gobernación Putumayo	2	2023	Mocoa

Fuente: EPP SA ESP

5.13.5.5 Sistemas de puesta a tierra y campos electromagnéticos

En relación con los mantenimientos de los sistemas de puesta a tierra, el RETIE en su capítulo 15 indica que:

«(...) Los trabajos de inspección y mantenimiento deben garantizar una continua actualización del SPT para el cumplimiento del RETIE. Si una inspección muestra que se requieren reparaciones, estas deben ser realizadas sin retraso y no ser pospuestas hasta el próximo ciclo de mantenimiento. (...)»

Al respecto, el artículo 15.6 del RETIE, indica además los periodos para realizar las inspecciones y mediciones:

«(...) debe hacerse por un especialista en el tema, el cual debe entregar registros de lo observado, dicha inspección incluye la verificación de la documentación técnica, reportes visuales, pruebas y registros. Todo SPT debe ser inspeccionado de acuerdo con la Tabla 15.5

Nivel de tensión de la instalación	Inspección visual (años)	Inspección visual y mediciones (años)	Sistemas críticos ⁽¹⁾ Inspección visual y mediciones (años)
Baja	1	5	1
Media	3	6	1
Alta y Extra Alta	2	4	1

Tabla 15.5. Máximo período entre mantenimientos de un SPT

(...)»

En el artículo mencionado, se indica que se deben realizar las pruebas y registros presentados en los artículos 15.6.1 y 15.6.2 respectivamente.

Teniendo en cuenta lo anterior, durante el desarrollo de la visita integral se le preguntó a la EEPSAESP acerca de los informes de los mantenimientos realizados a los sistemas de puesta a tierra en sus subestaciones de acuerdo a lo solicitado, frente a lo cual el prestador indicó que a la fecha no habían realizado mediciones de resistencia del sistema de puesta a tierra ni en subestaciones ni en redes, es decir que no se está dando cumplimiento de la tabla 15.5 del RETIE. Por lo tanto, este incumplimiento se deja como hallazgo en el desarrollo de la integral.

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

Por lo expuesto, se solicitó a la empresa establecer un plan de trabajo que incluya el cronograma detallado para la realización de las mediciones de sistemas de puesta a tierra y de tensiones de paso y de contacto para todas las subestaciones de la empresa. Información que fue allegada a la SSPD y que será de seguimiento por parte de la DTGE, debido al hallazgo evidenciado en la visita de la Evaluación Integral.

Por otra parte, el numeral 14.4 CÁLCULO Y MEDICIÓN DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS, establece que *«Los diseños de líneas o subestaciones de tensión superior a 57,5 kV, en zonas donde se tengan en las cercanías edificaciones ya construidas, deben incluir un análisis del campo electromagnético en los lugares donde se vaya a tener la presencia de personas.»*

Respecto a lo anterior, la empresa informa que no se han realizado construcciones de líneas o subestaciones con tensiones superiores a las indicadas en el numeral 14.4, razón por la cual no se cuenta con dicha información.

5.13.5.6 Instalaciones provisionales

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

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

En relación a lo anterior, el prestador remitió información posterior a la visita de la Evaluación Integral, donde se evidenció que para el año 2023 los requerimientos en relación a provisionales de obra, se atendieron dentro de los tiempos establecidos en el RETIE, sin embargo, vale mencionar que es posible que, durante dicha vigencia, se pudieron realizar

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

construcciones que requerían servicio de energía eléctrica de manera provisional. Por lo tanto, es importante hacer la observación a la EEPSEAESP que cuando se evidencie estas situaciones debe realizar el respectivo llamado de atención, teniendo en cuenta que dichas conexiones podrían implicar un riesgo eléctrico para los usuarios relacionados o cercanos al entorno donde se ejecutan las obras.

Respecto al compromiso adquirido en el acta de cierre de la visita de la Evaluación Integral, donde la EEPSEAESP debía remitir a esta DTGE el procedimiento de apertura, cierre y seguimiento de las instalaciones provisionales otorgadas por la empresa, solamente se remitió el documento AC-PR-02, que incluye la solicitud de conexión, su aprobación y matrícula e instalación de medidor. Por tal motivo, se solicita a la empresa remitir la información solicitada que incluya específicamente lo correspondiente a instalaciones provisionales.

5.13.6 Acceso a redes

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

Frente a lo anterior, la SSPD revisó la respuesta a la solicitud de información emitida por parte de la EEPSEAESP mediante radicado SSPD 20242202027721, frente a los procesos de conexión que trata la Resolución CREG 174 de 2021 donde el prestador indicó:

«(...) La empresa de energía de Putumayo SA ESP para dar cumplimiento a la Resolución CREG 174 del 2021 contrato los servicios de Energy Computer Systems S.A.S., la cual es propietaria de todos los derechos sobre la marca SPARD® y aplicativos SPARD® y SPARD® GD-Connect. V4.3.0.

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

A continuación, se brinda una descripción detallada del procedimiento de captura de información real y de los respectivos instrumentos. Como también, descripción detallada del procesamiento de la información capturada. Además, se anexa el manual del aplicativo, el cual también se encuentra en la página de la Empresa de Energía del Putumayo SA ESP.

http://35.222.153.239/EEPSAESPsa_generacion_distribuida/ MANUAL DEL SOLICITANTE. El cual los usuarios pueden solicitarlo para el debido diligenciamiento de los diferentes formularios de solicitudes. (...)»

De acuerdo con lo señalado, se revisó en conjunto con el prestador la normatividad vigente y se establecieron una serie de compromisos, dentro de los cuales se solicitó al prestador brindar claridad respecto a las exigencias de la Resolución CREG 174 de 2021, y lo establecido en el artículo 7, sobre el sistema de información de disponibilidad de red y adicionalmente sobre las exigencias contempladas en el artículo 8 que trata los lineamientos para el sistema de información para el trámite en línea.

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente, se realizó la revisión de la publicación en la página web de los documentos requeridos, así como la aplicación de las exigencias regulatorias, encontrando posibles incumplimientos en cuanto a la verificación realizada, como se puede observar en la **Figura 46**:



Figura 46. Aplicación de la Resolución CREG 174 de 2021 por parte del prestador

OPERADOR DE RED	PUTUMAYO	
PERIODO DE EVALUACIÓN	2024	
FECHA DE EVALUACIÓN	21/08/2024	
ELABORADO POR	JUAN CARLOS CASTIBLANCO VARGAS	

APLICACIÓN DE LAS DISPOSICIONES DE LA RESOLUCIÓN CREG 174 DE 2021

ASPECTO	NOMBRE	VALOR MÁXIMO A OBTENER	PESO ASPECTO	VALOR OBTENIDO OR
CR	Aplicativo bajo 174 de 2021	1		1
SI	Aplicativo funcional	5	40%	2,4
CP	Cartilla y procedimientos	5	20%	4,5
EC	Estudio de conexión simplificado	5	15%	2,5
SL	Solicitud en línea	5	25%	4,545454545

Puntaje de la verificación:

PV	3,37
----	------

¿El OR aprueba la verificación?

SI

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

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

- El sistema de información de disponibilidad de red no permite visualizar todos los transformadores y puntos de conexión. El aplicativo SPARD solicita información de «Dirección», «Cuenta Usuario» o «Transformador» para acceder a la búsqueda consulta de la información. En el artículo 7 de la Resolución CREG 174 de 2021, se indica:

«(...) Para el acceso a dicho sistema en el sitio web y para la consulta de la información (mapa de la red e información de todos los puntos de conexión), el OR solo podrá solicitar al usuario interesado una autenticación que corresponda a un correo electrónico y contraseña. El OR no deberá solicitar información como el número de cliente, código de circuito o transformador al que pertenece el usuario, para acceder a la consulta de la información o acceso al sistema. (...)»

(Subrayado fuera del texto)

- En el sitio web destinado por el prestador para los «Usuarios Autogeneradores y Generadores Distribuidos - Resolución CREG 174 de 2021» y en el sistema de información para el trámite en línea para el periodo evaluado en la evaluación integral no se encontró disponible la cartilla de fácil entendimiento, ni el formato de conexión simplificado. En el artículo 8 de la Resolución CREG 174 de 2021, se indica:

«(...) 3. Antes de iniciar el trámite en línea, cualquier persona deberá poder ver, sin ninguna restricción, la siguiente información:

a) Botón de trámite de conexión y estado del trámite.

b) Formato de conexión simplificado.

c) Lineamientos de los estudios de conexión simplificados.

d) Acuerdos vigentes de pruebas y de protecciones, diseñados por el CNO.

e) Contrato de conexión proforma de acuerdo con lo definido en el artículo 16 de esta resolución.

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

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

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

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

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

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

Sobre el manual publicado en la página web del prestador, se solicitó la adición de la cartilla para el fácil entendimiento de los usuarios, teniendo en cuenta que el documento publicado por el prestador, detallaba únicamente el uso y funcionamiento del aplicativo SPARD destinado para realizar el proceso de conexión. El prestador en respuesta a la solicitud remitió una comunicación donde señaló:

*«(...) Por medio de la presente, nos permitimos informar sobre la respectiva implementación de la cartilla y su debida implementación de los documentos en la página web según lo exigido en los Artículos 7 y 8 de la Resolución CREG 174 de 2021. Link: http://35.222.153.239/EEPSAESPsa_generacion_distribuida/; [De lo anterior se resalta que, al realizar una nueva validación en el aplicativo, el espacio destinado para la cartilla o en la página web no direcciona al documento compartido por el prestador en respuesta a los compromisos de la evaluación integral, en donde al intentar visualizar dicho documento, únicamente se actualiza la página web.](http://35.222.153.239/EEPSAESPsa_generacion_distribuida/images/CONDICIONES%20PARA%20CONEXI%C3%93N%20DE%20PROYECTOS%20DE%20AUTOGEN ERACI%C3%93N.pdf.. (...)»</i></p>
</div>
<div data-bbox=)*

Adicionalmente, frente a la única solicitud de conexión de AGPE, la cual se encontró en estado pendiente, la SSPD solicitó para el caso particular, el soporte en el que se evidencie el estado, indicando fechas y paso a paso desde el inicio de la solicitud. En respuesta, el prestador mencionó que el usuario canceló la solicitud:

«(...) Por medio de la presente, nos permitimos remitir soportes de la trazabilidad de los proyectos AGPE relacionados con la Resolución CREG 174 de 2021, en los que se evidencia la línea de tiempo del proyecto donde el usuario declina la solicitud, la cual incluye fecha y hora paso a paso desde el inicio de la solicitud. (...)»

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

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

Por otro lado, frente al cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, la empresa mencionó que, a la fecha no se han presentado solicitudes de conexión CLASE 1 relacionadas con la mencionada Resolución. Respecto a los proyectos CLASE 2, se revisó la metodología de solicitudes de asignación de capacidad de transporte en línea con las disposiciones y los tiempos regulatorios. A continuación, se detalla el análisis de la aplicación de los tiempos regulatorios de cada una de las etapas de la información compartida por el prestador:

Sobre el artículo 43 de solicitud de factibilidad del servicio:

Para el año 2023, el prestador compartió el registro de 263 solicitudes de factibilidades del servicio, entre conexiones simples y conexiones complejas. En cuanto a los tiempos regulatorios contemplados en esta etapa, la regulación establece lo siguiente:

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

Partiendo de lo anterior, se evidencia que el prestador no atendió 69 (26,24%) solicitudes dentro de los tiempos establecidos en la regulación. Al respecto, en la **Tabla 53** se presenta la cantidad de solicitudes que superaron los 7 días hábiles, clasificadas de acuerdo con su condición de aprobadas o rechazadas.

 Superservicios	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	 SIGME
--	--	---

Tabla 53. Cantidad de solicitudes fuera de los tiempos - Factibilidad

Estado	Total
Aprobada	65
Rechazada	4
Total	69

Fuente: Elaboración DTGE a partir de la información remitida por el prestador.

Sobre el artículo 44 del estudio o diseño del proyecto:

El prestador remitió información correspondiente al «seguimiento de planos» de 57 proyectos radicados en el año 2023, la cual no pudo ser analizada en detalle teniendo en cuenta que el archivo no contempla los niveles de tensión de cada uno de los proyectos para determinar los tiempos regulatorios que les aplican particularmente. Sin embargo, se realizó la revisión entre los tiempos de entrada - salida del requerimiento suministrado por el prestador, y se asumió un plazo máximo regulatorio de 15 días hábiles para todos los proyectos, donde se encontraron 5 proyectos con una presunta desviación en los tiempos de respuesta. A continuación, en la

Tabla 54 se muestra el detalle:

Tabla 54. Cantidad de solicitudes fuera de los tiempos - Diseño

NOMBRE DEL PROYECTO	CIUDAD	FECHA	FECHA SALIDA
CONDOMINIO TORRES DE LA AVENIDA	MOCOCA	7/02/2023	9/03/2023
CONSTRUCCIÓN DE REDES ELÉCTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN EN EL ASENTAMIENTO LA CIUDADELA, MUNICIPIO DE PUERTO GUZMÁN, DEPARTAMENTO DEL PUTUMAYO	PUERTO GUZMÁN	6/09/2023	2/10/2023
URBANIZACIÓN MONTEBELLO	VILLAGARZÓN	7/09/2023	2/10/2023
TERMINAL DE TRANSPORTE DE MOCOCA S.A.	MOCOCA	6/10/2023	31/10/2023
EDIFICIO DOLCE 21	MOCOCA	6/10/2023	14/11/2023

Fuente: Elaboración DTGE a partir de la información remitida por el prestador

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

El prestador remitió información correspondiente al «recibo técnico 2023-2024» de 10 proyectos radicados entre los años 2023 y 2024, la cual no pudo ser analizada en detalle teniendo en cuenta que el archivo no contempla los niveles de tensión de cada uno de los proyectos para determinar los tiempos regulatorios de la etapa de recibo técnico. Sin embargo, se realizó la revisión entre los tiempos de entrada - salida del requerimiento, y asumiendo el plazo máximo regulatorio de 15 días hábiles para todos los proyectos, donde se encontró 1 proyecto con una presunta desviación en los tiempos de respuesta. A continuación, en la **Tabla 55** se muestra el detalle:

Tabla 55. Cantidad de solicitudes fuera de los tiempos – Recibo técnico

NOMBRE DEL PROYECTO	UBICACIÓN	FECHA	FECHA SALIDA
CONSTRUCCIÓN DE REDES M/B TENSIÓN Y TRANSFORMACIÓN VDAS. CANANGUCHO Y VILLA SANTANA EN EL MUNICIPIO DE VILLAGARZÓN, DEPARTAMENTO DEL PUTUMAYO.	VILLAGARZÓN	11/03/2024	15/04/2024

Fuente: Elaboración DTGE a partir de la información remitida por el prestador

En conclusión, de la revisión de este aspecto, la SSPD encuentra un posible incumplimiento regulatorio en la aplicación de los tiempos y de las disposiciones de las diferentes etapas de las solicitudes para la asignación de la capacidad de transporte que trata la Resolución CREG 075 de 2021. Por lo cual se requiere que la prestadora ajuste sus procedimientos operativos y administrativos para garantizar las respuestas a los usuarios dentro de los tiempos establecidos en la regulación.

5.13.7 Plan de gestión del riesgo de desastres (PGRD)

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

Esta sección tiene como objetivo evaluar de manera integral el Plan de Gestión del Riesgo de Desastres «PGRD» de la EEPSEAESP, aprobado en marzo de 2023. Este plan, que abarca las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía en el departamento del Putumayo, específicamente en el municipio de Mocoa, busca reducir las condiciones de riesgo actuales y futuros en su área de prestación de servicios. La evaluación se realiza en cumplimiento de las normativas establecidas por el Decreto 2157 de 2017 y la Ley 1523 de 2012, que regulan la gestión del riesgo y la planificación de emergencias en el sector de servicios públicos.

El problema central que aborda este informe es la insuficiencia del PGRD para la vigencia 2023, que, aunque cubre la subestación Renacer, no incluye una visión completa de toda la infraestructura operativa de la empresa, lo que contraviene las exigencias normativas. Esta falta de cobertura integral representa un riesgo significativo para la capacidad de la empresa de gestionar eficazmente los desastres en todas sus áreas de operación, lo que podría comprometer tanto la seguridad de las instalaciones como la continuidad del servicio. La EEPSEAESP, cuya actividad principal es la prestación del servicio de energía eléctrica en la ciudad de Mocoa departamento del Putumayo, ha remitido un PGRD que requiere ser ampliado para incluir todas sus instalaciones, como las subestaciones Junín, Villa garzón y Puerto Guzmán, conforme a lo estipulado en el Decreto 2157 de 2017.

El objetivo de esta evaluación es verificar la conformidad del PGRD para la vigencia 2023 con los estándares regulatorios, utilizando herramientas metodológicas como el «Formato de Verificación del PGRD» de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Este análisis permitirá identificar áreas de mejora que fortalezcan el plan y aseguren una gestión integral del riesgo. El proceso de evaluación incluirá una revisión exhaustiva del documento y visitas técnicas a las instalaciones de la empresa, considerando tanto aspectos técnicos como administrativos, y evaluando la implementación de acciones correctivas y prospectivas en todas las subestaciones operativas y proyectadas.

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

La metodología de esta evaluación se divide en dos fases principales: la primera consiste en la revisión documental del PGRD utilizando el formato TT10, donde se analizarán 70 ítems distribuidos en los procesos de conocimiento del riesgo, reducción del riesgo, manejo del desastre y gobernanza. La segunda fase implica la visita técnica realizada a las instalaciones para verificar la implementación de las medidas descritas en el plan. Este enfoque integral asegura que se aborden todas las deficiencias y se cumpla con los requisitos normativos.

Se espera que este reporte proporcione un diagnóstico claro sobre el nivel de cumplimiento del PGRD de la EEP SAESP con las normativas vigentes. El principal beneficio de esta evaluación será el fortalecimiento de la capacidad de respuesta de la empresa ante emergencias, garantizando la seguridad de sus operaciones y la protección de las comunidades en su área de influencia. Las recomendaciones derivadas de este informe serán fundamentales para la elaboración del PGRD 2024, que deberá incorporar un análisis exhaustivo de toda la infraestructura y actividades de la empresa, asegurando un enfoque integral y conforme a la normativa vigente.

Finalmente, este informe presentará los resultados de la revisión del PGRD para la vigencia 2023 de la EEP SAESP, junto con los resultados de la visita realizada a la empresa y las conclusiones correspondientes. Esto incluye la revisión de las observaciones realizadas al documento remitido en febrero de 2023, conforme a lo indicado en el oficio SSPD 20235292462172, donde se requirió la aclaración y complementación de información crítica para el manejo de riesgos.

5.13.7.1 Revisión del Plan de Gestión de Riesgos de Desastres «PGRD»

A continuación, se presentan los principales aspectos analizados respecto al Plan de Gestión de Riesgos de Desastres.

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

5.13.7.1.1 Aspectos relacionados con el conocimiento del riesgo

En el ámbito del conocimiento del riesgo, el PGRD de la Empresa de Energía del Putumayo SA ESP requiere un abordaje exhaustivo y detallado que incluya el establecimiento del contexto «interno, externo y de gestión del riesgo», la valoración del riesgo «identificación, análisis y evaluación del riesgo» y el monitoreo del riesgo. A continuación, se presentan los aspectos críticos, que presentan un cumplimiento parcial y las observaciones basadas en la normativa vigente, conforme al decreto 2157 de 2017.

5.13.7.1.1.1 Establecimiento del Contexto

➤ **Información general de la actividad**

El plan actualmente proporciona una visión general de las actividades realizadas y la ubicación de las mismas, junto con una lista limitada de algunos procesos y ciertas sustancias químicas involucradas. Sin embargo, se ha identificado que falta una descripción exhaustiva y detallada que abarque todas las maquinarias y sustancias químicas que podrían ser consideradas fuentes de riesgo o desastre. Esta omisión implica un posible incumplimiento con los requisitos establecidos en el Decreto 2157 de 2017, específicamente en el Artículo 2.3.1.5.2.1.1 «páginas 4-5». Para garantizar el cumplimiento normativo, es imprescindible que el plan sea actualizado para incluir un listado detallado de todas las sustancias químicas y maquinarias potencialmente peligrosas, acompañado de una descripción completa de los procesos operativos y los riesgos asociados. Además, se debe detallar las medidas de control y prevención específicas aplicables a cada uno de los elementos mencionados, lo cual es esencial para la correcta gestión de los riesgos identificados.

Adicionalmente, se ha observado que el plan carece de información específica y detallada sobre las características físicas de las edificaciones involucradas en las actividades. En particular, no se proporciona una descripción del tipo de edificaciones, el área total construida, el número de pisos, el año en que se otorgó la licencia de construcción, ni el número de espacios comunitarios disponibles. La ausencia de estos datos no solo representa una falta de

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

información crítica para la evaluación del riesgo, sino que también contraviene las disposiciones normativas establecidas en el Decreto 2157 de 2017, Artículo 2.3.1.5.2.1.1 «página 5». Por lo tanto, es necesario que se realice una descripción detallada que incluya el tipo de edificaciones, junto con la información sobre el área total construida, el número de pisos, la fecha de la licencia de construcción, el número de espacios comunitarios, para asegurar una evaluación adecuada y una gestión efectiva del riesgo.

Por último, aunque el plan contempla ciertos aspectos como el horario de funcionamiento y la población expuesta, incluyendo el número de empleados y visitantes, no se proporciona una descripción específica del tipo de vinculación laboral de los colaboradores. Este detalle es crucial para una correcta evaluación de los riesgos laborales y para el cumplimiento de los requisitos normativos, según lo establecido en el Decreto 2157 de 2017, Artículo 2.3.1.5.2.1.1 «página 5». Es indispensable que el plan sea revisado y ampliado para incluir una descripción completa del tipo de vinculación de los colaboradores, además de un análisis detallado del horario de funcionamiento y la población expuesta, con el fin de fortalecer la gestión de riesgos en el contexto de las actividades desarrolladas.

