

1 IDENTIFICADOR DEL PRESTADOR

- 1.1 Nombre o razón social:** EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.
sigla autorizada: E.E.B.P. S.A. E.S.P.
- 1.2 NIT:** 846000553-0
- 1.3 ID (SUI - RUPS):** 2371
- 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.
- 1.6 Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar:** 03 de febrero
de 1999.

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)
- 2.5 Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción:**

3 DELIMITACIÓN DEL MARCO DE EVALUACIÓN

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

3.2 Marco temporal de evaluación: 2023

4 DESCRIPCIÓN DE LO DESARROLLADO:

Se realiza la Evaluación Integral a EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P. (en adelante «E.E.B.P. S.A. E.S.P.»), 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:

La E.E.B.P. S.A. E.S.P. a través de radicado SSPD 20245292155302 de 2024 remite la información solicitada en virtud de la Evaluación Integral. La información, fue complementada mediante solicitud realizada en la visita de inspección adelantada del 9 al 11 de julio de 2024, y registrada en el acta de la visita. 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.E.B.P. S.A. E.S.P., fuente de insumo para la realización del presente informe, se solicitó a través de radicado 20242201561621 del 7 de mayo de 2024.

4.3 Estado de respuesta de requerimientos:

Respuesta remitida a través de radicado SSPD 20245292155302 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 visita. Lo faltante se registra en el acta de reunión como compromisos y es remitida posteriormente por parte de E.E.B.P. S.A. E.S.P.

5 EVALUACIONES REALIZADAS:

5.1 Descripción de la Empresa

La prestadora de servicios públicos EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P (en adelante E.E.B.P. S.A. E.S.P) se constituyó el día 03 de febrero de 1999 y su última fecha de actualización en RUPS fue el día 31 de enero de 2024. Está clasificada para el Sistema Interconectado Nacional para las actividades de Distribución y Comercialización, de la cual se presenta un resumen en la Tabla 1. El domicilio principal se sitúa en la ciudad de Puerto Asís, Putumayo.

Tabla 1. Datos generales del prestador

Datos Generales del Prestador	Sociedad Por Acciones Simplificada
Razón Social	EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.
Sigla:	E.E.B.P. S.A. E.S.P.
NIT:	846000553 - 0
ID RUPS:	2371
Representante Legal	Katty Marcela Sevillano Figueroa
Actividades Desarrolladas	Distribución Comercialización
Año de Entrada en Operación	1999
Auditor – AEGR:	OR BETTER Consultores
Clasificación:	Sistema Interconectado Nacional
Fecha Última de Actualización RUPS:	31 enero 2024

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

5.2 Aspectos Financieros

E.E.B.P. S.A. E.S.P. se encuentra clasificada bajo normas internacionales de información financiera - NIIF dentro del marco normativo para Grupo 2.

Los Estados Financieros del 2023, se encuentran firmados por Kelly Marcela Sevillano Figueroa, Yimer Andrés Delgado Jurado y Eduardo Ronald Salas, quienes desempeñan los cargos de Representante Legal, Contador y Revisor Fiscal respectivamente.

5.2.1 Estado de Situación Financiera

A continuación, se presenta un resumen del Estado de Situación Financiera con corte al 31 de diciembre del 2023 y 2022 con base en la información cargada en el SUI. Tabla 2

Tabla 2. Estado de Situación Financiera E.E.B.P. S.A. E.S.P

Concepto	2023	2022	Análisis Horizontal	Análisis Vertical
Efectivo y equivalentes al efectivo	2.889.537.000	5.345.060.000	-45,94	3,92
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	10.351.663.000	11.553.145.000	-10,40	14,04
Otras cuentas por cobrar corrientes	4.414.994.000	1.535.732.000	187,48	5,99
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	14.766.657.000	13.088.877.000	12,82	20,02
Inventarios corrientes	3.735.873.000	2.851.773.000	31,00	5,07
Activos por impuestos corrientes	2.472.294.000	1.904.252.000	29,83	3,35
Otros activos financieros corrientes	1.552.614.000			2,11
Otros activos no financieros corrientes		2.678.329.000	-100,00	0,00
Activos corrientes totales	25.416.975.000	25.868.291.000	-1,74	34,46
Propiedades, planta y equipo	43.918.303.000	40.127.339.000	9,45	59,55
Activos por impuestos diferidos	2.692.422.000			3,65
Activos por impuesto corriente, No corriente		2.410.942.000	-100,00	0,00
Activos intangibles distintos de la plusvalía	813.508.000	919.015.000	-11,48	1,10
Otros activos financieros no corrientes	914.802.000	846.289.000	8,10	1,24
Total de activos no corrientes	48.339.035.000	44.303.585.000	9,11	65,54
Total de activos	73.756.010.000	70.171.876.000	5,11	100,00
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	885.520.000	732.441.000	20,90	1,20
Total provisiones corrientes	885.520.000	732.441.000	20,90	1,20

Concepto	2023	2022	Análisis Horizontal	Análisis Vertical
Cuentas por Pagar Bienes Corrientes	40.238.000	461.061.000	-91,27	0,05
Cuentas por Pagar Servicios Corrientes	7.782.502.000	7.819.856.000	-0,48	10,55
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	7.822.740.000	8.280.917.000	-5,53	10,61
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	56.646.000	29.440.000	92,41	0,08
Obligaciones financieras corrientes	3.200.075.000	15.786.000	20.171,60	4,34
Otros pasivos no financieros corrientes	2.219.976.000	4.559.565.000	-51,31	3,01
Pasivos corrientes totales	14.184.957.000	13.618.149.000	4,16	19,23
Provisiones no corrientes	4.848.667.000	4.848.667.000	0,00	6,57
Pasivo por Impuesto Diferido	8.636.483.000			11,71
Total provisiones no corrientes	13.485.150.000	4.848.667.000	178,12	18,28
Otros pasivos financieros no corrientes	2.738.668.000	10.189.621.000	-73,12	3,71
Otros pasivos no financieros no corrientes	5.316.667.000			7,21
Total de pasivos no corrientes	21.540.485.000	15.038.288.000	43,24	29,21
Total pasivos	35.725.442.000	28.656.437.000	24,67	48,44
Capital emitido	9.119.760.000	9.119.760.000	0,00	12,36
Efectos por Adopción NIF	16.190.043.000	16.190.043.000	0,00	21,95
Reserva Legal	3.881.218.000	3.462.815.000	12,08	5,26
Otras reservas	9.571.952.000	7.998.873.000	19,67	12,98
Otras Partidas Patrimoniales	854.242.000	0	0	1,16
Prima de Emisión	559.880.000	559.880.000	0,00	0,76
Ganancias acumuladas	14.043.516.000	20.374.071.000	-31,07	19,04
Patrimonio total	38.030.568.000	41.515.399.000	-8,39	51,56
Total de patrimonio y pasivos	73.756.010.000	70.171.836.000	5,11	100,00

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Verificando el Estado de Situación Financiera, encontramos que los activos del servicio de energía en la vigencia 2023 se posesionan en \$73.756 millones COP, 4.86% mayor al presentado en la vigencia 2022, en cuanto a los pasivos se incrementaron en 19.79%, pasando de \$28.656 millones COP en 2022 a \$35.725 millones COP en 2023, el patrimonio disminuyó

8.3% ubicándose para el servicio de energía en diciembre 31 de 2023 en 38 030 568 millones COP.

El Rubro más representativo dentro del activo es la propiedad planta y equipo con 59.54%, lo cual es lógico teniendo en cuenta que es la distribución de energía una de sus actividades más representativas y para poder generar ingresos importantes es necesario tener una infraestructura de unidades constructivas de redes eléctricas, subestaciones y otras asociadas a esta actividad, el siguiente rubro en importancia del activo son inventarios corrientes con 5.5%, seguido de los impuestos compuestos por impuesto diferido 3.6%.

El patrimonio del servicio de energía asciende a 38 030 568 millones COP 3 484 831 millones COP inferior a la vigencia 2022.

➤ **Cartera de la prestación del servicio**

La cartera del servicio es de los rubros más relevantes de la empresa, por cuanto acumula los saldos adeudados tanto por los usuarios como el ministerio en la prestación del servicio público de energía eléctrica la Tabla 3 muestra las condiciones a diciembre de 2023 de los diferentes estratos, el concepto comercial mantiene una mayor deuda con la empresa 2 881 858 millones COP seguido por el Estrato 1 con 2 584 919 millones y Estrato 2 con 1 340 887 millones COP

El deterioro acumulado a diciembre de 2023 corresponde a 660 227 millones COP equivalente al 6,38% del total cartera vigente.

Tabla 3. Edades de Cartera vigencia 2023

Concepto	No vencida	1 a 30 días	31 a 60 días	61 a 90 días	151 a 180 días	181 a 360 días	> 360 días	Total	%
Estrato 1	2.307.424.00 0	124.752.00 0	28.489.000	18.421.000	20.542.000	23.847.000	61.444.000	2.584.919.000	23,47%
Estrato 2	1.274.157.00 0	41.271.000	4.918.000	3.043.000	5.772.000	1.782.000	9.944.000	1.340.887.000	12,18%
Estrato 3	739.496.000	2.768.000	264.000	270.000	262.000	577.000	218.000	743.855.000	6,76%

Concepto	No vencida	1 a 30 días	31 a 60 días	61 a 90 días	151 a 180 días	181 a 360 días	> 360 días	Total	%
Comercial	2.733.374.000	69.701.000	17.980.000	6.792.000	16.658.000	20.361.000	16.992.000	2.881.858.000	26,17%
Industrial	238.795.000	9.558.000	1.803.000	1.743.000	6.950.000	56.910.000	61.708.000	377.467.000	3,43%
Oficial	543.165.000	65.101.000	48.111.000	37.806.000	96.862.000	104.261.000	146.952.000	1.042.258.000	9,46%
Alumbrado público	339.019.000	77.548.000	60.012.000	34.839.000	80.957.000	9.546.000	-	601.921.000	5,47%
Otros	651.541.000	27.000						651.568.000	5,92%
Deterioro					185.607.000	189.219.000	285.401.000	660.227.000	6,00%
Cuentas por Cobrar brutas servicio de Energía	9.614.128.000	390.726.000	161.577.000	102.914.000	228.003.000	217.284.000	297.258.000	11.011.890.000	100,00%

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

➤ Propiedad Planta y Equipo

A continuación se detallan los componentes que sustentan la mayor porción de recursos con los que se generan los beneficios en la actividad económica de energía eléctrica Tabla 4, las subestaciones y redes suman 48 545 918 millones COP, equivalente al 96.67% de la propiedad planta y equipo, le siguen las edificaciones con 4 242 963 millones COP, la depreciación de los activos asciende a 17 041 059 millones COP, dejando un valor neto de propiedad planta y equipo por el orden de 43 918 303 millones COP.

Tabla 4. Propiedad Planta y Equipo comparativo 2022-2023

Concepto	2.023	%	2.022	%	Aumento	% crecimiento
Terrenos	1.216.020	1,99%	1.216.020	2,20%	0	0%
Edificios	4.242.963	6,96%	2.853.199	5,17%	1.389.764	49%
Maquinaria y equipo	2.308.043	3,79%	2.067.085	3,74%	240.958	12%
Equipo de cómputo y comunicación	947.556	1,55%	950.009	1,72%	-2.453	0%
Equipo de transporte terrestre	1.666.962	2,73%	1.531.723	2,77%	135.239	9%
Propiedades, planta y equipo, información especial	10.381.544	17,03%	8.618.036	15,60%	1.763.508	20%
Subestaciones	18.138.023	29,75%	17.204.802	31,15%	933.221	5%
Redes Líneas y cables	30.407.895	49,88%	27.297.260	49,42%	3.110.635	11%
Total, propiedades, planta y equipo	58.927.462	96,67%	53.120.098	96,18%	5.807.364	11%
Otras propiedades, planta y equipo	2.031.900	3,33%	2.111.774	3,82%	-79.874	-4%
Total, propiedades, planta y equipo, importe en libros en términos brutos	60.959.362	100,00%	55.231.872	100,00%	5.727.490	10%
Depreciación acumulada propiedades, planta y equipo	17.041.059		15.104.533		1.936.526	13%
Total de propiedades, planta y equipo	43.918.303		40.127.339			9%

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Las exigencias regulatorias para la calidad y continuidad del servicio establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas en su Resolución 015 de 2018 hacen que la empresa deba tener unos requerimientos importantes en materia de inversión, el total del aumento de la propiedad planta y equipo sumó 10%; los rubros relacionados con activos eléctricos 11% incluyendo redes, plantas y construcciones en curso.

➤ Otros Activos

En este literal reuniremos rubros diferentes a los activos no corrientes que corresponde al 34.4% sobre el total de los activos; dentro de estos encontramos efectivo y equivalentes de efectivo 2 889 537 millones COP, otras cuentas por cobrar 4 414 994 millones COP, inventarios

corrientes 3 735 873 millones COP Activos por impuestos 2 472 294 millones COP, otros activos por impuestos corrientes 1 552 614 millones COP.

Al respecto de estos rubros nos remitiremos a revelar la información consignada en la Tabla 5 de los Estados Financieros así:

Tabla 5. Efectivo y equivalentes de efectivo – comparativo 2022-2023

	Diciembre	Diciembre
	Año 2023	Año 2022
CAJA	0	0
BANCOS Y COOPORACIONES	2.535.932	3.774.960
EFFECTIVO RESTRINGIDO	353.604	1.570.100
EQUIVALENTES A EFECTIVO – INVERSIONES	0	0
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	2.889.537	5.345.060

Fuente: E.E.B.P. S.A. E.S.P. as a los Estados Financieros

Figura 1 Inventarios Nota 11 estados financieros

El efectivo restringido son recursos en efectivo que se encuentran en los bancos pero que son de destinación específica o uso restringido, este rubro se compone de:

1. Recursos destinados a cubrir las garantías del servicio de energía a nombre de XM COMPAÑIA EXPERTOS EN EL MERCADO, esta cuenta se constituye a nombre de la EEBP pero los recursos consignados solo los puede hacer efectivos XM por tanto se catalogan como uso restringido.
2. Los cheques girados y no cobrados por parte de terceros, estos recursos se encuentran disponibles mas no se encuentran a disposición de la gerencia para ser utilizados.

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

En cuanto al periodo de endeudamiento la mayor parte se concentra en el largo plazo siendo el 60.29% del pasivo total, dejando un 39.71 % con obligaciones inferiores a un año, de estas resaltan las cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes y servicios con 7 822 740 millones COP de los 14 184 957 millones COP reveladas al corto plazo, la Tabla 6 evidencia este comportamiento.

Tabla 6. Conformación de los pasivos de E.E.B.P. S.A. E.S.P.

Concepto	Corriente	%
Prestaciones sociales por pagar	885.520.000	2%
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes y servicios	7.822.740.000	22%
Impuestos por pagar	56.646.000	0,2%
Obligaciones financieras por pagar	3.200.075.000	9%
Otros pasivos no financieros	2.219.976.000	6%
Total Pasivos Corrientes	14.184.957.000	40%
Provisiones no corrientes	4.848.667.000	14%
Pasivo por Impuestos Diferido	8.636.483.000	24%
Otros pasivos financieros no corrientes	2.738.668.000	8%
Otros pasivos no financieros no corrientes	5.316.667.000	15%
Total Pasivos No Corrientes	21.540.485.000	60%
TOTAL	35.725.442.000	100%

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

➤ Pasivo Financiero

Posicionándose en 8 516 742 millones COP corresponden al 23% del endeudamiento con terceros de estos 2 738 668 millones COP a corto plazo y 5 316 667 millones COP a largo plazo, se evidencia un aumento de 99.8% con relación a la vigencia 2022, en la Nota 16 Obligaciones financieras evidencia las distintas relaciones de conformación de las deudas financieras, según la nota corresponde a lo revelado en la Figura 2 Obligaciones Financieras

Figura 2 Obligaciones Financieras

NOTA 16: Prestamos Financieros Corrientes y no Corrientes

El detalle de las obligaciones financieras es el siguiente:

	Diciembre Año 2023	Diciembre Año 2022
PRESTAMOS FINANCIEROS	8.516.742	15.786

La empresa cierra el año 2023 con un total de cuentas por pagar a entidades financieras por valor \$8.516.742 miles, adquiridos con BBVA y Bancolombia de los cuales \$3.200.072 son a corto plazo y \$5.316.667 a largo plazo

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

- Cuentas comerciales por pagar y Otras cuentas por Pagar

Esta cuenta tuvo una disminución del 5.53% en comparación al año 2022. Principalmente corresponde a obligaciones contraídas por concepto de acreedores situándose en 5 895 280 millones COP que corresponde a la Figura 3:

Figura 3 Acreedores vigencia 2023

Los Acreedores están conformados por:

	Diciembre de 2023
	CORRIENTE
DIVIDENDOS Y PARTICIPACIONES	916.553
VIATICOS Y GASTOS DE VIAJE	156
ANTICIPOS POR STR ADD SDL	227.707
OTROS ACREEDORES	4.750.864
TOTAL ACREEDORES	5.895.280

En el rubro de otros acreedores el más representativo es la cuenta por pagar a XM COMPAÑIA DE EXPERTOS EN MERCADOS S.A. E.S.P. por valor de \$4.621.097 miles, así como también se registra los aportes a seguridad social pendiente de pago del mes de diciembre.

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

Seguido del rubro de adquisición de bienes y servicios se registra las cuentas por pagar por conceptos directamente relacionados con la prestación del servicio de energía eléctrica, Sistema de Transmisión Regional y uso de redes que corresponde a 1 760 896 millones COP.

- Beneficios a empleados

De acuerdo con lo revelado en la NOTA 18: Beneficios a empleados a corto plazo, estos corresponden a: de las prestaciones sociales por pagar y salarios por pagar para la vigencia 2023, como se muestra en la siguiente nota:

Según la nota 18 de los estados financieros estos corresponden a:

Figura 4 Beneficios a empleados

NOTA 18: Beneficios a empleados a corto plazo

El siguiente es el detalle de los gastos por beneficios a empleados por concepto de las prestaciones sociales por pagar y salarios por pagar.

Refleja el saldo de los valores registrados a diciembre de 2023 y que se adeuda a los empleados de acuerdo con las normas laborales.

	Diciembre Año 2023	Diciembre Año 2022
NOMINA POR PAGAR	12.787	0
CESANTIAS	355.178	337.614
INTERESES SOBRE CESANTIAS	41.993	39.439
VACACIONES	224.640	176.950
PRIMA DE VACACIONES	250.943	178.437
OTROS PASIVOS FINANCIEROS	885.520	732.441

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

➤ **Patrimonio**

Lo relacionado con el patrimonio individual asignado al servicio de energía de la compañía, se posiciona en 38 030568 millones COP, en la Figura 5 Patrimonio se muestra la composición del mismo, no se evidencia mayor variación entre los periodos de estudio, sin embargo, se destaca una disminución del 31.07% de las ganancias acumuladas y un 16.43% de Otras reservas.

Figura 5 Patrimonio



Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

5.2.2 Estado de Resultados Integrales

Para la vigencia 2023 la situación de resultados integrales Tabla 7 muestra aumento en ingresos por el orden del 5.28%% posicionándose en 72 783 844 millones COP, el costo de ventas revela un incremento del 32.63% con relación a la vigencia anterior posicionándose en 72 308 351 millones COP.

La utilidad neta del ejercicio para la vigencia 2023 se posiciono en -2 146 528 millones COP, -126.26%% menor a la presentada en 2022.

Tabla 7. Estado de Resultados Integrales vigencias 2022 y 2023

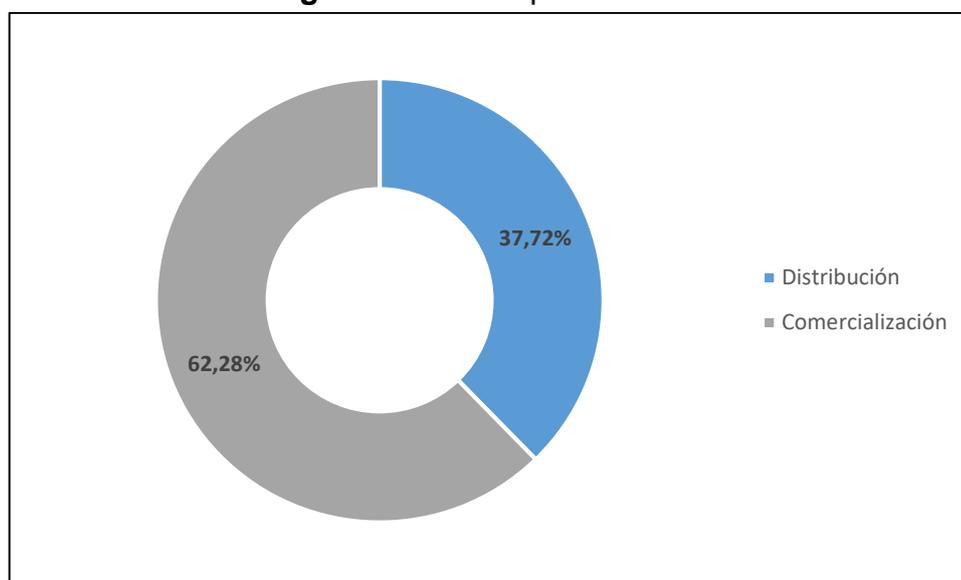
CONCEPTO FINANCIERO	2023	2022	Análisis Horizontal	Análisis Vertical
Ingresos de actividades ordinarias	72.783.844.000	69.132.033.000	5,28	100,0
Costo de ventas	72.308.351.000	54.518.924.000	32,63	99,3
Ganancia bruta	475.493.000	14.613.109.000	-96,7	0,65
Otros ingresos	2.114.244.000	1.191.471.000	77,45	2,9
Gastos de administración, operación y ventas	7.176.288.000	7.882.916.000	-8,96	9,9
Otros gastos	73.924.000	740.154.000	-90,01	0,1
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	-4.660.475.000	7.181.510.000	-164,90	-6,4
Ingresos financieros	3.376.846.000	449.568.000	651,13	4,6
Costos financieros	717.068.000	122.050.000	487,52	1,0
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	-2.000.697.000	7.509.028.000	-126,6	-2,75
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias corriente		2.455.082.000	-100,00	0,0
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias diferido	145.831.000	869.918.000	-83,24	0,2
Ganancia (pérdida)	-2.146.528.000	4.184.028.000	-126,64	-2,95

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

➤ Ingresos de Actividades ordinarias

El total de los ingresos ordinarios sumaron 72 783 844 millones COP superando en 3 651 811 millones COP la vigencia 2022, se encuentran distribuidos como lo muestra la Figura 6 ; la comercialización es la actividad que tiene una mayor porción con el 62,28%, seguido por la distribución del 37,72%.

Figura 6 Utilidad por actividad



Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Así se describe en la nota 23 a los Estados Financieros:

(...)

«La venta de servicios comprende

Distribución. Corresponde al valor facturado por concepto de la operación STR uso de líneas y redes ADD, cargo de distribución e ingresos por conexión, las dos primeras son liquidadas por XM Expertos en el Mercado y facturadas mensualmente; el ingreso por el cargo de distribución se recibe vía facturación del servicio de energía y los ingresos por conexión son liquidados por la E.E.B.P. S.A. E.S.P., a diciembre de 2023 el valor asciende a \$31.052.402 miles de pesos

Comercialización. *Es el valor total facturado por el servicio de energía que presta la empresa a los usuarios de los Municipios de Puerto Asís, Puerto Caicedo, Valle del Guamuez, San Miguel y Orito zona rural; con cortes de facturación mensual. Este valor es suministrado por la Subgerencia Comercial de la empresa a través del Software Sic – Supernova por valor de \$45.282.453 miles de pesos.»*

➤ Costo de Ventas

Las erogaciones de costos de ventas para la prestación del servicio de energía ascienden a 72 308 351 millones COP en la vigencia 2023, la Tabla 8 revela los conceptos del costo de ventas, siendo las compras de energía las que acumulan un mayor valor con 46 388 911 millones COP, de estas el 12.1% corresponde a contratos bilaterales y el 52% a contratos con la Bolsa de Energía, el uso de líneas y redes corresponde al 16% de los costos totales, órdenes y contratos de mantenimiento y reparaciones 2.8%, la depreciación el 2.8% y beneficios a empleados 6.4%

Tabla 8. Conceptos del costo de ventas vigencia 2023

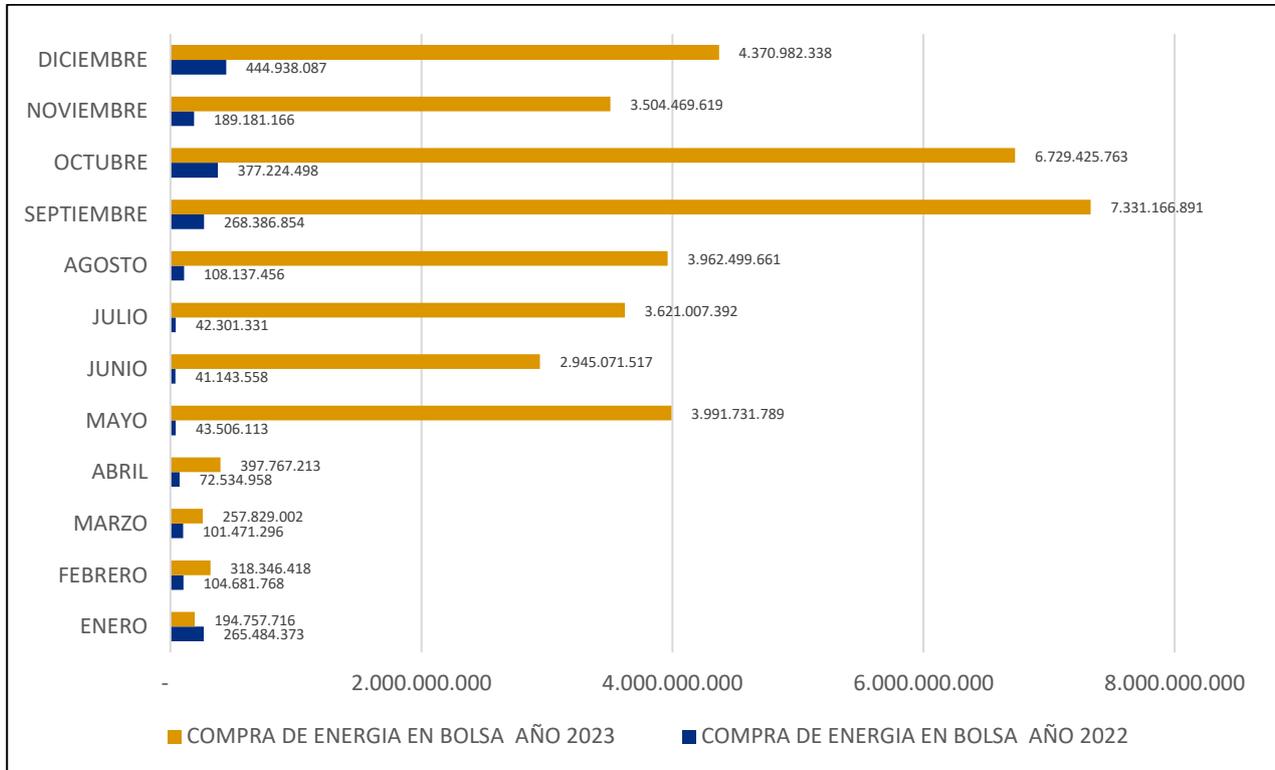
Concepto	Valor	%
Total gastos	72.308.351.000	100%
Beneficios a empleados	4.620.345.000	6,4%
Honorarios	607.320.000	0,8%
Impuestos, Tasas y Contribuciones (No incluye impuesto de renta)	28.650.000	0,0%
Generales	812.798.000	1,1%
Depreciación	2.029.848.000	2,8%
Amortización	124.629.000	0,2%
Arrendamientos	190.769.000	0,3%
Compras en bloque y/o a largo plazo	8.765.987.000	12,1%
Compras en bolsa y/o a corto plazo	37.622.924.000	52,0%

Concepto	Valor	%
Uso de Líneas, redes y ductos	11.541.409.000	16,0%
Manejo comercial y financiero del servicio	253.933.000	16,0%
Otros gastos bienes y servicios públicos para la venta	401.965.000	0,4%
Total de bienes y servicios públicos para la venta	58.586.218.000	81,0%
Comité De Estratificación –Ley 505 De 1999	384.000	0,00%
Otras licencias Ley 142 de 1994	135.190.000	0,19%
Órdenes y contratos de mantenimiento y reparaciones	2.015.285.000	2,8%
Servicios públicos	770.554.000	1,1%
Materiales y otros gastos de operación	941.356.000	1,3%
Seguros	354.349.000	0,5%
Órdenes y contratos por otros servicios	1.090.656.000	1,5%

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Las compras de energía corresponden el 64.2% del total costos operativos vigencia 2023, los incrementos en los precios en bolsa por ocasión del fenómeno del niño produjeron que se incrementaran estos costos y por temas de mercado se incrementaran las garantías necesarias para cubrir estas erogaciones, la Figura 7 muestra como en enero la distancia en precios entre las compras de energía en bolsa y las compras de energía en contratos era de 8 veces, transcurriendo la vigencia 2023 se incrementa los valores en bolsa hasta el punto de superar los contratos de energía en septiembre de 2023, este punto es importante teniendo en cuenta que el promedio de exposición en energía durante todo el año fue de 16.15%.

Figura 7 Compras de energía



Fuente: E.E.B.P. S.A. E.S.P.

E.E.B.P. S.A. E.S.P. refirió que el considerable aumento de las compras de energía fue a causa de:

(...)

« La E.E.B.P en cumplimiento del procedimiento para la compra de energía eléctrica que deben realizar las empresas comercializadoras ordenado en la Resolución 130 del 04 de octubre de 2019, llevo a cabo a través del portal SICEP la convocatoria CP-EBPC2022-001, para la compra de energía para el periodo 2023 a 2027, este proceso se desarrolló y fue adjudicado a la empresa oferente que ofreció el menor valor Kwh, **DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. E.S.P. COMERCIALIZADOR**, con la cual se firmó el contrato No. 20221300000718 de 22 junio 2022, para el suministro por un periodo de 5 años, del 01-01-2023 y hasta el 31-12-2027.

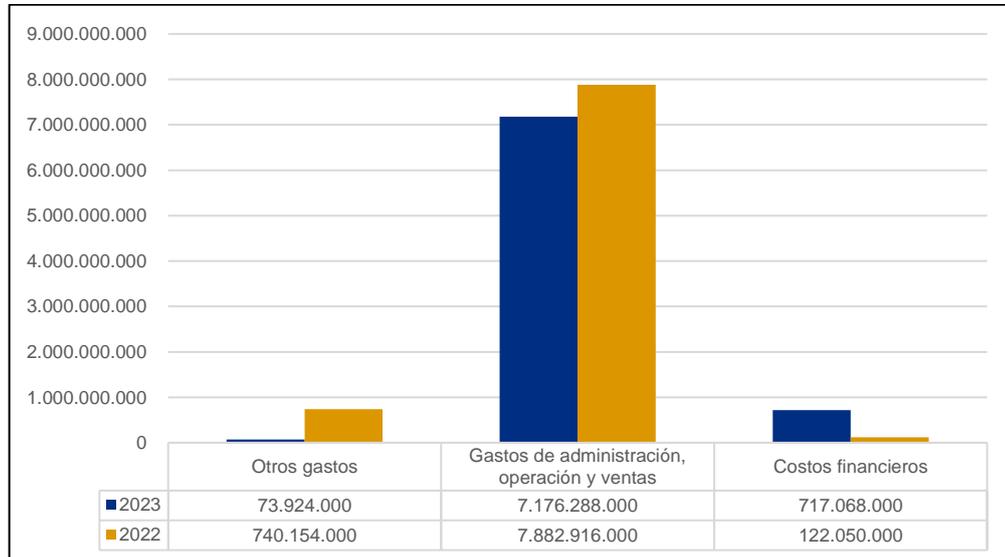
Posteriormente en el proveedor DICEL fue retirado del Mercado de Energía mayorista desde las 24:00 horas del 03-05-2023 por incumplimiento de obligaciones según consta en comunicado emitido por XM – ASIC en su página web. Esta situación obligo a la E.E.B.P a la compra inmediata de energía eléctrica en bolsa, y a declarar el contrato como incumplido mediante comunicación 20231300034791 del 25-05-2023 haciendose efectivas las garantías constitudas en un titulo valor con el embargo de \$ 1.500.000.000 Cop que a la fecha aun esta en proceso judicial.

Durante el periodo del mes de mayo a diciembre de 2023, la E.E.B.P tuvo una exposicion en bolsa correspondiente al 97% de su demanda, ante esta situación se realizaron multiples gestiones como es la toma de créditos bancarios, él envió de comunicaciones y realizar reuniones con funcionarios del MME y del SSPD, además de con agremiaciones de empresas que se encuentran en situaciones similares como ASOCODIS y ANDESCO.»

➤ **Otras Erogaciones**

Los gastos de administración suman 7 176 288 millones COP presentando una disminución de 706 628 millones COP en relación a lo reportado en el año 2022, de estas erogaciones de los conceptos más representativos son: sueldos y salarios con 2 057 013 millones COP, seguido de generales con 1 735 893, que según las notas a los Estados Financieros corresponde a gastos necesarios para el funcionamiento de la empresa como son honorarios, vigilancia, materiales y suministros, mantenimiento y reparaciones, servicios públicos, arrendamientos, gastos de viaje, seguros, comunicaciones y transporte, entre otros. Los ingresos financieros corresponden a intereses generados por proceso de demanda a favor de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. y en contra del Municipio de Valle del Guamuez en el proceso 2009 – 00124 por valor de \$2.578.773 miles de pesos Figura 8.

Figura 8 Otras Erogaciones comparativa 2022-2023



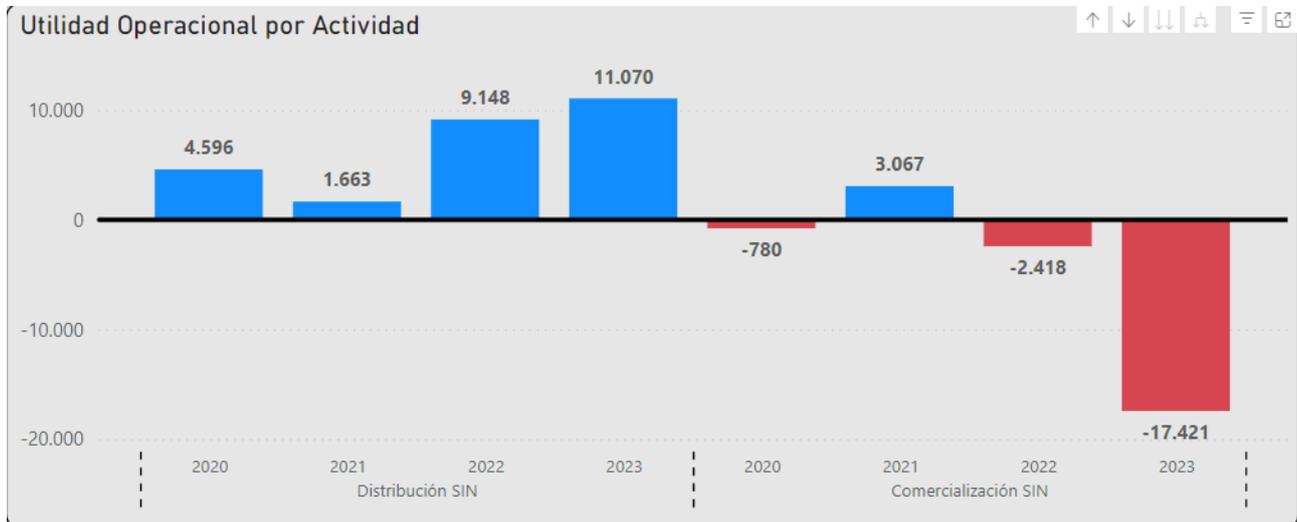
Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

➤ **Utilidades generadas**

Para el periodo terminado de 2023 E.E.B.P. S.A. E.S.P. presentó una pérdida neta para el servicio de energía por valor de 2 146 528 millones COP.

Se pudo determinar que la actividad de comercialización ha sido la más afectada presentando una pérdida por 17 421 millones COP en la vigencia 2023, como se evidencia en la siguiente figura 9.

Figura 9 Utilidades del Ejercicio por actividad



Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

Respecto a esta E.E.B.P. S.A. E.S.P. refiere que:

(...)

«Con respecto a la unidad de Comercialización: en mayo del año 2023, la Empresa de Energía del Bajo Putumayo SA ESP, se vio obligada a comprar energía en el mercado bursátil, debido a que el proveedor DICEL – DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA SA ESP identificada con Nit. 815.000.896-9, incumpliera con el contrato bilateral de suministro de energía eléctrica, ocasionado por la salida del mercado mayorista por incumplimiento con XM Compañía de Expertos en Mercados SA ESP con Nit. 900.042.857

Esto ocasiono que, durante el año 2023, la empresa tuviera asumir un costo total de compra de energía por valor de 58.575.556.670 pesos de los cuales solo se obtuvieron ingresos 45.282.453.244 pesos, dejando perdida bruta de 13.293.103.426 pesos, cifra creció a medida se incrementan los costos en personal, honorarios, mantenimientos, depreciaciones, impuestos, tasas, contribuciones, seguros, provisiones, etc. Hasta acumular pérdidas por valor de 16.408.257.533 pesos

Se aclara que, durante el año 2023, la E.E.B.P. S.A. E.S.P. SA ESP, publico convocatorias para que oferentes de energía nos pudieran suministrar a través de contratos bilaterales, pero debido a los escases y proyecciones por el fenómeno del niño, no fue posible encontrar proveedores para suplir la necesidad.»

5.2.3 Flujo de Efectivo

La empresa cierra con un efectivo de 2 889 537 millones COP Tabla 9, 2 455 523 millones COP menos en comparación cierre de la vigencia 2022, esta condición es producto que se efectuaron salidas efectivo por el valor de 5 912 152 millones COP.

Se solicita a las empresas flujos de efectivo proyectados con diferentes escenarios, para tener estimaciones muy aproximadas de cómo es el panorama en las siguientes vigencias, esto teniendo muy claro que son estimaciones y tienen desviaciones con base en los flujos reales.

Así las cosas, El flujo de caja proyectado para todo el año 2024 muestra un saldo final positivo para diciembre 2025 de 3 298 075 millones COP, lo que indica que la empresa espera mantener su estabilidad financiera a lo largo del año.

Tabla 9. Flujo de Efectivo vigencia 2023

CONCEPTO	VALOR (\$)
Ganancia (pérdida)	- 2.146.528.000
Ajustes por gastos por impuestos a las ganancias no monetarios	145.831.000
Ajustes por costos financieros	75.973.000
Ajustes por disminuciones (incrementos) en los inventarios	884.140.000
Ajustes por la disminución (incremento) de cuentas por cobrar de origen comercial	- 1.677.779.000
Ajustes por disminuciones (incrementos) en otras cuentas por cobrar derivadas de las actividades de operación	456.249.000
Ajustes por el incremento (disminución) de cuentas por pagar de origen comercial	- 458.178.000
Ajustes por incrementos (disminuciones) en otras cuentas por pagar derivadas de las actividades de operación	8.055.336.000
Ajustes por gastos de depreciación y amortización	2.320.325.000
Ajustes por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	100.410.000
Ajustes por provisiones	- 1.130.536.000
Ajustes por pérdidas (ganancias) del valor razonable	- 49.592.000
Ajustes por pérdidas (ganancias) por la disposición de activos no corrientes	- 4.885.020.000

CONCEPTO	VALOR (\$)
Total ajustes para conciliar la ganancia (pérdida)	3.837.159.000
Dividendos pagados	1.582.224.000
Dividendos recibidos	158.609.000
Intereses pagados	637.845.000
Intereses recibidos	3.168.645.000
Otras entradas (salidas) de efectivo	- 5.912.152.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	- 3.114.336.000
Compras de propiedades, planta y equipo	4.337.726.000
Otras entradas (salidas) de efectivo	68.512.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	- 4.269.214.000
Otras entradas (salidas) de efectivo	5.067.101.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	5.067.101.000
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	- 2.316.449.000
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	- 139.074.000
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	- 2.455.523.000
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	5.345.060.000
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	2.889.537.000

Fuente: Sistema Único de Información (SUI)

5.2.4 Evaluación de la Gestión

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

Por lo anteriormente expuesto, y con el objetivo de cumplir con el mandato regulatorio, y a su vez tener elementos de análisis robustos desde el punto de vista técnico, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios publicó para cada uno de los grupos definidos en la norma

aludida, los referentes del año 2023 Tabla 10, a la luz de la resolución vigente y, adicionalmente, pone a consideración de los interesados los mismos indicadores calculados para el año teniendo como base las actuales mediciones en la vigencia 2023 Tabla 11.

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

Tabla 10. Indicadores de Gestión – Referentes CREG 2023

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2023	Referente CREG	CONCEPTO
Margen Operacional	0%	27%	<i>No cumple</i>
Cobertura de Intereses – Veces	0,4	64,60	<i>No cumple</i>
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	55,22	68,29	<i>Cumple</i>
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	39,49	55,39	<i>Cumple</i>
Razón Corriente – Veces	1,79	1,84	<i>Cumple</i>

Fuente: Cálculos Propios DTGE

Tabla 11. Indicadores de Gestión Referentes NIF 2023

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2023	Referente NIF	CONCEPTO
Margen Operacional	0%	27%	<i>No cumple</i>
Cobertura de Intereses – Veces	0,4	27,47	<i>No cumple</i>
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	55,22	68,29	<i>Cumple</i>
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	39,49	55,39	<i>Cumple</i>
Razón Corriente – Veces	1,79	1,84	<i>Cumple</i>

Fuente: Cálculos Propios DTGE

Con relación a los resultados para el prestador Empresa de energía E.E.B.P. S.A. E.S.P., se evidencia que la compañía cumple con 3 de los 5 referentes establecidos por la comisión de regulación en la Resolución 034 de 2004. Los resultados obtenidos no evidencian problemas financieros que pudieren afectar la prestación del servicio público, expresan que la compañía

se encuentra por debajo de la media del grupo de distribución y comercialización a los cuales se le calculó estos indicadores.

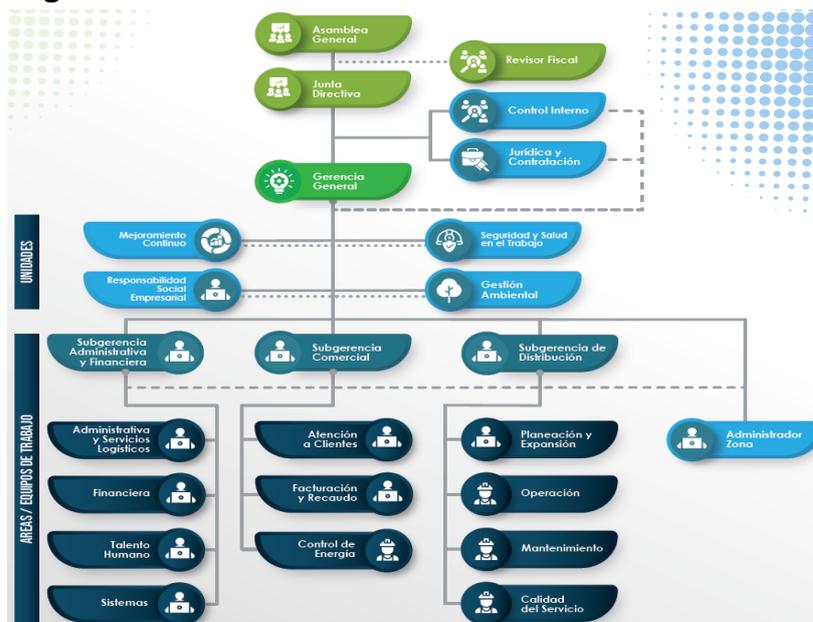
5.3 Aspectos Técnicos Operativos

En la presente sección, se realiza un análisis técnico operativo de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. con el que se quiere verificar el nivel de cumplimiento que este Prestador da al marco regulatorio eléctrico vigente.

5.3.1 Estructura organizacional de la Empresa

La estructura organizacional de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. está encabezada por la Asamblea General de Accionistas. Esta nombra a la Junta Directiva, la cual, a su vez, designa al Gerente General. Bajo su dirección se encuentran tres subgerencias: Subgerencia de Distribución, Subgerencia Comercial y Subgerencia Administrativa y Financiera. Ver Figura 10. Dentro de la Subgerencia de Distribución, existen cuatro (4) áreas que se encuentran a cargo del Análisis de Mantenimiento, Análisis de Operación, Análisis Planeación y Expansión y Análisis de Calidad del Servicio.

Figura 10 Estructura administrativa E.E.B.P. S.A. E.S.P.

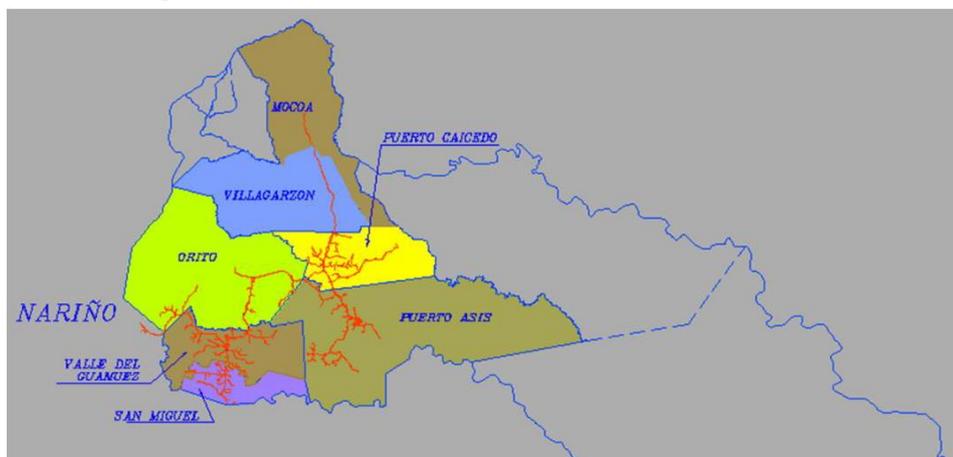


Fuente: E.E.B.P. S.A. E.S.P.

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

La E.E.B.P. S.A. E.S.P. presta el servicio de energía eléctrica en los municipios de Puerto Asís, Puerto Caicedo, Valle de Guamuez, San Miguel y sus veredas, adicional a la parte rural del municipio Orito, tal como se presenta en la Figura 11.

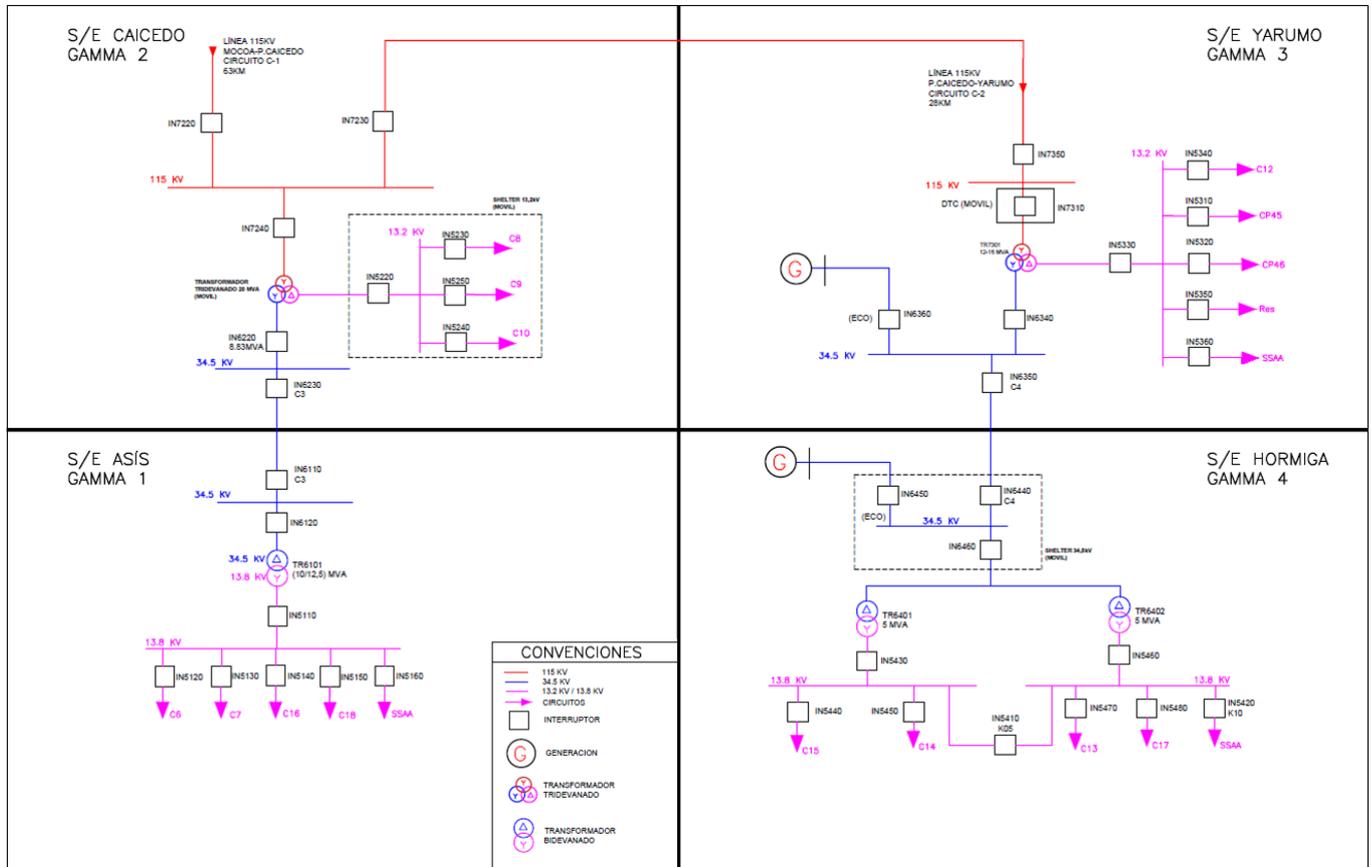
Figura 11 Área de influencia E.E.B.P. S.A. E.S.P..



Fuente: E.E.B.P. S.A. E.S.P.

El sistema eléctrico a cargo de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. es alimentado mediante un circuito a 115kV proveniente desde la subestación Mocoa (propiedad de la Empresa de Energía de Putumayo S.A E.S.P.), que llega a la subestación Puerto Caicedo. Nodo eléctrico, desde la cual salen dos líneas relevantes de este sistema, una, alimenta la Subestación Puerto Asís por medio de una línea de 34,5 KV, y la otra, a nivel de 115 KV se conecta la subestación Yarumo, donde se conectan a nivel de 34,5 KV a la Subestación La Hormiga. Esta conexión es presentada en el diagrama unifilar de la E.E.B.P. S.A. E.S.P., presentado en la Figura 12.

Figura 12 Diagrama Unifilar E.E.B.P. S.A. E.S.P.



Fuente: E.E.B.P. S.A. E.S.P.

5.3.3 Subestaciones asociadas al SDL

El sistema eléctrico de E.E.B.P. S.A. E.S.P. cuenta con 4 subestaciones distribuidas su área de influencia, con las cuales atiende la demanda total del sistema eléctrico. El sistema operado por E.E.B.P. S.A. E.S.P. se caracteriza por ser radial, contando con una única subestación de interconexión del sistema de transmisión regional a 115kV (Subestación Puerto Caicedo). A continuación, se enlistan las subestaciones asociadas al SDL con su potencia nominal y año de entrada en operación:

Tabla 12. Subestaciones asociadas al SDL de E.E.B.P. S.A. E.S.P.

Código Subestación	Nombre de Subestación	Potencia nominal (MVA)	Año entrada en operación
GAMMA 1	Puerto Asís	12.2	1998
GAMMA 2	Puerto Caicedo	15	1998
GAMMA 3	El Yarumo	15	2002

Código Subestación	Nombre de Subestación	Potencia nominal (MVA)	Año entrada en operación
GAMMA 4	La Hormiga	10	2002

Fuente: E.E.B.P. S.A. E.S.P.

5.3.3.1 Procesos de Operación y Mantenimiento

La E.E.B.P. S.A. E.S.P. realiza los procesos de administración, operación y mantenimiento de la infraestructura destinada a la prestación del servicio público de energía eléctrica, de acuerdo con su planeamiento estratégico y los macroprocesos misionales del negocio de distribución de energía eléctrica; ver Figura 13.

Figura 13 Macroproceso de distribución de la E.E.B.P. S.A. E.S.P.

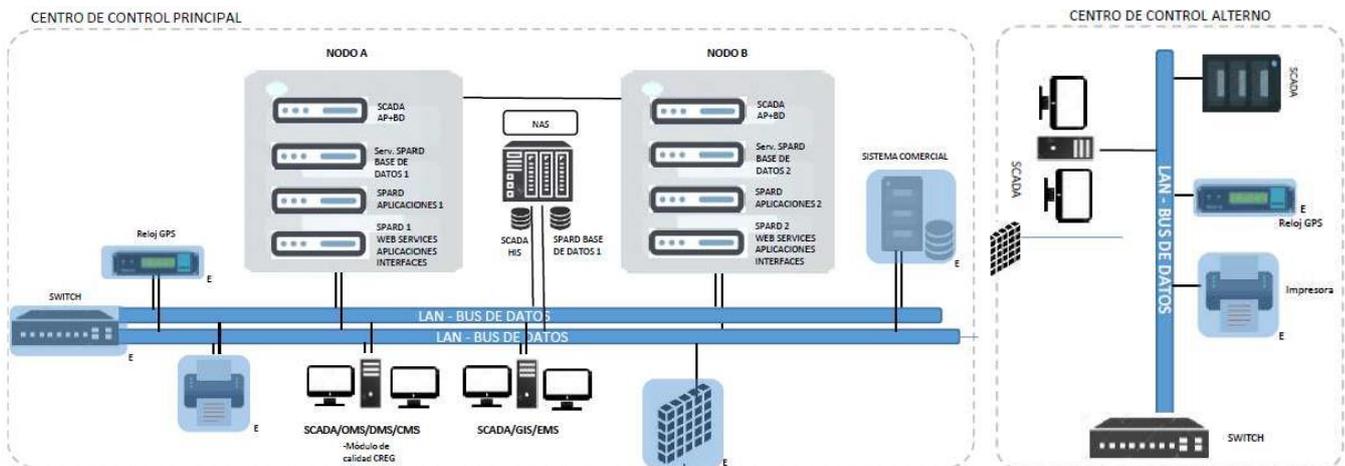


Fuente: E.E.B.P. S.A. E.S.P.

5.3.3.1.1 Proceso de Operación

El sistema está supervisado por dos Centros de Supervisión y Maniobra. El centro principal, ubicado en Puerto Asís, es el encargado de la operación diaria y cuenta con una arquitectura redundante (Figura 14) para asegurar la continuidad del servicio. El centro de respaldo, ubicado en lugar distinto de su mercado de comercialización, actúa como una medida de seguridad en caso de cualquier contingencia, con una configuración más sencilla y sin personal asignado de forma permanente. Este último se activa solo en casos de fuerza mayor que impidan la operación desde el centro principal.

Figura 14 Arquitectura del Centro de Control principal y alterno



Fuente: E.E.B.P. S.A. E.S.P.

5.3.3.1.2 Proceso de Mantenimiento

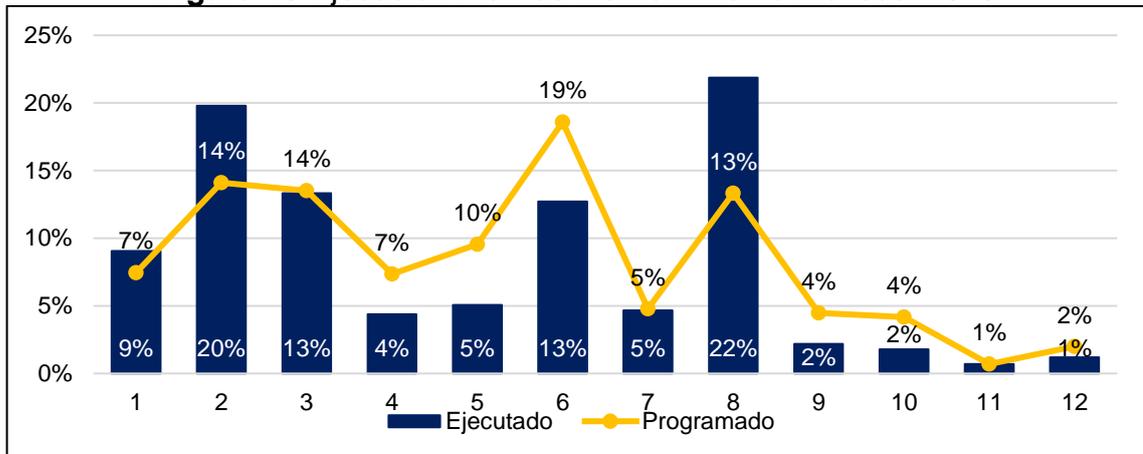
El proceso es liderado por un Ingeniero Analista de Mantenimiento, quien supervisa directamente tres equipos de trabajo: dos asignados a las zonas de Puerto Asís y Valle de Guamuez, y uno dedicado al mantenimiento de equipos de potencia en todas las subestaciones de la E.E.B.P. S.A. E.S.P.

Para la vigencia 2023, desde la E.E.B.P. S.A. E.S.P. se estableció por meta no superar más de 2657 órdenes de trabajo para atender mantenimientos correctivos en el SDL y STR, meta concebida de acuerdo con la reducción prevista por la CREG del 8% anual de los indicadores de calidad. Meta para la cual, el OR presenta una reducción de mantenimientos correctivos de 2022 a 2023 de 558 OT. La ejecución de los mantenimientos realizados por la E.E.B.P. S.A. E.S.P. en 2023 se presenta de manera mensual en la Figura 15, año en el cual la ejecución del plan fue del 96,7%.

La metodología que se tiene establecida por la E.E.B.P. S.A. E.S.P. consiste en la programación anual de los mantenimientos, los cuales son posteriormente revisados y dispuestos de manera semanal de acuerdo al impacto de estas actividades en los indicadores de calidad. Esto, debido a que, según análisis realizados por la E.E.B.P. S.A. E.S.P., la actividad que tiene mayor impacto en sus indicadores de calidad del servicio son las podas. Por lo cual, desde la SSPD se recomienda hacer seguimiento a las consecuencias del cambio de vinculación del personal a cargo de la ejecución de este tipo de actividades de mantenimiento,

que para el año 2023 se realizaba con contratistas y para la vigencia 2024, se planeó con 4 personas vinculadas de manera directa a la empresa, esto por temas presupuestales, según se indicó por parte de la empresa. Toda vez que E.E.B.P. S.A. E.S.P., ha presentado un incumplimiento de sus indicadores de calidad media, SAIDI y SAIFI, que muestran una marcada senda desmejora, como se mostrará gráficamente más adelante en la Figura 16.

Figura 15 Ejecución Plan de Mantenimiento mensual 2023



Fuente: E.E.B.P. S.A. E.S.P.

5.3.4 Nivel de calidad en el servicio en el SDL

Para la evaluación efectuada a los aspectos de calidad del servicio de distribución de energía eléctrica en el SDL, se revisaron los indicadores de calidad del servicio media e individual, así como las exclusiones de las que trata el Artículo 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.

5.3.4.1 Indicadores de Calidad

Para establecer los parámetros de evaluación de la calidad del servicio en el SDL, es preciso indicar los conceptos de la regulación vigente en cuanto a las metas y cálculo de indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica, de manera promedio e individual para el mercado de comercialización que atiende E.E.B.P. S.A. E.S.P. El desempeño en la calidad del servicio del SDL para cada OR, se evalúa de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018, cuya aplicación inició en enero del año 2019.

La evaluación de la calidad se fundamenta principalmente en el seguimiento a los indicadores de calidad media (SAIDI y SAIFI) e indicadores de calidad individual (DIU y FIU), que

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

Tomando como referencia estos indicadores, la regulación establece el esquema de incentivos y compensaciones, que para el caso de la calidad media representa estímulos positivos o negativos en los cargos de distribución a las empresas que suministran el servicio de energía eléctrica, de acuerdo con el comportamiento de los indicadores SAIDI y SAIFI, mientras que, en cuanto a calidad individual, los usuarios deberán recibir una compensación económica mediante su factura, cuando se superen los indicadores de calidad individual garantizados. La SSPD, en el marco de sus funciones, realiza el seguimiento de estos indicadores con el fin de verificar que estos se encuentren dentro de los límites definidos por la regulación.

De manera particular, para E.E.B.P. S.A. E.S.P. la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) expidió la Resolución CREG No. 218 de 2021 « *Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.* », en la cual estableció los indicadores de referencia y las metas de calidad del servicio media e individual, con las cuales se evalúa la calidad del servicio del mercado de comercialización que atiende E.E.B.P. S.A. E.S.P.. En la **Tabla 13**, **Tabla 14** y **Tabla 15**, se presentan los valores calculados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas para E.E.B.P. S.A. E.S.P., respecto a las metas de calidad media del servicio.

Tabla 13. *Indicadores de referencia de calidad media*

Variable	Unidad	Valor
SAIDI_Rj	Horas	41,917
SAIFI_Rj	Veces	20,332

Fuente: Elaboración DTGE a partir de la Resolución CREG 218 de 2021.

Tabla 14. *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	38,564	38,371	38,757
2020	t=2	35,479	35,301	35,656
2021	t=3	32,641	32,477	32,804
2022	t=4	30,029	29,879	30,179

Año	Año del periodo tarifario	SAIDI_Mj,t	Banda indiferencia	
			Límite inferior	Límite superior
2023	t=5	27,627	27,489	27,765

Fuente: Elaboración DTGE a partir de la Resolución CREG 218 de 2021.

Tabla 15. 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	18,705	18,612	18,799
2020	t=2	17,209	17,123	17,295
2021	t=3	15,832	15,753	15,911
2022	t=4	14,566	14,493	14,638
2023	t=5	13,400	13,333	13,467

Fuente: Elaboración DTGE a partir de la Resolución CREG 218 de 2021.

Así mismo, mediante la Resolución CREG 218 de 2021, la CREG estableció los indicadores de calidad individual de duración y frecuencia de eventos por grupo de calidad (DIUG - FIUG), para los usuarios del mercado de comercialización de E.E.B.P. S.A. E.S.P. en la **Tabla 16** se presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de duración de eventos, y en la **Tabla 17**, se presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de frecuencia de eventos. Por lo anterior, los usuarios del mercado de comercialización de E.E.B.P. S.A. E.S.P. 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 16. 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	-	-	-	-	-	-
Riesgo 2	-	37,80	119,45	-	19,25	62,07
Riesgo 3	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración DTGE a partir de la Resolución CREG 218 de 2021.

Tabla 17. FIUG nivel de tensión 1, 2 y 3 - [Veces]

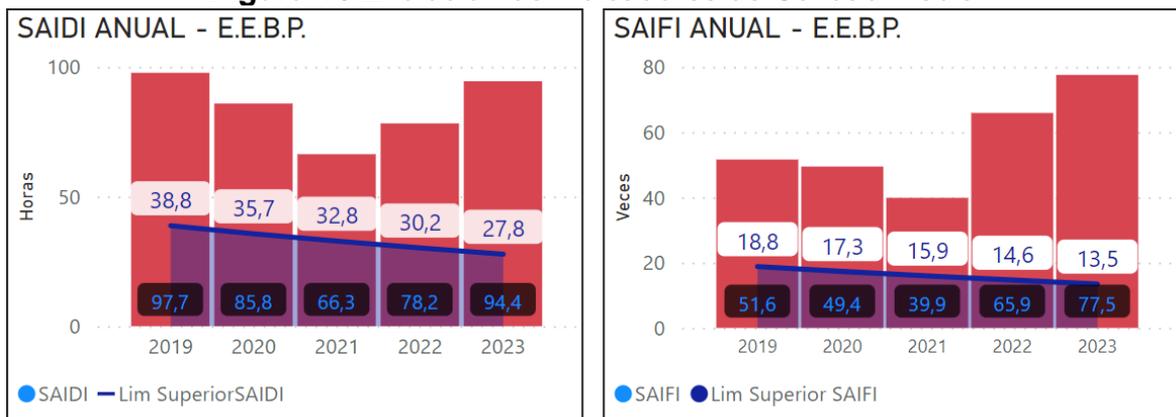
Nivel de riesgo	Nivel de tensión 1			Nivel de tensión 2 y 3		
	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	-	-	-	-	-
Riesgo 2	-	37,80	119,45	-	18	25
Riesgo 3	-	-	-	-	-	-

Fuente: Elaboración DTGE a partir de la Resolución CREG 218 de 2021.

5.3.4.2 Calidad Media del servicio de energía eléctrica

Los datos del Sistema Único de Información (SUI), reportados por E.E.B.P. S.A. E.S.P. en el formato CS1 "SAIDI y SAIFI", muestran que las metas establecidas por la regulación para la calidad del servicio presuntamente no se cumplieron entre 2019 y 2023. La Figura 16 evidencia un presunto incumplimiento sostenido, especialmente en 2023 donde el indicador SAIFI alcanzó su valor más alto del periodo. Por su parte el SAIDI, si bien se observó una mejora entre 2019 y 2021, a partir de este año se presenta un deterioro en ambos indicadores SAIDI y SAIFI.

Figura 16 Evolución de indicadores de Calidad Media



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

Considerando estos indicadores, en el marco de la Evaluación Integral, se solicitó a E.E.B.P. S.A. E.S.P., dar claridad respecto al continuo incumplimiento de esta meta, ante lo cual, E.E.B.P. S.A. E.S.P. 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 informa que, a pesar de las gestiones realizadas por parte de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. con la CREG, en tanto la empresa continúe con el presunto incumplimiento a los indicadores de calidad podrán ser objeto de acciones de control por parte de la SSPD, como la que actualmente 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».

Calidad de información formato SUI – CS1. SAIDI - SAIFI

En lo que respecta a la calidad de la información reportada por la E.E.B.P. S.A. E.S.P., se realiza la comparación de los indicadores de calidad media (SAIDI y SAIFI), entre los calculados por la empresa, certificados en el SUI y los indicadores calculados por XM presentados en la Figura 17, indicador SAIDI y la Figura 18, para el indicador SAIFI.

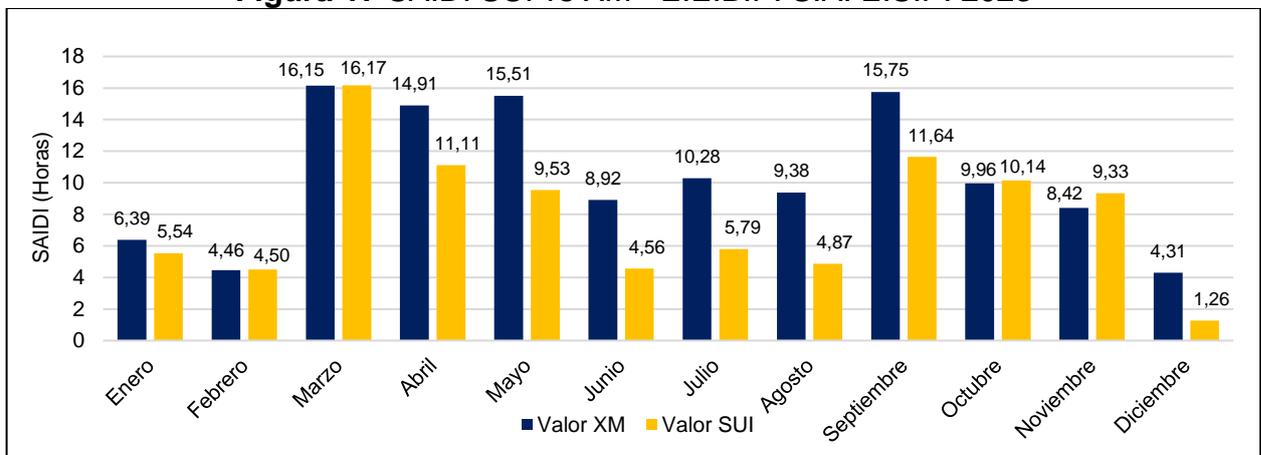
En la Figura 17 se evidencia que para todos los periodos de 2023 se tiene diferencia del indicador calculado por el OR y los cálculos realizados por XM, siendo la diferencia más significativa la presentada en el mes de mayo, la cual corresponde a 5,98 horas. En consideración de lo cual, en el marco de la Evaluación Integral desde la solicitud de información inicial realizada mediante el radicado número SSPD 20242201561621 hasta la visita realizada a las instalaciones de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. se solicitó remitir las razones de las diferencias en los indicadores.

Dentro de la información remitida por la E.E.B.P. S.A. E.S.P., como compromiso de la visita realizada por la SSPD, se remitió un informe en el cual se explican las diferencias presentadas entre los indicadores así;

- Marzo: se reportó la apertura de los eventos 82759 y 82751 con duración del 29 al 30 de marzo, los cuales por problemas de reporte no pudieron ser cerrados en el LAC.
- Abril: los eventos 83498 y 83503 reportados el día 27 de abril y fin del evento el día 28 de abril, no se reportó el cierre en el formato diario del 28.
- Diciembre: se presentó un error en la duración del evento 91384 del reporte diario del día 31 de diciembre de 2023, este error se presentó por la pérdida de supervisión momentánea de la celda de la subestación afectada y el centro de control. Este error no se alcanzó a corregir en el formato TT9: ajuste de eventos al LAC, pero sí en los formatos CS1 y CS2 reportados a SSPD.

De lo cual, se identifica una falencia en cuanto al correcto reporte de eventos en los tiempos establecidos por el LAC, dificultando el cálculo con la mejor información disponible generando las diferencias identificadas por la SSPD en la Figura 18. - Ante las diferencias identificadas, se solicita a E.E.B.P. S.A. E.S.P. realizar el proceso correspondiente de reversión ante la SSPD para el correcto registro de estos indicadores mejorando la calidad de la información certificada, certificando los indicadores de calidad reportados por XM.

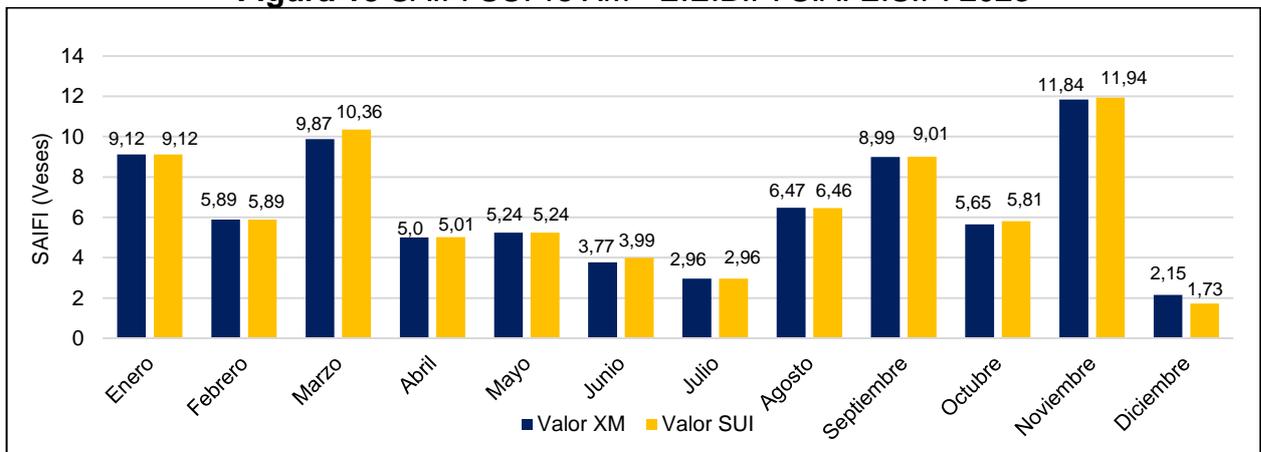
Figura 17 SAIDI SUI vs XM - E.E.B.P. S.A. E.S.P. 2023



Fuente: Elaboración DTGE a partir del SUI y XM.

Para el indicador SAIFI del año 2023, presentado en la Figura 18, la mayor diferencia identificada se presenta en el mes de marzo, evidenciando una mejor calidad de la información por parte del OR.

Figura 18 SAIFI SUI vs XM - E.E.B.P. S.A. E.S.P. 2023



Fuente: Elaboración DTGE a partir del SUI y XM.

5.3.4.3 Calidad Individual del servicio de energía eléctrica

En el marco de la evaluación integral, se revisó la información de compensación individual a usuarios realizada en el año 2023 por sobrepasar los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual establecidos en la Resolución particular CREG 218 de 2021, referenciados en la **Tabla 18**, donde, según lo informado por la E.E.B.P. S.A. E.S.P. para el año 2023, se compensaron 918.418.244 COP.

Tabla 18. Compensación Calidad individual por DIU y FIU 2023

Año	Mes	Usuarios Compensados	Compensado Total (COP)
2023	1	13791	64.065.063
2023	2	19509	91.888.895
2023	3	11775	53.930.700
2023	4	17941	84.772.219
2023	5	13467	64.795.976
2023	6	15014	74.221.838
2023	7	15535	73.124.897
2023	8	18753	78.381.197
2023	9	19946	88.110.900
2023	10	17893	83.649.543
2023	11	16062	70.962.869
2023	12	19641	90.514.147
TOTAL		199327	918.418.244

Fuente: Fuente: Elaboración DTGE a partir del TC2 - SUI y E.E.B.P. S.A. E.S.P.

A partir de esta información reportada por la E.E.B.P. S.A. E.S.P., se evidencia que de los 37.442 usuarios reportados por la empresa para 2023 para el mercado de comercialización que ésta atiende, en promedio, 16.611 fueron compensados en cada periodo de 2023, esto a partir de la información certificada mediante el formato TC2 del SUI. Condición, que muestra un panorama fuerte para el prestador, ya que en promedio el 44% de los usuarios de su mercado, percibe un servicio de energía con marcados problemas de calidad.

5.3.4.4 DIU y FIU > 360 [horas, veces]

En la **Tabla 19**, se presenta la cantidad de presuntos incumplimientos¹ al DIU por superar las 360 horas sin servicio de los años 2019 al 2023. Adicionalmente, para la cantidad de usuarios afectados en el año 2023, se presentaron 8.239 incumplimientos que corresponde a un aumento del 12.5% del 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 obligación prevista en el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 «Concepto de falla en la prestación del servicio».

Tabla 19. Incumplimientos DIU>360 horas - usuarios afectados 2019-2022

MES	2019	2020	2021	2022	2023
Enero	-	928	979	499	318
Febrero	-	1604	1659	280	576
Marzo	4	1667	1583	661	697
Abril	4	1134	1426	1255	362
Mayo	4	2068	1421	842	963
Junio	4	1293	1239	858	1012
Julio	4	2122	1127	849	651
Agosto	2	1849	828	231	575
Septiembre	4	2850	1696	163	1039
Octubre	158	1876	1543	306	506
Noviembre	158	1422	907	632	821
Diciembre	158	1410	482	634	719
Total de incumplimientos	500	20223	14890	7210	8239
Total usuarios incumplidos	251	9944	7254	3613	4988

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

¹ 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.

5.3.4.5 Exclusión de eventos del SDL

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

Para la vigencia 2023, la E.E.B.P. S.A. E.S.P. reportó 3.438 interrupciones al servicio de energía, de las cuales 266 se clasificaron con las causales excluidas relacionadas en la **Tabla 20**:

Tabla 20. Causas y códigos de exclusiones reportados por E.E.B.P. S.A. E.S.P. en 2023

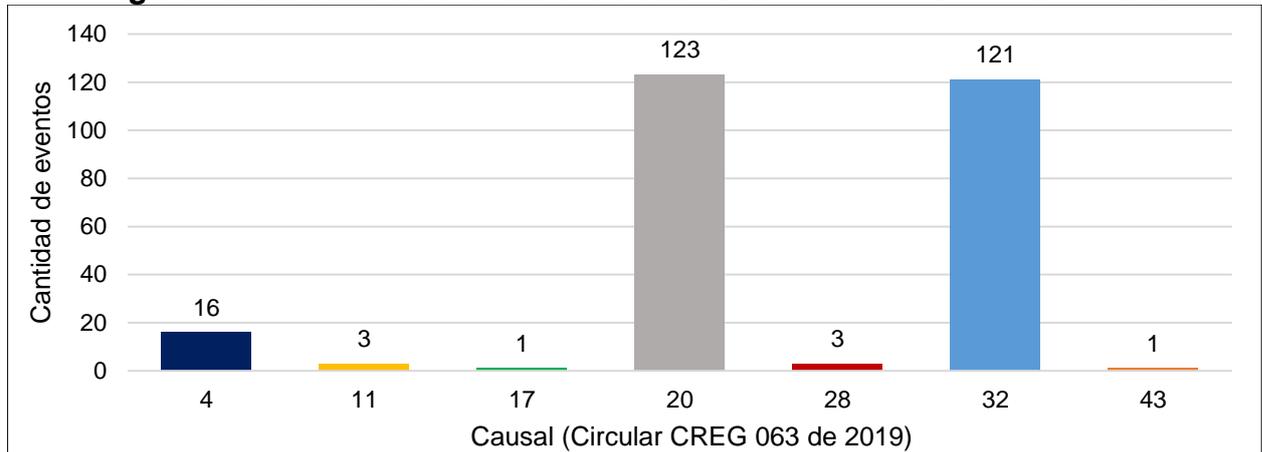
Código	Causa del evento	Causa de exclusión
4	Incumplimiento en contrato de servicios públicos por parte del usuario	Literal k
11	Proyectos de adecuaciones y traslado de infraestructura eléctrica	Literal m
17	Actos de terrorismo	Literal h
20	Apertura en redes del SDL por causa de equipos o líneas del STN o STR	Literal c
28	Catástrofes naturales	Literal g
32	Falla activo nivel 1 propiedad particular	Literal e y f
45	Interrupción para enfrentar situaciones de riesgo de la vida humana	Literal o

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

En la Figura 19, se presenta la cantidad de eventos excluidos por cada una de las causales presentadas anteriormente. A partir de la cual, se puede establecer que, la mayoría de los eventos excluidos corresponden a la causal 20 “Apertura en redes del SDL por causa de equipos o líneas del STN o STR”, lo que resulta consecuente con la dependencia directa del sistema de E.E.B.P. S.A. E.S.P., al Sistema de Transmisión Nacional – STN, mediante la conexión radial a la Subestación Mocoa de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. A partir de lo anterior, desde la SSPD, se seleccionó una muestra de 32 eventos, de los cuales se solicitó a la E.E.B.P. S.A. E.S.P. presentar 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 19 Cantidad de eventos excluidos 2023 - E.E.B.P. S.A. E.S.P. 2023



Fuente: Elaboración DTGE a partir INDICA XM.

El análisis de la información, previa a nuestra visita del 9 de julio reveló que los soportes proporcionados por la E.E.B.P. S.A. E.S.P. para los eventos seleccionados por la SSPD eran incompletos y, en su mayoría, carecían de evidencia suficiente para establecer la relación causal entre el evento y la exclusión. Por ello, se solicitó la documentación completa.

Tras la visita, la E.E.B.P. S.A. E.S.P. realizó la actualización del «Procedimiento de Almacenamiento documentos soporte de exclusión» y envió los soportes solicitados. De este procedimiento, la SSPD considera importante recordar lo establecido en el Artículo 5.2.2, de la Resolución CREG 015 de 2018, donde se especifica el tiempo por el cual la E.E.B.P. S.A. E.S.P. debe conservar los soportes de las exclusiones realizadas como:

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

Por lo cual, se solicita a la E.E.B.P. S.A. E.S.P. realizar la modificación del tiempo de almacenamiento de estos documentos establecido en el ítem 6 del «Procedimiento de

Almacenamiento documento soportes de exclusión». Al realizar la revisión de los soportes de cada una de las causales de exclusión para 2023, se observa:

- Causal 4: Acorde al procedimiento interno de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. para los eventos 80160 y 80192 se remiten evidencias de la propiedad particular y compartida respectivamente de los activos asociados a los eventos. -.
- Causal 17: A partir del concepto remitido por la CREG a ASOCODIS, se establece como soporte valido « (...) entendemos que para el caso de un acto de terrorismo la documentación que demuestra que el OR ha tramitado la solicitud del soporte por esta causa corresponderá a la denuncia radicada por el presunto delito de terrorismo, mientras se obtiene la sentencia condenatoria en donde se declare que se presentó un acto de terrorismo en la zona en la que se encuentran ubicados los activos afectados por el evento. Así, la denuncia interpuesta por el representante legal o judicial del OR, mientras la autoridad competente resuelve la solicitud del OR, será suficiente para demostrar que el soporte respectivo se encuentra en trámite», lo cual no se evidencia en el soporte remitido.
- Causal 20: Los soportes remitidos evidencian la relación de los eventos excluidos con eventos ocurridos a nivel de 115kV en la barra de la Subestación Mocoa.
- Causal 28: Dentro de los soportes remitidos para los eventos 83263 y 83609 no se evidencian los soportes acordes a lo establecido indicado por la CREG en el concepto emitido a ASOCODIS, que indica:
 - «(...) es importante aclarar que la Comisión entiende que se consideran válidos los soportes dados por la autoridad competente, o los documentos de trámite que demuestren la solicitud de la expedición de este soporte, en los que se indique textualmente que se trata de una catástrofe natural debida a erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremoto, maremoto, huracán, ciclón y/o tornado, o, en el caso de un acto de terrorismo, que Indique textualmente que se declaró o se denunció un acto de terrorismo.
 - Adicionalmente, se entiende que la documentación de soporte, para que sea válida, deberá contener información suficiente para verificar el nexo de

causalidad entre el evento ocurrido en los activos del sistema y la situación excluida según los literales g) y h)»

- Causal 32: Los soportes remitidos corresponden a información contenida en la plataforma OMS del sistema de distribución de la E.E.B.P. S.A. E.S.P., en los cuales se identifica la propiedad del activo como particular, lo cual es acorde a lo establecido por la CREG.

Por todo lo expuesto y en el marco de la Evaluación Integral, esta Superintendencia identificó que existen exclusiones realizadas por E.E.B.P. S.A. E.S.P. que no dan cumplimiento a cabalidad a lo definido por la regulación vigente y por lo tanto, es preciso que se realice la revisión de los indicadores de calidad, teniendo en cuenta todos los eventos que se excluyeron, sin contar con los respectivos soportes para el momento de la verificación de esta información, aun en los eventos que no se revisaron dentro de la muestra.

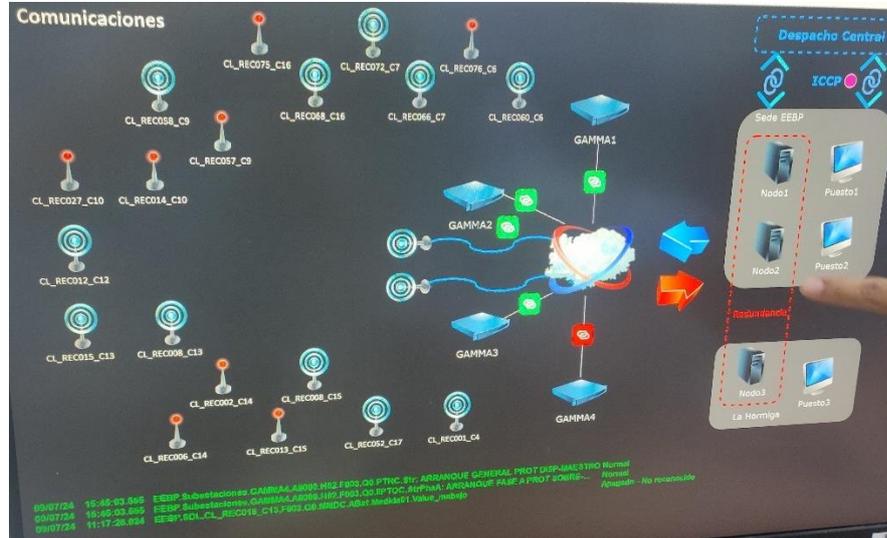
5.3.4.6 Cumplimiento de requisitos CREG 015 de 2018

En cuanto al cumplimiento de requisitos E.E.B.P. S.A. E.S.P. cuenta con el certificado emitido por OR BETTER, en el cual indica:

“Cumplimiento de Requisitos del Esquema de Incentivos y Compensaciones realizada al Operador de Red Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., con base en lo determinado en el numeral 5.2.10, de la resolución CREG 015 de 2018, efectuadas las verificaciones correspondientes y tomadas las evidencias necesarias, nos permitimos certificar que el citado Operador de Red se encuentra cumpliendo con los requisitos (...)”

Sin embargo, se identificó por parte de la DTGE en la visita realizada al Centro de Supervisión y Maniobra de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. que los reconectores instalados en cumplimiento a los literales e y f del numeral 5.2.10 de la Resolución ibidem no cuentan disponibilidad total para su supervisión desde el Centro de Maniobra tal como se muestra en la Figura 20 , donde se observan en color rojo los elementos que no se encontraban disponibles al momento de la visita.

Figura 20 Comunicaciones del Centro de Supervisión y Maniobra E.E.B.P. S.A. E.S.P. – SCADA



Fuente: E.E.B.P. S.A. E.S.P.

Tabla 21. Subestaciones asociadas al SDL de E.E.B.P. S.A. E.S.P.

ID	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	2DO ELEMENTO	DISPONIBILIDAD 2DO ELEMTO	3ER ELEMENTO	DISPONIBILIDAD 3ER ELEMENTO
1	Puerto Caicedo	C8	No aplica	-	No aplica	-
2	Puerto Caicedo	C9	REC957 C9	38,97%	REC958 C9	31,94%
3	Puerto Caicedo	C10	REC027 C10	5,14%	REC014 C10	0,28%
4	Puerto Asís	C6	REC076 C6	34,77%	REC060 C6	35,22%
5	Puerto Asís	C7	REC072 C7	37,85%	REC066 C7	8,96%
6	Puerto Asís	C16	REC068 C16	20,80%	REC075 C16	2,44%
7	El Yarumo	C12	REC012 C12	1,90%	No aplica	-
8	La Hormiga	C15	REC008 C15	36,45%	REC013 C15	0,59%
9	La Hormiga	C14	REC006 C14	17,36%	REC002 C14	27,81%
10	La Hormiga	C13	REC015 C13	39,28%	REC008 C13	40,69%
11	La Hormiga	C17	REC052 C17	34,8%	No aplica	-

Fuente: Elaboración DTGE a partir de E.E.B.P. S.A. E.S.P.

Acorde con lo cual, se encuentran los resultados de la Auditorias realizada de acuerdo a la Resolución CREG 101 032 de 2022 por el Consorcio Calidad SDL 2023, la cual resultó “NO SATISFACTORIA” por no contar con los requisitos del esquema. En la **Tabla 21**, se presenta la disponibilidad registrada por la E.E.B.P. S.A. E.S.P. para cada uno de los reconectores instalados en cumplimiento al esquema. Por parte de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. se tiene identificada y analizada esta situación, por lo cual tiene contemplado:

«(...) estos equipos que están supervisados a través de señal de telecomunicaciones, y siendo el año 2023 el primer año de análisis de disponibilidad; la E.E.B.P. S.A. E.S.P. S.A E.S.P. optará por cambiar el canal de comunicaciones de envío de señales al centro de supervisión y maniobra ya que en la región es deficiente, perdiendo en un alto porcentaje la supervisión de los reconectores, e imposibilita la correcta maniobra desde el centro de control».