Por lo expuesto, la información general de la actividad presentada en el plan, requiere mejoras significativas para cumplir con los estándares normativos establecidos. La inclusión de detalles específicos sobre las maquinarias y sustancias químicas, las características físicas de las edificaciones, así como el tipo de vinculación de los colaboradores no solo es un requisito legal, sino también una práctica esencial para una gestión de riesgos efectiva y la protección de todas las personas involucradas en las actividades descritas. Es fundamental que se realicen las actualizaciones necesarias para asegurar que el plan esté en plena conformidad con el Decreto 2157 de 2017, fortaleciendo así la preparación y respuesta ante posibles emergencias.

➤ **Contexto externo**

El plan de gestión actual menciona algunos elementos clave del entorno, tales como los elementos expuestos y las condiciones biofísicas, pero su descripción resulta insuficiente y

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

carece del nivel de detalle necesario para una evaluación completa. La información proporcionada no abarca de manera exhaustiva los servicios ambientales, los bienes culturales, ni la infraestructura presente en la zona de influencia. De acuerdo con las exigencias normativas establecidas en el Decreto 2157 de 2017, Artículo 2.3.1.5.2.1.1 «página 5», es fundamental que se incluya una descripción completa y detallada de todos los elementos expuestos. Esto debe abarcar a las personas, los medios de subsistencia, los servicios ambientales, los recursos económicos y sociales, los bienes culturales, así como la infraestructura. Además, se debe proporcionar un análisis detallado de las condiciones biofísicas y de la ubicación geográfica, lo cual permitirá una mejor comprensión de los riesgos y la formulación de estrategias efectivas para su mitigación.

Por otro lado, se ha identificado la ausencia de una identificación clara y específica de las instalaciones que podrían representar una amenaza o que, en caso de un evento adverso, podrían desencadenar un efecto dominó, aumentando el riesgo general. El Decreto 2157 de 2017 también exige, en su Artículo 2.3.1.5.2.1.1 «página 5», que se realice una identificación detallada de estas instalaciones, acompañada de un análisis cualitativo basado en la información disponible proporcionada por las entidades competentes. Este análisis es crucial para prever y evitar posibles catástrofes que podrían surgir como consecuencia de la proximidad y la interacción entre diferentes instalaciones vulnerables.

Además, el plan no contempla una descripción detallada de las amenazas y los escenarios de riesgo identificados en los instrumentos de planificación del desarrollo y la gestión territorial y sectorial, tales como POMCA, POMIUAC, POT, PMGRD, EMRE, los planes territoriales y sectoriales de cambio climático. La identificación y descripción de estas amenazas es un requerimiento esencial según el Decreto 2157 de 2017 «Artículo 2.3.1.5.2.1.1, página 5», dado que estos instrumentos proporcionan una base crítica para la planificación estratégica y la respuesta ante desastres. La ausencia de esta información limita la capacidad del plan para anticipar y gestionar de manera adecuada los riesgos asociados con las actividades desarrolladas en el área de influencia.

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

En virtud de lo mencionado, la sección contexto externo del plan debe ser fortalecida significativamente para cumplir con las normativas vigentes y para asegurar una gestión integral de los riesgos. Es indispensable que se incluya una descripción exhaustiva de los elementos expuestos, así como un análisis detallado de las condiciones biofísicas y de ubicación. Además, se debe identificar claramente las instalaciones que pueden representar una amenaza, acompañadas de un análisis cualitativo, y se deben detallar las amenazas y escenarios de riesgo presentes en los diferentes instrumentos de planificación. Con estas mejoras, el plan estará mejor preparado para enfrentar los desafíos y mitigar los riesgos en el entorno externo, asegurando una protección más efectiva para la comunidad y los recursos involucrados.

➤ **Contexto de la gestión del riesgo**

En la evaluación del plan de gestión del riesgo presentado, se ha identificado una carencia significativa en la descripción y aplicación de las metodologías de valoración del riesgo. Las metodologías de valoración del riesgo son fundamentales para determinar el nivel de exposición y las posibles consecuencias de las amenazas asociadas a las actividades de la empresa. Sin una descripción detallada de estas metodologías, es imposible asegurar que los riesgos estén siendo evaluados de manera precisa y consistente. De acuerdo con lo estipulado en el Decreto 2157 de 2017, Artículo 2.3.1.5.2.1.1, Subsección 1 «página 5», se requiere que el plan incluya una explicación exhaustiva de las metodologías de valoración del riesgo utilizadas, acompañada de ejemplos concretos que ilustren cómo se aplican estas metodologías en las diversas actividades de la empresa. Es imperativo que las metodologías descritas estén alineadas con los estándares establecidos en el decreto y se integren de manera coherente con los sistemas de gestión de la entidad.

Además, se ha identificado que el plan no hace referencia clara a los estudios necesarios para la elaboración de los proyectos de intervención del riesgo. Estos estudios son esenciales para diseñar intervenciones efectivas que mitiguen los riesgos identificados. La falta de identificación de estos estudios representa un incumplimiento de las normativas establecidas en el Decreto

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

2157 de 2017, Artículo 2.3.1.5.2.1.1, Subsección 1 «página 5». Es necesario que el plan incluya una lista exhaustiva de todos los estudios requeridos para la correcta elaboración de los proyectos de intervención del riesgo. Asimismo, se deben detallar los objetivos y alcances de cada estudio, asegurándose de que cubran todos los aspectos pertinentes en relación con las actividades y el entorno en el que opera la empresa.

Con base en lo señalado, con respecto al contexto de la gestión del riesgo del plan actual, se necesita una revisión y mejora considerable para cumplir con los requisitos normativos y para garantizar una gestión efectiva de los riesgos. La incorporación de una descripción detallada de las metodologías de valoración del riesgo, junto con ejemplos de su aplicación, la identificación y definición clara de los estudios necesarios para los proyectos de intervención, son pasos esenciales para fortalecer este plan. Con estas mejoras, la empresa podrá asegurar una gestión de riesgos más precisa y alineada con los estándares regulatorios, lo que redundará en una mayor seguridad y eficiencia operativa.

5.13.7.1.1.2 *Valoración del riesgo*

➤ **Identificación del riesgo**

La identificación de los riesgos es un componente crucial dentro del plan de gestión, aunque el plan actual cumple parcialmente con este aspecto, es necesario profundizar en la evaluación de las consecuencias derivadas de la materialización de los escenarios de riesgo. Si bien se mencionan las consecuencias potenciales, la evaluación presentada carece del nivel de detalle y exhaustividad requerido por la normativa vigente. Según lo estipulado en el Decreto 2157 de 2017, Artículo 2.3.1.5.2.1.1, Subsección 1.2.1.5, se debe realizar una evaluación más completa que abarque todos los impactos posibles, detallando sus características y el alcance de los mismos. Además, es fundamental que esta evaluación identifique claramente los actores involucrados y las áreas que probablemente serán afectadas en caso de que se materialicen los riesgos identificados. Esta información es vital para una planificación efectiva y para la implementación de medidas de mitigación adecuadas.

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

Adicionalmente, se ha detectado que el plan no aborda la necesidad de crear una base de datos o un banco de información destinado a recopilar las lecciones aprendidas y las experiencias obtenidas tras la ocurrencia de eventos adversos. La ausencia de un sistema estructurado para capitalizar estas experiencias representa un punto débil en la gestión del riesgo, ya que impide el aprendizaje continuo, así como la mejora de los procesos preventivos y reactivos. El Decreto 2157 de 2017 establece la importancia de incluir en el plan la creación y mantenimiento de una base de datos específica, que permita registrar y analizar las lecciones aprendidas. Es crucial que el plan desarrolle protocolos claros para la recopilación, análisis y utilización de esta información, asegurando que las experiencias pasadas sirvan como una herramienta valiosa para perfeccionar la gestión del riesgo y para prevenir la repetición de situaciones adversas similares en el futuro.

Considerando lo anteriormente descrito, la sección de identificación del riesgo debe ser ampliada y mejorada para cumplir con los estándares establecidos por la normativa vigente. La incorporación de una evaluación más detallada de las consecuencias de los escenarios de riesgo, así como la creación de un sistema formal para el registro y análisis de las lecciones aprendidas son pasos esenciales para fortalecer el plan de gestión del riesgo. Con estas mejoras, la empresa estará en una posición más sólida para anticiparse a los desafíos, minimizar los impactos negativos, asegurar un entorno más seguro y resiliente para todos los involucrados.

➤ **Análisis del riesgo**

En el análisis del riesgo presentado en el plan, se ha identificado una falta de claridad y precisión en la metodología utilizada. Aunque se describe de manera general un enfoque para el análisis de riesgos, esta descripción resulta insuficiente en términos de detalle y no se alinea completamente con las normativas vigentes. De acuerdo con lo establecido en el Decreto 2157 de 2017, Artículo 2.3.1.5.2.1.1, Subsección 1 «páginas 6-7», es fundamental que el plan incluya una metodología bien definida, que sea tanto clara como detallada, así como que esté adaptada a los recursos disponibles en el establecimiento. Esta metodología debe cumplir con

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

los estándares establecidos por la normativa vigente, asegurando así un análisis riguroso y confiable.

La metodología propuesta debe incluir procedimientos específicos para la identificación, análisis y evaluación de los riesgos, considerando las particularidades de las actividades de la empresa. Además, es necesario que el plan proporcione ejemplos concretos de cómo se aplica esta metodología en la práctica, lo que permitirá a todos los involucrados comprender su utilidad y aplicación en situaciones reales. La adaptación de la metodología a los recursos y circunstancias de la empresa es esencial para asegurar su efectividad y pertinencia, facilitando una gestión del riesgo que esté en plena conformidad con los requisitos regulatorios.

A la luz de lo expuesto, el análisis del riesgo, tal como está formulado actualmente en el plan, requiere una revisión y mejora significativa. La inclusión de una metodología clara, detallada y alineada con la normatividad vigente es crucial para garantizar que los riesgos sean evaluados de manera adecuada. Con estos ajustes, el plan podrá ofrecer una herramienta robusta para la gestión de riesgos, mejorando la capacidad de la empresa para identificar, analizar y mitigar los riesgos asociados a sus actividades, asegurando la protección de sus operaciones y de todas las partes interesadas.

➤ **Evaluación del riesgo**

En la evaluación del riesgo presentada en el plan, se ha detectado una insuficiencia en la identificación y descripción de las medidas para el tratamiento del riesgo. Aunque se mencionan algunas intervenciones, estas no son exhaustivas ni están adecuadamente detalladas, lo que limita su efectividad y la capacidad del plan para mitigar los riesgos identificados. Según lo estipulado en el Decreto 2157 de 2017, Artículo 2.3.1.5.2.1.1, Subsección 2 «página 8», es esencial que el plan incluya un análisis completo de la viabilidad técnica y económica de cada medida de intervención correctiva y prospectiva. Esto debe contemplar estudios de costo/beneficio detallados, un análisis multicriterio, así como la documentación técnica necesaria para respaldar la implementación de las medidas propuestas.

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

Además, es crucial que el plan sea actualizado para incorporar información completa sobre la competencia y el alcance de cada medida de intervención. Este proceso debe integrar una visión integral que abarque todos los aspectos de las medidas planteadas, asegurando que estas sean viables y efectivas en el contexto específico de la empresa. También es indispensable documentar de manera rigurosa los procesos de revisión y selección de alternativas de intervención correctiva, basados en un análisis multicriterio que garantice la alineación con las directrices establecidas en la normativa vigente.

Dado lo anterior, la evaluación del riesgo del plan necesita una revisión exhaustiva para asegurar que las medidas de tratamiento del riesgo sean tanto viables como efectivas. La inclusión de un análisis detallado de la viabilidad técnica y económica, junto con la actualización y documentación de las medidas correctivas y prospectivas, fortalecerá significativamente el plan. Estas mejoras son esenciales para asegurar que la empresa pueda gestionar los riesgos de manera eficaz, cumpliendo con los estándares regulatorios y protegiendo sus operaciones y recursos.

➤ **Monitoreo del riesgo**

En la evaluación del PGRD, se ha identificado una deficiencia notable en los protocolos y procedimientos detallados para el monitoreo de amenazas, así como el pronóstico de eventos inminentes. El plan actual no establece de manera clara cómo se llevará a cabo este monitoreo, lo cual es esencial para la detección temprana de posibles emergencias y para la implementación de medidas preventivas eficaces. De acuerdo con lo estipulado en el Decreto 2157 de 2017, Subsección 1, Artículo 2.3.1.5.2.1.1 «página 9» y Artículo 2.3.1.5.2.1.3 «página 10», es imperativo incluir protocolos específicos que describan detalladamente los procedimientos de monitoreo. Estos protocolos deben definir claramente las herramientas y técnicas a utilizar, los parámetros e indicadores clave que se deben monitorear, asimismo los roles y responsabilidades del personal encargado de esta tarea crítica.

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

Además, se ha observado que el plan no incluye procedimientos específicos para la notificación y difusión de alertas en situaciones de emergencia, lo cual es un componente esencial para la gestión de riesgos efectiva. Según el Decreto 2157 de 2017, Subsección 1, Artículo 2.3.1.5.2.1.2 «página 10», se requiere el desarrollo e inclusión de un protocolo que establezca claramente cómo se deben notificar las emergencias a las autoridades y a la población. Este protocolo debe definir los canales de comunicación apropiados, las herramientas a utilizar para la difusión de alertas, junto con los procedimientos para coordinar con las autoridades locales y regionales. También es necesario incluir procedimientos para la capacitación del personal en la notificación y difusión de alertas, asegurando así una respuesta rápida y efectiva ante cualquier eventualidad.

Por otro lado, el plan carece de una especificación clara de las medidas que deben tomarse en respuesta a situaciones de emergencia, incluyendo la organización, coordinación, además de los recursos necesarios para gestionar dichas situaciones de manera efectiva. El Decreto 2157 de 2017, Subsección 1, Artículo 2.3.1.5.2.1.3 «páginas 13-14», exige que el plan incluya un protocolo detallado que defina las acciones a tomar en caso de emergencia. Esto debe abarcar una estructura organizativa clara, con roles y responsabilidades bien definidos para la gestión de emergencias, así como procedimientos específicos para la coordinación y utilización de recursos durante la respuesta a emergencias. Además, es crucial que el plan contemple la realización de simulaciones y ejercicios de simulacro, los cuales son herramientas vitales para probar y mejorar la efectividad del plan de respuesta.

En función de lo presentado, la sección de monitoreo del riesgo del PGRD necesita ser significativamente fortalecida para cumplir con los estándares normativos y asegurar una gestión de riesgos eficaz. La inclusión de protocolos detallados para el monitoreo de amenazas, la notificación y difusión de alertas, además de la respuesta a emergencias es esencial para garantizar que la empresa esté preparada para enfrentar cualquier situación adversa. Con estas mejoras, el plan podrá ofrecer una base sólida para la protección de las operaciones y la seguridad de todas las personas involucradas.

 Superservicios	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	 SIGME
--	--	---

5.13.7.1.2 Aspectos relacionados con el proceso de reducción del riesgo.

El proceso de reducción del riesgo en la gestión de desastres es una parte esencial para asegurar la mitigación efectiva de los riesgos identificados. Este proceso debe incluir tres componentes fundamentales: la intervención correctiva, que busca reducir el riesgo actual; la intervención prospectiva, que se enfoca en minimizar los riesgos futuros; así como la protección financiera, destinada a garantizar la disponibilidad de recursos económicos para enfrentar situaciones adversas.

5.13.7.1.2.1 Intervención prospectiva «disminuir riesgo futuro»

➤ Solo aplica para actividades nuevas o en desarrollo

En el marco de la gestión de riesgos para actividades nuevas o en desarrollo, es imperativo que el plan contemple de manera detallada y exhaustiva los condicionamientos de uso y ocupación del suelo, conforme a lo establecido en el Plan de Ordenamiento Territorial «POT» y otros instrumentos de planificación relevantes. El plan actual no especifica ni identifica claramente estos condicionamientos, lo cual es un aspecto crítico para asegurar que las nuevas actividades se desarrollen en concordancia con las normativas vigentes «Decreto 2157 de 2017, Subsección 1, Artículo 2.3.1.5.2.1.1, página 7». Es necesario que el plan incluya una sección dedicada a la descripción y análisis de estos condicionamientos, integrando los resultados en las estrategias de reducción de riesgos y en la planificación de emergencias. Esto permitirá que las nuevas actividades se ajusten adecuadamente al entorno normativo y físico, minimizando así los riesgos asociados.

Además, el plan debe realizar una identificación y análisis detallado de las áreas de influencia directa e indirecta de las actividades propuestas, incluyendo la identificación de la infraestructura esencial que requiere protección especial «Decreto 2157 de 2017, Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.1.2, página 12». Esta falta de análisis representa un presunto incumplimiento de la normativa, ya que es crucial comprender cómo las actividades impactarán las áreas circundantes y qué medidas de protección se deben implementar para salvaguardar

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

la infraestructura crítica. La inclusión de una sección que detalle este análisis, junto con las medidas de protección propuestas es fundamental para garantizar la integridad de las operaciones y la seguridad de las instalaciones.

Otro aspecto relevante que el plan no aborda adecuadamente, es la verificación de las reglamentaciones de uso del suelo en el predio y su zona de influencia directa «Decreto 2157 de 2017, Subsección 1, Artículo 2.3.1.5.2.1.1, página 10». Antes de implementar cualquier nueva actividad, es imprescindible realizar una verificación exhaustiva de estas reglamentaciones, incluyendo cualquier uso condicionante, restringido o prohibido. El plan debe documentar cómo estas reglamentaciones podrían afectar la implantación de la nueva actividad y proponer las medidas de mitigación necesarias. Este enfoque garantiza que las nuevas actividades cumplan con los requisitos legales y se desarrollen de manera segura.

Asimismo, es necesario definir claramente las posibles áreas de afectación en el territorio que puedan ser ocasionadas por la implantación de la nueva actividad «Decreto 2157 de 2017, Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.1.2, página 12». Esto incluye identificar y mapear todas las áreas potencialmente afectadas, seguido de un análisis detallado de cómo la actividad podría impactar estas zonas. El plan debe proponer medidas de mitigación específicas para reducir los posibles impactos, asegurando que cualquier efecto adverso sobre el entorno sea minimizado.

Finalmente, el plan debe considerar de manera adecuada los usos presentes y futuros del suelo en el área de implantación y su área de influencia «Decreto 2157 de 2017, Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.1.2, página 12». Este análisis es vital para la definición de medidas de reducción del riesgo que sean efectivas y pertinentes. Es fundamental que el plan documente cómo se integran estos análisis en las estrategias de mitigación y reducción de riesgos, garantizando que las actividades nuevas se desarrollen en armonía con los usos del suelo previstos y existentes.

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

Teniendo en cuenta lo expuesto, para las actividades nuevas o en desarrollo, el plan debe ser ampliado y detallado para cumplir con los requisitos normativos. La identificación y análisis de los condicionamientos de uso del suelo, las áreas de influencia, así como la infraestructura esencial, junto con la verificación de reglamentaciones y la consideración de los usos del suelo, son componentes esenciales para una gestión de riesgos efectiva. Estas medidas asegurarán que las nuevas actividades se implementen de manera segura y conforme a la normativa vigente, protegiendo tanto a la empresa como al entorno en el que opera.

➤ **Actividades existentes**

En la gestión de riesgos de las actividades existentes, es fundamental que el plan identifique, formule e implemente de manera específica medidas y procedimientos tanto técnicos como administrativos que reduzcan el riesgo antes de que se presenten eventos adversos que puedan afectar la prestación del servicio, las personas, los bienes o el entorno. El plan actual presenta deficiencias en este aspecto, al no ofrecer una estrategia clara y detallada que aborde estos elementos esenciales. Según el Decreto 2157 de 2017, Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.2.8 «página 12», es necesario que el plan incluya una identificación exhaustiva de medidas preventivas adaptadas a los procesos de la entidad, orientadas a la mitigación de riesgos.

En primer lugar, se requiere una identificación clara y detallada de las medidas preventivas, tanto técnicas como administrativas, que sean específicas para las actividades de la entidad. Estas medidas deben estar diseñadas para reducir el riesgo asociado a los procesos operativos, protegiendo tanto los activos como a las personas y el medio ambiente. La identificación de estas medidas debe ser rigurosa, considerando los riesgos inherentes a cada actividad, además, debe estar basada en un análisis exhaustivo de las operaciones actuales. Además, el plan debe incluir la formulación de procedimientos específicos para la implementación de las medidas preventivas identificadas. Es crucial que estos procedimientos sean detallados y prácticos, facilitando su aplicación en el día a día de las operaciones de la entidad. La documentación de estos procedimientos debe ser accesible para todo el personal

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

involucrado, garantizando que todos los actores estén alineados con los objetivos de reducción de riesgos.

Una vez identificadas e implementadas las medidas preventivas, es indispensable establecer un sistema de seguimiento y evaluación continuo para asegurar que estas medidas sean efectivas, al igual que se mantengan vigentes. Este sistema debe permitir la monitorización constante de los riesgos y la efectividad de las medidas implementadas, ajustando las estrategias según sea necesario para enfrentar nuevas amenazas o cambios en las operaciones.

Por último, el plan debe incorporar un programa de capacitación periódica para todo el personal, enfocado en las medidas y procedimientos de prevención implementados. La capacitación es un componente clave para garantizar que todos los empleados comprendan sus responsabilidades en la gestión del riesgo y estén preparados para actuar de manera efectiva en caso de que se presente una situación de emergencia. La periodicidad y el contenido de estas capacitaciones deben estar claramente definidos en el plan.

Por lo anterior expuesto, la gestión de riesgos en las actividades existentes requiere un enfoque estructurado y proactivo que incluya la identificación precisa de medidas preventivas, la formulación de procedimientos detallados, la implementación efectiva de estas medidas, al igual que un programa continuo de seguimiento y capacitación. Estas acciones son fundamentales para reducir los riesgos asociados a las operaciones actuales y para asegurar la resiliencia de la entidad frente a posibles eventos adversos.

5.13.7.1.2.2 Protección financiera

La protección financiera es un pilar fundamental en la gestión de riesgos, ya que garantiza que la empresa disponga de los recursos económicos necesarios para hacer frente a los costos derivados de la materialización de desastres, especialmente aquellos que no han sido

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

gestionados de manera oportuna o efectiva. Sin embargo, el plan actual presenta deficiencias significativas en este aspecto. Concretamente, no se especifica la existencia de un ahorro contingente dedicado a cubrir estos costos, lo que constituye un presunto incumplimiento de lo establecido en el Decreto 2157 de 2017, Artículo 2.3.1.5.2.2.3 «página 33».

Para abordar esta deficiencia, es imperativo que el plan incluya un fondo o ahorro contingente claramente definido y documentado, destinado exclusivamente a cubrir los costos derivados de la materialización de riesgos no gestionados adecuadamente. Este fondo debe estar separado de las pólizas de seguro convencionales y debe ser lo suficientemente robusto para asegurar que la empresa pueda responder de manera eficaz ante cualquier desastre imprevisto. La creación de este fondo garantizará que la empresa mantenga una capacidad financiera adecuada para mitigar los impactos económicos de posibles eventos adversos, fortaleciendo así su resiliencia y continuidad operativa.

Además, el plan menciona un listado de pólizas de seguros, pero no proporciona detalles sobre cómo estas pólizas cubren específicamente todos los posibles impactos de desastres, tanto naturales como operativos. Este aspecto es crítico, ya que la falta de correlación directa y específica entre las coberturas de las pólizas y los tipos de desastres mencionados en el decreto representa una vulnerabilidad significativa. Según el Decreto 2157 de 2017, Artículo 2.3.1.5.2.2.3 «página 34», es esencial que el plan incluya descripciones detalladas de las coberturas de las pólizas de seguros, especificando claramente cómo cada póliza cubre los diferentes tipos de desastres. Además, se debe proveer evidencia de que las coberturas son suficientes y están alineadas con los requerimientos del decreto, incluyendo documentación adicional que respalde la existencia y validez de estas pólizas, ejemplos de escenarios cubiertos, junto con los montos asegurados.

En virtud de lo mencionado, para que la protección financiera sea efectiva, el plan debe ser revisado y mejorado en dos aspectos claves: la creación de un fondo contingente específicamente destinado a cubrir los costos de desastres no gestionados, al igual que la

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

inclusión de descripciones detalladas y evidencia suficiente sobre las coberturas de las pólizas de seguros. Estas mejoras no solo cumplirán con los requisitos normativos, sino que también fortalecerán la capacidad de la empresa para enfrentar y recuperarse de eventos adversos, asegurando su estabilidad financiera y operativa a largo plazo.

5.13.7.1.3 Aspectos relacionados con el proceso de manejo del desastre.

El manejo de desastres en el contexto de la gestión de riesgos es un proceso crítico que involucra tanto la preparación como la ejecución de la respuesta ante emergencias. Para garantizar una gestión efectiva, es fundamental que el plan de gestión de riesgos establezca claramente los mecanismos de preparación para la respuesta a emergencias y la ejecución para la respuesta a emergencias.

5.13.7.1.3.1 Plan de emergencia y contingencias «PEC»

➤ **Preparación para la respuesta**

La preparación para la respuesta a emergencias es un aspecto crucial en la gestión de riesgos, ya que establece las bases para una actuación efectiva ante cualquier contingencia. El plan actual presenta varias deficiencias en este aspecto que deben ser abordadas para cumplir con los estándares establecidos en el Decreto 2157 de 2017 y asegurar una respuesta adecuada. En primer lugar, el plan no menciona explícitamente un programa de entrenamiento y capacitación que cubra todos los temas esenciales, como combate de incendios, primeros auxilios, evacuación, junto con vigilancia y apoyo. Aunque se hacen referencias generales a las capacitaciones, no se detallan los programas específicos ni sus contenidos, lo cual es un incumplimiento al Decreto 2157 de 2017, Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.1.1 «página 13». Es necesario incluir un programa detallado de entrenamiento y capacitación que abarque todos estos temas, acompañado de un calendario de entrenamientos, los objetivos de cada capacitación y los perfiles de los capacitadores.

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

En segundo lugar, el plan no especifica la realización de ejercicios de simulación y simulacros, de manera anual, para probar el plan de emergencias y contingencias. Aunque se mencionan simulacros, no se indica la frecuencia ni los detalles de estos ejercicios, lo cual es esencial para garantizar la eficacia de la respuesta en situaciones de emergencia. Conforme al Decreto 2157 de 2017, Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.1.1 «página 13», es imprescindible que el PGRD incluya una sección que detalle la realización de simulaciones y simulacros, estableciendo una frecuencia mínima anual, los tipos de ejercicios a realizar, los objetivos de cada simulacro, asimismo la metodología para la evaluación y retroalimentación posterior.

En tercer lugar, el plan también carece de una descripción detallada de los elementos, herramientas, equipos y accesorios necesarios para una brigada de emergencia, alineados con el entrenamiento y la capacitación requeridos. Según el Decreto 2157 de 2017, Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.1.1 «página 13», es necesario incluir una lista completa y detallada de todos los equipos necesarios, incluyendo equipos de protección personal, herramientas contra incendios, kits de primeros auxilios, equipos de evacuación, de la misma forma que sistemas de comunicación, asegurando que todos estos elementos estén disponibles y en condiciones óptimas.

En cuarto lugar, el plan no proporciona una descripción completa y detallada de las herramientas, equipos, accesorios, sistemas de alerta temprana internos, ni de la disponibilidad del personal idóneo para garantizar una primera respuesta efectiva a emergencias. Para cumplir con las normativas, el PGRD debe incluir una descripción detallada de estos elementos, junto con protocolos de mantenimiento y pruebas periódicas para asegurar su operatividad continua «Decreto 2157 de 2017, Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.1.1, página 13». En quinto lugar, el plan actual no detalla los protocolos de actuación y procedimientos específicos para atender emergencias en sus instalaciones. La falta de una estructura clara y organizada de los pasos a seguir en caso de emergencia representa una brecha significativa. Es necesario incluir en el PGRD protocolos de actuación bien definidos, que incluyan roles y responsabilidades del personal, procedimientos específicos para distintos tipos de

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

emergencias, y planes de comunicación interna y externa «Decreto 2157 de 2017, Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.1.1, página 13».

En sexto lugar, la falta de detalle en la conformación del equipo de respuesta a emergencias. Aunque se mencionan brigadas y equipos, falta especificar la estructura del equipo, los roles y funciones de cada miembro, así como el tipo de entrenamiento recibido. Esto es esencial para asegurar una respuesta coordinada y efectiva ante cualquier emergencia «Decreto 2157 de 2017, Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.1.1, página 13».

En séptimo lugar, el plan también debe especificar claramente los roles y responsabilidades conforme al nivel de autoridad y el nivel de emergencia, así como los procedimientos para la activación y coordinación de roles durante una emergencia. Este aspecto es crítico para garantizar una gestión de emergencias eficiente y conforme a los niveles de autoridad establecidos «Decreto 2157 de 2017, Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.1.1, página 13».

Finalmente, el plan no establece una periodicidad clara para la realización del inventario de herramientas, equipos y accesorios destinados a la atención de emergencias, ni detalla los mecanismos de apoyo a terceros. Es necesario que el PGRD incluya un plan de inventario regular, protocolos para la actualización y mantenimiento de los equipos, al igual que una lista de contactos con las entidades municipales y distritales, junto con procedimientos claros para la solicitud de ayuda externa «Decreto 2157 de 2017, Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.1.1, página 13».

Con base en lo señalado, la preparación para la respuesta a emergencias en el PGRD requiere una revisión y ampliación significativa. La incorporación de un programa integral de entrenamiento, simulacros regulares, una dotación adecuada de equipos, al igual que la definición clara de roles y procedimientos garantizará una respuesta tanto efectiva como coordinada ante cualquier emergencia, alineada con los requisitos normativos del DECRETO 2157 DE 2017.

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

➤ **Ejecución para la respuesta a emergencias**

La ejecución efectiva de la respuesta a emergencias es un componente vital en la gestión integral de riesgos, ya que permite a la organización actuar de manera rápida y coordinada ante situaciones críticas. Sin embargo, el plan actual presenta varias deficiencias que deben ser subsanadas para garantizar una ejecución eficiente y alineada con los estándares normativos establecidos en el Decreto 2157 de 2017.

Inicialmente, el plan no detalla claramente los niveles de emergencia para la respuesta, basados en la posible afectación y las características específicas de cada emergencia. Esto es un aspecto crucial, ya que la clasificación de las emergencias según su gravedad y el impacto esperado, permite activar protocolos de respuesta adecuados y proporcionales a la situación. Según el Decreto 2157 de 2017, Subsección 3, Artículo 2.3.1.5.2.3.1 «páginas 13-14», es necesario incluir en el plan una clasificación detallada de los niveles de emergencia, definir los criterios de activación para cada nivel, así como establecer protocolos específicos para la respuesta a cada nivel de emergencia. Esta clasificación debe ser clara y comprensible para todos los involucrados, asegurando que cada miembro del equipo de respuesta, entienda cuándo y cómo actuar en función del nivel de emergencia declarado.

Además, el plan carece de la definición clara de los umbrales o indicadores específicos que determinan cuándo se supera la capacidad de respuesta instalada y se requiere la intervención de entidades externas. Este es un elemento esencial, ya que identificar con precisión estos umbrales permite activar de manera oportuna el apoyo externo, garantizando que la respuesta no se vea comprometida por la falta de recursos o capacidades internas. Conforme al Decreto 2157 de 2017, Subsección 3, Artículo 2.3.1.5.2.3.1 «página 18», es imprescindible establecer estos umbrales e indicadores de manera clara, junto con procedimientos detallados para la activación de entidades externas. Asimismo, deben definirse claramente los roles y responsabilidades de las entidades externas, asegurando una coordinación efectiva durante la respuesta a emergencias.

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

Finalmente, el plan no establece de manera clara los mecanismos para la actualización del Plan de Emergencia y Contingencia «PEC». La falta de un procedimiento definido para la revisión y actualización regular del PEC puede llevar a que el plan quede desactualizado, comprometiendo su efectividad en situaciones de emergencia. Según lo dispuesto en el Decreto 2157 de 2017, Subsección 8, Artículo 2.3.1.5.2.8.1 «página 19», se debe establecer una periodicidad clara para la revisión y actualización del PEC, definir los roles y responsabilidades de las personas encargadas de esta tarea, e incluir procedimientos detallados para la revisión y ajuste del plan. Este proceso de actualización es fundamental para incorporar las lecciones aprendidas, adaptar el plan a cambios en el entorno operativo, así como asegurar que el PEC permanezca relevante y eficaz.

Considerando lo anteriormente descrito, para asegurar una ejecución efectiva de la respuesta a emergencias, es necesario que el plan incluya una clasificación detallada de los niveles de emergencia, defina claramente los umbrales que determinan la necesidad de apoyo externo, de la misma forma que establezca mecanismos regulares de actualización del PEC. Estas mejoras garantizarán que la organización esté preparada para responder de manera eficaz y coordinada ante cualquier situación de emergencia, alineándose con los requisitos normativos y fortaleciendo la capacidad de respuesta general.

5.13.7.1.4 Aspectos relacionados con la gobernanza u otras.

En el ámbito de la gobernanza y otros aspectos relacionados con la gestión del riesgo, se identifica la necesidad de establecer mecanismos claros y efectivos de interacción con los comités de gestión del riesgo, así como de revisión periódica de las instalaciones y de estrategias de socialización. Además, es crucial definir la fecha de adopción del PGRD, de la misma forma que asegurar su revisión y ajuste continuo.

El PGRD actual no incluye un plan de inversiones detallado que programe cada una de las acciones de intervención necesarias para los procesos de conocimiento del riesgo, reducción

 Superservicios	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	 SIGME
--	--	---

del riesgo y manejo del desastre. Esto constituye un incumplimiento significativo, ya que la planificación financiera es clave para asegurar que las medidas identificadas se lleven a cabo de manera efectiva. De acuerdo con el Decreto 2157 de 2017, Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.1.2 «página 17», es necesario que el PGRD incluya un plan de inversiones que detalle cada acción de intervención en plazos de corto, mediano y largo plazo. Este plan debe asignar responsabilidades claras para la coordinación y ejecución de cada acción, así como incluir un presupuesto detallado y una programación financiera que asegure la implementación de estas acciones en los instrumentos de planeación financiera y desarrollo de la entidad. Además, el plan actual presenta una deficiencia en la identificación de todas las instalaciones donde se desarrollan actividades que puedan generar riesgo de desastre, especialmente aquellas ubicadas en diferentes geografías respecto a la sede principal. Según el Decreto 2157 de 2017, Subsección 3, Artículo 2.3.1.5.2.1.1, Parágrafo 3 «página 17», es fundamental que el PGRD incluya un inventario exhaustivo de todas estas instalaciones, junto con sus respectivos planes de gestión del riesgo, específicos a su ubicación y actividades. Este enfoque asegura que cada instalación esté adecuadamente preparada y que las particularidades locales sean consideradas en la planificación de emergencias.

Otra deficiencia identificada es la ausencia de una estrategia clara y detallada de socialización y comunicación interna y externa. La comunicación efectiva es vital para garantizar que todos los actores involucrados, tanto internos como externos, estén informados y preparados para actuar en situaciones de riesgo. El Decreto 2157 de 2017, Subsección 5, Artículo 2.3.1.5.2.5.1 «página 18», requiere que el PGRD desarrolle un plan de comunicación que incluya tanto la difusión de información relevante sobre gestión de riesgos a todos los niveles dentro de la empresa como la socialización de estas medidas con la comunidad del área de influencia. Este plan debe establecer mecanismos de participación y retroalimentación, definir roles y responsabilidades, así como asegurar que los equipos multidisciplinarios estén capacitados en comunicación de riesgos y manejo de emergencias.

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

Finalmente, el plan no menciona específicamente que debe ser revisado y ajustado de manera anual, como lo exige la normativa. Esta revisión es esencial para asegurar que el PGRD permanezca actualizado y efectivo, incorporando las lecciones aprendidas, junto con los resultados de monitoreos y simulaciones. Según el Decreto 2157 de 2017, Subsección 8, Artículo 2.3.1.5.2.8.1 «página 18», el PGRD debe incluir un proceso claro y documentado tanto para la revisión como para el ajuste anual, definir responsabilidades y plazos específicos para la realización de la revisión, e incorporar mecanismos para ajustar el plan basado en los resultados obtenidos. Además, es necesario mantener una documentación detallada de todas las revisiones y ajustes realizados, así como reportar los resultados de estas revisiones a la alta dirección y a las autoridades pertinentes.

La incorporación de estos aspectos relacionados con la gobernanza es esencial para fortalecer la estructura del PGRD y asegurar su alineación con los requerimientos normativos. Un enfoque integral que incluya un plan de inversiones detallado, un inventario completo de instalaciones, una estrategia de comunicación robusta, así como un proceso regular de revisión y ajuste, garantizará que el PGRD sea efectivo y sostenible a largo plazo.

5.13.7.2 Resultados de la Visita a EEPSAESP

Durante la visita a la EEPSAESP, se llevó a cabo una exhaustiva socialización de la evaluación del PGRD, con el propósito de verificar su conformidad con el Decreto 2157 de 2017. Esta evaluación abarcó las áreas clave de Conocimiento del Riesgo, Reducción del Riesgo, Manejo del Desastre y Gobernanza, siendo conducida con la participación de Gabriela Rodríguez Ruiz, Coordinadora de Calidad en el Proceso de Gestión de Mejora, junto con Kelly Johana Córdoba, Profesional SST en el Proceso de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo.

En la sesión, se identificaron áreas clave que requieren mejoras, además, con el fin de proporcionar una retroalimentación integral, se compartió con la empresa, el documento titulado «Comentarios - A compartir durante la evaluación», en el que se detallan los cumplimientos parciales y los incumplimientos directos detectados en su PGRD correspondiente a la vigencia

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

2023. Asimismo, se solicitó a la empresa prestadora que aclare, amplíe o complemente la información y las acciones implementadas respecto a los temas y requerimientos normativos, los cuales presentan actualmente un incumplimiento directo.

5.13.7.2.1 Estado de Cumplimiento del PGRD

El análisis del estado de cumplimiento del PGRD se efectuó conforme a los rangos normativos establecidos por la SSPD, resultando en un 72.68% de cumplimiento en Conocimiento del Riesgo, lo que evidencia un cumplimiento parcial; un 45.83% en Reducción del Riesgo, que refleja un incumplimiento; un 66.67% en Manejo del Desastre, que también indica un cumplimiento parcial, y un 66.67% en Gobernanza y Otros, igualmente con un cumplimiento parcial. El cumplimiento global del PGRD se situó en un 65.71%, lo que sugiere un cumplimiento general parcial, destacando la urgencia de implementar mejoras sustanciales en áreas críticas.

En lo referente al conocimiento del riesgo, se detectó una omisión significativa en la falta de información detallada sobre las edificaciones, como el área total construida, el número de pisos, el año de la licencia de construcción, así como los espacios comunitarios, lo cual incumple con lo establecido en el Artículo 2.3.1.5.2.1.1 del Decreto 2157 de 2017. Los representantes de la empresa reconocieron esta deficiencia y se comprometieron a incluir dicha información en el PGRD de 2024. Sin embargo, aunque durante la visita se presentaron, finalmente no se adjuntaron los soportes documentales que respaldan este compromiso.

En cuanto a la reducción del riesgo, se observó que el PGRD no contempla un fondo de ahorro contingente destinado a cubrir los costos derivados de desastres no gestionados a tiempo, incumpliendo así el Artículo 2.3.1.5.2.2.3 del Decreto 2157 de 2017. Aunque se mencionaron pólizas de seguros, estas no sustituyen la necesidad de un fondo específico. La empresa asumió el compromiso de incluir este aspecto en el PGRD 2024, pero no se proporcionaron evidencias que avalen la existencia de tales protecciones financieras.

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

Respecto al manejo del desastre, se identificó la ausencia de procedimientos específicos para la realización de simulacros y la actualización del Plan de Emergencia y Contingencia «PEC», lo cual contraviene el Decreto 2157 de 2017. La empresa reconoció la necesidad de implementar estos procedimientos y se comprometió a incorporarlos en la próxima versión del PGRD. No obstante, no se entregaron documentos que sustenten dichos compromisos. En el ámbito de gobernanza u otros, se constató la falta de un plan de inversiones detallado que contemple las acciones necesarias para los procesos de conocimiento del riesgo, reducción del riesgo y manejo del desastre, incumpliendo así el Artículo 2.3.1.5.2.1.2 del Decreto 2157 de 2017. Adicionalmente, se observó la carencia de una estrategia clara de socialización y comunicación tanto interna como externa, fundamental para una gestión efectiva del riesgo.

5.14. Aspectos Calidad y reporte de la información al SUI

A continuación, se presenta la Información del cumplimiento de los reportes por parte de EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. ESP. al Sistema Único de Información – SUI.

4.13.1. Información de inscripción y actualización RUPS

El prestador EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP. realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS bajo imprimible No.

202482016436135 del 06 de agosto del 2024 donde realizó el registro de los siguientes datos (**Tabla 56**):

- Fecha de constitución: 11 de junio de 1997.
- Fecha de inicio de operaciones: 11 de junio de 1997.
- NIT: 846000241-8
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica
- Actividades Desarrolladas:

 Superservicios	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	 SIGME
--	--	---

Tabla 56 Registro actividades RUPS

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha Final
Energía	Comercialización	12/06/1997	-
Energía	Distribución	12/06/1997	-

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).

4.13.2. Cargue y Calidad de información

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 15 reportes en estado pendiente para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador se evidencia en la **Tabla 57**

Tabla 57 Porcentaje de Cargue

ID Empresa	Empresa	Año	Certificado	Certificado No Aplica	Pendiente	Porcentaje Cargue
2371	EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. ESP.	2023	364	99	4	99.14%

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 01/08/2024.

Tomando como base, el porcentaje de cargue de la Tabla 57, el prestador, para la vigencia 2023, tiene formatos pendientes, los cuales corresponden a: 3 Formatos Técnicos (PI2. Planes Seguimiento, PI4. Proyectos Seguimiento) y 1 Formatos Comercial y de Gestión. Cabe destacar que para las vigencias anteriores al 2023, el prestador cuenta con formatos pendientes, los cuales durante el transcurso de esta integral fue revisados en compañía del prestador.

En la reunión efectuada con el prestador, del tópico de calidad de información, quedó como compromiso, solicitar al equipo SUI la modificación de la fecha límite del formato TT9.

Para los demás formatos, el prestador manifestó que, se pondría al día con el cargue de la información en el SUI antes del 02 de septiembre de 2024; verificando el estado de cargue se

evidencia que el prestador ha cumplido con los compromisos y se encuentra en la corrección de los formatos pendientes, aunque existen aún varios formatos pendientes.