5.3.4.7 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».

Posteriormente, durante el desarrollo de la visita integral y luego de evidenciar que dicha información no fue remitida, se le consultó a la E.E.B.P. S.A. E.S.P. sobre el particular. Al respecto, la prestadora respondió que de momento no cuentan con los equipos para medición de calidad de la potencia en barrajes y líneas de sus subestaciones debido a la inversión requerida para su adquisición.

Lo anterior, configura un incumplimiento a la norma ibídem, teniendo en cuenta que en su artículo cuarto indica que:

*«Los Operadores de Red deberán instalar los respectivos sistemas de medición de calidad de la potencia suministrada de tal forma que, **a partir del 1o de octubre de 2007, sea posible realizar mediciones en el 100% de las barras de las***

subestaciones de Niveles de Tensión 4, 3 y 2, así como en el 100% de los circuitos en los Niveles de Tensión 4, 3 y 2, cuya unidad constructiva lo reconozca. Se permitirá realizar la medida en los circuitos a través de una lógica con el interruptor respectivo.» Negrillas fuera del texto.

Al respecto, el prestador indicó que tiene planeada la instalación de medidores de calidad de la potencia en la Subestación Eléctrica de Puerto Asís, por tanto, se le solicitó el cronograma de ejecución de actividades correspondiente, el cual fue remitido mediante el radicado SSPD 20245293116902. Dicho cronograma será objeto de seguimiento por parte de la DTGE para verificar el cumplimiento de la instalación de los analizadores de calidad de potencia conforme a lo establecido en la regulación.

5.3.5 Planes de inversión

A través de la Resolución CREG 218 de 2021, la Comisión de Regulación y Energía y Gas aprobó los ingresos y cargos de distribución, asociados con el Sistema de Transmisión Regional – STR y el Sistema de Distribución Local – SDL operados por la EBBP. Acto administrativo, donde también se aprobó el Plan de Inversiones para el período 2019-2023. En respuesta a lo allí aprobado, la empresa presentó recurso de reposición a la resolución mencionada, el cual fue resuelto por la CREG mediante la Resolución CREG 501 038 de 2022, modificando, entre otras variables, la inversión inicial. De esta manera, quedó en firme el plan de inversión establecido en esta resolución con un monto total de 32.739.037.556 COP, destinada a diversas áreas fundamentales.

Dichas inversiones inicialmente aprobadas, se enfocaron en mejorar la continuidad del servicio de energía eléctrica realizando actividades de modernización de equipos de subestación, reposición de infraestructura, cambio de tecnología de cableado en zonas rurales, instalación de nuevos centros de transformación en zonas identificadas con sobrecarga, instalación de equipos telecontrolados para disminución de tiempos de recuperación de eventos no programados y finalmente la construcción de redes de media tensión y baja tensión en zona urbana de los municipios de Puerto Asís y Puerto Caicedo.

En la **Tabla 22** se presenta un resumen de los montos iniciales aprobados en COP de diciembre de 2017.

Tabla 22. Inversiones aprobadas para E.E.B.P. S.A. E.S.P. en el marco del plan de inversión inicial. Montos dados en COP de diciembre de 2017

Variable/Año	2019	2020	2021
Aprobado (COP 2017)	4.234.172.000	17.866.824.214	4.363.682.242
Variable/Año	2022	2023	Total
Aprobado (COP 2017)	300.000.000	5.974.359.100	32.739.037.556

Fuente: Elaboración SSPD con base en Resolución CREG 501 038 de 2022

Ahora bien, según lo dispuesto en el numeral 6.6 de la Resolución CREG 015 de 2018, modificado posteriormente por la Resolución CREG 036 de 2019, E.E.B.P. S.A. E.S.P. presentó en agosto de 2022 una solicitud de ajuste al plan de inversión para el período 2019-2023. La CREG resolvió esta solicitud mediante la Resolución CREG 501 016 de 2023, la cual incluyó un ajuste en la inversión inicial, especialmente para el año 2023, e introdujo nuevas inversiones para el periodo 2024-2027.

Por lo tanto, este informe se centrará en el plan original para el periodo 2019-2022, abarcando también el ajuste para el año 2023 conforme al plan modificado. El análisis no incluirá el periodo 2024-2027, ya que dichas inversiones están destinadas a ser ejecutadas en el futuro

A pesar de lo indicado, en la **Tabla 23** se presenta el plan de inversiones aprobado, en el cual se ajusta el monto del 2023 y se incluyen los años 2024 al 2027.

Tabla 23. Inversiones aprobadas para E.E.B.P. S.A. E.S.P. en el marco del plan de inversión ajustado. Montos dados en COP de diciembre de 2017.

Variable/Año	2023	2024	2025
Aprobado (COP 2017)	4.598.264.516	3.957.032.884	3.013.892.000
Variable/Año	2026	2027	Total
Aprobado (COP 2017)	2.452.798.000	4.771.332.000	18.793.319.400

Fuente: Elaboración SSPD con base en Resolución CREG 501 016 de 2023

5.3.5.1 Plan de inversiones aprobado

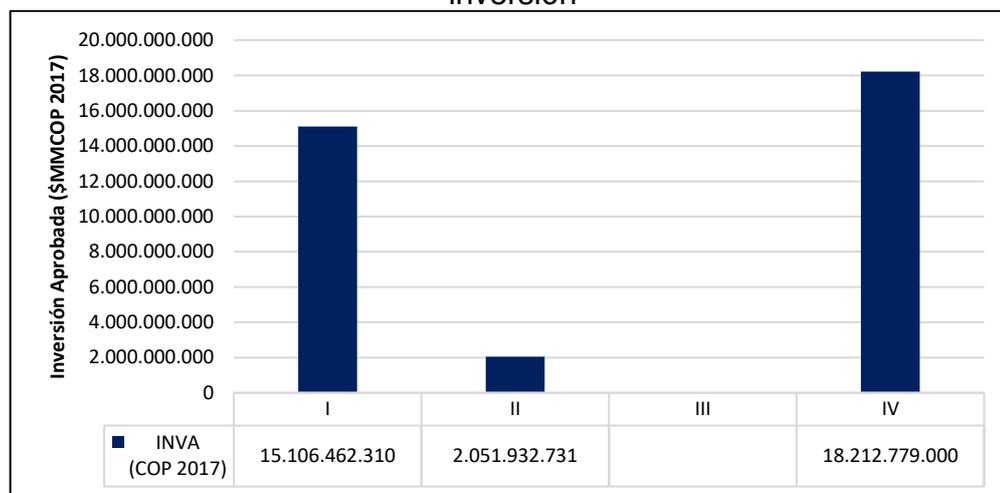
El plan de inversión aprobado mediante la Resolución CREG 501 016 de 2023, incluye proyectos relacionados con la expansión y renovación de la infraestructura del Sistema de

Transmisión Regional y el Sistema de Distribución Local de la E.E.B.P. S.A. E.S.P., particularmente la modernización tecnológica, con el objetivo de mejorar la calidad del servicio para los usuarios y lograr una optimización técnica y económica en el negocio de distribución de la empresa.

La expansión de la infraestructura busca aumentar la capacidad de transmisión y distribución, lo que es esencial para atender el crecimiento de la demanda y asegurar un suministro eléctrico fiable. La reposición de equipos y sistemas obsoletos reducirá el riesgo de fallas y mejorará la eficiencia operativa.

La distribución de las inversiones aprobadas por tipo de inversión para el periodo 2019-2023 se presenta en la Figura 21.

Figura 21 Plan de inversiones aprobado de E.E.B.P. S.A. E.S.P., desagregado por tipo de inversión



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

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

- **Tipo I:** representan el 42,7% de las inversiones aprobadas y enmarcan regulatoriamente proyectos orientados a la reposición y modernización de activos, así como la normalización de redes eléctricas. Se destacan proyectos asociados a la restauración de bahías de transformación en las subestaciones la Hormiga 34,5/13,8 kV, Puerto Asís 34,5/13,8 kV y Puerto Caicedo 115/34,5/13,8 kV, así como la normalización de redes de

baja tensión en el municipio de Puerto Asís para garantizar el crecimiento de la demanda.

- **Tipo II:** representan el 5,8% de las inversiones aprobadas y enmarcan regulatoriamente proyectos orientados en la modernización de bahías de transformación y celdas en las subestaciones Puerto Caicedo 115/34,5/13,8 kV, El Yarumo 115/34,5/13,8 kV y Puerto Asís 34,5/13,8 kV. Además, se destaca en este tipo de inversión, la construcción y expansión de redes de media tensión y baja tensión en el área rural del municipio de Puerto Asís.
- **Tipo IV:** representan el 51,4% de las inversiones aprobadas y enmarcan regulatoriamente proyectos orientados con la implementación de redes inteligentes, así como la modernización del Centro de Control y Supervisión.

Cabe destacar que la modernización del Centro de Control y Supervisión Principal en Puerto Asís contempló la puesta en servicio de nueva tecnología basada en arquitectura en configuración redundante, conformada por dos servidores, cada uno con las licencias correspondientes, y dos estaciones de trabajo con sus sistemas operativos, lo que permite garantizar la confiabilidad y seguridad en la operación del sistema eléctrico de la empresa. Además, para el centro de Control de Respaldo, se implementó una tecnología en configuración simple, conformada por un servidor y estación de trabajo, cada uno con su respectivo sistema operativo, permitiendo la operación de la red de distribución en caso de falla del centro de control principal.

El plan de inversiones aprobado está compuesto por un total de 33 proyectos de inversión enfocados en los diferentes objetivos descritos anteriormente. En la **Tabla 24** se presentan los proyectos aprobados más representativos por tipo de inversión.

Tabla 24. Proyectos de inversión representativos por tipo de inversión – E.E.B.P. S.A. E.S.P. 2019-2023.

Código del proyecto	Descripción	Monto aprobado (COP 2017)	Año entrada en operación aprobado
Tipo IV			
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.009	Modernización del Centro de Control tipo 4	15.411.241.000	2020
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.007	Instalación de reconectores e indicadores de falla en los circuitos de 13,2 kV	1.803.430.000	2023
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.007.2	Instalación de reconectores en 34,5 kV	121.548.000	2023
Tipo II			
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.033	Construcción de un circuito Nuevo C18 para separar en 2 el circuito C6 y Construcción del Centenario	904.226.438	2023
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.032	Cambio de redes de media tensión en la troncal del circuito C14 y C15	517.312.968	2023
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.037	Repotenciación de transformadores en el Sistema de Distribución Local en Nivel 1.	397.615.583	2023
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.033.2	Instalación de redes de baja tensión relacionadas a proyecto DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.033	185.874.721	2023
Tipo I			
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.006	Normalizar las redes de Media Tensión con base en la norma técnica de la E.E.B.P. S.A. E.S.P.	4.007.269.100	2023
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.001	Modernización y repotenciación de subestación La Hormiga 34,5/13,8 kV	3.657.612.000	2019
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.003	Construcción de circuitos de Media Tensión, repotenciación de SDL	2.401.059.754	2021
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.004	Repotenciar las redes de Baja Tensión Garantizando el crecimiento de la demanda	1.962.622.488	2021
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.002	Expansión de redes de Media Tensión y Baja Tensión	1.661.086.215	2020
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.038	Normalización de redes de Baja Tensión	622.315.752	2023

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

5.3.5.2 Ejecución del plan de inversión

La ejecución anual del plan de inversiones para el periodo 2019-2023, se presenta en la **Tabla 25** en la cual se ilustra la información reportada por la empresa bajo tres mecanismos de reporte, el cargue de información de los formatos de Planes de Inversión – PI en el Sistema Único de Información – SUI de la Superservicios, los reportes a la CREG de acuerdo con la circular 024 de 2020, y el reporte ante el Liquidador y Administrador de Cuentas – LAC de XM según los establecido en la circular CREG 012 de 2020.

Tabla 25. Ejecución anual del plan de inversión para E.E.B.P. S.A. E.S.P. desde 2019 a 2023.

		Reporte CREG	Reporte SUI	Reporte XM
2019	INVA (\$COP 2017)	4.234.172.000	4.234.172.000	4.234.172.001
	INVR (\$COP 2017)	2.034.395.358	553.018.358	-
	Ejecución (%)	48,00%	13,06%	0,00%
2020	INVA (\$COP 2017)	17.866.824.214	17.866.824.214	17.866.824.214
	INVR (\$COP 2017)	10.115.545.577	10.115.545.577	-
	Ejecución (%)	56,60%	56,62%	0,00%
2021	INVA (\$COP 2017)	4.363.682.242	4.363.682.516	4.363.682.516
	INVR (\$COP 2017)	1.065.114.248	1.065.114.248	1.065.114.248
	Ejecución (%)	24,40%	24,41%	24,41%
2022	INVA (\$COP 2017)	300.000.000	300.000.000	300.000.000
	INVR (\$COP 2017)	614.116.075	614.116.076	614.116.075
	Ejecución (%)	204,70%	204,71%	204,71%
2023	INVA (\$COP 2017)	4.598.264.516	4.598.264.516	4.598.264.516
	INVR (\$COP 2017)	1.884.589.893	1.883.822.893	1.879.748.145
	Ejecución (%)	41,00%	40,97%	40,88%
Global	INVA (\$COP 2017)	31.362.942.972	31.362.943.246	31.362.943.247
	INVR (\$COP 2017)	15.713.761.151	14.231.617.153	3.558.978.467
	Ejecución (%)	50,10%	45,38%	11,35%

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

De lo mostrado en **Tabla 25**, vale la pena resaltar que, si bien el prestador registra unos indicadores globales de ejecución bajos, en casi todos los años en revisión, la E.E.B.P. S.A. E.S.P. fue uno de los últimos operadores de red a nivel nacional a los que le fueron aprobado cargos, los cuales quedaron en firme en abril de 2022. Condición bajo la cual, XM inició la liquidación en agosto del mismo año. Sin embargo, la empresa ya estaba ejecutando

inversiones desde 2019 con base en el plan en proceso de aprobación, bajo la incertidumbre de cuáles serían los valores de inversión que finalmente le fuesen aprobados por la CREG.

Ahora bien, respecto a las casillas resaltadas en verde en la **Tabla 25**, corresponden a inconsistencias evidenciadas durante la Evaluación Integral, frente a lo cual la E.E.B.P. S.A. E.S.P. indicó que se deben errores en la formulación de los cálculos realizadas en los reportes al SUI y al LAC de XM, por lo que la Superservicios solicitó realizar las correcciones. Así mismo, se solicitó realizar los ajustes de los formatos PI y realizar el respectivo cargue al SUI de acuerdo con la modificación del plan de inversión y sus ejecuciones reales a lo largo del periodo vigente.

En verificación de la información aportada por la empresa y reportada en el SUI, se identificó la ejecución extemporánea de un proyecto que tenía año de ejecución propuesto 2019, pero cuya ejecución fue finalizada en 2021, año que aún precede la aprobación de cargos. La particularidad con este proyecto radica en que, bajo interpretación propia de la empresa, el reporte hecho a la CREG (Circular 024 de 2020) posterior a la aprobación de cargos refleja que este proyecto fue reportado como ejecución de 2019, en lugar de 2021. Este proyecto corresponde al DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.001.

Mediante la **Tabla 26** se detalla el monto aprobado y ejecutado, así como las fechas de ejecución aprobada y la fecha real de ejecución. Bajo estas consideraciones, se solicitó a la empresa verificar lo reportado ante la CREG y a XM, generando de ser necesario, los alcances a que haya lugar para normalizar el reporte.

Tabla 26 Ejecución proyecto de inversión E.E.B.P. S.A. E.S.P.

Cód. proyecto	Descripción	Valor regulatorio aprobado	Fecha fin ejecución aprobada	Fecha fin ejecución Real
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.001	Modernización y repotenciación de subestación Gamma 4	1.481.377.000	31/01/2019	23/03/2021

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

Continuando con el análisis de las inversiones realizadas por el prestador en evaluación, en la **Tabla 27 y Tabla 28** se presenta los montos en COP de las inversiones ejecutadas por el

operador, detallando las inversiones ejecutadas dentro y fuera del plan de inversiones aprobado por la CREG. Esta información, se genera con base en el reporte al SUI, y de acuerdo con la retroalimentación dada por la E.E.B.P. S.A. E.S.P. frente a las inconsistencias evidenciadas en los reportes de las ejecuciones.

Tabla 27. Ejecución del plan de inversiones para E.E.B.P. S.A. E.S.P. desde 2019 a 2022.

2019				2020			
Ejecutado (COP 2017)				Ejecutado (COP 2017)			
Categoría	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)	Categoría	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Dentro del Plan	4.234.172.000		0,00%	Dentro del Plan	17.866.824.214	33.758.000	0,19%
Fuera del Plan	-	553.018.358	-	Fuera del Plan	-	10.081.787.577	-
Total Ejecutado	4.234.172.000	553.018.358	13,06%	Total Ejecutado	17.866.824.214	10.115.545.577	56,62%
2021				2022			
Ejecutado (COP 2017)				Ejecutado (COP 2017)			
Categoría	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)	Categoría	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Dentro del Plan	4.363.682.243	1.517.869.438	34,78%	Dentro del Plan	300.000.000	0	0,00%
Fuera del Plan	-	1.028.621.810	-	Fuera del Plan	-	614.116.076	-
Total Ejecutado	4.363.682.243	2.546.491.248	58,36%	Total Ejecutado	300.000.000	614.116.076	204,71%

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

Tabla 28. Ejecución del plan de inversiones para E.E.B.P. S.A. E.S.P. 2023

2023			
Ejecutado (COP 2017)			
Categoría	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Dentro del Plan	4.598.264.516	1.149.205.373	24,99%
Fuera del Plan	-	734.617.520	-
Total Ejecutado	4.598.264.516	1.883.822.893	40,97%

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

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

- **Ejecución de Inversión 2019:**

A pesar de que en 2019 la CREG no había emitido los cargos aprobados, la E.E.B.P. S.A. E.S.P. decidió ejecutar sus inversiones debido a las necesidades del sistema. De esta

manera, desarrolló algunos proyectos de reposición de redes activos, por cumplimiento de vida útil o por daños en los mismos.

- **Ejecución de Inversión 2020:**

La principal inversión ejecutada por la empresa en el 2020 se centró en la modernización del centro de control. Aunque este proyecto no estaba contemplado en las inversiones aprobadas, su ejecución se consideró necesaria para mejorar los tiempos de recuperación de fallas transitorias, entre otras necesidades identificadas por la empresa.

- **Ejecución de Inversión 2021:**

Dentro de las inversiones ejecutadas en 2021, se destaca la modernización y repotenciación de la subestación La Hormiga, un proyecto que incrementó la capacidad instalada de 5 MVA a 10 MVA. Este proyecto tuvo una ejecución parcial del 41% respecto a lo aprobado por la Comisión.

- **Ejecución de Inversión 2022:** El nivel de ejecución de inversiones durante el 2022 se centró en proyectos no contemplados en el plan inicial. El origen de las desviaciones respecto al monto inicialmente aprobado, se originó en la inviabilidad en la ejecución del proyecto asociado a la implementación del Sistema de gestión de Activos aprobado por la CREG para este periodo, el cual superaba el monto aprobado de 300.000.000 COP dados los altos precios de mercado, ante lo cual la E.E.B.P. S.A. E.S.P. optó por realizar inversiones enfocadas en la normalización y expansión de redes de media tensión y baja tensión en niveles de tensión 1 y 2.

- **Ejecución de inversiones 2023:** Finalmente, en 2023, la ejecución de proyectos fue parcial en relación con las inversiones aprobadas. Aun así, las inversiones realizadas, de acuerdo con lo indicado por la empresa le permitieron cubrir parte de las necesidades relacionadas con la continuidad y confiabilidad en la prestación del servicio. Parte de estos proyectos se trasladaron a nuevos proyectos incluidos en la modificación del plan de inversiones para el periodo 2023-2027, por lo que su ejecución continuará en el futuro.

Ahora bien, la ejecución evidenciada durante el periodo 2019-2023, estuvo influenciada por varias dificultades manifestadas por la empresa, dentro las cuales se destaca:

- **Demoras en la aprobación de planes de inversión:**

Durante 2019, la empresa experimentó incertidumbre al no contar con la aprobación del plan de inversión, lo cual la llevó a recurrir a financiación para ejecutar proyectos cuya remuneración no estaba confirmada.

- **Pandemia COVID-19:**

Durante 2020 y 2021, la empresa se vio afectada por la pandemia, al no poder contar con el 100% de su capacidad laboral. Además, enfrentó dificultades debido a la falta de disponibilidad de materiales durante la emergencia por COVID-19.

- **Alta exposición en bolsa:**

La empresa enfrentó una alta exposición en bolsa durante 2023, lo que afectó su flujo de caja y ocasionó un ajuste presupuestal, impactando en la ejecución de los proyectos aprobados para ese año. Para más información al respecto, se sugiere remitir a la sección tarifaria del presente informe.

A corte de 2023, la empresa tiene 6 proyectos pendientes de ejecución, equivalentes a un monto de 6.363.985.299 COP de 2017, los cuales fueron trasladados al plan de inversión 2023-2027 y cuya expectativa de ejecución por parte de la empresa es 2024. Adicionalmente, algunos proyectos no alcanzarán el 100% de ejecución debido a ajustes presupuestales o la priorización que hará la EBBP a la ejecución de proyectos destinados a mejorar el estado operativo de las subestaciones.

La **Tabla 29** muestra los proyectos que aún no han sido completados, información suministrada por la empresa en el marco de Evaluación Integral.

Tabla 29. Estado proyectos del plan de Inversiones E.E.B.P. S.A. E.S.P.

CÓD PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	INVERSIÓN APROBADA	INVERSIÓN EJECUTADA	AÑO DE EJECUCIÓN APROBADO INICIAL	AÑO DE EJECUCIÓN ESPERADO	MOTIVOS EJECUCIÓN NO CONTINUADA
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.003	Repotenciar las redes de MT del Municipio de Puerto Asís garantizando el crecimiento de la demanda, lo cual contempla la construcción de 2 circuitos adicionales.	2.401.059.754	Se traslada a 2024	2021	2023	Proyecto que se encuentra en ejecución debido a retrasos en el año 2021 por dificultades a causa de pandemia de COVID-19. Se traslada ejecución a proyecto DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.033 aprobado para el plan de inversión 2023-2027.
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.004	Repotenciar las redes de BT Garantizando el crecimiento de la demanda	1.962.622.489	63.189.243	2021	2022	Proyecto que se encuentra en ejecución debido a retrasos en el año 2021 por dificultades a causa de pandemia de COVID-19. Se traslada ejecución a proyecto DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.038 aprobado para el plan de inversión 2023-2027.
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.005	Reposición y Modernización tren de celdas existentes y adquisición de dos (2) celdas adicionales con equipos de potencia, control y protecciones 13,8 kV.	794.497.000	Se traslada a 2024	2020	2024	Proyecto que se encuentra en ejecución debido a retrasos en el año 2020 por dificultades a causa de pandemia de COVID-19. Se traslada ejecución a proyecto DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.028 para el año 2024.
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.010	Implementación y certificación de un sistema de gestión de activos acorde con la norma ISO 55001	300.000.000	-	2022	2023	La empresa fue acreditada en gestión de activos según ISO 55001 en la vigencia 2023, con los procesos y desarrollos tecnológicos que maneja actualmente

CÓD PROYECTO	DESCRIPCIÓN PROYECTO	INVERSIÓN APROBADA	INVERSIÓN EJECUTADA	AÑO DE EJECUCIÓN APROBADO INICIAL	AÑO DE EJECUCIÓN ESPERADO	MOTIVOS EJECUCIÓN NO CONTINUADA
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.007	Instalación de reconectores y indicadores de falla en los circuitos de 13,2 kV	1.803.430.000	484.568.000	2023	2023	No se ejecuta el 100% debido a ajuste presupuestal. La empresa dará prioridad a proyectos con mayor criticidad.
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.032	Instalación de redes MT y BT VG y SM N2	517.312.968	186.760.490	2023	2023	No se ejecuta el 100% debido a ajuste presupuestal. La empresa dará prioridad a proyectos con mayor criticidad.
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.033	Construcción de un circuito Nuevo C18 para separar en 2 el circuito C6 y Construcción del Centenario	904.226.438	-	2023	2024	Puesta en servicio del proyecto en enero del 2024. Proyecto se reportará en el año 2025.
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.033.2	Instalación de redes de baja tensión relacionadas a proyecto DIS.E.E.B.P. S.A. E.S.P..033	185.874.721	Se traslada a 2024	2023	2024	No se ejecuta el 100% debido al ajuste presupuestal de la empresa. La ejecución se traslada para el año 2024.
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.037	Se instalará transformadores en circuitos de baja tensión que están sobrecargados	397.615.583	155.622.990	2023	2023	No se ejecuta el 100% debido al ajuste presupuestal de la empresa. La ejecución se traslada para el año 2024.
DISE.E.B.P. S.A. E.S.P.038	Normalizar redes de baja tensión cambiando redes desnudas por cable trenzado	622.315.752	222.850.134	2023	2023	No se ejecuta el 100% debido al ajuste presupuestal de la empresa. La ejecución se traslada para el año 2024.

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

Frente a los proyectos indicados en la **Tabla 29**, la empresa identificó los impactos operacionales que pueden generarse por la no ejecución de estos proyectos. Estos impactos incluyen sobrecargas en los circuitos existentes, interrupciones frecuentes en la prestación del

servicio, fluctuaciones en la tensión, afectación en los indicadores de calidad, dificultades en la expansión y riesgo eléctrico.

Ante esta situación, desde la SSPD se recomienda enfocar los esfuerzos en las ejecuciones actuales y futuras para evitar que se materialicen los riesgos operacionales identificados.

5.3.5.3 Estrategia de comunicación y difusión del plan de inversión

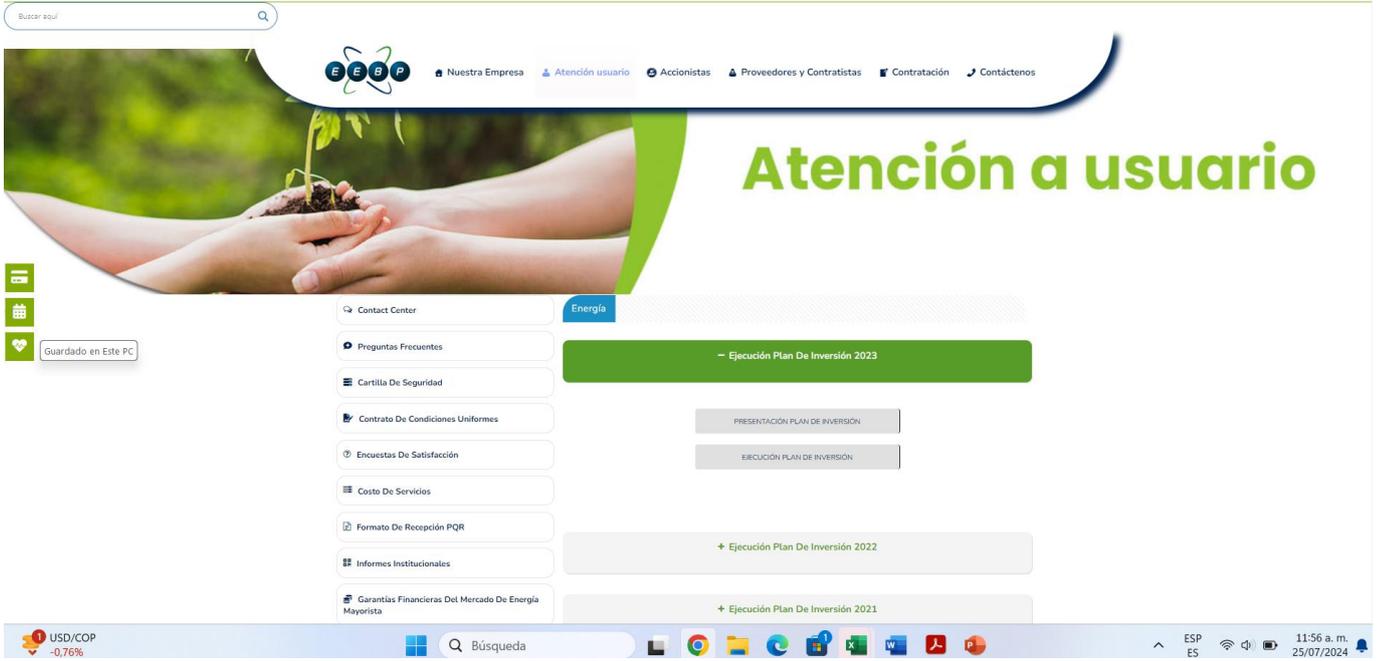
En el numeral 6.7 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, define que los Operadores de Red deben definir una estrategia de comunicación para difundir con los usuarios su plan de inversión, las metas reposición, calidad, reducción y mantenimiento de pérdidas. Esta estrategia debe contener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

“(…)

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

Con respecto a los literales a y b, en julio del año en curso, se exploró el portal Web de la empresa y no se encontró la publicación correspondiente al año 2023. Sin embargo, como parte de los compromisos pactados con la E.E.B.P. S.A. E.S.P. en el marco de la Evaluación Integral, la empresa publicó el informe del año 2023 dirigido a los usuarios del mercado de comercialización, así como el informe de ejecución del plan de inversión del referido año de acuerdo con la Figura 22.

Figura 22 Captura de pantalla de portal web de E.E.B.P. S.A. E.S.P.. Publicación Plan de Inversión.



Fuente: <https://E.E.B.P. S.A. E.S.P.sa.com.co/atencion-al-usuario/>

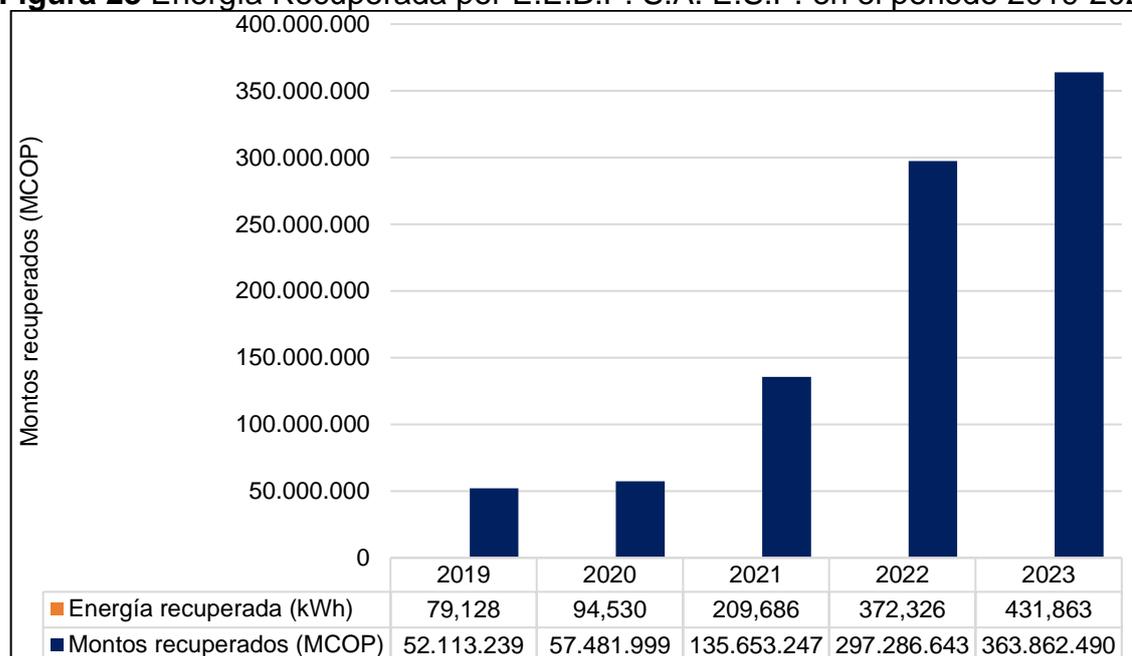
5.3.5.4 Plan de gestión de pérdidas

E.E.B.P. S.A. E.S.P. no cuenta con un plan de reducción de pérdidas aprobado regulatoriamente a lo largo del plazo formalizado. No obstante, cuenta con un plan de mantenimiento de pérdidas el cual está enfocado en varias problemáticas, entre ellas las conexiones fraudulentas, problemas de orden público y barrios subnormales, frente a lo cual ha ejecutado las siguientes estrategias con alto impacto en la evolución de las pérdidas:

- **Energía recuperada por irregularidades.**

La Figura 23;Error! No se encuentra el origen de la referencia. ilustra el porcentaje de recuperación continuo de energía eléctrica durante el periodo de 2019 a 2023. Al final de este período, la empresa logró recuperar un total de 906.397.618 COP, equivalente a 1.118.753,00 kWh de energía.

Figura 23 Energía Recuperada por E.E.B.P. S.A. E.S.P. en el periodo 2019-2023



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

E.E.B.P. S.A. E.S.P. alcanzó este resultado gracias a su estrategia, que incluyó revisiones periódicas de los usuarios e inspecciones detalladas de los transformadores para detectar posibles irregularidades en las conexiones. En **Tabla 30** se detalla la cantidad de revisiones e inspecciones realizadas entre 2020 y 2023, sumando para este periodo 34.044, con un porcentaje de cumplimiento del 590,53%.

Tabla 30. Resultados de revisiones e inspecciones ejecutadas por E.E.B.P. S.A. E.S.P.

Año	Cantidad de Revisiones e Inspecciones	Cumplimiento (%)
2020	7.127	148,50%
2021	11.153	223,10%
2022	9.229	132%
2023	6.535	87,13%
Total	3.4044	590,53%

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

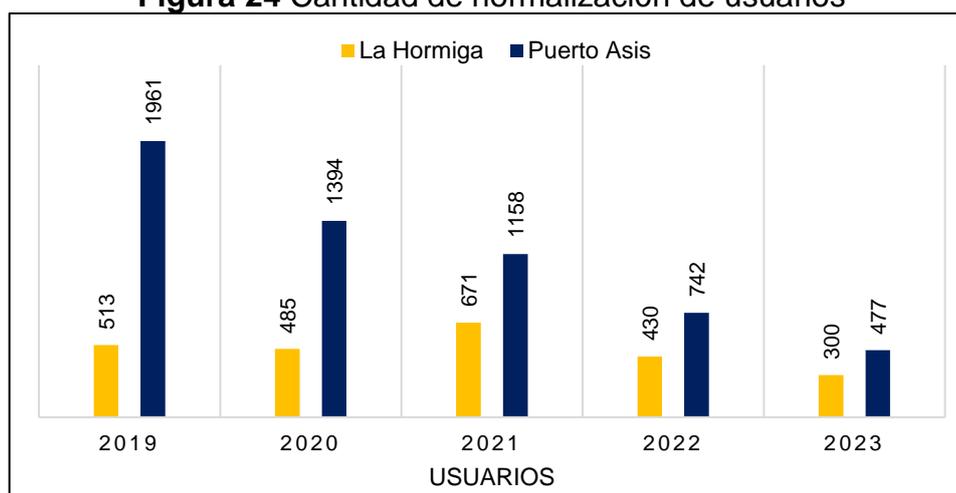
- **Normalización por actuación tecnológica**

Dentro de las actividades de normalización, la empresa llevó a cabo la instalación de acometidas y equipos de medición para usuarios que no cumplían con las normas

establecidas o necesitaban actualización tecnológica. Estas acciones se concentraron en gran medida en el municipio de Puerto Asís, donde la empresa normalizó a 5.732 usuarios. La empresa explicó que gran parte de las actividades de normalización se enfocaron en este municipio debido a la presencia de barrios subnormales.

En 2019, al inicio del plan de mantenimiento interno, la empresa normalizó 1.961 usuarios. Siendo 2020 el año con mayor número de usuarios con actualización tecnológica en sus instalaciones, alcanzando un 27%. De estos periodos, es importante resaltar que, en el municipio de La Hormiga, se normalizaron un total de 2.399 usuarios, La Figura 24 muestra la cantidad de usuarios normalizados en los municipios de Puerto Asís y La Hormiga.

Figura 24 Cantidad de normalización de usuarios



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

- **Instalación de macromedidores**

De acuerdo con la información suministrada por la E.E.B.P. S.A. E.S.P., la **Tabla 31** señala un total de 178 macromedidores instalados en transformadores para realizar seguimiento de pérdidas de energía para el periodo 2019-2023. Así mismo, como parte de esta actividad, la E.E.B.P. S.A. E.S.P. realizó tomas de lectura de los usuarios para realizar los análisis de comportamientos de consumos.

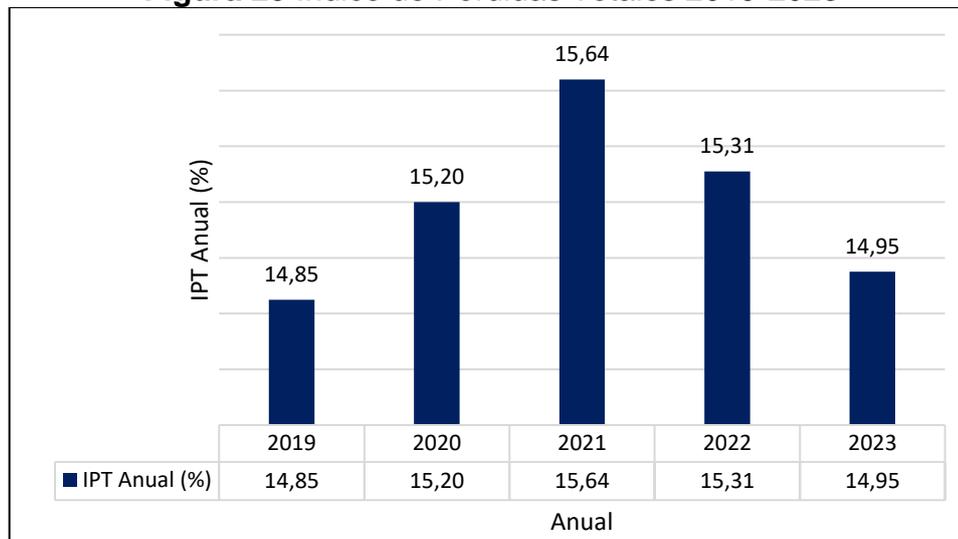
Tabla 31. Ejecución macromedición 2019-2023 E.E.B.P. S.A. E.S.P.

Año	Macromedidores instalados en transformadores
2019	20
2020	16
2021	11
2022	86
2023	45
Total	178

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

De acuerdo con las estrategias implementadas por E.E.B.P. S.A. E.S.P., a lo largo del periodo se logró mantener la tendencia constante en el índice de pérdidas totales indicadas en la Figura 25.

Figura 25 Índice de Pérdidas Totales 2019-2023



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

Cabe destacar que para el periodo 2024-2028, la empresa realizará un enfoque integral de mantenimiento de pérdidas de energía y disminución de las conexiones irregulares que los lleve a un 14%, en su primer año de implementación.

5.3.6 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 E.E.B.P. S.A. E.S.P., 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 88,4 km de red a 115 kV y con las subestaciones a 115 kV de Puerto Caicedo y Yarumo, que se derivan de forma radial desde la Subestación Mocoa 115 kV (Operada por la Empresa De Energía del Putumayo S.A. E.S.P.).

La condición de radialidad genera una condición operativa que expone el mercado de comercialización del operador E.E.B.P. S.A. E.S.P. a desatención del 100% de la demanda, cuando ocurren fallas en los tramos de 115 kV, por tanto, estos activos del Sistema de Transmisión Regional se encuentran en la lista de zonas excluidas por Compensación por Energía No Suministrada (CNE), según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018 en la sección 5.1.16 ZONA EXCLUIDA DE CNE, lo que implica que sus activos no deben compensar cuando en ellos se generan eventos de desatención de su demanda.

De la visita realizada a la subestación Puerto Caicedo es importante mencionar, que en el momento de la visita, se evidenció la presencia en patio de un transformador móvil tridevanado de 115/34,5/13,8 kV de 20 MVA para garantizar la atención a la demanda en los municipios de Puerto Caicedo y Puerto Asís, toda vez que el transformador instalado estaba llegando al 100% de su capacidad nominal; situación que la empresa espera solventar una vez se apruebe la instalación de un transformador de 30 MVA, el cual fue contemplado en el plan de inversión de la siguiente vigencia.

5.3.6.1 Indisponibilidad de activos

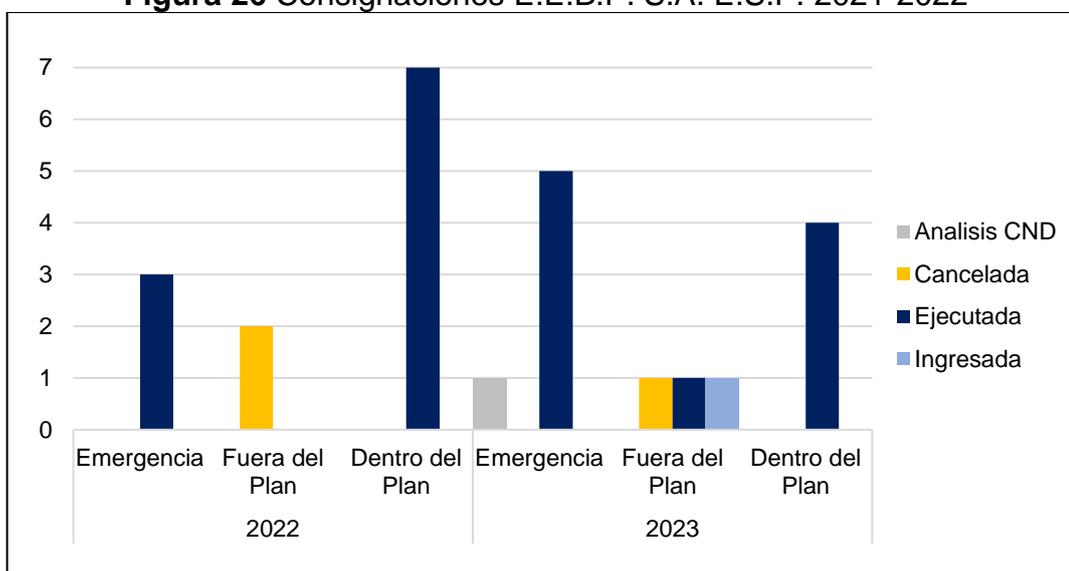
De acuerdo con lo expuesto en el numeral anterior, al ser esta una zona excluida de Compensación por Energía No Suministrada (CNE), si bien se registran las indisponibilidades de los activos de su sistema, no tiene penalización al agente. Al respecto, en el corrido del 2024 se registran 41,9 horas para compensar (HC), 0 HC en el 2023 y 43,51 en el 2022 por superar las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas (MAHIA).

5.3.6.2 Consignaciones nacionales

Debido a la radialidad del sistema de E.E.B.P. S.A. E.S.P., el prestador trata de evitar al máximo realizar consignaciones, por lo que los índices de interrupción, en su mayoría debido a

la implementación de cuadrillas en línea viva, que les permite realizar los mantenimientos correspondientes, sin generar interrupción al servicio. Sin embargo, comparando las consignaciones registradas para el año 2022, donde se ingresaron 12 consignaciones y para el 2023 se ingresaron 13 consignaciones, lo que representa un incremento del 8.3 %. Se ingresaron en el año 2023 un 50% más de consignaciones de emergencia y se presentó un incremento del 33,3% en las consignaciones fuera del plan, como se muestra en la Figura 26.

Figura 26 Consignaciones E.E.B.P. S.A. E.S.P. 2021-2022



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

5.3.6.3 Planes de mantenimiento

Para la vigencia 2022, se registra una efectividad del 99% en la ejecución de sus planes semestrales de mantenimiento, con 505 actividades programadas y 502 ejecutadas. Las restantes corresponden a 2 que están con ejecución al 67% de las plantas de servicios auxiliares en las subestaciones Puerto Asís y Yarumo y el cambio de un interruptor en la subestación Gamma 3. Para la vigencia 2023 su efectividad fue del 100%.