Evaluando la oportunidad de cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, del año 2023 se pudo constatar que la EEPSAESP presentó el 36 % de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes, para lo cual se genera un compromiso de evaluar la vigencia 2024 a corte Diciembre con el fin de validar mejoramiento en la oportunidad Ver **Tabla 58**

Tabla 58 Oportunidad de cargue

Variable	Fuera de Término	Con Oportunidad
Cantidad N°	295	167
Porcentaje %	64 %	36 %

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 01/08/2024.

En cuanto a reversiones, durante 2023 la EEPSAESP solicitó las relacionadas en la **Tabla 59**

Tabla 59 Resumen de formatos reversados

Año de la solicitud de reversión	Nombre formato o formulario reversado	Periodo	Fecha de ejecución
2023	CS3. Incentivo de Calidad Media	1	2023-01-18
2023	CS3. Incentivo de Calidad Media	1	2023-01-18
2023	CS3. Incentivo de Calidad Media	1	2023-01-18
2023	TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	12	2023-01-23
2023	S4. Inventario Áreas Especiales FOES (AE_FOES)	2	2023-03-24
2023	PI1. Inventario Planes	7	2023-03-30
2023	PI1. Inventario Planes	8	2023-03-30
2023	PI1. Inventario Planes	9	2023-03-30
2023	PI1. Inventario Planes	10	2023-03-30
2023	PI1. Inventario Planes	11	2023-03-30
2023	PI1. Inventario Planes	12	2023-03-30
2023	PI1. Inventario Planes	1	2023-03-30
2023	PI1. Inventario Planes	2	2023-03-30
2023	PI3. Inventario Proyectos	1	2023-03-30
2023	T6. Opción Tarifaria	2	2023-04-25
2023	TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	6	2023-08-22
2023	TT2. Inventario Transformadores	7	2023-08-30

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 01/08/2024.

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

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 (64% 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 2023 (17 reversiones) de las cuales 4 reversiones son del tópico Comercial y de Gestión y las otras 13 reversiones hacen referencia a los formatos Técnico operativo de la resolución antes mencionada.

5.15. Aspecto Normas Generales de Comportamiento

Para la Evaluación integral respecto de las reglas generales de comportamiento se procedió inicialmente con la revisión y visualización de cada uno de los procedimientos que están relacionados con el cumplimiento de la Resolución CREG 080 de 2019. Estos se visualizan en la página web de la empresa <https://energiaputumayo.com/creg-080/#1719602972459-494f34d0-2334>, los cuales se muestran en la **Figura 47**:

Figura 47 Visualización normas de comportamiento página web EEPSAESP



GREG 080



Fuente: imagen tomada página web de la empresa

 Superservicios	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	 SIGME
--	--	---

Al respecto la empresa publicó en su página web: <https://energiaputumayo.com/>, 2334 la información pertinente a los procedimientos citados en la norma, de tal manera que se informa a los usuarios los distintos aspectos y procedimientos que consideran deben conocer los usuarios con el fin de obtener respuesta clara a las solicitudes que realicen a la empresa, los mismos se relacionan en la **Tabla 60** con su respectivo enlace:

Tabla 60 *Procedimientos publicados EEPSAESP - Resolución CREG 080*

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Cartilla de seguridad eléctrica	https://energiaputumayo.com/wp-content/uploads/2024/08/Cartilla-de-seguridad-Agosto-2024_EEPSAESP.pdf
Cambio de comercializador	https://energiaputumayo.com/wp-content/uploads/2024/07/COMUNICADO_cambio_de_comercializador.pdf
Proceso en sede de empresa	https://energiaputumayo.com/wp-content/uploads/2024/07/COMUNICADO_informacion_de_interes.pdf
Carta de trato digno	https://energiaputumayo.com/wp-content/uploads/2024/07/COMUNICADO_trato_digno.pdf
Declaración de adhesión	https://energiaputumayo.com/wp-content/uploads/2024/06/Declaracion-de-ahesion-CREG-080.pdf
Procedimiento de atención de PQRs	https://energiaputumayo.com/wp-content/uploads/2024/06/AC-PR-01-Proc-de-Atencion-a-PQR-V04.pdf
Procedimiento de matrículas e instalación de medidores	https://energiaputumayo.com/wp-content/uploads/2024/06/AC-PR-02-Proc-de-Matriculas-e-Instalacion-de-Medidores-V05-1.pdf
Procedimiento de registro de llamadas relacionadas con la interrupción del servicio	https://energiaputumayo.com/wp-content/uploads/2024/06/CS-PR-04-Proc-Reg-LLlamadas-relacionadas-con-Interrup-del-Serv-V04.pdf

 Superservicios	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	 SIGME
--	--	---

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Procedimiento del nivel de satisfacción del usuario NSU	https://energiaputumayo.com/wp-content/uploads/2024/06/AC-PR-03-Procedimiento-NSU-V02-1.pdf

Fuente: información de la empresa - construida DTGE

De la revisión general de los procedimientos, se observó que la empresa tiene establecido y publicados los procedimientos que determinó eran necesarios para dar cumplimiento a la normativa citada, al realizar la revisión de los citados procedimientos y documentos se encontró que de manera general dan cumplimiento a la premisa establecida por la CREG en cuanto a la información que los agentes deben suministrar a sus usuarios sea clara y sencilla, adicional de estar disponible.

Finalmente, la empresa de EEPSAESP informa que en busca optimizar el sitio web para dispositivos móviles o teléfonos celulares, permitiendo la búsqueda de la información importante en el sitio web, esta iniciativa se espera este implementada para el mes de noviembre de esta vigencia, la cual permitirá el cambio de la forma de presentar los procedimientos y hacerlos más entendibles y amigables para el usuario, de igual manera no se deja como un compromiso ya que se considera un valor agregado que la empresa está desarrollando en tal sentido.

De acuerdo con lo anterior, se encontró que a nivel general los procedimientos y la información suministrada por la empresa EEPSAESP a los usuarios de su mercado, están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que debieran aportar, en cumplimiento de la regulación citada.

5. HALLAZGOS

En la *Tabla 61*, se relacionan los hallazgos identificados en desarrollo de la evaluación integral:

Tabla 61 Hallazgos

No.	Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
1	Tarifas: Reportes de Información Tarifaria al SUI	Información reportada de forma incorrecta o reportada de forma extemporánea.	Estado de cargue información tarifaria al SUI, cálculos detallados remitidos por la empresa.	NO CUMPLE
2	Tarifas: 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, información recopilada durante la visita y cálculos detallados remitidos por la empresa.	NO CUMPLE
3	(Corresponde al hallazgo Nro. 60. FSSRI del acta de visita de fecha: 12 al 14 de agosto de 2024). Se requiere sustentar y/o reversar y reportar los valores reportados en el SUI en los formatos de facturación (TC2) dadas las diferencias presentadas para las vigencias de 2022 y 2023.	Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos TC2	Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión del formato TC2	NO CUMPLE
4	(Corresponde al hallazgo Nro. 61. FSSRI - FOES del acta de visita de fecha: 12 al 14 de agosto de 2024). Se requiere sustentar y/o reversar 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: uso comercial, industrial y provisional, durante la vigencia 2022 y 2023 (Información SUI formato TC1 vs Información Aportada). Se requiere dar cumplimiento a la georeferenciación de los usuarios atendidos, situación que debe ajustarse en la variable 21 "Altitud", del mencionado formato. De igual forma,	Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos TC1	Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión del formato TC1	NO CUMPLE

No.	Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
	revisar y ajustar la información de las variables: 17 "Condiciones Especiales", 18 "Tipo Área Especial" y 19 "Código Área Especial", de conformidad con las observaciones contenidas en el presente informe.			
5	(Corresponde al hallazgo Nro. 62. FSSRI - FOES del acta de visita de fecha: 12 al 14 de agosto de 2024). Se requiere sustentar y/o revertir los valores reportados en el SUI en los formatos S1, dadas las diferencias presentadas durante las vigencias 2022 y 2023, (Información SUI vs Información Aportada). En las variables "Subsidios Otorgados", "Contribuciones Facturadas", "Giros recibidos".	Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos S1.	Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión del formato S1.	NO CUMPLE
6	(Corresponde al hallazgo Nro. 63. FSSRI - FOES del acta de visita de fecha: 12 al 14 de agosto de 2024). Se requiere sustentar y/o revertir los valores reportados en el SUI en los formatos S2, dadas las diferencias presentadas durante las vigencias 2022 y 2023, (Información SUI vs Información Aportada). Variable "Giros Recibidos".	Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos S2.	Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión del formato S2.	NO CUMPLE
7	(Corresponde al hallazgo Nro. 64. FSSRI - FOES del acta de visita de fecha: 12 al 14 de agosto de 2024). Dadas las asimetrías de la información allegada, se requiere que el prestador realice la reversión del formato S6 y TC1, dadas las asimetrías y presuntos	Documento mediante el cual la empresa informe a la SSPD sobre las inconsistencias en la información aportada, las diferencias entre la información	Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión de los formatos S6 y TC1.	NO CUMPLE

No.	Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
	errores interpretativos por acción u omisión de la Resolución SSPD No. 20212200012515 para las vigencias 2022, 2023 y extensivo a 2024.	aportada y lo reportado en el SUI. Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos S6 y TC1.		
8	(Corresponde al hallazgo Nro. 66. FSSRI - FOES del acta de visita de fecha: 12 al 14 de agosto de 2024). Se requiere proceder con la solicitud de habilitación y reporte del formato S5 Validaciones Trimestrales Subsidios, toda vez que, debe reflejar las validaciones trimestrales de subsidios, contribuciones y FOES que realiza el Ministerio de Minas y Energía y se encuentran es estado "En Firme".	Solicitud de habilitación y reporte del formato S5 que acrediten las validaciones en firme recibidas por MME.	Solicitud de habilitación y reporte del formato S5 que acrediten las validaciones en firme recibidas por MME.	NO CUMPLE
9.	(Corresponde al hallazgo Nro. 68. FOES del acta de visita de fecha: 12 al 14 de agosto de 2024): Se presentan diferencias en la información reportada en el S1 y TC2 respecto a los recursos FOES remitidos a esta entidad en calidad de información a auditar, lo remitido mediante conciliaciones al MME. Para 2022 y 2023. De igual forma, se identificó códigos de áreas especiales suministrados por el prestador que no se encuentran en el formato TC1 y S4; así como inconsistencias de los formatos TC1 y TC2 "Estrato Sector" y "Consumo de Subsistencia". Por lo que	Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos en mención.	Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión de los formatos en mención.	NO CUMPLE

No.	Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
	se requiere sustentar y/o revertir y reportar formatos S4, S1, TC2 y TC1 vigencias 2022 y 2023.			
10	(Corresponde al hallazgo Nro. 71. FSSRI del acta de visita de fecha: 12 al 14 de agosto de 2024): Se requiere revertir y reportar el formato S10 para la vigencia 2023, conforme a las inconsistencias presentadas.	Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión del formato en mención.	Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión del formato en mención.	NO CUMPLE
11	Certificación de información para los formatos PR4 2023-1, E11 2024-7.	Cargue de información	A la fecha continúan pendientes por cargue estos formatos. Compromiso para el 10 de agosto del 2024.	NO CUMPLE
12	Calidad del servicio SDL	Cumplimiento de indicador de calidad SAIFI	SUI formato CS1 y plataforma INDICA de XM	NO CUMPLE
13	Calidad del servicio SDL	Resolución CREG 024 de 2005	EEPSAESP manifestó que no ha remitido a la CREG los registros de los equipo de medición de calidad de la potencia	NO CUMPLE
14	Acceso a Redes	Resolución CREG 174 de 2021	Aplicación de los artículos 7 y 8 de la Regulación CREG 174 de 2021 en el sistema de información de disponibilidad de red y sistema de información para el trámite en línea .	NO CUMPLE
15	Acceso a Redes	Resolución CREG 075 de 2021	Aplicación de los tiempos y de las disposiciones de las diferentes etapas de las solicitudes de asignación de capacidad de transporte que trata la Regulación CREG 075 de 2021. Por lo cual se requiere que la empresa ajuste sus procedimientos operativos y administrativos para garantizar las respuestas a los usuarios dentro de los tiempos establecidos en la regulación.	NO CUMPLE
16	PGRD	Decreto 2057 de 2017	Falta de información específica en el proceso de conocimiento del riesgo. El PGRD vigencia 2023 no incluye información detallada sobre las edificaciones, tales como el área total	NO CUMPLE

No.	Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
			construida, el número de pisos, el año de la licencia de construcción y el número de espacios comunitarios, lo cual contraviene el Artículo 2.3.1.5.2.1.1 del Decreto 2157 de 2017.	
17	PGRD	Decreto 2057 de 2017	Identificación incompleta de instalaciones que representan riesgo. El PGRD vigencia 2023 no identifica de manera específica las instalaciones que podrían representar amenazas o desencadenar un efecto dominó en caso de un evento adverso, como lo exige el Decreto 2157 de 2017 en su Artículo 2.3.1.5.2.1.1.	NO CUMPLE
18	PGRD	Decreto 2057 de 2017	Falta de inclusión de amenazas y escenarios de riesgo en instrumentos de planificación. El PGRD vigencia 2023 no describe ni menciona específicamente las amenazas y escenarios de riesgo identificados en los instrumentos de planificación del desarrollo y gestión territorial, como el POT y el POMCA, lo cual incumple con el Artículo 2.3.1.5.2.1.1 del Decreto 2157 de 2017.	NO CUMPLE
19	PGRD	Decreto 2057 de 2017	Ausencia de un fondo de ahorro contingente. El PGRD vigencia 2023 no menciona la existencia de un ahorro contingente para cubrir los costos derivados de desastres no gestionados a tiempo, como lo establece el Artículo 2.3.1.5.2.2.3 del Decreto 2157 de 2017.	NO CUMPLE
20	PGRD	Decreto 2057 de 2017	Deficiencias en el manejo del desastre. Se observó una ausencia de procedimientos específicos para la realización de simulacros y la actualización del Plan de Emergencia y Contingencia «PEC», incumpliendo así con las normativas del Decreto 2157 de 2017.	NO CUMPLE
21	PGRD	Decreto 2057 de 2017	Cobertura limitada del PGRD. Finalmente, se observó que el PGRD vigente hace referencia únicamente a una parte de la infraestructura en la actividad de distribución, específicamente a la Subestación Renacer. No se evidenció un	NO CUMPLE

No.	Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
			documento de El PGRD general, de vigencia 2023, que cubra todas las actividades e infraestructuras de prestación del servicio de energía en el área de operación de la empresa, tal como lo establece el Decreto 2157 de 2017. Actualmente, además de la Subestación Renacer, se encuentran en operación las subestaciones Junín, Villagarzón y Puerto Guzmán y se proyecta la puesta en funcionamiento de las subestaciones Puerto Guzmán, Orito y Piamonte. Tampoco, se cuenta un PGRD específico para cada una de las infraestructuras que hacen parte de la EEPSAESP, de acuerdo con los lineamientos establecidos en el mencionado decreto.	
22	RETIE	Artículo 26, numeral 26.1, Cartilla de seguridad literal b del RETIE	No se evidenció que la empresa mantenga la cartilla de seguridad de forma física en sus puntos de atención al usuario para su difusión.	NO CUMPLE
23	RETIE	Numeral 26.1 del RETIE	No se evidenciaron las acciones y tampoco se aportó información completa respecto a las recomendaciones de seguridad realizadas a los usuarios en los periodos establecidos en el RETIE (al menos cada 6 meses), debido a que EEPSAESP solo remitió una factura correspondiente al mes de agosto con la información requerida y no remitió la información acordada para el primer semestre de 2023.	NO CUMPLE
24	RETIE	Numeral 26.2 del RETIE	No se evidenció ni tampoco se aportó información respecto a las recomendaciones de seguridad realizadas a los usuarios en los mantenimientos preventivos o correctivos de redes, donde el OR debe informar a los residentes cercanos al lugar del trabajo objeto del mantenimiento, sobre los riesgos de origen eléctrico, dejando evidencias del hecho.	NO CUMPLE
25	RETIE	Numeral 2.1.1. «Conformidad de la instalación» RETIE.	No presentó evidencia de los Dictámenes de Inspección respecto de los 10 proyectos realizados en el Sistema de Distribución Local.	NO CUMPLE

No.	Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
26	RETIE	RETIE Capítulo 2, Artículo 15, numeral 15.6	EEPSAESP a la fecha no ha realizado mediciones ni mantenimientos de los sistemas de puesta a tierra ni en subestaciones ni en redes, es decir que no se está dando cumplimiento de la tabla 15.5 del RETIE.	NO CUMPLE
27	Certificación de información para los formatos PR4 2023-1.	Cargue de información - SUI	A la fecha continúan pendientes por cargue estos formatos. Compromiso para el 10 de agosto del 2024.	NO CUMPLE
28	Certificación para los formatos PI2 2023-1 y PI4 2023-1.	Cargue de información - SUI	A la fecha continúan pendientes por cargue estos formatos. Compromiso para el 02 de agosto del 2024.	NO CUMPLE
29	Justificación del no cargue del formato TC5 2023-1 y la fecha en la que será certificada la información.	Cargue de información -SUI	El prestador realizará la validación y enviará soportes de la certificación de los formatos o la justificación del no cargue y la fecha de la certificación del formato encaso que aplique.	NO CUMPLE

6. ACCIONES CORRECTIVAS DEFINIDAS

Aspectos Comerciales

Medición:

Se solicitó a la empresa hacer la evaluación de la reliquidación del cobro por concepto de energía reactiva en atención a las disposiciones regulatorias y, del mismo modo, realizar los respectivos ajustes al sistema de gestión comercial para la liquidación por dicho concepto.

Se le recomendó a la empresa la agilidad en la implementación de las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 105 007 de 2024 sobre la metodología para determinar las investigaciones por desviaciones significativas donde se requiere por parte de la empresa la realización de las adecuaciones en su sistema comercial, en su página WEB, la modificación al CCU, está última publicada antes de la entrada en vigor de la resolución, desarrollos tecnológicos y, adicionalmente, el planteamiento de la analítica de datos para identificar a los usuarios por fuera de la aplicación de la metodología.

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

Subsidios:

Se requiere que el prestador establezca las acciones de control, necesarias para garantizar la calidad y oportunidad en el reporte de información al Sistema Único de Información SUI de esta Superintendencia, considerando lo señalado en el artículo 4°. Responsabilidad de los Prestadores del Servicio Público de Energía Eléctrica, de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021. «La información que reportan los prestadores del servicio público domiciliario de energía eléctrica al SUI es una información entregada al Estado Colombiano para los fines previstos en el artículo 14 de la Ley 689 de 2001. En consecuencia, una vez cargada y certificada la información se considera oficial para todos los efectos previstos en la ley y podrá ser rectificadas de acuerdo con el procedimiento definido por la SSPD, sin perjuicio de las investigaciones a las que haya lugar.

Será responsabilidad de los prestadores del servicio de energía eléctrica el reporte oportuno, veraz y completo de la información establecida en la presente resolución en las fechas y con las características aplicables a cada formato de conformidad con lo indicado en la Circular Externa SSPD No. 0001 del 25 de enero de 2006. El reporte no veraz o incompleto se entenderá como un incumplimiento a la obligación de reporte de información que trata la presente Resolución, la cual solo se entenderá cumplida, cuando se reporte la información subsanando la respectiva irregularidad.

En caso de no estar disponibles los cargues de información en el SUI, es responsabilidad del prestador solicitar la habilitación de los mismos a través de los medios que disponga la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para tal fin, incluso si los formatos se deben reportar como “No Aplica”».

Aspectos Técnicos Operativos

- Realizar la revisión de los requisitos establecidos en los artículos 7 y 8 de la Resolución CREG 174 de 2021 y la aplicación de los tiempos regulatorios indicados en la Resolución CREG 075 de 2021 para proyectos CLASE 2.

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

- Se debe revisar, la posibilidad de constituir las pólizas de aseguramiento de la infraestructura, considerando que es un riesgo operativo dado que la empresa ya se vio afectada por un evento de desastre natural.
- Realizar una revisión de los soportes de los eventos excluidos por la empresa dentro de las causales 28 relacionadas al literal g del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, ya que estos soportes deben estar acordes a los términos definidos por la regulación.
- Elaborar el procedimiento de apertura, cierre y seguimiento de las instalaciones provisionales otorgadas por la empresa, con el objetivo de tener un mejor control sobre dichas instalaciones y minimizando el riesgo de superar con los tiempos establecidos en el numeral 28.1 del RETIE para el otorgamiento de las instalaciones provisionales.

7. CONCLUSIONES

Aspectos Administrativos y Financieros

- La EEPSAESP presenta márgenes de rentabilidad positivos a nivel general y a nivel de los accionistas. La empresa es viable operacionalmente y al cierre del año 2023 presenta un flujo de caja suficiente para cubrir sus actuales deudas financieras.
- La empresa presenta una eficiencia en su operación relativamente estable, al respecto, la rotación de cartera se ubica en 56 días y al profundizar en ella se observa una mejora en la edad de cartera al disminuir la participación de moras superiores a 180 días de un 13% en el año 2022 a 5% al cierre del primer trimestre del año 2024 (8% al cierre del año 2023).

- El aumento de la cartera general en 141% entre los periodos 2022 y 2023 se debe al nuevo segmento de negocio de la empresa, comercialización de energía al por mayor, y esta cartera corresponde a cartera al día.
- No se observa una alerta crítica sobre el negocio en marcha de parte del Auditor Fiscal y del Auditor Externo de Gestión y Resultados (AEGR); sin embargo, este último, llama la atención sobre los posibles riesgos de liquidez que puede presentar la empresa por dos razones, la primera es el creciente endeudamiento financiero de la empresa y el segundo es la dependencia de los subsidios por parte del ministerio de Minas y Energía, los cuales se pueden retrasar en su pago y generar presiones de caja que pueden poner en riesgo los pagos de corto plazo.
- El último punto reviste especial vigilancia por parte de esta Superintendencia toda vez que la empresa presenta el proyecto de construcción de la subestación llamado Renacer, el cual implica un nuevo endeudamiento por COP \$86.300 millones a través de un crédito con Findeter. Este crédito, implica un nuevo nivel de endeudamiento estimado del 80% aproximadamente y un pago de intereses superior al 200% (IBR Banrepública 22 de agosto de 2024, 10.758% E.A.). Si bien el ciclo económico actual es bajista en tasa, el crédito presenta una duración de 12 años en los cuales el riesgo de tasa es latente.
- Se resalta la diversificación de ingresos y fortaleza del activo fijo a través de la venta de energía mayorista y el proyecto Renacer respectivamente. El incremento en ingresos es relevante, del 63%, con una exposición en bolsa del mercado regulado no mayor 20% (política empresa), y en los contratos de energía mayorista no mayor al 3.5%, este último con una demanda asegurada de energía en contratos bilaterales. Se espera que esta rigurosidad en la administración del negocio se mantenga y se pueda reflejar en la consolidación de sus cifras financieras para los años siguientes.

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

- Por último, se resalta la permanencia de la empresa en riesgo medio-bajo de acuerdo al modelo de Riesgo implementado con base en las Resoluciones CREG 072 de 2002 y su modificatoria CREG 034 de 2004. Sin embargo, existe un margen de mejora para la empresa en términos de liquidez y administración de sus costos operacionales y administrativos, que podrían permitir a futuro una consolidación financiera y operacional contribuyendo de mejor manera a los objetivos sociales de la región en la cual hace presencia y para los accionistas.

Aspectos Técnicos Operativos

- En torno a acceso a redes, se requiere que la empresa ajuste los requerimientos y exigencias establecidas en los artículos 7 y 8 la Resolución CREG 174 de 2021. Por su parte, en cuanto a la revisión de la aplicación de la Resolución CREG 075 de 2021 para proyectos CLASE 2 se requiere que el prestador ajuste sus procesos internos para garantizar las respuestas a los usuarios dentro de los tiempos establecidos.
- En lo que respecta al plan de inversión, es de especial preocupación la ejecución del proyecto de construcción de la Subestación Renacer (Mocoa) que reemplazaría la Subestación Junín. Este proyecto cuenta con un estado alto de madurez, pero su construcción no ha sido iniciada debido a la necesidad de realizar estabilización de terreno cuya remuneración fue solicitada a través de una unidad constructiva especial en agosto de 2022. Días previos a la evaluación integral, la CREG aprobó parcialmente dicha unidad constructiva, pero acorde con la empresa, la factibilidad de este proyecto requiere de su reconocimiento completo. De esta manera, fue generado un recurso de reposición a la resolución que aprobó el ajuste al plan de inversión y acorde con la empresa se puede esperar hasta noviembre de 2024 por la respuesta por parte de la CREG antes de comprometer la fecha de puesta en operación de este proyecto, diciembre de 2025. La ejecución de este proyecto es crítica para la prestación del

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

servicio y de verse retrasada puede comprometer diferentes dimensiones de esta tal como la atención de nueva demanda, calidad y confiabilidad del servicio.

- La tragedia de Mocoa representó el mayor impacto en el retraso del resto de las inversiones aprobadas para la empresa, cuya recuperación requirió priorización de recursos financieros con respecto a otros proyectos. Adicionalmente, la liquidación de cargos bajo la metodología vigente y el resultante retorno de ingreso equivalente a alrededor de 20 MCOP 2017 en 12 meses representó otro factor de retraso de proyectos al comprometer el flujo de caja de la empresa hasta la expedición de la Resolución CREG 501 019 de 2022.
- A pesar de estas dificultades, la empresa continuó ejecutando inversiones no solamente enfocadas en la recuperación de la subestación Junín, sino también en construcción de nuevas redes, repotenciación, remodelación y reposición de transformadores y circuitos de media y baja tensión. De esta manera, buscando garantizar la prestación del servicio, reducción de pérdidas y mejorar la calidad del servicio.
- En próximos años, más allá de ejecutar inversiones retrasadas y ejecutadas parcialmente, a través del ajuste al plan de inversión previamente mencionado la empresa buscará robustecer la confiabilidad del sistema, garantizar expansión del sistema, modernizar su gestión operativa del sistema, y mejorar la calidad en la prestación del servicio a través de una serie de inversiones exploradas en esta evaluación. Es de particular preocupación el restado en la instalación y certificación del Sistema de Gestión de Activos considerando que su fecha de finalización propuesto es 2027, pero el límite regulatorio establecido fue enero de 2024.
- En lo que respecta al plan de gestión de pérdidas EEPsAESP presenta una reducción sostenida del índice de pérdidas totales desde 2021, posterior a un deterioro

considerable presentado en 2020. Esta reducción ha sido lograda a pesar de ser remunerado por concepto de mantenimiento a través de estrategias principalmente focalizadas en la instalación de medición inteligente, cuyo costo en su mayoría ha sido asumido por la empresa, en usuarios escogidos estratégicamente, así como la renovación del inventario de alumbrado público en los diferentes departamentos que hacen parte del mercado que operan. Las diferentes dificultades, retos y lecciones aprendidas han servido como base para definir una serie de estrategias nuevas que presentan un panorama favorable de la gestión de pérdidas adelantada por la empresa.

- En torno a calidad en el STR se requiere que la empresa realice una revisión de los planes anuales de mantenimiento dado que para las vigencias 2022 y 2023 estos no superan el 50% de ejecución.
- EEPSAESP solo dispone de medidores de calidad de la potencia en las barras de la subestación Junín 115 kV, pero la empresa no hay remitido la información a la CREG como se establece en la Resolución CREG 024 de 2005, lo cual constituye un incumplimiento regulatorio.
- Durante todo el periodo del esquema de calidad del servicio establecido por la Resolución CREG 0105 de 2018, la empresa no ha cumplido las metas regulatorias de calidad media (SAIFI) definidas en la Resolución CREG 017 de 2021. Esto configura un incumplimiento por parte del prestador en cuanto la calidad del servicio de energía eléctrica.
- Los hallazgos críticos identificados durante la visita resaltan incumplimientos significativos en áreas fundamentales del PGRD de la EEPSAESP, aunque la empresa ha asumido compromisos para subsanar estas deficiencias en el PGRD EEPSAESP 2024, la ausencia de soportes documentales durante la visita genera incertidumbre respecto a la efectiva implementación de estas medidas. Es imprescindible un seguimiento riguroso para asegurar que las actualizaciones comprometidas se ejecuten

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

conforme a lo establecido por la normativa, garantizando así la seguridad de las operaciones y la protección de las comunidades en su área de influencia.

- La evaluación integral del PGRD de la EEPsAESP para la vigencia 2023, junto con los resultados de la visita a las instalaciones, revela que, aunque se han hecho avances en la gestión del riesgo, persisten deficiencias críticas que limitan la efectividad del plan. La cobertura parcial del PGRD, que no abarca todas las infraestructuras operativas, además, la falta de implementación de medidas correctivas y de protección financiera adecuadas, representan riesgos significativos para la empresa.
- El PGRD para la vigencia 2023 no cumple plenamente con las normativas del Decreto 2157 de 2017, especialmente en aspectos clave como la preparación para emergencias y la gestión integral de todas las instalaciones «Subsección 1, Artículo 2.3.1.5.2.1.1, página 5». La falta de un fondo contingente y de procedimientos detallados para simulacros y actualizaciones del Plan de Emergencia y Contingencia «PEC» «Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.1.1, página 13» son áreas que requieren atención inmediata.
- El PGRD general requiere ser reestructurado en conformidad con lo establecido en el Decreto 2157 de 2017. Adicionalmente, se identificó la necesidad de formular un PGRD específico para cada una de las infraestructuras que hacen parte de la EEPsAESP, de acuerdo con los lineamientos establecidos en el mencionado decreto.
- Se recomienda a EEPsAESP, implementar una estrategia orientada a la inspección y verificación a lo largo de su sistema eléctrico, de aquellos incumplimientos de distancias de seguridad en su área de influencia y posteriormente tomar las acciones de control y mitigación de los riesgos de origen eléctrico que identifique, dando cumplimiento a lo establecido en el RETIE.

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

- La EEPSEAESP no realizó mantenimientos ni mediciones a los SPT en sus redes y subestaciones, por lo cual queda registrado como un compromiso realizar el seguimiento conjunto al plan de trabajo remitido por la empresa en cumplimiento con lo establecido en el numeral 15.5 del RETIE.

Aspecto Normas Generales de Comportamiento

- Una vez verificada el cumplimiento a las normas de comportamiento, Resolución CREG 080 de 2019, en especial lo referente a los artículo 9 y 25, se informó al prestador que los procedimientos diseñados de manera general son adecuados y están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que deben aportar, dando cumplimiento a la norma citada.

8. MEDIDAS RECOMENDADAS QUE PUDIERA SER OPORTUNO O PERTINENTE APLICAR

Aspectos Técnicos Operativos

- Se recomienda a la empresa iniciar el reporte de los registros de los equipos de medición de calidad de potencia a la CREG, en atención a lo establecido en la Resolución CREG 024 de 2005.
- Remitir a la CREG el informe de verificación del cumplimiento de requisitos emitido por la empresa OR BETTER, con el fin que esta entidad de la validez del cumplimiento del mismo.
- Actualizar la información en cuanto al sistema SCADA de la medición de disponibilidad de los equipos de tele medición, incluidos el segundo y tercer equipo como se establece en la Resolución CREG 015 de 2018.

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

- Se recomienda a la empresa ampliar la divulgación y socialización de las líneas de atención a los usuarios y demás canales dispuestos para este tipo de reportes, con el fin de obtener información con mayor detalle de los índices de accidentalidad en el área de influencia de la empresa. Lo anterior en concordancia con lo establecido en el Artículo 9.5 del RETIE.
- Se recomienda la elaboración de un procedimiento donde se describa en caso de la ocurrencia de un accidente eléctrico, el paso a paso incluyendo el reporte a las autoridades, identificación y reporte del evento, recepción y registro del evento, acciones a realizar para reestablecer las condiciones de seguridad posterior a su ocurrencia, análisis del accidente, entre otros. Lo anterior, con el objetivo de mejorar la gestión por parte de la empresa y hacer un mejor seguimiento en lo correspondiente a las exigencias del RETIE en concordancia con lo establecido en el numeral 9.5.
- En lo que respecta a la estrategia de comunicación del plan de inversión, se sugiere a la empresa seguir las recomendaciones presentadas en la sección 5.3.2.5.
- Verificar con el LAC la liquidación de pérdidas adicionales en el periodo octubre 2021 a marzo de 2023.

9. RESPONSABLES DE LA REALIZACIÓN (Menciona nombres y apellidos completos)

9.13. Responsable General

Omar Camilo López López – Director General

9.14. Equipo de Evaluación

Mauricio Rengifo Bocanegra – Aspectos Administrativos y Financieros

Diego Fernando Borda - Aspectos Comerciales

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

Rafael Ricardo Rojas - Aspectos Comerciales

Nelson Yesid González - Aspectos Comerciales

Angie Dayhan Garzón - Aspectos Comerciales

Christian Alarcón - Aspectos Comerciales

Jhon Cristian Giraldo Parra – Coordinador Grupo de Gestión Operativa en el SIN Aspectos Técnicos

Ángela Paola Beltrán – Aspectos Técnicos

Oscar Iván Torres – Aspectos Técnicos

Diego Martín Castillo – Aspectos Técnicos

Darío Fernando Obando Batallas – Aspectos Técnicos

Diego Alejandro Medina Forero – Aspectos Técnicos GGOS

Luz Adriana Ocampo Naranjo – Aspectos Técnicos

Juan Carlos Castiblanco Vargas – Aspectos Técnicos

Walter Patiño Piñeros – Aspectos SUI

Luis Carlos Rodríguez Bello – Aspectos Normal de Comportamiento

Revisó:

Omar Camilo López López – Director Dirección Técnica de Gestión de Energía - DTGE

Olga Lucia Triviño Rosado – Asesor DTGE

Luis Carlos Rodríguez Bello – Asesor DTGE

10. ANEXOS

Anexo 1 Suscriptores beneficiarios del descuento y/o exención tributaria putumayo

Anexo 2 Contexto Regulatorio

ANEXO 1

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

Se procedió a verificar la información allegada con lo reportado en el SUI, y empleando un ejercicio de verificación directamente en el sistema comercial del prestador, obteniendo los siguientes resultados que se ilustran en la **Tabla 62**:

Tabla 62 Resultado de la contrastación de la información comercial aportada por el prestador y lo reportado en el SUI formato S6 para 2023.

AÑO	INFORMACIÓN APORTADA				INFORMACIÓN REPORTADA FORMATO S6			
	NIU	USUARIO	CÓD	DESCRIPCIÓN	NIU	CAR_T169 0_NIT	CAR_T1 690_DV	COD_ACT_EC O _PRINC
2023	10360 7	HOTEL MOCOYA SAMAY	322	HOTEL	10360 7	9010935473	0	322
2023	10469 6	ROMERO GARCES LUZ DARY	322	HOTEL	10469 6	69006611	0	322
2023	20112 6	HOTEL SAMARY	322	HOTEL	20112 6	9000697282	6	322
2023	20466 1	SAMARII RESORT HOTEL SAS	322	HOTEL	20466 1	5420002	0	322
2023	28065 8	MUNIESA QUINTERO LINO	610	PESQUERA	28065 8	18183724	4	322
2023	29606 1	EMERALD ENERGY PLC	610	PETROLEO	29606 1	83002443	1	610
2023	40448 6	PLANTA GUAMUEZ	610	PETROLEO	40448 6	900233642	3	610

Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

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

Para el caso de la información aportada por el prestador en el desarrollo de la presente evaluación integral, se encuentra que, para la vigencia 2023, solo tiene a siete (7) usuarios que ostentan la condición de exentos de tributo, de los cuales se encontró el usuario identificado

bajo el NIU⁷ “280658”, identificado en su sistema comercial “CENTAURO” como el usuario señalado, identificado bajo la actividad principal del Registro Único Tributario (RUT) “610”, aduciendo que su descripción corresponde a “Pesquera”, como se muestra en la **Tabla 63**, Sin embargo, conforme a lo reportado en el SUI, ese mismo usuario registra con la actividad económica 322. Ante estas diferencias de información y una vez, constatado con el sistema comercial, evidenciando que, en efecto, se registró al usuario, sin considerar la actividad económica principal y el lleno de sus requisitos que ello implica.

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

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

Como se muestra en la **Tabla 63**, en donde se identifica dos tipos de presuntos errores de información: en primera instancia, existen usuarios que están reportados en el SUI para la vigencia 2022 como exentos, pero no fueron aportados dentro de la información allegada como proceso de la presente evaluación integral.

Tabla 63 Resultado de la contrastación de la información comercial aportada por el prestador y lo reportado en el SUI formato S6 y TC1 para 2022 - 2023.

AÑO	INFORMACIÓN ALLEGADA POR EL PRESTADOR				INFORMACIÓN REPORTADA EN EL TC1 SUI			
	NIU	NOMBRE USUARIO	CÓ D.	DESCRIPCIÓN	AÑO	ID_EMPR ESA	NIU_USUARIO	CONDICIONES_ESP
2022	103607	HOTEL MOCOA SAMAY	322	HOTEL	2022	2016	103607	“NINGUNA”
NO SE APORTA INFORMACIÓN DE ESTE USUARIO					2022	2016	104696	“NINGUNA”
2022	201126	HOTEL SAMARY	322	HOTEL	2022	2016	201126	“NINGUNA”
2022	296061	EMERALD ENERGY PLC	610	PETROLEO	2022	2016	204661	“NINGUNA”
2022	280658	MUNIESA QUINTERO LINO	610	PESQUERA	2022	2016	280658	CONTRIBUYENTE EXENTO
NO SE APORTA INFORMACIÓN DE ESTE USUARIO					2022	2016	296061	CONTRIBUYENTE EXENTO

⁷ NIU: Número de Identificación del Usuario o Suscriptor: Se refiere al número que el Operador de Red le ha asignado a cada uno de los usuarios conectados a su sistema.

Este código deberá ser comunicado por el OR al comercializador, a más tardar diez (10) deberá ser comunicado por el OR al comercializador, a más tardar diez (10) días calendario, siguientes a la conexión de un usuario. Días calendario, siguientes a la conexión de un usuario. Resolución SSPD No. 20212200012515

AÑO	INFORMACIÓN ALLEGADA POR EL PRESTADOR				INFORMACIÓN REPORTADA EN EL TC1 SUI			
	NIU	NOMBRE USUARIO	CÓ D.	DESCRIPCIÓN	AÑO	ID_EMPR ESA	NIU_USUARIO	CONDICIONES_ESP
2022	4044 86	PLANTA GUAMUEZ	610	PETROLEO	2022	2016	404486	"NINGUNA"
2023	1036 07	HOTEL MOCOYA SAMAY	322	HOTEL	2023	2016	103607	"NINGUNA"
2023	1046 96	ROMERO GARCES LUZ DARY	322	HOTEL	2023	2016	104696	"NINGUNA"
2023	2011 26	HOTEL SAMARY	322	HOTEL	2023	2016	201126	"NINGUNA"
2023	2046 61	SAMARII RESORT HOTEL SAS	322	HOTEL	2023	2016	204661	"NINGUNA"
2023	2806 58	MUNIESA QUINTERO LINO	610	PESQUERA	2023	2016	280658	CONTRIBUYENTE EXENTO
2023	2960 61	EMERALD ENERGY PLC	610	PETROLEO	2023	2016	296061	CONTRIBUYENTE EXENTO
2023	4044 86	PLANTA GUAMUEZ	610	PETROLEO	2023	2016	404486	"NINGUNA"

Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

De otra parte, se evidencia que, en la clasificación dada a los suscriptores exceptuados de tributo, no se tuvo en cuenta en el reporte del TC1, la condición especial que establece la variable "17. Condiciones Especiales" de ese formato, para (5) suscriptores en 2022 y 2023. Situación que denota presuntas fallas en el reporte de información al SUI, así como de la información allegada.

Por lo que, se requiere al prestador para que informe los mecanismos de control que establecerá, con la finalidad de evitar que estas situaciones se presenten.

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

Así mismo, en el caso de presentar usuarios que no cumplan con la normatividad legal vigente⁸ y que estén siendo acreedores de exención tributaria, el prestador deberá calcular el impacto financiero de las contribuciones dejadas de cobrar y efectuar los ajustes respectivos con el Min

⁸ Registro Único Tributario (RUT) en los códigos 011 a 360, 411 a 439 y 581 de la Resolución 139 de 2012, expedida por la UAE - Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales, DIAN.
Así como de la exención de contribución de la que indica el Artículo 40 de la Ley 2068 de 2020 y Ley 2155 de 2021.

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

Energía quien funge como el administrador del FSSRI, teniendo en cuenta su condición de agente recaudador de la contribución solidaria.

ANEXO 2

1. Contexto regulatorio

1.1. Plan de inversiones

La Resolución CREG 015 de 2018 cambió el paradigma de la remuneración de inversiones y con ello introdujo los denominados “plan de inversiones”. Este consistió en que los operadores de red presentaran, junto con la aprobación de cargos, una propuesta de proyectos de inversión a ejecutar en un periodo de cinco años. Estos proyectos debían abordar necesidades que tuviera tanto el Sistema de Distribución Local (SDL) como el Sistema de Transmisión Regional (STR), cuya ejecución cumplieran criterios tales como

- Orientados a los aspectos que mejoren la prestación del servicio como lo son la mejora en la calidad del servicio, la reducción de pérdidas, la atención de nueva demanda, mejora en la confiabilidad, renovación tecnológica y modernización de infraestructura, entre otros.
- Relación beneficio/costo mayor 1.

El plan presentado por cada operador fue evaluado y retroalimentado por la Comisión cuyo resultado fue la aprobación respectiva aprobación del plan de inversiones junto con la aprobación de cargos. En términos generales, en cada resolución de aprobación de cargos se encuentran los montos anuales aprobados del plan desagregados por nivel de tensión y categoría de activo, también definida en esta misma Resolución.

Cada proyecto de inversión está conformado por un conjunto de las denominadas “Unidades Constructivas” (UC). La CREG las define como el conjunto de elementos que conforman una

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

unidad típica de un sistema eléctrico destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica o a la supervisión o al control de la operación de activos. En otras palabras, pueden considerarse como los bloques que conforman una unidad típica en la infraestructura eléctrica. La valoración de cada UC fue definida por la CREG en los Capítulos 14 y 15 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018. Por lo tanto, la valoración de un proyecto corresponderá a la sumatoria de la valoración de las unidades constructivas que lo componen.

De esta manera, los montos anuales aprobados corresponden a la valoración de la totalidad de las unidades constructivas a poner en operación en cada año por parte del operador. Estos pueden entenderse como metas de inversión a las cuales los operadores se comprometen a ejecutar. Respecto a los montos aprobados, estos fueron acotados según lo dispuesto en el literal b. del numeral 6.4 Aprobación de los planes de inversión del Anexo General de esta resolución se establece que el valor del plan de inversión agregado para los niveles de tensión 1 al 3 calculado acorde a lo definido en el numeral 6.4.1 (VPIE_{j,t}) no puede ser superior al ocho por ciento (8%) del costo de reposición de referencia (CRR).