5.3.6.4 Proyectos de expansión

De acuerdo con lo expuesto por la empresa, a la fecha de la visita no ha realizado o solicitado la conexión de proyectos de expansión de su STR.

5.3.6.5 Cumplimientos RETIE

De acuerdo con la Resolución MME 90708 del 30 de agosto de 2013, por el cual se expide el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), cuyo objetivo fundamental está definido en el artículo 1, es:

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

A través de esta sección, se busca evaluar al interior de E.E.B.P. S.A. E.S.P. cuál es el nivel de madurez que dicho prestador tiene en sus procesos en cuanto al cumplimiento del 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.

Aunado a lo anterior, es importante resaltar el hecho de que las empresas de servicios públicos, al realizar una función esencial para el bienestar de la sociedad, como lo es el servicio de energía eléctrica, hace que sea de suma importancia que cumplan las disposiciones legales a que están sujetas, entre las que se encuentra el RETIE.

5.3.6.6 Seguimiento de accidentes de origen eléctrico

El numeral 9.5. “NOTIFICACION DE ACCIDENTES” del RETIE, Resolución 9 0708 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»

Requerimiento sobre el cual, esta Superintendencia mostrara los resultados de los análisis del nivel de cumplimiento que el prestador da a esta obligación normativa.

5.3.6.6.1 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 “PT10.MPA5 protocolo de Primeros Auxilios”, cuyo objetivo es

«Establecer pautas de actuaciones y técnicas que permitan la atención y conservación de la vida; evitando complicaciones en las lesiones y asegurar el traslado de los accidentados a un centro asistencial.»

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.

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

Se realizó una validación para la vigencia 2023 del formato TT5 “Información de Accidente de Origen Eléctrico”. En dicho reporte, se encontró la ocurrencia de solamente un accidente eléctrico que produjo la muerte de un canino para el periodo correspondiente al mes de febrero, frente a lo cual las acciones implementadas por la empresa fueron verificar las distancias de seguridad de los árboles respecto a las redes donde ocurrió el siniestro y realizar las podas correspondientes.

5.3.6.7 Información de seguridad para el usuario y público en general

El numeral 26.2. “*INFORMACIÓN PERIÓDICA*” del RETIE, Resolución 9 0708 del 30 de agosto de 2013 del Ministerio de Minas y Energía, 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.»

Bajo lo antes dispuesto, a continuación, se muestran los resultados de los análisis correspondientes.

5.3.6.7.1 Actividades realizadas por la empresa con relación a información de seguridad para el usuario final y público en general

El prestador manifestó en relación a la entrega de información a los usuarios finales, que han entregado información de seguridad durante la energización de los predios y el proceso de celebración del contrato de condiciones uniformes; pero en lo correspondiente a la entrega de información de seguridad en la factura, E.E.B.P. S.A. E.S.P. manifiesta que únicamente han remitido a través de este medio información técnica para reporte de fallas, indicadores de calidad del servicio y compensaciones a que haya lugar por aspectos de calidad del servicio, por tanto se deja como un hallazgo en el marco de la visita integral.

Por otro lado, el prestador manifiesta que cada 6 meses en el desarrollo de las ferias que se desarrollan en Puerto Asís y el Valle del Guamuez, han desarrollado eventos relacionados con el Uso Racional de la Energía (URE), donde han tenido espacios además, para concientizar a los usuarios sobre distancias de seguridad, riesgos existentes por siembra de árboles bajo líneas de transmisión o distribución y recomendaciones de seguridad para salvaguardar la vida de las personas, al respecto la DTGE solicito los soportes de la realización de dichos eventos,

los cuales fueron remitidos por parte del prestador y verificados por parte de los profesionales de la SSPD.

5.3.6.8 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 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. Por lo tanto, a continuación, se muestran los resultados de los análisis efectuados a E.E.B.P. S.A. E.S.P.

5.3.6.8.1 Actividades desarrolladas por la empresa en cuanto a verificación de distancias de seguridad

El prestador manifestó en el desarrollo de la Evaluación Integral, que en ocasiones las personas han realizado construcciones en terrenos baldíos posteriores al levantamiento de redes, frente a lo cual se ha configurado violaciones a las distancias de seguridad por parte de los usuarios.

Frente a esto, el prestador ha realizado requerimientos a los usuarios frente a dicho incumplimiento y de manera ocasional han cambiado las estructuras de tipo horizontal a tipo bandera para alejarlas de los predios. Asimismo, manifiesta que la comunicación con las alcaldías no es fluida frente a los requerimientos en lo correspondiente a verificaciones de distancias de seguridad en lo que es de su competencia. La DTGE requirió a E.E.B.P. S.A. E.S.P. acerca de las comunicaciones llevadas a cabo con los usuarios. Soportes que suministro, verificando así, que el prestador acomete acciones tendientes a la corrección de esas condiciones inseguras de la red.

Se deja la observación que el prestador manifestó que en ningún momento se ha visto en la obligación por un requerimiento judicial de ajustar sus redes por distancias de seguridad o haber requerido un amparo policivo para hacer valer las obligaciones frente a esta exigencia regulatoria. En este punto es importante resaltar el hecho de que ante la evidencia de violaciones de distancias de seguridad el OR 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.

5.3.6.9 Demostración de conformidad RETIE de instalaciones eléctricas

El numeral 2.1.1. “Conformidad de la instalación” del RETIE, Resolución 9 0708 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, se procede a mostrar los resultados de los análisis adelantados.

5.3.6.9.1 Actividades desarrolladas por la Empresa con relación a la demostración de la conformidad RETIE

Al respecto, la DTGE solicitó varia 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. Información que fue remitida a este Despacho, validando de esta manera que, dentro del grupo de proyectos evaluados, E.E.B.P. S.A. E.S.P. cumple con lo dispuesto por el Reglamento, antes de proceder con la energización de un proyecto.

5.3.6.10 Mantenimiento de Subestaciones, redes de distribución y líneas de transmisión

El numeral 10.6. "OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES ELECTRICAS," del RETIE, Resolución 9 0708 del 30 de agosto de 2013 del Ministerio de Minas y Energía, establece, entre otros que:

«El propietario o tenedor de la instalación, será responsable de mantenerla en condiciones seguras, por lo tanto, debe garantizar que se cumplan las disposiciones del presente reglamento que le apliquen»

Escenario que fue evaluado durante la evaluación integral, y los resultados se muestran a continuación:

5.3.6.10.1 Actividades desarrolladas por la empresa con relación a la gestión de mantenimientos

El prestador indicó que para la atención de eventos que afecten los activos de su propiedad, se deben atender dos zonas: Puerto Asís y Valle del Guamuez. Para cada una de las zonas, dispone de dos cuadrillas para la atención de eventos; mientras que

para la ejecución de mantenimientos preventivos y predictivos se disponen de tres cuadrillas en Puerto Asís y dos cuadrillas para el Valle del Guamuez.

En lo referente a los tiempos de atención de eventos manifiestan que, si estos se presentan en zonas urbanas, el tiempo de respuesta es aproximadamente de 30 minutos, pero que si ocurren en las horas de la tarde-noche, tienen dificultades para ejecutarlas por temas de seguridad y/o acceso de vías, por lo que, dependiendo de las circunstancias, deben posponerlos para el día siguiente.

Con relación al plan de mantenimiento, indican que anualmente, de forma articulada con el área de procesos de calidad y operaciones, son remitidas las alertas de los circuitos que más afectaciones tienen basada en los activos críticos de la organización, de esa manera son identificadas causas y se programan las actividades de mantenimiento pertinentes.

La DTGE solicitó los informes de mantenimiento realizados en sus subestaciones durante las últimas vigencias. A lo que la E.E.B.P. S.A. E.S.P. cual remitió soportes de los mantenimientos realizados a los transformadores de las subestaciones La Hormiga, Puerto Asís, Yarumo y Puerto Caicedo, donde se tomaron muestras de aceite para verificar su estado, cuyo informe de los resultados fue emitido para el mes de noviembre de 2023, sin que se detecten casos críticos.

Asimismo, entre mayo y julio del 2023 se realizaron pruebas eléctricas a los transformadores de potencia, de carácter predictivo donde se concluyó que las características eléctricas evaluadas (FD y CAP de devanado, corriente de excitación, relación de transformación prim-sec, resistencia del devanado CC prim, resistencia del devanado de cc sec, prueba de SFRA y resistencia de aislamiento) se encontraban en un rango óptimo.

Para la subestación Yarumo, en el año 2023, se realizó un mantenimiento general al transformador de potencia, en el mes de septiembre donde se extrajo el aceite dieléctrico del transformador, lavado de la cuba, radiadores, ventiladores tanque de ventilación soporte de tanques, DPS, contadores de descargas y demás partes para

finalizar con la pintura. Finalmente, realizaron el tratamiento de termo vacío para garantizar las condiciones óptimas del aceite, así como la ejecución de pruebas de rigidez dieléctricas.

En la subestación La Hormiga, el 12 de mayo de 2023 en el transformador de 5 MVA, se realizó el proceso de termo vacío, cambio de empaques de radiadores, aisladores, rieles y demás accesorios de la máquina, cambiando los empaques de los radiadores puesto que presentaban fugas de aceite.

Acciones, que se articulan con los proyectos de inversión mostradas previamente, en búsqueda de una mejora continua, pero que no dejan de generar alteras, ya que de no garantizarse una ejecución efectiva de las actividades de poda (que a partir de este año se realizan con un grupo de pequeño de personal propio), van a dar como resultado que la desmejora de los indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI sea aún mayor que la senda mostrada desde el año 2021 hacia adelante.

5.3.6.11 Sistemas de puesta a tierra

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. (...)»

Por lo que se procedió a revisar cual era el nivel de cumplimiento a esta disposición por parte del mencionado prestador.

5.3.6.11.1 Actividades realizadas por la Empresa en relación con el mantenimiento de los sistemas de puesta a tierra

La E.E.B.P. S.A. E.S.P. remitió mediante el documento “3.9.11 Mediciones y adecuaciones SPT 2023” las mediciones de resistencia de 89 estructuras y 42 transformadores de

distribución, de los cuales, algunos de dichos activos tenían niveles de resistencia por encima de lo establecido en la tabla 15.4 el RETIE, numeral donde se presentan los valores de referencia para dicha medición. Sobre el particular, la Empresa remitió un cronograma de ejecución para solventar dichas situaciones, a los que esta Entidad realizará seguimiento.

Al respecto, el artículo 15.6 del RETIE, indica:

«(...) 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 E.E.B.P. S.A. E.S.P. acerca de los informes de los mantenimientos realizados a los sistemas de puesta a tierra en sus subestaciones de acuerdo a lo presentado, frente a lo cual el Prestador indicó que cada 6 meses realizan mediciones de resistencia del sistema de puesta a tierra con un telurómetro certificado para verificar el cumplimiento de la tabla 15.5 del RETIE, pero los informes requeridos con las pruebas y registros no los estaban realizando. Por lo tanto, este incumplimiento se deja como hallazgo en el desarrollo de la integral.

5.3.6.12 Instalaciones provisionales

El numeral 28.1. “INSTALACIONES PROVISIONALES” del RETIE, Resolución 9 0708 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).»

5.3.6.12.1 Actividades realizadas por la empresa con relación a provisionales de obra

En relación a lo anterior, el prestador manifestó que para el año 2023 no tuvieron requerimientos en relación a provisionales de obra, indicando que, si bien durante la vigencia mencionada se pudieron haber realizado construcciones que requirieran servicio de energía eléctrica de manera provisional, en algunas ocasiones, dichas edificaciones recibían energía eléctrica de parte de algún vecino cercano a la obra para el desarrollo de sus labores. En este punto, es importante hacer la observación a la E.E.B.P. S.A. E.S.P. 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.

5.3.7 Acceso a redes

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios 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 con motivo de la Evaluación Integral”, así como, verificación a la aplicación de la Resolución CREG 075 de 2021 «Por la cual se definen las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional»

Frente a lo anterior, la SSPD reviso la respuesta a la solicitud de información emitida por parte de la Empresa de Energía de Bajo Putumayo mediante radicado SSPD 20245292155302

(radicado E.E.B.P. S.A. E.S.P. 202400009011), frente a los procesos de conexión el Prestador indico:

“(…) Desde la entrada en vigencia de la CREG 174 del 2021 se ha presentado una sola solicitud de conexión de AGPE por lo cual la E.E.B.P. S.A. E.S.P. aún no cuenta con el aplicativo basado en la CREG 174 del 2021 y se continua con el existente basado en la CREG 030 2018.”(…).

De acuerdo con lo señalado anteriormente, en el marco de la visita de la Evaluación Integral la SSPD, se revisó en conjunto con el Prestador lo señalado en la normatividad vigente y se establecieron una serie de compromisos, dentro de los cuales se solicitó al prestador informar a esta SSPD que pasó desde el momento de entrada en vigencia de la Resolución CREG 174 de 2021, hasta la fecha julio de 2024 al interior de la empresa y los motivos por los cuales no se tiene implementado el esquema al interior de E.E.B.P. S.A. E.S.P., el prestador en respuesta al mismo en comunicación envida señaló:

*“(…) Una vez sale en vigencia la resolución CREG 174 del 2021 se realiza la gestión de cotización para la aplicación para acceso a redes, **pero el costo de la implementación de la misma se consideró bastante elevado para la cantidad de solicitudes y el uso que se le iba a realizar al aplicativo, por lo tanto, se postergo la ejecución de este proyecto para la vigencia 2023** y dar prioridad a otros proyectos en redes de distribución con el objetivo de impactar positivamente en calidad del servicio.*

Para la vigencia 2023 el proyecto se tuvo que mover nuevamente teniendo en cuenta el impacto financiero de la empresa por la exposición en bolsa para la compra de energía, por lo tanto, en el presupuesto de la vigencia 2024 se encuentra proyectado para contratación en el mes de diciembre de 2024. También se puede evidenciar que el flujo de solicitudes sigue siendo bajo. (…)

Adicionalmente, dado que la SSPD también solicitó el cronograma de ejecución para tener el aplicativo en funcionamiento, el prestado menciona que el mismo estará en funcionamiento a partir de 12 de marzo de 2025 de acuerdo con la Figura 27:

Figura 27 Cronograma desarrollo aplicativo CREG 174 de 2021

	⊙	Nombre	Duración	Inicio	Terminado
1		Proceso Desarrollo de Aplicativo	158 days	1/08/24 08:00 AM	12/03/25 05:00 PM
2		1. Elección de Proveedor	43 days	1/08/24 08:00 AM	30/09/24 05:00 PM
3		1.1 Solicitud de Adquisición de Carrito de Compra SAP	1 day	1/08/24 08:00 AM	1/08/24 05:00 PM
4	☐	1.2 Solicitud de Cotizaciones a Proveedores	11 days	2/08/24 08:00 AM	16/08/24 05:00 PM
5	☐	1.3 Evaluación de Propuestas Económicas	10 days	19/08/24 08:00 AM	30/08/24 05:00 PM
6	☐	1.4 Adjudicación de Contrato	3 days	2/09/24 08:00 AM	4/09/24 05:00 PM
7	☐	1.5 Proceso de Contratación	15 days	5/09/24 08:00 AM	25/09/24 05:00 PM
8	☐	1.6 Acta de Inicio y Cumplimiento de Documentación Contractual	3 days	26/09/24 08:00 AM	30/09/24 05:00 PM
9	☐	1.7 Firma de Acta de Compromiso	0 days	30/09/24 05:00 PM	30/09/24 05:00 PM
10		2. Diseño del Aplicativo	23 days	1/10/24 08:00 AM	31/10/24 05:00 PM
11	☐	2.1 Elaborar WireFrames y Prototipos	9 days	1/10/24 08:00 AM	11/10/24 05:00 PM
12	☐	2.2 Definir la Arquitectura Técnica	14 days	14/10/24 08:00 AM	31/10/24 05:00 PM
13		3. Desarrollo del Aplicativo	46 days	1/11/24 08:00 AM	7/01/25 05:00 PM
14	☐	3.1 Elaborar programación de funcionalidades	46 days	1/11/24 08:00 AM	7/01/25 05:00 PM
15	☐	3.2 Implementación de bases de datos y lógica	46 days	1/11/24 08:00 AM	7/01/25 05:00 PM
16		4. Pruebas Unitarias	21 days	8/01/25 08:00 AM	5/02/25 05:00 PM
17	☐	4.1 Realizar pruebas a cada módulo desarrollado	13 days	8/01/25 08:00 AM	24/01/25 05:00 PM
18	☐	4.2 Documentar resultados y corregir errores	8 days	27/01/25 08:00 AM	5/02/25 05:00 PM
19		5. Pruebas Integrales	5 days	6/02/25 08:00 AM	12/02/25 05:00 PM
20	☐	5.1 Probar la funcionalidad del aplicativo	3 days	6/02/25 08:00 AM	10/02/25 05:00 PM
21	☐	5.2 Verificar cumplimiento de la Resolución	2 days	11/02/25 08:00 AM	12/02/25 05:00 PM
22		7. Ajuste de Procedimientos de Conexión de Usuarios AG...	15 days	13/02/25 08:00 AM	5/03/25 05:00 PM
23	☐	7.1 Ajustar procedimiento alienado a reglamento actual	10 days	13/02/25 08:00 AM	26/02/25 05:00 PM
24	☐	7.2 Aprobación de ajustes e implementación	10 days	13/02/25 08:00 AM	26/02/25 05:00 PM
25	☐	7.3 Implementar procedimiento acorde al aplicativo	5 days	27/02/25 08:00 AM	5/03/25 05:00 PM
26		6. Implementación	15 days	13/02/25 08:00 AM	5/03/25 05:00 PM
27	☐	6.1 Desplegar el aplicativo en la página web oficial	10 days	13/02/25 08:00 AM	26/02/25 05:00 PM
28	☐	6.2 Configurar servidores y bases de datos necesarias	10 days	13/02/25 08:00 AM	26/02/25 05:00 PM
29	☐	6.3 Verificar funcionamiento del aplicativo WEB	0 days	5/03/25 05:00 PM	5/03/25 05:00 PM
30		8. Capacitación	5 days	6/03/25 08:00 AM	12/03/25 05:00 PM
31	☐	8.1 Realizar sesiones de capacitación a colaboradores del proces...	5 days	6/03/25 08:00 AM	12/03/25 05:00 PM
32	☐	8.2 Proveer manuales y recursos de apoyo	5 days	6/03/25 08:00 AM	12/03/25 05:00 PM
33	☐	8.3 Notificación de funcionamiento del Aplicativo	0 days	12/03/25 05:00 PM	12/03/25 05:00 PM

Plan de Trabajo-Applicativo CREG 174 de 2021 - pagina1

Fuente: E.E.B.P. S.A. E.S.P. Respuesta a compromiso 41

Dado que se encuentran diferencias frente a la fecha en la cual se dará la contratación indicada por E.E.B.P. S.A. E.S.P. en respuesta a los compromisos 39 y 40 del acta de visita, esta Superintendencia solicitó aclaración de ello al Operador de Red, dado que a la fecha de elaboración del presente informe no se cuenta con la respuesta, desde la Dirección Técnica de Gestión de Energía se hará seguimiento a la contratación e implementación y cumplimiento a lo asociado con la Resolución CREG 174 de 2021.

Adicionalmente, frente a la única *solicitud de conexión de AGPE*, la cual se encuentra aprobada y pendiente de firma del contrato de conexión, la SSPD solicitó para el caso

particular del proyecto AGPE - Nutriselva, el soporte en el que se evidencie el estado del proyecto, indicando fechas y paso a paso desde el inicio de la solicitud. En respuesta, el prestador mencionó:

“(...) Se revisó las condiciones actuales de la solicitud de conexión del AGPE, y este no aplica para suscripción de contrato de conexión según Artículo 16 de la Creg 174 de 2021 y al ser un AGPE con potencia máxima declarada menor a 0.1MW; por tal motivo se notifica al usuario para continuar con el proceso y realizar visita de pruebas y dar paso a emitir la viabilidad de conexión a la red del AGPE. Una vez finalizado el proceso por parte del área técnica se notifica al área comercial para continuar con el proceso de registro de proveedores para tema de facturación. (...)”

En conclusión, la Superintendencia encuentra como hallazgo un posible incumplimiento Regulatorio, en la aplicación del Artículo 7 la Regulación CREG 174 de 2021, el cual establece:

«(...) ARTÍCULO 7. SISTEMA DE INFORMACIÓN DE DISPONIBILIDAD DE RED. Los OR deben disponer de información suficiente para que un potencial AGPE o GD pueda conocer el estado de la red según las características requeridas en el artículo 6 de la presente resolución. (...)»

Por lo cual, se requiere que la prestadora implemente de manera inmediata el procedimiento que establece dicha Resolución. Adicionalmente, dado que se acordaron unos compromisos, la SSPD realizara seguimiento al cumplimiento de los mismos y tomará las medidas de control que correspondan.

Finalmente, 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 relacionados con la mencionada Resolución, sin embargo, la SSPD realizó solicitud de ajuste del documento, o procedimiento que contiene la metodología de solicitudes de conexión en línea con los términos que indica la Resolución CREG 075 de 2021, el cual debe incluir los tiempos requeridos y exigidos por la regulación.

5.3.8 Plan de Gestión del Riesgo de Desastres – PGRD -

El presente informe se enfoca en la evaluación integral del PGRD de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. S.A. E.S.P., enviado a la SSPD mediante el oficio SSPD 20245290854582 y aprobado por el prestador el 4 de agosto de 2023. Este plan abarca las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica en el Departamento del Putumayo, cubriendo municipios como Puerto Asís, Puerto Caicedo, Valle de Guamuez (La Hormiga) y San Miguel (La Dorada). La revisión realizada tiene como objetivo asegurar el cumplimiento normativo establecido en el Decreto 2157 de 2017, en su vigencia 2023, garantizando una gestión integral del riesgo de desastres en las operaciones de la empresa.

El problema principal radica en la necesidad de que el Prestador alinee el PGRD con los criterios específicos de la normativa vigente, ya que la falta de una correcta identificación y gestión de riesgos podría comprometer la seguridad operativa y la protección de la comunidad en caso de una emergencia. Según el Decreto 2157 de 2017 y la Ley 1523 de 2012, es obligatorio que las empresas del sector público y privado diseñen y mantengan actualizados sus planes de gestión de riesgos, adaptándose a los riesgos específicos de sus operaciones.

El objetivo de este informe es evaluar el PGRD de la E.E.B.P. S.A. E.S.P., mediante una revisión exhaustiva de su conformidad con los criterios establecidos en el Decreto 2157 de 2017, para identificar posibles áreas de mejora y proponer medidas correctivas que fortalezcan su capacidad de respuesta ante emergencias.

Metodológicamente, la evaluación se realizó utilizando el formato TT10 de la SSPD, el cual incluye 70 ítems que abordan aspectos clave como el conocimiento del riesgo, la reducción de riesgos, el manejo de desastres y la gobernanza. Además, se realizó una visita técnica a las instalaciones de la empresa y reuniones virtuales, para verificar la implementación y operatividad de las medidas propuestas en el PGRD. La revisión se basó en la normativa aplicable, con un enfoque en la identificación de amenazas, vulnerabilidades, así como la preparación para la respuesta ante emergencias.

A través de este ejercicio de evaluación se buscó identificar las fortalezas y debilidades del PGRD vigente, así como proporcionar recomendaciones específicas para optimizar la gestión del riesgo de desastres en la empresa. Los beneficios de esta investigación incluyen una mayor seguridad operativa, una mejor preparación ante contingencias y el cumplimiento estricto de la

normativa, lo que contribuirá a la protección de los empleados, las instalaciones y la comunidad en general.

5.3.8.1 Revisión del Plan de Gestión de Riesgos de Desastres «PGRD» para la vigencia 2023

El PGRD de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. debe cumplir con lo establecido en el Decreto 2157 de 2017, que exige la inclusión de medidas específicas relacionadas con el conocimiento, reducción y manejo de riesgos, así como la gobernanza en la gestión de desastres. Conforme al artículo 2.3.1.5.2.1.1 de dicho decreto, es fundamental que el plan considere un análisis exhaustivo de los riesgos asociados a la actividad operativa de la empresa. A continuación, se presentan los aspectos que requieren alineación con la normativa vigente para fortalecer la capacidad de respuesta y la mitigación de los riesgos identificados.

5.3.8.1.1 Aspectos relacionados con el conocimiento del riesgo

El proceso de conocimiento del riesgo, según lo establecido en el Decreto 2157 de 2017 (Subsección 1, Artículo 2.3.1.5.2.1.1), es indispensable para la gestión integral del riesgo de desastres. Este incluye la identificación de amenazas y vulnerabilidades, la evaluación del contexto interno y externo, así como el análisis de los elementos expuestos y su afectación potencial. En el presente informe se evaluarán los aspectos que requieren alinearse con la normativa vigente, abordando tanto el establecimiento del contexto como las metodologías necesarias para garantizar una gestión eficaz del riesgo en la E.E.B.P. S.A. E.S.P.

A. Establecimiento del Contexto

El establecimiento del contexto, según lo requerido por el Decreto 2157 de 2017 (Subsección 1, Artículo 2.3.1.5.2.1.1), es crucial para la identificación de los riesgos asociados a las actividades de la empresa. Este contexto debe incluir la descripción detallada de las operaciones, los procesos y las infraestructuras involucradas, así como los elementos que puedan generar riesgo de desastre, como sustancias químicas o maquinaria. A continuación, se presentan los aspectos que requieren mayor alineación con esta normativa para garantizar una gestión integral del riesgo.

A.1. Información general de la actividad

En la evaluación realizada, se ha identificado un posible incumplimiento respecto a la especificación detallada de las actividades, procesos y métodos operativos que la empresa desarrolla. El plan actual no contiene una descripción exhaustiva que incluya los elementos clave asociados a los procesos, sustancias químicas y maquinaria que puedan representar potenciales fuentes de desastre. Este apartado no está alineado con lo dispuesto en el Artículo 2.3.1.5.2.1.1 del Decreto 2157 de 2017, donde se establece que la información general sobre los riesgos debe estar claramente definida para garantizar una adecuada gestión del riesgo.

Se requiere que el PGRD incorpore un apartado en el cual se detallen todas las actividades y procesos operativos de la empresa, asegurando que se incluya un listado minucioso de sustancias químicas y maquinaria que puedan generar un impacto negativo en términos de riesgos de desastre. Esta información debe reflejar, entre otros aspectos, el nombre y razón social de la empresa, la ubicación geográfica y las vías de acceso al lugar, además de una descripción completa de las actividades principales y complementarias que se desarrollan. Asimismo, es fundamental describir los procesos productivos que puedan incrementar los riesgos, así como las características físicas de las instalaciones, tales como el área total construida, disposición de edificaciones, número de pisos, y equipamiento disponible para la atención de emergencias.

Adicionalmente, el plan actual no incluye una descripción precisa sobre las edificaciones que conforman las instalaciones de la empresa. Aspectos como el tipo de edificaciones (por ejemplo, oficinas, almacenes, plantas de producción), la superficie construida, el número de pisos de cada edificación, el año en que se emitió la licencia de construcción, así como el número de espacios comunitarios, deben ser abordados para cumplir con lo estipulado en el Artículo 2.3.1.5.2.1.1.1 del Decreto 2157 de 2017. La omisión de estos datos puede generar vacíos importantes en la identificación y gestión de riesgos dentro de las instalaciones de la empresa.

Por lo tanto, se sugiere incluir un apartado en el PGRD que abarque con mayor detalle la caracterización de las edificaciones y los espacios comunes, asegurando que cada elemento relevante para la prevención de desastres sea tomado en consideración. Este apartado debe

incluir información sobre el tipo de edificaciones, área construida, número de pisos, equipamientos de emergencia, y vías de acceso a cada instalación.

Por lo exterior expuesto, es fundamental que la E.E.B.P. S.A. E.S.P. revise y actualice su PGRD para incorporar una descripción detallada de las actividades, procesos, sustancias químicas, maquinaria y edificaciones, conforme a lo exigido por el Decreto 2157 de 2017. Esto permitirá una mejor identificación de los riesgos y una adecuada planificación de las acciones de prevención y respuesta ante emergencias, fortaleciendo así la seguridad operativa y la capacidad de la empresa para gestionar posibles desastres.

A.2. Contexto externo

En la evaluación del Plan, se han identificado carencias importantes relacionadas con la descripción detallada del entorno y el área de afectación probable. Aunque el plan menciona algunos elementos clave, como las personas y medios de subsistencia, no se aborda de manera exhaustiva ni se alinean a los requisitos establecidos en el Decreto 2157 de 2017 (Artículo 2.3.1.5.2.1.1). El contexto externo es crucial para identificar y gestionar adecuadamente los riesgos, y la falta de información detallada sobre los elementos que componen el área de afectación probable limita la capacidad del plan para anticipar y mitigar posibles desastres.

El plan debe incluir una descripción pormenorizada de las personas y los medios de subsistencia que puedan verse afectados, ya que la omisión de esta información genera un vacío en la identificación de los riesgos humanos. De igual forma, es necesario identificar y describir los servicios ambientales, los recursos económicos y sociales, así como los bienes culturales y la infraestructura que puedan sufrir impactos en caso de un desastre. Sin una descripción completa de las condiciones biofísicas y de localización, que incluya detalles sobre la geografía, el clima y otros factores ambientales relevantes, el plan no puede proporcionar una evaluación precisa del riesgo.

Por otro lado, el análisis de las amenazas y vulnerabilidades mencionadas en el PGRD es insuficiente, ya que no incluye un listado detallado de las instalaciones que podrían generar amenazas o desencadenar efectos domino en caso de que ocurra un evento adverso. Esto,

que está claramente estipulado en el Decreto 2157 de 2017 (Artículo 2.3.1.5.2.1.1), es fundamental para una adecuada planificación de la respuesta ante emergencias y la falta de esta información impide un análisis completo del riesgo.

Además, es crucial que el plan identifique las amenazas y escenarios de riesgo específicos en relación con los instrumentos de planificación del desarrollo y la gestión del territorio, como los POMCA, POMIUAC, POT, PMGRD, EMRE y los planes de cambio climático. Estos instrumentos son esenciales para garantizar que la empresa considere todas las variables ambientales, territoriales y sectoriales que puedan influir en su operación y aumentar su vulnerabilidad ante desastres. Sin un análisis adecuado de cómo estos planes territoriales y sectoriales se relacionan con las actividades de la empresa, no se está cumpliendo con lo exigido por la normativa vigente.

Con base en lo expuesto previamente, para cumplir con los requisitos del Decreto 2157 de 2017, es imperativo que la E.E.B.P. S.A. E.S.P. realice una actualización exhaustiva de su PGRD, incorporando un análisis detallado del contexto externo. Este análisis debe incluir la identificación de las personas, medios de subsistencia, recursos naturales, bienes culturales e infraestructura que puedan verse afectados, así como un análisis cualitativo y cuantitativo de las amenazas, asimismo de escenarios de riesgo en relación con los instrumentos de planificación mencionados. Solo a través de una planificación detallada y contextualizada, la empresa podrá gestionar de manera eficaz los riesgos asociados a su operación y garantizar una respuesta adecuada ante posibles desastres.

A.3. Contexto Interno

El plan revela varios aspectos críticos relacionados con la organización y la planificación para la gestión de riesgos. En primer lugar, el plan de manejo de riesgos actual incluye información relevante sobre la estructura organizacional para la atención de emergencias y los grupos de apoyo tanto internos como externos. Sin embargo, se identificó una deficiencia notable en cuanto a la ausencia de un listado detallado de las directivas, que incluya nombres, cargos, números de teléfono y líneas de comunicación actualizadas. Esta omisión es preocupante, ya que, ante una situación de emergencia, la falta de información de contacto precisa puede retrasar la coordinación y respuesta adecuada, comprometiendo la eficacia del plan. De

acuerdo con lo estipulado en el Decreto 2157 de 2017 (Subsección 1.3.2, Artículo 3), es esencial que se incorpore una sección que contenga esta información de manera clara y accesible, garantizando que las personas clave puedan ser localizadas rápidamente en situaciones críticas.

Por otro lado, el plan actual no ofrece una descripción detallada de las principales actividades, procesos y zonas del establecimiento que podrían verse afectadas por un evento adverso. Esta carencia dificulta la comprensión y la preparación adecuada frente a posibles riesgos. Según el Decreto 2157 de 2017 (Artículo 2.3.1.5.2.1.1), es necesario proporcionar una descripción exhaustiva de las actividades principales, los métodos operativos, así como las zonas vulnerables del establecimiento. Esto debe incluir, entre otros elementos, el nombre del establecimiento, su ubicación y vías de acceso, la actividad principal y complementaria, de igual manera una lista detallada de los procesos y sustancias peligrosas que podrían ser fuente de desastres. Asimismo, es imperativo detallar la disposición física de las edificaciones, el número de pisos, el año de construcción, los tipos de espacios disponibles y el equipamiento para emergencias existente. Esta información resulta esencial para planificar de manera eficiente las respuestas ante posibles contingencias y mitigar los riesgos asociados.

De acuerdo con lo anteriormente mencionado, el contexto interno de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. presenta áreas críticas de mejora en cuanto a la disponibilidad de información clave para la atención de emergencias y la descripción de sus operaciones vulnerables. La inclusión de estos elementos no solo garantizará el cumplimiento normativo, sino que fortalecerá la capacidad de respuesta y la protección frente a posibles emergencias, asegurando un entorno más seguro tanto para el personal interno como para las comunidades circundantes.

A.4. Contexto de la Gestión del Riesgo

En la evaluación del plan se identifican áreas de mejora significativas en cuanto a la definición y detalle de las actividades específicas para la gestión del riesgo. Actualmente, el plan hace referencia a actividades generales de gestión del riesgo, pero carece de una identificación clara y detallada de las acciones concretas que se implementarán para prevenir, mitigar, y responder a posibles desastres. Esta deficiencia es contraria a lo establecido en el Decreto 2157 de 2017 (Subsección 1.1.4, Artículo 2.3.1.5.2.1.1), donde se exige que los planes de gestión del riesgo

incluyan actividades bien definidas con roles y responsabilidades asignados para cada fase. Es fundamental que el PGRD se amplíe para detallar actividades preventivas, de mitigación, preparación, respuesta y recuperación, con un enfoque claro en la asignación de recursos y la definición de cronogramas específicos.

Además, el plan menciona la identificación y evaluación de riesgos, así como de escenarios de emergencia en diversas secciones, pero carece de una metodología clara y específica para evaluar estos riesgos. Según lo dispuesto en el Decreto 2157 de 2017 (Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.1.1 y siguientes), es necesario incluir una metodología detallada para valorar los riesgos, considerando tanto las probabilidades como las consecuencias, así como los factores que influyen en ambos. Esto implica desarrollar un análisis riguroso de los esquemas de control existentes y evaluar cómo afectan la probabilidad y las consecuencias de los riesgos, tanto a nivel social, económico como ambiental. La claridad en este enfoque permitirá una mejor toma de decisiones y una planificación más precisa para la mitigación de los riesgos.

Por otro lado, se detectó que el plan no especifica los estudios necesarios para justificar y diseñar los proyectos de intervención ante riesgos. La ausencia de estudios como análisis de vulnerabilidad, estudios de impacto ambiental y evaluaciones técnicas limita la capacidad de la empresa para implementar intervenciones eficaces al igual que fundamentadas. En concordancia con el Decreto 2157 de 2017 (Artículo 2.3.1.5.2.1.1), es imperativo que el plan incluya un listado exhaustivo de los estudios requeridos y que se establezcan procedimientos de evaluación que justifiquen la necesidad de cada proyecto de intervención. Además, se debe desarrollar una planificación específica, con cronogramas claros, para la ejecución de estos estudios, asignando responsabilidades específicas a los equipos encargados.

A la luz de lo antes señalado, la gestión del riesgo dentro de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. requiere ajustes importantes para cumplir plenamente con las normativas del Decreto 2157 de 2017. La incorporación de actividades bien definidas, metodologías específicas para la valoración del riesgo y estudios detallados fortalecerá significativamente el plan, garantizando que la empresa esté preparada para enfrentar adecuadamente posibles desastres y minimizando los impactos en sus operaciones y en la comunidad.

A.5. Criterios del Riesgo

En la revisión del plan, se identificaron deficiencias en la metodología utilizada para establecer los criterios del riesgo. Aunque el plan menciona la estimación de probabilidades, no ofrece una metodología detallada que explique cómo se calcularán estas probabilidades para los eventos de riesgo, tal como lo exige el Decreto 2157 de 2017 (Artículo 2.3.1.5.2.1.1, Subsección 2). La falta de una metodología clara para definir la probabilidad de ocurrencia de eventos adversos es un área crítica que debe abordarse para alinear los sistemas de gestión con los estándares regulatorios. Se recomienda que el plan incluya una metodología detallada que permita la determinación de probabilidades, considerando no solo marcos temporales específicos, sino también niveles de riesgo aceptable o tolerable, lo que facilitará una mejor evaluación y priorización de los riesgos.

Por otro lado, si bien el plan menciona la identificación de amenazas y la estimación de probabilidades, no se especifican claramente los marcos temporales asociados a la probabilidad y las consecuencias de los riesgos identificados. Esta omisión dificulta la capacidad de la empresa para evaluar los riesgos en el tiempo y aplicar las medidas de control adecuadas. En conformidad con el Decreto 2157 de 2017 (Artículo 2.3.1.5.2.1.1, Subsección 2), es necesario incluir una sección que defina explícitamente estos marcos temporales. Esta definición debe ser clara y acompañada de ejemplos aplicados a los riesgos reales que enfrenta la empresa, lo que ayudará a garantizar que las acciones de mitigación sean oportunas y efectivas.

Otro aspecto que requiere atención es la falta de claridad en los niveles de aceptabilidad o tolerabilidad del riesgo dentro del plan. Aunque se han identificado y evaluado los riesgos y escenarios de emergencia, no se han establecido criterios específicos que indiquen qué niveles de riesgo son considerados aceptables o tolerables para la empresa. De acuerdo con el Decreto 2157 de 2017 (Subsección 2, Artículo 15), es fundamental que el plan incluya una sección dedicada a definir estos criterios, junto con la justificación de las metodologías utilizadas para establecerlos. Además, se debe documentar cómo los riesgos identificados se comparan con los niveles de riesgo aceptable o tolerable, lo cual es clave para una gestión del riesgo basada en decisiones informadas.

En vista de lo anteriormente expuesto, los criterios del riesgo en el plan actual necesitan ser desarrollados de manera más exhaustiva para cumplir plenamente con los requisitos normativos. La inclusión de una metodología detallada para la estimación de probabilidades, la definición de marcos temporales claros y la explicitación de los niveles de aceptabilidad o tolerabilidad del riesgo permitirán que la empresa gestione los riesgos de manera más eficiente, así como con mayor alineación a las normativas vigentes. Estos ajustes proporcionarán una base sólida para la toma de decisiones y la implementación de acciones correctivas y preventivas.

B. Valoración del riesgo

La valoración del riesgo es un proceso fundamental para estimar las posibles consecuencias y la probabilidad de ocurrencia de los eventos adversos que afectan a la E.E.B.P. S.A. E.S.P. De acuerdo con el Decreto 2157 de 2017 (Subsección 1.2, Artículo 2.3.1.5.2.1.1), esta etapa requiere identificar, analizar y evaluar los riesgos para definir acciones correctivas o preventivas. A continuación, se presentan los aspectos que necesitan alineación con la normativa vigente para asegurar una gestión eficaz de los riesgos.

B.1. Identificación del riesgo

El plan presenta un análisis básico de amenazas y vulnerabilidades, pero se observa que la identificación de las amenazas tanto internas como externas no es exhaustiva. Esto representa una omisión significativa, ya que el Decreto 2157 de 2017 (Artículo 2.3.1.5.2.1.1) establece la necesidad de una identificación sistemática y detallada de todas las amenazas potenciales. En este sentido, se requiere que el plan contemple una descripción clara de la ubicación, frecuencia de ocurrencia y el impacto potencial de cada amenaza en el área de influencia. La falta de un análisis exhaustivo limita la capacidad de la empresa para anticiparse adecuadamente a los riesgos y mitigar sus efectos, afectando la resiliencia operativa ante eventos adversos.

En cuanto a los escenarios de riesgo, el plan no presenta un listado detallado de los posibles escenarios que podrían materializarse y afectar tanto la operación de la empresa como el entorno. Según el Decreto 2157 de 2017 (Subsección 1, Artículo 2.3.1.5.2.1.1 y Subsección 2,

Artículo 2.3.1.5.2.1.1.2), es necesario caracterizar detalladamente cada uno de estos escenarios, teniendo en cuenta riesgos de origen natural, socio-natural, tecnológico, biosanitario y humano no intencional. Además, se debe incluir una descripción de las causas, las fuentes de riesgo y las consecuencias potenciales. Es fundamental que el plan identifique los elementos expuestos dentro del área de afectación probable, detallando las posibles consecuencias o efectos colaterales. La integración de estos elementos permitirá una mejor comprensión del entorno de riesgo y ayudará a priorizar las acciones correctivas.

Adicionalmente, el plan no define claramente las áreas de afectación para los diferentes tipos de eventos amenazantes. Esta deficiencia implica que no se tiene un análisis claro de los elementos expuestos, como personas, infraestructuras y bienes materiales, dentro de las áreas de riesgo. Para cumplir con los lineamientos del Decreto 2157 de 2017 (Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.1.1, Párrafo 1.2.1(c)), es crucial que el plan incluya una sección específica donde se identifiquen claramente las áreas vulnerables y se analicen las consecuencias potenciales de los eventos amenazantes. Esto permitirá que la empresa tome medidas más efectivas en la protección de sus activos críticos y su personal.

Por otra parte, aunque el plan identifica y evalúa algunos riesgos, no profundiza en las consecuencias específicas que cada escenario podría generar. Es esencial que se incluya un análisis detallado de las posibles repercusiones que estos riesgos tendrían sobre la infraestructura, las operaciones, la salud de los trabajadores y el medio ambiente, siguiendo metodologías establecidas como las recomendadas por el Decreto 2157 de 2017 (Artículo 2.3.1.5.2.1.1). La incorporación de análisis cualitativos y cuantitativos proporcionará una visión más completa de las amenazas y facilitará la implementación de controles preventivos y correctivos.

Finalmente, el plan carece de una sección dedicada a la recopilación de lecciones aprendidas y experiencias previas que puedan ser utilizadas para mejorar continuamente las estrategias de respuesta (Decreto 2157 DE 2017, Artículo 2.3.1.5.2.1.1.2). La creación de un banco de información formalizado que registre estas lecciones es fundamental para prevenir la repetición de errores y optimizar la respuesta ante emergencias. Este banco de datos debe ser accesible

y mantenerse actualizado, asegurando que las lecciones aprendidas se integren en futuras revisiones del plan de gestión de riesgos.

Considerando lo previamente descrito, la identificación de riesgos en el plan de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. requiere un enfoque más exhaustivo y detallado para cumplir con las normativas vigentes. La inclusión de una identificación completa de amenazas, la caracterización de escenarios de riesgo, la definición de áreas de afectación, así como la integración de lecciones aprendidas fortalecerá significativamente el plan, permitiendo una mejor preparación y respuesta ante posibles eventos adversos.

B.2. Análisis del riesgo

El análisis de riesgos en el plan actual presenta varias deficiencias, especialmente en la falta de una metodología clara y detallada para realizar dicho análisis. El Decreto 2157 de 2017 (Artículo 2.3.1.5.1.1.2 y Artículo 2.3.1.5.2.1.1) exige que este proceso esté alineado con los recursos disponibles en la empresa y debe incluir la identificación, evaluación y priorización de los riesgos. Sin una metodología estructurada, el análisis carece de la profundidad necesaria para evaluar amenazas y vulnerabilidades adecuadamente, lo que afecta directamente la capacidad de la empresa para gestionar los riesgos de forma eficiente. Es fundamental que el plan defina claramente los procedimientos para identificar estas amenazas, evaluar el impacto y la probabilidad de los riesgos, así como priorizar los controles preventivos.