Es importante agregar que tanto el SDL como el STR son sistemas dinámicos cuyas necesidades de inversión pueden cambiar en una ventana de tiempo más cortas que la contemplada en el plan de inversión. Lo anterior implica que la ejecución del plan de inversión estará sujeta a cómo evolucionen las prioridades del sistema y la ejecución de los respectivos proyectos no necesariamente se ejecuta tal cual cómo se aprobó en el plan y puede implicar desplazamiento de las inversiones. Adicionalmente, la ejecución de las inversiones puede estar sujeta a condiciones propias de la empresa como lo son la situación financiera, externas o exógenas como lo son la condición social, permisos ambientales y gestión de incertidumbres. De esta manera, la metodología contempla la opción para que los operadores de red ajusten su plan de inversión periódicamente con una ventana de tiempo de cinco años. La solicitud fue generada por cada operador ante la CREG la cual se encarga de, a través de un proceso similar a la primera aprobación, evaluar y retroalimentar la solicitud. Una vez evaluada, la

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

modificación queda en firme a través de la expedición de una resolución particular. Los OR pudieron solicitar modificación al plan durante el primer año de ejecución y pueden solicitarla también cada dos años.

En cuanto a la ejecución, existen diferentes mecanismos a través de los cuales operadores de red reportan información asociada a la ejecución anual de su plan de inversión:

- **Reporte al liquidador del mercado (LAC).** Los OR reportan a finales de febrero de cada año a XM en calidad de LAC, entre otras variables, los montos ejecutados del plan de inversión desagregado por nivel de tensión y unidad constructiva. Esto en el marco de la Circular CREG 012 de 2020. Con base en esta información el LAC actualiza los cargos de distribución en abril de cada año.
- **Reporte a la SSPD y la CREG.** Los OR remiten a finales de marzo de cada año a la SSPD y la CREG un informe anual de ejecución del plan de inversión durante el año anterior. Esto en el marco de la Circular CREG 024 de 2020. Con base en esta información se genera la vigilancia y el seguimiento de la ejecución de los planes.
- **Reporte al público general.** Los OR deben contar con una página Web dedicada a la divulgación de su plan de inversión y su ejecución, la cual debe contener un informe de ejecución orientado a usuarios. Así mismo, deben publicar a través de un medio de alta circulación un resumen del plan de inversión ejecutado. Esto en el marco del numeral 6.7 de la Res. CREG 015 de 2018.

Es necesario aclarar que en esta regulación no existe un criterio o índice que determine el nivel de cumplimiento de un operador de red, ni tampoco define que se puede entender por “incumplimiento”. Cualquier definición de incumplimiento de un plan de inversión que se genere por parte de cualquier agente es netamente subjetiva.

1.2. Reconocimiento regulatorio de pérdidas de energía

Este anexo es complementario a las subsecciones asociadas con la componente tarifaria de pérdidas y gestión de pérdidas. A través de este se busca dar claridad al público general que

consulte este documento de los índices de pérdidas regulatorios, el reconocimiento y remuneración de pérdidas, su influencia en la componente de distribución, y cómo estas disposiciones fueron aplicadas para los operadores del Caribe, en particular para AIR-E siendo el operador objeto de esta evaluación integral.

1.2.1.1. Índices de pérdidas

A lo largo de la regulación y la literatura existen diversas formas de categorizar, definir y estimar las pérdidas de energía en un sistema de distribución de energía eléctrica y/o en un mercado de comercialización de energía. En esta sección, se dará un breve resumen de los índices encontrados en la regulación vigente, y con base en este se atenderán los requerimientos que conciernan. Un resumen de estos índices se presenta en la **Tabla 64**.

Tabla 64. Índices de pérdidas definidos a lo largo de la regulación.

Índice	Nomenclatura regulatoria	Calculado / determinado por	Periodicidad de actualización	Reportado a SSPD/SUI
Eficientes	$Pe_{j,n,m,t}$	CREG	NT1, 2, 3: actualización única con la aprobación de cargos. NT4: anual/mensual	Si
Reconocidas	$P_{j,n,m,t}$	LAC	Anual	Si
Adicionales	$Pad_{j,n,t}$	LAC	Anual	Si
Medidas referidas al STN	$PR_{n,j,t}/IPR_{n,m,j}$	LAC	Anual/mensual	Si
Totales	$IPT_{j,t}$	OR con plan de reducción: LAC OR con plan de mantenimiento: OR	Anual	Si
Técnicas	No aplica	OR	No aplica	No
No técnicas	No aplica	OR	No aplica	No

Fuente: Elaboración propia. DTGE.

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

Es de aclarar que estos índices de pérdidas son calculados por operador de red (j), nivel de tensión (n) y por unidad de tiempo, usualmente por mes (m) o año (t) dependiendo de la frecuencia de actualización. Cualquier otro alcance tanto temporal como espacial de estos índices es particular para cada operador de red y dependerá si se encuentra definido en el marco de la gestión de pérdidas definida por cada OR.

1.2.1.2. Pérdidas eficientes

La Resolución CREG 015 de 2018 define las pérdidas eficientes de la siguiente manera:

Pérdidas eficientes: *Las pérdidas eficientes se componen principalmente de las pérdidas técnicas del sistema, inherentes a la naturaleza eléctrica de su operación, y para nivel 1 (usuarios conectados a tensión menor a 1000 V) se incluye también un componente de pérdidas no técnicas calculadas de tal manera que se encuentren en un nivel en el cual es más rentable asumirlas que continuar reduciéndolas.*

Otra interpretación que se le ha dado a las pérdidas eficientes y se entiende de dónde es que se deriva su nombre, corresponde a la de un umbral a partir del cual la inversión requerida para reducir las pérdidas de un sistema es más costosa que reconocerlas a través de tarifa.

Realizando la trazabilidad regulatoria de estas pérdidas, se puede evidenciar que desde la Resolución CREG 082 de 2002 se ha mencionado las pérdidas eficientes, pero no fue sino hasta la Resolución CREG 184 de 2010, posteriormente derogada por la Resolución CREG 172 de 2011, que se da una definición formal similar a la presentada anteriormente, y se brinda la disposición particular que las pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1 corresponderán a las eficientes.

Los índices de pérdidas eficientes fueron actualizados y aprobados por parte de la CREG para todos los operadores de acuerdo con las disposiciones regulatorias del numeral 7.1.1., una vez

entro en vigor la Resolución CREG 015 de 2018 y pueden ser consultados en las resoluciones de aprobación de cargos de cada operador para los niveles de tensión 1 al 3. En lo que respecta a estos niveles de tensión la regulación no define un mecanismo para su actualización periódica, por lo que su interpretación como las pérdidas técnicas de un operador de red puede ser apropiada para la fecha de corte, pero no necesariamente para años posteriores dado que los OR a nivel nacional durante el periodo tarifario han ejecutado inversiones orientadas, entre otros ámbitos de la prestación del servicio, a la reducción de estas pérdidas a través del plan de inversión. En el caso del nivel de tensión 4 existe un mecanismo de actualización de índices gestionado por XM en calidad del LAC cuya frecuencia y estructura fue ajustada posterior a la verificación quinquenal de fronteras comerciales.

Es relevante agregar que, para el caso particular de la región Caribe, en el marco del régimen tarifario especial plasmado en la Resolución CREG 010 de 2020 se definió en el Artículo 12 que para aplicar la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018 en los mercados resultantes para la región Caribe, los índices de pérdidas eficiente serían iguales a los calculados para el mercado Caribe a la fecha de expedición de la Ley 1955 de 2019; es decir, los índices de pérdidas eficientes de ELECTRICARIBE previos a la 015 de 2018. Es de agregar que, durante la concepción y expedición de esta regulación, aún no se habían definido los mercados CARIBESOL y CARIBEMAR los cuales son atendidos por AIR-E y AFINIA, empresas que aún no habían entrado en operación, por lo que estos índices resultaron ser los mismos para estos operadores, sin importar las particularidades de cada mercado.

Por último, estos índices de pérdidas eficientes para AIR-E y AFINIA serán actualizados durante el quinto año de ejecución del plan de inversión (2025). Durante los tres primeros meses de dicho año estas empresas deberán remitir a la CREG los insumos de información necesarios para esta actualización y será la Comisión quien verifique y apruebe estos índices.

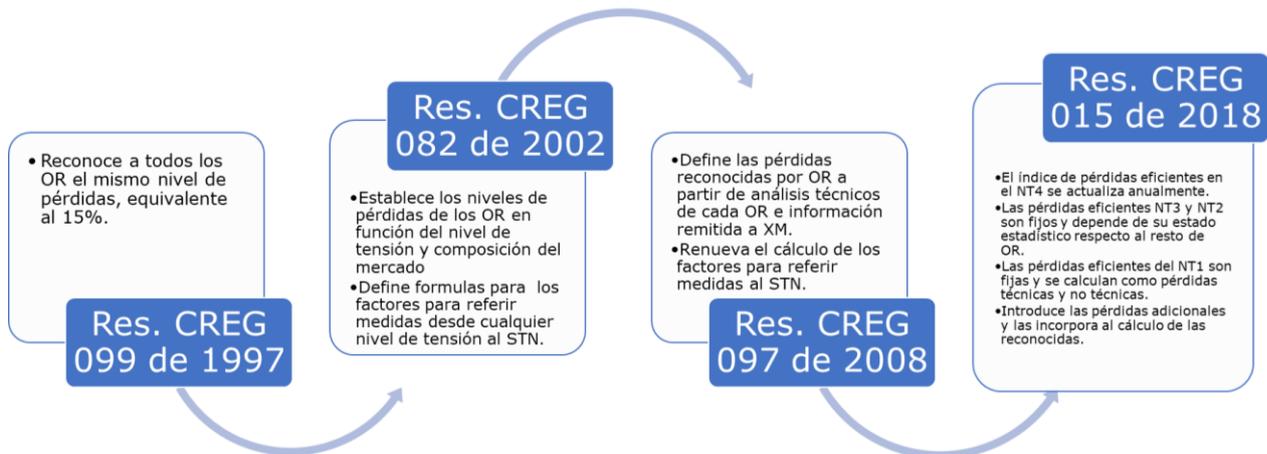
1.2.1.3. Pérdidas reconocidas

Las pérdidas reconocidas, y en particular el índice de pérdidas reconocidas, corresponden formalmente al porcentaje de las pérdidas por nivel de tensión que son reconocidas a través de

tarifa y que influyen el cálculo no solo de la componente de pérdidas, sino también la componente de distribución. Previa a la Resolución CREG 015 de 2018 era la CREG quien disponía y aprobaba los índices de pérdidas reconocidos para los Operadores de Red (OR), y posterior a esta definió nuevas disposiciones para su cálculo y actualización.

En la **Figura 48** se presenta un resumen del recorrido regulatorio de la definición de este índice de pérdidas, cuyo cálculo y definición se ha visto refinado a medida que la CREG ha tenido acceso a mayores y más precisas fuentes de información.

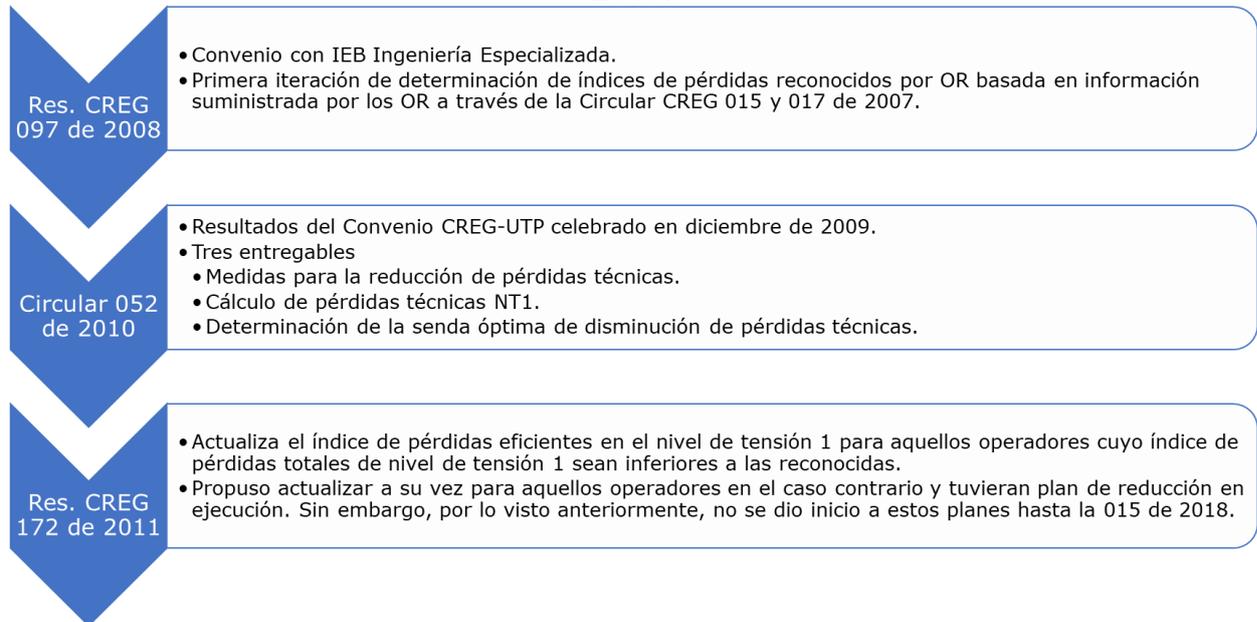
Figura 48. Recorrido regulatorio de las pérdidas reconocidas.



Fuente: Elaboración propia. DTGE.

Del anterior se destaca que a partir de la Resolución CREG 097 de 2008 la CREG empezó a tener en cuenta insumos de información por parte de los OR para la determinación de los índices de cada uno que en su momento se desarrolló a través del convenio celebrado con la firma IEB Ingeniería Especializada. Entre la 097 de 2008 y la 015 de 2018 se presentaron actualizaciones a los índices de pérdidas reconocidos y disposiciones en torno a estos dentro de los cuales se resaltan los presentados en la **Figura 49**.

Figura 49. Actualización a los índices de pérdidas reconocidos entre la 097 de 2008 y 015 de 2018.



Fuente: Elaboración propia. DTGE.

Para el caso de ELECTRICARIBE, estos no fueron sujeto de actualización del índice de pérdidas eficientes en el nivel de tensión 1 en el marco de la Resolución CREG 172 de 2011 dado que su índice de pérdidas de nivel de tensión 1 era superior al reconocido.

En términos generales, posterior a la Resolución CREG 097 de 2008 y previo a la Resolución CREG 015 de 2018 el índice de pérdidas reconocidos correspondía a una estimación de las pérdidas técnicas de un operador de red con base en las condiciones de su infraestructura eléctrica presentadas por estos durante el 2007 y 2011 para aquellos que aplicara para todos los niveles de tensión excepto el NT1 para el cual se reconocía una porción de las pérdidas no técnicas. En otras palabras, las pérdidas reconocidas eran equivalentes a las eficientes.

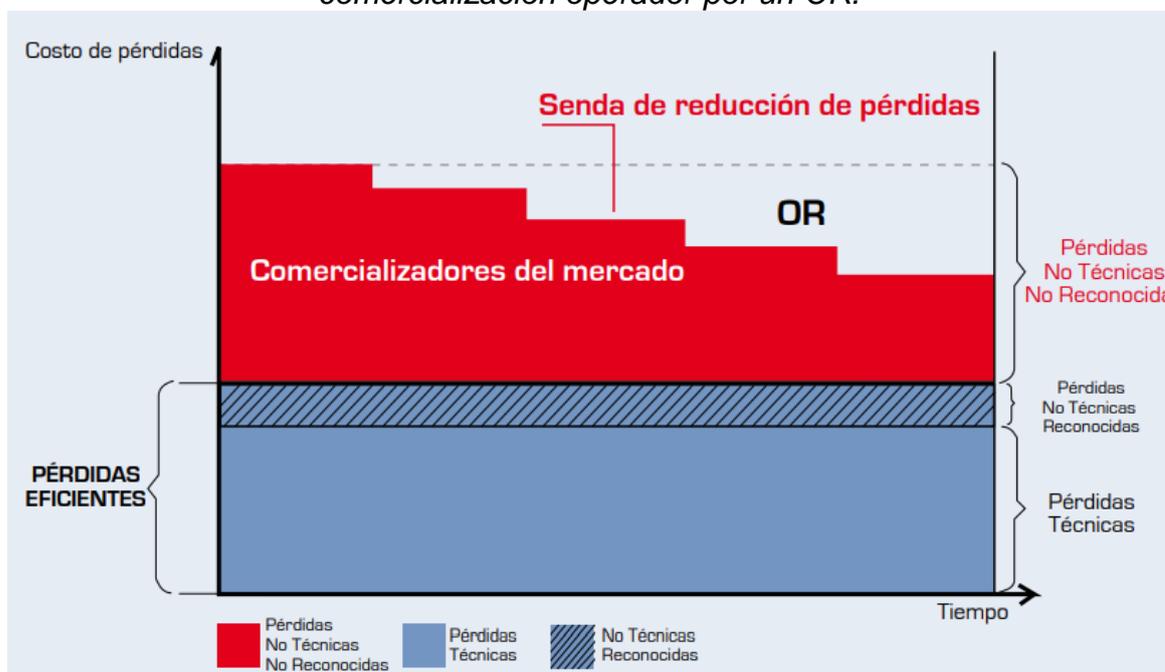
En la Figura 50 se ilustra gráficamente el reconocimiento de pérdidas para cualquier OR como fue ilustrada por la CREG en 2011 y que aún sigue siendo vigente. Esta puede desagregarse de la siguiente manera:

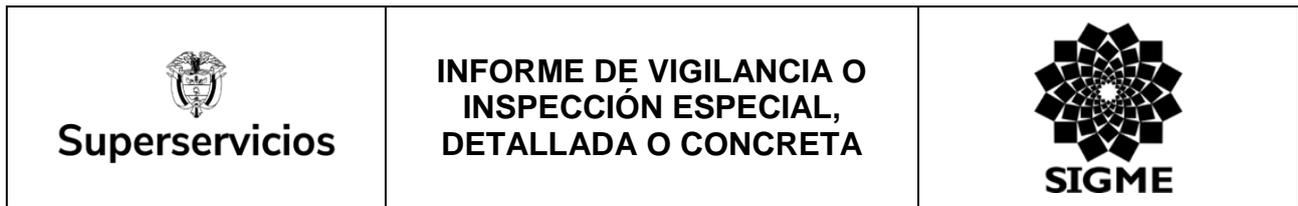
La región azul se encuentran las pérdidas eficientes que, hasta la entrada en vigencia de la Resolución CREG 015 de 2018, corresponde a las reconocidas. Es posible evidenciar que dentro de esta franja que se encuentra una franja con un patrón de rayas asociado a las pérdidas no técnicas reconocidas las cuales solo aplican para el nivel de tensión 1 y, como se puede evidenciar, es solo una pequeña porción del total de las pérdidas no técnicas.

La región roja que se encuentran por encima de las pérdidas eficientes corresponde a las pérdidas que representan las pérdidas no técnicas no reconocidas y un potencial de reducción. Este en principio no es reconocido por tarifa y es asumido por el mismo operador.

Como se verá a continuación, si bien la noción del cálculo de las pérdidas reconocidas cambió para ciertos operadores, la interpretación de esta gráfica continúa siendo la misma.

Figura 50. Descripción gráfica del reconocimiento de pérdidas en un mercado de comercialización operador por un OR.





Fuente: CREG⁹.

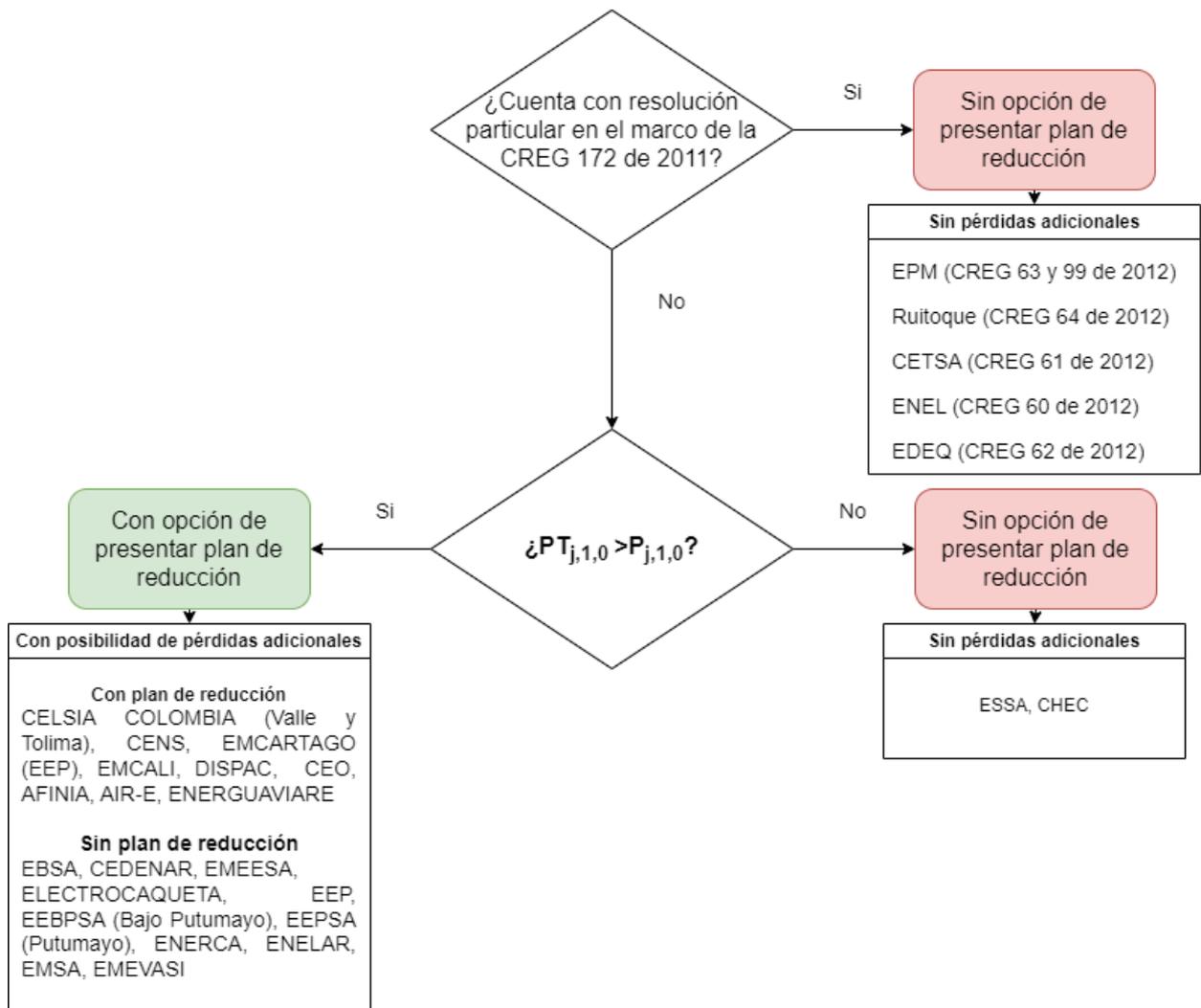
1.2.1.4. Pérdidas adicionales

Con la entrada de la Resolución CREG 015 de 2018, la noción de las pérdidas reconocidas cambió al introducir un nuevo índice de pérdidas denominado **índice de pérdidas adicionales** el cual junto con las pérdidas eficientes componen las pérdidas reconocidas vigentes como lo dispone el numeral 7.1.3. De la comprensión de esta Superintendencia, este índice corresponde a un incentivo adicional introducido por la Comisión con el fin de que en un horizonte de 10 años los operadores de red redujeran sus pérdidas de energía de nivel de tensión 1 hasta las pérdidas eficientes.

El reconocimiento de las pérdidas adicionales solo aplica para los Operadores de Red cuyas pérdidas en el nivel de tensión 1 a fecha de corte ($PT_{j,1,0}$) estaban por encima de las reconocidas en ese entonces ($P_{j,1,0}$) y no contaban con resolución particular en el marco de la Resolución CREG 172 de 2011. En la **Figura 51** se presenta el diagrama de flujo mediante el cual se distinguen qué operadores candidatos a recibir pérdidas adicionales. Es de destacar que **un operador es candidato para recibir pérdidas adicionales si tenía opción de presentar un plan de reducción de pérdidas, independientemente de si cuenta con uno aprobado.**

Figura 51. Diagrama de flujo selección de OR con posibilidad de obtener pérdidas adicionales.

⁹ Tomado de: Propuestas para remunerar planes de reducción de pérdidas no técnicas de energía eléctrica en sistemas de distribución local, CREG, 2011.
https://creq.gov.co/public_html/info/creq/media/tmp/pdf6266.pdf



Fuente: Elaboración propia. DTGE.

De su definición y cálculo en el numeral 7.1.3, se puede destacar que:

- El índice de pérdidas de pérdidas adicionales depende primordialmente de dos variables:

1.1. Nivel de ejecución del plan de inversión del OR con respecto al Costo de

Reposición de Referencia CRR¹⁰ ($X_{r,t}$). Entre mayor sea esta relación (con tope máximo 7%), mayores serán las pérdidas adicionales (acotado por las pérdidas totales en el nivel de tensión 1 a fecha de corte). Recíprocamente, si esta relación está por debajo del 4% no se les remunera pérdidas adicionales y las pérdidas reconocidas serán iguales a las eficientes. Se destaca que, para el primer año, el cálculo se realizó acorde a las expectativas de inversión de los OR. Este valor es reportado anualmente por los OR a XM en calidad del liquidador del mercado (LAC) de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 7.1.4.3.2.

1.2. Índice de Pérdidas Totales de nivel de tensión 1 a fecha de corte ($PT_{j,1,0}$).

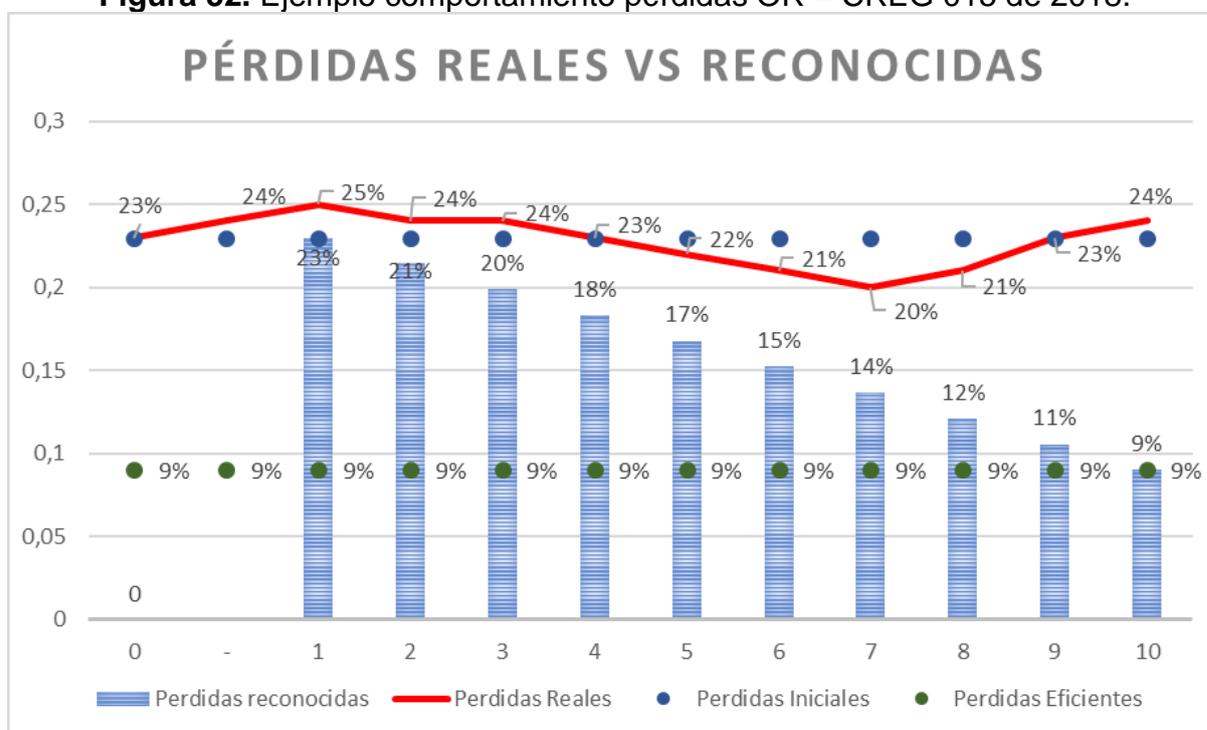
Este corresponde a las condiciones iniciales de las pérdidas de un OR y es el máximo valor que puede tomar el índice de pérdidas de energía de transición del OR, que hace parte del cálculo de las pérdidas adicionales. Entre mayor sea este valor, mayores serán las pérdidas adicionales resultantes. Este monto fue calculado por el OR, y revisado y aprobado por la CREG con base en información del operador e información del Sistema Único de Información (SUI) de esta Superintendencia.

- La remuneración de las pérdidas adicionales es una medida transitoria, la cual tiene un comportamiento decreciente a lo largo del tiempo en un horizonte de 10 años. Es decir, a pesar de que un operador de red mantenga condiciones de ejecución del plan de inversión óptimas, año a año la remuneración de estas pérdidas va decreciendo hasta llegar a 0, lo cual indica que el factor de pérdidas reconocido será igual a las pérdidas eficientes, tal y como se ilustra en la Figura 52.
- La remuneración de las pérdidas adicionales no aplica para todos los OR del país. Solo aplica para aquellos operadores que podían optar por un plan de reducción de pérdidas.

¹⁰ La variable CRR refleja el valor total remunerado de todos los activos que tiene el operador de red en operación a fecha de corte, teniendo en cuenta la metodología de remuneración vigente.

De lo anterior, se puede inferir que el objetivo del reconocimiento de las pérdidas adicionales apunta a incentivar a los OR que presentaban un potencial de reducción de pérdidas, a realizar las gestiones necesarias para lograr reducirlas a niveles razonables como es el caso de los Operadores de Red de la Costa Caribe. Es de resaltar que este índice de pérdidas adicionales, junto con las reconocidas, es calculado anualmente por XM con base en información reportada por el OR a través del reporte de información en el marco de la Circular CREG 012 de 2020. Con el fin de dar mayor claridad sobre esta dinámica, nos permitimos exponer un ejemplo genérico para nivel de tensión 1 de un operador de red que cuenta con unas pérdidas del 23% para la fecha de corte y sus pérdidas eficientes están por el orden del 9%. Adicionalmente, se asume que el OR ejecutó inversiones por encima del 7% del CRR todos los años, ya que si está por debajo de este rango la remuneración de las pérdidas adicionales se ve afectada a la baja. El comportamiento de los índices de pérdidas se ilustra en la **Figura 52**.

Figura 52. Ejemplo comportamiento pérdidas OR – CREG 015 de 2018.



Fuente: Elaboración DTGE.

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

Pérdidas Reales: Corresponde al comportamiento real de las pérdidas del OR durante los 10 años. **Pérdidas Iniciales:** Corresponde a las pérdidas del OR para el año 1 y se mantuvo en el tiempo como referencia.

Como se puede observar en este caso de ejemplo, las pérdidas reconocidas que se trasladan al componente de distribución y a su vez a la tarifa (Barras Azules) siguen una senda que parte de las pérdidas totales en la fecha de corte (año 0 – puntos azules igual a 23%) hasta llegar a nivelarse con las pérdidas eficientes (puntos verdes iguales a 9%) en un plazo de 10 años. Cabe resaltar, que en este caso el OR no logró reducir sus pérdidas de una forma razonable; sin embargo, la remuneración de las pérdidas que se traslada en la tarifa (pérdidas reconocidas) no responde a esta situación ya que va disminuyendo año a año independientemente de los resultados de la gestión realizada por el prestador.

1.2.1.5. Factores para referir medidas al STN

Los factores pérdidas para referir medidas al STN, como su nombre lo indica, son factores que reflejan la equivalencia de una unidad de energía medida desde un nivel de tensión particular hasta el Sistema de Transmisión Nacional (en adelante STN), la red de transporte de energía en alta tensión. El cálculo de estos factores está definido en la metodología distribución vigente, la Resolución CREG 015 de 2018 en los numerales 1.1.1., 7.2.2., 7.2.3. y 7.2.4. para los niveles de tensión 4, 3, 2 y 1, son calculados por el LAC, e informados a los OR y esta Superintendencia con una frecuencia mensual. Es decir, que la metodología de cálculo de estos factores es definida por la CREG, pero su cálculo es realizado por el LAC.

Respecto de estos factores, es importante destacar que su cálculo depende de las pérdidas reconocidas de acuerdo con lo expuesto anteriormente. Grosso modo, cuanto mayores sean las pérdidas reconocidas, mayores serán los factores de medida en cuestión.

En lo que respecta al cálculo de las componentes de tarifa, es posible encontrar estos dos factores en dos componentes:

4. **Pérdidas:** en la fórmula definida para el cálculo de la componente de pérdidas definida en el artículo 14 de la Res. CREG 119 de 2007, posteriormente modificado por la Res. CREG 173 de 2011, se encuentran dos términos asociados al costo de producción (generación) y transporte de pérdidas eficientes de energía (transmisión) los cuales se definen como las componentes de generación y transmisión de la tarifa multiplicadas por un factor de escala. Este factor de escala es exponencial y depende de la variable $IPR_{n.m.j}$. Entre mayor sea esta variable, mayor será la proporción de la componente de generación y transmisión trasladada a la tarifa. Los apartados regulatorios previamente mencionados definen que esta variable corresponde a los factores para referir medidas al STN por nivel de tensión.
5. **Distribución:** los cargos por uso por nivel de tensión, los cuales son insumo para el cálculo de la componente de distribución, dependen tanto del cargo de distribución como de los factores para referir medidas. Entre mayor sea este factor, mayores serán los cargos por uso.

Lo anterior, evidenciado en el formulario presentado en la **Tabla 65**.

Tabla 65. Formulario asociado a las pérdidas reconocidas y factores para referir medidas al STN.

Nivel tensión	Apartado reg.	Fórmula
Pérdidas reconocidas ($P_{1,j,t}, P_{2,j,t}, P_{3,j,t}, P_{4,j,m,t}$)		
Factores para referir medidas al STN ($PR_{1,j,t}, PR_{2,j,t}, PR_{3,j,t}, PR_{4,R,m,t}$)		
1	015/2018 7.2.4	$PR_{1,j,t} = 1 - (1 - P_{j,1,t}) \left[(1 - PR_{3,j,t}) \left(\frac{Fe_{j,3-1}}{Fe_{j,1}} \right) + (1 - PR_{2,j,t}) \left(\frac{Fe_{j,2-1}}{Fe_{j,1}} \right) \right]$

2	015/2018 7.2.3	$PR_{2,j,t} = 1 - (1 - P_{j,2,t}) \left[(1 - P_{4,R,m,t})(1 - P_{j,3,t}) \left(\frac{Fe_{j,3-2}}{Fe_{j,2}} \right) \right. \\ \left. + (1 - P_{4,R,m,t})(1 - P_{j,4,2}) \left(\frac{Fe_{j,4-2}}{Fe_{j,2}} \right) \right. \\ \left. + (1 - P_{j,STN-2}) \left(\frac{Fe_{j,STN-2}}{Fe_{j,2}} \right) \right]$
3	015/2018 7.2.2	$PR_{3,j,t} = 1 - (1 - P_{j,3,t}) \left[(1 - P_{4,R,m,t}) \left(\frac{Fe_{j,4-3}}{Fe_{j,3}} \right) \right. \\ \left. + (1 - P_{j,STN-3}) \left(\frac{Fe_{j,STN-3}}{Fe_{j,3}} \right) \right]$
4	015/2018 7.2.1, 1.1.1	$PR_{4,R,m,t} = P_{4,R,m,t} = 1 - \frac{\sum_{j=1}^{JR} ISMC_{j,4,R,m,t}}{\sum_{j=1}^{JR} ISMC_{j,4,R,m,t} * (1 - P_{4,j,m,t})^{-1}}$
Componente tarifaria de pérdidas ($PR_{m,n,i,j}$)		
1,2,3,4	173/2011	$IPR_{n,m,j} = PR_{n,j,t},$ $IPR_{1,m,j} = PR_{1,j,t}, IPR_{1,m,j} = PR_{2,j,t}, IPR_{1,m,j} = PR_{3,j,t}, IPR_{1,m,j} = PR_{4,R,m,t},$ $PR_{m,n,i,j} = [G_{m,i,j} \frac{IPR_{n,m,j} + IPR_{STN_{m-1}}}{1 - (IPR_{n,m,j} + IPR_{STN_{m-1}})} + T_m \frac{IPR_{n,m,j}}{1 - IPR_{n,m,j}} \\ + CPROG_{j,m}]$
Cargos por uso de distribución ($Dt_{4,R,m,t}$)		
1	015/2018 1.1.4	$Dt_{1,j,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{1,j,m,t}} + \frac{CD_{2,j,m,t}}{1 - P_{1,j,t}} - CDI_{1,j,m,t} + CDA_{1,j,m,t} + Dtcs_{1,j,m,t}$
2	015/2018 1.1.3	$Dt_{2,j,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{2,j,m,t}} + CD_{2,j,m,t} + Dtcs_{2,j,m,t}$

3	015/2018 1.1.2	$Dt_{3,j,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{3,j,t}} + CD_{3,j,m,t} + Dt_{CS3,j,m,t}$
4	015/2018 1.1.2	$Dt_{3,j,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{4,R,m,t}}$

Fuente: CREG, elaboración DTGE.

De esta manera, concluyendo que los factores para referir medidas al STN impactan la componente de distribución y pérdidas, los cuales dependen de las pérdidas reconocidas. Como se vio anteriormente, las pérdidas reconocidas cambian principalmente dependiendo del índice de pérdidas adicionales para los operadores de red que aplique, los cuales dependen de la energía de entrada, estado inicial de las pérdidas totales de nivel de tensión 1 y su nivel de ejecución de inversiones. **Por lo tanto, las pérdidas reconocidas y su consecuente impacto en las componentes de distribución y pérdidas no dependen directamente de la reducción de pérdidas de los operadores de red.**

1.2.1.6. Pérdidas técnicas y no técnicas

Las pérdidas de energía eléctrica pueden ser clasificadas de acuerdo a la naturaleza del origen de dichas pérdidas. Una de estas posibles clasificaciones puede corresponder a si las pérdidas son ocasionadas por fenómenos físicos inherentes a la operación de cualquier sistema eléctrico, u ocasionadas por factores exógenos a la operación del sistema. Esta clasificación corresponde a las pérdidas técnicas y no técnicas, respectivamente.

1.2.1.6.1. Pérdidas técnicas

Como se resaltó anteriormente, las pérdidas técnicas corresponden a energía que, valga la redundancia, se pierde en todos los diferentes equipos y elementos que componen el sistema eléctrico a lo largo de las diferentes etapas de la cadena de producción, transporte y distribución de energía eléctrica. Estas pérdidas son causadas por fenómenos físicos inducidos por energización de las redes y circulación del flujo eléctrico a través de estas, los cuales

tienen a manifestarse en disipación de calor y aumento de temperatura en los elementos, ruido ambiente, entre otros.

Estas pérdidas son inevitables por el mismo hecho que son inherentes a la operación del sistema. Si bien es posible reducirlas a través de mecanismos tales como modernización y reposición de infraestructura, estas no pueden ser reducidas a cero, sino a un umbral mínimo de eficiencia.

A lo largo de la regulación, se han realizado tres iteraciones de actualización de las pérdidas técnicas de los operadores de red a través de convenios entre la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y empresas consultoras y universidades con el fin de mejorar los mecanismos regulatorios para el reconocimiento de pérdidas, los cuales coinciden con las actualizaciones generada en el marco de las pérdidas reconocidas previamente exploradas y presentadas en la Figura 49.

Ahora bien, es importante destacar que, en la regulación vigente, las pérdidas técnicas para los niveles de tensión 2 al 4 pueden ser entendidas como las pérdidas eficientes, mientras que para el nivel de tensión 1, en donde la mayoría de los usuarios residenciales se encuentra conectados, corresponde a la suma de las pérdidas técnicas y una porción de las denominadas no técnicas, similar a lo que se observa en la Figura 50.

Como se destacó anteriormente, las pérdidas eficientes para los niveles de tensión 1 al 3 no se han actualizado desde la aprobación de cargos y para el caso particular de los operadores del Caribe por disposiciones de la Resolución CREG 010 de 2020, estos corresponden a los mismos de ELECTRICARIBE y serán actualizados hasta el quinto año de ejecución del plan de inversión, siendo este 2025. Por ende, los índices de pérdidas eficientes son un estimado y no deberían considerarse como el estado actual de las pérdidas técnicas de los operadores de red dado que, desde la aprobación de cargos, cada uno ha estado ejecutando dentro de su plan inversiones proyectos orientados a la reducción de este tipo de pérdidas.

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

Para la estimación de esta clase de pérdidas no se encuentra una disposición regulatoria que determine una metodología ni tampoco una periodicidad en su cálculo, y como se ha visto anteriormente usualmente la CREG parte de insumos de información por parte de los operadores de red para su estimación y/o verificación en cada metodología de distribución. A su vez tampoco existe una disposición para el reporte de estos ya sea a la CREG o a esta Superintendencia.

La expectativa en este caso corresponde a que cada operador realiza las estimaciones de sus pérdidas técnicas como parte del proceso de gestión a partir de herramientas de software especializadas para generar simulaciones de la operación de su sistema.

1.2.1.6.2. Pérdidas no técnicas

Las pérdidas no técnicas, como su nombre lo indica, se refieren a la energía perdida por factores no técnicos que tienden a ser exógenos a la operación del sistema eléctrico. Usualmente tienen a definirse como aquella energía entregada que no logro ser facturada por diferentes factores asociados a la gestión de las mismas empresas, así como factores directamente asociada al comportamiento de los usuarios. Dentro de las diferentes fuentes de pérdidas no técnicas se pueden encontrar las siguientes:

- **Conexiones ilegales a la red.** Corresponde a la conexión hacía la red de distribución por parte de usuarios usualmente a través de terceros no afiliados con las empresas sin notificación a la empresa o sin surtir el debido proceso de legalización.
- **Falta de facturación.** Trata de la imposibilidad de facturar a usuarios ya sea por falta de pago por parte de estos o por dificultades en el acceso a ciertas áreas usualmente por problemas de orden público.
- **Medición fraudulenta.** Corresponde a la medición errada de energía para la facturación por falta de calibración o alteración de los dispositivos de medida.

- **Fallas de gestión.** Pueden atribuirse factores asociados a aspectos por mejorar en la gestión de las pérdidas por parte de las mismas empresas.

Estos y otros factores representan oportunidades de mejora en la gestión operativa de los comercializadores y los operadores de red que en principio a través de estrategias de gestión de reducción de pérdidas e inversiones en infraestructura pueden mejorarse y en teoría poder llevar dichas pérdidas a cero. Sin embargo, no se puede descartar que existen circunstancias particulares de las regiones que impiden que el operador de red pueda desarrollar gestión de pérdidas e impida en efecto su potencial reducción.