El plan también carece de una metodología que integre los efectos sociales, económicos y ambientales de los riesgos identificados. Este aspecto es clave, ya que las consecuencias de un evento adverso pueden afectar no solo la infraestructura y las operaciones, sino también a la comunidad y al medio ambiente. El Decreto 2157 de 2017 (Subsección 1.2.2, Artículo: 2.3.1.5.2.1.1) especifica que el análisis de riesgos debe contemplar estos aspectos, incluyendo una evaluación detallada de las consecuencias y alineándose con los requisitos normativos. La ausencia de este enfoque integral limita la visión del impacto total de los riesgos y subestima su gravedad, lo que podría llevar a una planificación inadecuada.

En términos de estimación de probabilidades, el plan menciona una metodología general, pero no detalla cómo se calculan estas probabilidades ni cómo se integran los factores que las

afectan. Además, no se proporciona un análisis adecuado sobre cómo los esquemas de control existentes pueden influir en la probabilidad y las consecuencias de los riesgos. Esta falta de precisión en el análisis de riesgos impide una evaluación correcta de las vulnerabilidades y afecta la capacidad de la empresa para implementar medidas efectivas de mitigación. El Decreto 2157 de 2017 (Subsección 2, Artículo 1.2.2 y 1.2.3) requiere una metodología específica que contemple estos factores y que esté claramente alineada con la normativa vigente.

Otro punto crítico, el plan no presenta una metodología clara para la valoración de los controles existentes y su efectividad frente a las vulnerabilidades identificadas. La implementación de controles preventivos y correctivos es fundamental para mitigar las consecuencias de los riesgos, pero sin un marco de evaluación detallado, no es posible determinar si los controles son suficientes o si deben reforzarse. El Decreto 2157 de 2017 (Subsección 1, Artículo 2.3.1.5.2.1.1.3) establece que este análisis debe ajustarse a las actividades específicas de la empresa, así como proporcionar un marco coherente y sistemático para evaluar los controles.

Dado lo mencionado con anterioridad, el análisis de riesgos en el plan de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. debe ser significativamente mejorado para cumplir con los requisitos del Decreto 2157 de 2017. La inclusión de una metodología detallada para la estimación de probabilidades, la evaluación de consecuencias sociales, económicas y ambientales, así como la valoración de los controles existentes fortalecerá el enfoque de gestión de riesgos de la empresa. Además, es necesario implementar un programa de capacitación y concienciación para todo el personal involucrado, asegurando que comprendan y apliquen la metodología de análisis de riesgos conforme a la normativa vigente.

B.3. Evaluación del riesgo

El «Plan de Prevención, Preparación y Respuesta ante Emergencias» de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. contiene un proceso de identificación y evaluación de riesgos y escenarios de emergencia, junto con el análisis de amenazas y vulnerabilidades. A pesar de que se menciona la estimación de probabilidades y la determinación de los niveles de riesgo, se ha detectado la ausencia de una referencia clara y específica a los criterios de aceptabilidad o tolerabilidad del riesgo, tal como lo exige el Decreto 2157 de 2017 (Subsección 1.2.3, Artículo 1.2.3). Esta

carencia limita la capacidad de la empresa para evaluar los riesgos de manera efectiva y establecer umbrales claros que permitan decidir qué riesgos pueden ser aceptados, así como cuáles deben ser mitigados o eliminados.

Para cumplir con la normativa, es necesario que el plan incluya una sección dedicada exclusivamente a la definición de los criterios de aceptabilidad o tolerabilidad del riesgo. Estos criterios deben estar claramente documentados y justificados en el contexto operativo de la empresa. De esta manera, cada riesgo identificado podrá ser comparado con estos criterios, lo que facilitará la toma de decisiones sobre la implementación de medidas preventivas y correctivas. La metodología utilizada para definir estos criterios debe ser transparente y comprensible para garantizar que todos los riesgos sean evaluados bajo un estándar uniforme y alineado con las mejores prácticas del sector.

Además, es importante que la metodología incluya una justificación específica de por qué estos criterios son aplicables a las circunstancias y operaciones de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. Este enfoque asegura que las evaluaciones de riesgo no se basen únicamente en factores externos, sino que estén alineadas con las particularidades internas de la empresa, incluyendo sus recursos, infraestructura y entorno operativo. La correcta documentación de estos criterios es esencial para asegurar un manejo coherente y eficiente de los riesgos a lo largo del tiempo.

Tomando en cuenta lo anteriormente detallado, la inclusión de criterios de aceptabilidad o tolerabilidad del riesgo es una prioridad en la evaluación del plan de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. La definición clara de estos criterios, acompañada de una metodología sólida, permitirá una mejor gestión de los riesgos y garantizará que la empresa esté en conformidad con los requisitos del Decreto 2157 de 2017. La implementación de este proceso fortalecerá la capacidad de la empresa para mitigar riesgos y mejorar su respuesta ante posibles emergencias.

B.4. Monitoreo del riesgo

En el plan actual de la E.E.B.P. S.A. E.S.P., se incluyen algunos aspectos relacionados con el monitoreo de riesgos, pero se observa la ausencia de un protocolo específico y procedimientos detallados para llevar a cabo un monitoreo continuo de las amenazas y la predicción de eventos inminentes. El Decreto 2157 de 2017 (Subsección 1.3.1 y 1.3.2) establece la

necesidad de contar con un protocolo claro que describa los métodos y herramientas a emplear para realizar este monitoreo de manera efectiva. Para cumplir con esta normativa, es esencial que el plan contemple una guía detallada sobre los procedimientos a seguir, los responsables de la vigilancia continua y las acciones a tomar en caso de que se identifiquen amenazas inminentes. Asimismo, se debe garantizar la integración de estos esfuerzos con los sistemas de alerta temprana, tanto a nivel local como nacional, para asegurar una respuesta coordinada y oportuna frente a posibles emergencias.

En cuanto a la notificación y difusión de alertas, el plan actual también carece de un protocolo claramente definido que permita comunicar de manera eficaz las situaciones de emergencia a las autoridades competentes y a la población en riesgo. Aunque se menciona la importancia de la coordinación con entidades externas, no se ha desarrollado un mecanismo estructurado para la difusión de alertas, lo que puede limitar la capacidad de la empresa para reaccionar de manera rápida y adecuada ante un evento adverso. Para cumplir con las disposiciones del Decreto 2157 de 2017 (Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.1.1 y 2.3.1.5.2.1.2), es fundamental incorporar un protocolo específico que detalle los métodos y canales de comunicación a utilizar, los tiempos de respuesta, así como los responsables de llevar a cabo esta notificación. Además, se deben establecer pasos claros para asegurar que la información llegue de manera eficiente a todas las partes involucradas, incluidas las autoridades y la población en riesgo. Asimismo, es indispensable que la empresa implemente programas de capacitación y simulacros que preparen al personal para aplicar de manera adecuada los procedimientos de monitoreo y difusión de alertas. Estos programas garantizarán que los empleados estén familiarizados con los protocolos establecidos y que puedan actuar con rapidez y precisión ante cualquier situación de emergencia.

A partir de lo señalado previamente, el plan de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. debe incluir un protocolo robusto para el monitoreo continuo de amenazas y la difusión de alertas, alineado con los requisitos del Decreto 2157 de 2017. La implementación de estos procedimientos fortalecerá la capacidad de la empresa para prever eventos inminentes, reaccionar de manera oportuna y minimizar el impacto de posibles emergencias en la operación y en la comunidad.

5.3.8.1.2 Aspectos relacionados con el proceso de reducción del riesgo.

El proceso de reducción del riesgo, conforme al Decreto 2157 de 2017 (Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.1.1), implica la implementación de medidas correctivas y prospectivas, enfocadas en disminuir el riesgo actual y prevenir el surgimiento de nuevos riesgos. Estas intervenciones deben estar alineadas con las necesidades específicas de la empresa, evaluadas mediante análisis técnico y económico. A continuación, se presentan los aspectos que requieren ajuste y alineación con la normativa vigente, para fortalecer la capacidad de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. en la mitigación efectiva de riesgos.

C. Intervención correctiva (disminuir el riesgo existente)

En el plan de la E.E.B.P. S.A. E.S.P., se identifican algunas medidas de mitigación y acciones correctivas. No obstante, estas no están estructuradas ni detalladas adecuadamente, lo que impide que se presenten alternativas claras y específicas para la intervención correctiva de cada riesgo priorizado, conforme a las exigencias de la normativa vigente. El Decreto 2157 de 2017 (Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.1.1) establece que es fundamental detallar dichas alternativas, evaluarlas en términos de viabilidad técnica, económica y de efectividad, así como seleccionarlas bajo un análisis multicriterio.

Para cumplir con estas disposiciones, se debe incluir una sección en el plan donde se presenten alternativas de intervención correctiva para cada riesgo identificado. Estas alternativas no solo deben ser claras y específicas, sino también viabilizadas mediante un análisis de costo-beneficio y efectividad, permitiendo seleccionar la mejor opción disponible. Adicionalmente, la documentación técnica que justifique cada alternativa debe ser robusta, asegurando que se mejore la capacidad de respuesta y resiliencia de la empresa.

Aunque el plan actual de la empresa incluye la identificación y análisis de amenazas, vulnerabilidades y riesgos, carece de un análisis exhaustivo sobre la viabilidad técnica y económica de las medidas correctivas. El Decreto 2157 de 2017 (Subsección 2.1.1, Artículo 2.3.1.5.2.1.1), en sus artículos relacionados, señala la necesidad de verificar que las medidas cumplan con el marco de referencia del proceso de gestión del riesgo. Por lo tanto, se requiere

realizar una revisión detallada que incluya los estudios técnicos necesarios y la documentación de procesos y planos que sustenten la viabilidad de las intervenciones propuestas.

Es esencial realizar un análisis técnico y económico que contemple no sólo la viabilidad de cada alternativa, sino también su priorización. Esto deberá hacerse utilizando un análisis multicriterio que considere tanto el costo-beneficio como la efectividad de cada medida. La priorización de estas medidas es crucial para garantizar que los recursos se asignen de manera efectiva y estratégica, priorizando aquellas intervenciones que generen el mayor impacto en la reducción del riesgo.

Otro aspecto clave es la ausencia de una priorización clara de las medidas de intervención correctiva. Para cumplir con lo establecido en el Decreto 2157 de 2017 (Subsección 1.2.3.b), es necesario incorporar una clasificación de las medidas basadas en criterios de urgencia, efectividad y disponibilidad de recursos. Esta priorización debe estar claramente documentada y justificada en el PGRD, permitiendo que la empresa implemente las medidas de manera ordenada y efectiva.

Además, el plan debe incluir los diseños y especificaciones detalladas de las medidas de intervención para cada riesgo priorizado (Decreto 2157 de 2017, Artículo 2.3.1.5.2.1.1, Subsección 2). Esto implica la descripción técnica de las intervenciones, así como los recursos, planos, procedimientos y cronogramas necesarios para su correcta implementación. La falta de estos detalles compromete la capacidad de la empresa para llevar a cabo las acciones necesarias para mitigar los riesgos.

De acuerdo con lo anteriormente mencionado, es indispensable que la E.E.B.P. S.A. E.S.P. estructure adecuadamente las alternativas de intervención correctiva, sustentando cada medida con documentación técnica y análisis económico. Al hacerlo, no solo se asegura el cumplimiento con el Decreto 2157 de 2017, sino que también se fortalece la capacidad de la empresa para responder y mitigar de manera efectiva los riesgos identificados, contribuyendo a su resiliencia y sostenibilidad operativa.

D. Intervención prospectiva (disminuir riesgo futuro)

La intervención prospectiva, según lo estipulado en el Decreto 2157 de 2017 (Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.1.1), se centra en prevenir la creación de nuevas condiciones de riesgo a través de la implementación de medidas que impidan la exposición de personas, bienes y recursos ante potenciales desastres. Este enfoque implica la evaluación de las actividades nuevas o en desarrollo para asegurar que los proyectos sean compatibles con los instrumentos de planificación y que se adopten las medidas necesarias para mitigar los riesgos inherentes. A continuación, se presentan los aspectos que requieren alineación con esta normativa para garantizar la reducción de riesgos futuros.

D.1. Solo aplica para actividades nuevas o en desarrollo

Conforme a lo establecido en el Decreto 2157 de 2017, es fundamental que la E.E.B.P. S.A. E.S.P. informe sobre las actividades nuevas o en desarrollo que puedan generar riesgos adicionales. Este requerimiento es particularmente relevante después de los eventos ocurridos en vigencias anteriores, ya que la identificación de nuevos proyectos o actividades es clave para la gestión y mitigación de riesgos. De acuerdo con la Subsección 1, Artículos 2.3.1.5.2.1.1 y 2.3.1.5.2.1.2 del Decreto, el prestador debe asegurar que estos proyectos sean evaluados y que se adopten medidas para reducir los riesgos inherentes.

El incumplimiento de este requisito puede comprometer la capacidad de la empresa para gestionar adecuadamente los riesgos emergentes, especialmente en proyectos de expansión o mejora de la infraestructura eléctrica. La notificación oportuna sobre las actividades nuevas o en desarrollo permite implementar medidas preventivas y correctivas, lo que no solo contribuye a la estabilidad operativa, sino también a la seguridad de las comunidades involucradas.

En este sentido, el plan de manejo de riesgos debe incluir un apartado específico que detalle las actividades en curso y los proyectos futuros, incorporando un análisis de los riesgos asociados. Además, es crucial que se documente el proceso de evaluación de estos riesgos y que se presenten alternativas de mitigación viables, con su respectiva justificación técnica y económica. Este enfoque preventivo asegura que la empresa no solo cumpla con las

normativas vigentes, sino que también anticipe y gestione adecuadamente los posibles impactos de sus nuevas actividades.

Con base en lo expuesto previamente, la inclusión de un mecanismo formal para reportar las actividades nuevas o en desarrollo es clave para la reducción efectiva de riesgos. Esto no solo garantiza el cumplimiento normativo establecido en el Decreto 2157 de 2017, sino que fortalece la capacidad de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. para gestionar su expansión de manera segura y sostenible, protegiendo tanto a la empresa como a las comunidades y el entorno.

D.2. Actividades existentes

El plan actual de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. no proporciona una descripción clara y detallada de las medidas y procedimientos específicos, tanto técnicos como administrativos, necesarios para reducir el riesgo antes de que ocurran eventos adversos. Según lo establecido en el Decreto 2157 de 2017 (Artículo 2.3.1.5.2.1.1), es esencial que se implementen estrategias concretas para prevenir y mitigar los riesgos asociados a la prestación del servicio eléctrico. La ausencia de estos detalles limita la capacidad de la empresa para gestionar proactivamente las amenazas y vulnerabilidades inherentes a su operación diaria.

Para subsanar esta deficiencia, es imperativo incluir en el PGRD un apartado específico que detalle tanto las medidas técnicas como administrativas que la entidad debe adoptar para reducir el riesgo de manera efectiva. Estas medidas deben incluir una definición clara de los procedimientos internos y externos necesarios, los recursos que se utilizarán y los responsables de llevar a cabo cada acción. Solo a través de una asignación clara de responsabilidades y recursos se podrá asegurar una implementación eficaz y oportuna de las medidas preventivas. Adicionalmente, se requiere la inclusión de un cronograma detallado que especifique los plazos para la implementación y seguimiento de estas medidas. Este cronograma permitirá no solo evaluar el progreso en la ejecución de las acciones, sino también ajustar las estrategias conforme se vayan obteniendo resultados. Del mismo modo, es fundamental que se documenten los procedimientos para la revisión y actualización periódica de las medidas de prevención y mitigación, lo cual garantiza que la empresa se mantenga alineada con las normativas vigentes y las mejores prácticas en gestión del riesgo.

A la luz de lo antes señalado, la implementación de medidas técnicas y administrativas específicas, acompañadas de un cronograma claro y un proceso de revisión periódica, es crucial para la gestión efectiva de los riesgos asociados a las actividades existentes de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. Al cumplir con estos requisitos normativos, la empresa fortalecerá su capacidad de anticipación y respuesta ante posibles eventos adversos, asegurando la continuidad y calidad del servicio eléctrico que provee.

E. Protección financiera

El plan actual de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. carece de un apartado que mencione la existencia de un fondo de ahorro contingente destinado a cubrir los costos derivados de desastres no gestionados de manera oportuna o efectiva. La protección financiera ante emergencias es un aspecto clave del PGRD, tal como lo señala el Decreto 2157 de 2017 (Subsección 2.3, Artículo 2.3.1.5.2.1.1), este fondo es primordial para asegurar que la empresa pueda enfrentar los impactos económicos que surgen de desastres inesperados o mal gestionados, garantizando así su sostenibilidad financiera y operativa.

En este contexto, es indispensable que la empresa establezca un fondo de ahorro contingente específico para cubrir los costos relacionados con desastres. Este fondo debe estar claramente definido en el PGRD, acompañado de políticas y procedimientos que guíen su administración y uso. Para que este ahorro sea efectivo, su monto debe ser determinado en función de un análisis detallado de los riesgos y los posibles impactos financieros que dichos riesgos podrían ocasionar. De igual manera, es importante documentar periódicamente la existencia de este fondo, estableciendo mecanismos para su revisión y ajuste, según las necesidades y la evolución de los riesgos.

Adicionalmente, el plan revisado no incluye información sobre las coberturas de las pólizas de seguros necesarias para proteger a la empresa de los costos asociados con desastres, tanto aquellos provocados por la actividad de la empresa como por eventos naturales. Esto es un aspecto crítico de la protección financiera que no puede ser pasado por alto, ya que las pólizas de seguros son una herramienta fundamental para mitigar las pérdidas económicas derivadas de eventos adversos. Según lo indicado por el Decreto 2157 de 2017 (Artículo 2.3.1.5.2.1.1), es

necesario incluir una sección en el PGRD que detalle las coberturas de las pólizas de seguros vigentes.

Esta sección debe especificar los tipos de pólizas, las compañías aseguradoras que brindan las coberturas, los montos asegurados y los procedimientos para hacer efectivos estos seguros en caso de un desastre. La empresa debe asegurarse de que las coberturas contratadas sean adecuadas para cubrir los impactos generados por los riesgos identificados en su actividad y por eventos naturales que afecten su infraestructura y operaciones.

En vista de lo anteriormente expuesto, la protección financiera es un pilar fundamental para garantizar la resiliencia de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. ante desastres. La creación de un fondo de ahorro contingente y la incorporación de coberturas de seguros adecuadas son mecanismos clave que deben ser formalizados y documentados en el PGRD. Al implementar estas medidas, la empresa no solo cumplirá con las normativas vigentes, sino que también fortalecerá su capacidad para enfrentar los riesgos financieros derivados de desastres, asegurando la continuidad de sus operaciones y minimizando el impacto económico de eventos adversos.

5.3.8.1.3 Aspectos relacionados con la gobernanza u otras

La gobernanza en la gestión de riesgos de desastres, conforme al Decreto 2157 de 2017 (Subsección 1, Artículo 2.3.1.5.2.1), es clave para garantizar la coordinación y articulación efectiva entre los actores involucrados, asegurando que se establezcan roles, responsabilidades y mecanismos de comunicación claros. Este aspecto busca asegurar la coherencia en la toma de decisiones y en la ejecución de las acciones preventivas, correctivas y de respuesta. A continuación, se presentan los elementos que requieren ser ajustados para alinearse completamente con la normativa vigente.

El plan actual de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. presenta varias omisiones en cuanto a la planificación y gobernanza para la gestión de riesgos y desastres. Uno de los aspectos clave que falta es un plan de inversiones detallado que incluya la programación de acciones de intervención a corto, mediano y largo plazo, tanto para el conocimiento del riesgo como para su reducción y el manejo de desastres. De acuerdo con lo estipulado en el Decreto 2157 de 2017 (Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.1.2), es imprescindible que este plan de inversiones contemple una

programación clara y asignación presupuestaria específica, lo que garantizará una planificación eficiente de las acciones de intervención y su financiamiento. Adicionalmente, deben definirse responsables para la gestión y ejecución de cada acción, asegurando su correcta implementación en los plazos establecidos.

Otro aspecto relevante es que el plan no detalla claramente todas las instalaciones donde se desarrollan actividades que pueden generar riesgos de desastre, especialmente aquellas que no están ubicadas en la sede principal (Decreto 2157 de 2017, Subsección 2, Artículo 2.3.1.5.2.1.2, Página 17). El conocimiento preciso de estas instalaciones es crucial para la planificación efectiva de la gestión del riesgo en cada una de ellas. Es necesario que en el PGRD general se incluya un listado exhaustivo de estas instalaciones, así como que se desarrollen PGRDs específicos para cada ubicación, tomando en cuenta las particularidades geográficas y los riesgos inherentes a cada sitio.

En cuanto a la coordinación con instituciones gubernamentales y comités locales y regionales de gestión del riesgo, el plan carece de mecanismos claros de articulación con estas entidades (Decreto 2157 de 2017, Artículo 2.3.1.5.2.3.1). Si bien se menciona la importancia de la coordinación en el documento revisado, no se especifican los procedimientos ni los canales de comunicación para garantizar una interacción fluida con los comités de gestión del riesgo. Es necesario incluir un listado de los comités con los que la empresa se articulará, así como establecer procedimientos claros de interacción y coordinación para asegurar una respuesta eficaz en caso de emergencia.

El plan de la empresa también debe abordar de manera más detallada los mecanismos para la participación continua y la sensibilización de las comunidades y empleados, promoviendo la incorporación de saberes locales en las estrategias de gestión del riesgo (Decreto 2157 de 2017, Subsección 2, Artículo 15). La falta de un equipo multidisciplinario dedicado a la ejecución de estas estrategias limita la capacidad de la empresa para desarrollar planes integrales que involucren a todas las partes interesadas.

Finalmente, aunque el plan menciona la revisión y mejora continua, no se especifica la necesidad de una revisión anual del mismo, lo cual es un requisito fundamental según el Decreto 2157 de 2017 (Artículo 2.3.1.5.2.8.1). Esta revisión anual debe ser documentada y

reflejada en el plan, asegurando que se mantenga actualizado y se incorporen mejoras basadas en lecciones aprendidas de simulacros o eventos reales.

A partir de lo señalado previamente, para garantizar el cumplimiento adecuado del Decreto 2157 de 2017 y mejorar la gobernanza de la gestión del riesgo, la E.E.B.P. S.A. E.S.P. debe incluir un plan de inversiones específico, un listado detallado de instalaciones, mecanismos claros de articulación con entidades gubernamentales, así como estrategias participativas que incorporen saberes locales. Además, es crucial establecer un proceso formal para la revisión anual del plan, asegurando su constante actualización y efectividad en la gestión de riesgos.

5.3.8.2 Resultados de la visita a la E.E.B.P. S.A. E.S.P.

Durante la visita a la E.E.B.P. S.A. E.S.P., mediante reunión virtual, se realizó una exhaustiva socialización de la evaluación del PGRD correspondiente a la vigencia 2023, con el objetivo de verificar su conformidad con las disposiciones del Decreto 2157 de 2017. Este proceso de evaluación abordó las áreas clave de Conocimiento del Riesgo, Reducción del Riesgo, Manejo del Desastre y Gobernanza, garantizando una revisión integral de cada uno de estos aspectos.

La socialización fue liderada por Gabriela Rodríguez Ruiz, contratista del proceso de Mejoramiento Continuo de la E.E.B.P. S.A. E.S.P., quien participó activamente en el análisis y discusión de los hallazgos. Durante la sesión, se identificaron puntos críticos que requieren atención inmediata para asegurar el cumplimiento pleno de las normativas vigentes.

Con el fin de proporcionar una retroalimentación detallada y constructiva, se compartió con la empresa el documento titulado «Comentarios - A compartir», en el cual se enumeran los cumplimientos parciales y los incumplimientos directos observados en el PGRD de la empresa. Dicho documento sirvió como herramienta fundamental para ilustrar de manera clara las áreas de mejora necesarias y los requerimientos que aún no han sido abordados de manera satisfactoria.

Además, se solicitó a la E.E.B.P. S.A. E.S.P. que clarifique, amplíe o complemente la información presentada en relación con los temas normativos en los que actualmente se evidencian incumplimientos directos. Esta solicitud tiene como finalidad garantizar que las

acciones implementadas por la empresa se ajusten completamente a los requerimientos del Decreto 2157 de 2017, fortaleciendo así su capacidad de respuesta ante posibles eventos de riesgo. Por su parte, la E.E.B.P. S.A. E.S.P. presenta soportes de cómo han venido realizando adecuadamente su gestión de riesgo y se compromete en ajustar y terminar de alinear su PGRD para la vigencia 2024.

5.3.8.2.1 Estado de cumplimiento del PGRD vigencia 2023

El análisis del estado de cumplimiento del PGRD de la E.E.B.P. S.A. E.S.P., realizado conforme a los rangos normativos establecidos por la SSPD, reveló un cumplimiento global del 63,85%, lo que se traduce en un cumplimiento parcial. Este resultado subraya que, aunque se han implementado esfuerzos importantes, aún existen áreas críticas que requieren mejoras significativas para cumplir a cabalidad con el Decreto 2157 de 2017.

En lo referente al conocimiento del riesgo, se evidenció que la empresa obtuvo un 58,82%, lo que indica un cumplimiento parcial. A pesar de que el plan presenta un análisis general de amenazas y vulnerabilidades, se identificó la necesidad de profundizar en la identificación específica de los riesgos asociados a sus actividades operativas. El análisis actual carece de metodologías concretas para valorar el riesgo y establecer criterios claros de aceptabilidad, lo que limita su efectividad en la prevención de desastres. De acuerdo con el Decreto 2157 de 2017, Artículo 2.3.1.5.2.1.1, es crucial que la empresa adopte una metodología clara y definida para garantizar una evaluación exhaustiva de los riesgos.

En cuanto a la reducción del riesgo, el cumplimiento fue de solo 42,86%, calificando como «No Cumple». Aunque el plan menciona algunas acciones de mitigación, no se detalla un análisis técnico y financiero que permita evaluar la viabilidad de estas medidas. Adicionalmente, se detecta la ausencia de un mecanismo financiero específico y de coberturas de seguros que respalden los costos de eventuales desastres. Según el Decreto 2157 de 2017, en su Subsección 2.3, es indispensable que se implementen alternativas específicas para cada riesgo priorizado, asegurando su viabilidad económica y técnica.

Respecto al manejo del desastre, la empresa obtuvo un cumplimiento satisfactorio del 86,11%, lo que indica un «Cumple». No obstante, se identifican deficiencias en la definición de

procedimientos claros para la solicitud de apoyo externo y en la categorización de los niveles de emergencia según la magnitud e impacto de los eventos. Además, falta una integración adecuada del protocolo de Evaluación de Daños y Análisis de Necesidades (EDAN), lo cual es fundamental para coordinar una respuesta eficaz en situaciones de desastre, conforme al Artículo 2.3.1.5.2.3.1 del Decreto 2157 de 2017.

Finalmente, en lo que respecta a la gobernanza del riesgo, se observan carencias en la estructuración de un plan de inversiones detallado para cada una de las instalaciones de la empresa. Además, el plan no incluye una estrategia clara para promover la participación activa de la comunidad en la gestión del riesgo, lo cual es un componente esencial para fortalecer las capacidades locales de respuesta y prevención. Según el Artículo 2.3.1.5.2.1.2 del Decreto 2157 de 2017, la socialización continua y la transparencia en la comunicación de las estrategias de gestión del riesgo son fundamentales para mejorar la efectividad del PGRD.

5.4 Aspectos Comerciales

Según la información reportada en el SUI, en promedio para el 2023, E.E.B.P. S.A. E.S.P., registró la atención de 36.828 usuarios en el mercado de comercialización de Bajo Putumayo principalmente. Se menciona el promedio porque es normal dentro de la dinámica del servicio de energía que a través de los meses los usuarios cambien de comercializador, o no presenten consumos.

En el mismo sentido, 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 32 muestra la siguiente información para las vigencias 2022 y 2023 con cierre en el mes de diciembre:

Tabla 32. 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	23.927	25.419	6,24
Estrato 2	6.706	6.884	2,65
Estrato 3	604	609	0,83
Industrial	104	101	-2,88
Comercial	3.568	3.321	-6,92
Oficial	457	459	0,44
Provisional	37	35	-5,41
Promedio General	35.403	36.828	4,03

Fuente: Elaboración propia datos SUI formato TC1 - ESP

Durante las vigencias 2022 y 2023, se ha registrado un aumento de 1425 usuarios en diciembre, equivalente a un incremento del 4,03%. Este crecimiento se observa principalmente en el estrato 1, con un aumento total de 1492 usuarios, seguido del estrato 2, con un incremento de 178 suscriptores, representando un incremento acumulado del 8,89% respecto al año anterior.

Sin embargo, llama la atención la disminución de los usuarios no residenciales pertenecientes a los usos Industrial, Comercial y Provisional, situación que requiere ser precisada, si se debe algún fenómeno económico o de otra índole que genere el desplazamiento de estos sectores de la prestación del servicio o como consecuencia de presuntos errores en el reporte de información al Sistema Único de Información – SUI.

Así mismo, la empresa reporta para los meses de diciembre de 2022 y 2023, la siguiente información en la Tabla 33 en cuanto a usuarios regulados y no regulados:

Tabla 33. Usuarios regulados y no regulados diciembre 2022-2023.

Tipo Usuario	Usuarios diciembre 2022	Usuarios diciembre 2023
No regulado	0	0
Regulado	35.403	36.828

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 34 se detallarán los usuarios atendidos por estrato y en qué municipio se encuentran con cierre a diciembre 2023:

Tabla 34. Detalle de usuarios por municipio y estrato diciembre 2023.

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Comercial	Industrial	Oficial	Provisional	Total general
Putumayo								
Orito	1922	4	0	58	7	58	5	2054
Puerto Asís	11682	3572	553	1588	70	142	11	17618
Puerto Caicedo	2503	901	21	305	13	75	0	3818
San Miguel	2888	464	1	404	3	53	2	3815
Valle Del Guamuez	6424	1943	34	966	8	131	17	9523
Total general	25419	6884	609	3321	101	459	35	36828

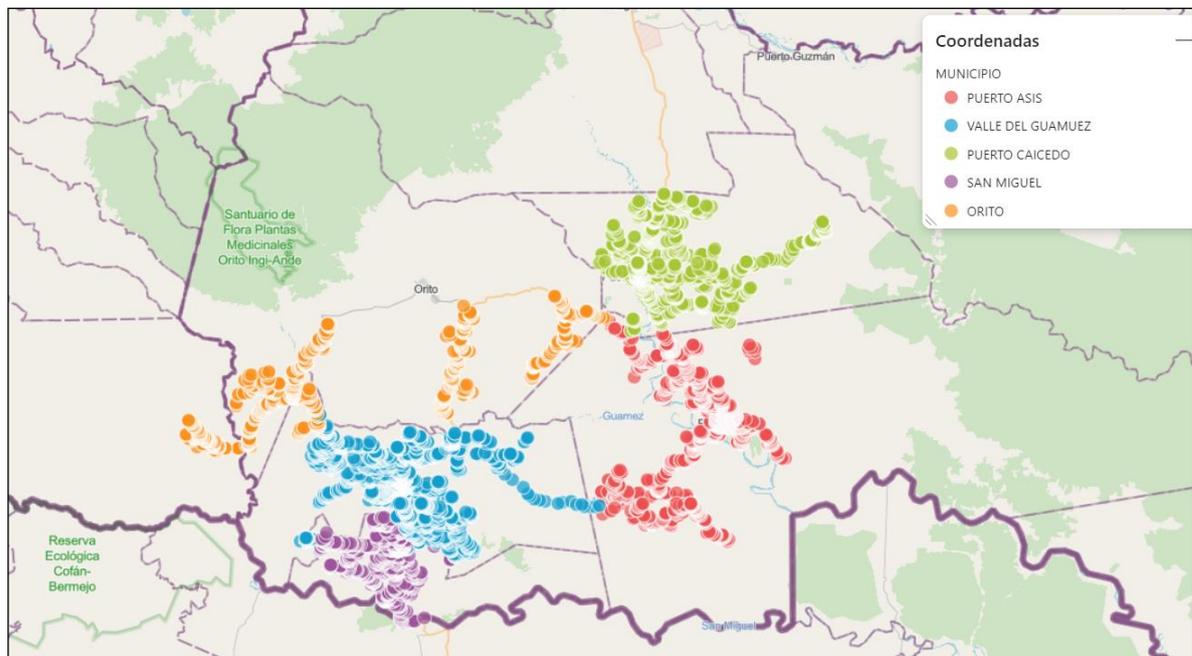
Fuente: Elaboración propia datos SUI – ESP

Como se puede observar en la Tabla 34, la mayoría de los usuarios de la empresa son residenciales, representando el 89,3% 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 28 la ubicación y distribución del mercado atendido por el prestador a nivel nacional a corte de 2023:

Figura 28 Municipios atendidos por E.E.B.P. S.A. E.S.P., 2023.

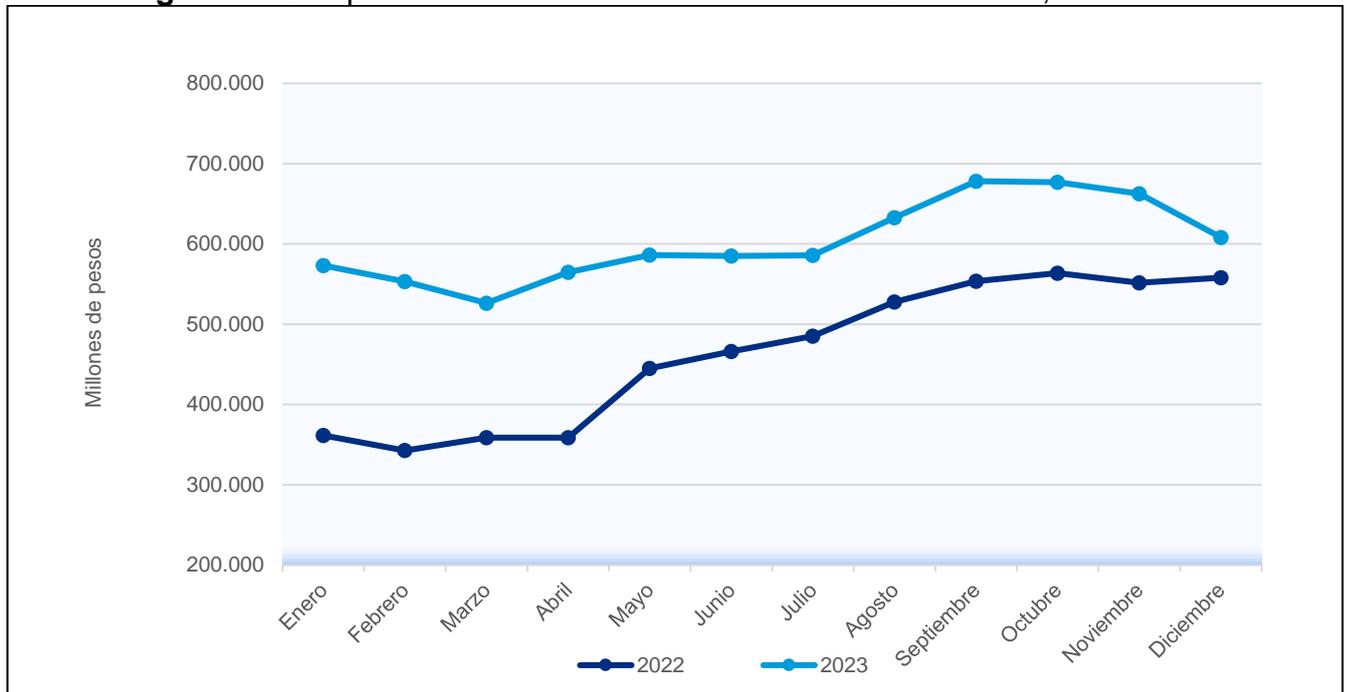


Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

En la figura anterior se observa la ubicación de los municipios donde E.E.B.P. S.A. E.S.P., presta de forma gráfica los municipios atendidos conforme con lo reportado por ellos al SUI.

Por otro lado, la facturación total de E.E.B.P. S.A. E.S.P., para el año 2023 fue de \$ 72.320.545.793, lo cual significó un aumento en relación con el año 2022 de \$ 55.723.913.226 o lo que es bien, un aumento porcentual de 23%. El comportamiento de la facturación para las anualidades 2022 y 2023, se puede apreciar en la Figura 29:

Figura 29 Comparativo de facturación total E.E.B.P. S.A. E.S.P., 2022-2023.



Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

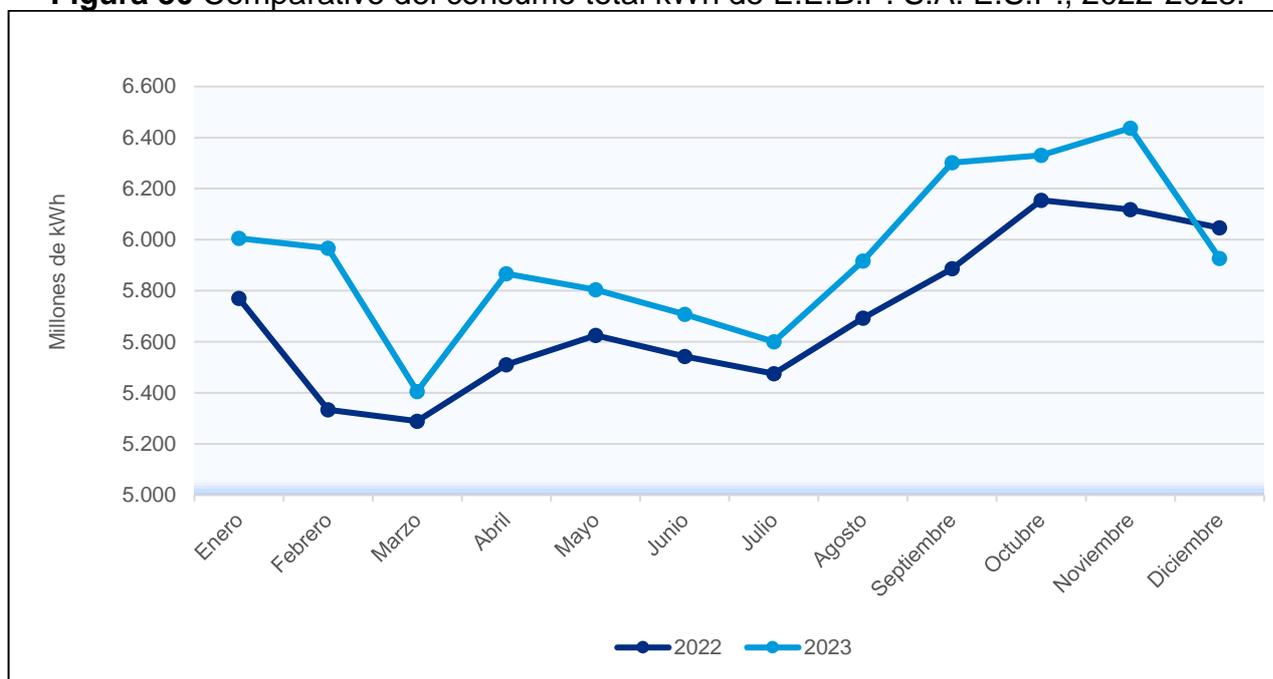
El comportamiento en cuanto a la facturación presenta incremento constante en las dos anualidades analizadas durante el mes de agosto de 2023.

En consecuencia, el cierre de facturación para el año 2022, en diciembre fue de \$5.578.857.801 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 \$6.081.243.721 lo que equivale a un incremento cercano al 6% con relación a inicio de esta anualidad.

Teniendo en cuenta lo anterior, se observa en la Figura 30 que para el mes de abril de la variable "Valor Total Facturado" respecto al mes de marzo una disminución del -0,05%.

Figura 30 Comparativo del consumo total kWh de E.E.B.P. S.A. E.S.P., 2022-2023.

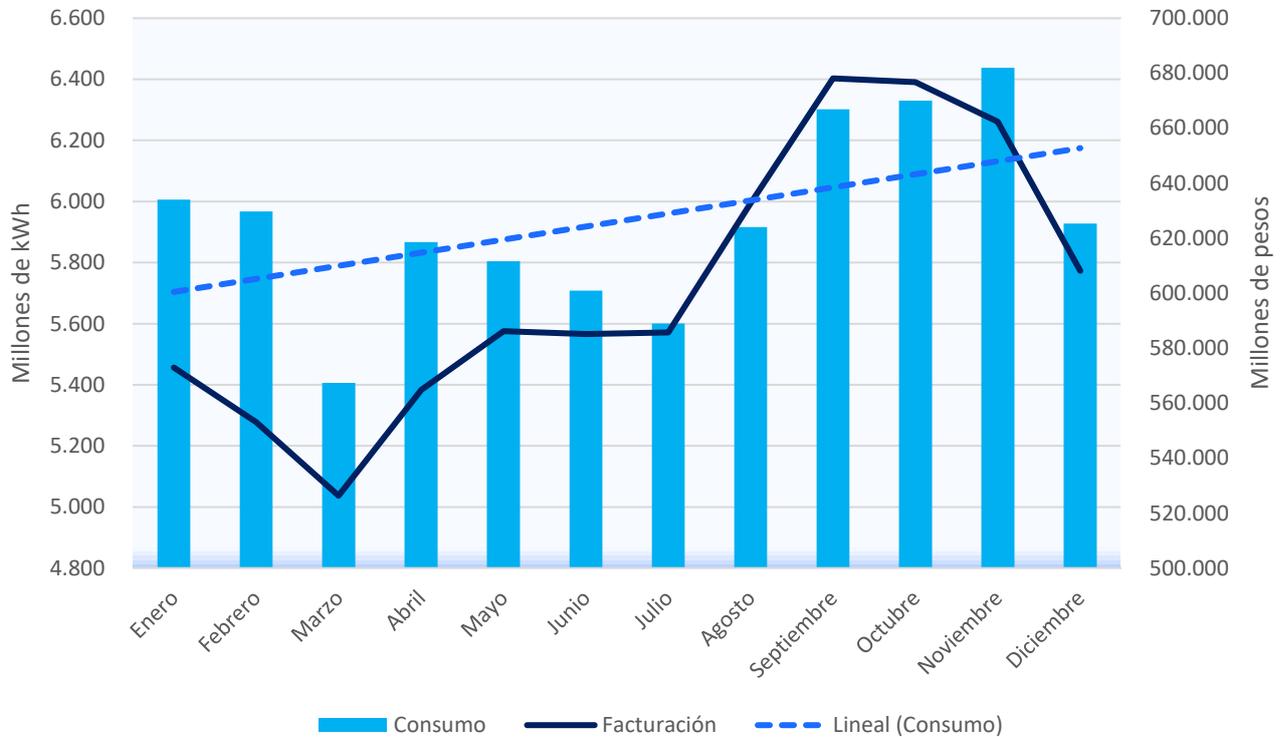


Fuente: Elaboración propia datos SUI - ESP

Durante las vigencias analizadas, se observa fluctuaciones respecto al comportamiento de los consumos, es así que durante la vigencia 2022, se presentan fluctuaciones enero (5.770.903 kWh), marzo (5.289.647 kWh), junio (5.543.071 kWh), noviembre (6.118.372 kWh) y diciembre (6.046.564 kWh), esta situación no es tendencial para el 2023, dado que los meses con fluctuación corresponden a enero (6.006.186 kWh), marzo (5.405.980 kWh), mayo (5.804.101 kWh), julio (5.600.581 kWh) y diciembre (5.927.369 kWh).-

De acuerdo con este comportamiento, en la Figura 31 sobre el consumo reportado respecto a la variable de “Valor Total Facturado”, se presenta una tendencia al aumento, principalmente a partir del mes de noviembre como se grafica en la convención “Lineal (CONSUMO)”.