Similar a las pérdidas técnicas, la regulación como tal no dispone de una metodología para la estimación de estas pérdidas. Si bien para el nivel de tensión 1 la Resolución CREG 015 de 2018 presenta en el numeral 7.1.1 un cálculo estimado de estas pérdidas que depende de los kilómetros de red rurales y la energía entregada en áreas especiales, este corresponde a una porción de las pérdidas no técnicas y no es representativo de la magnitud real de estas. Así mismo, este es un cálculo realizado una única vez y que no se actualiza periódicamente a lo largo del periodo tarifario.

De esta manera, la expectativa en este caso corresponde a que cada operador en conjunto con los comercializadores no incumbentes realiza las estimaciones de sus pérdidas no técnicas dentro del mercado de comercialización como parte del proceso de gestión a partir de gestión de la medida a lo largo de los niveles de tensión.

1.2.1.7. Índice de Pérdidas Totales

Este índice fue introducido con la Resolución CREG 172 de 2011 como un indicador para contabilizar las pérdidas totales que ocurren en un mercado de comercialización servido por un OR. El cálculo de este índice está definido en el numeral 7.1.4.1 de la Resolución CREG 015 de 2018 y están basados en un balance de energía entre flujos de energía de entrada y salida a lo largo de todos los niveles de tensión a lo largo de un año en el respectivo mercado con

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

base en mediciones en las denominadas fronteras comerciales. En términos generales, estos índices representan el panorama general de las pérdidas de energía en el sistema de un operador y representan el estado de la gestión de pérdidas de este.

Como su nombre lo indica, corresponde a las pérdidas totales de un mercado a lo largo de un año, no discrimina entre pérdidas técnicas y no técnicas, y abarca todos los niveles de tensión. En otras palabras, por definición, este índice podría interpretarse como la suma de las pérdidas tanto técnicas como no técnicas a lo largo de todos los niveles de tensión durante un año particular.

Este índice es insumo para la evaluación de los planes de reducción y para aquellos operadores que tienen uno aprobado, como es el caso de AIR-E, y es calculado anualmente por XM en calidad de liquidador de mercado a partir de insumos provistos por el Sistema Único de Información (SUI) de esta Superintendencia e información provista por la medición en fronteras comerciales registradas ante el ASIC, de acuerdo con las disposiciones del numeral 7.3.4 de la Resolución CREG 015 de 2018.

Estos operadores y aquellos que solo cuentan con plan de mantenimiento de pérdidas reportan además su propio cálculo de este índice en la plataforma del SUI durante el mes de abril de cada año siguiendo las mismas disposiciones regulatorias. Es a partir de este reporte que esta Superintendencia monitorea el estado de las pérdidas a nivel nacional y plantea estrategias de verificación.

Es de agregar que, en el numeral 7.1.4.2 se define la fórmula del cálculo del índice de pérdidas totales en el nivel de tensión 1, nivel de tensión sobre el cual se encuentran asociados la mayoría de los usuarios residenciales.

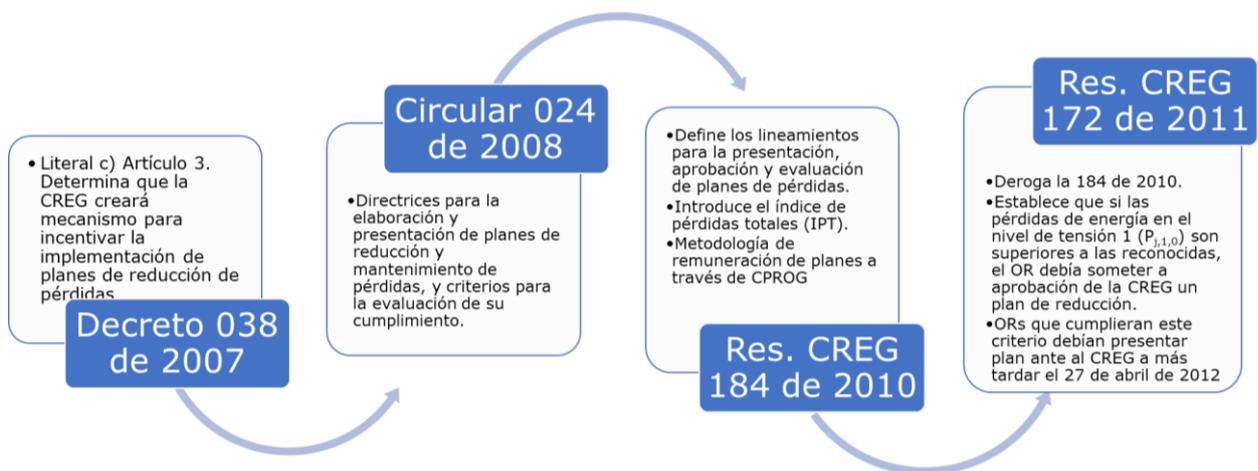
1.2.2. Planes de gestión de pérdidas regulatorios

A continuación, se presenta un análisis empezando por los antecedentes regulatorios.

1.2.2.1. Antecedentes

Un resumen del recorrido normativo y regulatorio histórico en torno al establecimiento de los planes de gestión de pérdidas se presenta en la **Figura 53**, el cual es detallado a continuación:

Figura 53. Orígenes de los planes de gestión de pérdidas para operadores de red.



Fuente: Elaboración propia. DTGE.

Las primeras instancias de registro de los denominados planes de reducción de pérdidas no técnicas surgen a partir de lo estipulado en el literal c) del Artículo 3 del Decreto 387 de 2007 que establece que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (en adelante CREG) debía crear un mecanismo para incentivar la implementación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica de corto, mediano y largo plazo para los Operadores de Red (OR).

En cumplimiento del deber impuesto y como parte del estudio desarrollado con la firma IEB Ingeniería Especializada (Tomo 7, Circular CREG 024 de 2008) la CREG definió directrices para la elaboración y presentación de planes de reducción y mantenimiento de pérdidas, y criterios para la evaluación del cumplimiento de estos planes.

Partiendo de los insumos provistos por este estudio la CREG expide la Resolución CREG 184 de 2010 en la que define la metodología para el establecimiento de los planes de reducción de

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

pérdidas no técnicas en el Sistema de Distribución Local (en adelante SDL) en la que presenta los lineamientos para la presentación, aprobación y evaluación de los planes de reducción y mantenimiento de pérdidas, el cálculo del Índice de Pérdidas Totales (en adelante IPT) y la metodología para la remuneración de estos planes a través de la componente CPROG; siendo esta última la contribución asociada a la gestión de pérdidas a nivel de distribución en la componente de pérdidas de la tarifa.

Lo anterior fue reforzado por un convenio celebrado entre la CREG y la Universidad Tecnológica de Pereira (en adelante UTP), cuyo resultado fue publicado a través de la Circular CREG 023 de 2011. De este se definieron los costos óptimos y senda de reducción de pérdidas, y medidas para la reducción de pérdidas técnicas en los sistemas de distribución. Los resultados fueron divulgados a través de talleres y consultas públicas durante el 2011 que resultaron en comentarios por parte de usuarios y operadores de red. Estos junto con la publicación de un modelo de estimación de costo eficiente para la reducción de pérdidas producto del mencionado convenio resultaron en la expedición de la Resolución CREG 172 de 2011, que deroga a la Resolución CREG 184 de 2010. Siendo esta la que definió los lineamientos en torno a los llamados a partir de este punto **planes de reducción de pérdidas**.

En torno a las condiciones bajo las cuales un OR debía presentar un plan de reducción de pérdidas, esta resolución establece que si las pérdidas totales de energía en el nivel de tensión 1 ($P_{j,1,0}$) son superiores a las reconocidas el OR debía someter a aprobación de la CREG un plan de reducción. Específicamente, el artículo 7 estableció que debieron presentar a la CREG dicho plan a más tardar el 27 de abril de 2012.

No obstante, el Decreto 1937 de 2013 estableció que la aplicación y evaluación de los planes de reducción de pérdidas regiría a partir de la entrada en vigor de la metodología de remuneración que reemplace la metodología de distribución en ese entonces vigente, la Resolución CREG 097 de 2008. Lo anterior quedó reflejado a partir de la expedición de la Resolución 178 de 2013 que dispuso en su Artículo 2 lo siguiente:

ARTÍCULO 2o. MODIFICAR EL ARTÍCULO 9o DE LA RESOLUCIÓN CREG 172 DE 2011. El artículo 9o de la Resolución CREG 172 de 2011 quedará así:

Artículo 9o. Inicio del Plan. Los planes de reducción de pérdidas ordenados por los literales c), d) y e) del artículo 3o del Decreto número 387 de 2007 entrarán en aplicación una vez entren en vigencia los cargos de distribución aprobados mediante la metodología de remuneración de la actividad, distribución que remplace la establecida en la resolución CREG 097 de 2008, de acuerdo con lo previsto en el Decreto número 1937 de 2013. (...)

De esta manera, se entiende que ningún OR podía optar por, y por lo tanto no contaba con, un plan de reducción de pérdidas hasta la entrada en vigencia de la siguiente metodología de distribución, la cual corresponde a la Resolución CREG 015 de 2018.

1.2.2.2. Metodología vigente

La Resolución CREG 015 de 2018 establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en el Capítulo 7 del Anexo General, se definen los métodos para la determinación de los índices de pérdidas por nivel de tensión, los índices de pérdidas de referencia de cada nivel de tensión al STN y la metodología para la implementación de los planes de gestión de pérdidas.

Lo relacionado con los planes de gestión de pérdidas está definido en el numeral 7.3. En este se distinguen dos tipos de plan: mantenimiento y reducción. Los planes de mantenimiento se entienden como las actividades de administración, operación y mantenimiento ejecutadas por los operadores de red a través de las cuales los OR mantienen sus índices de pérdidas en niveles cercanos a sus condiciones iniciales, y los OR reciben la respectiva remuneración para este cometido.

Por otro lado, los planes de reducción comprenden aquellas actividades e inversiones orientadas a la reducción de los niveles pérdidas y están sujetos a evaluación de metas

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

definidas a través de una senda de reducción de pérdidas. Durante la presentación del plan, si un operador de red cumplía las condiciones y deseaba optar por un plan de reducción, debía presentar una serie de inversiones necesarias para poder cumplir con la senda de reducción (las cuales son aparte del plan de inversión) las cuales fueron evaluadas y aprobadas por la CREG.

En términos generales, se puede destacar lo siguiente respecto a los planes de gestión de pérdidas:

- En contraste al carácter obligatorio establecido en la Res. CREG 172 de 2011 de presentación del plan de reducción de pérdidas para aquellos operadores que cumplieran los requisitos, la Res. CREG de 2018 determina que la presentación de este plan es **opcional**.
- Los Operadores de Red que deseen optar por un plan de reducción debían cumplir los siguientes criterios:
 - a. No contar con resolución particular expedida en el marco de la Res. CREG 172 de 2011.
 - b. Contar con un índice de pérdidas totales ($PT_{1,0}$) mayor al índice de pérdidas reconocido ($P_{j,1}$) de nivel de tensión 1 a fecha de corte, siendo esta diciembre de 2017 para todos los OR excepto AIR-E y AFINIA para los cuales, como se verá más adelante, se estableció como fecha de corte diciembre de 2019.
- El índice de pérdidas a través del cual se evalúan los planes de reducción de pérdidas corresponde al Índice de Pérdidas Totales ($IPT_{j,t}$) definido en el numeral 7.1.4.1.
- La evaluación de los planes de reducción de pérdidas es realizada anualmente por XM en calidad del LAC durante el mes de abril de cada año de acuerdo a las disposiciones del numeral 7.3.4.1.

- Dependiendo del resultado de la evaluación del plan de reducción, el plan de reducción del OR podrá ser suspendido o cancelado de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 7.3.6. Si un plan de reducción es suspendido, el OR dejará de recibir remuneración asociada a la componente de inversión; si es cancelado, no solo dejará de recibir esta remuneración, sino que tendrá que devolver lo recibido. Sin importar el estado del plan de reducción, el OR continuará recibiendo remuneración por concepto de mantenimiento.

La valoración del plan de gestión de pérdidas (CAP_i) está compuesta por una componente de mantenimiento (AOM_i) y una de inversión ($INVNUC_i$). Todos los ORs reciben remuneración por concepto de mantenimiento de pérdidas; mientras que solo a los OR que cuentan con un plan de reducción aprobado reciben remuneración adicional por componente de inversión. Dicha valoración fue aprobada por parte de la CREG teniendo en cuenta la solicitud hecha por los operadores y por un modelo de costos eficientes que determina cuál es la cota máxima de remuneración aprobable dependiendo de las condiciones iniciales de las pérdidas de los operadores y las metas de reducción propuestas si aplican.

En particular, la componente de inversión se denomina Costo de las Inversiones en activos que no son clasificables como UC ($INVNUC$). Es decir, son inversiones que no son remunerables a través de unidades constructivas del plan de inversión, pero que están orientadas a la reducción de pérdidas. La CREG define las siguientes inversiones en el marco de este plan:

medidores de usuarios finales regulados que no cuenten con medidor a la fecha de presentación del plan y su costo no sea trasladado al usuario, medidores en el arranque de todas las líneas, equipos de medida en los puntos de entrada de cada nivel de tensión, macromedidores instalados en transformadores de distribución y sistemas de medición centralizada, incluyendo software y comunicaciones.

Un resumen de lo anteriormente discutido y lo que se verá más adelante, en particular el contraste entre los planes de mantenimiento y reducción se presenta en la **Tabla 66**.

Tabla 66. Contraste de características entre planes de gestión de pérdidas.

Criterio	Mantenimiento	Reducción
Carácter	Todos los OR que entraron al esquema de la 015.	Opcional
Condición de presentación	$P_{j,1,0} \geq IPT_{j,1,0}$ o aquellos que tenían la opción de plan de reducción pero no presentaron o desistieron.	$P_{j,1,0} < IPT_{j,1,0}$
Remuneración	Por concepto de AOM suficientes para que el OR mantenga las pérdidas en los niveles usuales. $CAP = AOM$	Además del AOM, el operador recibe una componente de inversión para incentivar la reducción $CAP = AOM + INVNUC$
Definición de remuneración	CREG a partir de modelo de costos eficientes.	OR presentaban propuesta para remuneración, pero la CREG definía el valor final a través del modelo de costos eficientes
Senda de pérdidas	No aplica	Metas anuales de reducción con horizonte a 10 años
Evaluación	No aplica	Anual por parte de XM comparando IPT calculado con meta anual.
Suspensión	No aplica	CREG 167 de 2020: Durante los dos primeros años no aplican causales de suspensión. A partir del tercer año, se suspende el plan por incumplimiento de senda por un periodo, entre otras causales definidas en la 015 de 2018.
Implicación suspensión	No aplica	$INVNUC = 0$ para el siguiente periodo
Cancelación	No aplica	CREG 167 de 2020: Durante los dos primeros años no aplican causales de cancelación. A partir del tercer año, se cancela el plan por incumplimiento de reiterado senda por dos periodos consecutivos, entre otras causales definidas en la 015 de 2018.
Implicación cancelación	No aplica	El OR deberá devolver la totalidad de la remuneración recibida por INVNUC a través de la variable INVNUCD del CPROG.

Fuente: Elaboración propia. DTGE.

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

1.2.2.3. Disposiciones particulares por emergencia sanitaria

Como es de conocimiento general, el país estuvo enfrentado a la coyuntura de la pandemia por COVID-19, reflejada a través de la declaratoria de Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica en el Decreto 417 de 2020, el cual resultó en las medidas de Aislamiento Preventivo Obligatorio delineadas en el Decreto 457 de marzo de 2020. Lo anterior implicó un cambio de condiciones en la prestación del servicio, lo que llevó a los OR a un periodo de adaptación durante el cual se vieron dificultadas las actividades de AOM, ejecución de inversiones, y la ejecución de actividades orientadas a la gestión de pérdidas. En particular para este último, se presentó una afectación general de los índices de pérdidas totales de los OR a nivel nacional.

Partiendo de este contexto, la CREG expidió la Resolución CREG 167 de 2020 a través de la cual se modificaron y establecieron medidas de aplicación de los **planes de reducción de pérdidas** definidos en la Res. CREG 015 de 2018. En lo que respecta a los operadores del Caribe, se destaca lo siguiente

- Posibilidad de ajuste de senda de reducción de pérdidas, el cual podía ser aplicado desde el primer año de ejecución del plan, el cual fue 2021, para AIR-E y AFINIA.
- Ajuste en la aplicación de causales de suspensión del plan de reducción. Durante el primer y segundo año del plan (2021 y 2022), incumplir la senda de reducción no constituyó una causal de suspensión. Lo anterior siempre y cuando el IPT evaluado para estos años sea inferior al del año inmediatamente anterior. A partir del tercer año (2023), el cual es evaluado en abril de 2024, se siguen aplicando las disposiciones de la CREG 015 de 2018.

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

- Ajuste en la aplicación de causales de cancelación del plan de reducción. Durante el primer y segundo año del plan (2021 y 2022), incumplimiento reiterado de la senda de reducción no constituye una causal de suspensión. Lo anterior siempre y cuando el IPT evaluado para estos años sea inferior al del año inmediatamente anterior. A partir del tercer año (2023), el cual es evaluado en abril de 2024, se siguen aplicando las disposiciones de la CREG 015 de 2018.

1.2.2.4. Evaluación y remuneración

Es de destacar que la remuneración de los planes de reducción, en particular la componente de inversión INVNUC, está sujeta al resultado de la evaluación de estos planes realizada por XM de acuerdo con las disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018 y 167 de 2020. Existen tres posibles estados del plan de reducción de pérdidas:

- **Activo:** el INVNUC es remunerado en su totalidad durante el año de referencia.
- **Suspendido:** la componente INVNUC toma un valor de 0 temporalmente y solo recibirá remuneración por concepto de AOM durante el año de referencia.
- **Cancelado:** la componente INVNUC toma un valor de 0 de forma permanente y el OR deberá devolver lo recibido por este concepto desde el inicio del plan. En adelante, solo recibirá remuneración por concepto de AOM.

Los criterios para la suspensión y cancelación del plan de reducción aplicados para cada año se presentan en la **Tabla 67**.

Tabla 67. Criterios de suspensión y cancelación de plan de reducción de pérdidas.

Criterio	Suspensión	Cancelación
1	<p>Incumplimiento en la meta de reducción de pérdidas en un año. Un OR incumple una meta cuando el resultado final de su índice es superior a la meta aprobada para el respectivo año.</p> <p>Res. CREG 172 de 2011: Para todos los OR salvo AIR-E y AFINIA: este criterio no aplica durante el segundo y tercer año de ejecución (2020 y 2021). A partir del cuarto año, aplica normalmente. AIR-E y AFINIA: este criterio no aplica durante el segundo y tercer año de ejecución (2022 y 2023) siempre y cuando el IPT del año evaluado sea inferior al anterior. A partir del cuarto año, aplica normalmente.</p>	<p>Incumplimiento de las metas del plan durante dos períodos de evaluación consecutivos.</p>
2	<p>Cuando el LAC sea informado que la vinculación de usuarios a la red está incompleta o desactualizada en el SUI, como resultado de la verificación de información que pueden adelantar la SSPD o la CREG.</p>	<p>Reincidencia en alguna de las causales de suspensión del plan.</p>
3	<p>Cuando el LAC sea informado por la autoridad competente que en un periodo de evaluación se encuentren fronteras comerciales entre agentes de responsabilidad del comercializador integrado con el OR j cuya información de las características de esta (nivel de tensión, precisión, tipo de frontera) difiera de la registrada en el SIC.</p>	<p>Cuando hayan transcurrido doce (12) meses posteriores a la detección y notificación de inconsistencias en la información del vínculo cliente red y el OR no haya corregido la situación. El OR debe informar al LAC la desaparición de tal inconsistencia.</p>
4	<p>Cuando, a partir del decimotercer (13) mes de inicio del plan, el OR no informe al LAC, durante dos meses consecutivos, el registro de las medidas entre niveles de tensión para determinar los factores de distribución.</p>	<p>Cuando la información de ventas de energía reportada al SUI por un comercializador incumbente, utilizada para el seguimiento del plan, sea modificada en el SUI con posterioridad a la fecha del cálculo del índice respectivo y con la nueva información el OR no cumpla con la senda aprobada para el respectivo año.</p>

Fuente: Elaboración propia. DTGE.

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

El criterio principal que emplea XM para la evaluación de los planes de reducción es el criterio 1 de la tabla presentada la cual tuvo ajustes temporales determinados por la Resolución CREG 167 de 2020, la cual fue expedida como respuesta a la emergencia sanitaria a la que se vio enfrentada el país y el mundo en general por la pandemia del COVID-19. De esta manera, durante abril de cada año XM publica resultados preliminares de la evaluación al plan, los cuales están sujetos a comentarios de los respectivos operadores. Una vez atendidos estos comentarios, se publican los resultados definitivos y con base en estos se determina qué cambios se presentan en la remuneración a recibir durante el siguiente año.

La remuneración como tal de los planes de gestión se realiza a través de la componente **CPROG** que hace parte de la componente de **pérdidas** de la tarifa. A grandes rasgos, esta variable traslada el costo anual del plan (CAP_j) como cargo mensual al usuario y está definida en el numeral 7.3.5. Es de resaltar que esta variable **no tiene relación directa con las pérdidas reconocidas ni las pérdidas reconocidas dependen del plan de gestión de pérdidas y su ejecución**. Por último, es imperativo destacar que el valor del CAP_j es el mismo a lo largo del periodo tarifario y no está sujeto a cambios. Por lo tanto, el cambio en el valor del CPROG se debe a las otras variables de las que depende tales como las ventas y la indexación.