Figura 31 Paralelo de facturación y consumo de E.E.B.P. S.A. E.S.P., 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”, que para ciertos meses no concuerdan entre sí. Llama la atención un mayor consumo en el mes de noviembre y la disminución del total facturado para este mes.

En este sentido, se requiere que el prestador sustente el motivo de las variaciones en los consumos presentados durante las vigencias antes expuestas.

En este sentido, teniendo en cuenta los comentarios indicados por el prestador el pasado 17/09/2024, manifiesta que: «(...) las fluctuaciones respecto al comportamiento de los consumos en los meses descritos obedecen a comportamientos propios de la demanda regulada en nuestro mercado de comercialización».

Así las cosas, este siendo el motivo de las variaciones presentadas en los consumos presentados durante las vigencias antes expuestas

5.5 Aspectos de facturación de usuarios Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE)

En cuanto a este aspecto, se solicita a la empresa información sobre la existencia de usuarios Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) y si la expedición de las Resoluciones CREG 135 y 174 de 2021 tuvo algún impacto en su sistema comercial. Asimismo, se consulta sobre el proceso operativo del sistema de facturación para los usuarios AGPE y el procedimiento que se sigue para participar en el control automático de tensión, con el fin de evitar el cobro de energía reactiva, tanto inductiva como capacitiva.

Al respecto la empresa informó que, hasta la fecha, no cuentan con usuarios AGPE y su sistema comercial tampoco está parametrizado para el ingreso de usuarios con esta característica; sin embargo, señalan que tienen disponible un desarrollador que podría realizar los ajustes necesarios en el sistema en caso de que se presente un usuario AGPE y sea necesario facturarlos.

Además, en respuesta al cuestionamiento sobre la disposición de personal con el conocimiento necesario para manejar la conectividad de este tipo de usuarios, anticipándose al posible despliegue debido al auge de las comunidades energéticas, la empresa indica que cuenta con personal competente, idóneo y especialista en cada área.

Respecto de la energía reactiva, se consultó a la empresa por aquellos usuarios a los que se les factura cobro por concepto de este tipo de energía de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. En particular, se pregunta por los casos en los cuales se tiene un factor multiplicador M mayor a 1. Al respecto, la empresa informa que no tiene usuarios a los que se les aplique un factor M diferente de 1. Adicionalmente, informa que no tiene usuarios a los que se les realice cobro por concepto de energía reactiva capacitiva, información que se comprueba con los reportes al SUI en el formato *TC2. Facturación a Usuarios* de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021; sin embargo, con base en la visita y la entrevista realizadas a los funcionarios de la empresa, se evidencia que no tienen conocimiento de la existencia del factor multiplicador M , por lo que se sugirió, en el marco de autonomía administrativa, fortalecer los procesos de análisis regulatorio del prestador para conocer plenamente la regulación vigente.

5.6 Aspectos tarifarios

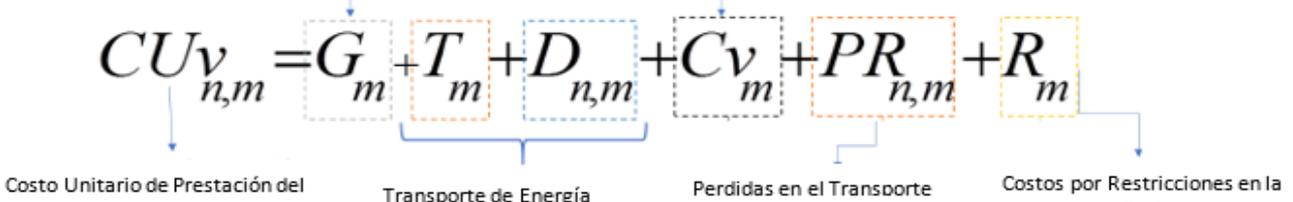
De acuerdo con la información comercial reportada en el Sistema Único de Información (SUI), la Empresa de Energía del Bajo Putumayo (En adelante E.E.B.P. S.A. E.S.P.) atiende usuarios regulados y no regulados. Para el caso del mercado regulado, el presente informe se enfocará en el Costo Unitario de Prestación del Servicio y Tarifas aplicables a los usuarios regulados conectados a nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red teniendo en cuenta que aplicaría a la mayoría de los usuarios de la empresa. Por otra parte, en lo que se refiere a usuarios no regulados, se mostrarán los valores promedio de prestación del servicio por nivel de tensión conforme a lo reportado por el comercializador en los formatos comerciales del SUI.

5.6.1 Usuarios regulados

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

$$CU_{n,m} = G_m + T_m + D_{n,m} + C_v_m + PR_{n,m} + R_m$$

Compra de Energía
Gestión de Compra de Energía y atención de usuarios



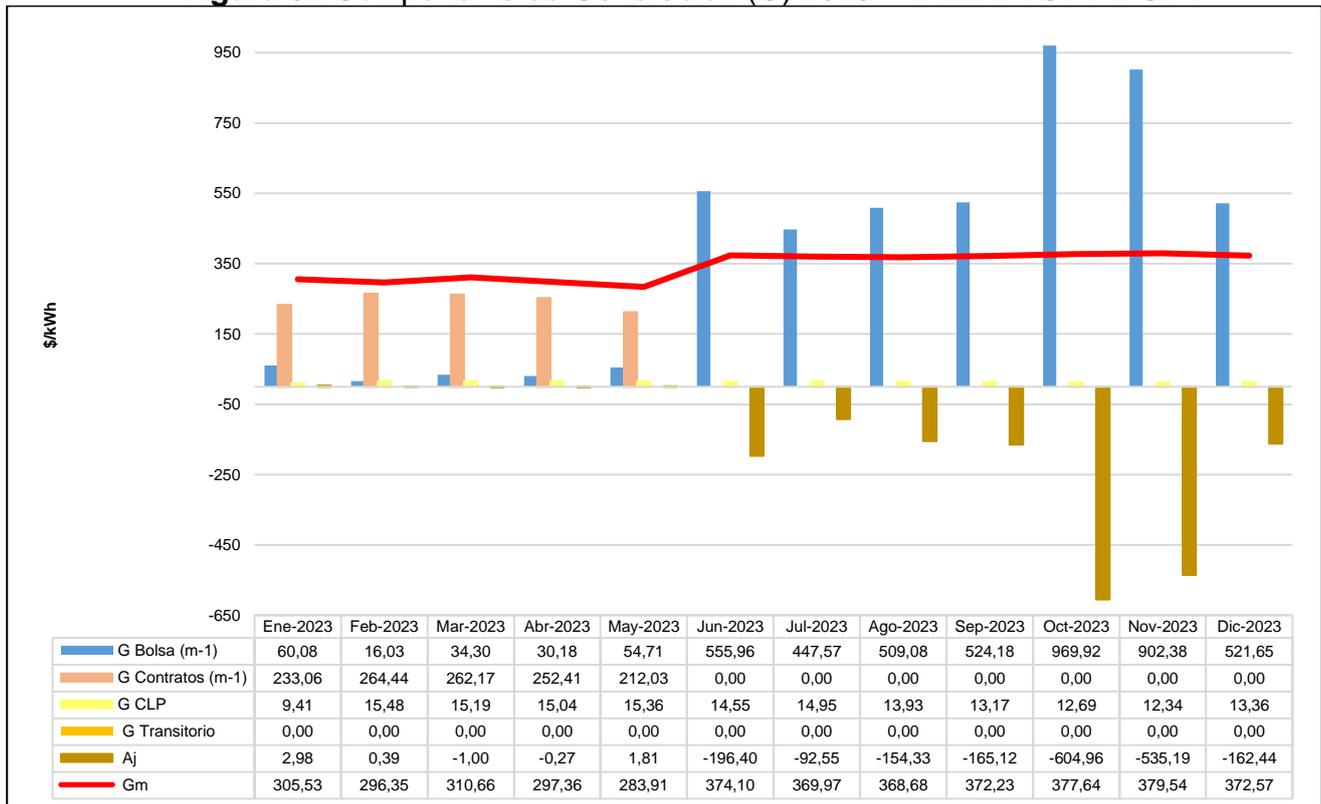
Costo Unitario de Prestación del servicio
Transporte de Energía
Perdidas en el Transporte
Costos por Restricciones en la Red

5.6.1.1 Componente de Generación

Este componente se calcula con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución CREG 174 de 2021 y la Resolución CREG 101 002 de 2022. Este componente permite trasladar vía tarifa a los usuarios los costos de compra de

energía del comercializador, bien sea vía contratos bilaterales, o bolsa en el mercado de energía mayorista u otros mecanismos de compra contemplados actualmente por la regulación. Ver Figura 32.

Figura 32 Componente de Generación (G) 2023 – E.E.B.P. S.A. E.S.P.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Con base en la figura anterior, pueden evidenciarse los cambios en el componente de Generación a lo largo del año 2023. Se observa un aumento significativo a partir del segundo trimestre, con unas pequeñas variaciones en cada uno de los meses, llegando a alcanzar el valor máximo de 379,54 \$/kWh registrado en el mes de noviembre. Las barras de color azul corresponden al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en bolsa y las áreas de color curuba corresponde al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en contratos bilaterales. Finalmente, también se evidencia el aporte de las compras en la subasta del ministerio en color amarillo (G

CLP), además del G transitorio el cual considera dentro de su cálculo las compras AGPE y GD que se presenten los casos de entrega de energía que tenga traslado al usuario final.

Adicionalmente, las barras de color dorado muestran el comportamiento del factor de Ajuste (AJ) en el cálculo del componente de generación. Este factor se aplica al costo máximo de compra de energía con relación a las compras efectuadas en la bolsa y destinadas al mercado regulado. Este mecanismo permite a los comercializadores trasladar directamente, cada mes, el precio de las compras en bolsa a los usuarios. En meses donde los precios de bolsa son altos, se establece un valor máximo de referencia (MAX) que limita el costo trasladado a los usuarios para los comercializadores expuestos en bolsa.

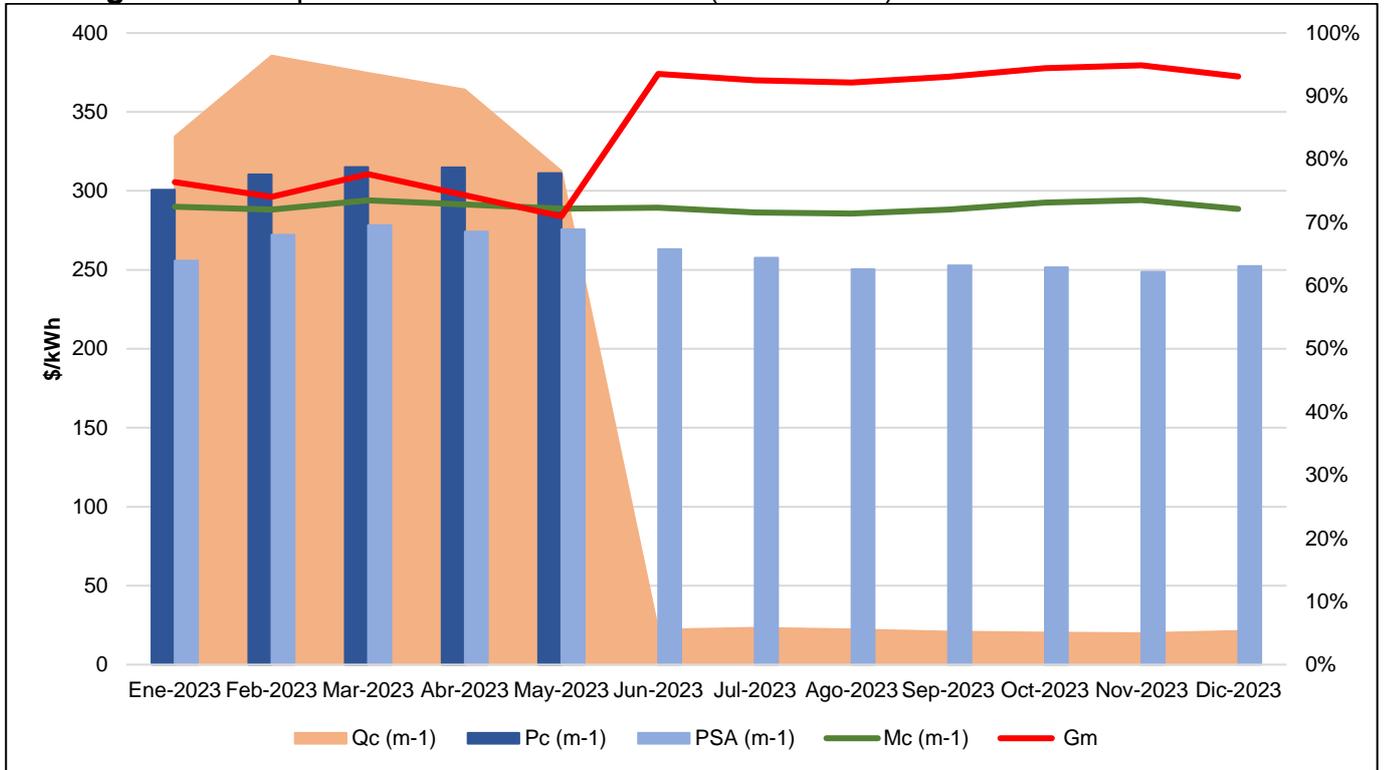
Si como resultado de esta metodología se presentan diferencias negativas entre el componente G y el costo reconocido (CR), estas se consideran un saldo a favor del comercializador, que se pagará en los meses siguientes cuando los precios de bolsa disminuyan. Las diferencias positivas operan en sentido contrario. El comportamiento del factor de ajuste AJ podría asimilarse a una opción tarifaria.

El aumento del componente de Generación en el mes de junio fue de 31,77% con respecto al mes anterior, esto estuvo determinado por un significativo incremento en la participación proveniente del precio de bolsa en la fórmula de cálculo del componente, es decir que, la combinación del precio de bolsa junto con el alto nivel de exposición en ese momento hizo que se trasladara en junio de 2023 el 94,47% del precio promedio de bolsa que fue de 588,50 \$/kWh.

5.6.1.1.1 Compras en contratos

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

Figura 33 Comportamiento de las variables (G contratos) 2023 – E.E.B.P. S.A. E.S.P.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

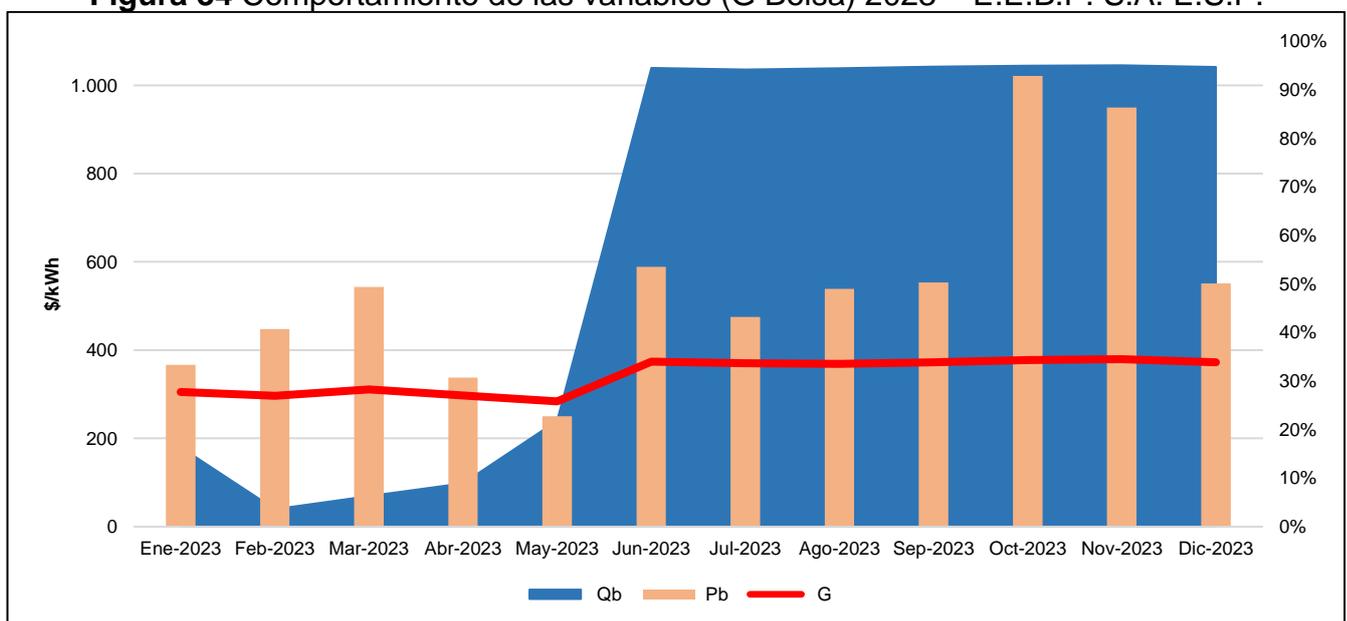
De la figura anterior se puede observar que, en el año 2023, E.E.B.P. S.A. E.S.P. adquirió energía a un precio promedio en contratos (Pc) cercano pero inferior al precio promedio del mercado (Mc), con excepción al mes de enero el cual superó dicho precio. Estas negociaciones surgen de un proceso regulado de convocatoria pública, donde los oferentes proponen un precio y el comercializador evalúa su pertinencia para la adquisición de energía a dicho precio. En resumen, el precio promedio de la energía comprada en contratos durante los primeros 5 meses del año 2023 fue de 310,44 \$/kWh, manteniéndose por encima del promedio de Mc para el mismo período, lo que ocasionó que el valor promedio del efecto final en el G fuera de 290,50 \$/kWh.

En la misma figura se puede observar lo sucedido en el mes de junio de 2023; mientras el valor del componente de Generación experimentó un incremento, el cubrimiento de la demanda regulada en contratos, representada por Qc, a partir de junio se mantuvo en un promedio de 5,34%, dejando así un 94,66% expuesto al mercado a un precio (Pb) promedio de 668,20 \$/kWh.

5.6.1.1.2 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 34 Comportamiento de las variables (G Bolsa) 2023 – E.E.B.P. S.A. E.S.P.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 34 se puede observar que la combinación del porcentaje de exposición en la bolsa y su correspondiente precio tiene un impacto directo en el componente de Generación aplicado por la E.E.B.P. S.A. E.S.P. Este componente experimenta un aumento en el mes de junio de 2023, cuando un precio en la bolsa (Pb) de 588,50 \$/kWh y una exposición en la bolsa del 94,47% resultaron en un valor de Generación (G) de 374,10 \$/kWh en junio de 2023.

Es importante destacar que, a partir del mes de junio el aumento en los precios en la bolsa, afectó el valor del componente de generación debido a que la E.E.B.P. S.A. E.S.P. no logró cubrir la mayor parte de la demanda mediante la adquisición de energía a través de contratos.

Esto ocurrió porque el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), en cumplimiento del Artículo 20 de la Resolución CREG 156 de 2011, retiró del Mercado de

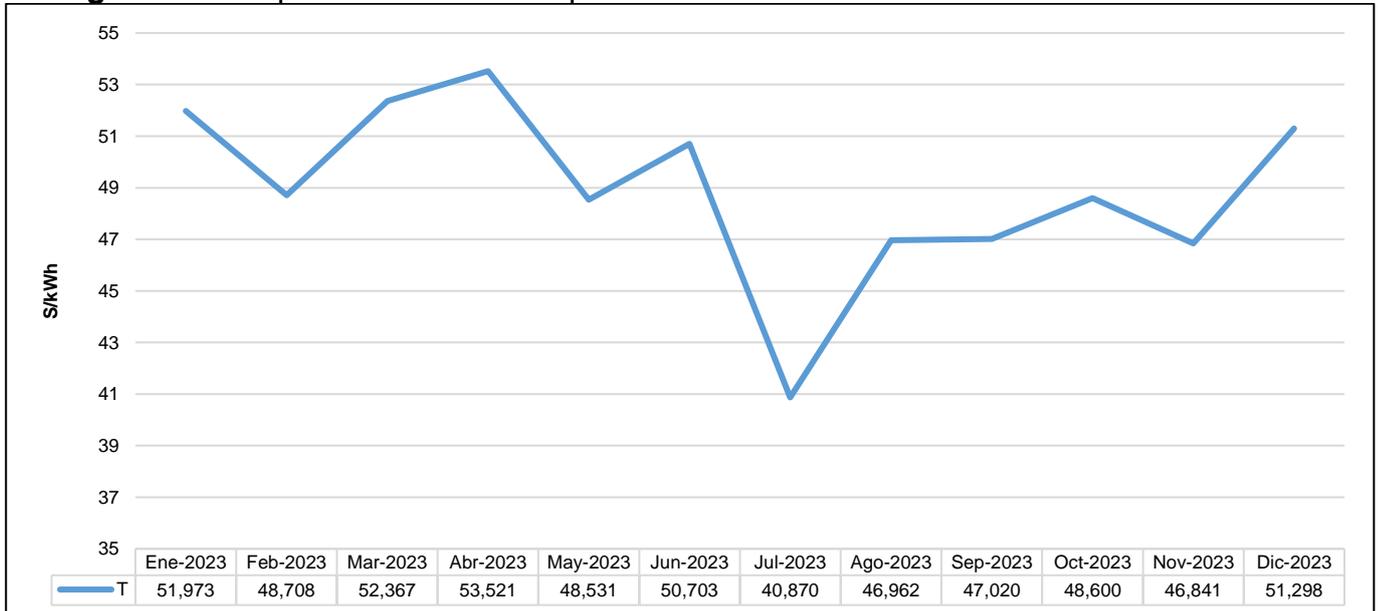
Energía Mayorista a la Distribuidora y Comercializadora de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. (DICEL) a partir de las 24:00 horas del 3 de mayo de 2023 debido al incumplimiento de obligaciones. Esta situación impidió que DICEL realizara transacciones en el Mercado de Energía Mayorista, lo que afectó a la E.E.B.P. S.A. E.S.P., ya que tenía contratos de compra de energía con DICEL para cubrir su demanda hasta el mes de diciembre del año 2027. Como resultado, el prestador se vio obligado a exponerse a más del 90% en la bolsa para poder satisfacer la demanda de energía del mercado que dejó de ser cubierta con contratos a largo plazo firmados por DICEL.

5.6.1.2 Componente de Transmisión

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

En la Figura 35 se muestran los valores del componente de Transmisión cobrado por la E.E.B.P. S.A. E.S.P. 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 35 Comportamiento del componente de Transmisión 2023 – E.E.B.P. S.A. E.S.P.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

5.6.1.3 Componente de Distribución

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

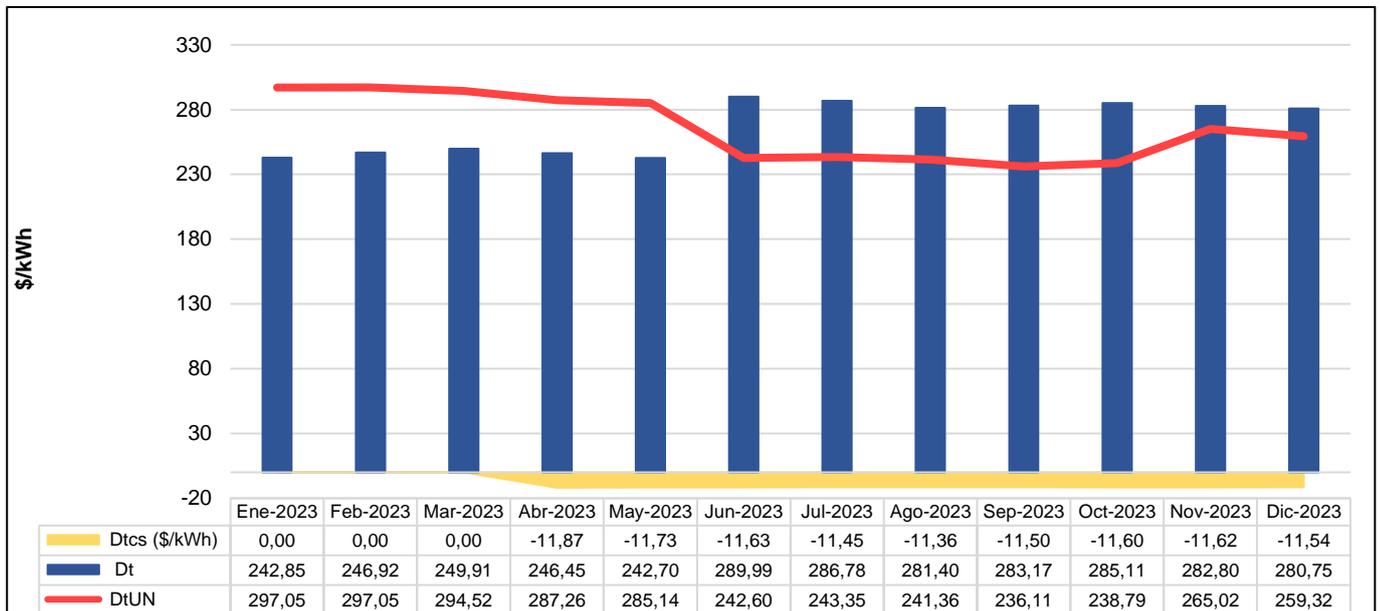
Mediante el Decreto 388 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía, se ordenó a la CREG establecer, dentro de la metodología de remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD). Estas áreas se definen como conjuntos de redes de transmisión regional y/o distribución local destinados a brindar servicio en zonas urbanas y rurales, y son operadas por uno o más Operadores de Red. La conformación de estas áreas se realiza teniendo en cuenta la proximidad geográfica de los mercados atendidos

y el principio de neutralidad establecido por la ley. Además, se establece que debe existir un Cargo Único por Nivel de Tensión por cada ADD. Las distintas áreas fueron conformadas de acuerdo con las Resoluciones 182306 de 2009 MME (ADD Oriente), 181347 de 2010 (ADD Occidente), 180696 de 2011 (ADD Sur) y 180574 de 2012 (ADD Centro).

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

Así, la E.E.B.P. S.A. E.S.P. fue asignada al ADD Sur de acuerdo con la Resolución 180696 de 2011 MME junto con las empresas: Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S. A. E.S.P., Electrificadora del Caquetá S. A. E.S.P., Empresa de Energía de Casanare S. A. E.S.P., Empresa de Energía del Bajo Putumayo S. A. E.S.P., y Electrificadora del Meta S.A E.S.P. Actualmente, la E.E.B.P. S.A. E.S.P. obtuvo su aprobación de ingresos de distribución bajo el esquema de la Resolución CREG 015 de 2018 por parte de la CREG mediante la Resolución CREG 218 de 2021, quedando en firme a través de la Resolución CREG 501 038 de 2022. A continuación, se presenta la evolución del componente de distribución.

Figura 36 Comportamiento componente de Distribución - 2023 – E.E.B.P. S.A. E.S.P.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la figura 36 se muestra la evolución de la variable DtUN del ADD Sur a lo largo del año 2023. Durante este periodo, se observa que el valor promedio de DtUN fue de 265,63 \$/kWh. El valor más alto registrado fue de 297,05 \$/kWh en febrero, mientras que el valor más bajo fue de 236,11 \$/kWh en septiembre. Es importante resaltar que el valor de DtUN es inferior al cargo por uso del Operador de Red (OR), lo que implica que la diferencia es cubierta a través de transferencias de otras empresas dentro del Área de Distribución (ADD) que presentan valores superiores a DtUN.

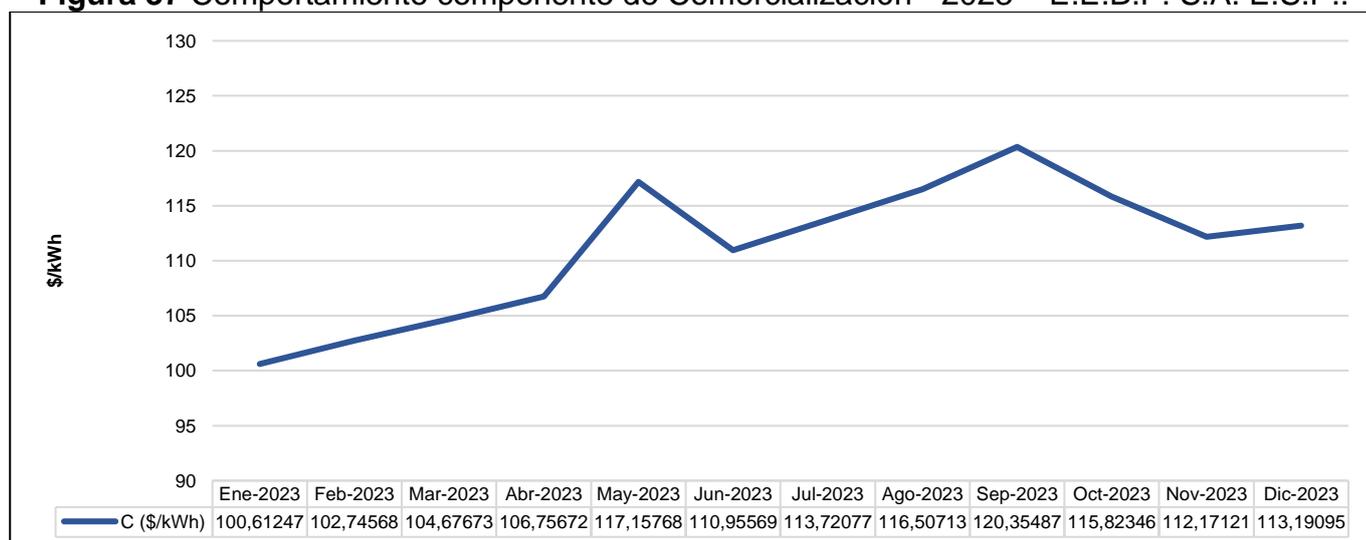
Así mismo, también se presenta el valor en \$/kWh del cargo de distribución (Dt) propio de la empresa, mostrando el valor del incentivo por calidad media (Dtcs), el cual, a partir del segundo trimestre de 2023, se observan valores negativos. Sin embargo, en el primer trimestre, se registró un valor de 0, lo que indica que durante esos meses (de enero a marzo), el Dt disminuyó y el Operador de Red (OR) no tuvo que compensar a los usuarios por calidad media. El objeto de esta gráfica es poder comparar el valor del cargo de distribución del ADD Sur respecto de los cargos propios del operador de red E.E.B.P. S.A. E.S.P.

5.6.1.4 Componente de Comercialización

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

Es importante destacar que el cálculo del componente C depende en gran medida de las resoluciones específicas que aprueban el costo base de comercialización y los riesgos de cartera para cada uno de los comercializadores integrados al operador de red. Esta es una de las principales razones por las cuales se presentan diferencias en este componente entre las distintas empresas. En el caso de la E.E.B.P. S.A. E.S.P., las resoluciones de aprobación del cargo base de comercialización y el riesgo de cartera corresponden a la Resolución CREG 205 de 2015.

Figura 37 Comportamiento componente de Comercialización - 2023 – E.E.B.P. S.A. E.S.P..



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

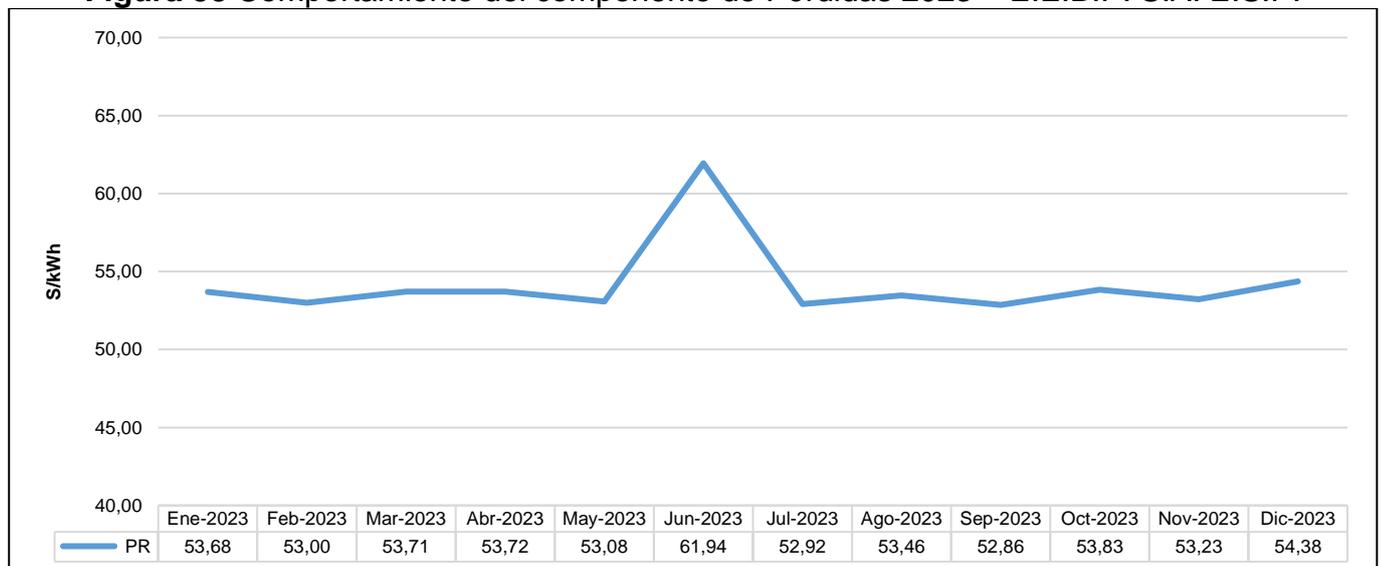
Según se muestra en la Figura 37, a lo largo del año 2023, el componente experimentó una variación en su valor. Durante el mes de enero, se registró el valor mínimo de 100,61 \$/kWh,

mientras que en septiembre se alcanzó el valor máximo de 120,35 \$/kWh. Los incrementos presentados obedecen principalmente a un aumento asociado en el costo variable de comercialización de atender usuarios regulados (CvR) debido principalmente a variaciones en los costos de las garantías financieras en el MEM declarado (CGi,m-1).

5.6.1.5 Componente de Pérdidas

El componente de Pérdidas corresponde al costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas y no técnicas se pierden en el STN, STR y SDL. De acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 173 de 2011, este componente se calcula como una fracción de los componentes de Generación y Transmisión bajo las mismas condiciones del porcentaje de pérdidas reconocidas referidas al STN al Operador de Red propietario de las redes donde se preste el servicio. Ver Figura 38.

Figura 38 Comportamiento del componente de Pérdidas 2023 – E.E.B.P. S.A. E.S.P.



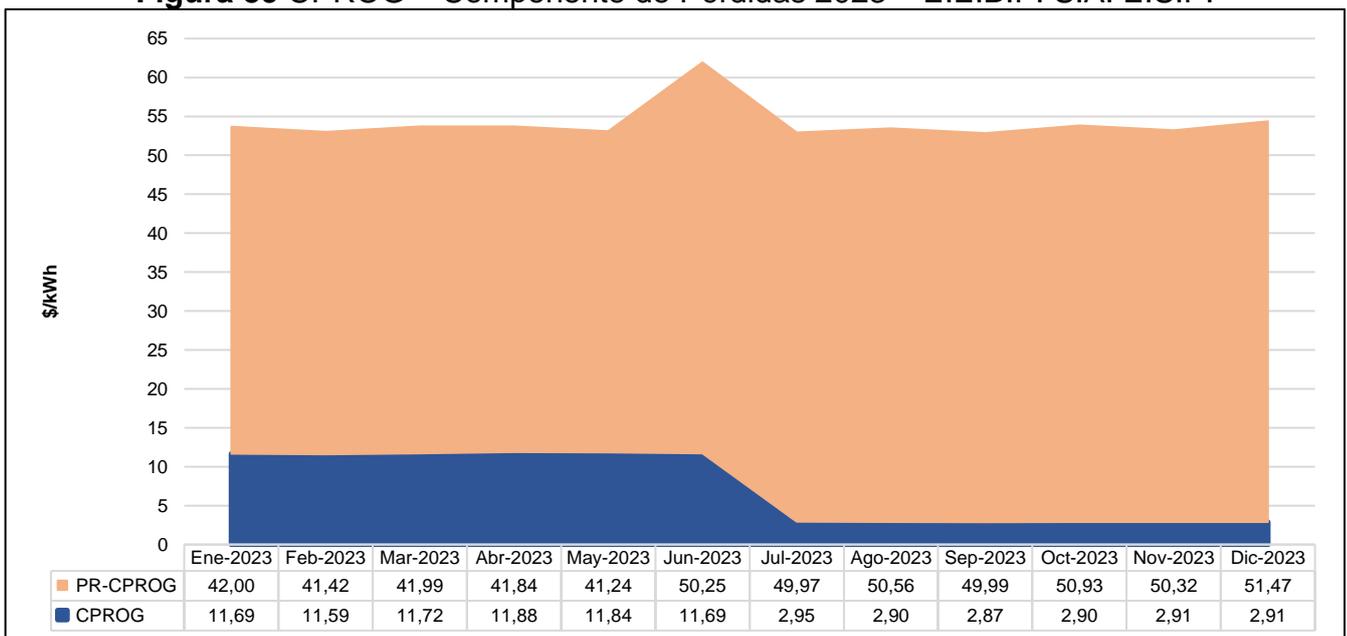
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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

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

Es importante mencionar que, en el caso de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. 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 39:

Figura 39 CPROG – Componente de Pérdidas 2023 – E.E.B.P. S.A. E.S.P.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En el Figura 39 se puede apreciar el comportamiento de la variable CPROG y su impacto en el componente de pérdidas. Queda evidente una relación directa entre la variable y el componente de Pérdidas, en especial para el mes de julio de 2023 que presentó una significativa disminución. El valor promedio de la variable hasta el mes de junio era de 11,75 \$/kWh, disminuyendo a 2,95 \$/kWh en el mes de julio, y de ahí en adelante se mantuvo en un promedio de 2,90 \$/kWh. En la anterior figura se muestra la variable CPROG junto con las

demás variables que conforman el componente de pérdidas, calculado como PR - CPROG (componente de pérdidas PR menos el valor del CPROG).

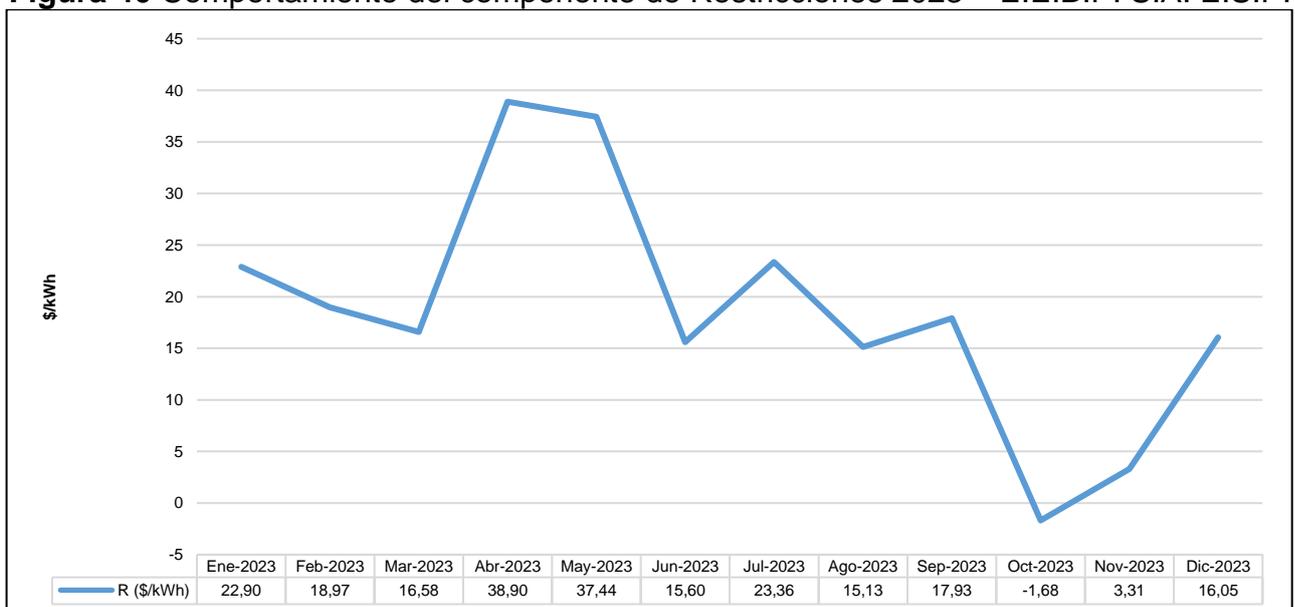
De acuerdo con la información publicada por el LAC, la disminución en el CPROG es resultado de la terminación del reconocimiento mensual del “Ajuste de CPROG” del que trata el artículo 44 de la Resolución CREG 036 de 2018, la cual modifica algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018.

5.6.1.6 Componente de Restricciones

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

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

Figura 40 Comportamiento del componente de Restricciones 2023 – E.E.B.P. S.A. E.S.P.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 40 se muestra el comportamiento del componente de Restricciones, en la cual se puede observar un aumento significativo de 22,32 \$/kWh durante el mes de abril, seguido de una disminución de 21,84 \$/kWh para el mes de junio, luego de esto se observan diferentes variaciones, hasta llegar a una disminución significativa de 19,61 \$/kWh durante el mes de octubre de 2023.

El valor mínimo del componente se registró en el mes de octubre, alcanzando los -1,68 \$/kWh, mientras que el valor máximo se observó en abril, con 38,90 \$/kWh. Esto implica una variación de 40,58 \$/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.

5.6.1.7 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 la E.E.B.P. S.A. E.S.P. fue en promedio el que se muestra en la Tabla 35:

Tabla 35. Peso porcentual de los componentes del CU 2023 – E.E.B.P. S.A. E.S.P.

Cu v n,m	Gm	Tm	D n,m	C Vm	PR n,m	Rm
2023	40,8%	5,9%	31,4%	12,6%	6,8%	2,4%

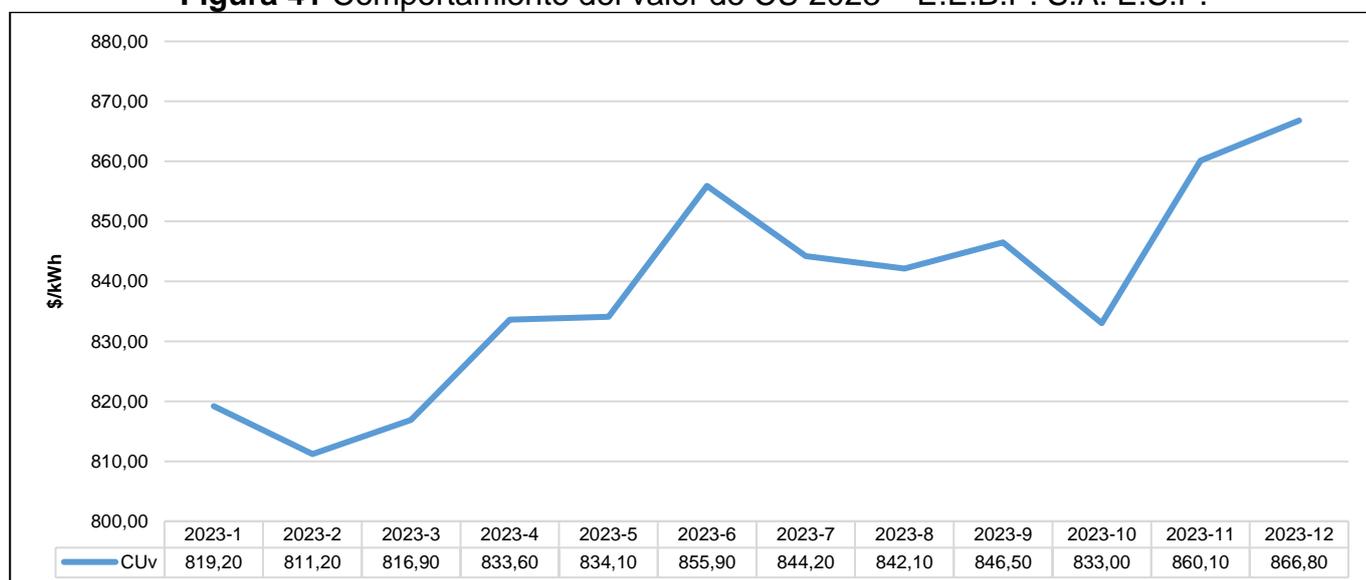
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De acuerdo con la discriminación por componentes, la Generación y la Distribución representaron en promedio el 72,2% del Costo Unitario de Prestación del Servicio y como se mostró anteriormente, la participación del componente G estuvo determinado principalmente por un incremento en la exposición a bolsa a partir del mes de junio, mientras que el

componente de distribución adquirió un mayor valor al calculado por la empresa de acuerdo al DtUN de la ADD a la que pertenece la E.E.B.P. S.A. E.S.P..

En la Figura 41 se puede observar que, durante el año 2023, el menor valor registrado en el CU de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. fue de 811,20 \$/kWh, correspondiente al mes de febrero. Por otro lado, el valor más alto se registró en el mes de diciembre alcanzando los 866,80 \$/kWh, este se vio afectado por el aumento en la exposición en la bolsa a partir del mes de junio de 2023.

Figura 41 Comportamiento del valor de CU 2023 – E.E.B.P. S.A. E.S.P.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Es importante destacar que en las Resoluciones CREG 012 de 2020, CREG 058 de 2020, CREG 064 de 2020 y CREG 152 de 2020 se estableció la aplicación de la opción tarifaria como respuesta a la emergencia sanitaria generada por el COVID-19 en 2020. Esta opción tarifaria se mantuvo vigente durante el año 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.

La E.E.B.P. S.A. E.S.P. a partir del mes de marzo del año 2022, ya no se encuentra incluida en dicha metodología, por lo tanto, para el cálculo de las tarifas el prestador utiliza el valor calculado del Costo Unitario de Prestación del servicio mediante la metodología tarifaria general (CU). De esta forma la empresa al no encontrarse incluida en la metodología de opción tarifaria tampoco posee Saldos Acumulados.

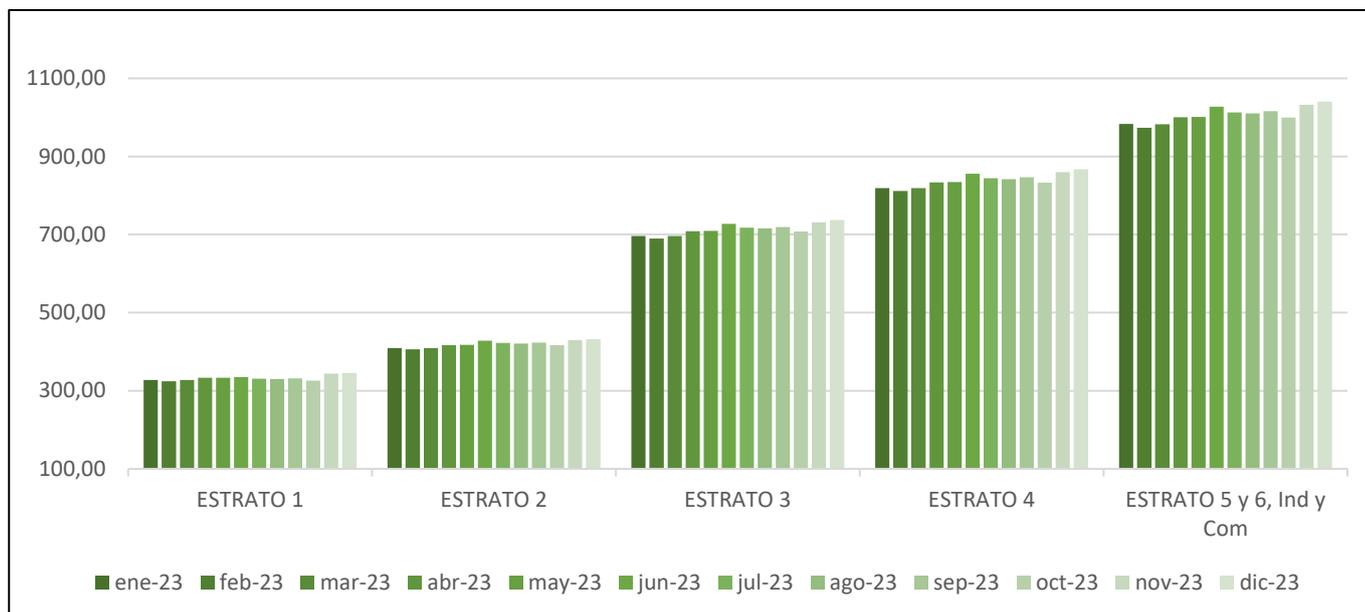
5.6.1.8 Tarifas de Energía Eléctrica

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

En el caso específico de la E.E.B.P. S.A. E.S.P. que no aplica la opción tarifaria como se mencionó anteriormente, el valor del CU calculado a partir de la metodología general 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 42 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 42 Tarifas de Energía Eléctrica 2023 – E.E.B.P. S.A. E.S.P.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la misma Figura 42 puede observarse que, la empresa calcula las tarifas a partir del CU, por lo que el comportamiento de las tarifas para estratos 3, 4, 5, 6, industrial y comercial mantienen la tendencia creciente; sin embargo, a partir del mes de octubre se evidencian disminuciones en las tarifas gracias a la aplicación de la Resolución CREG 101 031 de 2022. Cabe señalar que la aplicación del subsidio en los estratos 1 y 2 mediante la Resolución CREG 003 de 2021, permite mantener un valor creciente uniforme en la tarifa ya que no depende directamente del CU sino del cociente de los IPC, aclarando que existieron meses que se comportaron con base en las variaciones del CU, IPC y a las reglas de la Resolución CREG 101 031 de 2022. En la Tabla 36 se muestran las tarifas aplicadas por la E.E.B.P. S.A. E.S.P. durante el año 2023.

Tabla 36. Tarifas de energía eléctrica 2022 NT1 Prop. OR – E.E.B.P. S.A. E.S.P.

MES	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com
Ene-22	306,12	382,65	650,51	765,30	918,36
Feb-22	320,48	400,60	681,02	801,20	961,44
Mar-22	335,72	419,65	713,40	839,30	1007,16
Abr-22	332,97	416,21	707,56	832,43	998,91
May-22	333,43	416,79	708,55	833,58	1000,30
Jun-22	338,99	423,74	720,36	847,48	1016,97
Jul-22	345,27	431,59	733,71	863,19	1035,82
Ago-22	358,98	448,72	762,82	897,44	1076,93
Sep-22	362,64	453,30	739,59	870,11	1044,13
Oct-22	358,88	448,60	731,92	861,08	1033,30
Nov-22	361,46	451,82	737,92	868,14	1041,77

MES	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com
Dic-22	364,24	455,30	730,44	859,34	1031,21

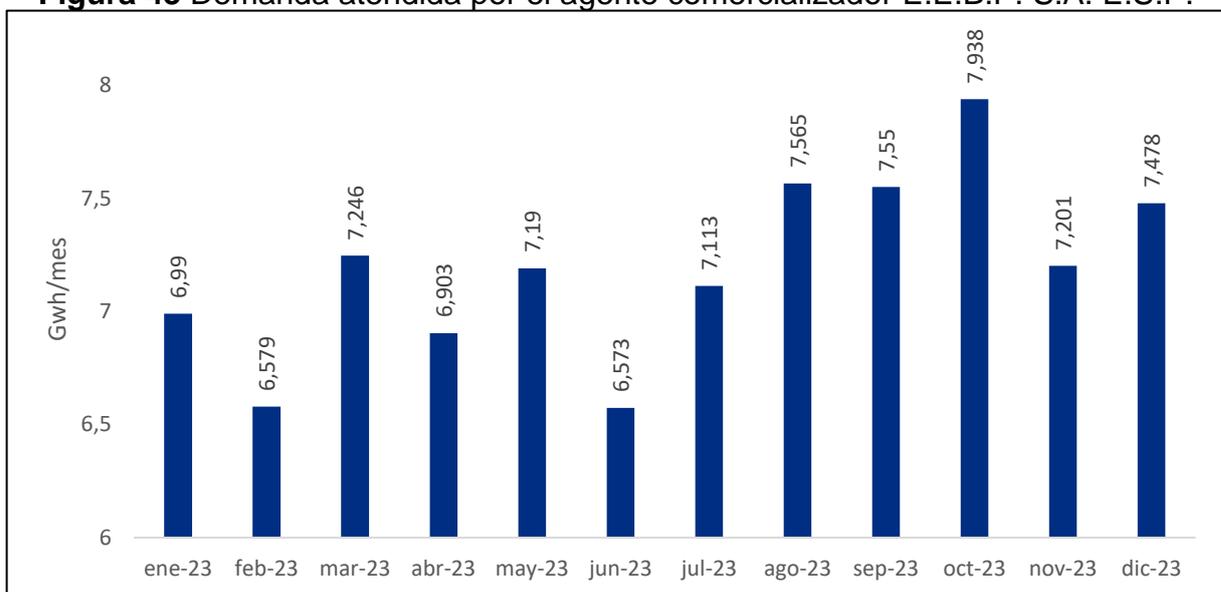
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

5.6.1.9 Mercado de Energía Mayorista (MEM)

EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO – S.A. E.S.P. comercializador, participa como comprador mercado de contratos para atender usuarios regulados. En lo que tiene que ver con el MEM, CENS adquiere contratos a generadores, así como participa en el mercado spot.

En cuanto a la atención de la demanda, E.E.B.P. S.A. E.S.P. conto con una demanda promedio en 2022 de 7,19 GWh/mes de los cuales el 100% corresponden a la demanda regulada como se muestra en la

Figura 43 Demanda atendida por el agente comercializador E.E.B.P. S.A. E.S.P.



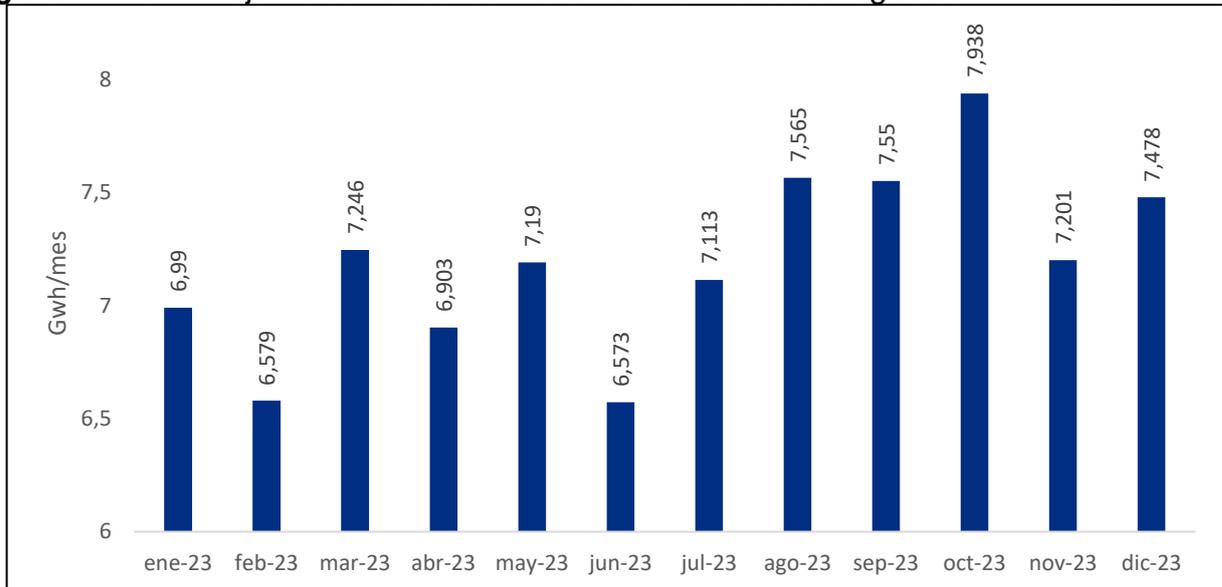
Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

5.6.1.9.1 Contratación del comercializador

El comercializador durante lo corrido del año 2023 conto con un nivel de contratación para el mercado regulado promedio del 73.74%, que corresponde a un nivel de exposición en energía en bolsa de 26,26%, durante el año analizado el cubrimiento de la demanda por medio de

contratos fue de mínimo el 63.97% para el mes de noviembre y un valor máximo de 82.91% en el mes de julio del mismo año como se observa en la Figura 44.

Figura 44 Porcentaje de demanda contratada en el mercado regulado E.E.B.P. S.A. E.S.P.



Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

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

El pasado 09, 10 y 11 de julio de 2024, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través de la Dirección Técnica de Gestión de Energía realizó visita a la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., en el marco de la evaluación integral y que hace parte del plan de acción para el año 2024

5.6.2.1 Procedimiento del Cálculo de Tarifas

En el proceso de cálculo mensual de tarifas interviene 1 persona, encargado de la subdirección comercial, es el encargado de realizar el cálculo del CU y las tarifas, esto lo realiza través de un archivo Excel formulado que posee la empresa; de otra parte a través de un archivo Excel adicional, la empresa realiza la verificación de la información de las cantidades y valores de compras de energía a través de los distintos mecanismos, dicha información es comparada con las facturas expedidas por el generador.

Del mismo modo, existe en la empresa un comité verificador de las tarifas, el cual se encarga de revisar el resultado de los cálculos y es documentada a través de un acta. Desde la SSPD se sugiere que exista una persona que realice una segunda verificación del cálculo con el objeto de que se pueda verificar los resultados y se eviten futuros errores en el cálculo, así como optimizar los resultados y dar seguridad a la información.

5.6.2.2 Documentación del procedimiento de cálculo de Tarifas

El proceso de cálculo y entrega de tarifas se encuentra documentado en el sistema integrado de Gestión de calidad, el cual es interno y por razones de seguridad solo se encuentra con acceso desde la Intranet de la empresa. La razón por la cual no se encuentra público, se deriva en que dicho procedimiento posee el paso a paso del cálculo realizado por la empresa, incluyendo las diferentes fuentes a través de las cuales se extrae la información, por lo tanto y por seguridad informática y demás, el archivo solo se entrega a entidades de control que así lo soliciten.

5.6.2.3 Hallazgos evidenciados en calidad de información

- **Componente de Generación:** En el marco de las verificaciones tarifarias realizadas por la Superservicios, la Dirección Técnica requirió al prestador para que remitiera los cálculos detallados del componente, con el objetivo de encontrar la razón de las diferencias encontradas entre lo calculado por la SSPD y lo reportado, publicado y aplicado por parte del prestador, encontrando que durante el periodo comprendido entre diciembre de 2022 a mayo de 2023, el prestador aplicó incorrectamente una fórmula que incluye las compras realizadas en bolsa en el cálculo de Q_c , aplicando 100%, lo que ocasionó que la variable Q_b no fuera correctamente calculada. Como consecuencia, los componentes de Pérdidas y Comercialización también se vieron afectados, generando diferencias en los resultados.

Al respecto, la E.E.B.P. S.A. E.S.P. afirmó que se tenía un entendimiento diferente sobre el cálculo de la variable Q_c y que esto llevó a un cálculo incorrecto del componente G al aplicar siempre un Q_c del 100%, lo que a su vez afectó el cálculo de la variable Q_b , generando diferencias en los componentes de Pérdidas y Comercialización, por lo tanto,

se solicitó que realizara los recálculos de los componentes de Generación, Pérdidas y Comercialización para todos los meses en que se hayan realizado los cálculos incluyendo todas las compras de energía en una sola variable. Incluyendo los posibles impactos.

Finalmente, se hace la claridad de que el prestador remitió en el mes de octubre del año 2023 mediante radicado SSPD No. 20235294187322, la propuesta de ajustes a incluir en las facturas del servicio (valores a recuperar), sin embargo, al analizar la información y evidenciar errores en la aplicación de las tarifas y el cálculo de otros componentes, se solicitó información adicional en el mes de diciembre de 2023 con relación al componente de Comercialización, toda vez que, es necesario realizar un análisis integral y exhaustivo de la totalidad de inconsistencias y el impacto final para el usuario.

- **Componente de Comercialización:** Durante las verificaciones tarifarias realizadas al componente se presentaron diferencias entre lo calculado por la SSPD y lo reportado, publicado y aplicado por la E.E.B.P. S.A. E.S.P. dichas diferencias se deben en un principio a un error de reporte de la variable RTC en el Formato T9 al reportarlo como 0,90% y utilizar en las memorias de cálculo un valor de 0,922%.

Adicionalmente, al verificar la información certificada por la empresa se encontró que, el reporte de garantías financieras para algunos meses fue realizado de manera extemporánea, a lo que el reporte del formato T2 llamó la atención debido a que por medio de este formato la empresa realizaba la declaración de garantías para así poder trasladar sus costos a la tarifa; al no declarar estas garantías de manera oportuna no era posible que la empresa trasladara estos costos, pero la empresa si realizó el traslado de estos costos por medio de la tarifa, incumpliendo lo dispuesto en la normatividad vigente; sobre este hecho se logró identificar que dicha fecha de reporte corresponde a la realización de reversiones de información por parte de la empresa. Por otra parte, para el mes de agosto de 2023 (mes de aplicación) la empresa reportó garantías por menor valor al aplicado, lo que requiere una revisión de información al verificar que el valor correcto es el utilizado en las memorias de cálculo.

Se evidenció que para el mes de noviembre de 2023 el valor del componente C no coincide con el valor remitido en las memorias de cálculo, sobre este hecho se logró evidenciar que se debe a la aproximación a un decimal realizado por el prestador y que como resultado de un menor valor C traslado a los usuarios.

- **Componente de Restricciones:** Este componente también presentó diferencias durante las verificaciones tarifarias realizadas entre lo calculado por la SSPD y lo reportado, publicado y aplicado por la E.E.B.P. S.A. E.S.P., principalmente debido al no reporte de la variable AREST en el formato T9.
- **Componente de Pérdidas:** Las diferencias encontradas en dicho componente corresponden a una mala aplicación de la fórmula para el cálculo del porcentaje de pérdidas asignadas por el ASIC (IPRSTN), el cual no estaba siendo calculado de acuerdo con lo indicado en el concepto de la CREG del año 2018 (S-2018-005048), por lo tanto, el porcentaje de las pérdidas asignadas aplicado por la empresa es incorrecto.
- **Tarifas de Energía Eléctrica:** Durante la realización de las verificaciones tarifarias, se pudo evidenciar que el prestador se encuentra aplicando la fórmula del artículo 9 de la Resolución CREG 003 de 2021 la cual fue prorrogada mediante Resolución CREG 214 de 2021 dando vigencia hasta diciembre de 2022 y finalmente prorrogada por la CREG 105 005 de 2022 dando vigencia hasta diciembre de 2023; sin embargo, dicho artículo solo era vigente durante la emergencia sanitaria COVID declarada mediante CREG 385 de 2020 la cual finalizó en Junio de 2022, lo que ocasionó un mal cálculo de las tarifas aplicadas a partir del mes de julio de 2022 a la fecha.

5.6.3 Usuarios No regulados

En el análisis de esta sección, es relevante resaltar que la Ley 143 de 1994 estableció la definición de usuario no regulado como aquella persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada. Sin embargo, la Resolución CREG 131 de 1998 actualizó estos límites, estableciendo que, para ser considerado usuario no regulado, una persona natural o jurídica debe tener una demanda máxima superior a 0,1 MW o un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh por instalación legalizada. Además, se requiere que el

usuario no utilice las redes públicas de transporte de energía eléctrica y que la energía se utilice en un mismo predio o en predios contiguos.

Para los usuarios no regulados, las compras de energía se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor, a través de contratos bilaterales. En este caso, el precio no se determina mediante una metodología regulatoria. Según la información comercial reportada por la E.E.B.P. S.A. E.S.P. en el Sistema Único de Información (SUI) para el año 2023, la empresa prestó servicios a usuarios no regulados, los cuales corresponden a “Alumbrados Públicos”.

La SSPD realizó el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio con la información reportada por la empresa en el Formato TC2 de la Resolución SSPD 12515 de 2021, usando los campos y filtros de la Tabla 37:

Tabla 37. Campos utilizados de la Resolución SSPD 12515

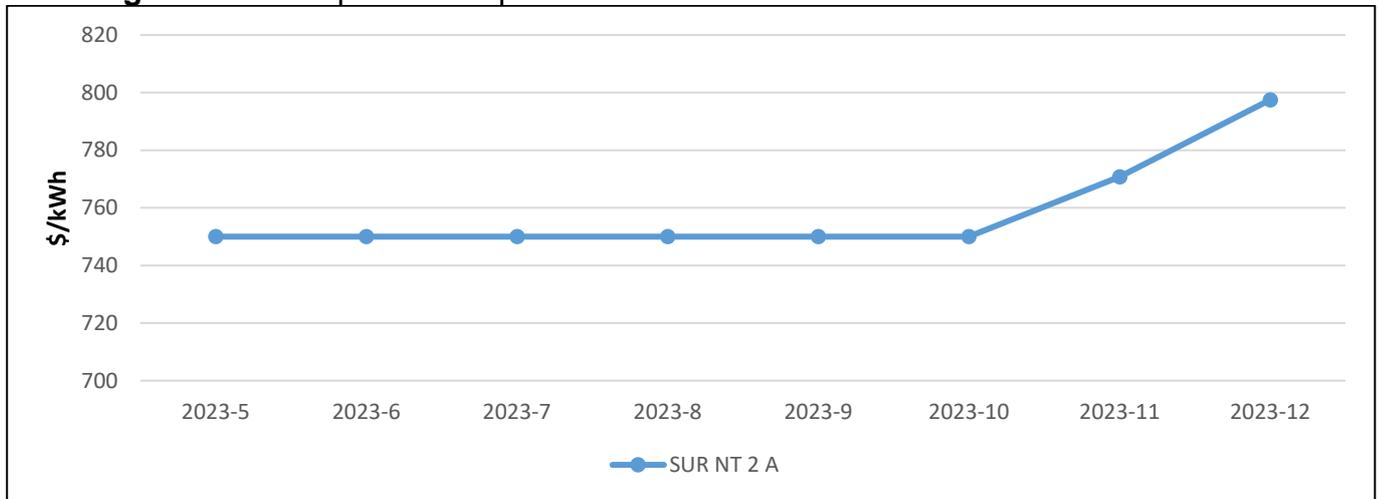
Campos Utilizados
Campo 1: NIU
Campo 5: Tipo de factura
Campo 12: Tipo de Tarifa
Campo 14: Consumo Usuario (kWh)
Campo 17: Valor Facturación por Consumo Usuario (\$)

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI.

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

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

Figura 45 Tarifa promedio aplicada a UNR - 2022 ADD SUR – E.E.B.P. S.A. E.S.P.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

La E.E.B.P. S.A. E.S.P. indica no tener usuarios No Regulados; sin embargo, de acuerdo con la información reportada en SUI, solo hasta el mes de mayo de 2023 la E.E.B.P. S.A. E.S.P. tenía usuarios no regulados de alumbrado público en el nivel de tensión 2, dentro del ADD Sur, de esta forma, en la Figura 45 se puede observar un pequeño incremento promedio de las tarifas para el mes de noviembre de 2023.

5.7 Código de Medida

En relación con el Código de Medida, inicialmente se solicitó a la empresa información sobre los elementos del sistema de medición en sus fronteras con reporte al ASIC. Se solicitó una base de datos que incluyera detalles de sus fronteras comerciales, abarcando la clase de exactitud, las fechas de puesta en servicio, los mantenimientos, entre otros aspectos. De la información proporcionada por la empresa, se observa que solo tienen una frontera comercial registrada ante el ASIC, la cual corresponde a una frontera de *tipo entre agentes*. Los datos sobre los elementos del sistema de medición de esta frontera indican el cumplimiento del Código de Medida.

No obstante, es importante mencionar que la empresa posee 5 subestaciones de transformación. De acuerdo con lo establecido en el Código de Medida, cuando se produce un cambio entre niveles de tensión dentro de un mismo OR, para determinar la energía transferida entre ellos, debe existir una frontera de distribución. Esta frontera, por definición, debe ser

reportada al ASIC y cumplir con los requisitos del Código de Medida. En este contexto, la empresa ha informado que está implementando un plan de acción para la normalización y registro de estas fronteras, lo cual incluye la actualización de equipos obsoletos.

El plan que remite la empresa viene dado como se muestra a continuación en la Tabla 38, Tabla 39, Tabla 40 y Tabla 41:

Tabla 38. Descripción del sistema de medida para fronteras de distribución subestación Gamma 1

Componentes del sistema de medida	Frontera de distribución 34.5 KV Gamma 1	Frontera de distribución 13.8 KV Gamma 1
Medidor de energía activa y reactiva	Realizar compra de medidor	Realizar compra del equipo de medida
Transformadores de Tensión	Realizar pruebas de rutina transformadores tensión tipo VB36-M, ubicado en celda SIEMENS, Tipo 8BT2	Realizar calibración para transformadores de tensión ABB ubicado en celda. Subestación GAMMA 1
Transformadores de Corriente	Realizar pruebas de rutina transformadores de corriente Tipo 4MA76 AYC Ubicado en Celda tipo SIEMENS, Tipo 8BT2	Realizar la compra de equipo de transformador de corriente Tipo patio, para la medición
Sistemas de Comunicación	Se requiere realizar la compra e instalación de equipos de comunicación.	Se requiere realizar la compra e instalación de equipos de comunicación.

Fuente: Radicado SSPD n.º 20245293289302 Compromiso 7 – E.E.B.P. S.A. E.S.P.

Tabla 39. Descripción del sistema de medida para fronteras de distribución subestación Gamma 2

Componentes del sistema de medida	Frontera de distribución 115 kV Gamma 2	Frontera de distribución 34,5 kV Gamma 2	Frontera de distribución 13,8 kV Gamma 2
Medidor de energía activa y reactiva	Realizar compra de medidor ELSTER Type A1800	Realizar calibración al equipo de medida ELSTER A18000	Realizar calibración al equipo de medida ELSTER A18000
Transformadores de Tensión	Compra de tres transformadores de tensión de 115 kV	Realizar pruebas de rutina transformadores de tensión ABB Capacitivo	Realizar calibración a transformadores de tensión Tipo 4MR14XC, ubicado en Celda Shelter SIMOSEC

Componentes del sistema de medida	Frontera de distribución 115 kV Gamma 2	Frontera de distribución 34,5 kV Gamma 2	Frontera de distribución 13,8 kV Gamma 2
		tipo pedestal. Subestación GAMMA 2	SIEMENS. Subestación GAMMA 2
Transformadores de Corriente	Pruebas de rutina a transformadores de 115 kV ABB Switchgear Tipo IMB 123	Realizar pruebas de rutina transformadores de corriente ABB Switchgear Tipo IMB 36, Exterior	Realizar calibración a transformadores de corriente Tipo 4MC6363LZI, ubicado en Celda Shelter SIMOSEC SIEMENS. Subestación GAMMA 2
Sistemas de Comunicación	Se cuenta con sistema de comunicación, realizar la compra del cableado.	Se encuentra disponible para realizar las comunicaciones, para la toma de lecturas remotas	Se encuentra disponible para realizar las comunicaciones, para la toma de lecturas remotas

Fuente: Radicado SSPD n.º 20245293289302 Compromiso 7 – E.E.B.P. S.A. E.S.P.

Tabla 40. Descripción del sistema de medida para fronteras de distribución subestación Gamma 3

Componentes del sistema de medida	Frontera de distribución 115 kV Gamma 3	Frontera de distribución 34,5 kV Gamma 3	Frontera de distribución 13.8 kV Gamma 3
Medidor de energía activa y reactiva	Realizar calibración al equipo de medida ION7650	Realizar compra de equipos del medidor ELSTER A18000	Realizar compra del equipo de medida ELSTER A1800.
Transformadores de Tensión	Realizar pruebas de rutina transformadores de tensión capacitivo a 110 kV TIPO TCVT 123 (DTC MOVIL)	Se requiere realizar la compra de equipos de medida transformadores de corriente y tensión de igual manera se requiere obra civil para la instalación de los equipos en patio.	Realizar calibración a transformadores de tensión Tipo AMR12- PL AYC, Ubicados en Celdas SIMENS aisladas en aire tipo NXAIR
Transformadores de Corriente	Pruebas de rutina a transformadores de 115 kV (Transformador de corriente inmerso en módulo híbrido compacto 3AP1 DTC)	Se requiere realizar la compra de equipos de medida transformadores de corriente y tensión de igual manera se requiere obra civil para la instalación de los equipos en patio.	Realizar calibración a transformadores de corriente, Tipo AMA72-S2 AYC, Ubicados en Celdas SIMENS aisladas en aire tipo NXAIR

Componentes del sistema de medida	Frontera de distribución 115 kV Gamma 3	Frontera de distribución 34,5 kV Gamma 3	Frontera de distribución 13.8 kV Gamma 3
Sistemas de Comunicación	Compra de Switch para la comunicación con CSM	Se encuentra disponible para realizar las comunicaciones, para la toma de lecturas remotas.	Se encuentra disponible para realizar las comunicaciones, para la toma de lecturas remotas

Fuente: Radicado SSPD n.º 20245293289302 Compromiso 7 – E.E.B.P. S.A. E.S.P.

Tabla 41. Descripción del sistema de medida para fronteras de distribución subestación Gamma 4

Componentes del sistema de medida	Frontera de distribución 34,5 kV Gamma 4	Frontera de distribución 13,8 kV Gamma 4	Frontera de distribución 13,8 kV Gamma 4
Medidor de energía activa y reactiva	Realizar compra del medidor ELSTER A18000	Realizar compra de equipo de medida ELSTER A1800	Realizar compra de equipo de medida ELSTER A180
Transformadores de Tensión	Realizar pruebas de rutina transformadores de tensión, Tipo 4MT2 Ubicado en Shelter movil Celda SIEMENS tipo NXPLUS C Win	Realizar calibración a transformadores de tensión Tipo 4MR12(GE12NXW 1), Ubicados en Celdas SIEMENS aisladas en aire tipo NXAIR	Realizar calibración a transformadores de tensión Tipo 4MR12(GE12NXW 1), Ubicados en Celdas SIEMENS aisladas en aire tipo NXAIR
Transformadores de Corriente	Realizar pruebas de rutina transformadores de corriente, Tipo 4MC Ubicado en Shelter movil Celda SIEMENS tipo NXPLUS C Wind	Realizar calibración a transformadores de corriente Tipo 4MA72 SIZE2 (GSWS12NXWL) Ubicados en Celdas SIEMENS aisladas en aire tipo NXAIR	Realizar calibración a transformadores de corriente Tipo 4MA72 SIZE2 (GSWS12NXWL) Ubicados en Celdas SIEMENS aisladas en aire tipo NXAIR
Sistemas de Comunicación	Se requiere realizar la compra e instalación de equipos de comunicación.	Se requiere realizar la compra e instalación de equipos de comunicación.	Se requiere realizar la compra e instalación de equipos de comunicación.

Fuente: Radicado SSPD n.º 20245293289302 Compromiso 7 – E.E.B.P. S.A. E.S.P.

Aunque durante la visita de evaluación la empresa presenta el plan de gestión para las fronteras de distribución, se deja el hallazgo del incumplimiento en dichas fronteras. Esta situación será subsanada una vez que las fronteras estén debidamente normalizadas y registradas ante el ASIC.

Por otra parte, se consultó a la empresa sobre los usuarios conectados a través de activos de conexión, con el objetivo de validar el cumplimiento del Código de Medida, específicamente lo establecido en el artículo 19.

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

Durante la visita, se solicitó a la empresa la base de datos de los usuarios bajo la condición descrita. Sin embargo, inicialmente, la información no fue proporcionada de acuerdo con el requerimiento de la DTGE, y posteriormente no se ha recibido la información solicitada. Por lo tanto, el cumplimiento de este apartado específico aún está en proceso de verificación.

5.7.1 Reclamaciones por concepto de medición

La empresa señala que las principales situaciones de queja o reclamación por parte de los usuarios son «continuidad del servicio» se estima entre un 50% y 60% por esta razón y la empresa menciona que reporta aproximadamente 115 PQRS, de las cuales entre 8 y 9 son por conceptos de medición, entre otras menciona conceptos de facturación conjunta. Con respecto a los tiempos, menciona que se dispone un proceso de respuesta inmediata, a menos que se necesite apoyo a la gestión con otras áreas de la empresa.

E.E.B.P. S.A. E.S.P. ha dispuesto de sus canales de atención virtual con el desarrollo de la página Web en la pestaña «atención al usuario», así mismo, con puntos físicos de atención al usuario distribuidos en Valle del Guamuez, Puerto Asís, Puerto Caicedo y San Miguel; por otra parte, se realiza promoción de diferentes campañas a través de las redes sociales. A su vez, la empresa periódicamente realiza jornadas de capacitación internas y a los usuarios.

5.7.2 Medición inteligente

La empresa se encuentra en la ejecución de un plan piloto para 285 usuarios con relación a medición inteligente en convenio con la empresa AMS en el sector comercial de Puerto Asís, la empresa señala la implementación de tres transformadores ubicados en el sector centro y la

zona rosa. Durante la visita de evaluación integral, la DTGE realizó reconocimiento de los sectores mencionados el día 11 de julio de 2024. En el recorrido, se pudo visualizar la implementación de medida centralizada; por otra parte, la empresa menciona que el medidor se encontrará instalado en los postes, y no en la fachada de los bienes inmuebles de los usuarios.

Informa la empresa que, «*Se realizó una socialización con los usuarios, capacitaciones internas con el personal técnico de la empresa y el personal de atención al cliente, una vez realizadas dichas actividades, se inició la implementación, cambios de medidor, se destaca que el proceso de normalización fue gratuito para los usuarios seleccionados*».

Por otra parte, la empresa manifiesta, dificultades con relación a la telemedida, por inestabilidad en la red de telecomunicaciones y, por ende, las situaciones que dificultan la implementación en el resto de los municipios; dado que, por el momento se llevó a cabo en la zona céntrica urbana.

5.7.3 Reglamento de Comercialización

Se consultó a la empresa sobre la información reportada en la base de datos remitida a la DTGE en el marco de la evaluación, que detalla los usuarios que solicitaron la expedición del paz y salvo para el cambio de comercializador. Durante las vigencias 2022 y 2023, la empresa recibió 5 solicitudes de expedición de paz y salvo para este propósito. En la información proporcionada por la empresa, que incluye las copias de las comunicaciones entre E.E.B.P. S.A. E.S.P. y el comercializador solicitante del paz y salvo, no se evidencia que la empresa haya incumplido la regulación en cuanto a los tiempos establecidos para dar respuesta a estas solicitudes.

5.8 Subsidios FSSRI.

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

Como se mencionó a lo largo del documento, el prestador E.E.B.P. S.A. E.S.P., 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 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 de Minas y Energía frente a la información que emplea el prestador en su sistema comercial, principalmente en la variable “Contribuciones Facturadas”. A continuación, en la siguiente figura se muestra la información de subsidios y contribuciones del prestador conforme a las tres fuentes de información mencionadas anteriormente.

Figura 46 Información de subsidios otorgados reportada por E.E.B.P. S.A. E.S.P, en el SUI para la vigencia 2023 en el mercado BAJO PUTUMAYO.



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

Tal como se observa en la Figura 46, el prestador presenta cierta similitud en la información remitida conforme al sistema comercial empleado “SUPERNOVA” y las conciliaciones remitidas al Ministerio de Minas y Energía – Minenergía; sin embargo, al contrastar esta información con lo reportado en el SUI, presenta variación en menor escala, estas diferencias se detallan a continuación:

En subsidios otorgados se presenta un total de (-\$ 151.073). Siendo mayor la información del sistema comercial del prestador de \$ 16.790.178.811.

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 (\$ 16.300.493), para diciembre de 2023, lo que equivale al 7,13%. Para este caso, es mayor el valor reportado en el SUI que la información del sistema comercial.

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

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

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

En la Tabla 42. Se muestra información tomada del formato TC2, que para el caso de subsidios corresponde a las variables: **21. Valor Subsidio Usuario (\$)**, **22. Valor Refacturación del Subsidio Usuario (\$)** del citado formato de acuerdo con la Res. SSPD No. 12515 de 2021.

Tabla 42. Información de subsidios otorgados reportada por E.E.B.P. S.A. E.S.P., en el SUI para la vigencia 2023 en el mercado BAJO PUTUMAYO.

Año	Periodo	Subsidios Otorgados
2023	1	\$ 1.400.913.502
2023	2	\$ 1.362.645.141
2023	3	\$ 1.266.778.806
2023	4	\$ 1.355.575.993
2023	5	\$ 1.363.403.303
2023	6	\$ 1.361.018.903
2023	7	\$ 1.387.845.517
2023	8	\$ 1.419.909.760
2023	9	\$ 1.464.447.289
2023	10	\$ 1.484.044.595
2023	11	\$ 1.481.796.003
2023	12	\$ 1.441.799.999

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC2

En cuanto a contribuciones facturadas, se presenta en la Tabla 43 la información del SUI de la variable “Contribuciones Facturadas”:

Tabla 43. Información de contribuciones facturadas reportada por E.E.B.P. S.A. E.S.P., en el SUI para la vigencia 2023 en el mercado BAJO PUTUMAYO.

Año	Periodo	Contribuciones Facturadas
2023	1	\$ 243.191.943
2023	2	\$ 241.072.845
2023	3	\$ 212.427.474
2023	4	\$ 230.118.854
2023	5	\$ 240.303.715
2023	6	\$ 225.616.698
2023	7	\$ 235.545.322
2023	8	\$ 235.748.312
2023	9	\$ 256.935.151
2023	10	\$ 258.264.041
2023	11	\$ 249.382.041
2023	12	\$ 227.237.321

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC2.

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

De esta forma, se procedió a contrastar la información con las demás variables relacionadas con las contribuciones facturadas, como son: “Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recaudo”, “Contribuciones No Recaudadas Después de Seis (6) Meses” y la aportada por el prestador encontrando que, en el momento de la revisión y actualmente, no se ha reportado 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.

Al revisar la información, se obtuvo el siguiente resultado que se muestra en la Tabla 44 y Tabla 45:

Tabla 44. Información reportada en el SUI de los diferentes componentes de Subsidios y Contribuciones analizadas contrastando la información comercial de la ESP 2023.

PERIODO	TC2	S1	TC2	S1	S1	S10	S1	S10	S1	S2	S1	S2
	SUBSIDIOS OTORGADOS(\$)	SUBSIDIOS OTORGADOS(\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)	CONTRIBUCIONES RECAUDOS DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUDOS DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
T1	\$4.030.341.021	\$4.030.337.449	\$695.397.756	\$696.692.262	\$0	No Reportado	\$0	No Reportado	\$5.415.091.673	\$5.415.091.673	\$0	\$0
T2	\$4.080.000.508	\$4.079.998.199	\$696.039.359	\$698.387.776	\$0	No Reportado	\$0	No Reportado	\$2.742.985.252	\$2.742.985.252	\$0	\$0
T3	\$4.272.043.237	\$4.272.202.566	\$728.246.050	\$728.228.785	\$0	No Reportado	\$0	No Reportado	\$18.227.276	\$5.670.052.378	\$0	\$0
T4	\$4.407.642.972	\$4.407.640.597	\$752.461.045	\$740.961.944	\$0	No Reportado	\$0	No Reportado	\$18.853.396	\$1.483.472.717	\$0	\$0

Fuente: Elaboración propia datos SUI

Tabla 45. Información aportada por el prestador para la vigencia 2023.

PERIODO				SUBSIDIOS OTORGADOS(\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)	CONTRIBUCIONES RECAUDOS DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
T1	T2	T3	T4						
X				\$ 4.030.337.449	\$ 696.692.262	\$ 0	\$ 0	\$ 5.415.091.673	\$ 0
	X			\$ 4.079.998.199	\$ 696.039.267	\$ 0	\$ 0	\$ 2.742.985.252	\$ 0
		X		\$ 4.272.202.566	\$ 728.228.785	\$ 0	\$ 0	\$ 5.670.052.378	\$ 0
			X	\$ 4.407.640.597	\$ 734.883.403	\$ 0	\$ 0	\$ 1.483.472.717	\$ 0

Fuente: Elaboración propia datos remitidos por el prestador.

Del anterior ejercicio de comparación, se obtuvieron las diferencias que se presentan en la Tabla 46, que si bien, no corresponden a altos montos, tienen mayor incidencia en algunos trimestres, situación por la cual, se requiere que el prestador se pronuncie sobre esta asimetría de la información que requiere sea ajustada.

Tabla 46. 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
T1	T2	T3	T4	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUDOS DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)
X				\$3.572	\$0	-\$1.294.506	\$0	SIN REPORTE S10	SIN REPORTE S10
	X			\$2.309	\$0	\$92	\$2.348.509	SIN REPORTE S10	SIN REPORTE S10
		X		-\$159.329	\$0	\$17.265	\$0	SIN REPORTE S10	SIN REPORTE S10
			X	\$2.375	\$0	\$17.577.642	\$6.078.541	SIN REPORTE S10	SIN REPORTE S10

Fuente: Elaboración propia datos remitidos por el prestador.

Es preciso considerar que solo se podrá constatar las reales diferencias una vez, el prestador proceda con el reporte de la totalidad de formatos en estado pendiente del S10, en lo que respecta a las variables: "Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses y Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recaudo".

De otra parte, se procedió a contrastar las variables relacionadas con giros recibidos y efectuados, obteniendo los siguientes resultados mostrados en la Tabla 47:

Tabla 47. 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	T4	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)
X				\$0	\$0	\$0	\$0
	X			\$0	\$0	\$0	\$0
		X		-5.651.825.102	\$0	\$0	\$0
			X	-1.464.619.321	\$0	\$0	\$0

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

En cuanto a la información de los giros recibidos y giros realizados, si bien, los trimestres 1 y 2 no presentan diferencias respecto a las conciliaciones y lo reportado en el SUI, las diferencias de información se presentan para el tercer y cuarto trimestre del año de referencia, es decir 2023.

Sin embargo, este ejercicio comparativo tuvo alcance para la vigencia 2022, donde en reunión virtual con el prestador se ilustró sobre las diferencias de información en cada una de las variables analizadas, evidenciando igualmente, la falta del reporte del formato S10 de 2022, y diferencias en la información de los giros recibidos para los trimestres 1 y 2 del 2022 en los formatos S1 y S2.

Como se observa en las respectivas tablas: Tabla 44, Tabla 45 y Tabla 46 para todos los trimestres de la vigencia 2023, se presentan diferencias del formato TC2 en las variables subsidios otorgados y contribuciones facturadas; sin embargo, tienen mayor impacto económico las contribuciones facturadas, dado el valor que representan, esta situación es extensiva también para la vigencia 2022.

En cuanto al formato de resumen contable S1, se presentan diferencias en las variables de "Contribuciones Facturadas" (trimestres 1, 2 y 4) y "Giros recibidos" para el tercer trimestre y para el cuarto trimestre de 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 este ente de vigilancia a través del SUI.

5.8.1 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 SUPERNOVA.

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

Tabla 48. *Diferencias presentadas para la vigencia 2022 sobre el número de usuarios por estrato/sector conforme a lo reportado en el formato TC1.*

Estrato / Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Estrato 1	-996	-1.013	-1.021	-932	-171	89	103	104	82	-6	-29	-205
Estrato 2	-251	-231	-237	-235	214	-13	-10	-5	-13	66	86	259
Estrato 3	-47	-46	-31	-50	5	-14	-15	-15	-13	-1	-8	20
Comercial	-202	-224	-225	-230	-117	-173	-169	-166	-171	-3	-4	-325
Industrial	9	4	20	10	-2	-2	-2	3	-2	-2	2	-1
Provisional	3	3	5	1	0	1	4	4	0	2	1	1

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC1 - ESP

Tabla 49. *Diferencias presentadas para la vigencia 2023 sobre el número de usuarios por estrato/sector conforme a lo reportado en el formato TC1.*

Estrato / Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Estrato 1	-1.203	-1.232	-1.571	-1.528	-415	-460	109	2	-221	4	6	-176
Estrato 2	-129	-152	182	56	495	488	5	96	349	84	88	235
Estrato 3	-58	-24	1	-17	25	20	-11	-3	6	3	3	5

Estrato / Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Comercial	-227	-235	-276	-270	24	11	22	15	19	4	13	22
Industrial	-2	-4	1	3	-1	-1	-1	3	1	3	4	3
Provisional	4	3	4	1	3	1	2	1	0	0	2	1

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC1 - ESP

De conformidad con la Tabla 48 y la Tabla 49, se concluye que las diferencias presentadas que parten de la información remitida por el prestador conforme a su sistema comercial y la contrastación de cara a lo reportado en el SUI; en este sentido, las diferencias positivas indican que el prestador reportó un mayor 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 predomina un mayor número reportado en el SUI de usuarios que el aportado por el prestador proveniente de su sistema comercial.

Siendo los estratos 1, 2 y 3, los que presentan amplias diferencias para las dos vigencias analizadas, situación que deberá ser sustentada por el prestador, y proceder con las reversiones a lugar.

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

De conformidad con la información aportada por el prestador en formato Excel, se allegó los formatos empleados para reportar al Ministerio de Minas y Energía para las vigencias 2022 y 2023; no obstante, en el momento de la contrastación de información con el SUI, se encontró que la información allegada no permite su verificación, teniendo en cuenta que no incluye el código de la actividad comercial principal, en este sentido, se formuló el compromiso No. 12 conforme al Acta No. 1 del 09 al 11 de julio de 2024; mediante la cual, se establece como compromiso de allegar la información con los campos requeridos.

Este compromiso fue remitido el 19/07/2024, y de acuerdo a esta información, se contrastó la información del SUI, inicialmente del formato S6. Usuarios Beneficiarios del Descuento y/o Exención Tributaria, considerando que solo se recibió un archivo que no especifica las

vigencias, se procedió a realizar el análisis de la información obteniendo los siguientes resultados mostrados en la Tabla 50:

Tabla 50. Resultado de la contrastación de la información comercial aportada por el prestador y lo reportado en el SUI formato S6 para las vigencias 2022 - 2023.

Tipo Usuario	Formato S6	Prestador Evaluación Integral	No coincidencias (Registros No encontrados en info. del prestador)	No coincidencias (Registros No encontrados en el SUI)
2022	10	15	2	7
2023	7	15	0	8

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 las vigencias 2022 y 2023.

Para el caso de la información aportada por el prestador en el desarrollo de la presente Evaluación Integral, se encuentra que, en las mencionadas vigencias, no se presentan registros repetidos, en este sentido los datos ilustrados en la Tabla 50, corresponden a la información depurada luego de eliminada la información repetida.

Ahora bien, al cotejar la información reportada en el SUI con la aportada por el prestador, se encontró que:

De los 15 registros aportados por el prestador para la vigencia 2022 que fueron comparados con los registros “no repetidos” reportados en el SUI de esa vigencia, hay coincidencia solo de 8 registros.

Al contrastarlos, se encuentra una diferencia de 7 suscriptores cuyos códigos NIU no se encuentran dentro de lo reportado en el SUI.

De la información SUI al contrastarla con la información suministrada no se encontraron 2 registros.

Para la vigencia 2023, el prestador aportó 15 registros no repetidos, que fueron cruzados con la información reportada en el SUI correspondiente a 7 registros no repetidos, que generó una diferencia de 8 registros superior a lo reportado en el SUI.

Así mismo, al contrastar esta información con la caracterización de los usuarios atendidos del formato TC1, se encuentra que en la variable: “17. Condiciones Especiales” no se tuvo en cuenta la categoría de exento a estos suscriptores para las vigencias 2022 y 2023, situación que conlleva a un error interpretativo del reporte en el SUI y que requiere ser ajustado vía reversión.

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 vigente² 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 Ministerio de Minas y Energía quien funge como el administrador del FSSRI, teniendo en cuenta su condición de agente recaudador de la contribución solidaria.

Es así como se procederá a ajustar la redacción del compromiso n.º 12 del acta de visita realizada a la empresa en julio de 2024, toda vez que, aunque el prestador remitió la información solicitada, al contrastar la información con los reportado en el SUI y la remitida por el prestador, se presentan inconsistencias de fondo que deberán ser ajustadas.

5.8.3 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'*. (...).

² 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.

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.

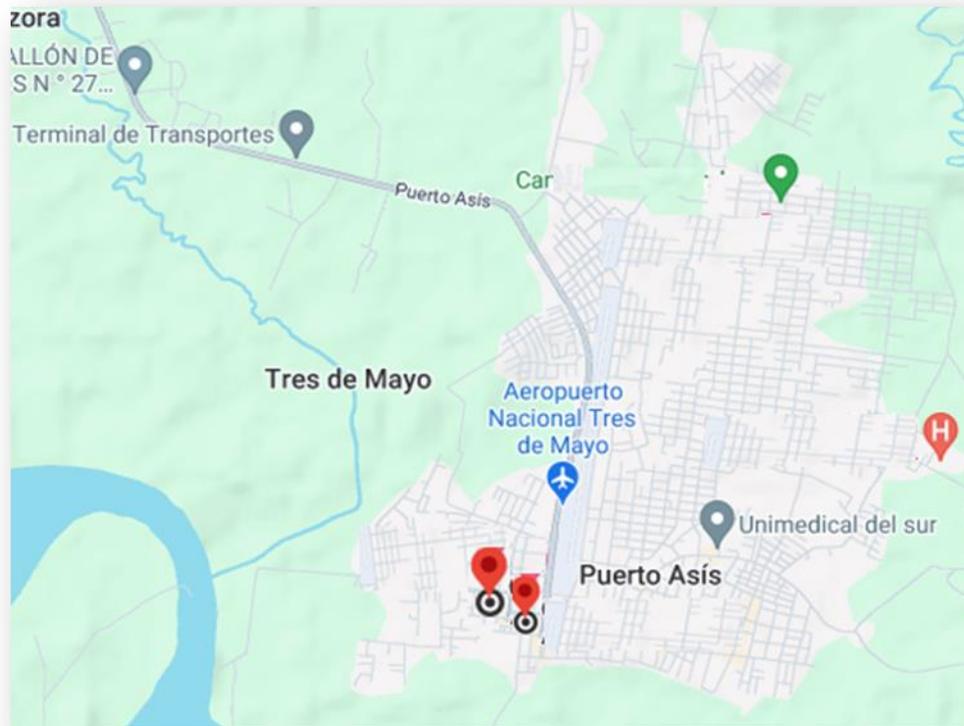
En este sentido, se llevó a cabo junto con el prestador visita a 33 predios ubicados en su mayoría en el casco urbano de la zona céntrica del municipio de Puerto Asís, Putumayo, encontrando la proliferación de actividades económicas desarrolladas en predios residenciales que no contaban con independización del medidor.

De otra parte, durante las visitas en terreno, se constató dos suscriptores en cuyos predios son destinados en su totalidad para actividades comerciales, clasificados por el prestador como usuarios residenciales en el estrato 2 “Bajo” y en el estrato 3 “Medio Bajo”.

Situación que conlleva a una presunta inadecuada aplicación de la estratificación, advirtiendo presunto incumplimiento en la aplicación de los principios de solidaridad y redistribución de ingresos y balance entre subsidios y contribuciones de conformidad con la normatividad vigente.

Teniendo en cuenta que es obligación del prestador la correcta aplicación de la estratificación socioeconómica, así como determinar los usuarios que están en la capacidad de contribuir como son los casos antes mencionados y aquellos con la necesidad de ser subsidiados conforme lo establece la normatividad vigente. Ver Figura 47.

Figura 47 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 11/07/2024

El detalle de los predios se anexa a este informe, en cumplimiento de la Ley de Protección de Datos³.

Ante estas diferencias presentadas, se requiere pronunciamiento por parte del prestador aclarando sobre los mecanismos de aplicación de la estratificación y su actualización conforme a las dinámicas del municipio en materia de ordenamiento territorial, así como las dinámicas económicas y poblacionales que impactan de forma directa en cumplimiento en la aplicación de los principios de solidaridad y redistribución de ingresos y balance entre subsidios y contribuciones.

³ Ley 1581 de 2012. Reconoce y protege el derecho que tienen todas las personas a conocer, actualizar y rectificar las informaciones que se hayan recogido sobre ellas en bases de datos o archivos que sean susceptibles de tratamiento por entidades de naturaleza pública o privada.

Así mismo, se requiere pronunciamiento 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 el FSSRI.

5.9 Calidad y reporte de la información al SUI

A continuación, se presenta la Información del cumplimiento de los reportes por parte de EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P. al Sistema Único de Información – SUI.

5.9.1 Inscripción y actualización RUPS

El prestador EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P. realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS bajo imprimible No. 202412371425329 del 31 de enero del 2024 donde realizó el registro de los siguientes datos:

- Fecha de constitución: 03 de febrero de 1999.
- Fecha de inicio de operaciones: 03 de febrero de 1999.
- NIT: 846000553–0
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica
- Actividades Desarrolladas:

Tabla 51. Registro actividades RUPS

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha Final
Energía	Comercialización	03/02/1999	-
Energía	Distribución	03/02/1999	-

Fuente: Registro Único de Prestadores (RUPS)

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

5.9.2 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 39 reportes en estado pendiente para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador se evidencia en la figura 52.

Tabla 52. Porcentaje de cargue

ID Empresa	Empresa	Año	Certificado	Certificado No Aplica	Pendiente	Porcentaje Cargue
2371	EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	2023	274	108	4	99%

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 52, el prestador, para la vigencia 2023, tiene formatos pendientes, los cuales corresponden a: 4 Formatos Técnicos (PI1. Inventario Planes, PI2. Planes Seguimiento, PI3. Inventario Proyectos, PI4. Proyectos Seguimiento). 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 inhabilitación de los formatos que para la vigencia analizada se encuentran duplicados o no le aplica al prestador, así mismo la habilitación de los formatos con los respectivos soportes para realizar dicha solicitud.

Para los demás formatos, el prestador manifestó que, se pondría al día con el cargue de la información en el SUI antes del 30 de agosto 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 EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P. presentó el 92 % de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes (Tabla 53).

Tabla 53. Oportunidad en el cargue

Variable	Fuera de Término	Con Oportunidad
Cantidad N°	32	354
Porcentaje %	8%	92%

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 01/08/2024.

En cuanto a reversiones, durante 2023 la empresa EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P. solicitó las relacionadas en la Tabla 54.

Tabla 54. Formatos Reversados

Año de la solicitud de reversión	Nombre formato o formulario reversado	Período	Fecha de ejecución
2023	PI3. Inventario Proyectos	1	2023-01-23
2023	PI2. Planes Seguimiento	1	2023-01-23
2023	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	1	2023-01-27
2023	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	2	2023-01-27
2023	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	3	2023-01-27
2023	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	4	2023-01-27
2023	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	5	2023-01-27
2023	PI1. Inventario Planes	7	2023-02-06
2023	TC1. Inventario de Usuarios	11	2023-02-14
2023	CS3. Incentivo de Calidad Media	1	2023-02-28
2023	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	8	2023-02-28
2023	T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	9	2023-02-28
2023	TT2. Inventario Transformadores	1	2023-02-28
2023	PI3. Inventario Proyectos	1	2023-03-27
2023	TC1. Inventario de Usuarios	2	2023-03-30
2023	TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	12	2023-03-30

Año de la solicitud de reversión	Nombre formato o formulario reversado	Período	Fecha de ejecución
2023	T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 - UR	3	2023-05-09
2023	T3. Tarifas Publicadas	3	2023-05-09
2023	PI3. Inventario Proyectos	1	2023-05-16
2023	S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES	4	2023-08-08
2023	TT2. Inventario Transformadores	8	2023-10-10
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	4	2023-10-11
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	5	2023-10-11
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	6	2023-10-11
2023	T15.Costo Prestación Servicio Usuarios No Regulados y Alumbrado Publico	3	2023-11-16
2023	T15.Costo Prestación Servicio Usuarios No Regulados y Alumbrado Publico	4	2023-11-16
2023	T2. Garantías Financieras	8	2023-11-23
2023	T2. Garantías Financieras	9	2023-11-23
2023	T5. Aplicación de Opción Tarifaria 168/2008	10	2023-11-28
2023	TT9. Ajuste de Eventos	5	2023-12-01

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 01/08/2024.

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

«(...)

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

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

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

(...))»

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

«(...)

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

(...))»

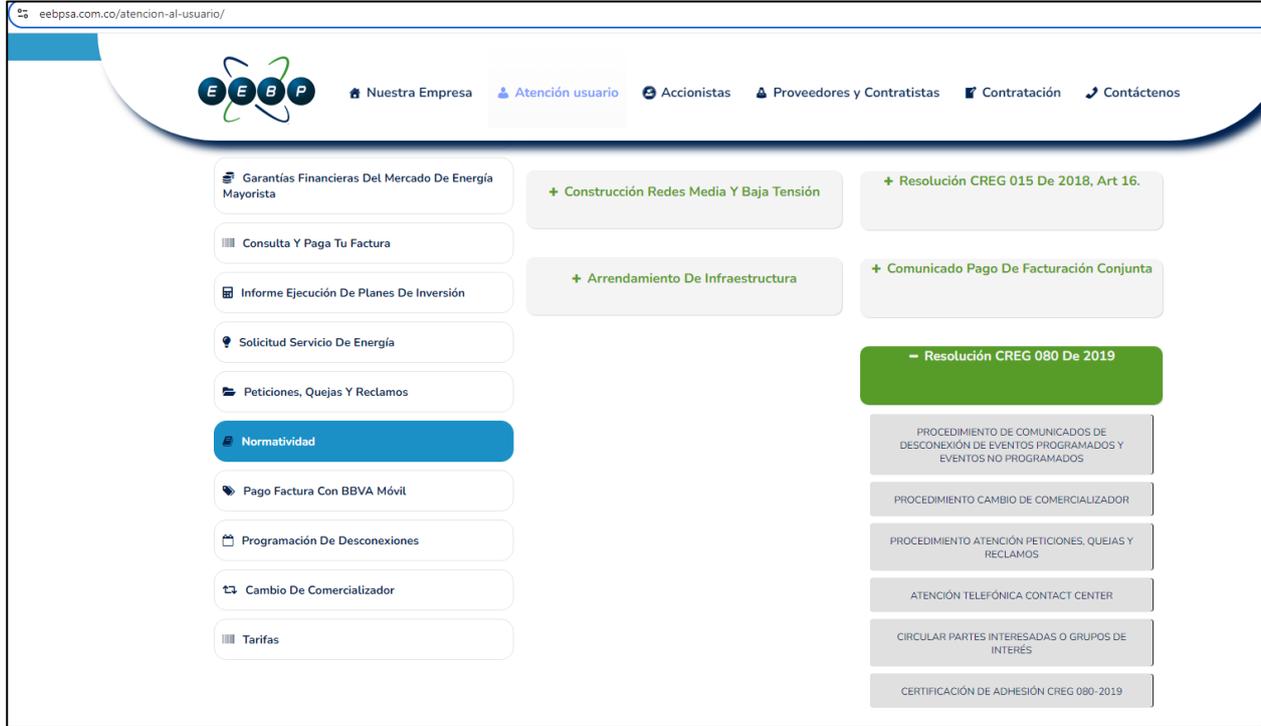
De con acuerdo a lo antes mencionado, el prestador incumple, esto debido al porcentaje de oportunidad de cargue de la información reportada en el SUI de los formatos habilitados al prestador (8% fuera de términos) según las fechas límites de cargue en los lineamientos de la Resoluciones SSPD No. 20192200020155 de 2019 y SSPD No. 20212200012515 de 2021.

Ahora bien, es necesario tener en cuenta la cantidad total de solicitudes de reversiones del prestador para el año 2022 (30 reversiones) de las cuales 16 reversiones son del tópico Comercial y de Gestión y las otras 14 reversiones hacen referencia a los formatos Técnico operativo de la resolución antes mencionada.

5.10 Reglas Generales de Comportamiento

Para la Evaluación Integral respecto de las reglas generales de comportamiento se procedió inicialmente con la revisión y visualización de cada uno de los procedimientos que están relacionados con el cumplimiento de la Resolución CREG 080 de 2019. Estos se visualizan en la página web de la empresa, los cuales se muestran a continuación.

Figura 48 visualización normas de comportamiento página web E.E.B.P. S.A. E.S.P. S.A E.S.P.



Fuente: imagen tomada página web de la empresa

Al respecto la empresa publicó en su página web: <https://eebp@eebpsa.co/>, los procedimientos que a continuación se relacionan con su respectivo enlace:

Tabla 55. Procedimientos publicados E.E.B.P. S.A. E.S.P. S.A. ESP, Resolución CREG 080

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Certificación de Adhesión CREG 080-2019	https://eebpsa.com.co/wp-eebp/atencionusuario/Solicitud_servicios_de_energía/Declaración_Adhesión/certificación_adhesión.pdf
Procedimiento de Comunicados de Desconexión de Eventos Programados y Eventos no Programados	https://www.EEBP_S.A.E.S.P..com/Portals/aire/documentos/creg-080/procedimiento-cambio-comercializador.pdf

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Procedimiento Cambio de Comercializador	https://eebpsa.com.co/wp-eebp/atencionusuario/Normatividad/Resolución_CREG_080/Cambio de comercializador.pdf
Procedimiento Atención Peticiones, Quejas y Reclamos	https://eebpsa.com.co/wp-eebp/atencionusuario/Normatividad/Resolución_CREG_080/Atención PQR.pdf
Atención Telefónica Contact Center	https://eebpsa.com.co/wp-eebp/atencionusuario/Normatividad/Resolución_CREG_080/Atención telefónica Contac Center.pdf
Circular Partes Interesadas O Grupos de Interés	https://eebpsa.com.co/wp-eebp/atencionusuario/Informes Institucionales/Circular_Subsidios.pdf
Cartilla de Seguridad	chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://eebpsa.com.co/wp-eebp/atencionusuario/Cartilla%20de%20Seguridad/Cartilla-Seguridad.pdf
Contrato de Condiciones Uniformes	chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://eebpsa.com.co/wp-eebp/atencionusuario/Contrato%20condiciones%20uniformes/ccu.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 se debe suministrar por los agentes sea clara y sencilla, adicional de estar disponible para los usuarios.

De acuerdo con lo anterior, se encontró que a nivel general los procedimientos y la información suministrada por la empresa E.E.B.P. S.A. E.S.P. S.A E.S.P. a los usuarios de su mercado, están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que debieran aportar, en cumplimiento de la regulación citada.

6 Hallazgos:

En la **Tabla 56** se presentan los hallazgos dentro del marco de la evaluación integral, los cuales corresponden a todos los aspectos de los que trata dicha evaluación.

Tabla 56. *Relación hallazgos para la empresa E.E.B.P. S.A. E.S.P.*

No.	CRITERIO	CONDICIÓN EVALUADA	EVIDENCIA / SOPORTE	ESTADO DE CUMPLIMIENTO
1.	XBRL	Calidad de la información	Formato [900024] FC03-4 - CXC - Energía (Detallado por estrato) – no se encuentra revelada información en la columna no corriente, no obstante, se evidencia una cartera mayor a 360 como corriente, lo cual presuntamente no es consecuente luego que estos deudores son considerados a largo plazo o no corriente.	XBRL NO CUMPLE
2.	XBRL	Calidad de la información	Formato [310000] Estado de Resultados Integral, resultado del periodo, por función del gasto - Individual - se evidencia ingresos que pueden no considerarse relativos a la prestación del servicio público de energía, estos son mostrados en actividades ordinarias y en otros ingresos, el profesional de la DTGE indica la necesidad de asignarlos en la columna de valores actividades no vigiladas.	XBRL NO CUMPLE

No.	CRITERIO	CONDICIÓN EVALUADA	EVIDENCIA / SOPORTE	ESTADO DE CUMPLIMIENTO
3.	Calidad del servicio	Durante los años 2019, 2020, 2021, 2022 y 2023 presenta más de un usuarios con DIU mayor a 360 horas (Cumplimiento CREG 015 de 2018)	Reporte SUI formato CS2	Calidad del servicio NO CUMPLE
4.	Calidad del servicio	Cumplimiento a los indicadores de calidad media definidos por la CREG.	SUI formato CS1 y plataforma indica de XM	Calidad del servicio NO CUMPLE
5.	Calidad del servicio	Soportes de exclusiones para los eventos con causal 4, 17 y 28, no cuentan con los soportes exigidos regulatoriamente (Cumplimiento CREG 015 de 2018)	Radicado SSPD No. 20245293238372, Circular CREG 063 de 2019.	Calidad del servicio NO CUMPLE
6.	Calidad del servicio	Cumplimiento de los literales e y f del numeral 5.2.10 de la Resolución CREG 015 de 2018	Radicado SSPD No. 20245293116902	Calidad del servicio NO CUMPLE
7.	Calidad del Servicio	Incumplimiento a lo establecido en la resolución CREG 024 de 2005	E.E.B.P. S.A. E.S.P. manifestó que no dispone de los medidores de calidad de la potencia en sus subestaciones.	Calidad del Servicio NO CUMPLE
8.	PGRD	No se cuenta con PGRD y/o documento con todos los requerimientos DECRETO 2157 DE 2017 para cada infraestructura.	Radicado SSPD 20245290854582	PGRD NO CUMPLE

No.	CRITERIO	CONDICIÓN EVALUADA	EVIDENCIA / SOPORTE	ESTADO DE CUMPLIMIENTO
9.	Plan de Inversión	Numeral 6.5, Resolución CREG 105 de 2018	Reporte errado de ejecución del plan de inversión hacia la CREG de acuerdo con lo establecido en la Circular 024 de 2020, para los años 2019 al 2021.	Plan de Inversión NO CUMPLE
10.	RETIE	Numeral 26.2, "Información periódica"	El prestador debe instruir a los usuarios 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	RETIE NO CUMPLE
11.	RETIE	Numeral 15.6, "Mantenimiento de Sistemas de Puesta Tierra"	"La inspección debe hacerse por un especialista en el tema, el cual debe entregare registros de lo observado, dicha inspección incluye la verificación de la documentación técnica, reportes visuales, pruebas y registros."	RETIE NO CUMPLE
12.	(Corresponde al hallazgo Nro. 8. FSSRI del acta de visita de fecha: 9 al 11 de julio de 2024). Se requiere sustentar y/o reversar los valores reportados en el SUI en los formatos de facturación (TC2) dadas las diferencias presentadas para los meses de abril y febrero de 2022. Para la vigencia 2023 la mayor variación	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

No.	CRITERIO	CONDICIÓN EVALUADA	EVIDENCIA / SOPORTE	ESTADO DE CUMPLIMIENTO
	se presenta en el mes de diciembre de 2023 con - \$16.893.513.			
13.	<p>(Corresponde al hallazgo Nro. 9. FSSRI del acta de visita de fecha: 9 al 11 de julio de 2024).</p> <p>Se requiere sustentar y/o revertir la información, dadas las diferencias presentadas entre el número de suscriptores subsidiados (estratos 1, 2 y 3), así como los sujetos a contribución correspondientes a: uso comercial, industrial y provisional, durante la vigencia 2022 y 2023 (Información SUI formato TC1 vs Información Aportada).</p>	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
14.	<p>(Corresponde al hallazgo Nro. 10. FSSRI del acta de visita de fecha: 9 al 11 de julio de 2024).</p> <p>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 los meses de abril y mayo de 2022, respecto a la variable de "Giros recibidos"; en la variable "Contribuciones</p>	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

No.	CRITERIO	CONDICIÓN EVALUADA	EVIDENCIA / SOPORTE	ESTADO DE CUMPLIMIENTO
	Facturadas" en los meses junio y noviembre de 2023. Así mismo, en la variable de "Giros Recibidos" desde el mes de julio a octubre de 2023 y el mes de diciembre de 2023.			
15.	(Corresponde al hallazgo Nro. 11. FSSRI del acta de visita de fecha: 9 al 11 de julio de 2024). Se requiere sustentar y/o reversar los valores reportados en el SUI en los formatos S2, dadas las diferencias presentadas durante las vigencias 2022 y 2023, (Información SUI vs Información Aportada). En los meses de abril y mayo de 2022, respecto a la variable de "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
16.	(Corresponde al hallazgo Nro. 12. FSSRI del acta de visita de fecha: 9 al 11 de julio de 2024). Dadas las asimetrías de la información allegada, se requiere que el prestador realice la reversión del formato S6 y TC1, dadas las asimetrías y presuntos errores interpretativos por acción u omisión de la Resolución SSPD No. 20212200012515 para las vigencias 2022, 2023 y extensivo a 2024.	Documento mediante el cual la empresa informe a la SSPD sobre las inconsistencias en la información aportada, las diferencias entre la información aportada y lo reportado en el SUI. Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos S6 y TC1.	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
17.	<p>(Corresponde al hallazgo Nro. 13. FSSRI del acta de visita de fecha: 9 al 11 de julio de 2024).</p> <p>Se requiere que allegue las actas del comité de estratificación de la vigencia 2023 y lo corrido del 2024, en los que ha participado, de los municipios atendidos, así como nos indique de forma detallada los recursos girados con ocasión del concurso económico por municipio para las vigencias 2022, 2023 y lo corrido del 2024. De no presentarse actas de comité y/o el giro de recursos por concepto económico, se requiere que sustente las razones por las cuales no se ha dado cumplimiento conforme a lo suscrito en la Ley 142 de 1994, en materia de las obligaciones del prestador frente a la estratificación.</p>	<p>Allegar las actas del comité de estratificación que se hayan llevado a cabo de la vigencia 2023 y lo corrido del 2024 e informe de forma detallada los recursos girados con ocasión del concurso económico por municipio para las vigencias 2022, 2023 y lo corrido del 2024.</p>	<p>Documento mediante el cual la empresa informe a la SSPD sobre los recursos girados con ocasión del concurso económico por municipio para las vigencias 2022, 2023 y lo corrido del 2024. Adicionalmente, allegar las actas del comité de estratificación que se hayan llevado a cabo de la vigencia 2023 y lo corrido del 2024</p>	NO CUMPLE
18.	<p>(Corresponde al hallazgo Nro. 14. FSSRI del acta de visita de fecha: 9 al 11 de julio de 2024).</p> <p>Se requiere que el prestador reporte y/o ajuste la información reportada en el formato S5 FORMATO S5. Validaciones Trimestrales Subsidios, toda vez</p>	<p>Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos S5 que presenten inconsistencias previamente reportados y reporte de los formatos S5 que acrediten las validaciones en</p>	<p>Sustentación sobre las diferencias interpretativas o documento que solicite la reversión de los formatos S5 que presenten inconsistencias previamente reportados y reporte de los formatos S5 que acrediten las validaciones en firme recibidas por MME.</p>	NO CUMPLE

No.	CRITERIO	CONDICIÓN EVALUADA	EVIDENCIA / SOPORTE	ESTADO DE CUMPLIMIENTO
	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". Situación que a la fecha no se encuentra conforme a las validaciones en firme remitidas por el MME.	firmes recibidas por MME.		
19.	(Nuevo hallazgo). Considerando las diferencias de información identificadas en el reporte al SUI frente a la información aportada, relacionadas con exentos de tributo, así como los recorridos realizados en compañía del prestador, identificando presuntas fallas en la aplicación de la estratificación, que por ende afectan el balance de subsidios y contribuciones, se requiere que el prestador allegue documento que debe incluir el cálculo del impacto financiero al FSSRI y el resultante de la validación de los suscriptores que presentan asimetrías de información, por los conceptos antes mencionados.	Documento mediante el cual la empresa informe a la SSPD sobre las inconsistencias en la información aportada, las diferencias entre la información aportada y lo reportado en el SUI y el resultado de las visitas en terreno; dentro del documento debe incluir el cálculo del impacto financiero al FSSRI.	Documento mediante el cual la empresa informe a la SSPD sobre las inconsistencias en la información aportada, las diferencias entre la información aportada y lo reportado en el SUI y el resultado de las visitas en terreno; dentro del documento debe incluir el cálculo del impacto financiero al FSSRI.	NO CUMPLE
20.	Errores en el cálculo del componente de	Cumplimiento al régimen tarifario	Información reportada al SUI, tarifas publicadas,	NO CUMPLE

No.	CRITERIO	CONDICIÓN EVALUADA	EVIDENCIA / SOPORTE	ESTADO DE CUMPLIMIENTO
	Generación del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)	aplicable en Colombia	comunicaciones realizadas entre la DTGE y la E.E.B.P. S.A. E.S.P. e información recopilada durante la visita.	
21.	Errores en el cálculo del componente de Comercialización del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)	Cumplimiento al régimen tarifario aplicable en Colombia (Declaración de Garantías)	Información reportada al SUI, tarifas publicadas, comunicaciones realizadas entre la DTGE y la E.E.B.P. S.A. E.S.P. e información recopilada durante la visita.	NO CUMPLE
22.	Reporte Incorrecto de información en el Formato T9	Cumplimiento de los lineamientos de cargue de la Resolución SSPD 20212200012515 del 26 de marzo de 2021	Información recopilada durante las reuniones tarifarias en el marco de la Evaluación Integral	NO CUMPLE
23.	Errores en el cálculo del componente de Pérdidas del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)	Cumplimiento al régimen tarifario aplicable en Colombia	Información reportada al SUI, tarifas publicadas, comunicaciones realizadas entre la DTGE y la E.E.B.P. S.A. E.S.P. e información recopilada durante la visita.	NO CUMPLE
24.	Errores en el cálculo de las tarifas de energía eléctrica	Cumplimiento al régimen tarifario aplicable en Colombia	Información reportada al SUI, tarifas publicadas, comunicaciones realizadas entre la DTGE y la E.E.B.P. S.A. E.S.P. e información recopilada durante la visita.	NO CUMPLE
25.	Código de Medida	Artículo 20: Fronteras de distribución	Información remitida por la empresa.	NO CUMPLE
26.	Acceso a Redes	Artículo 2, 7 y 8 de la Resolución CREG 174 de 2021	El prestador no tiene implementado el sistema de información de disponibilidad de Red	NO CUMPLE

Fuente: Elaboración DTGE

7 ACCIONES CORRECTIVAS DEFINIDAS:

7.1 Técnico Operativo

- Realizar la revisión de los soportes de aquellos eventos que están siendo excluidos por la empresa dentro de las causales 4, 17 y 28 relacionadas a los literales k, h y g del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, todos los eventos que se excluyan deben contar con el respectivo soporte en los términos definidos por la regulación. Adicionalmente, el prestador actualizar el procedimiento de clasificación y categorización de eventos, con el objetivo de que se validen las condiciones necesarias para que un evento sea excluible y de esta manera se generen los cálculos de indicadores de calidad conforme a lo previsto en la regulación vigente.
- Elaborar 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, 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.
- Reestructurar el PGRD general en conformidad con lo establecido en el Decreto 2157 de 2017. Adicionalmente, formular un PGRD específico para cada una de las infraestructuras que hacen parte de la E.E.B.P. S.A. E.S.P., de acuerdo con los lineamientos
- establecidos en el mencionado decreto.

7.2 Comercial

- 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 rectificada de acuerdo con el procedimiento definido por la SSPD, sin perjuicio de las investigaciones a las que haya lugar.

- *Será responsabilidad de los prestadores del servicio de energía eléctrica el reporte oportuno, veraz y completo de la información establecida en la presente resolución en las fechas y con las características aplicables a cada formato de conformidad con lo indicado en la Circular Externa SSPD No. 0001 del 25 de enero de 2006. El reporte no veraz o incompleto se entenderá como un incumplimiento a la obligación de reporte de información que trata la presente Resolución, la cual solo se entenderá cumplida, cuando se reporte la información subsanando la respectiva irregularidad.*
- *En caso de no estar disponibles los cargues de información en el SUI, es responsabilidad del prestador solicitar la habilitación de los mismos a través de los medios que disponga la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para tal fin, incluso si los formatos se deben reportar como “No Aplica”».*
- La E.E.B.P. S.A. E.S.P. deberá remitir la propuesta de recuperación de dineros dejados de cobrar vía tarifa por el componente de Generación debido al error en el cálculo del componente al no incluir las compras en bolsa dentro del QC.
- La E.E.B.P. S.A. E.S.P. deberá solicitar la reversión de información del Formato T2, con el fin de corregir el valor de las garantías aplicadas en el mes de agosto de 2023.
- La E.E.B.P. S.A. E.S.P. deberá solicitar la reversión de información del Formato T9, con el fin de corregir el valor de las variables AREST reportadas en 0 y que si poseen ajustes.
- La E.E.B.P. S.A. E.S.P. deberá realizar recalcu de pérdidas, analizar y consolidar los impactos de dicha aplicación incorrecta de la fórmula y en consecuencia remitirlos a la Superservicios para su análisis.
- La E.E.B.P. S.A. E.S.P. deberá realizar recalcu de las tarifas que fueron calculadas a partir del mes de julio de 2022, analizar y consolidar los impactos de dicha aplicación incorrecta de la fórmula y en consecuencia remitirlos a la Superservicios para su análisis.
- La empresa debe dar cumplimiento a lo estipulado en el artículo 19 del Código de Medida, por lo que, de verificarse la existencia de usuarios que incumplan con lo

estipulado en el mencionado artículo, deberá realizar las acciones correspondientes a la normalización de los sistemas de medición de esos usuarios.

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

8 CONCLUSIONES:

8.1 Financiero

- A diciembre de 2023 la prestadora tiene pérdidas por el orden de 2 146 528 millones COP, en donde la actividad de comercialización está representando el 81.19% de las mismas.
- Los costos de ventas aumentaron 274.6% debido a que se vio obligada a comprar energía en el mercado de energía, debido a que el proveedor DICEL – DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P. incumpliera con el contrato bilateral de suministro de energía eléctrica.
- El fenómeno del niño produjo para las comercializadoras aumentó en los valores de compras de energía en bolsa lo que redundó en aumento de los costos operativos y presión en los flujos de caja luego que se necesitan pagos anticipados de estas compras y aumento en las garantías para cubrimiento de estas operaciones.
- Los asociados al deterioro de la cartera generan un detrimento de las utilidades, por cuanto los valores manifiestan que son el 6% de la facturación la que se verifica como no cancelación del servicio.
- El negocio de distribución presenta utilidades para el servicio, a diferencia de la comercialización que genera pérdidas, sin embargo, es importante que para mantener valores positivos en esta actividad se necesitan inversiones importantes en sus activos eléctricos.

8.2 Técnico Operativo

- Para el año 2023 la E.E.B.P. S.A. E.S.P. registra un valor de 94,4 horas y 77,5 veces para los indicadores SAIDI y SAIFI respectivamente, superando en 66,6 horas y 64 veces los indicadores de referencia estipulado por la CREG, mediante la Resolución

particular CREG 218 de 2022. Por lo anterior, el prestador presuntamente no cumplió con las metas establecidas por la CREG, en lo que se refiere a calidad media del servicio.

- En torno al plan de inversiones, la empresa ejecutó inversiones por un 50% del monto aprobado para el periodo 2019-2023, desagregadas en 41% de proyectos ejecutados dentro del plan y 9% de proyectos ejecutados fuera del plan.
- La ejecución de las inversiones se centró en proyectos Tipo IV alcanzando un 51,4% respecto a las inversiones aprobadas. Dentro de esta ejecución se resaltan el proyecto de modernización del centro de control y supervisión en Puerto Asís, así como la implementación del centro de control de respaldo en valle del Guamuez.
- La ejecución del plan de inversiones enfrentó varios desafíos, incluyendo demoras en la aprobación de planes, la pandemia de COVID-19, y una alta exposición en bolsa, que afectaron el flujo de caja y ocasionaron ajustes presupuestales. A pesar de estos obstáculos, la E.E.B.P. S.A. E.S.P. realizó inversiones requeridas para la continuidad y confiabilidad del servicio, aunque algunos proyectos no alcanzaron el 100% de ejecución se trasladaron al plan de inversión para la vigencia 2023-2027.
- A pesar de no contar con un plan de reducción de pérdidas aprobado regulatoriamente, la E.E.B.P. S.A. E.S.P. ha implementado un plan de mantenimiento enfocado en problemáticas como conexiones fraudulentas, problemas de orden público y barrios subnormales. Gracias a este plan, la empresa ha logrado recuperar un total de 906.397.618 COP en energía y normalizar a miles de usuarios, especialmente en Puerto Asís y La Hormiga.
- El STR de E.E.B.P. S.A. E.S.P. opera bajo una condición de radialidad, lo que implica una vulnerabilidad significativa frente a fallas, ya que pueden afectar el 100% de la demanda en las áreas servidas. Debido a esta condición, los activos del STR están excluidos de la Compensación por Energía No Suministrada (CNE), lo que significa que no están obligados a compensar por interrupciones en el suministro.
- La E.E.B.P. S.A. E.S.P. realizó mantenimientos a sus redes, sin embargo, en lo relacionado con los mantenimientos de los SPT en sus subestaciones queda registrado como una tarea pendiente por parte de la Empresa. Asimismo, es importante tener procedimientos relaciones con las actividades a realizar durante la ocurrencia de un

accidente, identificando las autoridades a quienes debe dar los reportes, acciones inmediatas a tomar durante su ocurrencia e investigaciones que haya lugar.

- La E.E.B.P. S.A. E.S.P. no dispone de medidores de calidad de la potencia de acuerdo a lo establecido en la resolución CREG 024 de 2005 en sus subestaciones, por lo que no puede hacer los reportes exigidos a la CREG, lo anterior constituye un incumplimiento grave a la regulación.
- En lo que respecta al plan de gestión de riesgos presentado, éste cumple parcialmente con el Decreto 2157 de 2017, Específicamente, el PGRD general para la vigencia 2023
- de la E.E.B.P. S.A. E.S.P., aunque presenta avances importantes, requiere una reestructuración integral para alinearse completamente con el Decreto 2157 de 2017.
- Además, se ha identificado la necesidad de formular PGRDs específicos para cada una
- de las infraestructuras de la empresa, atendiendo los lineamientos establecidos.
- También, es fundamental realizar ajustes en áreas clave como la identificación detallada
- de riesgos, la viabilidad técnica y presupuestal de las medidas de mitigación, la
- coordinación de la respuesta ante emergencias y la gobernanza en la gestión del riesgo,
- garantizando así una gestión más efectiva y en conformidad con la normativa vigente.

-

Por su parte, se requiere que para futuros PGRD se referencien, se adicionen o se unifiquen todos los documentos anexos que fueron soportados y mencionados durante el proceso de la evaluación. Si bien, el prestador brindo documentación adicional, esta no es posible visualizarla en el documento correspondiente al periodo de la evaluación.

- Es pertinente recordar que el prestador deberá evaluar los mecanismos necesarios para atender todas las exigencias establecidas en el Decreto 2157 de 2017.
- Vale la pena recordar que la formulación y actualización del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres - PGRD, no exime EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A.S. E.S.P. de la obligación de adelantar acciones de conocimiento, prevención y preparación para mitigar las condiciones de riesgo, de tal manera que se reduzcan los efectos que puedan generar situaciones adversas en la calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica prestado, y/o daños en el ambiente y/o a la comunidad.

8.3 Comercial

- La E.E.B.P. S.A. E.S.P. realizó una incorrecta aplicación del régimen tarifario, específicamente en los componentes de generación y pérdidas, así como el cálculo de las tarifas de energía eléctrica, así mismo alguna de la información reportada en el SUI carece de la calidad requerida por la SSPD.
- Si bien la única frontera con reporte al ASIC que tiene registrada la empresa cumple la Resolución CREG 038 de 2014, las 5 subestaciones de distribución están pendientes del cumplimiento de esta resolución, así como deben cumplirla los usuarios que se encuentren conectados mediante activos de conexión.

9 MEDIDAS RECOMENDADAS QUE PUDIERA SER OPORTUNO O PERTINENTE APLICAR

9.1 Técnico Operativo

- Realizar un seguimiento exhaustivo de los efectos del cambio en la prestación del servicio de podas, implementado a partir de 2024, a través de la contratación de personal propio en lugar de un contratista externo.
- Realizar una revisión exhaustiva de la información de eventos reportada tanto diaria como mensualmente al LAC mejorando la calidad de la información con el objetivo de cerrar todos los eventos dentro de los tiempos regulatorios evitando así el aumento de los indicadores de calidad media del servicio.
- Se recomienda a E.E.B.P. S.A. E.S.P. verificar los procedimientos internos necesarios para los reportes de las ejecuciones de los PI a la CREG, XM y al SUI, de manera que no se incurran en errores de formulación que conlleven a solicitud de reversiones y/o correcciones a la información reportada.
- Se recomienda a E.E.B.P. S.A. E.S.P. enfocar los esfuerzos en las ejecuciones actuales y futuras para mitigar impactos como fluctuaciones en la tensión, sobrecargas en circuitos e interrupciones del servicio, priorizando proyectos que mejoren el estado operativo de las subestaciones y aseguren la expansión y calidad del suministro eléctrico.

- Se recomienda a la E.E.B.P. S.A. E.S.P. si es necesario, realizar la interposición de querellas ante las autoridades para hacer cumplir las distancias de seguridad por parte de los usuarios.
- En torno a acceso a redes, se requiere que la prestadora implemente los requerimientos y exigencias establecidas en la Resolución 17 de 2021.
- Se recomienda a la E.E.B.P. S.A. E.S.P. que verifique posibles instalaciones provisionales artesanales, para realizarles el respectivo llamado de atención y demás acciones a que haya a lugar por riesgo eléctrico de acuerdo a lo establecido en el RETIE

9.2 Comercial

- Se sugiere que exista un profesional adicional que realice una segunda verificación del cálculo con el objeto de que se pueda verificar los resultados y se eviten futuros errores en el cálculo de costos y tarifas, así mismo permitiría optimizar los resultados y dar seguridad a la información.
- Se sugiere realizar la implementación de un proceso informativo entre el área jurídica y las demás áreas de la empresa, que permita que exista una constante actualización en lo relacionado con las novedades normativas aplicables al sector.

10 RESPONSABLES DE LA REALIZACIÓN

10.1 Responsable general

Omar Camilo López López – Director Dirección Técnica de Gestión de Energía

10.2 Equipo de evaluación

Adriana Lucia Hurtado Zapata – Profesional Grupo Financiero

Jhon Cristian Giraldo Parra – Coordinador Grupo de Gestión Operativa en el SIN (GGOS)

Carmen Andrea Rojas Castellanos - Profesional Especializado GGOS

Paula Camila Arévalo Rivera - Profesional Universitario GGOS

Diego Alejandro Medina Forero - Profesional Universitario GGOS

Sandra Milena Sánchez Mendoza – Contratista GGOS

Luz Adriana Ocampo Naranjo – Contratista GGOS

Juan Carlos Castiblanco Vargas – Contratista GGOS

Walter Patiño – Contratista DTGE - SUI

Diego Fernando Borda Tovar – Coordinador Grupo de Gestión Comercial en el SIN (GGCSIN)

Natalia Ximena Castro Puentes – Profesional Especializado GGCSIN

Dayhan Garzón – Profesional Especializado GGCSIN

Christian Alarcón – Contratista GGSIN

Laura Pacheco – Profesional Universitario GGCSIN

Nelson González - Profesional Especializado GGCSIN

Luis Carlos Rodríguez – Asesor DTGE

11 ANEXOS: