

## **1. IDENTIFICADOR DEL PRESTADOR**

**1.1. Nombre o razón social: EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP. sigla autorizada: ENERGÍA DE PEREIRA.**

**1.2. NIT: 816002019-9**

**1.3. ID (SUI - RUPS): 2073**

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

**1.5. Actividad del SPD objeto de la vigilancia o inspección: Generación, Distribución y Comercialización.**

**1.6. Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar: 16 de mayo de 1997.**

## **2. IDENTIFICACIÓN DE LA ACCIÓN DE VIGILANCIA E INSPECCIÓN REALIZADA:**

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

**2.2. Clase acción: Vigilancia  Inspección  Motivo de la acción: Especial  Detallada  Concreta**

**2.3. 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)**

**2.4. Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción: Carrera 10 No. 17-35 Edificio Torre Central.**

## **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 la EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP. (en adelante «ENERGÍA DE PEREIRA»), 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:**

ENERGÍA DE PEREIRA a través de radicado SSPD 20245294165272 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 25 al 27 de septiembre 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 ENERGÍA DE PEREIRA, fuente de insumo para la realización del presente informe, se solicitó a través de radicado 20242203497541 del 29 de agosto de 2024.

##### **4.3. Estado de respuesta de requerimientos:**

Respuesta remitida a través de radicado SSPD 20245294165272 de 2024. Luego de verificar la información se encuentra que, respecto a algunos requerimientos específicos, es necesario complementar la información requerida, la cual 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 ENERGÍA DE PEREIRA.

#### **5. EVALUACIONES REALIZADAS**

### 5.1. Descripción General de la Empresa

La Empresa de Energía del Pereira S.A. ESP., en adelante ENERGÍA DE PEREIRA, se constituyó el día 16 de mayo de 1997, e inició operaciones en RUPS el mismo día. La empresa desarrolla la actividad de Generación, Distribución y Comercialización de energía eléctrica prestando su servicio principalmente en las ciudades de Pereira y Cartago en su calidad de comercializador incumbente, adicional, como comercializador atiende otros mercados al tener usuarios finales en Caldas, Bogotá, Antioquía, entre otros mercados del país. En resumen, en los departamentos de Risaralda (Pereira) y Valle del Cauca (Cartago), al cierre del año 2023, la empresa generó el 92.5% de sus ingresos operacionales mientras que en los demás departamentos se obtuvo el 7.5% de estos ingresos.

Cómo operador de red, ENERGÍA DE PEREIRA cuenta con activos representativos en el desarrollo de su actividad de distribución como lo son las subestaciones, adicional, en la actividad de generación cuenta con las plantas de Belmonte y Libare las cuales son dos PCH's que entregan en conjunto un total de 7.4 MVA, de igual forma se destaca la Granja Solar Belmonte que cuenta con 15.660 paneles solares y una capacidad de 6,2 MWp con una eficiencia del 19.88% -

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

**Tabla 1** *Composición Accionaria*

Accionista	Acciones Suscritas	%
Enertolima Inversiones SA ESP	4.500.179.639	49,0%
Municipio de Pereira (Ordinarias)	3.470.523.250	37,8%
Municipio de Pereira (Preferenciales sin Derecho a Voto)	1.151.540.361	12,5%
Aeropuerto Matecaña	30.916.654	0,3%
Instituto de Movilidad de Pereira	30.915.481	0,3%
Latín American Capital Corp. SA ESP	33.921	0,0%

Fuente: Empresa de Energía del Pereira S.A. ESP

ENERGÍA DE PEREIRA es una empresa de servicios públicos domiciliarios mixta - al contar con una participación del estado del 51% a través de entidades de carácter público siendo el restante para inversionistas privados. Sin embargo, en el año 2008 ENERGÍA DE PEREIRA se

capitalizo a través de la llegada del inversionista Enertolima Inversiones S.A. E.S.P. quien pagó una prima de control para tener la mayoría de los votos en el máximo órgano rector de la empresa, de esta forma se establecieron Acciones Ordinarias y Acciones Preferenciales de acuerdo con los estatutos de la compañía. Al no contar las acciones preferenciales, las cuales no tienen derecho a voto, la participación en la sociedad se muestra en la **Tabla 2**:

**Tabla 2** *Composición Accionaria*

Accionista	Acciones Suscritas	%
Enertolima Inversiones SA ESP	4.500.179.639	56,0%
Municipio de Pereira (Ordinarias)	3.470.523.250	43,2%
Aeropuerto Matecaña	30.916.654	0,4%
Instituto de Movilidad de Pereira	30.915.481	0,4%
Latín American Capital Corp. SA ESP	33.921	0,0%
Municipio de Pereira (Preferenciales sin Derecho a Voto)	-	0,0%

Fuente: Empresa de Energía del Pereira S.A. ESP

De esta forma la sociedad Enertolima Inversiones cuenta con la mayoría de las acciones para la toma de decisiones con un 56%, esta empresa pertenece al grupo Utilities INC. S.A.S. E.S.P. del cual forman parte la empresa Latín American Capital CORP S.A. ESP que presenta una participación del 75% en AIR-E S.A.S. E.S.P. el restante 25% de la empresa AIR-E pertenece a la empresa Energía Inversiones S.A.S. -

Finalmente, su domicilio se encuentra en el municipio de Pereira. Los datos generales de la empresa ENERGÍA DE PEREIRA se muestran la siguiente **Tabla 3**:

**Tabla 3** *Datos Generales de la Empresa*

Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima
Razón Social:	Empresa de Energía del Pereira S.A. ESP
Sigla:	ENERGÍA DE PEREIRA
Nit:	816.002.019-9
ID RUPS:	2073
Representante Legal:	Yulieth Porras Osorio
Actividad Desarrollada:	Generación, Distribución y comercialización.
Año de Entrada en Operación:	16-may-1997
Auditor - AEGR:	Consultando S.A.S.
Clasificación:	Zona Interconectada

Fecha Última Actualización RUPS:

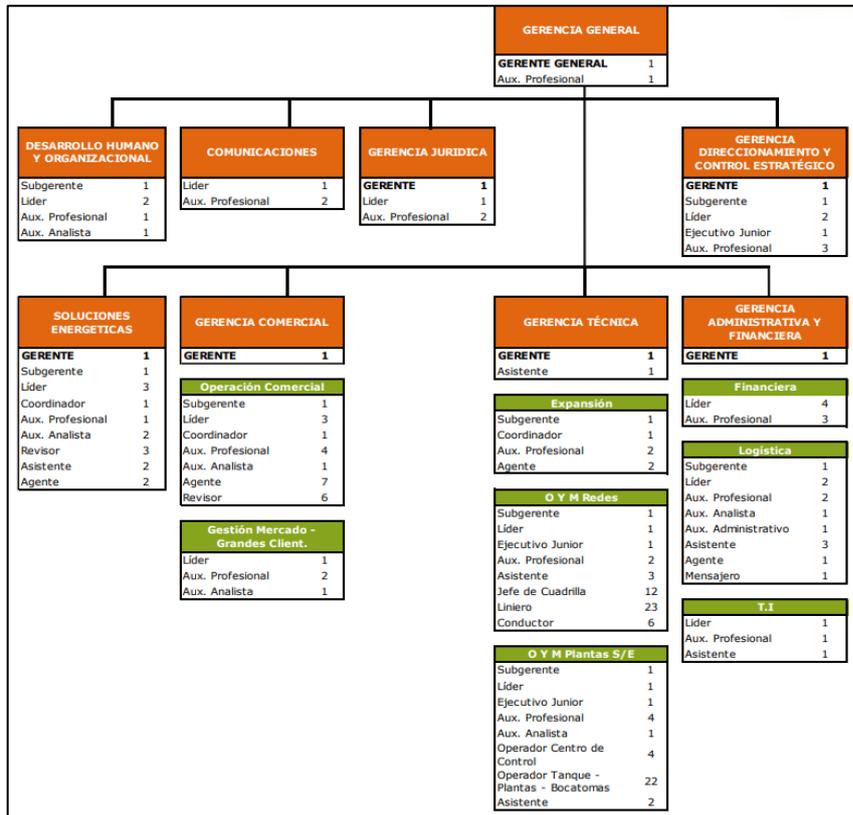
26-feb-24

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

### 5.1.1. Aspectos Administrativos

ENERGÍA DE PEREIRA para el desarrollo de sus actividades cuenta con una planta de personal de 182 empleados distribuidos en 6 gerencias y dos áreas transversales. Adicional, la empresa generó 683 empleos indirectos a través de sus contratos de naturaleza civil y comerciales. En la **Figura 1** se muestra la estructura organizacional de la empresa.

**Figura 1 Estructura Organizacional**



Fuente: Empresa de Energía del Pereira S.A. ESP

Para el año 2023, la responsabilidad social de la empresa se ejecutó a través de dos grandes presupuestos, el presupuesto de responsabilidad social empresarial y el presupuesto ambiental, ambos contabilizaron COP \$635 millones que se ejecutaron en actividades como la entrega de 400 kits escolares en las zonas urbanas y rurales de Pereira y Cartago, la dotación

de puntos ecológicos a 35 instituciones educativas, la oferta de 30 capacitaciones en temas ambientales en cuatro instituciones educativas en Cartago, dotación de materiales para el programa reciclar para la factura, entre otras actividades importantes.

La empresa cuenta con las siguientes certificaciones ISO, **Tabla 4**:

**Tabla 4** *Certificaciones Empresa ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP*

Norma	Descripción	Vigencia / Revisión
ISO 9001 : 2015	Sistemas de Gestión de Calidad	2026
ISO 14001 : 2015	Sistemas de Gestión Ambiental	2026
ISO 45001 : 2018	Sistemas de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo	2026
ISO 55001 : 2014	Sistema de Gestión de Activos	2026
Norma ISO 14064-1 : 2018	Toneladas de dióxido de carbono por año	2024
Norma PAS 2060 : 2014	Carbono Neutral	2024

Fuente: Empresa de Energía del Pereira S.A. ESP

Entre las certificaciones a destacar se encuentra la certificación de Carbono Neutral la cual hace constancia del esfuerzo de la empresa por mitigar y compensar la emisión de gases de efecto invernadero en la operación y desarrollo de su negocio. Adicional a las demás certificaciones, se observa un esmero por parte de ENERGÍA DE PEREIRA por mantener sus certificaciones y, por tanto, su calidad en diferentes procesos.

## **5.2. Aspectos Financieros**

### **5.2.1. Clasificación de Riesgo**

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

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

En cumplimiento de lo anterior, la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en el 2024 realizó el cálculo del riesgo financiero con la última información disponible, es decir, la información financiera cargada por el prestador del año 2023 en el Sistema Único de Información SUI, de acuerdo con los indicadores calculados, el nivel de riesgo según la

metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, la empresa quedó clasificada en el nivel de riesgo financiero medio-bajo (nivel de riesgo 1). En la **Tabla 5** se observan los resultados para cada uno de los indicadores definidos por la regulación de la CREG, los cuales establecen la clasificación de riesgo inicial de los prestadores evaluados.

**Tabla 5** *Indicadores Financieros Regulatorios Comparativos 2023-2022*

INDICADORES FINANCIEROS	TIPO	RESULTADOS 2023	RESULTADOS 2022
Rentabilidad Sobre Activos	Rentabilidad	23,80%	20,45%
Rentabilidad Sobre Patrimonio	Rentabilidad	29,53%	42,56%
Flujo de Caja Sobre Activos	Rentabilidad	23,83%	26,63%
Ciclo Operacional	Liquidez	0,00	0,52
Cubrimiento de Gastos Financieros	Liquidez	6,53	12,34
Razón Corriente	Liquidez	1,17	1,08
Patrimonio Sobre Activo	Solidez	51,57%	44,16%
Pasivo Corriente Sobre Pasivo Total	Solidez	45,55%	65,58%
Activo Corriente Sobre Activo Total	Solidez	25,86%	39,65%
Patrimonio		\$ 278.786.446.000	\$ 263.945.481.000
Riesgo Financiero		1	1

Fuente: SUI

Los cálculos realizados corresponden a la actividad de energía, sin embargo, las otras actividades no vigiladas por esta Superintendencia corresponden al 4% de los ingresos operacionales y el 12% del total activo. Para el año 2023 la empresa solo se encuentra incumpliendo un referente del indicador de solidez: activo corriente sobre activo total; -, al ser la mediana del grupo 34% la empresa no logra ubicarse en el mejor 50% de los datos, sin embargo, este indicador por sí solo no demuestra una falta de solidez de la empresa. En términos generales, la empresa presenta una rentabilidad de dos dígitos siendo sobresaliente al compararlo con la DTF reportada para el año 2023 la cual presentó una máxima de 14.81% E.A. y un promedio en el año de 13.23% E.A.<sup>1</sup>, así la rentabilidad para los accionistas fue más del doble de la rentabilidad de los depósitos a término fijo tomando como referencia la DTF, y la rentabilidad de la empresa estuvo por encima en 10 puntos porcentuales a la rentabilidad de la DTF. En la liquidez de la empresa sobresale su indicador de cubrimiento de gastos financieros,

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

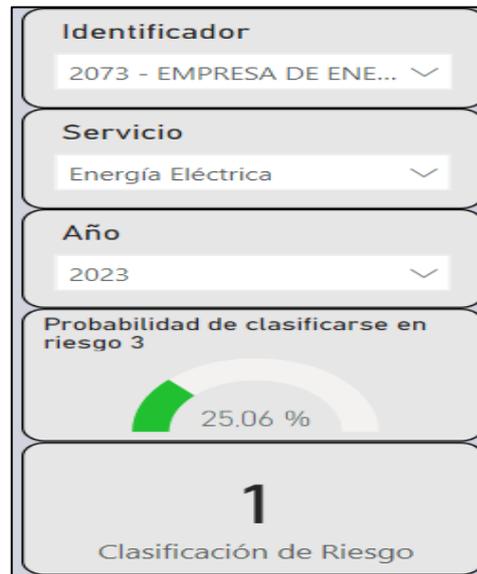
aunque este indicador disminuye un 50%, el resultado indica que la empresa puede cubrir más de seis veces su gastos financieros, este deterioro en el indicador está motivado por un crecimiento de los gastos financieros en un 68% toda vez que la empresa presenta un endeudamiento financiero representativo cerrando en el año 2023 en COP\$134.207 millones comparado con el año 2022 que registro COP \$127.522 millones, estos valores fueron susceptibles de la variación en la tasa de interés, por ejemplo, la IBR Overnight Nominal en su equivalencia efectiva anual registró 2.99% el día 3 de enero de 2022<sup>2</sup>, alcanzando un pico del 13.33% el 26 de mayo de 2023 y cerrando con el 12.98% al 28 de diciembre de 2023. En cuanto al ciclo operacional, la empresa mantiene una rotación de proveedores y cartera en equilibrio, siendo esta última relativamente sana al presentar el 91% de la cartera con una altura menor a 91 días. Por último, los indicadores de solidez reflejan un endeudamiento general de la empresa del 55%, siendo el más representativo el endeudamiento financiero seguido por el de proveedores. El indicador de riesgo y los indicadores en su análisis individual sugieren una empresa operacionalmente viable y financieramente rentable para los accionistas y sus colaboradores.

A continuación, en la Figura 2 se presenta el resultado del modelo de riesgo:

---

<sup>2</sup> Fuente: Banco de la República - Gerencia Técnica - información extraída de la bodega de datos -Serankua- el 10/10/2024 14:26:43

**Figura 2** Modelo Riesgo Financiero Resoluciones CREG 072 de 2002 y 034 de 2004



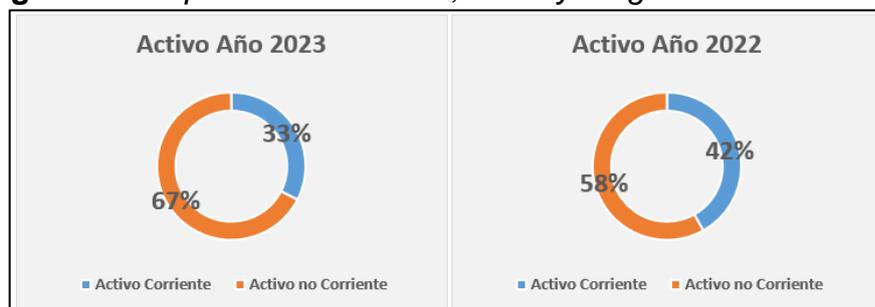
Fuente: Cálculos desarrollados por la SSPD con fuente de información XBRL anual año 2023 y Resoluciones CREG 072 y 034.

El modelo expresa que la empresa se encuentra en nivel de riesgo 1 (Medio-Bajo) y que la probabilidad de que se encuentre en riesgo 3 (Alto) es del 25.06% siendo una probabilidad baja.

### 5.2.2. Estado de Situación Financiera y Estado de Resultados

Para el año 2023, los activos de la ENERGÍA DE PEREIRA se encontraban apalancados en un 55% perteneciendo a los accionistas el restante 45%. A continuación, se describe el Activo de la empresa en la **Figura 3**.

**Figura 3 Comportamiento Activo, Corto y Largo Plazo 2023-2022**



Fuente: Cargue Anual XBRL

Los activos de la empresa se encuentran concentrados en un 33% en los activos de corto plazo, siendo la inversión más representativa las cuentas comerciales por cobrar que representan el 62% de los activos corrientes y el 20% del total activos. Al respecto, las cuentas por cobrar por prestación de servicios son las más representativas. En la tabla 6 **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se desglosa las principales cuentas del activo.

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

ACTIVOS	2023 (COP)	AV	2022 (COP)	AV	VAR %
Efectivo y equivalentes al efectivo	54.582.339.000	9	45.673.338.000	7	20
Efectivo y equivalentes al efectivo de uso restringido corriente	15.517.254.000	3	8.868.958.000	1	75
Cuentas comerciales por cobrar corrientes por prestación de servicios públicos corrientes (Sin incluir subsidios ni actividades de aprovechamiento)	81.557.559.000	13	67.090.930.000	10	22
Cuentas comerciales por cobrar por subsidios corrientes	1.677.020.000	0	4.468.558.000	1	-62
Cuentas comerciales por cobrar corrientes del servicio público al Ministerio de Minas por concepto de subsidios	1.677.020.000	0	4.468.558.000	1	-62
Total cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	83.234.579.000	14	71.559.488.000	11	16
Cuentas comerciales por cobrar por venta de bienes corrientes	177.239.000	0	156.009.000	0	14
Cuentas por cobrar partes relacionadas y	24.551.344.000	4	75.430.081.000	11	-67
Otras cuentas por cobrar corrientes	15.195.519.000	2	28.830.682.000	4	-47
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	123.158.681.000	20	175.976.260.000	26	-30
Inventarios corrientes	9.984.761.000	2	19.690.661.000	3	-49
Activos por impuestos corrientes	6.680.272.000	1	34.406.462.000	5	-81
Otros activos no financieros corrientes	5.799.376.000	1	6.638.672.000	1	-13
Total de activos corrientes	200.205.429.000	33	282.385.393.000	42	-29

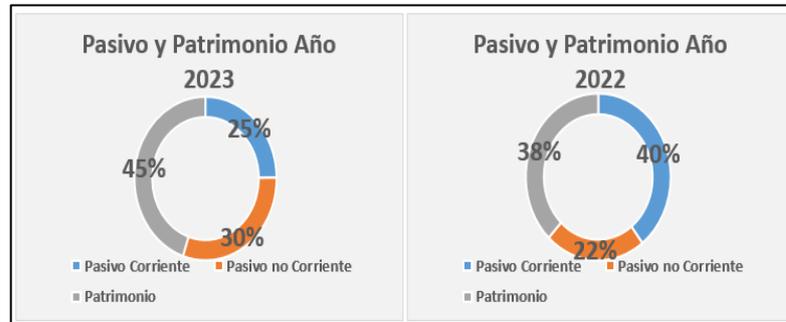
ACTIVOS	2023 (COP)	AV	2022 (COP)	AV	VAR %
Efectivo y equivalentes al efectivo de uso restringido	363.432.000	0	558.081.000	0	-35
Propiedades, planta y equipo	302.145.724.000	49	275.783.651.000	41	10
Activos intangibles distintos de la plusvalía	40.268.033.000	7	42.701.581.000	6	-6
Inversiones en asociadas	71.897.798.000	12	71.897.992.000	11	0
Activos por impuestos diferidos	1.133.156.000	0	1.214.957.000	0	-7
Total de activos no corrientes	415.808.143.000	67	392.156.262.000	58	6
Total de activos	616.013.572.000	100	674.541.655.000	100	-9

Fuente: Cargue Anual XBRL

Entre los años 2023 y 2022 el activo de la empresa decreció un 9% explicado principalmente por la disminución de las cuentas por cobrar a partes relacionadas en particular a la empresa Capitalizadora del Tolima en la cual, la empresa de ENERGÍA DE PEREIRA, liquida su participación quedando un saldo por cobrar el cual se le dio un tratamiento de dividendos, de esta forma en el año 2023 se cancelaron COP \$42.649 millones de estos valores adeudados, este valor se suma a otros como el pago de subsidios por parte del Ministerio de Minas y Energía COP \$2.791 millones, y la disminución de los inventarios como parte del proceso de liquidación del Consorcio Energético del Caribe que aportó COP \$9.705 millones. A pesar de que en el neto se observa una disminución de los activos de la empresa, se observa como otros rubros aumentaron conforme la operación, por ejemplo, el activo fijo de la empresa aumento COP \$26.362 millones producto de una mayor inversión en redes de distribución y subestaciones, de igual forma el efectivo presenta un aumento de COP \$8.909 millones producto de una política de caja de la compañía en la cual se debe mantener el 20% de las compras de energía en efectivo adicional a un porcentaje de la nómina, esto da como resultado un aumento del efectivo dado el aumento en ingresos y operación de la empresa entre los años 2022 y 2023.

En la Figura 4 se describe la composición del Pasivo y el Patrimonio de la ENERGÍA DE PEREIRA

**Figura 4 Pasivo y Patrimonio 2023 – 2022**



Fuente: Cargue Anual XBRL.

En la siguiente tabla 7 - se desglosan las principales cuentas del Pasivo y Patrimonio de la ENERGÍA DE PEREIRA

**Tabla 7 Estado de Situación Financiera Comparativo 2023-2022 (Pesos)**

ACTIVOS	2023 (COP)	AV	2022 (COP)	AV	VAR %
Efectivo y equivalentes al efectivo	54.582.339.000	9	45.673.338.000	7	20
Efectivo y equivalentes al efectivo de uso restringido corriente	15.517.254.000	3	8.868.958.000	1	75
Cuentas comerciales por cobrar corrientes por prestación de servicios públicos corrientes (Sin incluir subsidios ni actividades de aprovechamiento)	81.557.559.000	13	67.090.930.000	10	22
Cuentas comerciales por cobrar por subsidios corrientes	1.677.020.000	0	4.468.558.000	1	-62
Cuentas comerciales por cobrar corrientes del servicio público al Ministerio de Minas por concepto de subsidios	1.677.020.000	0	4.468.558.000	1	-62
Total cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	83.234.579.000	14	71.559.488.000	11	16
Cuentas comerciales por cobrar por venta de bienes corrientes	177.239.000	0	156.009.000	0	14
Cuentas por cobrar partes relacionadas y asociadas corrientes	24.551.344.000	4	75.430.081.000	11	-67
Otras cuentas por cobrar corrientes	15.195.519.000	2	28.830.682.000	4	-47
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	123.158.681.000	20	175.976.260.000	26	-30
Inventarios corrientes	9.984.761.000	2	19.690.661.000	3	-49
Activos por impuestos corrientes	6.680.272.000	1	34.406.462.000	5	-81
Otros activos no financieros corrientes	5.799.376.000	1	6.638.672.000	1	-13
Total de activos corrientes	200.205.429.000	33	282.385.393.000	42	-29
Efectivo y equivalentes al efectivo de uso restringido	363.432.000	0	558.081.000	0	-35
Propiedades, planta y equipo	302.145.724.000	49	275.783.651.000	41	10
Activos intangibles distintos de la plusvalía	40.268.033.000	7	42.701.581.000	6	-6
Inversiones en asociadas	71.897.798.000	12	71.897.992.000	11	0

ACTIVOS	2023 (COP)	AV	2022 (COP)	AV	VAR %
Activos por impuestos diferidos	1.133.156.000	0	1.214.957.000	0	-7
Total de activos no corrientes	415.808.143.000	67	392.156.262.000	58	6
Total de activos	616.013.572.000	100	674.541.655.000	100	-9

Fuente: Cargue Anual XBRL.

El pasivo disminuyó en un 19% motivado principalmente por las cuentas por pagar que en su rubro de Dividendos registró, para el año 2023 los dividendos por pagar del año 2022, de esta forma se cancelaron COP \$55.230 millones en el año 2023 por este concepto. De igual forma se observa como la empresa aumentó la duración de la deuda pasando su endeudamiento financiero del corto a largo plazo y aumentando su participación en el pasivo llegando al 39.5% con COP \$134.207 millones. El patrimonio presentó un aumento del 8% compensado inicialmente por la capitalización de las utilidades del periodo del año 2022, más allá del cambio en las reservas y utilidades acumuladas, no se observa una inyección de capital por parte de los socios que signifique un cambio en la estructura de la propiedad de la empresa.

A continuación, en la Tabla 8 se describen las principales cuentas del Estado de Resultados.

**Tabla 8 Estado de Resultados Comparativo 2023-2022 (Pesos)**

ESTADO DE RESULTADOS	2023	AV	2022	AV	VAR %
Ingresos de actividades ordinarias	614.360.075.000 COP	100%	556.362.625.000 COP	100%	10%
Costo de ventas	488.142.766.000 COP	79%	435.250.998.000 COP	78%	12%
Ganancia bruta	126.217.309.000 COP	21%	121.111.627.000 COP	22%	4%
Otros ingresos	4.134.081.000 COP	1%	1.423.876.000 COP	0%	190%
Gastos de administración	26.735.240.000 COP	4%	20.658.136.000 COP	4%	29%
Otros gastos	1.033.965.000 COP	0%	2.160.731.000 COP	0%	-52%
Ingresos financieros	1.749.112.000 COP	0%	837.759.000 COP	0%	109%
Costos financieros	24.606.780.000 COP	4%	14.625.862.000 COP	3%	68%
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	79.724.517.000 COP	13%	85.928.533.000 COP	15%	-7%
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias corriente	25.778.233.000 COP	4%	32.385.089.000 COP	6%	-20%
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias diferido	1.523.349.000 COP	0%	416.019.000 COP	0%	266%
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	52.422.935.000 COP	9%	53.127.425.000 COP	10%	-1%
Ganancia (pérdida)	52.422.935.000 COP	9%	53.127.425.000 COP	10%	-1%

Fuente: Cargue Anual XBRL

ENERGÍA DE PEREIRA registró un aumento del 10% en sus ingresos operacionales, sin embargo, este aumento no se transmitió en línea recta a la utilidad operacional debido a un

mayor costo en la compra de energía que creció un 29% versus un aumento en la comercialización de energía del 13%, esto producto entre otros factores de un mayor precio en bolsa comparado con el año 2022 -. La utilidad operacional estuvo afectada por un menor margen bruto y por un aumento en los gastos administrativos del 29% explicado en un 67% por el aumento del rubro de sueldos y salarios. Por último, el rubro de gastos financieros se incrementa en un 68% producto de las mayores tasas de referencia en los créditos tomados de la empresa, de esta forma la utilidad de la empresa se mantuvo casi constante con un esfuerzo operacional mayor.

### 5.2.3. Flujo de Efectivo

En la Tabla 9 se describe el flujo de efectivo reportado por la empresa para el periodo 2023.

**Tabla 9** *Flujo de Efectivo Método Indirecto años 2023 y 2022*

FLUJO DE EFECTIVO	2023
Ganancia (pérdida)	52.422.935.000 COP
Ajustes por gasto por impuestos a las ganancias	27.301.582.000 COP
Ajustes por disminuciones (incrementos) en los inventarios	9.705.900.000 COP
Ajustes por la disminución (incremento) de cuentas por cobrar de origen comercial	-11.364.001.000 COP
Ajustes por disminuciones (incrementos) en otras cuentas por cobrar derivadas de las actividades de operación	65.902.557.000 COP
Ajustes por el incremento (disminución) de cuentas por pagar de origen comercial	24.524.511.000 COP
Ajustes por incrementos (disminuciones) en otras cuentas por pagar derivadas de las actividades de operación	-59.392.279.000 COP
Ajustes por gastos de depreciación y amortización	16.859.213.000 COP
Ajustes por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-332.320.000 COP
Ajustes por provisiones	381.738.000 COP
Otros ajustes por partidas distintas al efectivo	-2.700.385.000 COP
Ajustes por pérdidas (ganancias) por la disposición de activos no corrientes	584.623.000 COP
Total ajustes para conciliar la ganancia (pérdida)	71.471.139.000 COP
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	123.894.074.000 COP
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	194.000 COP
Compras de propiedades, planta y equipo	40.622.063.000 COP
Compras de activos intangibles	750.297.000 COP
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-41.372.166.000 COP
Importes procedentes de préstamos	139.485.522.000 COP
Reembolsos de préstamos	132.800.548.000 COP
Dividendos pagados	80.297.881.000 COP
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-73.612.907.000 COP
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	8.909.001.000 COP
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	8.909.001.000 COP
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	45.673.338.000 COP

FLUJO DE EFECTIVO		2023
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo		54.582.339.000 COP

Fuente: Cargue Anual XBRL.

El flujo de efectivo muestra como la actividad operacional genera COP \$123.894 millones de los cuales el 42% corresponde a la ganancia de la empresa, estos ingresos generados representaron inversiones netas por COP \$40.622 millones en el activo fijo y pago de dividendos por COP \$80.297 millones, mientras que el endeudamiento financiero reporto COP \$6.684 millones en ingresos, cifras que generaron COP \$8.909 millones netos en la actividad.

#### 5.2.4. Informe Revisoría Fiscal

La firma de auditoria JAHV McGregor S.A.S., en su opinión como revisor fiscal para el año 2023, emite el siguiente concepto:

*“En nuestra opinión, los estados financieros separados, presentan fielmente en todos los aspectos materiales, la situación financiera de la EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP a 31 de diciembre de 2023, de conformidad con el anexo No. 2 del Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015 y sus modificatorios, que incorporan las Normas Internacionales de Información Financiera.*

*Los estados financieros terminados en 31 de diciembre de 2022 fueron auditados por mí y en opinión del 15 de febrero de 2023, emití una opinión favorable o no modificada”.*

En el apartado referente al cumplimiento legal y normativo, la firma realiza la siguiente mención:

*“En mi opinión, la entidad ha dado cumplimiento a las leyes y regulaciones aplicables, así como a las disposiciones estatutarias, de la asamblea de accionistas y de la junta directiva, en todos los aspectos importantes”.*

#### 5.2.5. Flujo de Caja

Siguiendo las Resoluciones CREG 072 de 2002 y 034 de 2004, se presentan los valores con los cuales se define el flujo de caja de la empresa ENERGÍA DE PEREIRA en la Tabla 10

**Tabla 10** Flujo de Caja Comparativo 2023-2022 (Pesos)

CONCEPTO	AÑO 2023	AÑO 2022	VAR %
EBITDA	\$ 129.935.238.000	\$ 119.156.579.000	9%
VAR. OPEX	-\$ 11.841.543.000	-\$ 92.973.594.000	-87%
VAR. CAPEX	\$ 26.362.073.000	\$ 22.553.724.000	17%
FLUJO DE CAJA	\$ 115.414.708.000	\$ 189.576.449.000	-39%

Fuente: Cargue Anual XBRL.

El Ebitda estimado de la empresa crece un 9% motivado principalmente por el crecimiento de los ingresos operacionales y por ende la ganancia bruta la cual creció 4.2% aportando COP \$5.105 millones más al resultado. De igual forma se observó un mayor gasto en impuestos pasando de COP \$7.821 millones en 2022 a COP \$12.406 millones que, junto a mayores gastos en depreciación y amortización imputados al periodo, formaron el Ebitda estimado. Es de resaltar que en los dos últimos periodos el OPEX ha generado recursos a la empresa, este resultado se explica por el pago de las transacciones con partes relacionadas tanto en el pasivo como en el activo de corto plazo, esto ha generado recursos adicionales a la empresa junto a los impuestos corrientes para el último periodo.

El flujo de caja es un dato relevante de cara al endeudamiento de la empresa. A continuación, se presenta en la **Tabla 11** el flujo del servicio de la deuda proyectado:

**Tabla 11** Servicio de la deuda 2024-2028 (millones)

Servicio de la deuda	2024	2025	2026	2027	2028
Capital	\$ 13.204	\$ 13.425	\$ 22.212	\$ 37.927	\$ 42.138
Interés	\$ 23.474	\$ 29.538	\$ 26.662	\$ 23.275	\$ 23.774
Total	\$ 36.678	\$ 42.963	\$ 48.874	\$ 61.202	\$ 65.912

Fuente: Empresa de Energía del Pereira S.A. ESP

Teniendo en cuenta el servicio de la deuda, suponiendo un comportamiento constante del Ebitda, conforme pasan los años el servicio de la deuda se vuelve más oneroso al compararlo con el Ebitda, esta relación pasa de 3.5 veces en el año 2024 a 1.9 veces en el año 2028. La relación para el año 2028 no representa un riesgo crítico en la situación financiera de la empresa, sin embargo, se debe mantener un Ebitda en niveles actuales para lograr este resultado, en un escenario de caída del Ebitda en 50% la empresa dejaría de generar la suficiente caja para soportar el servicio de la deuda en el año 2028, de igual forma se

necesitaría un crecimiento superior al 269% de la tasa de interés (IBR) para generar un escenario de estrés entre la generación de caja y el servicio de la deuda (tomando como referencia tasa IBR nominal 16 de octubre de 2024 publicada por el Banco de la República), escenarios que inicialmente se consideran poco probables dadas las dinámicas de comportamiento operacional de la empresa en los últimos años y el comportamiento histórico de la tasa de interés de referencia bancaria.

### 5.2.6. Flujo de Caja Projectado

La empresa ENERGÍA DE PEREIRA presenta la proyección del flujo de caja hasta el año 2025, flujo que se comparte en la **Figura 5** *Proyección Flujo de Caja (Miles de Pesos)*

**Figura 5** *Proyección Flujo de Caja (Miles de Pesos)*

<b>Flujo de Efectivo</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	
<b>Utilidad Neta</b>	<b>40.144</b>	<b>43.712</b>	
Depreciacion PPE	21.385	26.083	
Provision Renta	26.930	23.537	
<b>Generacion Recursos (sin Intereses)</b>	<b>88.459</b>	<b>93.332</b>	
Capital de Trabajo	-28.379	-31.188	
Activos LP y Otros Prestamos	-3.037	-2.058	
Participacion y Ps LP	0	3.853	
<b>Neto GIF</b>	<b>57.044</b>	<b>63.938</b>	
<b>Flujo de Inversiones</b>	<b>-56.835</b>	<b>-79.073</b>	
Capex 015	-39.746	-36.002	
Otras Inversiones	-17.089	-43.072	
<b>Flujo de Financiacion</b>	<b>-28.759</b>	<b>18.541</b>	
Obligaciones financieras	44.642	38.613	
Dividendos	-73.401	-20.072	
<b>Efectivo Generado En el Periodo</b>	<b>-28.549</b>	<b>3.406</b>	
Saldo Inicial	54.946	26.396	
<b>Saldo Final</b>	<b>26.396</b>	<b>29.802</b>	
<b>Plan de Inversiones</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>Var %</b>
<b>Inversión Py</b>	<b>56.835</b>	<b>79.073</b>	<b>39,1%</b>
CREG 015	39.746	36.002	-9,4%
Otras Inversiones	17.089	43.072	152,0%
<b>Costos y Gastos</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>	<b>Var %</b>
Energía	404.194	374.253	-7,4%
Nómina	36.584	39.421	7,8%
Matenimientos	6.200	6.557	5,8%

(\$) Millones

Fuente: Empresa de Energía del Pereira S.A. ESP

De con la proyección del flujo de efectivo de la empresa, se observa una generación positiva para los años 2024 y 2025. En el flujo se observa las inversiones en Capex de la empresa que se estiman en COP \$135.908 millones siendo la inversión más representativa la repotenciación de la planta Belmonte estimada en COP \$25.000 millones. -

### 5.2.7. Cartera

La cartera de la empresa ENERGÍA DE PEREIRA se presenta en la Tabla 12:

**Tabla 12 Cuentas Comerciales por Cobrar (millones)**

Cartera	Al día	90	180	360	>360	Total	Var
2022	\$ 68.816	\$ 1.131	\$ 524	\$ 681	\$ 8.067	\$ 79.219	
2023	\$ 81.717	\$ 820	\$ 294	\$ 527	\$ 7.829	\$ 91.187	15%
II-2024	\$ 71.901	\$ 15.361	\$ 402	\$ 580	\$ 8.090	\$ 96.335	6%

Fuente: Cargue Anual XBRL.

Para el año 2023, la empresa presenta un aumento de la cartera del 15% acorde con el crecimiento de los ingresos operacionales que fue del 10%, el cambio más representativo se observa en la edad de la cartera, por ejemplo, la cartera hasta 90 días pasó de representar el 88% del total de la cartera en el año 2022 al 91% en el año 2023 disminuyendo la cartera de mayor edad. Sin Embargo, para el corte de junio de 2024 la cartera a 90 días sufre un aumento drástico al pasar de representar el 1% al 16%, cifra que inicialmente no afecta todo el comportamiento de la cartera y mantiene los días de rotación entre 51 y 56 días para el periodo de análisis. Este resultado se puede reforzar con la participación del recaudo de la empresa la cual se encuentra entre un 89% y 98% teniendo como media un 93% de acuerdo con la información cargada en el formato FC1 – Facturación y Recaudo en el SUI.

### 5.2.8. Exposición a Bolsa

La empresa compartió en la **Tabla 13** su exposición a bolsa para el periodo comprendido entre el año 2022 y agosto de 2024. Las cifras compartidas por la empresa son las siguientes:

**Tabla 13 Exposición a Bolsa**

Mes	Compras en Bolsa (Kwh)	Contratos (Kwh)	Exposición a Bolsa	Compras en Bolsa \$	Contratos \$	Exposición a Bolsa	Precio en Bolsa - Cierre mes
ene-22	20.940.035	68.096.353	23,52%	\$ 60.812.367	-\$ 148.724.989	-69,17%	\$ 523

Mes	Compras en Bolsa (Kwh)	Contratos (Kwh)	Exposición a Bolsa	Compras en Bolsa \$	Contratos \$	Exposición a Bolsa	Precio en Bolsa - Cierre mes
feb-22	12.862.595	67.474.968	16,01%	\$ 6.398.516.960	\$ 8.052.023.006	44,28%	\$ 266
mar-22	24.967.154	61.921.402	28,73%	\$ 5.125.547.282	\$ 10.073.252.697	33,72%	\$ 282
abr-22	12.859.117	67.681.184	15,97%	\$ 5.854.870.202	\$ 11.097.761.031	34,54%	\$ 98
may-22	12.981.185	65.186.228	16,61%	\$ 1.976.782.091	\$ 13.774.724.022	12,55%	\$ 96
jun-22	3.101.543	72.233.996	4,12%	\$ 1.384.217.449	\$ 14.575.252.876	8,67%	\$ 104
jul-22	4.791.386	74.004.106	6,08%	\$ 337.793.942	\$ 16.136.165.993	2,05%	\$ 106
ago-22	4.757.240	75.617.804	5,92%	\$ 540.757.621	\$ 17.336.288.727	3,02%	\$ 337
sep-22	2.312.288	75.896.105	2,96%	\$ 732.081.995	\$ 17.359.335.893	4,05%	\$ 229
oct-22	3.438.349	76.542.140	4,30%	\$ 642.929.951	\$ 17.068.495.246	3,63%	\$ 196
nov-22	6.344.477	73.397.433	7,96%	\$ 1.189.982.909	\$ 17.028.004.031	6,53%	\$ 316
<b>dic-22</b>	<b>12.852.003</b>	<b>76.046.325</b>	<b>14,46%</b>	<b>\$ 5.581.428.358</b>	<b>\$ 31.579.926.881</b>	<b>15,02%</b>	\$ 523
ene-23	12.472.217	83.946.819	12,94%	\$ 347.694	-\$ 26.809.174	-1,31%	\$ 680
feb-23	13.252.100	79.937.694	14,22%	\$ 4.729.839.708	\$ 16.159.952.697	22,64%	\$ 379

Mes	Compras en Bolsa (Kwh)	Contratos (Kwh)	Exposición a Bolsa	Compras en Bolsa \$	Contratos \$	Exposición a Bolsa	Precio en Bolsa - Cierre mes
mar-23	14.888.737	83.610.747	15,12%	\$ 7.306.251.303	\$ 15.158.024.593	32,52%	\$ 167
abr-23	12.468.027	74.903.985	14,27%	\$ 4.876.719.045	\$ 16.241.991.857	23,09%	\$ 195
may-23	14.903.996	68.848.924	17,80%	\$ 3.017.891.508	\$ 15.443.216.689	16,35%	\$ 365
jun-23	13.392.529	74.849.233	15,18%	\$ 8.829.786.319	\$ 16.046.149.017	35,50%	\$ 519
jul-23	12.887.693	79.683.304	13,92%	\$ 6.473.584.213	\$ 16.287.401.447	28,44%	\$ 510
ago-23	13.514.733	81.619.467	14,21%	\$ 7.100.198.032	\$ 17.900.478.064	28,40%	\$ 806
sep-23	12.388.718	79.865.116	13,43%	\$ 7.813.463.568	\$ 17.802.878.021	30,50%	\$ 1.018
oct-23	11.574.171	80.069.778	12,63%	\$ 10.165.327.511	\$ 21.374.921.055	32,23%	\$ 471
nov-23	13.975.703	72.891.471	16,09%	\$ 11.389.255.984	\$ 17.836.292.800	38,97%	\$ 665
<b>dic-23</b>	<b>15.603.053</b>	<b>87.218.939</b>	<b>15,17%</b>	<b>\$ 18.831.613.619</b>	<b>\$ 32.917.527.800</b>	<b>36,39%</b>	\$ 183
ene-24	12.345.068	93.993.545	11,61%	\$ 11.754	-\$ 2	100,02%	\$ 641
feb-24	14.520.454	83.332.061	14,84%	\$ 7.013.851.157	\$ 18.073.721.599	27,96%	\$ 496
mar-24	15.458.170	80.657.211	16,08%	\$ 8.429.853.566	\$ 16.830.186.758	33,37%	\$ 713

Mes	Compras en Bolsa (Kwh)	Contratos (Kwh)	Exposición a Bolsa	Compras en Bolsa \$	Contratos \$	Exposición a Bolsa	Precio en Bolsa - Cierre mes
abr-24	13.989.653	77.909.844	15,22%	\$ 9.616.432.134	\$ 17.676.132.494	35,23%	\$ 136
may-24	9.341.529	76.415.837	10,89%	\$ 10.924.458.418	\$ 17.101.650.937	38,98%	\$ 237
jun-24	4.133.984	84.319.089	4,67%	\$ 3.044.133.189	\$ 18.620.855.516	14,05%	\$ 115
jul-24	2.357.672	92.553.456	2,48%	\$ 1.222.913.193	\$ 19.324.547.027	5,95%	\$ 394
<b>ago-24</b>	<b>5.017.251</b>	<b>90.604.436</b>	<b>5,25%</b>	<b>\$ 821.734.403</b>	<b>\$ 21.976.813.589</b>	<b>3,60%</b>	<b>\$ 512</b>

**Fuente:** Empresa de Energía de Pereira S.A. ESP

La política de la empresa es tener una exposición a bolsa máxima del 20% medido en la cantidad de energía demandada. De esta forma, la empresa en varios meses no cumple con este criterio, sin embargo, al consolidar cada uno de los periodos anuales se observa para el año 2022 una exposición promedio ponderada del 12.5%, para el año 2023 del 14.5% y para el corte de agosto de 2024 promedia el 10.2%. Al revisar este valor con la cantidad de dinero que costo la energía se observa que la exposición a bolsa promedio ponderada medido en pesos para el año 2022 es de 14.6% siendo levemente superior a la estimada a través de la demanda de energía (kWh), para el año 2023 este valor se calculó en 30.8% siendo superior al registrado en kilovatios en más de diez puntos porcentuales, esto se explica por un precio promedio del kilovatio en bolsa muy superior al precio promedio de los contratos bilaterales, igual caso se presenta en lo corrido del año 2024. Estas diferencias motivadas por un precio de la energía en bolsa alto, son producto de un fenómeno del niño inusual, hacen que la empresa se vea afectada en sus resultados operacionales, como se anotó en el estado de resultados, al presentar un margen bruto menor al esperado en condiciones climáticas mejores o una exposición a bolsa menor.

### **5.2.9. Tópico AEGR**

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

*“... la AEGR establece que la Empresa de ENERGÍA DE PEREIRA S.A E.S.P. cuenta con el recurso para la prestación del servicio en el corto, mediano y largo plazo, razón por la cual no se generan alertas en cuanto a la actividad de generación, distribuidor y comercializador...”.*

El informe se complementa con la siguiente opinión del AEGR:

*“Teniendo en cuenta las proyecciones realizadas por la Empresa de ENERGÍA DE PEREIRA S.A E.S.P. la Auditoría Externa de Gestión y Resultados evidencia un comportamiento financiero adecuado, logrando de esta manera garantizar la prestación del servicio de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica; de igual manera, el mercado de Cartago aporta con los resultados obtenidos para el periodo 2023 en la consecución de los objetivos y metas aunado al esfuerzo de cada una de las áreas por el desarrollo e innovación en proyectos que permitan el uso de energías renovables”.*

Al final del documento el AEGR señala:

*“El análisis realizado de manera anterior y aunado a la problemática que viene atravesando el sector energético en el país, solo se permite a la AEGR realizar proyecciones en el CORTO Y MEDIANO PLAZO, estableciendo de esta manera que la Empresa de ENERGÍA DE PEREIRA S.A E.S.P. no proyecta afectación sobre la prestación del servicio para este periodo; no obstante, se hace necesario que desde la AEGR se realice un seguimiento periódico que permitan identificar de manera oportuna cualquier factor de riesgo que pueda afectar la prestación del servicio” (SIC).*

### **5.3. Aspectos Comerciales**

Según la información reportada en el SUI, en promedio para el 2023, ENERGÍA DE PEREIRA registró la atención de 251.448 usuarios, distribuidos principalmente en los mercados de

comercialización Pereira y Cartago donde el prestador funge como comercializador incumbente (la empresa tiene presencia en otros mercados).

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

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

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

Estrato	MERCADO PEREIRA		MERCADO CARTAGO		OTROS MERCADOS	
	2022	2023	2022	2023	2022	2023
Estrato 1	27.827	29.013	5.655	5.655	0	0
Estrato 2	54.612	54.634	14.847	15.066	7	0
Estrato 3	32.111	32.780	16.791	17.254	0	0
Estrato 4	31.128	32.257	5.167	5.420	0	0
Estrato 5	17.035	17.505	1.215	1.218	0	0
Estrato 6	12.469	13.060	150	163	0	0
Industrial	1.197	1.252	440	448	30	35
Comercial	18.573	19.005	4.182	4.302	16	35
Oficial	757	759	192	192	3	3
Provisional	1.183	1.231	130	161	0	0
Alumbrado P	1.050	1.050	1.864	1.864	2.263	1.975
Total	198.756	203.360	49.819	50.929	2.319	2.048

**Fuente:** Elaboración propia datos SUI formato TC1 (21/10/2024) - ESP

Entendiendo que el campo de Alumbrado Público y los usuarios «CALP» se utilizan para equiparar los datos que el prestador incluye en el escrito «Pronunciamento, objeciones, observaciones y/o aclaraciones al traslado del Informe de Evaluación Integral 2023», fechado el 28 de noviembre de 2024 y remitido a la SSPD. Dado que el análisis realizado por esta dirección en un inicio no contiene cambios y no se tendrá en cuenta este campo, iniciamos el análisis para los usuarios al mes de diciembre de las vigencias 2022 y 2023 , se ha registrado un aumento de 5.731 usuarios con corte a diciembre, pertenecientes a los estratos y usos que

se muestran en la Tabla 14 equivalente a un incremento del 2,33%. Este crecimiento se observa principalmente en los estratos: 4, con un aumento total de 1.382 usuarios, seguido del estrato 1 con un incremento de 1.186 usuarios y del estrato 3, con un incremento de 1.132 usuarios; a su turno, los estratos 5 y 6, presentaron incrementos de: 473 y 604 suscriptores respectivamente, representando un incremento acumulado del 13,24% respecto al año anterior.

En el uso no residencial, el mayor incremento se presenta en el sector “Comercial” con un incremento de 571 suscriptores equivalente a 2,51%, seguidos del sector “Industrial” que presenta un incremento de 68 suscriptores representado porcentualmente en 4,08%.

El mercado más representativo para el prestador ENERGÍA DE PEREIRA corresponde al mercado de “Pereira”, con el 80% de suscriptores equivalente a 201.496 usuarios para la vigencia 2023, según lo reportado en el SUI. Este a su turno, presenta una variación positiva del 2% entre las vigencias 2022 a 2023, lo que constituye un incremento de 4.604 usuarios.

En lo que respecta a la mayor representatividad para los estratos residenciales, se puede establecer que el 30,4% del total de usuarios residenciales pertenecen al estrato 2, seguido del estrato 3 y el estrato 4 con 18,3% y 18,0% respectivamente.

En cuanto a los usos no residenciales, la mayor representatividad de este segmento se encuentra en el uso comercial con el 85% de usuarios pertenecientes a este uso.

Ahora bien, para el mercado de “Cartago”, se cuenta con una variación del 2% entre las vigencias 2022 a 2023, lo que representa un incremento de 1.110 usuarios, siendo el único estrato que no presentó incremento alguno, el estrato 1, dado que se mantuvo con 5.655 usuarios.

Para la distribución entre estratos y usos, se observa una distribución similar a la presentada en el mercado de “Pereira”, siendo mayor el número de usuarios pertenecientes a los estratos residenciales con 44.776 usuarios de los cuales el estrato 3 cuenta con mayor número de usuarios con el 38,5%, seguido del estrato 2 con 33,6%.

Respecto a los usuarios no residenciales, se identifica el uso comercial como el más representativo con el 76,1%.

De lo analizado anteriormente, se puede indicar que, gracias a la distribución de los usuarios atendidos por el prestador en los estratos socioeconómicos, para los mercados “Pereira” y “Cartago”», en calidad de comercializador incumbente, permite, en cuanto al balance del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso (FSSRI), gestionar valores inferiores de giros recibidos de otros prestadores no incumbentes o recursos de la nación con ocasión de lograr el equilibrio del Fondo, considerando que la mayoría de los usuarios atendidos se encuentran en los estratos 2, 3 y 4, seguido de usuarios contribuyentes no residenciales pertenecientes principalmente a los usos Comercial e Industrial, lo que se traduce en una menor dependencia de recursos del fondo y una mayor autogestión en aras de establecer el equilibrio para el pago de subsidios a partir de las contribuciones percibidas.

Finalmente, lo definido como “Otros Mercados”, de conformidad a la segmentación relacionada en el presente informe para el análisis de datos, contempla los mercados de: CALDAS, BOGOTÁ, AIR-E, CARIBEMAR, HUILA, META, QUINDÍO, CELSIA VALLE, CASANARE y ANTIOQUIA los cuales se encuentran detallados en la Tabla 15. Estos mercados se caracterizan por usuarios no residenciales, siendo los usos más representativos de Industrial y Comercial con 35 usuarios cada uno, a cierre de diciembre de 2023.

Llama la atención los usuarios residenciales pertenecientes al estrato 2, que de conformidad al reporte de información fueron atendidos para el 2022, y para el 2023, ya no se encuentran identificados dentro del reporte del prestador para este segmento.

**Tabla 15.** Total, de usuarios por mercado a diciembre 2023.

ID mercado	Mercado	Total usuarios
163	PEREIRA	201.104
168	CARTAGO	49.801
162	CALDAS	40
176	BOGOTA	14
444	AIR-E	8
443	CARIBE MAR	5

ID mercado	Mercado	Total usuarios
175	META	2
164	QUINDIO	1
170	HUILA	1
561	CELSIA VALLE DEL CAUCA	1
703	CASANARE	1
704	ANTIOQUIA	1

**Fuente:** Elaboración propia datos SUI - ESP

Así mismo, la empresa reporta para los meses de diciembre de 2022 y 2023, la siguiente información en la Tabla 16 en cuanto a usuarios regulados y no regulados:

**Tabla 16.** *Usuarios regulados y no regulados diciembre 2022-2023.*

Tipo Tarifa	Pereira		Cartago		Otros mercados	
	Usuarios diciembre 2022	Usuarios diciembre 2023	Usuarios diciembre 2022	Usuarios diciembre 2023	Usuarios diciembre 2022	Usuarios diciembre 2023
Regulado	196.384	201.021	48.691	49.780	25	32
No Regulado	78	83	22	21	26	42
No reportado en TC2	2294	2256	1106	1128	2268	1974

**Fuente:** Elaboración propia datos SUI formato TC1-TC2 (21/10/2024)- ESP.

Teniendo en cuenta los comentarios que el prestador presenta en el documento titulado «Pronunciamiento, objeciones, observaciones y/o aclaraciones al traslado del Informe de Evaluación Integral 2023», fechado el 28 de noviembre de 2024 y remitido a la SSPD, se incluyen a los usuarios “CALP” y de Alumbrado Público.

Asimismo, el campo “No reportado en TC2” hace referencia a todos los usuarios que figuran en el inventario de usuarios del formato TC1: Inventario de Usuarios, pero que no tienen una factura correspondiente en el formato TC2 para dicho periodo. Esto implica que estos usuarios no contienen información en TC2 y, por lo tanto, no pueden ser clasificados como Usuarios Regulados o No Regulados.

De este modo, se consideran las observaciones del prestador y se procede al análisis de los usuarios correspondientes al mes de diciembre para las vigencias 2022 y 2023.

. Al analizar el campo “Tipo Tarifa” para usuarios Regulados y no Regulados, se muestra un incremento en los tipos de usuarios de 2,36% y 6,41% respectivamente sobre el total de usuarios atendidos respecto a las vigencias 2022 y 2023 en el mercado Pereira.

Como se puede apreciar los suscriptores de Tipo Usuario “No Regulado”, corresponden a otros mercados, se tiene un incremento de 28% para usuarios Regulados y un incremento de 61,54% para usuarios no regulados, agregando a lo anterior este análisis excluye a los usuarios que para ese periodo no tienen una tipificación de tipo tarifa ya que presuntamente no se encuentran en el formato TC2 Facturación a usuarios.

Adicionalmente, los datos reportados a través de los formatos TC1 y TC2 presentan una diferencia al tomar de referencia el periodo del mes de diciembre de las mencionadas vigencias, puesto que se presentan usuarios registrados en el formato TC1, sin embargo, al consultar esta misma periodicidad no registran estos usuarios en el formato TC2.

Esta discrepancia, presuntamente, se genera porque algunos usuarios no registran facturación en el formato TC2 para el periodo en mención; teniendo en cuenta lo anterior, no fue posible clasificar estos usuarios por tipo de usuarios en las categorías de regulados o no regulados, ya que carecen de la codificación en el formato TC2.

Por lo anterior, se requiere que el prestador se pronuncie sobre esta presunta diferencia de información y aclare su origen.

A continuación, en la Tabla 17 se detallan los usuarios atendidos por estrato y en qué municipio se encuentran con cierre a diciembre 2023:

**Tabla 17. Detalle de usuarios por municipio y estrato diciembre 2023.**

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Comercia l	Indus trial	Oficial	Provisi onal	Total General
<b>ANTIOQUIA</b>											
<b>MEDELLÍN</b>	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
<b>ATLÁNTICO</b>											
<b>BARRANQUILLA</b>	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	2
<b>PUERTO COLOMBIA</b>	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Comercia I	Indus trial	Oficial	Provisi onal	Total General
<b>BOGOTÁ, D.C.</b>											
BOGOTA, D.C.	0	0	0	0	0	0	7	3	0	0	10
<b>BOLÍVAR</b>											
CARTAGENA DE INDIAS	0	0	0	0	0	0	3	0	0	0	3
<b>CALDAS</b>											
MANIZALES	0	0	0	0	0	0	7	1	0	0	8
NEIRA	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
<b>CASANARE</b>											
YOPAL	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
<b>CESAR</b>											
VALLEDUPAR	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
<b>CÓRDOBA</b>											
MONTERIA	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
<b>CUNDINAMARCA</b>											
COGUA	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
GACHANCIPA	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
MOSQUERA	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
RICOURTE	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
TOCANCIPA	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
<b>HUILA</b>											
NEIVA	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2
<b>MAGDALENA</b>											
SANTA MARTA	0	0	0	0	0	0	1	4	0	0	5
<b>META</b>											
PUERTO LOPEZ	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
VILLAVICENCIO	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
<b>QUINDÍO</b>											
FILANDIA	37	144	6	1	0	0	10	0	0	1	199
<b>RISARALDA</b>											
BALBOA	0	3	0	2	0	8	0	4	0	1	18
BELEN DE UMBRIA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DOSQUEBRADAS	1.620	351	2.241	1.514	7	3	316	153	12	38	6.255
LA VIRGINIA	0	4	0	0	0	0	1	5	1	1	12
MARSELLA	65	297	13	5	0	0	9	2	6	1	398
PEREIRA	28.093	54.353	30.539	30.722	17.500	13.081	18.713	1.134	745	1.194	196.074
SANTA ROSA DE CABAL	44	446	19	12	1	1	8	5	6	6	548
<b>VALLE DEL CAUCA</b>											
ALCALA	0	12	0	1	0	0	2	0	0	0	15
ANSERMANUEVO	16	0	0	1	0	0	3	2	1	0	23

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Comercia I	Indus trial	Oficial	Provisi onal	Total General
<b>BUENAVENTURA</b>	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	<b>1</b>
<b>CARTAGO</b>	4.712	14.090	17.215	5.417	1.212	123	4.248	365	182	150	<b>47.714</b>
<b>OBANDO</b>	81	0	1	2	3	7	4	48	1	0	<b>147</b>
<b>YUMBO</b>	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	<b>1</b>

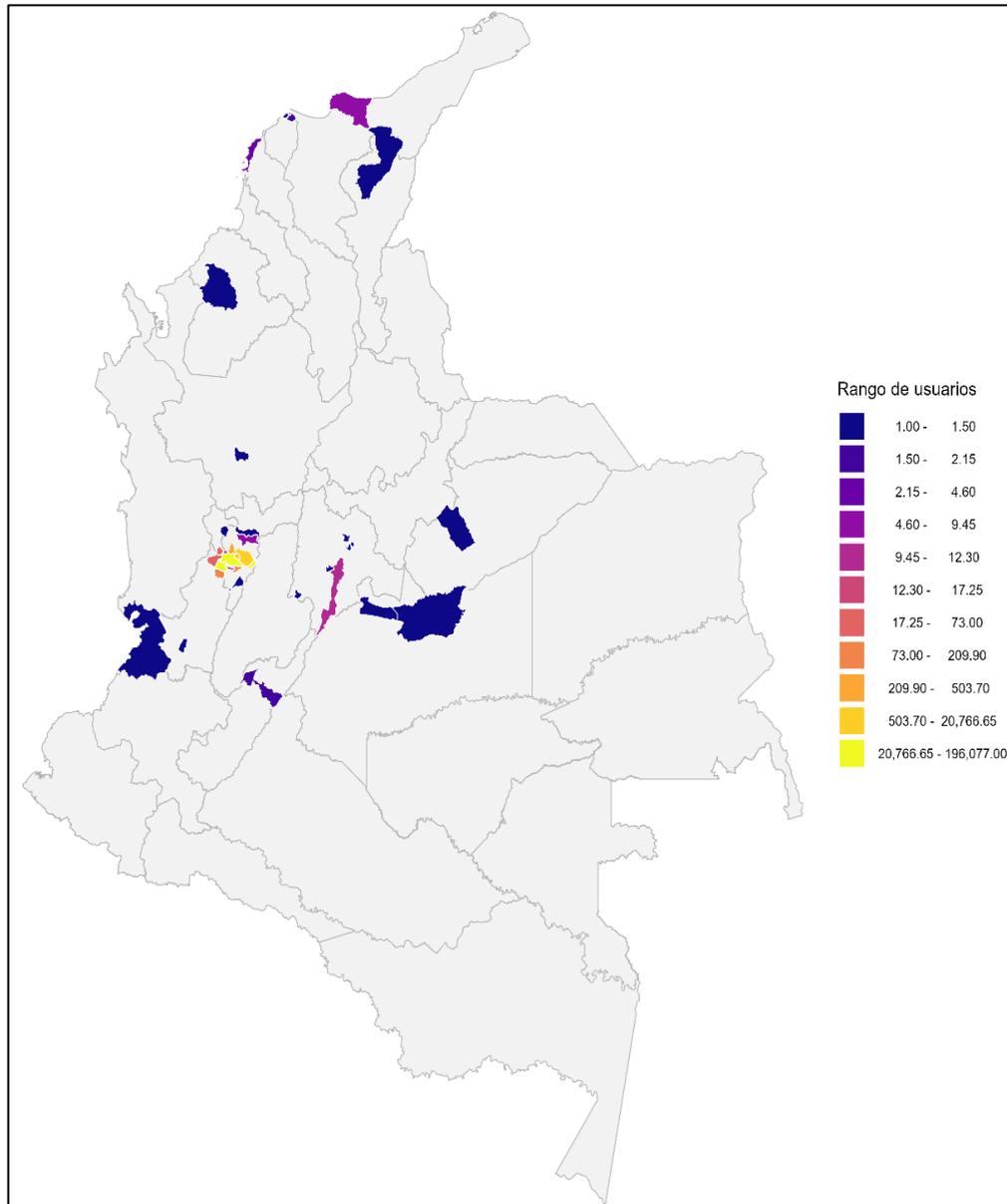
**Fuente:** Elaboración propia datos SUI (21/10/2024) – ESP.

Como se puede observar en la Tabla 17, la mayoría de los usuarios de la empresa son residenciales, representando el 89% del total atendido. Por otro lado, se observaron diferencias en el número de suscriptores en estratos residenciales y no residenciales sujetos a subsidio o contribución, conforme a la información recibida durante el desarrollo de la evaluación integral y la reportada en el SUI. Esta situación deberá ser revisada por el prestador, contrastando lo reportado en el formato **TC1. Inventario de usuarios.**

A continuación, se muestra en la Figura 6 la ubicación y distribución de los usuarios en los mercados atendidos por el prestador a nivel nacional en la vigencia 2023 conforme a lo reportado en SUI.

En la Figura 6 se observa la ubicación de los municipios de forma gráfica donde ENERGÍA DE PEREIRA, presta el servicio de energía eléctrica para los departamentos Antioquia, el Distrito Capital, Caldas, Cesar, Cundinamarca, Huila. Meta, Risaralda y Valle del Cauca, conforme con lo reportado por el prestador en el SUI.

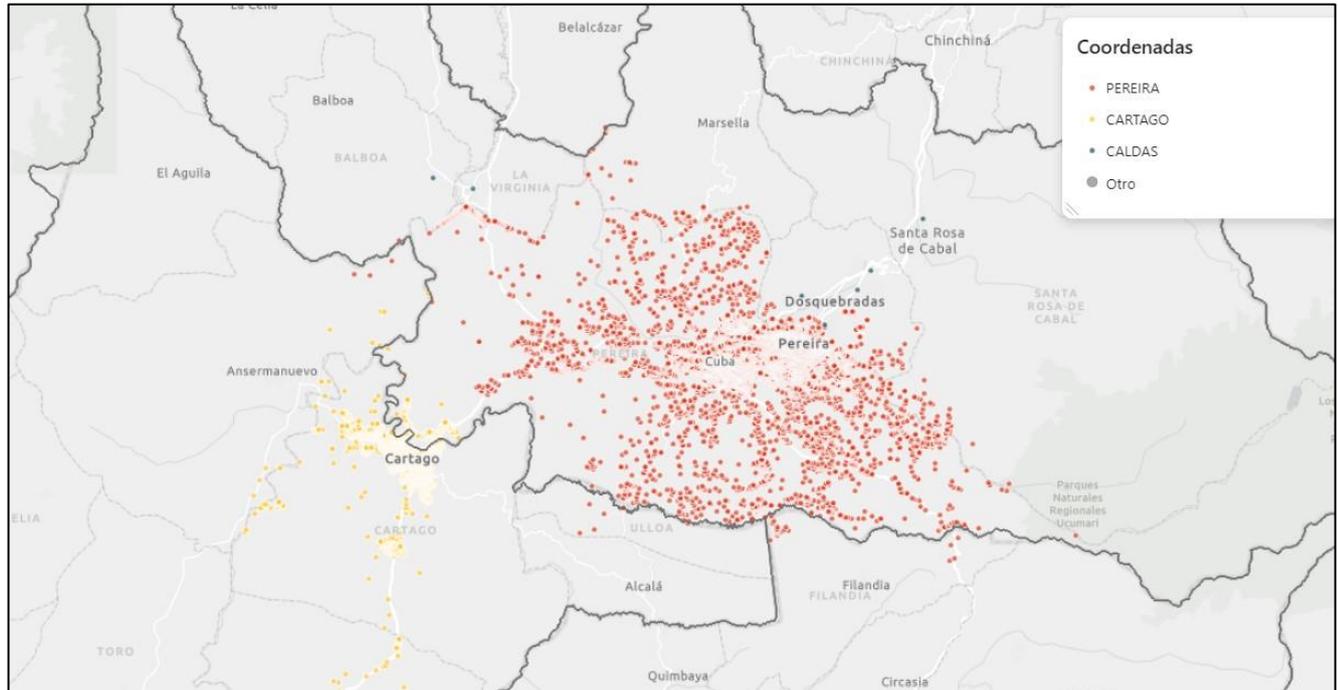
**Figura 6. Área de Prestación atendida por ENERGÍA DE PEREIRA, 2023**



**Fuente:** Elaboración propia datos SUI – ESP.

Adicionalmente, se encuentra la participación del prestador en doce (12) mercados conforme a la distribución reportada en el SUI en los formatos TC2, S1 y TC1. En los que se puede vislumbrar de conformidad con la Figura 7, la dispersión y concentración de los usuarios atendidos.

**Figura 7.** Representación gráfica de los principales mercados atendidos por ENERGÍA DE PEREIRA 2023.

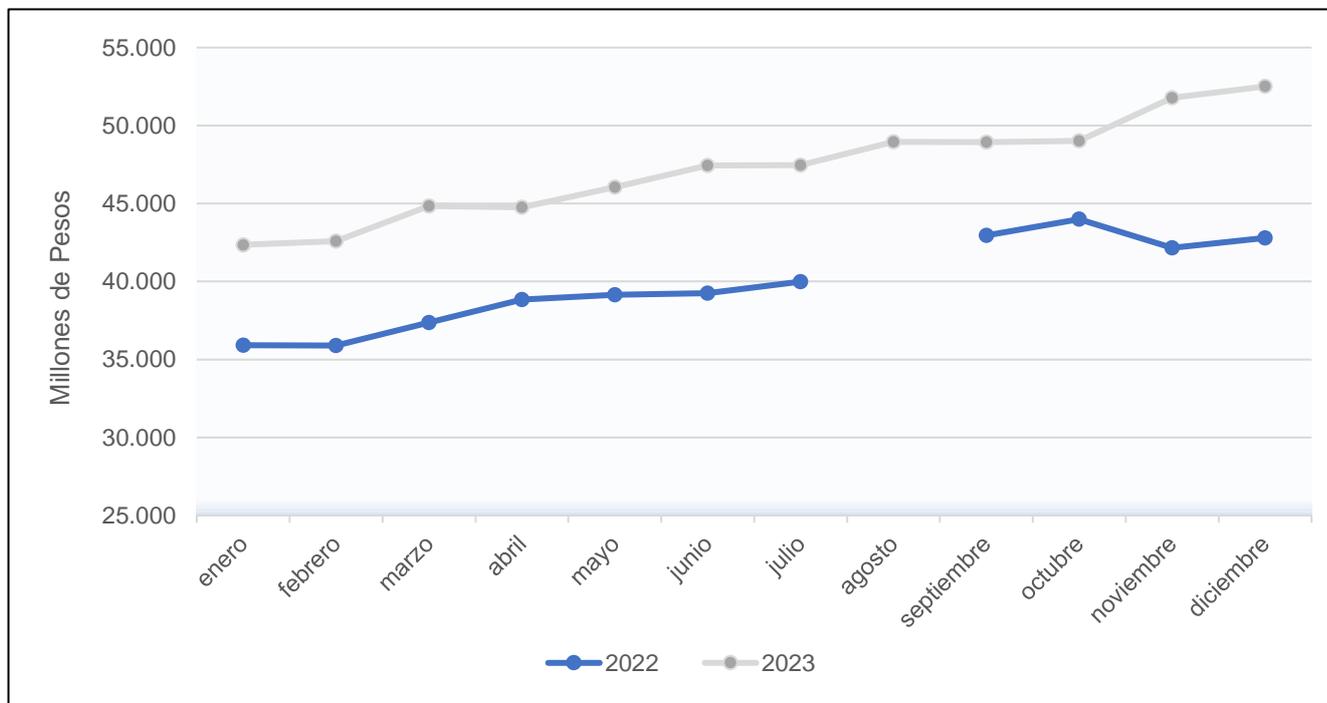


**Fuente:** Elaboración propia datos SUI – ESP.

Por otro lado, la facturación total de ENERGÍA DE PEREIRA, para el año 2023 fue de \$ - 575.319.776.122, lo cual significó un aumento en relación con el 2022 de \$ -441.357.779.773, sin embargo, valga advertir que el prestador al momento de la consulta de esta información extraída del formato TC2, no cuenta con el reporte de este formato para el mes de agosto de 2022, situación que conlleva a que el total facturado, corresponda a la información disponible en el SUI., dado lo anterior, se precisa un aumento porcentual presentado corresponde al 29% en la facturación total al comparar dichas vigencias.

El comportamiento de la facturación para las anualidades 2022 y 2023, se puede apreciar en la Figura 8

**Figura 8.** Comparativo de facturación total ENERGÍA DE PEREIRA, 2022-2023.



**Fuente:** Elaboración propia datos SUI - ESP

Tomando en cuenta los comentarios del prestador expuestos en el documento «Pronunciamento, objeciones, observaciones y/o aclaraciones al traslado del Informe de Evaluación Integral 2023» (fechado el 28 de noviembre de 2024 y remitido a la SSPD), se contrastan los resultados. De este ejercicio se desprende que el prestador utiliza el filtro tipo Lectura 1 (real) del formato TC2. Bajo esta perspectiva, se tienen en consideración las observaciones del prestador y se procede al análisis de los usuarios correspondientes a las vigencias 2022 y 2023. El comportamiento en cuanto a la facturación presenta incremento constante en las dos anualidades analizadas para la vigencia 2022, este incremento se observa principalmente en el mes de octubre con un valor de facturación de \$ 44.148.365.450. Sin embargo, el cierre de facturación para el año 2022, en diciembre fue de \$ 42.474.197.531; presentando una variación positiva del 17,283% respecto al mes de enero de la mencionada vigencia.

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

Similar situación, se presenta para el 2023, con un cierre en el mes de diciembre de \$ - 53.044.248.269 lo que equivale a un incremento cercano al 24,17% con relación al inicio de esta anualidad.

En cuanto a la comparación del consumo, como se observa en la Figura 9, un consumo estable para la vigencia 2022, siendo los meses con mayor consumo diciembre y noviembre con valores de 54.370.998kWh y 53.094.209kWh respectivamente.

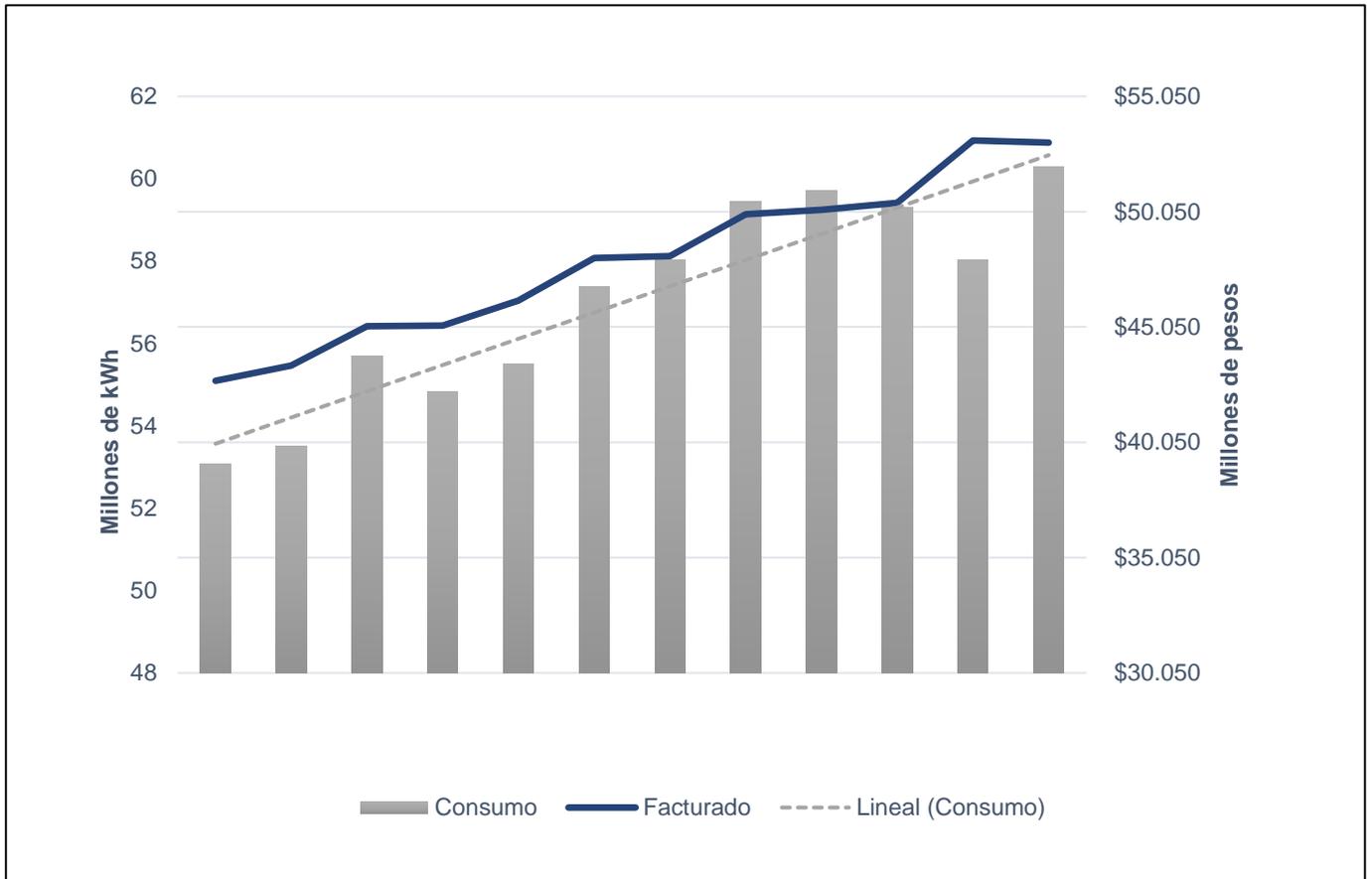
Lo anterior considerando que tal y como se menciona en la variable de facturación total, no se cuenta con información del formato TC2 para el mes de agosto de 2022, situación por la cual, solo se expone la información disponible en el SUI. No obstante, lo anterior, el prestador deberá garantizar el reporte de la información faltante que afecta el análisis de la información oficial en la temática comercial.

Respecto a la vigencia 2023, se registra un comportamiento menos estable en comparación al 2022. El mes con mayor consumo se encuentra en diciembre, registrando un total de consumo de 60.290.887kWh, seguido por el mes de noviembre con 58.038.140kWh.

Sin embargo, para esta vigencia se presenta fluctuación en el mes de mayo con un consumo de -55.510.728 kWh que disminuyó la tendencia de la anualidad.

De acuerdo con lo anterior, en la Figura 9 sobre el consumo reportado respecto a la variable de “Valor Total Facturado” para la vigencia 2023, se presenta una tendencia al aumento, principalmente a partir del mes de diciembre, como se grafica en la convención “Lineal (CONSUMO)”.

**Figura 9.** Comparativo del consumo total kWh de ENERGÍA DE PEREIRA, 2023.



**Fuente:** Elaboración propia datos SUI - ESP

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

### **5.3.1. Aspectos de facturación de usuarios Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) y facturación de energía reactiva**

En relación con este aspecto, se aborda el impacto que tuvo la empresa en su sistema comercial con la expedición de las Resoluciones CREG 135 y 174 de 2021, seguido de la explicación del proceso operativo del sistema de facturación para los usuarios AGPE, y el

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

procedimiento para participar en el control automático de tensión y así evitar el cobro de energía reactiva, ya sea inductiva o capacitiva.

### **5.3.2. Facturación a usuarios AGPE**

ENERGÍA DE PEREIRA indicó que se ciñe a las disposiciones de la Resolución CREG 030 de 2018 así como a las que la modifiquen o complementen, además presentó la evolución de los usuarios AGPE que han ingresado año a año empezando en el 2018 y finalizando con 637 usuarios AGPE para lo corrido de 2024. Así mismo, indica que no se presentaron ajustes con el cambio a la Resolución CREG 174 de 2021 por la aplicación de la liquidación de excedentes puesto que el entendimiento siempre fue el mismo.

ENERGÍA DE PEREIRA tiene establecido un proceso de 5 pasos para la facturación de un usuario AGPE, los cuales consisten en 1. Medición y Herramientas. 2. Recopilación de información, 3. Análisis de la información, 4. Preparación de la información y 5. Envío de insumos al área comercial. Así mismo, el prestador indicó que realiza la instalación del medidor bidireccional en coordinación con el usuario, resaltando que todos los usuarios se encuentran telemedidos y que no han tenido inconvenientes con su instalación dado que ellos asumen el costo de estos; adicionalmente, si se presenta un inconveniente de lectura de inmediato se emite una alerta y se va al punto a tomar lectura a través del personal de soluciones energéticas.

De otra parte, ENERGÍA DE PEREIRA utiliza el software PRIME junto con su sistema comercial SAC, donde se carga la tarifa del precio en bolsa en su versión TXF, los componentes del CU, las matrices de importación y exportación para así proceder con la liquidación de excedentes teniendo en cuenta la capacidad del AGPE.

Todos los usuarios AGPE son cambiados de ciclo (80 para usuarios en Pereira y 180 para los usuarios en Cartago), estos ciclos van del primer al último día del mes, los cuales son facturados con posterioridad al día 10 de cada mes mientras que los usuarios que no son AGPE son facturados al día siguiente, lo anterior debido a las fechas de publicación del precio de bolsa por parte del XM.

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

La empresa cuenta con un grupo especial para el reparto de facturas de estos ciclos, entregando de manera impresa las matrices de consumo y ayudas gráficas que facilitan el entendimiento del comportamiento del consumo a los usuarios.

Actualmente no existe un repositorio donde los usuarios puedan consultar las matrices de importación y exportación, puesto que no se ha identificado dicha necesidad; sin embargo, los usuarios pueden consultar su factura a través de la página web, aunque no pueden acceder al detalle de las matrices desde allí. Además, informan que existe una plataforma disponible que podría ofrecerse a los usuarios, con un costo adicional en la factura, debido a los costos de mantenimiento que conlleva. Alternativamente, los usuarios pueden solicitar las matrices a través de la línea 115, y se les envía en formato digital.

Finalmente, para el momento de la realización de la evaluación se identificó que el acuerdo especial al Contrato de Condiciones Uniformes (CCU) establecido en el artículo 12 de la Resolución CREG 135 de 2021 fue actualizado e implementado, sin embargo, no se encontraba publicado para consulta del usuario, razón por la cual desde la DTGE se solicitó la inclusión en la página web y como sugerencia, incluir en el encabezado al documento, un texto que permita indicar que corresponde al «Acuerdo especial anexo al Contrato de Condiciones Uniformes». Durante el desarrollo de la visita, se evidenció que el prestador realizó la actualización del encabezado del documento y ya se encuentra disponible para consulta del público en su página web.

### **5.3.3. Energía Reactiva**

Previo a la visita, se le requirió a la empresa la información relacionada a la facturación de energía reactiva para dar alcance a la información que reposa en el SUI.

La empresa reporta un total de 291 usuarios para el mercado de Pereira y de 44 para el periodo de Cartago. Realizando la verificación de la información remitida, se encuentra que para 4 casos particulares el Factor M se reinició a 1 atendiendo las reglas de aplicación establecidas para dicha variable, sin embargo, se evidenció que, para tres de esos cuatro usuarios se incrementó la variable M a 2 en el momento en el que el usuario nuevamente tuvo

transporte de energía reactiva por fuera de los límites regulatorios sin esperar nuevamente 12 meses. Este hecho no atiende de manera estricta a las disposiciones regulatorias a razón de que, como lo confirma la CREG en radicado CREG n.º S2023002370 del 3 de mayo de 2023, *«independientemente de que sea posterior a un reinicio del esquema o no, la variable M aumentará de 1 a 2 cuando transcurran 12 meses»*.

Al respecto la empresa informa que su entendimiento de la aplicación del incremento luego del reinicio era que este incremento se hacía inmediatamente se tenía nuevamente condición de exceso. Una vez hechas las aclaraciones correspondientes y las verificaciones de los casos particulares la empresa determina que, fruto de la aplicación del factor M bajo su entendimiento, se facturaron de más \$ 23 287 683. Pese a que, esta situación fue posterior a cinco meses de haber sido evidenciada, la empresa por decisión propia optó por facturar como saldo a favor de las tres cuentas contrato involucradas, los correspondientes montos que se cobraron demás. Hecho que se evidenció posterior a la visita de inspección en los soportes remitidos por la empresa.

Para el cuarto caso se evidenció que la regla fue aplicada a conformidad.

Adicionalmente, cabe mencionar que una vez aclarados los aspectos concernientes a la aplicación del factor M, la empresa ajusta su sistema comercial subsanando la situación evidenciada.

En complemento, en el informe remitido, la empresa informa que todos los medidores de los usuarios sujetos del cobro de energía reactiva capacitiva se encuentran calibrados en 4 cuadrantes.

#### **5.3.4. Código de Medida**

Previo a la visita se le solicitó a la empresa remitir una base de datos sobre sus fronteras comerciales con reporte al ASIC para poder verificar algunos aspectos de cumplimiento del Código de Medida. Al respecto, la empresa reporta un total de 225 fronteras las cuales están discriminadas como se reporta en la Tabla 18.

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

**Tabla 18.** *Fronteras comerciales con reporte al ASIC ENERGÍA DE PEREIRA – 2023.*

Tipo de frontera	Total
Tipo Alumbrado Público sin equipo de medida	7
Tipo Distribución	9
Tipo Entre Agentes	17
Tipo Generación	16
Tipo No Regulado	143
Tipo Regulado	33
Total	225

De los análisis realizados de la información remitida, se encontró que los TC de 3 fronteras parecían no cumplir con los requisitos de exactitud establecidos en el artículo 9 del Código de Medida para tipos de puntos de medición 2 y 3 debido a que, para los transformadores de corriente (CT) de las 4 fronteras se reportó un índice de clase de 0.5, siendo el exigido 0.5s. El hecho se basa en que, el reporte que remite la empresa sobre la «fecha de puesta en servicio del transformador de corriente», es posterior a la entrada en vigor del Código de Medida. Sin embargo, la empresa manifiesta que tal situación se debe a un mal reporte en la información remitida a la DTGE ya que, dicho por la empresa, la puesta en operación se dio en el momento de registro de la frontera comercial y esto se realizó con anterioridad a la expedición del Código de Medida.

Otro aspecto analizado en la base de datos de fronteras fue lo establecido en el artículo 28 del Código de Medida en el cual se establece la frecuencia de mantenimiento del sistema de medición, considerando el hecho de que, dentro del procedimiento de mantenimiento, debe incluirse la realización de la calibración de los medidores del sistema de medición. Cabe recordar que para tipos de puntos de medición 1 el mantenimiento es cada 2 años, para los tipos de puntos de medición 2 y 3 el mantenimiento es cada 4 años y para los tipos de puntos de medición 4 y 5 el mantenimiento es cada 10 años. Así las cosas, se encontró que, para 45 fronteras, las fechas reportadas de la última calibración supera los tiempos mencionados previamente dependiendo del tipo de punto de medición. Bajo ese escenario se remitió a la empresa la base de datos de las 45 fronteras para que esta realizara las validaciones correspondientes y remitiera el respectivo informe aclaratorio.

De las 45 fronteras la empresa se pronuncia sobre 39, de las 6 fronteras faltantes, una es de «tipo entre agentes», tres son de usuarios regulados y dos son de fronteras de generación AGPE.

Sobre las 39 fronteras la empresa informa que 2 de ellas se encuentran con mantenimiento vigente a razón de la puesta en servicio del medidor; 1 fue cancelada de mutuo acuerdo atendiendo el Código de Medida, 21 fronteras se encuentran con plan de mantenimiento 2024 en desarrollo. Estas 21 fronteras son fronteras de usuarios no regulados, de las cuales 5 son tipo de punto de medición 2 y 16 son tipo de punto de medición 3, es decir, todas están obligadas a realizar los mantenimientos cada 4 años. Para cada una de estas, las fechas de las calibraciones se encuentran a partir de 2020, es decir, se encuentran justo en el plazo límite para su mantenimiento. De otras 3 fronteras se manifestó que no son representadas actualmente por ENERGÍA DE PEREIRA. Sobre 10 fronteras se reporta un plan de acción en desarrollo, estas 10 fronteras son de tipo usuario no regulado donde seis son de tipo de punto de medición 3 y cuatro de tipo de punto de medición 2, por lo cual el mantenimiento les corresponde cada 4 años como se ha mencionado previamente, ninguna de estas 10 fronteras cumple con lo consagrado en el artículo 28 del Código de Medida ya que las fechas últimas de calibración son anteriores al 22 de febrero de 2019. Finalmente, sobre las 2 fronteras faltantes se actualiza la fecha de calibración del medidor, lo que da cuenta de que una de las dos tampoco cumple con el artículo 28 ya que su fecha última de calibración está reportada para el 25/04/2019.

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

### **5.3.5. Centro de Gestión de Medida - CGM**

Una de las actividades que realiza el CGM tiene que ver con la sincronización de los relojes, sobre lo cual se hizo el ejercicio de verificación en campo por parte de la DTGE. Al respecto, se realizó la visita a algunas fronteras de distribución y se validó la hora de los medidores principal y de respaldo con la hora nacional para determinar si estaban o no desfasados por fuera de los límites que permite la regulación, cabe recordar que el desfase máximo permitido del reloj del medidor<sup>3</sup>, con respecto a la hora oficial para Colombia es el siguiente:

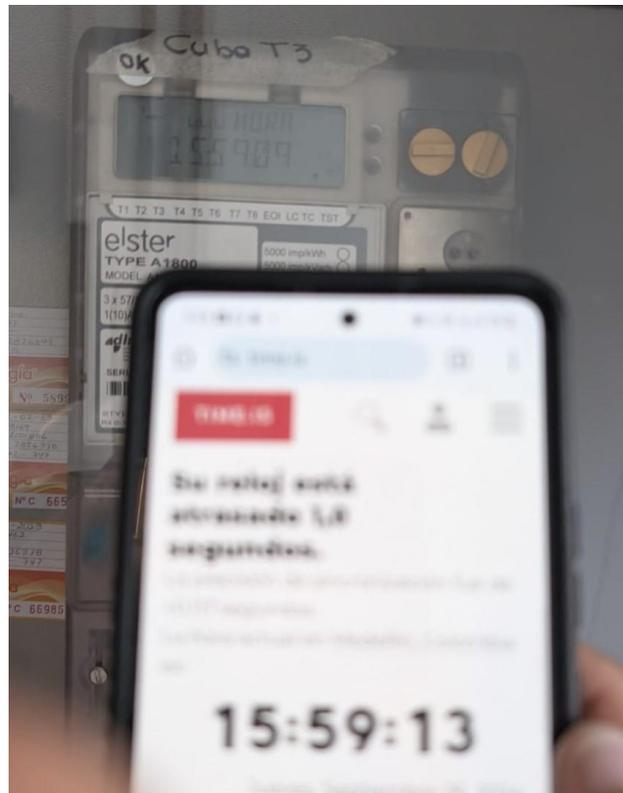
<i>Tipo de Punto de Medición</i>	<i>Máximo desfase permitido (segundos)</i>
1 y 2	30
3, 4 y 5	60

Un ejemplo de la inspección se presenta en la Figura 10, donde se valida la hora del medidor de la subestación Cuba T3 115 kV. Tanto la subestación cuba como las demás visitadas cuentan con sus equipos de medición sincronizados dentro de los límites permitidos.

---

<sup>3</sup> Establecido en el artículo 16 de la Resolución CREG 038 de 2014.

**Figura 10.** Medidor principal de la subestación Cuba T3 115 kV.



**Fuente:** DTGE.

Adicionalmente, se analizó la situación de las cancelaciones de fronteras comerciales, para los años 2022 y 2023, la empresa únicamente tiene un reporte de una cancelación en el año 2023 debido a incumplimiento regulatorio. Cabe recordar que también se realizan cancelaciones de fronteras en otros escenarios como un proceso de cambio de comercializador.

### **5.3.6. Reglamento de Comercialización**

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

Se validó, de la información remitida por la empresa los tiempos de respuesta a las solicitudes que realizan otros agentes a la luz de la Resolución CREG 156 de 2011 sobre dos aspectos particulares.

Por un lado, se validó la respuesta a la atención a las solicitudes de expedición de paz y salvo para los cambios de comercializador. Se reportan varias situaciones en las cuales los tiempos de respuesta sobrepasan el tiempo límite permitido. Sin embargo, el análisis muestra que la mayoría de los casos ocurrió en el año 2022 donde, del total de las solicitudes, alrededor del 35% de estas se atendieron fuera del límite de tiempo permitido. La empresa informó que realizó las acciones para corregir la situación, hecho que se evidencia en el reporte presentado para el año 2023 donde se tiene que alrededor del 5% de las solicitudes se atendieron fuera del plazo, hecho que claramente representa una reducción importante,

Por otro lado, se hace la consulta por los tiempos de respuesta a las solicitudes de visita conjunta, cabe recordar que el artículo 47 de la Resolución CREG 156 de 2011 establece que:

*ARTÍCULO 47. PROGRAMACIÓN DE VISITAS DE REVISIÓN CONJUNTA. Para la realización de visitas que requieran la presencia del operador de red y del comercializador, el agente interesado deberá solicitar la visita al otro agente, mediante comunicación escrita.*

***El agente cuya presencia sea solicitada deberá notificar la fecha y hora de la visita, por un medio expedito como correo electrónico o fax, en un plazo no mayor a dieciocho (18) horas contadas desde el recibo de la solicitud. La visita deberá realizarse dentro de las cuarenta y ocho (48) horas siguientes al recibo de la solicitud, o en el plazo definido de común acuerdo entre los dos agentes. Cuando se requiera interrumpir el servicio a los Usuarios, la visita deberá realizarse en un plazo no menor al establecido en el numeral 3 del artículo 24 de este reglamento (negrilla fuera de texto).***

En el archivo remitido por la empresa como respuesta al requerimiento de la DTGE se reportan muy pocos casos que informan atender al plazo de 18 horas para dar respuesta. Al respecto la empresa informa que la atención a las visitas puede ser demorada por la disponibilidad del

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

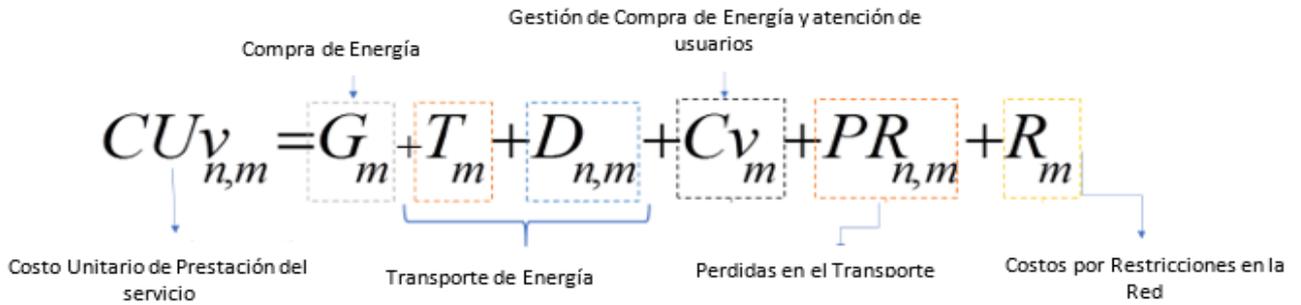
equipo de personas que realiza las visitas, pero que, sin embargo, mantienen las buenas relaciones y la comunicación con los otros agentes para que la programación de dichas visitas se lleve a cabo. Desde la DTGE se le hizo la recomendación a la empresa de que se atendiera de forma debida a esas solicitudes conservando la evidencia de que estas se atienden conforme a los plazos y disposiciones regulatorias.

#### **5.4. Aspectos Tarifarios**

De acuerdo con la información comercial reportada en el Sistema Único de Información (SUI), la Empresa de ENERGÍA DE PEREIRA 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 de los mercados PEREIRA y CARTAGO 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.

##### **5.4.1. Usuarios Regulados**

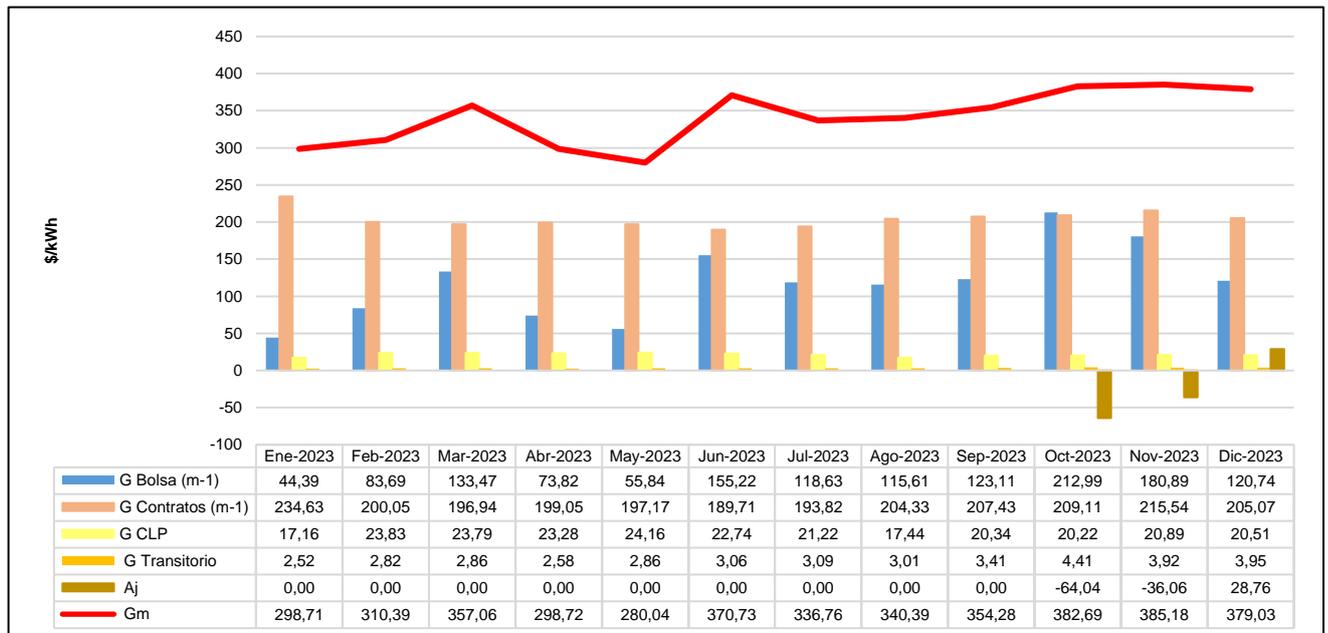
Corresponde al costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado. El Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) de energía eléctrica, de acuerdo con la regulación establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, está conformado por la suma de los componentes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



#### 5.4.1.1. Componente de Generación

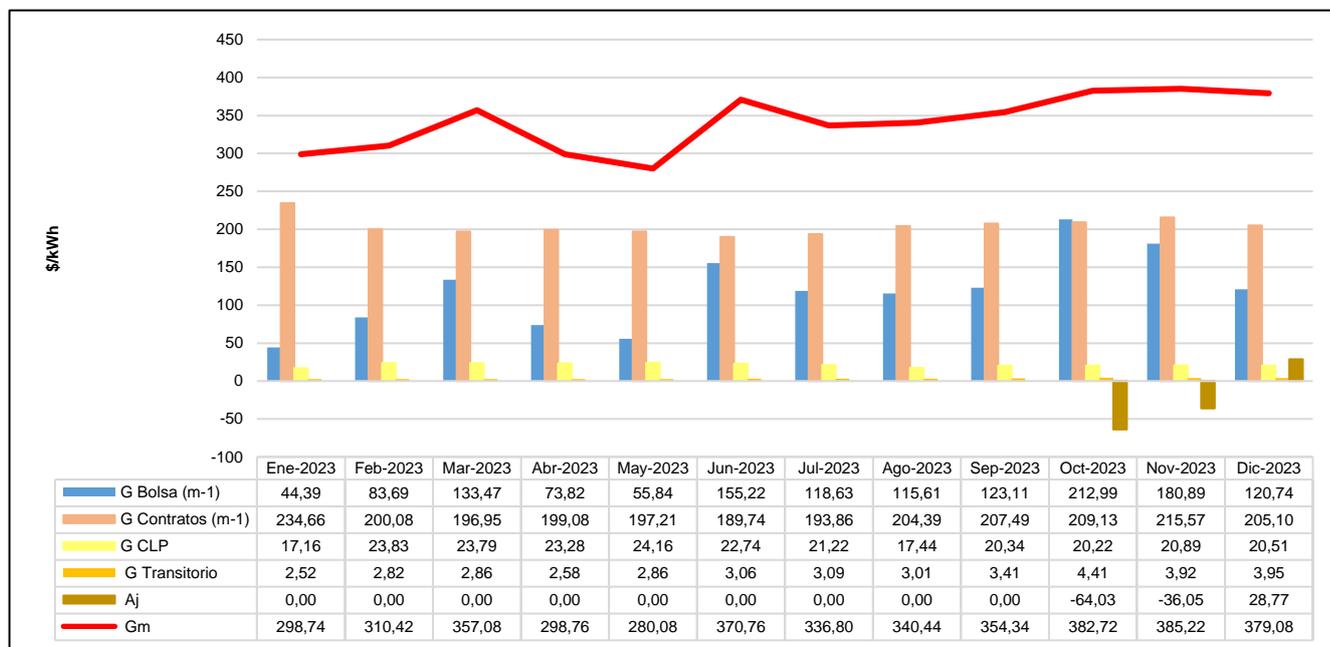
Este componente se calcula con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución CREG 030 de 2018 y Resolución CREG 101 002 de 2022. Este componente permite trasladar vía tarifa a los usuarios los costos de compra de energía del comercializador, bien sea vía contratos bilaterales, o bolsa en el mercado de energía mayorista u otros mecanismos de compra contemplados actualmente por la regulación para los mercados Pereira y Cartago. Ver Figura 11 y Figura 12.

**Figura 11. Componente de Generación (G) 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Pereira.**



**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

**Figura 12. Componente de Generación (G) 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Cartago.**



**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Con base en la Figura 11 y la Figura 12, puede evidenciarse los cambios en el componente de Generación a lo largo del año 2023 para los mercados Pereira y Cartago. 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 385,18 \$/kWh en el mercado Pereira y 385,22 \$/kWh en el mercado Cartago registrados 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 barras de color curuba corresponden al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en contratos bilaterales. 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. La similitud en el valor de los componentes para ambos mercados obedece a que los factores alfa son muy similares (0,878041 para Pereira y 0,886955 para Cartago).

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 en relación con 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, pero en los 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.

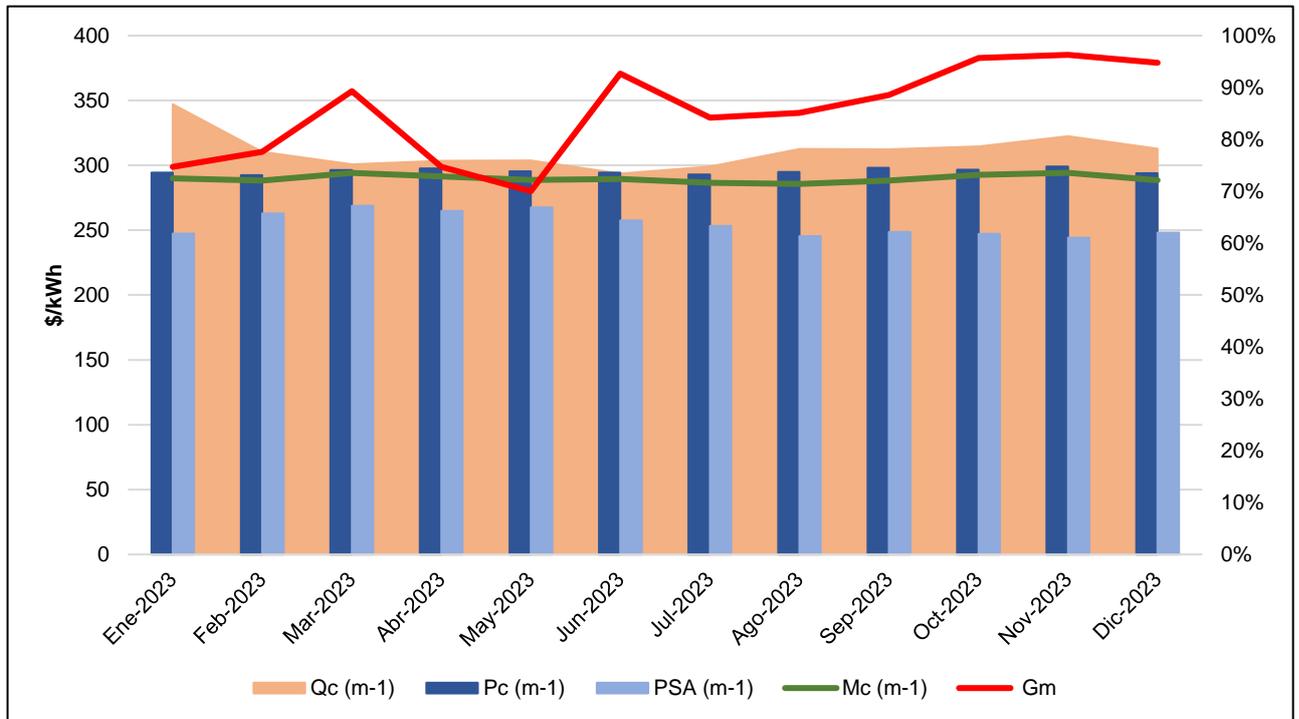
Si como resultado de esta metodología se presentan diferencias negativas entre el componente G y el costo reconocido (CR), estas se consideran un saldo a favor del comercializador, que se pagará en los meses siguientes cuando los precios de bolsa disminuyan. Las diferencias positivas operan en sentido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

El aumento del componente de Generación en el mes de junio correspondió a 32,39% y 32,38% con respecto al mes anterior para el mercado de Pereira y Cartago respectivamente y para el mes de octubre correspondió a 8,02% y 8,01% con respecto al mes anterior para el mercado de Pereira y Cartago respectivamente, dicho aumento estuvo determinado por un significativo incremento en la participación proveniente del precio de bolsa en la fórmula de cálculo del componente. Lo anterior, quiere 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 26,59% y de 21,35% en octubre, del precio promedio de bolsa que fue de 593,79 \$/kWh para ambos mercados en junio y de 1.024,85 para el mes de octubre.

#### **5.4.1.1.1. Compras en contratos**

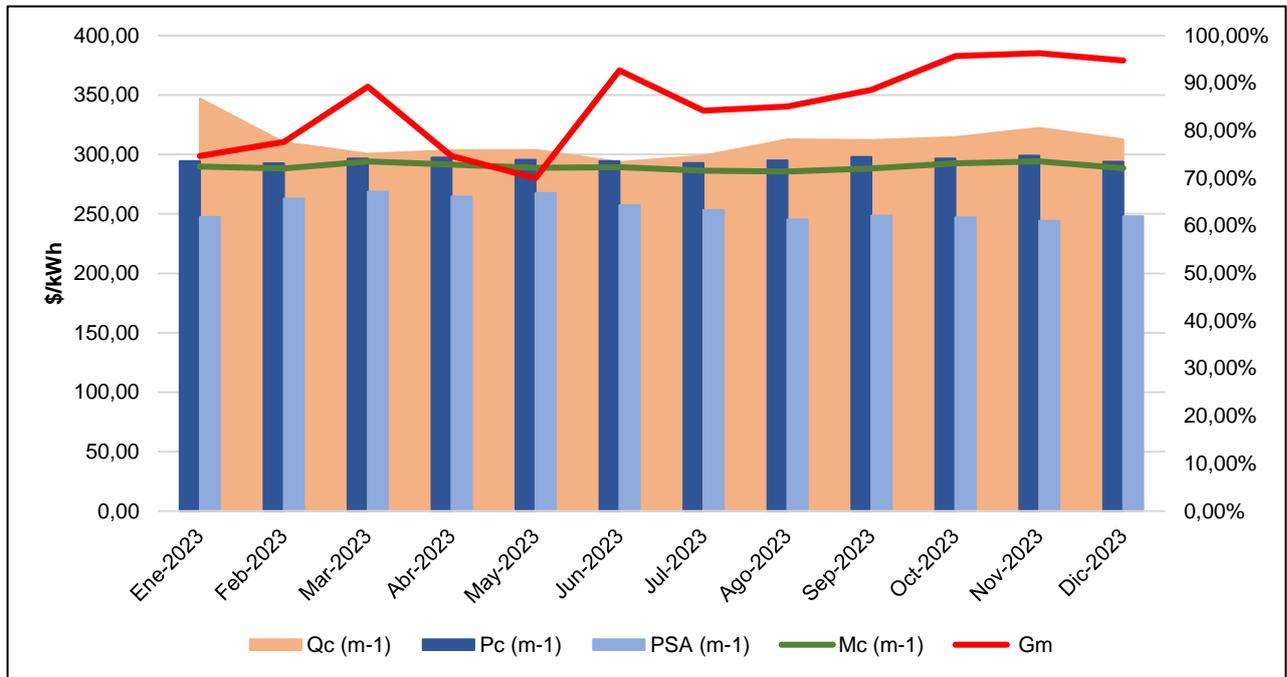
Con el propósito de ilustrar esta parte de la evaluación, se lleva a cabo la comparación del comportamiento de las variables del costo promedio de la energía comprada en contratos (Pc), el costo promedio de energía comprada en los contratos de la subasta del ministerio (PSA), el costo promedio ponderado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

**Figura 13.** Comportamiento de las variables (G contratos) 2023 - ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Pereira



**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

**Figura 14.** Comportamiento de las variables (G contratos) 2023 - ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Cartago



**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

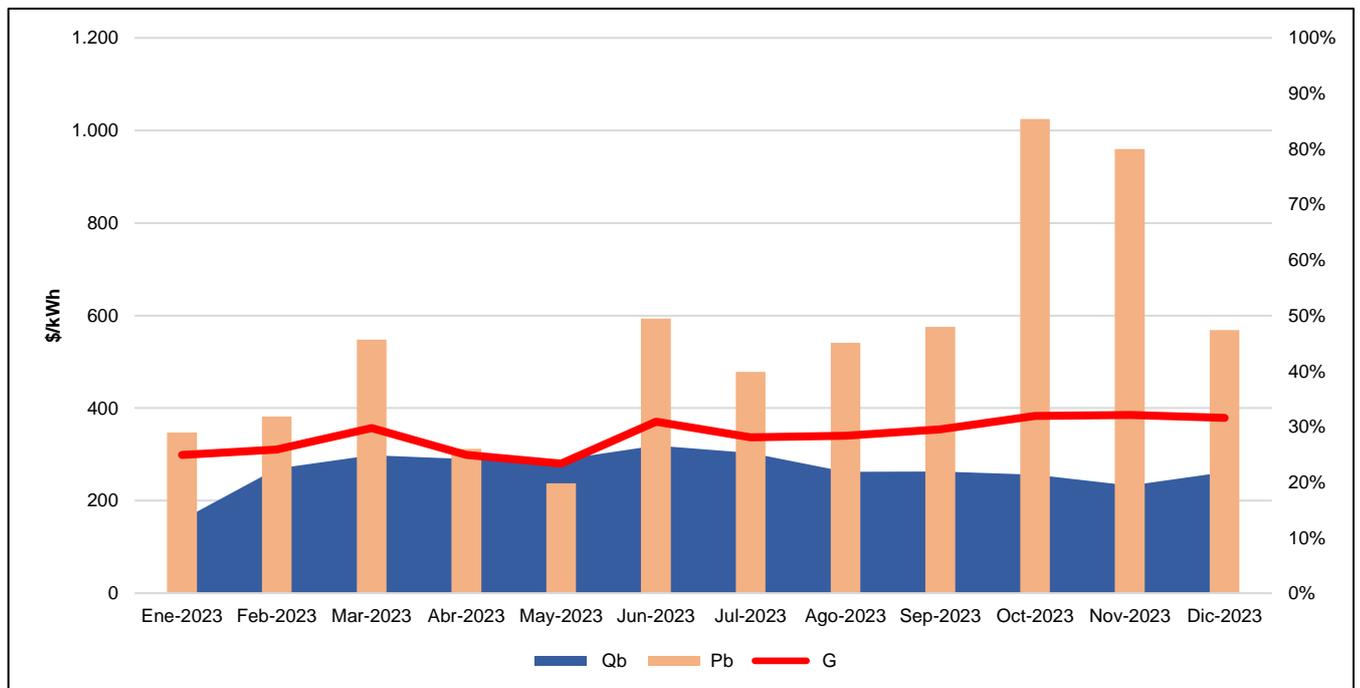
De la Figura 13 y la Figura 14 se puede observar que en el año 2023, ENERGÍA DE PEREIRA adquirió energía a un precio promedio en contratos (Pc) cercano pero superior al precio promedio del mercado (Mc). Estas negociaciones surgen de un proceso regulado de convocatoria pública, donde los oferentes proponen 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 del año 2023 fue de 295,50 \$/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 289,81 \$/kWh.

En la misma Figura 13 y Figura 14 se puede observar lo sucedido en el mes de junio y octubre 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 77,41%, dejando así un 22,59% expuesto al mercado a un precio (Pb) promedio de 677,38 \$/kWh para ambos mercados.

#### 5.4.1.1.2. Compras en bolsa

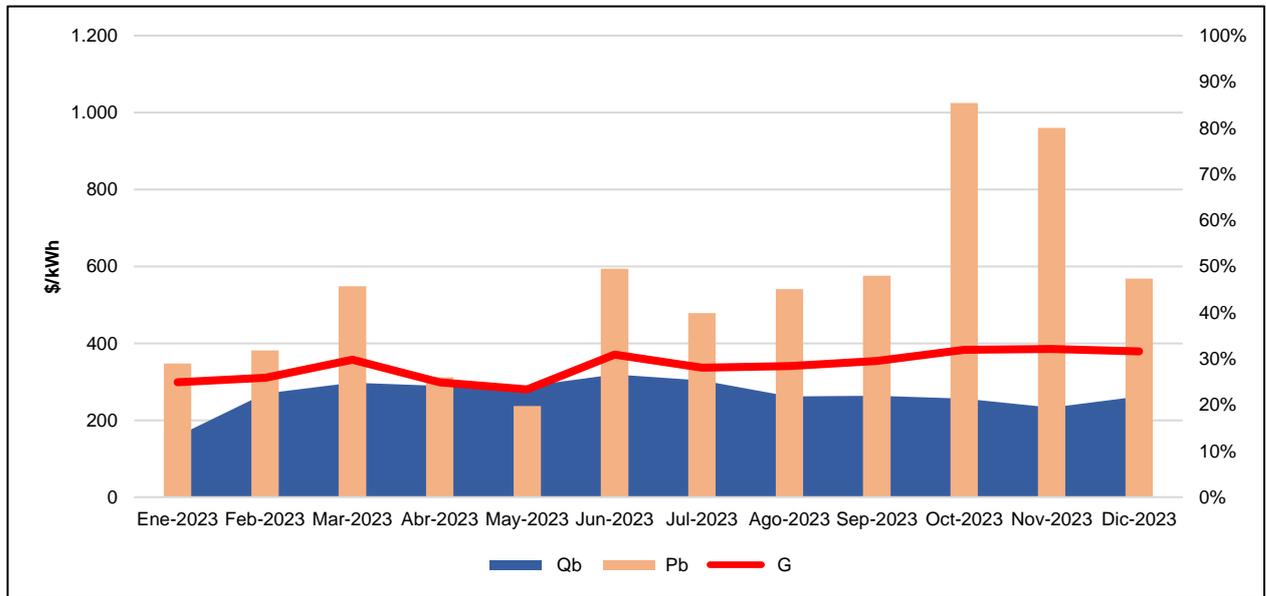
De manera análoga al análisis previo de las compras en contratos, se establece una comparación entre el comportamiento de las variables del costo promedio de la energía adquirida en la bolsa ( $P_b$ ), el porcentaje de la demanda regulada cubierta mediante compra de energía en la bolsa ( $Q_b$ ) y el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

**Figura 15.** Comportamiento de las variables ( $G$  Bolsa) 2023 - ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Pereira



**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

**Figura 16.** Comportamiento de las variables (G Bolsa) 2023 - ENERGÍA DE PEREIRA –  
Mercado Pereira



**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 15 y la Figura 16, 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 de ENERGÍA DE PEREIRA. 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 26,59% resultaron en un valor de Generación (G) de 370,73 \$/kWh para el mercado Pereira y 382,72 \$/kWh para el mercado Cartago, y en el mes de octubre de 2023 cuando un precio en la bolsa (Pb) de 1.024,82 \$/kWh y una exposición en la bolsa del 21,35% resultaron en un valor de Generación (G) de 382,69 \$/kWh para el mercado Pereira y 382,72 \$/kWh para el mercado Cartago.

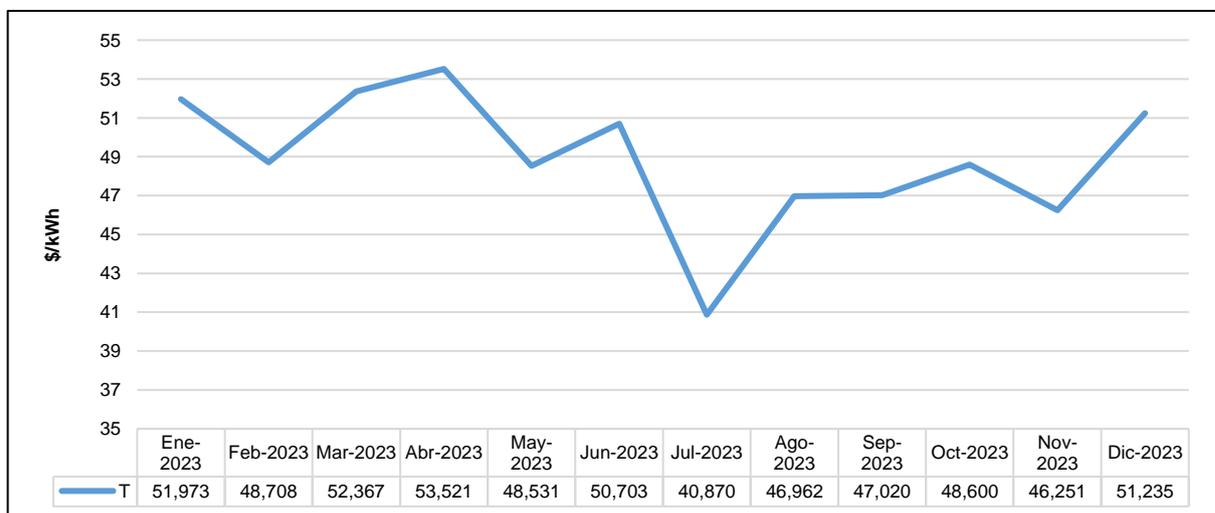
Es importante destacar que, a partir del mes de junio el aumento en los precios en la bolsa, afectó, aunque no en mayor proporción, el valor del componente de generación debido a que ENERGÍA DE PEREIRA cubría en promedio el 22,59% de la demanda mediante la adquisición de energía a través de la bolsa.

#### 5.4.1.2. 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.

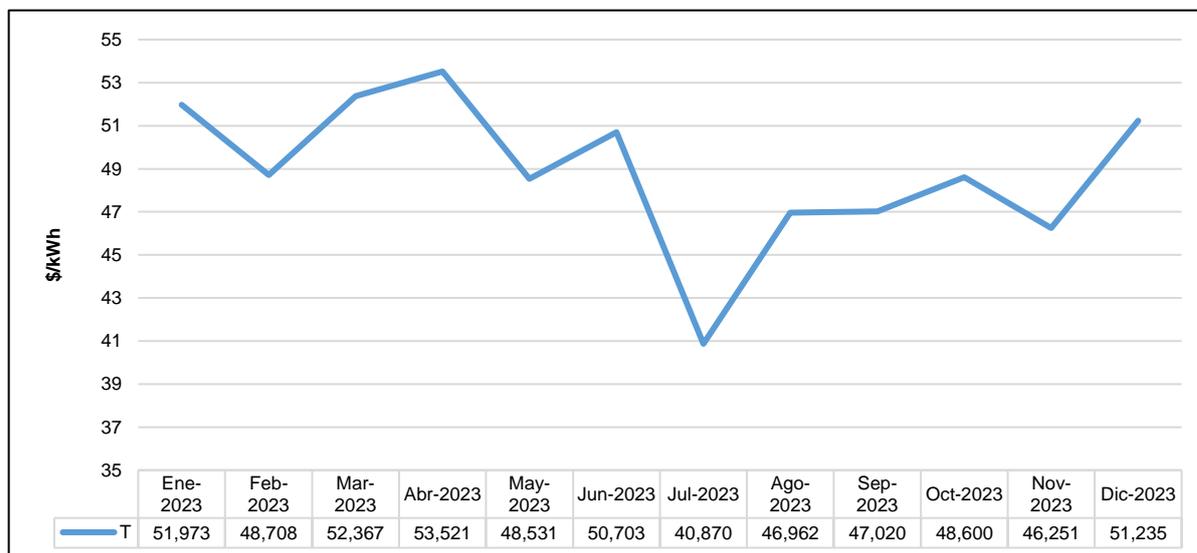
En la Figura 17 y la Figura 18 se muestran los valores del componente de Transmisión cobrado por ENERGÍA DE PEREIRA a sus usuarios durante el año 2023. Cabe aclarar que todos los comercializadores de energía eléctrica del país cobran mensualmente vía tarifa un único valor del componente.

**Figura 17.** *Comportamiento del componente de Transmisión 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Pereira*



**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

**Figura 18.** Comportamiento del componente de Transmisión 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Cartago



**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

#### 5.4.1.3. 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

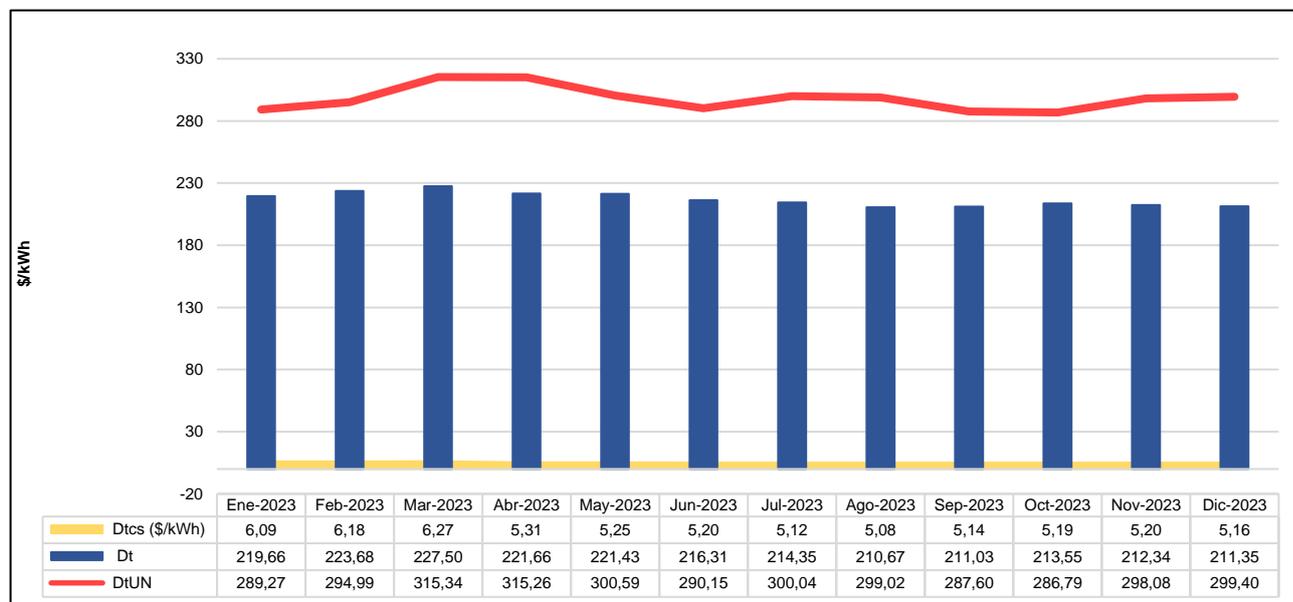
 <p><b>Superservicios</b></p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	 <p><b>SIGME</b></p>
--	---	--

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

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

Así, ENERGÍA DE PEREIRA fue asignada al ADD Centro para el mercado Pereira de acuerdo con la Resolución 180574 de 2012 junto con las empresas: Electrificadora de Santander S. A. E.S.P., Centrales Eléctricas de Norte de Santander S. A. E.S.P., Empresas Públicas de Medellín S. A. E.S.P., Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P., Central Hidroeléctrica de Caldas S. A. E.S.P. y Ruitoque S. A. E.S.P. Actualmente, ENERGÍA DE PEREIRA 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 178 de 2019, quedando en firme a través de la Resolución CREG 26 de 2020. A continuación, se presenta la evolución del componente de distribución.

**Figura 19. Comportamiento componente de Distribución - 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Pereira**



**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

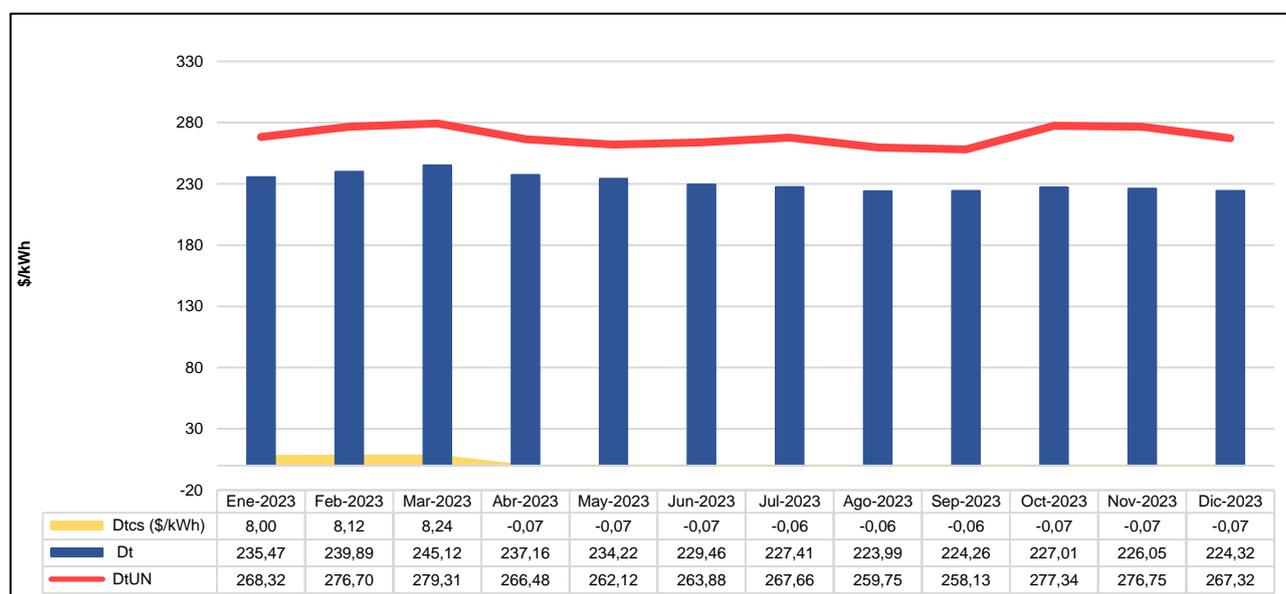
En la Figura 19 se muestra la evolución de la variable DtUN del ADD Centro a lo largo del año 2023. Durante este periodo, se observa que el valor promedio de DtUN fue de 298,05 \$/kWh. El valor más alto registrado fue de 315,34 \$/kWh en marzo, mientras que el valor más bajo fue de 286,79 \$/kWh en octubre. Es importante resaltar que el valor de DtUN es superior al cargo por uso del Operador de Red (OR), lo que implica que la diferencia se transfiere a otras empresas dentro del Área de Distribución (ADD) que presentan valores inferiores a DtUN.

Así mismo, también se presenta el valor en \$/kWh del incentivo por calidad media (Dtcs), el cual, mantuvo un promedio de 5,43 (\$/kWh) durante el año 2023.

De otra parte, para el mercado Cartago, ENERGÍA DE PEREIRA se encuentra asignada al ADD Occidente de acuerdo con la Resolución 181347 de 2010 junto con las empresas: Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P., Celsia Colombia S.A. E.S.P, Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P., Compañía Energética de occidente S.A.S E.S.P., Empresas Municipales de Cali EICE E.S.P., y Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.

Para este mercado en particular, y considerando lo indicado en el capítulo de aspectos comerciales, la aprobación de los ingresos por distribución bajo el esquema de la Resolución CREG 015 de 2018 se dio por parte de la CREG mediante la Resolución CREG 019 de 2020, quedando en firme a través de la Resolución CREG 123 de 2020. A continuación, se presenta la evolución del componente de distribución:

**Figura 20. Comportamiento componente de Distribución - 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Cartago.**



**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 20 se muestra la evolución de la variable DtUN del ADD Occidente a lo largo del año 2023. Durante este periodo, se observa que el valor promedio de DtUN fue de 268,65 \$/kWh. El valor más alto registrado fue de 279,31 \$/kWh en marzo, mientras que el valor más bajo fue de 258,13 \$/kWh en septiembre. Es importante resaltar que el valor de DtUN para este mercado también es superior al cargo por uso del Operador de Red (OR), lo que implica que la diferencia se transfiere a otras empresas dentro del Área de Distribución (ADD) que presentan valores inferiores a DtUN.

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

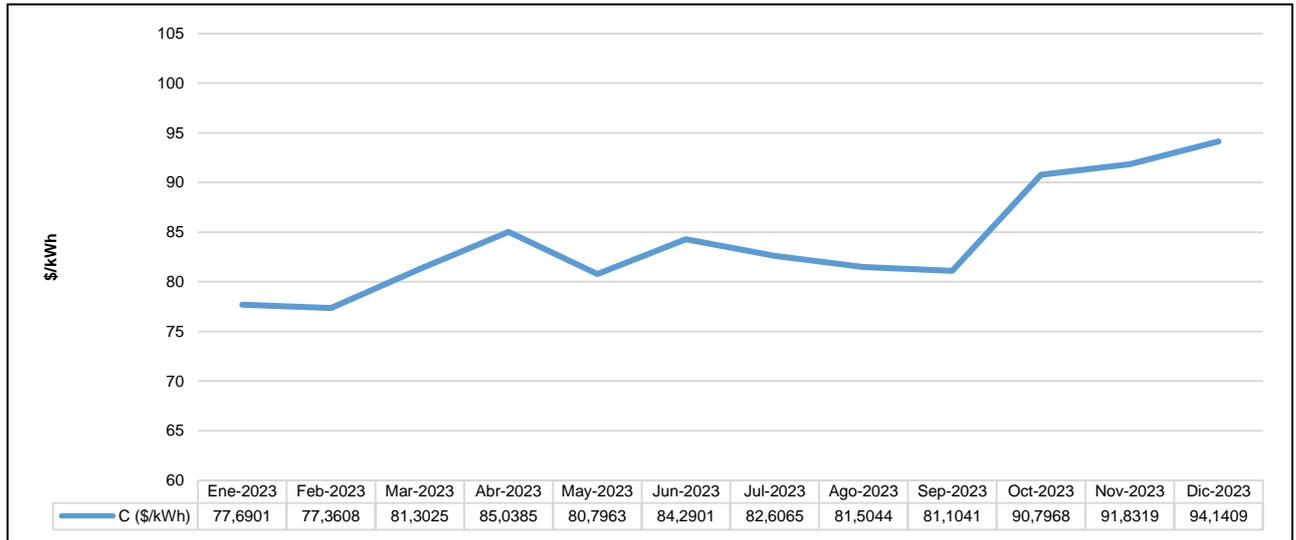
Así mismo, también se presenta el valor en \$/kWh del incentivo por calidad media (Dtcs), el cual, a partir del segundo trimestre de 2023, se observan valores negativos para este incentivo. Sin embargo, en el primer trimestre, se registraron valores positivos.

#### **5.4.1.4. 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 ENERGÍA DE PEREIRA, las resoluciones de aprobación del cargo base de comercialización y el riesgo de cartera corresponden a la Resolución CREG 124 de 2015 para el mercado Pereira y la Resolución CREG 230 de 2016 para el mercado Cartago.

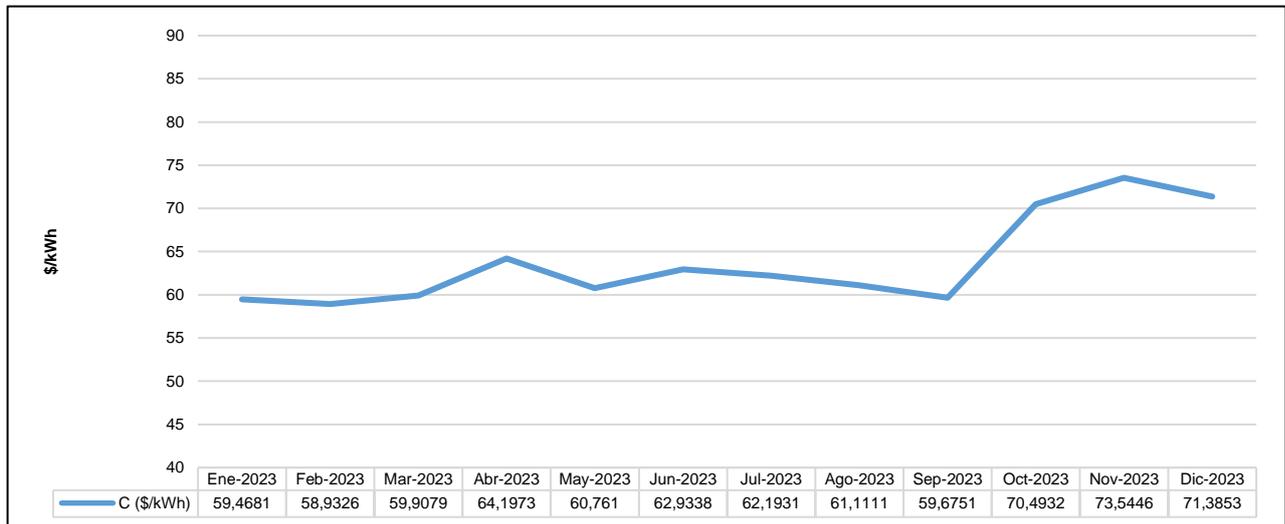
**Figura 21.** Comportamiento componente de Comercialización - 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA  
– Mercado Pereira



**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Según se muestra en la Figura 21, a lo largo del año 2023, el componente de comercialización para el mercado Pereira experimentó una variación en su valor. Durante el mes de febrero, se registró el valor mínimo de 77,36 \$/kWh, mientras que en diciembre se alcanzó el valor máximo de 94,14 \$/kWh. Los incrementos presentados obedecen principalmente a un incremento asociado a las variaciones en el Costo Variable de Comercialización ( $C^*_{i,j,m}$ ).

**Figura 22.** Comportamiento componente de Comercialización - 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA  
– Mercado Cartago



**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Por otro lado, para el mercado Cartago según se muestra en la Figura 22, a lo largo del año 2023, el componente de comercialización experimentó una variación en su valor. Durante el mes de febrero, se registró el valor mínimo de 58,93 \$/kWh, mientras que en noviembre se alcanzó el valor máximo de 73,54 \$/kWh. Los incrementos presentados obedecen principalmente a variaciones en el Costo Variable de Comercialización ( $C^{*i,j,m}$ ).

La variación en el Costo Variable de Comercialización ( $C^{*i,j,m}$ ) se originó a raíz de una decisión administrativa tomada por ENERGÍA DE PEREIRA. Según lo manifestado por la empresa, se aplicó un descuento de \$11/kWh en los dos mercados que atiende, para las tarifas aplicadas desde noviembre de 2022 hasta septiembre de 2023. Esta medida fue adoptada en línea con la propuesta del Gobierno Nacional establecida en la Resolución CREG 101 027 de 2022, modificada por la Resolución CREG 101 031 de 2022, dentro del marco del Pacto por la Justicia Tarifaria.

Es importante señalar que, si bien el pacto sugería priorizar la reducción del cargo de distribución, ENERGÍA DE PEREIRA concluyó, tras su análisis, que al formar parte del ADD Centro para el mercado de Pereira y del ADD Occidente para el mercado de Cartago, cualquier

disminución aplicada al cargo de distribución sería redistribuida entre todos los usuarios pertenecientes a cada ADD. Por consiguiente, aunque la empresa redujera su cargo de distribución en un promedio de \$11/kWh, este beneficio se diluiría entre todos los usuarios de cada ADD, resultando en una disminución efectiva para los usuarios de Pereira y Cartago de \$0,4/kWh aproximadamente.

En virtud de lo anterior, la empresa decidió trasladar este alivio tarifario directamente al componente de comercialización, asegurando un mayor impacto en los beneficios percibidos por los usuarios que atiende.

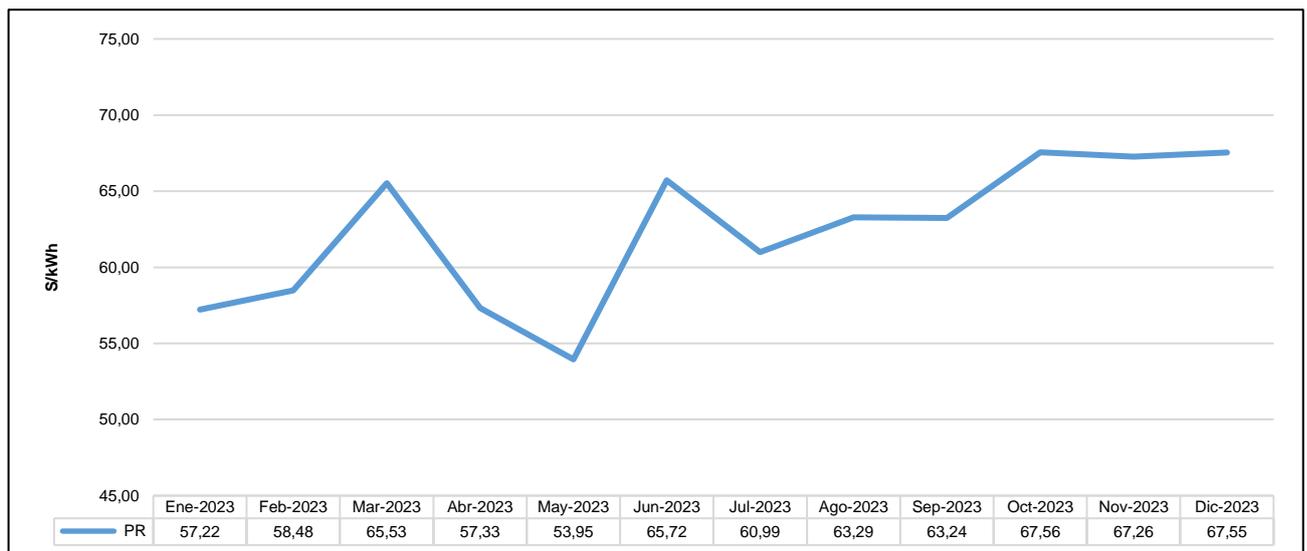
Finalmente, de acuerdo con lo señalado por el prestador, esta Superintendencia mediante el radicado SSPD N° 20232235104841 del 22 de diciembre de 2023 indicó que, en lo relacionado al descuento voluntario aplicado al componente de comercialización del CU, y considerando que el costo de comercialización se establece en función de precios máximos, se infiere que la decisión de la empresa de reducir voluntariamente en \$11 pesos, ha tenido el siguiente impacto (reducción) en los porcentajes de margen operacional para cada uno de los meses. Lo anterior debido a que esta variable es la única que puede sufrir modificaciones por parte del prestador con el fin de reducir el componente de comercialización:

<b>Periodo</b>	<b>MO (Mercado Pereira)</b>	<b>Descuento Voluntario (\$)</b>	<b>MO (Mercado Cartago)</b>	<b>Descuento Voluntario (\$)</b>
Nov-22	2,73%	\$ 0	1,173%	\$ 11
Dic-22	1,216%	\$ 11	1,185%	\$ 11
Ene-23	1,223%	\$ 11	1,191%	\$ 11
Feb-23	1,197%	\$ 11	1,198%	\$ 11
Mar-23	1,226%	\$ 11	1,235%	\$ 11
Abr-23	1,366%	\$ 11	1,349%	\$ 11
May-23	1,28%	\$ 11	1,236%	\$ 11
Jun-23	1,475%	\$ 11	1,45%	\$ 11
Jul-23	1,345%	\$ 11	1,355%	\$ 11

#### 5.4.1.5. Componente de Pérdidas

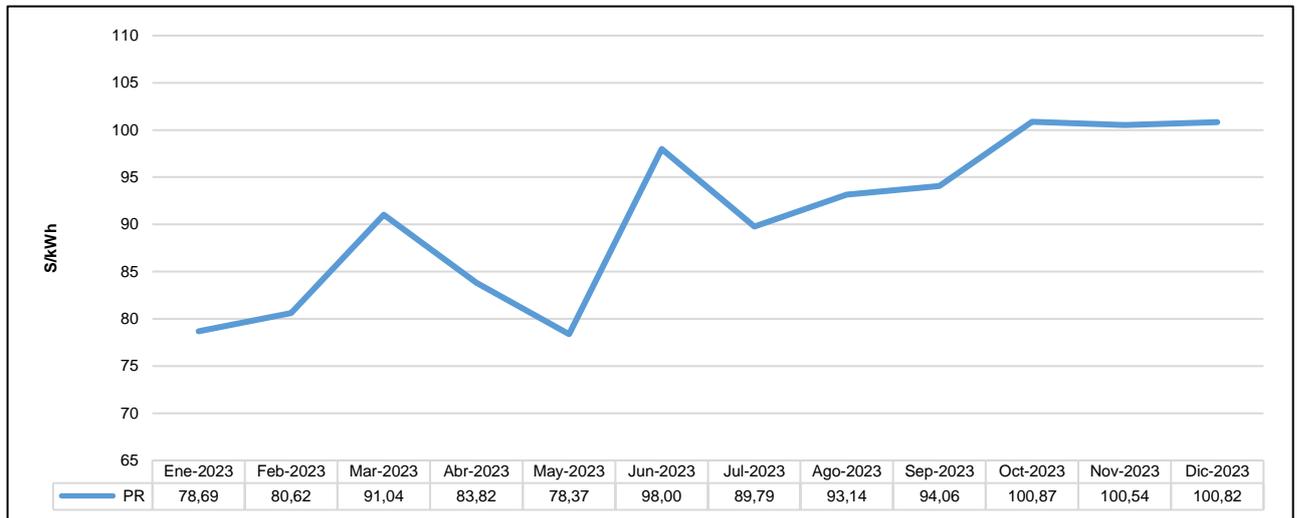
El componente de Pérdidas corresponde al costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas y no técnicas se pierden en el STN, STR y SDL. De acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 173 de 2011, este componente se calcula como una fracción de los componentes de Generación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

**Figura 23.** Comportamiento del componente de Pérdidas 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA - Mercado Pereira



**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

**Figura 24.** Comportamiento del componente de Pérdidas 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA - Mercado Cartago



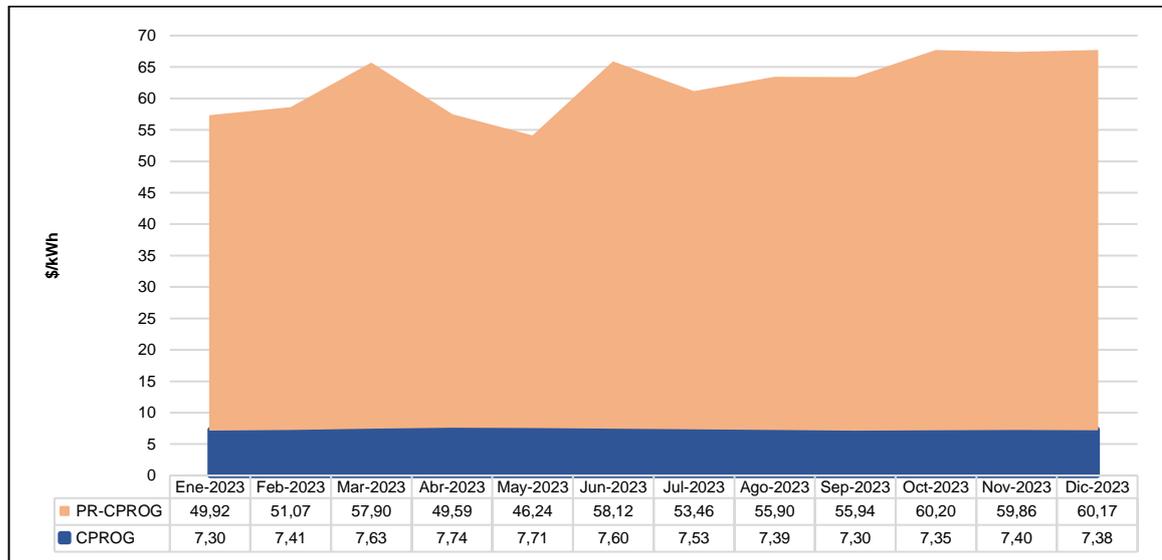
**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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 23 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.

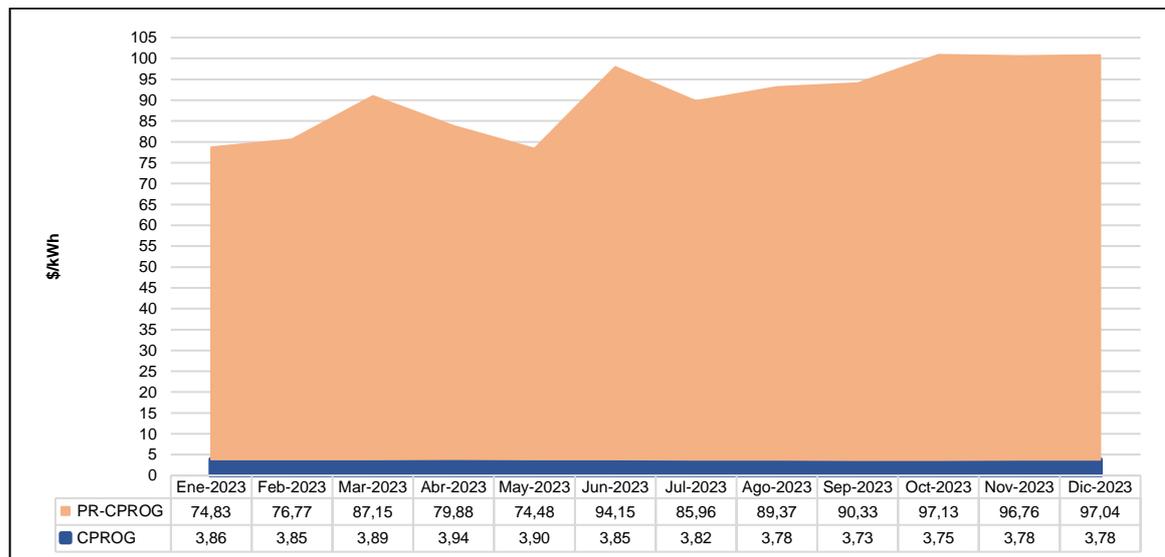
Es importante mencionar que, en el caso de ENERGÍA DE PEREIRA para el año 2023, ya contaba con ingresos aprobados, por lo que el comportamiento en el valor de su variable CPROG se muestra en la Figura 25 y la Figura 26:

**Figura 25. CPROG – Componente de Pérdidas 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Pereira.**



**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

**Figura 26. CPROG – Componente de Pérdidas 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Cartago.**



**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 25 y la Figura 26 se puede apreciar el comportamiento de la variable CPROG y su impacto en el componente de pérdidas para los mercados Pereira y Cartago respectivamente.

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

Si bien el valor del CPROG mantuvo una tendencia constante las variaciones del componente de Pérdidas se encuentra directamente relacionado con el comportamiento del componente de Generación.

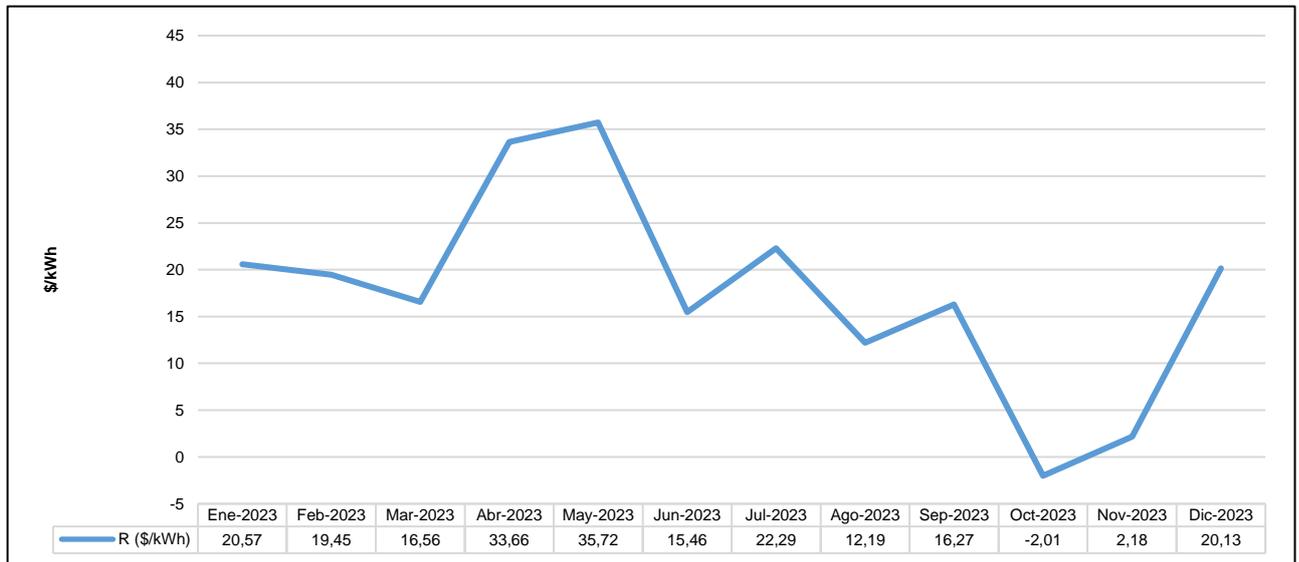
En el caso del mercado Pereira, el valor promedio de la variable CPROG aumentó en un 2,8% en el mes marzo de 2023 equivalente a 0,21 \$/kWh, a partir de este mes se mantuvo en un promedio de 7,48 \$/kWh; por otra parte, para el mercado Cartago esta variable mantuvo un promedio de 3,83 \$/kWh durante todo el 2023. En la Figura 25 se muestra la variable CPROG junto con las demás variables que conforman el componente de pérdidas, calculado como PR CPROG (PR menos CPROG) para el mercado Pereira y en la Figura 26 para el mercado Cartago.

#### **5.4.1.6. 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 27.** Comportamiento del componente de Restricciones 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA  
– Mercado Pereira y Cartago.



**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 27 se muestra el comportamiento del componente de Restricciones, en la cual se puede observar un significativo aumento de 35,72 \$/kWh durante el mes de abril, seguido de una disminución de 20,26 \$/kWh para el mes de junio, luego de esto se observan diferentes variaciones, hasta llegar a una disminución significativa de 18,28 \$/kWh durante el mes de octubre de 2023.

El valor mínimo del componente se registró en el mes de octubre, alcanzando los -2,01 \$/kWh, mientras que el valor máximo se observó en mayo, con 35,72 \$/kWh. Esto implica una variación de 37,73 \$/kWh entre los dos valores extremos. El valor de este componente es el mismo para ambos mercados debido a la estructura de la fórmula de cálculo definida por la CREG en la Resolución CREG 119 de 2007.

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.

#### 5.4.1.7. 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 ENERGÍA DE PEREIRA fue en promedio para cada mercado el siguiente:

**Tabla 19.** *Peso porcentual de los componentes del CU 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Pereira.*

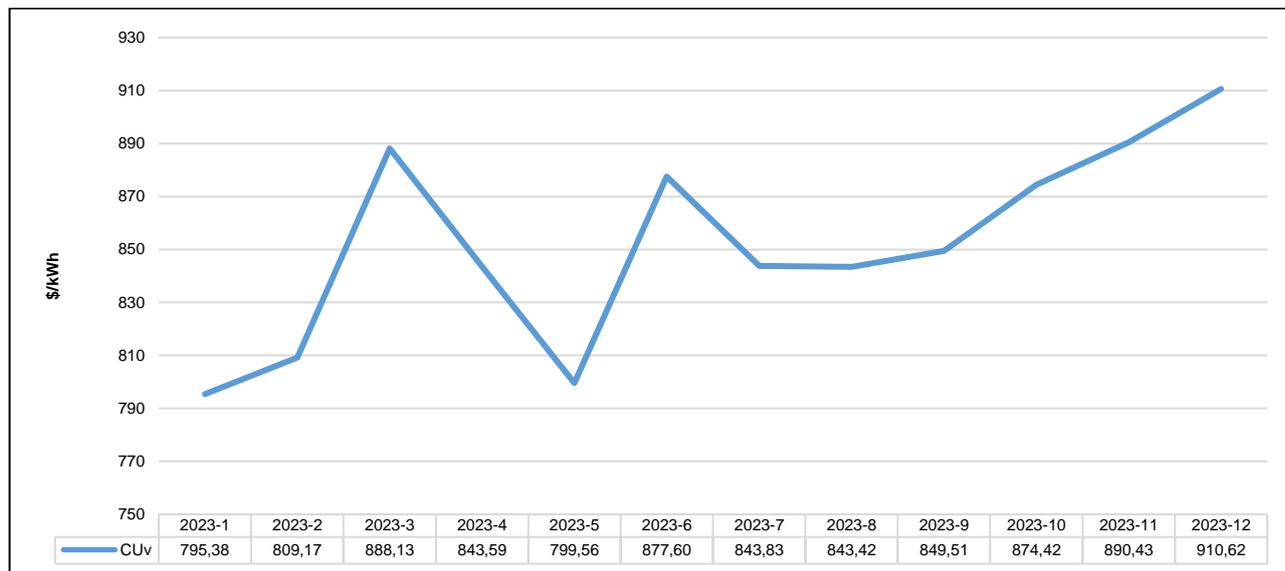
Cu v n,m	Gm	Tm	D n,m	C Vm	PR n,m	Rm
2023	40,0%	5,7%	35,0%	9,9%	7,3%	2,1%

**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De acuerdo con la discriminación por componentes, para el mercado Pereira la Generación y la Distribución representaron en promedio el 75% 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 ENERGÍA DE PEREIRA en el mercado Pereira.

En la Figura 28 se puede observar que, durante el año 2023, el menor valor registrado en el CU de ENERGÍA DE PEREIRA en el mercado Pereira fue de 795,38 \$/kWh, correspondiente al mes de enero. Por otro lado, el valor más alto se registró en el mes de diciembre alcanzando los 910,62 \$/kWh.

**Figura 28.** Comportamiento del valor de CU 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Pereira.



**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

**Tabla 20.** Peso porcentual de los componentes del CU 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Cartago.

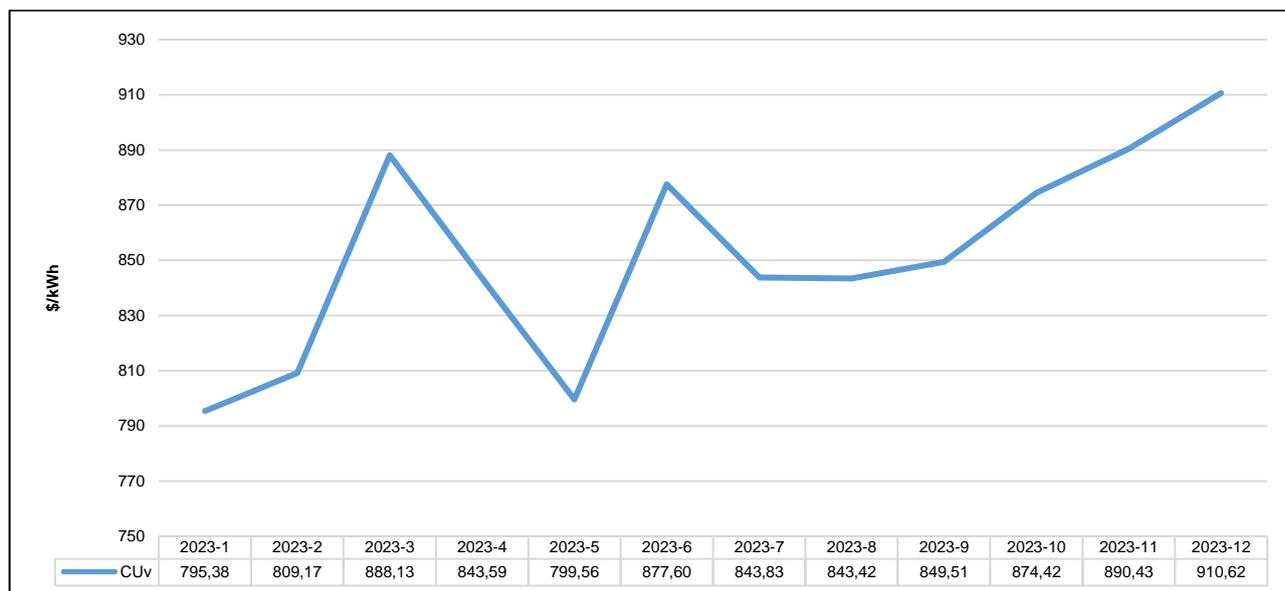
Cu v n,m	Gm	Tm	D n,m	C Vm	PR n,m	Rm
2023	41,1%	5,9%	32,3%	7,7%	10,9%	2,1%

**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De acuerdo con la discriminación por componentes, para el mercado Cartago la Generación y la Distribución representaron en promedio el 73,4% 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 ENERGÍA DE PEREIRA en el mercado Cartago.

En la Figura 29 se puede observar que, durante el año 2023, el menor valor registrado en el CU de ENERGÍA DE PEREIRA en el mercado Cartago fue de 765,50 \$/kWh, correspondiente al mes de mayo. Por otro lado, el valor más alto se registró en el mes de diciembre alcanzando los 889,08 \$/kWh.

**Figura 29.** Comportamiento del valor de CU 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Cartago.

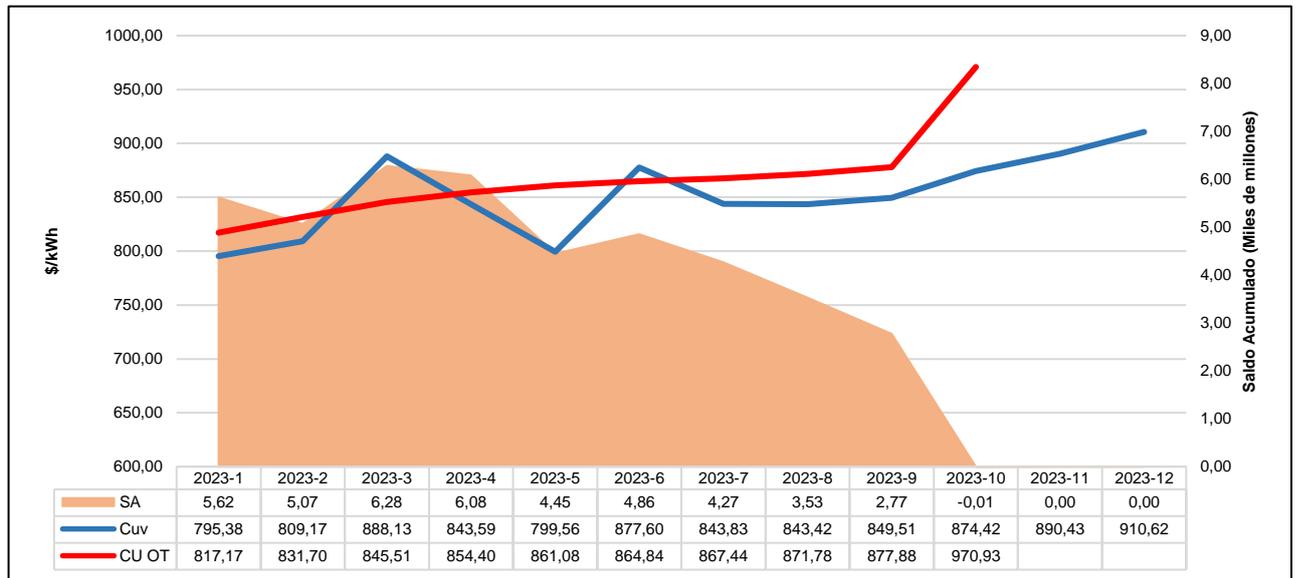


**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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

Para el mercado Pereira, desde el mes de junio del 2020, ENERGÍA DE PEREIRA entró en opción tarifaria. En la Figura 30 se puede observar el CU determinado por medio de la Opción Tarifaria (CU OT) y el CU calculado mediante la metodología tarifaria general (CUv), correspondiente al nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red.

**Figura 30. Comportamiento CUv vs Opción Tarifaria 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Pereira.**



**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

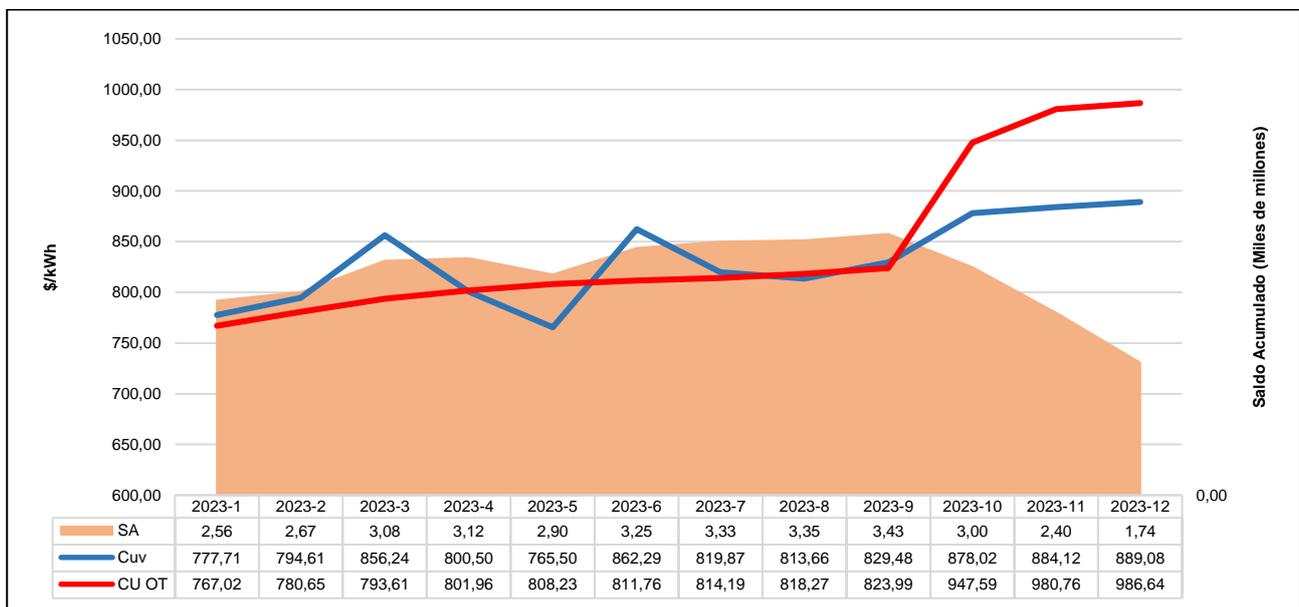
En la Figura 30, se observa cómo el Costo Unitario (CU), calculado bajo la metodología de opción tarifaria (CU OT), presentó incrementos graduales hasta el mes de septiembre. En algunos meses, este CU OT se situó por encima del CUv, lo que permitió a la empresa recuperar una parte considerable de sus saldos acumulados. Adicionalmente, en septiembre de 2023, concluyó la aplicación de la Resolución CREG 101 031 de 2022, lo que puso fin a la restricción del Porcentaje de Variación (PV). Esta situación permitió al prestador aumentar en un 10,60% el CU OT en octubre de 2023.

Como se observa en la misma figura, dicho ajuste permitió al prestador terminar de recuperar los saldos acumulados de la Opción Tarifaria correspondientes al nivel de tensión 1 con propiedad de los activos del operador de red. En consecuencia, para este mercado, en este nivel de tensión y con propiedad de activos, el prestador concluyó el uso de esta metodología.

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

Para el mercado Cartago, desde el mes de junio del 2020, ENERGÍA DE PEREIRA entró en opción tarifaria. En la **Figura 31** se puede observar el CU determinado por medio de la Opción Tarifaria (CU OT) y el CU calculado mediante la metodología tarifaria general (CUv), correspondiente al nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red.

**Figura 31. Comportamiento CUv vs Opción Tarifaria 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Cartago.**



**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 31, se observa cómo el Costo Unitario (CU), calculado bajo la metodología de opción tarifaria, presentó incrementos graduales hasta el mes de septiembre. En la mayoría de meses este CU OT se situó por encima del CUv, lo que permitió a la empresa recuperar una parte considerable de sus saldos acumulados. Adicionalmente, en septiembre de 2023, concluyó la aplicación de la Resolución CREG 101 031 de 2022, lo que puso fin a la restricción del Porcentaje de Variación (PV). Esta situación permitió al prestador aumentar en un 15% el CU de Opción Tarifaria en octubre de 2023, por lo cual se puede observar en esta misma figura como a partir de este mes la brecha se amplió y el nivel de saldos acumulados se redujo significativamente.

Según la información reportada en el Sistema Único de Información (SUI), ENERGÍA DE PEREIRA en el mercado Cartago, cerró el año con saldos acumulados superiores a los \$1.000

millones. También se observa que durante el último trimestre del año 2023 el CU de la opción tarifaria se encontraba en aproximadamente 10% por encima del CU calculado utilizando la metodología general.

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

En este sentido, es necesario destacar que, para el Nivel de Tensión 1 del mercado de Pereira, la empresa no se acogió a la modificación tarifaria estipulada en la Resolución CREG 101 028 de 2023, la cual incorpora la variable del Costo asociado con la recuperación del saldo de la Opción Tarifaria (COT), expresado en \$/kWh. Esto se debe a que, en octubre de 2023, la empresa dejó de aplicar la Opción Tarifaria tras haber recuperado los saldos acumulados. No obstante, sí se acogió a dicha modificación para el Nivel de Tensión 3.

Esta variable, el COT, permite a las empresas dejar de aplicar lo relativo a la Opción Tarifaria y comenzar a recuperar los Saldos Acumulados mediante su inclusión en el componente de Comercialización.

En cuanto al mercado de Cartago, la empresa sí aplicó lo dispuesto en la Resolución CREG 101 028 de 2023 para los Niveles de Tensión 1 y 2. En este caso, aunque la empresa publicó el valor del COT en diciembre, no comenzó a aplicarlo sino hasta enero de 2024.

En la Tabla 21 se presenta el valor del COT por mes, mercado y Nivel de Tensión aplicado por ENERGÍA DE PEREIRA hasta la fecha de elaboración del presente informe.

**Tabla 21.** *Comportamiento del COT mercado Pereira y Cartago (\$/kWh)*

PERIODO	MERCADO	NT	COT ENERGÍA DE PEREIRA
dic-23	PEREIRA	3	49,84
ene-24	PEREIRA	3	49,20
feb-24	PEREIRA	3	46,22
mar-24	PEREIRA	3	50,42
dic-23	CARTAGO	1	107,47
ene-24	CARTAGO	1	104,44
feb-24	CARTAGO	1	97,35

PERIODO	MERCADO	NT	COT ENERGÍA DE PEREIRA
mar-24	CARTAGO	1	96,24
abr-24	CARTAGO	1	95,92
may-24	CARTAGO	1	89,03
jun-24	CARTAGO	1	92,45
dic-23	CARTAGO	2	102,53
ene-24	CARTAGO	2	87,86
feb-24	CARTAGO	2	90,83
mar-24	CARTAGO	2	86,74
abr-24	CARTAGO	2	84,70
may-24	CARTAGO	2	76,68

Fuente: Publicaciones empresa, Publicaciones CAC - Elaboración DTGE.

#### 5.4.1.8. Tarifas de Energía Eléctrica

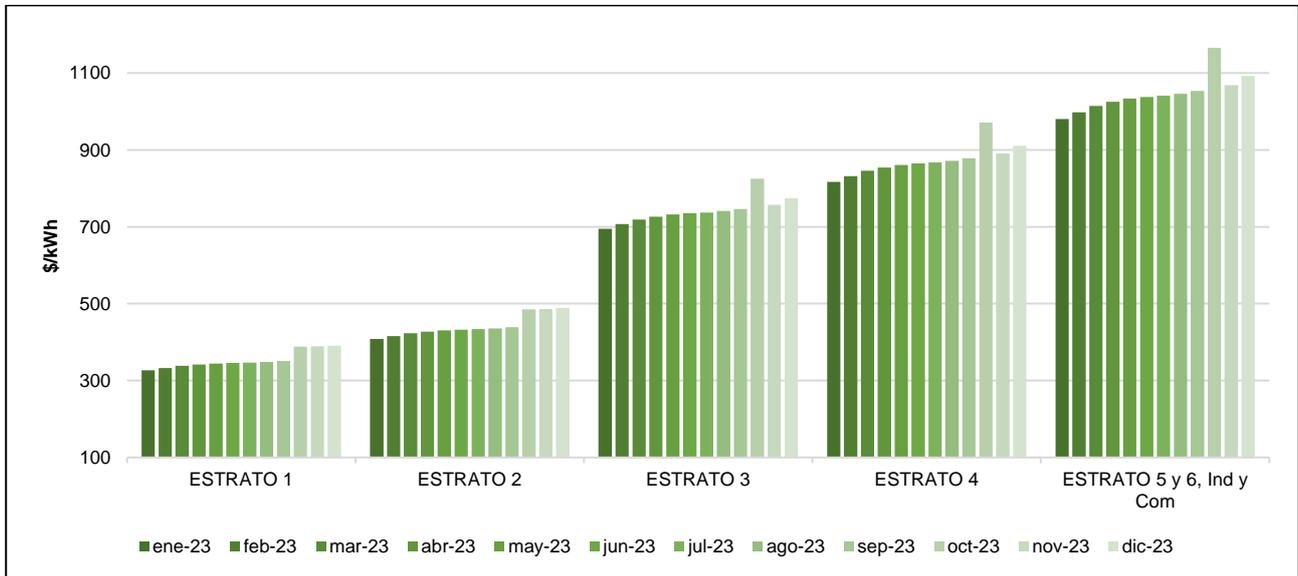
En el desarrollo de este tema es importante tener en cuenta que la tarifa se calcula aplicando el factor de subsidio o contribución al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), dependiendo del estrato socioeconómico al que pertenezca el usuario. Para usuarios de estrato 4 y usuarios no residenciales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

En el caso específico de ENERGÍA DE PEREIRA., que aplicó la opción tarifaria como se mencionó anteriormente hasta el mes de octubre de 2023 para el mercado Pereira y hasta el mes de diciembre en el mercado Cartago, el CU de la metodología general es reemplazado por el CU de la opción tarifaria, el cual se utiliza como tarifa para los usuarios del estrato 4. A partir de esta tarifa, se determinan los porcentajes para los subsidios y contribuciones, lo que resulta en las tarifas aplicables a los estratos 1, 2, 3, 5, 6 y a los sectores comerciales e industriales.

Para los meses de 2023 en que no se aplicó la opción tarifaria (Pereira), el valor del CU calculado a partir de la metodología general se utiliza como tarifa para los usuarios del estrato 4.

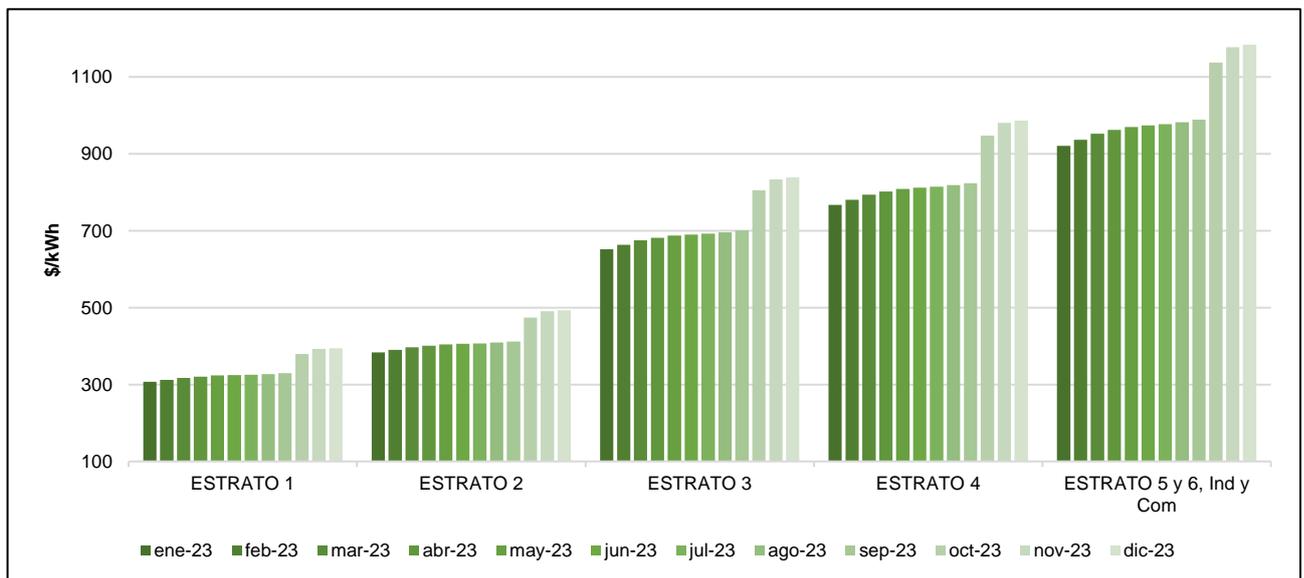
En la Figura 32 y la Figura 33 se presentan las tarifas por estrato publicadas por la empresa durante el año 2023. Es importante destacar que estas tarifas corresponden al nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red, ya que la mayoría de los usuarios se encuentran conectados bajo esta característica.

**Figura 32. Tarifas de Energía Eléctrica 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Pereira**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

**Figura 33. Tarifas de Energía Eléctrica 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Cartago**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la misma Figura 32 y la Figura 33 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 aumentos en las tarifas gracias a la aplicación de la Resolución CREG 101 028 de 2023. 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 22 se muestran las tarifas aplicadas por ENERGÍA DE PEREIRA durante el año 2023 para el mercado Pereira y en la Tabla 23 para el mercado Cartago.

**Tabla 22.** Tarifas de energía eléctrica 2023 NT1 Prop. OR – ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Pereira.

MES	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com
Ene-23	326,87	408,59	694,60	817,17	980,61
Feb-23	332,68	415,85	706,94	831,70	998,04
Mar-23	338,21	422,76	718,68	845,51	1014,61
Abr-23	341,76	427,20	726,24	854,40	1025,28
May-23	344,43	430,54	731,92	861,08	1033,29
Jun-23	345,94	432,42	735,12	864,84	1037,81
Jul-23	346,97	433,72	737,32	867,44	1040,92
Ago-23	348,71	435,89	741,01	871,78	1046,14
Sep-23	351,15	438,94	746,19	877,88	1053,45
Oct-23	388,37	485,47	825,29	970,93	1165,12
Nov-23	389,34	486,68	756,87	890,43	1068,52
Dic-23	391,17	488,96	774,03	910,62	1092,74

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

**Tabla 23.** Tarifas de energía eléctrica 2023 NT1 Prop. OR – ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Cartago.

MES	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com
Ene-23	326,87	408,59	694,60	817,17	980,61
Feb-23	332,68	415,85	706,94	831,70	998,04
Mar-23	338,21	422,76	718,68	845,51	1014,61
Abr-23	341,76	427,20	726,24	854,40	1025,28
May-23	344,43	430,54	731,92	861,08	1033,29
Jun-23	345,94	432,42	735,12	864,84	1037,81
Jul-23	346,97	433,72	737,32	867,44	1040,92
Ago-23	348,71	435,89	741,01	871,78	1046,14
Sep-23	351,15	438,94	746,19	877,88	1053,45
Oct-23	388,37	485,47	825,29	970,93	1165,12
Nov-23	389,34	486,68	756,87	890,43	1068,52
Dic-23	391,17	488,96	774,03	910,62	1092,74

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

**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

#### **5.4.1.9. Resultado de Visita realizada a la empresa en temas tarifarios**

El pasado 25, 26 y 27 de septiembre 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 DE PEREIRA SA ESP en el marco de la evaluación integral y que hace parte del plan de acción para el año 2024.

##### **5.4.1.9.1. Procedimiento del Cálculo de Tarifas**

En el proceso de cálculo mensual de tarifas intervienen 2 personas, quienes realizan el cálculo de tarifas de acuerdo con un procedimiento interno que establece insumos, formatos y responsables. Una vez se calcula, se hacen las validaciones entre partes y entra a revisión del líder del proceso y del subgerente de mercado. Actualmente, la empresa no cuenta con un software para tarifas, por lo que los cálculos se realizan a través de dos plantillas diferentes de Excel, y existe una tercera la cual corresponde a la validación presupuestal. Posterior al cálculo, se reúnen para verificar, validar y comparar los resultados. Se resalta que los cálculos se trabajan a 4 decimales siendo bastante estrictos con las diferencias.

Del mismo modo, para la verificación de resultados se envía vía correo para revisión y validación a través de la plantilla presupuestal en donde autorizan el subgerente de mercado o el gerente comercial cuando este último no se encuentra. La empresa no escala esta toma de decisiones ante la Gerencia o Junta Directiva, salvo cuando algunas situaciones lo ameritan.

Una vez se aprueba la información para proceder con la publicación, se realiza contacto con los periódicos quienes realizan boceto de lo que quedará publicado, este boceto se verifica y se da la autorización para que el periódico publique. El siguiente paso es enviar las tarifas al sistema comercial SAC vía correo electrónico, para esto se envía un archivo plano CSV. A través de unos pantallazos preliminares que el sistema genera se realiza la verificación de coincidencia entre lo aprobado y lo cargado al SAC para su aplicación.

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

Todo el proceso queda registrado vía correo electrónico y se encuentra documentado a través del procedimiento interno de tarifas, se verifica el procedimiento durante la reunión y se solicita una copia de este.

#### **5.4.1.9.2. 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 con el código COM.GM.PR04 versión 06, el cual es interno y posee el paso a paso del cálculo realizado por la empresa, incluyendo las diferentes fuentes a través de las cuales se extrae la información, así como la publicación final de tarifas reguladas.

#### **5.4.1.9.3. Hallazgos evidenciados en calidad de información**

En el marco de la evaluación integral, no se identificó ningún incumplimiento en la aplicación del régimen tarifario vigente en Colombia. De igual manera, no se observaron diferencias entre los cálculos tarifarios realizados por la DTGE y los que fueron publicados y aplicados por ENERGÍA DE PEREIRA para los mercados de Pereira y Cartago durante la vigencia 2023.

#### **5.4.2. 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 ENERGÍA DE PEREIRA. 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», «Comercial», «Industrial», «Oficial», «Provisional».

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 24:

**Tabla 24.** 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.

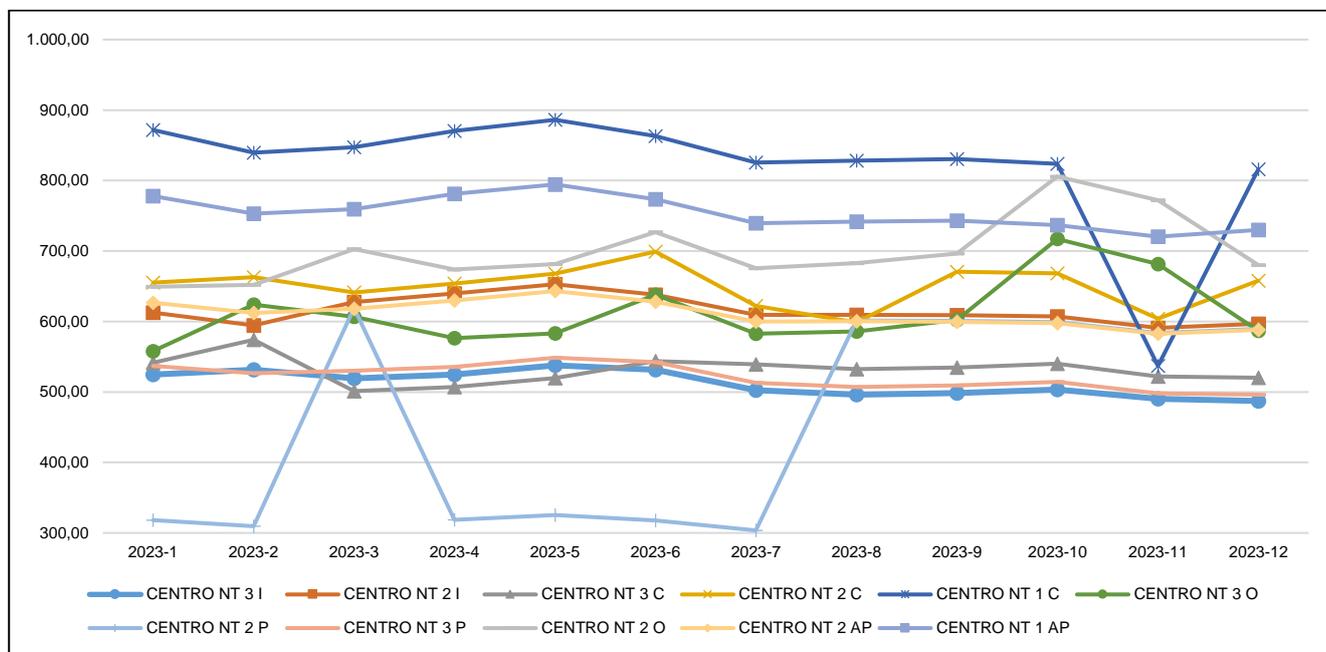
La información proporcionada en esta sección se complementó con datos adicionales que se obtienen al vincular el Número de Identificación del Usuario (NIU) del Formato TC2 con el Formato TC1. Estos datos incluyen información específica sobre la empresa, el mercado, el sector, el tipo de usuario y el 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.<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> C: Comercial; AP: Alumbrado Público; I: Industrial; O: Oficial; P Provisional

**Figura 34.** Tarifa promedio aplicada a UNR - 2022 ADD CENTRO – ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Pereira.

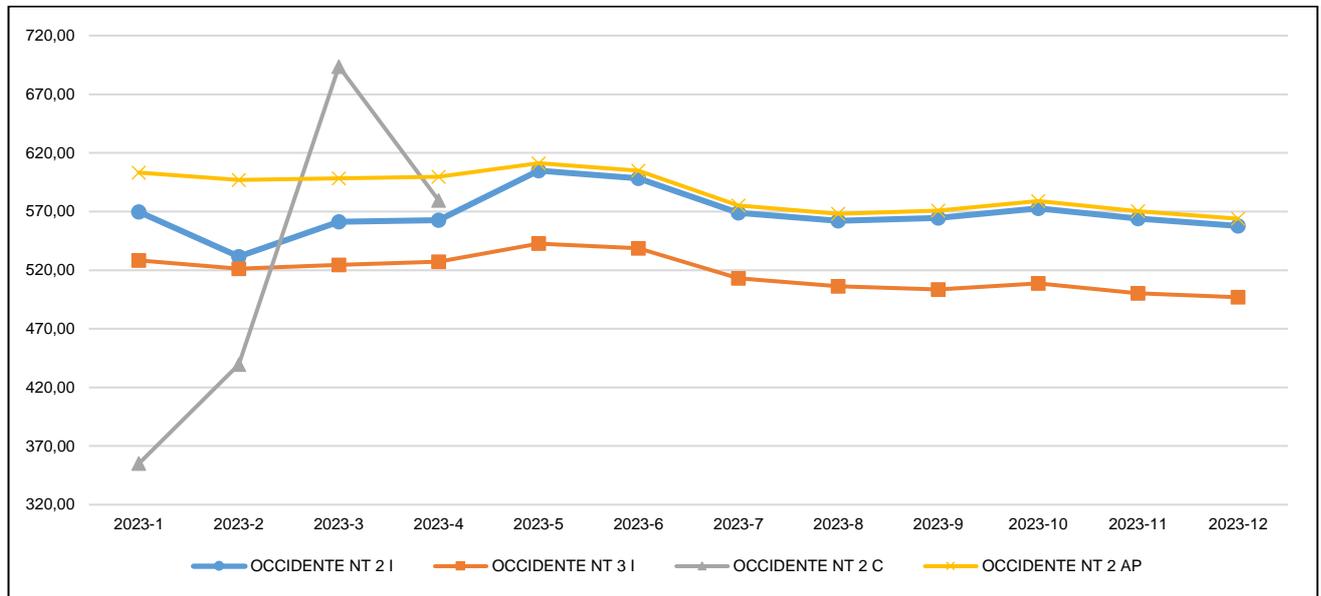


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De acuerdo con la información reportada en SUI, para el año 2023 ENERGÍA DE PEREIRA contaba en promedio 80 usuarios no regulados, distribuidos de la siguiente manera: 31 industriales en el nivel de tensión tres, 11 industriales en el nivel de tensión dos, 11 usuarios comerciales en el nivel de tensión tres, 14 en el nivel de tensión dos, y 2 en el nivel de tensión uno. Por otra parte, se registraron 3 usuarios oficiales en el nivel de tensión tres y otros 3 en el nivel de tensión dos; además de 2 usuarios de alumbrado público en los niveles de tensión uno y dos, 2 usuarios provisionales en el nivel de tensión dos, y uno en el nivel de tensión tres. Todos estos usuarios se encuentran en el mercado Pereira, dentro del ADD Centro.

En la Figura 35, se puede observar que los usuarios provisionales en el nivel de tensión dos experimentaron mayores variaciones en las tarifas aplicadas, mientras que los demás sectores mantuvieron una tendencia más estable.

**Figura 35. Tarifa promedio aplicada a UNR - 2022 ADD OCCIDENTE – ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Cartago**



**Fuente:** Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En lo relacionado con el mercado Cartago, en el ADD Occidente, de acuerdo con la información reportada en SUI para el año 2023, ENERGÍA DE PEREIRA contaba en promedio 22 usuarios no regulados, distribuidos de la siguiente manera: 19 industriales en el nivel de tensión dos, 1 industrial en el nivel de tensión tres, 1 usuario comercial en el nivel de tensión dos, y un usuario de alumbrado público en el nivel de tensión dos. En la Figura 35 se puede observar una disminución significativa en el promedio de las tarifas para el mes de julio de 2023 en los niveles de tensión dos y tres para los usuarios industriales y alumbrado público.

Por último, en la misma Figura 35, se observa que para los meses de mayo a diciembre de 2023 no se reportó en el SUI la información sobre los usuarios comerciales<sup>5</sup>.

<sup>5</sup>C: Comercial; AP: Alumbrado Público; I: Industrial; O: Oficial; P Provisional

## 5.5. Subsidios de Energía Eléctrica

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

### 5.5.1. Subsidios Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso - FSSRI.

Como se mencionó a lo largo del documento, el prestador ENERGÍA DE PEREIRA, es un comercializador que, en el esquema de subsidios y contribuciones, atiende a usuarios regulados y no regulados en los estratos residenciales 1, 2, 3, 5 y 6, y en los sectores: comercial, industrial, oficial y provisional.

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

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

Para iniciar la revisión de la información de subsidios y contribuciones, se hace la comparación sobre la consistencia de la información remitida por el prestador en el marco de la presente integral, y la información reportada en el Sistema Único de Información - SUI, a la cual se le hace seguimiento, de acuerdo con las funciones de inspección, vigilancia y control asignadas a

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

esta Superintendencia, y que fue extraída por parte de la Dirección Técnica de Gestión de Energía del SUI.

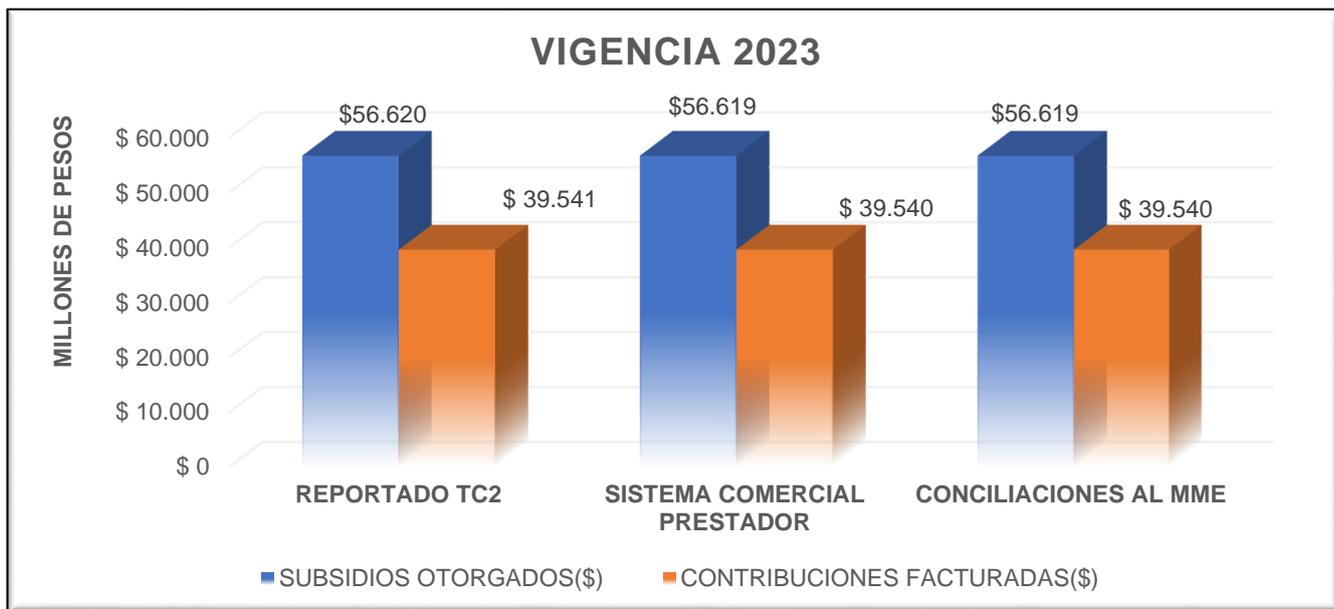
Para el desarrollo de este componente, se realizó verificación de la información para la vigencia 2023, empleando la información proveniente de:

- La copia de las conciliaciones remitidas por el prestador, en el desarrollo de la presente evaluación integral.
- Información procedente del sistema comercial empleado por el prestador.
- Información reportada en el SUI a corte del 21 de octubre de 2024.

Al realizar el contraste de la información, si bien en los valores mensuales de las variables de “Subsidios Otorgados” “Contribuciones Facturadas” y “Giros Recibidos”, mostraron concordancia con la información de las fuentes mencionadas anteriormente, se evidencian presuntas inconsistencias en los valores reportados por mercado en el Sistema Único de Información – SUI. Lo anterior plantea una asimetría de la información reportada en el SUI, respecto al sistema comercial empleado por el prestador titulado Sistema de Administración Comercial – SAC y en algunos casos a las conciliaciones remitidas al ministerio.

A continuación, en la Figura 36, se muestra la información de subsidios y contribuciones del prestador conforme a las tres fuentes de información mencionadas anteriormente.

**Figura 36.** Información de subsidios otorgados reportada por la ENERGÍA DE PEREIRA, en el SUI para la vigencia 2023.



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

Tal como se observa en la Figura 36, el prestador presenta similitud en la información remitida conforme al sistema comercial empleado “Sistema de Administración Comercial –SAC” y las conciliaciones remitidas al Ministerio de Minas y Energía – Minenergía; sin embargo, al contrastar esta información con lo reportado en el SUI, se presenta variación en estas fuentes de información.

Ahora bien, es importante señalar que la información recibida, sin notas técnicas, comentarios y/o explicaciones relacionadas con la forma, modo y/o factores a considerar respecto a la información aportada en el desarrollo de la presente evaluación integral, fue evaluada a partir de la verificación horizontal de múltiples variables conforme a la información recibida de forma estándar.

No obstante, según las aclaraciones brindadas por el prestador en el momento de la visita que aducían la necesidad de incorporar dentro del reporte de la SSPD para el análisis de las variables “Subsidios y Contribuciones”, el cálculo también de las variables “Factura tipo: Facturación Inicial” y “Valor intereses mora sobre subsidios /contribuciones”.

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

Dada la anterior aclaración, este informe incluye los ajustes de las métricas evaluadas por esta Dirección Técnica y por ende las diferencias y presuntas asimetrías de información proceden del reporte del prestador en el SUI y deberán ser subsanadas aclarando el origen de estas.

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 25 se muestra información tomada del formato TC2, que para el caso de subsidios corresponde a las variables: **5. Factura tipo: Facturación Inicial, 21. Valor Subsidio Usuario (\$), 22. Valor Refacturación del Subsidio Usuario (\$), Valor intereses mora sobre subsidios (\$)** del citado formato de acuerdo con la Res. SSPD No. 12515 de 2021.

**Tabla 25.** Información de subsidios otorgados reportada por *ENERGÍA DE PEREIRA*, en el SUI para la vigencia 2023.

Año	Periodo	Subsidios Otorgados
2023	1	4.301.607.332
2023	2	4.265.549.355
2023	3	4.497.762.238
2023	4	4.517.335.811
2023	5	4.690.531.332
2023	6	4.778.866.171
2023	7	4.779.839.026
2023	8	4.896.836.886
2023	9	4.841.157.084
2023	10	4.855.866.245
2023	11	5.295.483.563
2023	12	4.899.456.002

**Fuente:** Elaboración propia datos SUI Formato TC2 (21/10/2024)

Esta información de subsidios se discriminó por mercado como se muestra a continuación en la Tabla 26:

**Tabla 26.** Información de subsidios otorgados reportada por ENERGÍA DE PEREIRA, en el SUI para la vigencia 2023 por mercado.

Año	Periodo	Subsidios Otorgados Mercado Pereira	Subsidios Otorgados Mercado Cartago
2023	1	3.307.342.415	994.264.917
2023	2	3.302.638.557	962.910.798
2023	3	3.476.103.319	1.021.658.919
2023	4	3.499.973.031	1.017.362.780
2023	5	3.614.521.309	1.076.010.023
2023	6	3.694.864.783	1.084.001.388
2023	7	3.663.885.284	1.115.953.742
2023	8	3.763.124.349	1.133.712.537
2023	9	3.735.871.095	1.105.285.989
2023	10	3.704.474.699	1.151.391.546
2023	11	4.096.489.636	1.198.993.927
2023	12	3.566.433.065	1.333.022.937

**Fuente:** Elaboración propia datos SUI Formato TC2 (21/10/2024)

En esta tabla, es posible vislumbrar los subsidios requeridos conforme a los usuarios atendidos de los estratos socioeconómicos por mercado, lo que equivale que, del total de recursos destinados para subsidios, el 76,7% es decir, \$43.425.721.542 se encuentran en el mercado de Pereira.

El 23,3% restante equivalente a \$13.194.569.503, se encuentra en el mercado de Cartago, concluyendo que, de conformidad con lo reportado en el SUI, el prestador no cuenta con usuarios objeto de subsidio para otros mercados en la vigencia 2023.

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

**Tabla 27.** Información de contribuciones facturadas reportada por ENERGÍA DE PEREIRA, en el SUI para la vigencia 2023.

Año	Periodo	Contribuciones Facturadas
2023	1	2.905.894.636
2023	2	2.862.666.256
2023	3	3.109.553.023
2023	4	3.023.956.929
2023	5	3.183.565.743
2023	6	3.234.752.700
2023	7	3.316.938.742
2023	8	3.461.938.014
2023	9	3.471.460.616
2023	10	3.475.200.198
2023	11	3.741.711.231
2023	12	3.753.783.427

**Fuente:** Elaboración propia datos SUI Formato TC2. (21/10/2024)

Valga considerar que en el formato TC2 los valores de contribuciones facturadas consideradas en el ejercicio de validación corresponden a los campos **5. Factura tipo: Facturación Inicial, 26. Valor de la Contribución (\$), 27. Valor Refacturación de la Contribución (\$)** y **30. Valor intereses mora sobre contribuciones (\$)** del citado formato de acuerdo con la Res. SSPD No. 12515 de 2021.

Para el caso de contribuciones, se discriminó por mercado como se muestra a continuación en la Tabla 28.

**Tabla 28.** Información de contribuciones facturadas reportada por ENERGÍA DE PEREIRA, en el SUI para la vigencia 2023 por mercado.

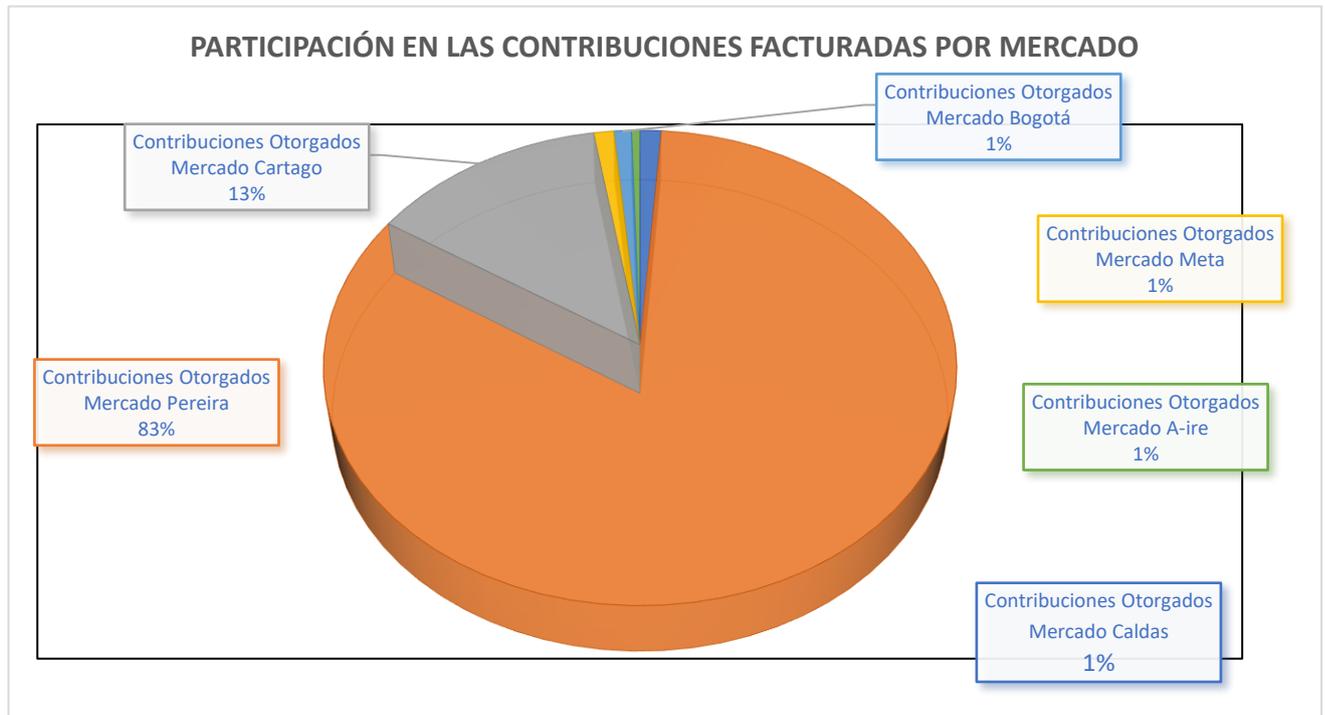
Año	Periodo	Contribuciones Otorgados Mercado Caldas	Contribuciones Otorgados Mercado Pereira	Contribuciones Otorgados Mercado Cartago	Contribuciones Otorgados Mercado Meta	Contribuciones Otorgados Mercado Bogotá	Contribuciones Otorgados Mercado AIR-E
2023	1	23.158.618	2.439.617.242	395.911.363	0	31.603.496	15.603.917
2023	2	45.163.554	2.384.613.113	387.335.256	0	29.480.577	16.073.756
2023	3	38.563.201	2.606.853.437	411.488.935	0	27.964.063	24.683.387
2023	4	39.695.603	2.529.273.558	408.664.084	10.659.072	30.271.693	5.392.919
2023	5	38.931.307	2.650.240.904	420.733.909	41.230.675	32.428.948	Sin Reporte

Año	Periodo	Contribuciones Otorgados Mercado Caldas	Contribuciones Otorgados Mercado Pereira	Contribuciones Otorgados Mercado Cartago	Contribuciones Otorgados Mercado Meta	Contribuciones Otorgados Mercado Bogotá	Contribuciones Otorgados Mercado AIR-E
2023	6	39.553.459	2.689.742.505	423.662.707	48.772.821	33.021.208	Sin Reporte
2023	7	37.268.747	2.764.269.559	444.663.454	40.400.018	30.336.964	0
2023	8	42.736.858	2.872.368.459	460.115.959	43.027.710	30.959.703	12.729.325
2023	9	40.962.300	2.889.556.539	441.096.372	46.715.342	29.784.791	23.345.272
2023	10	38.546.409	2.817.256.968	480.876.221	76.436.087	27.129.020	34.955.493
2023	11	39.867.490	3.072.873.973	471.586.295	79.497.301	42.328.755	35.557.417
2023	12	41.290.773	3.068.160.020	519.260.435	61.027.362	42.402.875	21.641.962

**Fuente:** Elaboración propia datos SUI Formato TC2. (21/10/2024)

De los resultados obtenidos se tiene que, del total de las contribuciones facturadas por ENERGÍA DE PEREIRA, para la vigencia 2023, participan los mercados de Caldas, Pereira, Cartago, Meta, Bogotá y AIR-E, de estos el 83% corresponde al mercado de Pereira, seguido por el mercado de Cartago con el 13,32%, en un segundo segmento se encuentran los mercados de Caldas y Meta con 1,18% y 1,13% respectivamente, y en un tercer segmento los mercados de Bogotá y AIR-E con 0,98% y 0,48% respectivamente, como se ilustra en la Figura 37:

**Figura 37.** Representación gráfica de las contribuciones facturadas por mercado de ENERGÍA DE PEREIRA, en el SUI para la vigencia 2023.



**Fuente:** Elaboración propia datos SUI Formato TC2. (21/10/2024)

De la anterior información presentada para Subsidios Otorgados y Contribuciones Facturadas, se consolidó la información y a continuación, se presenta los datos en una matriz de análisis horizontal de variables contenidos en la Tabla 29 y Tabla 30 de la siguiente forma:

**Tabla 29.** Información reportada en el SUI de los diferentes componentes de Subsidios y Contribuciones analizados contrastando la información comercial de la ESP 2022.

2022		TC2/F2	S1	TC2/F2 F3	S1	S1	S10	S1	S10
MES	MERCA DO	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)
ENERO		3.675.845.95 5	3.675.845.95 5	2.389.668.199	2.389.667.974	3.352.495	3.352.495	1.831.065	1.831.065
	162	-	-	20.172.363	20.172.363	-	-	-	-
	163	2.784.333.00 2	2.784.333.00 2	1.974.122.584	1.974.122.359	1.094.402		1.781.264	
	168	891.512.953	891.512.953	354.442.814	354.442.814	2.258.093		49.801	
	176	-	-	26.751.347	26.751.347	-	-	-	-
	444	-	-	14.179.091	14.179.091	-	-	-	-
FEBRERO		3.740.067.40 0	3.740.067.40 0	2.408.280.859	2.408.275.618	1.421.530	1.421.530	2.187.384	2.187.384
	162	-	-	18.778.275	18.778.275	-		-	
	163	2.887.480.94 5	2.887.480.94 5	2.023.474.199	2.023.468.958	1.369.504		2.076.814	

2022		TC2/F2	S1	TC2/F2 F3	S1	S1	S10	S1	S10
MES	MERCA DO	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)
	168	852.586.455	852.586.455	326.963.865	326.963.865	52.026		110.570	
	176	-	-	25.489.951	25.489.951	-		-	-
	444	-	-	13.574.569	13.574.569	-	-	-	-
		<b>3.890.195.196</b>	<b>3.890.195.196</b>	<b>2.494.416.531</b>	<b>2.494.330.352</b>	<b>751.463</b>	<b>777.964</b>	<b>1.335.069</b>	<b>1.335.069</b>
	162	-	-	18.571.840	18.571.840	-	-	-	-
<b>MARZO</b>	163	3.017.611.345	3.017.611.345	2.099.090.226	2.099.004.047	681.577	-	1.257.967	-
	168	872.583.851	872.583.851	340.335.778	340.335.778	69.886	-	77.102	-
	176	-	-	23.718.212	23.718.212	-	-	-	-
	444	-	-	12.700.475	12.700.475	-	-	-	-
<b>ABRIL</b>		<b>3.937.146.908</b>	<b>3.937.146.908</b>	<b>2.581.215.019</b>	<b>2.581.215.019</b>	<b>591.190</b>	<b>591.190</b>	<b>1.872.605</b>	<b>1.872.606</b>

2022		TC2/F2	S1	TC2/F2 F3	S1	S1	S10	S1	S10
MES	MERCA DO	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)
	162	-	-	21.158.450	21.158.450	-	-	-	-
	163	3.054.192.52 8	3.054.192.52 8	2.158.178.371	2.158.178.371	564.020		1.601.934	
	168	882.954.380	882.954.380	360.217.515	360.217.515	27.170		270.671	
	176	-	-	26.830.875	26.830.875	-	-	-	-
	444	-	-	14.829.808	14.829.808		-	-	-
		<b>4.025.770.37 6</b>	<b>4.025.770.37 6</b>	<b>2.630.477.108</b>	<b>2.630.477.108</b>	<b>856.568</b>	<b>856.568</b>	<b>2.198.406</b>	<b>2.198.409</b>
<b>MAYO</b>	162			21.979.862	21.979.862	-		-	
	163	3.115.735.89 5	3.115.735.89 5	2.215.202.791	2.215.202.791	800.693		1.365.016	
	168	910.034.481	910.034.481	352.234.307	352.234.307	55.875		833.390	
	176	-	-	26.700.781	26.700.781	-	-	-	-

2022		TC2/F2	S1	TC2/F2 F3	S1	S1	S10	S1	S10
MES	MERCA DO	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)
	444	-	-	14.359.367	14.359.367	-	-	-	-
		<b>3.973.838.984</b>	<b>3.973.319.784</b>	<b>2.609.733.524</b>	<b>2.609.733.524</b>	<b>834.666</b>	<b>834.666</b>	<b>3.371.717</b>	<b>3.371.720</b>
	162			22.922.537	22.922.537	-		-	
	163	3.079.279.744	3.079.279.744	2.187.292.197	2.187.292.197	694.192		1.186.277	
	168	894.040.040	894.040.040	354.987.945	354.987.945	140.474		2.185.440	
	176	-	-	28.991.464	28.991.464	-	-	-	-
	444	-	-	15.539.381	15.539.381	-	-	-	-
		<b>4.080.425.760</b>	<b>4.080.425.760</b>	<b>2.702.882.231</b>	<b>2.702.882.153</b>	<b>1.172.520</b>	<b>1.173.365</b>	<b>4.156.845</b>	<b>4.156.848</b>
	162	-	-	23.280.155	23.280.155	-	-	-	-
	163	3.170.804.292	3.170.804.292	2.269.561.829	2.269.561.829	1.055.254		1.299.183	

2022		TC2/F2	S1	TC2/F2 F3	S1	S1	S10	S1	S10
MES	MERCA DO	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)
	168	909.621.468	909.621.468	364.940.251	364.940.173	117.266		2.857.662	
	176	-	-	28.469.599	28.469.599	-	-	-	-
	444	-	-	16.630.397	16.630.397	-	-	-	-
			4.171.120.69 2	-	2.796.914.858	1.072.550	1.072.550	3.572.187	3.572.188
	162	-	-		26.425.642	-	-	-	-
	163		3.231.734.71 4		2.335.942.945	998.408		1.604.264	
	168		939.385.978		386.844.375	74.142		1.967.923	
	176	-	-		29.598.972	-	-	-	-
	444	-	-		18.102.924	-	-	-	-
<b>SEPTIEM BRE</b>		4.264.772.78 6	4.264.772.78 6	2.925.490.210	2.925.490.210	1.243.607	1.243.607	2.494.172	2.494.173

2022		TC2/F2	S1	TC2/F2 F3	S1	S1	S10	S1	S10
MES	MERCA DO	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)
	162			25.845.872	25.845.872	-	-	-	-
	163	3.306.372.41 8	3.306.372.41 8	2.465.437.175	2.465.437.175	1.216.735		1.754.310	
	168	958.400.368	958.400.368	384.576.767	384.576.767	26.872		739.862	
	176	-	-	32.383.334	32.383.334	-	-	-	-
	444	-	-	17.247.062	17.247.062		-		-
		<b>4.467.564.65 2</b>	<b>4.467.681.28 4</b>	<b>3.009.986.106</b>	<b>5.850.980.420</b>	<b>2.184.424</b>	<b>447.532</b>	<b>3.010.674.100</b>	<b>2.184.424</b>
<b>OCTUBRE</b>	162	-	-	23.182.340	25.845.872	-		23.182.340	
	163	3.466.554.27 5	3.466.558.26 4	2.534.983.268	2.499.908.154	1.803.772		2.534.983.268	
	164			-	42.779.843	-	-	-	-
	168	1.001.010.37 7	1.001.123.02 0	405.140.890	3.282.446.551	380.652		405.828.884	

2022		TC2/F2	S1	TC2/F2 F3	S1	S1	S10	S1	S10
MES	MERCA DO	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)
	176	-	-	32.094.257		-		32.094.257	
	444	-	-	14.585.351	-	-		14.585.351	
NOVIEMB RE		4.264.769.23 9	4.262.904.88 3	2.875.793.420	2.875.793.420	2.313.275	2.313.275	2.470.350	2.470.350
	162	-	-	23.626.821	23.626.821	-	-	-	-
	163	3.298.207.50 2	3.296.342.69 5	2.419.240.093	2.419.240.093	2.300.823		2.166.592	
	168	966.561.737	966.562.188	386.158.317	386.158.317	12.452		303.758	
	176			32.085.864	32.085.864	-	-	-	-
	444			14.682.325	14.682.325		-	-	-
DICIEMBR E		4.293.204.11 0	4.293.204.11 0	2.943.288.486	2.943.288.465	924.239	924.239	1.835.305	1.835.305
	162	-	-	20.894.516	20.894.516	-	-	-	-

2022		TC2/F2	S1	TC2/F2 F3	S1	S1	S10	S1	S10
MES	MERCA DO	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)
	163	3.321.506.64 0	3.321.507.09 1	2.481.515.089	2.481.544.104	879.635		1.372.721	
	168	971.697.470	971.697.019	395.752.927	395.723.891	44.604		462.584	
	176	-	-	30.798.658	30.798.658	-	-	-	-
	444	-	-	14.327.296	14.327.296	-	-	-	-

**Fuente:** Elaboración propia datos SUI Formato TC2/S1/S10. (21/10/2024)

**Tabla 30.** Información reportada en el SUI de los diferentes componentes de Subsidios y Contribuciones analizados contrastando la información comercial de la ESP 2023.

2023		TC2/F2	S1	TC2/F2 F3	S1	S1	S10	S1	S10
MES	MERCA DO	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)
ENERO		4.301.607.33 2	4.300.872.96 2	2.905.894.636	2.905.679.993	807.391	807.391	1.806.665	1.806.665

2023		TC2/F2	S1	TC2/F2 F3	S1	S1	S10	S1	S10
MES	MERCA DO	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)
	162	-	-	23.158.618	23.158.618	-	-	-	-
	163	3.307.342.41 5	3.306.608.04 5	2.439.617.242	2.439.402.599	639.662	-	1.378.206	
	168	994.264.917	994.264.917	395.911.363	395.911.363	167.729	-	428.459	-
	176	-	-	31.603.496	31.603.496	-	-	-	-
	444	-	-	15.603.917	15.603.917	-	-	-	-
<b>FEBRERO</b>		<b>4.265.549.35 5</b>	<b>4.265.501.14 1</b>	<b>2.862.666.256</b>	<b>2.862.666.256</b>	<b>2.324.058</b>	<b>2.324.058</b>	<b>2.072.536</b>	<b>2.072.536</b>
	162	-	-	45.163.554	45.163.554	-	-	-	-
	163	3.302.638.55 7	3.302.590.34 3	2.384.613.113	2.384.665.577	1.370.169		1.799.947	
	168	962.910.798	962.910.798	387.335.256	387.282.792	953.889		272.589	
	176	-	-	29.480.577	29.480.577	-	-	-	-
	444	-	-	16.073.756	16.073.756	-	-	-	-

2023		TC2/F2	S1	TC2/F2 F3	S1	S1	S10	S1	S10
MES	MERCA DO	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)
<b>MARZO</b>		<b>4.497.762.23 8</b>	<b>4.497.762.23 8</b>	<b>3.109.553.023</b>	<b>3.109.546.757</b>	<b>1.007.199</b>	<b>1.007.199</b>	<b>2.490.026</b>	<b>2.490.026</b>
	162	-	-	38.563.201	38.563.201	-	-	-	-
	163	3.476.103.31 9	3.476.103.31 9	2.606.853.437	2.610.852.399	703.587		2.268.879	
	168	1.021.658.91 9	1.021.658.91 9	411.488.935	411.488.935	303.612		221.147	
	176	-	-	27.964.063	27.964.063	-	-	-	-
	444	-	-	24.683.387	20.678.159	-	-	-	-
<b>ABRIL</b>		<b>4.517.335.81 1</b>	<b>4.517.129.80 9</b>	<b>3.023.956.929</b>	<b>3.023.956.399</b>	<b>3.314.383</b>	<b>1.007.199</b>	<b>1.914.804</b>	<b>2.490.026</b>
	162		-	39.695.603	39.695.603	-	-	-	-
	163	3.499.973.03 1	3.499.988.02 6	2.529.273.558	2.529.273.028	3.226.481		1.590.968	
	168	1.017.362.78 0	1.017.141.78 3	408.664.084	408.664.084	87.902		323.836	

2023		TC2/F2	S1	TC2/F2 F3	S1	S1	S10	S1	S10
MES	MERCA DO	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)
	175	-		10.659.072	10.659.072	-	-	-	-
	176	-	-	30.271.693	30.271.693	-	-	-	-
	444	-		5.392.919	5.392.919	-	-	-	-
<b>MAYO</b>		<b>4.690.531.33 2</b>	<b>4.690.516.33 7</b>	<b>3.183.565.743</b>	<b>3.183.462.975</b>	<b>492.639</b>	<b>492.639</b>	<b>2.838.387</b>	<b>2.838.387</b>
	162	-	-	38.931.307	38.931.307	-	-	-	-
	163	3.614.521.30 9	3.614.506.31 4	2.650.240.904	2.650.138.136	200.637		2.691.372	
	168	1.076.010.02 3	1.076.010.02 3	420.733.909	420.733.909	292.002		147.015	
	175	-	-	41.230.675	41.230.675	-	-	-	-
	176	-	-	32.428.948	32.428.948	-	-	-	-
<b>JUNIO</b>		<b>4.778.866.17 1</b>	<b>4.778.866.17 1</b>	<b>3.234.752.700</b>	<b>3.234.752.700</b>	<b>3.397.237</b>	<b>3.397.237</b>	<b>1.517.201</b>	<b>1.517.201</b>
	162		-	39.553.459	39.553.459	-		-	

2023		TC2/F2	S1	TC2/F2 F3	S1	S1	S10	S1	S10
MES	MERCA DO	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)
	163	3.694.864.78 3	3.694.864.78 3	2.689.742.505	2.689.742.505	3.272.516		1.332.785	
	168	1.084.001.38 8	1.084.001.38 8	423.662.707	423.662.707	124.721		184.416	
	175	-	-	48.772.821	48.772.821	-	-	-	-
	176	-	-	33.021.208	33.021.208	-	-	-	-
<b>JULIO</b>		<b>4.779.839.02 6</b>	<b>4.779.839.02 6</b>	<b>3.316.938.742</b>	<b>3.316.718.254</b>	<b>2.035.728</b>	<b>2.035.728</b>	<b>1.741.752</b>	<b>1.741.752</b>
	162		-	37.268.747	37.268.747	-		-	
	163	3.663.885.28 4	3.663.885.28 4	2.764.269.559	2.764.049.071	1.984.669		1.648.310	
	168	1.115.953.74 2	1.115.953.74 2	444.663.454	444.663.454	51.059		93.442	
	175	-	-	40.400.018	40.400.018	-	-	-	-
	176	-	-	30.336.964	30.336.964	-	-	-	-

2023		TC2/F2	S1	TC2/F2 F3	S1	S1	S10	S1	S10
MES	MERCA DO	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)
<b>AGOSTO</b>		<b>4.896.836.88 6</b>	<b>4.896.836.88 6</b>	<b>3.461.938.014</b>	<b>3.461.938.014</b>	<b>2.745.992</b>	<b>2.745.992</b>	<b>2.520.346</b>	<b>2.520.346</b>
	162		-	42.736.858	42.736.858	-		-	
	163	3.763.124.34 9	3.763.124.34 9	2.872.368.459	2.872.368.459	2.304.627		2.402.485	
	168	1.133.712.53 7	1.133.712.53 7	460.115.959	460.115.959	441.365		117.861	
	175	-	-	43.027.710	43.027.710	-	-	-	-
	176		-	30.959.703	30.959.703	-	-	-	-
	444	-	-	12.729.325	12.729.325	-	-	-	-
<b>SEPTIEM BRE</b>		<b>4.841.157.08 4</b>	<b>4.841.157.08 4</b>	<b>3.471.460.616</b>	<b>3.471.457.724</b>	<b>3.545.049</b>	<b>3.545.049</b>	<b>1.345.267</b>	<b>1.345.267</b>
	162	-	-	40.962.300	40.962.300	-		-	
	163	3.735.871.09 5	3.735.871.09 5	2.889.556.539	2.889.553.647	3.320.715		1.231.396	

2023		TC2/F2	S1	TC2/F2 F3	S1	S1	S10	S1	S10
MES	MERCA DO	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)
	168	1.105.285.989	1.105.285.989	441.096.372	441.096.372	224.334		113.871	
	175	-	-	46.715.342	46.715.342	-	-	-	-
	176	-	-	29.784.791	29.784.791	-	-	-	-
	444	-	-	23.345.272	23.345.272	-	-	-	-
<b>OCTUBRE</b>		<b>4.854.568.080</b>	<b>4.856.022.001</b>	<b>3.475.200.198</b>	<b>3.475.062.956</b>	<b>821.806</b>	<b>784.636</b>	<b>1.477.951</b>	<b>1.477.951</b>
	162		-	38.546.409	38.546.409	-	-	-	-
	163	3.703.502.891	3.704.474.699	2.817.256.968	2.817.119.726	639.781	-	1.359.028	-
	168	1.151.065.189	1.151.547.302	480.876.221	480.876.221	182.025		118.923	
	175	-	-	76.436.087	76.436.087	-	-	-	-
	176	-	-	27.129.020	27.129.020	-	-	-	-
	444	-	-	34.955.493	34.955.493	-	-	-	-

2023		TC2/F2	S1	TC2/F2 F3	S1	S1	S10	S1	S10
MES	MERCA DO	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)
<b>NOVIEMB RE</b>		<b>5.295.483.56 3</b>	<b>5.295.483.56 3</b>	<b>3.741.711.231</b>	<b>3.741.571.014</b>	<b>1.278.033</b>	<b>1.278.045</b>	<b>1.462.418</b>	<b>1.462.418</b>
	162	-	-	39.867.490	39.867.490	-	-	-	
	163	4.096.489.63 6	4.096.489.63 6	3.072.873.973	3.072.733.756	1.142.908		1.380.988	
	168	1.198.993.92 7	1.198.993.92 7	471.586.295	471.586.295	135.125		81.430	
	175	-	-	79.497.301	79.497.301	-	-	-	-
	176	-	-	42.328.755	42.328.755	-	-	-	-
	444	-	-	35.557.417	35.557.417	-	-	-	-
<b>DICIEMBR E</b>		<b>4.899.456.00 2</b>	<b>4.899.456.00 2</b>	<b>3.753.783.427</b>	<b>3.753.668.607</b>	<b>1.415.369</b>	<b>1.415.369</b>	<b>1.570.782</b>	<b>1.570.782</b>
	162	-	-	41.290.773	41.290.773	-	-	-	
	163	3.566.433.06 5	3.566.433.06 5	3.068.160.020	3.068.046.232	1.291.265		1.327.851	

2023		TC2/F2	S1	TC2/F2 F3	S1	S1	S10	S1	S10
MES	MERCA DO	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	SUBSIDIOS OTORGADO S(\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCI ONES NO RECAUDADA S DESPUES DE 6 MESES (\$)
	168	1.333.022.937	1.333.022.937	519.260.435	519.259.403	124.104		242.931	
	175	-	-	61.027.362	61.027.362	-	-	-	-
	176	-	-	42.402.875	42.402.875	-	-	-	-
	444	-	-	21.641.962	21.641.962	-	-	-	-

**Fuente:** Elaboración propia datos SUI Formato TC2/S1/S10. (21/10/2024)

**Tabla 31.** Información reportada en el SUI de los diferentes componentes analizados de Giros recibidos & Giros realizados contrastando la información comercial de la ESP 2022.

2022	MERCADO	S1	S2	S1	S2
MES		GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
ENERO		532.496.033	532.496.033	61.102.801	61.102.801
	162	-	-	20.172.363	20.172.363
	163	448.256.912	532.496.033	-	-
	168	84.239.121	-	-	-
	176	-	-	26.751.347	-
	444	-	-	14.179.091	14.179.091
FEBRERO		1.495.993.840	1.495.993.840	57.842.795	57.842.795
	162	-	-	18.778.275	18.778.275
	163	1.424.490.852	1.495.993.840	-	-
	168	71.502.988	-	-	-
	176	-	-	25.489.951	-
	444	-	-	13.574.569	13.574.569
MARZO		1.782.919.947	1.782.919.947	54.990.527	54.990.527
	162	-	-	18.571.840	18.571.840
	163	1.717.188.881	1.782.919.947	-	-
	168	65.731.066	-	-	-

2022	MERCADO	S1	S2	S1	S2
MES		GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
	176	-		23.718.212	23.718.212
	444	-		12.700.475	12.700.475
ABRIL		<b>1.394.481.515</b>	<b>1.394.481.515</b>	-	<b>62.819.133</b>
	162	-		-	21.158.450
	163	1.306.538.741	1.394.481.515	-	-
	168	87.942.774		-	-
	176	-	-	-	26.830.875
	444	-	-	-	14.829.808
			<b>564.918.494</b>	<b>564.918.494</b>	<b>63.040.010</b>
MAYO	162	-		21.979.862	21.979.862
	163	466.126.683	564.918.494	-	-
	168	98.791.811		-	-
	176	-	-	26.700.781	26.700.781
	444	-	-	14.359.367	14.359.367
			<b>2.602.034.914</b>	<b>2.602.034.914</b>	<b>67.453.382</b>
JUNIO	162	-		22.922.537	22.922.537
	163	2.482.107.657	2.602.034.914	-	-
	168	119.927.257		-	-
	176	-	-	28.991.464	28.991.464
	444	-	-	15.539.381	15.539.381
			<b>1.177.955.670</b>	<b>1.177.955.670</b>	<b>68.380.151</b>
JULIO	162	-		23.280.155	23.280.155
	163	1.092.355.900	1.177.955.670	-	-
	168	85.599.770		-	-
	176	-	-	28.469.599	28.469.599
	444	-	-	16.630.397	16.630.397
			<b>647.082.495</b>	<b>647.082.495</b>	<b>74.127.538</b>
AGOSTO	162	-	-	26.425.642	26.425.642
	163	542.929.144	647.082.495	-	-
	168	104.153.351		-	-
	176	-	-	29.598.972	29.598.972
	444	-	-	18102924	18.102.924
			<b>664.545.362</b>	<b>664.545.362</b>	<b>75.476.268</b>
SEPTIEMBRE	162	-		25.845.872	25.845.872
	163	561.143.575	664.545.362	-	-
	168	103.401.787		-	-
	176	-	-	17.247.062	32.383.334
	444	-	-		17.247.062
			<b>599.159.533</b>	<b>598.985.245</b>	<b>69.861.948</b>
OCTUBRE	162	-		23.182.340	23.182.340
	163	342.760	598.985.245	-	-
	164	489.129.255		-	-
	168	104.772		-	-
	176	-	-	32.094.257	32.094.257
	444	-	-	14.585.351	14.585.351
		<b>775.452.899</b>	<b>775.452.900</b>	<b>70.395.020</b>	<b>70.395.010</b>
NOVIEMBRE	162	-		23.626.821	23.626.821
	163	662.878.918	775.452.900	-	-

2022	MERCADO	S1	S2	S1	S2
MES		GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
	168	112.573.981		-	
	176	-	-	32.085.864	32.085.864
	444	-	-	14.682.325	14.682.325
		<b>612.774.160</b>	<b>612.774.160</b>	<b>66.020.470</b>	<b>66.020.470</b>
DICIEMBRE	162	-	-	20.894.516	20.894.516
	163	513.958.570	612.774.160	-	-
	168	98.815.590		-	-
	176	-	-	30.798.658	30.798.658
	444	-	-	14.327.296	14.327.296

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato S1/S2. (21/10/2024)

**Tabla 32.** Información reportada en el SUI de los diferentes componentes analizados de Giros recibidos & Giros realizados contrastando la información comercial de la ESP 2023.

2023	MERCADO	S1	S2	S1	S2
MES		GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
ENERO		<b>3.389.969.773</b>	<b>3.389.969.774</b>	<b>70.366.031</b>	<b>70.366.031</b>
	162	-		23.158.618	23.158.618
	163	3.285.217.361	3.389.969.774	-	-
	168	104.752.412		-	-
	176	-		31.603.496	31.603.496
	444	-		15.603.917	15.603.917
FEBRERO		<b>1.356.497.745</b>	<b>1.356.497.745</b>	<b>90.717.887</b>	<b>90.717.887</b>
	162	-		45.163.554	45.163.554
	163	1.255.367.422	1.356.497.745	-	-
	168	101.130.323		-	-
	176	-		29.480.577	29.480.577
	444	-		16.073.756	16.073.756
MARZO		<b>1.241.144.504</b>	<b>1.241.144.504</b>	<b>88.133.380</b>	<b>88.133.380</b>
	162	-		39.491.158	39.491.158
	163	1.058.189.941	1.241.144.504	-	-
	168	182.954.563		-	-
	176	-	-	27.964.063	27.964.063
	444	-	-	20.678.159	20.678.159
ABRIL		<b>1.938.910.191</b>	<b>1.938.910.192</b>	<b>85.082.732</b>	<b>85.082.732</b>
	162	-		38.767.646	38.767.646
	163	1.076.700.835	1.938.910.192	-	-
	168	862.209.356		-	-
	175	-	-	10.659.072	10.659.072
	176	-	-	30.271.693	30.271.693
	444	-	-	5.384.321	5.384.321
MAYO		<b>1.509.343.913</b>	<b>1.509.343.911</b>	<b>112.643.195</b>	<b>112.643.195</b>
	162	-		38.983.572	38.983.572
	163	1.350.571.694	1.509.343.911	-	-
	168	158.772.219		-	-

2023	MERCADO	S1	S2	S1	S2
MES		GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
	175	-	-	41.230.675	41.230.675
	176	-	-	32.428.948	32.428.948
JUNIO		<b>741.277.987</b>	<b>741.277.987</b>	<b>122.751.320</b>	<b>122.751.320</b>
	162	-	-	40.957.291	40.957.291
	163	622.053.955	741.277.987	-	-
	168	119.224.032		-	-
	175	-	-	48.772.821	48.772.821
	176	-	-	33.021.208	33.021.208
			<b>650.559.740</b>	<b>650.559.740</b>	<b>106.549.632</b>
JULIO	162	-	-	35.812.650	35.812.650
	163	513.046.697	650.559.740	-	-
	168	137.513.043		-	-
	175	-	-	40.400.018	40.400.018
	176	-	-	30.336.964	30.336.964
			<b>1.795.741.605</b>	<b>1.795.741.605</b>	<b>129.590.399</b>
AGOSTO	162	-	-	42.873.661	42.873.661
	163	1.012.388.816	1.795.741.605	-	-
	168	783.352.789		-	-
	175	-	-	43.027.710	43.027.710
	176	-	-	30.959.703	30.959.703
	444	-	-	12.729.325	12.729.325
			<b>3.986.440.877</b>	<b>3.986.440.877</b>	<b>140.807.705</b>
SEPTIEMBRE	162	-	-	40.962.300	40.962.300
	163	3.832.559.327	3.986.440.877	-	-
	168	153.881.550		-	-
	175	-	-	46.715.342	46.715.342
	176	-	-	29.784.791	29.784.791
	444	-	-	23.345.272	23.345.272
		<b>1.575.425.166</b>	<b>1.575.515.167</b>	<b>177.472.220</b>	<b>177.472.220</b>
OCTUBRE	162	-	-	38.951.620	38.951.620
	163	1.380.640.759	1.575.515.167	-	-
	168	194.784.407		-	-
	175	-	-	76.436.087	76.436.087
	176	-	-	27.129.020	27.129.020
	444	-	-	34.955.493	34.955.493
			<b>914.194.221</b>	<b>914.194.221</b>	<b>197.250.963</b>
NOVIEMBRE	162	-	-	39.867.490	39.867.490
	163	750.781.517	914.194.221	-	-
	168	163.412.704		-	-
	175	-	-	79.497.301	79.497.301
	176	-	-	42.328.755	42.328.755
	444	-	-	35.557.417	35.557.417
			<b>727.770.035</b>	<b>727.770.035</b>	<b>165.820.958</b>
DICIEMBRE	162	-	-	40.748.759	40.748.759
	163	588.600.546	727.770.035	-	-
	168	139.169.489		-	-
	175	-	-	61.027.362	61.027.362

2023	MERCADO	S1	S2	S1	S2
MES		GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
	176	-	-	42.402.875	42.402.875
	444	-	-	21.641.962	21.641.962

**Fuente:** Elaboración propia datos SUI Formato S1/S2. (21/10/2024)<sup>6</sup>

De las Tabla 29, Tabla 30, Tabla 31 y Tabla 32, se presentan los datos lineales multivariados analizados, esto corresponde a las variables de “Subsidios”, “Contribuciones”, “Contribuciones recaudo después de conciliado su no recaudo (\$)”, “Contribuciones no recaudadas después de 6 meses (\$)”, “Giros recibidos” y “Giros realizados”, en las vigencias 2022 y 2023.

Como se puede apreciar en las tablas, al contrastar las mencionadas variables por mercado, se identifican asimetrías de información reportados en los formatos TC2, S1 y S2.

Aunque, en algunos casos las diferencias se presentan con un menor valor, como es el caso de las variables de; “Subsidios” y “Contribuciones”, de los formatos TC2 y S1, al analizarlos por mercado, como se muestra en las mencionadas tablas, se encuentra que el prestador incorporó información sin considerar el mercado al que corresponde el valor reportado (Ver cifras de color naranja, reflejan las diferencias de información); es así que, se encuentran mercados en los cuales no tiene vínculo el prestador pero que en el caso de “Giros recibidos” y “Giros efectuados”, fueron incorporados con valor asignado, lo que requiere ser ajustado por el prestador a partir de la reversión de los formatos, en este sentido, se consolidó en la Tabla 33, que deberán ser objeto de reversión, como se detalla a continuación:

**Tabla 33.** Consolidado de los formatos y variables que presentan diferencias entre los valores reportados en el SUI por mercados para las vigencias 2022 y 2023.

MES/AÑO	TC2/S1	S1/S2	S1/S2
	CONTRIBUCIONES	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
ENERO 2022		X	X
FEBRERO 2022		X	X

<sup>6</sup> Nota: considerar que las casillas que no cuentan con valor asignado, asumen el signo de (-) guion medio, toda vez que, corresponden a valores no reportados.

MES/AÑO	TC2/S1	S1/S2	S1/S2
	CONTRIBUCIONES	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
MARZO 2022		X	
ABRIL 2022		X	X
MAYO 2022		X	
JUNIO 2022		X	
JULIO 2022		X	
AGOSTO 2022		X	
SEPTIEMBRE 2022		X	X
OCTUBRE 2022	X	X	
NOVIEMBRE 2022		X	
DICIEMBRE 2022		X	
ENERO 2023		X	
FEBRERO 2023		X	
MARZO 2023		X	
ABRIL 2023		X	
MAYO 2023		X	
JUNIO 2023		X	
JULIO 2023		X	
AGOSTO 2023		X	
SEPTIEMBRE 2023		X	
OCTUBRE 2023		X	
NOVIEMBRE 2023		X	
DICIEMBRE 2023		X	

**Fuente:** Elaboración propia datos SUI Formato S1/S2. (21/10/2024)

De conformidad con la anterior tabla, es preciso que el prestador en el compromiso No. 49 del Acta No. 1 suscrita del 25 al 27 de septiembre, considere dentro de los formatos a reversar, los que se detallan en la Tabla 33.

De otra parte, al revisar las variables de “Giros Recibidos” y “Giros Efectuados”, se evidencia que, aunque el valor totalizado corresponde a las cifras en la mayoría de los casos reportadas en las conciliaciones al MME, al contrastar en el presente análisis los formatos S1 y S2, se observan asimetrías de información que obedecen principalmente a la inclusión de mercados con valores que no corresponden, estas inconsistencias fluctúan entre las anualidades verificadas.

En este sentido, aclarando que la información reportada en el SUI es oficial, y debe ser coherente entre los formatos comprendidos en la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021 y, por tanto, estos no deben presentar diferencias entre valores y mercados sin importar las cantidades, como es el caso antes expuesto, se requiere que el prestador adopte las acciones

correctivas<sup>7</sup> pertinentes tendientes a garantizar la calidad de la información reportada a los entes de control.

Posteriormente, se procedió a analizar la información aportada por el prestador proveniente de su sistema comercial, la cual se presenta agrupada por trimestres y comparada con la información remitida al Ministerio en calidad de conciliaciones para finalmente ser cruzada con la información del SUI, como se muestra en las Tabla 34 y Tabla 35.

**Tabla 34.** Información reportada en el SUI de los diferentes componentes consolidada por trimestre de la ESP 2022 -2023.

20 22	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	\$ 11.306.108.551	\$ 11.306.108.551	\$ 7.292.365.589	\$ 7.292.273.944	\$ 5.525.488	\$ 5.551.989	\$ 5.353.518	\$ 5.353.518	\$ 3.811.409.820	\$ 3.811.409.820	\$ 173.936.123	\$ 173.936.123
T2	\$ 11.936.756.268	\$ 11.936.237.068	\$ 7.821.425.651	\$ 7.821.425.651	\$ 2.282.424	\$ 2.282.424	\$ 7.442.728	\$ 7.442.735	\$ 4.561.434.923	\$ 4.561.434.923	\$ 130.493.392	\$ 193.312.525

<sup>7</sup> Entiéndase Acción correctiva: la acción para eliminar la causa de una no conformidad y prevenir la recurrencia.

T3	\$ 8.345.198.546	\$ 12.516.3 19.238	\$ 5.628.372. 441	\$ 8.425.287. 221	\$ 3.488.677	\$ 3.489.522	\$ 10.223.204	\$ 10.223.209	\$ 2.489.58 3.527	\$ 2.489.58 3.527	\$ 217.983 .957	\$ 217.983 .957
T4	\$ 13.025.538.00 1	\$ 13.023.7 90.277	\$ 8.829.068. 012	\$ 11.670.062 .305	\$ 5.421.938	\$ 3.685.046	\$ 3.014.979. 755	\$ 6.490.079	\$ 1.987.38 6.592	\$ 1.987.21 2.305	\$ 206.277 .438	\$ 206.277 .428
20 23	TC2	S1	TC2	S1	S1	S10	S1	S10	S1	S2	S1	S2
	SUBSIDIOS  OTORGADOS(\$)	SUBSIDIOS  OTORGADOS(\$)	CONTRIBUCIONES  FACTURADAS(\$)	CONTRIBUCIONES  FACTURADAS(\$)	CONTRIBUCIONES RECAUDADAS DESPUES  DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUDADAS DESPUES DE  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	\$ 13.064.91 8.925	\$ 21.630.51 0.444	\$ 8.878.113.9 15	\$ 8.877.893.0 06	\$ 4.138.648	\$ 4.138.648	\$ 6.369.227	\$ 6.369.227	\$ 5.987.61 2.022	\$ 5.987.61 2.023	\$ 249.217. 298	\$ 249.217. 298
T2	\$ 13.986.73 3.314	\$ 13.986.51 2.317	\$ 9.442.275.3 72	\$ 9.442.172.0 74	\$ 7.204.259	\$ 4.897.075	\$ 6.270.392	\$ 6.845.614	\$ 4.189.53 2.091	\$ 4.189.53 2.090	\$ 320.477. 247	\$ 320.477. 247
T3	\$ 14.517.83 2.996	\$ 14.517.83 2.996	\$ 10.250.337. 372	\$ 10.250.113. 992	\$ 8.326.769	\$ 8.326.769	\$ 5.607.365	\$ 5.607.365	\$ 6.432.74 2.222	\$ 6.432.74 2.222	\$ 376.947. 736	\$ 376.947. 736
T4	\$ 15.050.80 5.810	\$ 15.050.96 1.566	\$ 10.970.694. 856	\$ 10.970.302. 577	\$ 3.515.208	\$ 3.478.050	\$ 4.511.151	\$ 4.511.151	\$ 3.217.38 9.422	\$ 3.217.47 9.423	\$ 540.544. 141	\$ 540.544. 141

**Fuente:** Elaboración propia datos SUI Formato TC2, S1, S10, S2. (21/10/2024)

**Tabla 35. Información aportada por el prestador para la vigencia 2022 - 2023.**

INFORMACIÓN REMITIDA POR EL PRESTADOR EN DESARROLLO DE LA EVALUACIÓN INTEGRAL									
PERIODO 2022				SUBSIDIOS OTORGADOS(\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)	CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
T1	T2	T3	T4						
X				\$ 11.306.108.551	\$ 7.292.269.038	\$ 5.525.488	\$ 5.353.518	\$ 3.811.409.820	\$ 173.936.123
	X			\$ 11.936.237.068	\$ 7.821.421.360	\$ 2.282.424	\$ 7.442.728	\$ 4.561.434.923	\$ 193.312.525
		X		\$ 12.516.319.238	\$ 8.425.287.044	\$ 3.487.182	\$ 10.223.204	\$ 2.489.583.527	\$ 217.983.957
			X	\$ 13.023.673.645	\$ 8.829.066.551	\$ 3.685.046	\$ 6.490.079	\$ 1.987.212.304	\$ 206.277.428
INFORMACIÓN REMITIDA POR EL PRESTADOR EN DESARROLLO DE LA EVALUACIÓN INTEGRAL									
PERIODO 2023				SUBSIDIOS OTORGADOS(\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)	CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
T1	T2	T3	T4						
X				\$ 13.064.136.341	\$ 8.877.892.994	\$ 4.138.648	\$ 6.369.227	\$ 5.987.612.022	\$ 249.217.298
	X			\$ 13.986.512.317	\$ 9.442.150.535	\$ 7.251.601	\$ 6.270.392	\$ 4.189.532.092	\$ 320.477.247
		X		\$ 14.517.832.996	\$ 10.250.108.828	\$ 8.326.769	\$ 5.607.365	\$ 6.432.742.222	\$ 376.947.736
			X	\$ 15.050.961.566	\$ 10.970.302.577	\$ 3.515.208	\$ 4.511.151	\$ 3.217.479.422	\$ 540.544.141

**Fuente:** Elaboración propia datos remitidos por el prestador.

Del anterior ejercicio de comparación, se obtuvieron las diferencias que se presentan en la Tabla 36, que corresponden a montos que en algunos meses son más significativos en comparación con otros meses de las mismas anualidades, como es el caso del tercer trimestre de 2022, teniendo en cuenta que hasta la fecha de extracción de la información del SUI, es decir el 21 de octubre de 2024, no se había efectuado el reporte del formato TC2 para el mes de agosto de 2022, motivo por el cual, presenta inconsistencia en la información relacionada con las variables de Subsidios Otorgados y Contribuciones Facturadas, siendo las variables más significativas.

En cuando a los demás trimestres, las diferencias se presentan principalmente en lo reportado en el formato TC2, seguido del formato S1 y aunque no son significativas respecto al total de los subsidios otorgados y de las contribuciones facturadas, representan diferencias y

asimetrías en la información sobre el sistema oficial para el reporte por parte de los prestadores respecto a la información de los servicios públicos prestados.

De igual forma, para el 2022 en el formato S1, se evidencia diferencias en las variables: Contribuciones Facturadas a razón de \$ 2.840.995.754 y en la variable Contribuciones no recaudadas después de 6 meses (\$) \$ 3.008.489.676 para el cuarto trimestre.

Situación por la cual, se está a la espera de cursar las reversiones a lugar, a fin de ajustar la información reportada en el SUI, dado el pronunciamiento y aclaraciones recibidas por parte del prestador.

Valga aclarar que, los compromisos establecidos en el transcurso de la presente evaluación integral que involucran procesos de reversión de información en el SUI, solo se entenderán cumplidos hasta tanto se realice efectivo el reporte de información corregida en el SUI.

**Tabla 36.** Consolidado de las diferencias presentadas por formato frente a la información del sistema comercial del prestador para la vigencia 2022 - 2023.

PERIODO 2022				TC2	S1	TC2	S1	S1	S10	S1	S10
T1	T2	T3	T4	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)		CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)	
X				\$ 0	\$ 0	\$ 96.551	\$ 4.906	-	\$26.501	-	-
	X			\$ 519.200	\$ 0	\$ 4.291	\$ 4.291	-	-	-	7
		X		-\$ 4.171.120.692	\$ 0	-\$ 2.796.914.603	\$ 177	\$1.495	\$ 2.340	-	5
			X	\$ 1.864.356	\$ 116.632	\$ 1.461	\$ 2.840.995.754	\$1.736.892	-	\$ 3.008.489.676	-

PERIODO 2023				TC2	S1	TC2	S1	S1	S10	S1	S10
T1	T2	T3	T4	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)		CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)	
X				\$ 782.584	\$ 0	\$ 220.921	\$ 12	-	-	-	-
	X			\$ 220.997	\$9.207.646.146	\$ 124.837	\$ 21.539	-47.342	-	-	-
		X		\$ 0	\$ 0	\$ 228.544	\$ 5.164	-	-	-	-
			X	-\$ 155.756	\$ 0	\$ 392.279	\$ 0	-	-	-	-

**Fuente:** Elaboración propia datos remitidos por el prestador.

De igual forma, se procedió a contrastar las variables relacionadas con giros recibidos y efectuados, obteniendo los siguientes resultados mostrados en la Tabla 37.

**Tabla 37.** Consolidado de las diferencias presentadas por formato relacionada con los giros recibidos y efectuados SUI frente a la información del sistema comercial del prestador para la vigencia 2022 – 2023.

PERIODO 2022				S1	S2	S1	S2
T	T	T	T	GIROS RECIBIDOS	GIROS RECIBIDOS	GIROS EFECTUADOS	GIROS RECIBIDOS (\$)
1	2	3	4	(\$)	(\$)	(\$)	
X				-	-	-	-
	X			-	-	-62.819.133	-
		X		-	-	-	-
			X	174.288	1	10	-
PERIODO 2023				S1	S2	S1	S2
T	T	T	T	GIROS RECIBIDOS	GIROS RECIBIDOS	GIROS EFECTUADOS	GIROS RECIBIDOS (\$)
1	2	3	4	(\$)	(\$)	(\$)	
X				-	1	-	-
	X			-1	-2	-	-
		X		-	-	-	-
			X	-90.000	1	-	-

**Fuente:** Elaboración propia datos SUI y ESP

En cuanto a la información de los giros recibidos y giros realizados, se evidencian diferencias en el formato S1 para los trimestres dos a razón de -\$62.819.133 en la variable de “Giros Efectuados” en la vigencia 2022. En el trimestre cuatro se presenta una diferencia de \$174.288 para la vigencia 2022 y para el mismo trimestre de -\$90.000 para la vigencia 2023 en la variable de “Giros Recibidos”.

Sobre este aspecto, se incorporó la modificación del formato F1, conforme a la información allegada por el prestador el pasado 15 de octubre del año en curso, teniendo en cuenta la actualización cursada con el Ministerio en la conciliación del trimestre cuatro para la vigencia 2022, que afectó el valor para la variable “Giros Recibidos”.

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

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 en los casos puntuales antes expuestos.

Es preciso aclarar que, en la revisión a detalle, es decir, por mensualidades, variables y formatos, se identificaron asimetrías de información que en algunos casos no se visualizan cuando se agrupan por trimestre, no obstante, fueron cubiertas en la técnica de auditoría empleada, es así como los compromisos surtidos de esta verificación se encuentran con el grado de detalle conforme a lo identificado.

#### **5.5.2. Análisis de suscriptores sujetos a subsidios o contribución.**

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

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

Las diferencias presentadas de suscriptores en las vigencias 2022 y 2023 se muestran a continuación en la Tabla 38 y Tabla 39:

**Tabla 38.** Diferencias presentadas para la vigencia 2022 sobre el número de usuarios por estrato/sector conforme a lo reportado en el formato TC1.

Estrato/mes	AÑO 2022											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Estrato 1	-21	-22	-73	-19	-22	-24	-23	-23	-48	-18	-1	-13
Estrato 2	-89	-62	-78	-59	-63	-69	-107	-53	-83	-55	-59	-36
Estrato 3	-30	-28	-31	-36	-65	-37	-40	-34	-50	-58	-65	-33
Estrato 5	-4	-1	-6	-5	-4	-7	-145	47	-1	-7	-4	-1
Estrato 6	-7	-7	1	-2	-18	-4	2	-11	-33	-36	6	-20
Comercial	-20	-6	-21	-39	-29	-44	-34	-22	-16	-42	-50	-139
Industrial	19	12	25	18	14	16	-1	2	-1	-2	0	-3
Provisional	-152	-114	-183	-142	-187	-169	-348	-94	-232	-218	-173	-245

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC1 (21/10/2024) – ESP

**Tabla 39.** Diferencias presentadas para la vigencia 2023 sobre el número de usuarios por estrato/sector conforme a lo reportado en el formato TC1.

Estrato/mes	AÑO 2023											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Estrato 1	-9	-15	-38	845	-11	-17	-11	-6	-2	-14	-6	-18
Estrato 2	-44	-74	-24	-893	-67	-49	-157	-54	-53	-82	-82	-132
Estrato 3	-64	-38	-48	-65	-302	-41	-134	-46	-57	-232	-35	-55
Estrato 5	-2	2	-44	-145	-15	-2	-71	-10	-3	-5	-9	-69
Estrato 6	-24	7	-22	-25	1	-41	-86	-141	-10	3	-26	-7
Comercial	-95	-43	48	-81	-93	-1	-25	-31	-7	-21	-31	-17
Industrial	-2	3	2	-1	-83	-6	1	5	-4	-3	-4	-11
Provisional	-240	-158	-126	-365	-570	-157	-483	-283	-136	-354	-193	-309

Fuente: Elaboración propia datos SUI Formato TC1 (21/10/2024) - ESP

De conformidad con la Tabla 38 y la Tabla 39, se concluye que las diferencias presentadas parten de la información remitida por el prestador conforme a su sistema comercial y contrastar de cara a lo reportado en el SUI; en este sentido, las diferencias positivas indican que el prestador reportó un menor número de usuarios en el SUI en comparación con el número de usuarios allegados como producto de la presente evaluación integral.

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

Evidenciando que todos los meses de las anualidades 2022 y 2023, presentan diferencias positivas o negativas en los estratos residenciales y usos no residenciales, es así que las diferencias negativas, es decir mayor número de suscriptores reportados en el SUI se presentan en los estratos 1, 2 y 3, siendo el estrato 2, seguido del 3, los que presentan mayores diferencias en los suscriptores reportados durante las dos anualidades revisadas. Igualmente, respecto al uso provisional, se presenta la misma tendencia antes descrita.

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

Si bien la información aquí presentada es de referencia, sobre lo reportador en el SUI, el prestador en atención a la observación No. 44 del Acta No. 1 suscrita el pasado 25 al 27 de septiembre de 2024, allega respuesta del mismo, informando que:

*«(...) la información proporcionada en el numeral 4.6.2 y la contenida en el formato TC1, denominado “Caracterización de Usuarios”, no son directamente comparables, debido a que el formato TC1 presenta el inventario de usuarios activos, mientras que el reporte en el numeral 4.6.2 corresponde a un reporte interno del sistema comercial, que incluye únicamente a los usuarios facturados en un periodo determinado y sus características al cierre de dicho periodo. Esta diferencia genera un desfase en la temporalidad de los datos y en las características de los usuarios entre el momento de su facturación y el cierre del periodo seleccionado.*

*Cuando un nuevo usuario es registrado en el sistema comercial – SAC, se incluye en el formato TC1 para el periodo m. Sin embargo, como este usuario aún no ha sido facturado, no aparece en el reporte del punto 4.6.2 correspondiente al periodo m. En su lugar, será registrado en dicho reporte en el siguiente periodo (m+1), cuando se facture su consumo de acuerdo con la lectura del medidor. Esto ocasiona que los datos entre el reporte enviado y el formato TC1 no sean comparables debido a la diferencia en la temporalidad del reporte (...).*»

Si bien, el formato TC1 obedece a la caracterización de usuarios para un mes determinado, al cruzar la información, se están presentando usuarios en menor medida con valores positivos,

esto es, usuarios que no se encuentran reportados en el TC1 y si se encuentran en la información suministrada del sistema comercial del prestador.

No obstante, dada la argumentación realizada por el prestador, sobre las diferencias presentadas ejemplificando de la siguiente forma su sustentación:

*«A modo de ejemplo, la Matrícula (NIU) 2115XXX fue creada en el sistema comercial de la Empresa el 13/04/2023, mes en el cual se reporta en el formato TC1.*

*Argumentando que: «(...) Pero en la información reportada por la Empresa en el punto 4.6.2 del Requerimiento de información – Informe de Vigilancia o inspección detallada. Evaluación Integral a EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA SA ESP – ENERGÍA DE PEREIRA, para la vigencia 2023, se reportó en el mes de mayo de 2023, donde se facturó el consumo del primer mes del usuario, generándose una diferencia en la temporalidad del reporte enviado vs. el TC1 (...)»*

Se procedió a cruzar la información con el formato TC2 y TC1, como se muestra en las Tabla 40 y Tabla 41:

**Tabla 40.** *Diferencias presentadas para la vigencia 2022 sobre el número de usuarios por estrato/sector luego de cruzar la información de los formatos TC2 vs TC1.*

Estrato/mes	AÑO 2022											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Estrato 1	-1	-2	1	-	-3	-2	-1	-	4	-6	14	-1
Estrato 2	-24	-28	-31	-22	-26	-21	-3	-	-21	-8	-6	1
Estrato 3	-5	-3	-6	-4	-9	-4	3	-	-3	1	-17	-1
Estrato 5	2	2	-4	-3	-2	-	3	-	1	-3	-1	-
Estrato 6	5	-3	4	1	21	-3	7	-	6	-3	10	3
Comercial	7	20	18	2	1	-8	14	-	26	12	13	12
Industrial	27	21	30	23	19	22	5	-	9	8	6	4

**Fuente:** Elaboración propia datos SUI Formato TC1 (21/10/2024) – ESP

**Tabla 41.** *Diferencias presentadas para la vigencia 2023 sobre el número de usuarios por estrato/sector luego de cruzar la información de los formatos TC2 vs TC1.*

Estrato/mes	AÑO 2022											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Estrato 1	1	5	-20	857	5	-5	-1	-2	2	-1	3	-3
Estrato 2	-5	-11	12	-855	-1	6	-7	-4	-4	-1	6	-1
Estrato 3	-4	5	-18	-15	-9	1	-	-4	-3	1	2	3
Estrato 5	2	4	-40	-41	-2	-	2	-8	-3	3	-2	2
Estrato 6	14	12	-14	7	12	10	14	49	7	8	9	6
Comercial	6	12	87	16	-50	27	15	-2	37	9	10	20
Industrial	7	8	8	8	-75	-1	7	10	2	3	2	-1

**Fuente:** Elaboración propia datos SUI Formato TC1 (21/10/2024) – ESP

Considerando lo informado por el prestador en su sustentación sobre el origen de las diferencias, se procedió a revisar la información del formato TC2 Facturación de Usuarios, en este sentido, las tablas antes enunciadas contienen el resultante de cruzar los usuarios del TC1 con los usuarios facturados del formato TC2 respecto a la información aportada por el prestador con ocasión de la presente evaluación integral.

Si bien, para algunos estratos y/o periodos se disminuye la diferencia, esta continua; en este sentido, se mantiene el requerimiento, considerando que la diferencia de suscriptores se presenta para la vigencia 2022 y 2023.

Ahora bien, respecto a la sustentación relacionada con las notorias diferencias presentadas en el mes de abril de 2023, el prestador manifiesta que:

*«(...) en el mes de abril de 2023, como se identificó en el archivo de trabajo compartido en formato Excel, existe una diferencia de 845 usuarios en el estrato 1 y un faltante de 893 usuarios en el estrato 2, la cual corresponde a la comparación del estado de los usuarios facturados comparado con el estado de los usuarios al cierre del periodo, teniendo en cuenta que la información remitida en el punto 4.6.2 del Requerimiento de información – Informe de Vigilancia o inspección detallada. Evaluación Integral a EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA SA ESP – ENERGÍA DE PEREIRA, para la vigencia 2023, corresponden a la información*

generada en reporte interno del sistema comercial que contiene los usuarios facturados en un periodo seleccionado y las características de estos usuarios al cierre del periodo en el sistema, generando un desfase en temporalidad en la información, así como cambios de sus características entre el momento de su facturación y el último día o cierre del periodo seleccionado.

A final del mes de abril de 2023, con la actualización de fichas catastrales, de 874, se realizó el cambio de estrato 2 al estrato 1, teniendo en cuenta lo descrito anteriormente del reporte la información remitida en el punto 4.6.2 del Requerimiento de información para la vigencia 2023, este cambio genera una diferencia entre el TC1 y el reporte de usuarios facturados para ese periodo (...)»

Al respecto esta Dirección acoge los argumentos brindados sobre las diferencias de usuarios presentadas en el mes de abril de 2023 para los estratos 1 y 2; sin embargo, mantiene la solicitud de aclaración sobre las diferencias presentadas en los demás meses, en estratos y usos de las vigencias 2022 y 2023, por lo tanto, la observación No. 44, de la citada Acta, se mantiene, hasta tanto el prestador sustente el origen de las diferencias.

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

Se procedió a verificar la información allegada con lo reportado en el SUI, y empleando un ejercicio de revisión directamente en el sistema comercial del prestador, obteniendo los siguientes resultados que se ilustran en la Tabla 42:

**Tabla 42.** Resultado de contrastar la información comercial aportada por el prestador y lo reportado en el SUI formato S6 para 2022-2023.

Tipo Usuario	Formato S6	Prestador Evaluación Integral	Registros No repetidos	No coincidencias
2022 - 2023	16271	886	886	0

**Fuente:** Elaboración propia datos SUI (21/10/2024) - ESP

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

Para el caso de la información aportada por el prestador en el desarrollo de la presente evaluación integral, se encuentra que, para la vigencia 2022 y 2023, presenta 886 registros no repetidos, se procedió a verificar la información recibida con el formato TC1. Caracterización de Usuarios, con la finalidad de establecer la clasificación dada a los usuarios que bajo exención tributaria deben ser caracterizados de esta forma en el inventario de usuarios, que permite identificar los mismos a nivel de Operador de Red.

Obteniendo como resultado: 643 usuarios que ostentan la condición de exentos de tributo, los restantes 243 usuarios, se encuentran clasificados en condiciones especiales como “Asistencial”, “Áreas Comunes” y “Ninguno”, de conformidad con la variable de condiciones especiales del formato TC1. Caracterización de usuarios, lo que corresponde a una impresión del reporte, por cuanto, el prestador al caracterizar sus usuarios debe establecer las condiciones que hacen acreedor a determinados usuarios de alguna condición especial que impacte en la aplicación de subsidios, contribuciones o excepciones tributarias.

Valga señalar que este ejercicio se corroboró con el sistema comercial del prestador “SAC” sobre las diferencias presentadas, corroborando que lo allegado por el prestador se encuentra acorde con su sistema comercial; sin embargo, presuntamente reportaron en el SUI las condiciones especiales no acordes con la condición que ostentan estos usuarios.

Como se muestra en la Tabla 43, en donde se identifica presuntos errores de información para las anualidades analizadas:

**Tabla 43.** *Resultado de contrastar la información comercial aportada por el prestador y lo reportado en el SUI formato S6 y TC1 para 2022 - 2023.*

Tipo Usuario	Registros cruce TC1 vs S6	Prestador Evaluación Integral	Condición Especial		
			Registros clasificados Ninguno	Registros clasificados Asistencial	Registros clasificados

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

					Áreas Comunes
2022 - 2023	886	886	238	3	2

**Fuente:** Elaboración propia datos SUI (21/10/2024) - ESP

Dadas las presentes asimetrías de información, el prestador se pronunció sobre el compromiso No. 48 del Acta No. 1 suscrita el pasado 25 al 27 de septiembre de 2024, informando sobre el proceso de reversión adelantado una vez verificada la información; no obstante, si bien se recibe el proceso de reversión que adelantó en aras de garantizar la calidad de la información reportada en el SUI, no se considera cumplido el compromiso hasta tanto, se proceda con la reversión y reporte efectivo de la información corregida en el SUI.

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

#### **5.5.3.1. Comentarios adicionales**

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

Y que, en el marco de dicha Ley, define el conjunto de preceptos que regulan el sistema de contribuciones y subsidios, concebidos como herramientas de intervención estatal para promover la solidaridad y la redistribución de ingresos dentro de la estructura tarifaria. Para tal fin, esta normativa estableció la creación de aportes conocidos como contribuciones de solidaridad y subsidios, basándose en la variación de las tarifas de los servicios públicos según los estratos socioeconómicos. Esto se alinea con la capacidad económica de cada grupo de

usuarios, con el objetivo de destinar recursos económicos a la cobertura de los servicios públicos domiciliarios en sectores de bajos ingresos, que, de tratarse en condiciones de mercado, no tendrían acceso a los servicios públicos.

En este sentido, se realizó una muestra aleatoria contrastando la información reportada por las alcaldías de estratificación y la reportada por el prestador en el formato TC1 y TC2, encontrando presuntas diferencias en los estratos y usos aplicados por el prestador respecto a la información de las alcaldías, a lo cual se le solicitó al prestador realizar la revisión, sustentar los motivos por los cuales se pueden presentar estas presuntas diferencias de información sobre 6.110 registros, en este sentido, se incluyó dentro de los compromisos establecidos en el Acta No. 1 suscrita el pasado 25 al 27 de septiembre de 2024, el compromiso No. 43 respecto a la revisión del origen de las presuntas inconsistencias identificadas.

De lo cual, conforme al escrito cuyo asunto hace referencia al: *“Pronunciamento, objeciones, observaciones y/o aclaraciones al traslado Informe Evaluación Integral 2023”*, fechado con el 28 de noviembre de 2024, mediante el cual, allega formato Excel solicitado, el cual será parte del análisis que efectúe esta Dirección.

De igual forma, se requirió allegar la información relacionada con la participación del prestador en los Comités de Estratificación y Concurso Económico de los municipios en donde presta el servicio de energía; de lo anterior con la finalidad de verificar el funcionamiento de los comités y la participación del prestador en la aplicación de la estratificación.

En respuesta a este requerimiento el prestador, se pronuncia indicando las acciones realizadas, sobre las presuntas inconsistencias de información relacionadas con la estratificación aplicada por el prestador respecto a los municipios que atiende.

*«(...) De la primera lista de 6.110 matrículas, 478 matrículas presentan exactitud en las direcciones reportadas por el Municipio de Pereira y las que reposan en el Sistema Comercial de ENERGÍA DE PEREIRA. De estas, 357 matrículas tienen estrato 8 en el municipio, es decir, que corresponde a **predios sin estratificar**, 58 corresponde a estrato 9 en el municipio, que indica que son usuarios clasificados como **no residencial** como se indica INSTRUCTIVO*

*PARA EL REPORTE DEL FORMATO DE ESTRATIFICACION Y COBERTURAS- REC y 63 matrículas presentan diferencia entre el estrato del prestador y la alcaldía, como se muestra a continuación:*

Concepto	Cantidad
Estrato 8	357
Estrato 9	58
Diferencia de estrato	63
<b>Total direcciones exactas</b>	<b>478</b>

*De la segunda lista de 1.259 matrículas, 729 matrículas tienen exactitud entre las direcciones. De estas, 684 matrículas corresponden a usuarios comerciales, 37 matrículas a usuarios industriales, 4 matrículas a usuarios oficiales y 4 a usuarios residenciales de estrato 5 y 6, siendo que estos últimos sí presentan el mismo estrato entre el prestador y la alcaldía, como se muestra a continuación:*

Concepto	Cantidad
Comercial	684
Industriales	37
Oficiales	4
Estrato 5	2
Estrato 6	2
<b>Total direcciones exactas</b>	<b>729</b>

*Se solicita por parte de la Empresa de ENERGÍA DE PEREIRA a las alcaldías la actualización de la información catastral de las 63 matrículas que presentan diferencia en el estrato, las 478 matrículas con estrato 8 y las 357 matrículas con estrato 9, mediante los oficios 6024 al Municipio de Pereira y el oficio 6025 al Municipio de Cartago que se anexan (...)*»

Considerando la respuesta recibida y los adjuntos anexos que soportan las gestiones realizadas por el prestador en aras de garantizar la correcta aplicación de la estratificación sobre los usuarios atendidos, esta dirección acoge las sustentaciones y gestiones realizadas respecto a las presuntas inconsistencias de estratificación y las solicitudes del prestador direccionadas a las alcaldías para el cumplimiento de la actualización de la estratificación de los registros que se detallan en su comunicación y procederán conforme a sus funciones a consultar con las alcaldías en mención sobre las gestiones realizadas.

Sin embargo, se solicita al prestador allegue en formato Excel, el resultado de las revisiones adelantadas sobre los registros que originaron el compromiso No.43. lo anterior con la finalidad de adelantar seguimiento sobre los mismos, con las respectivas alcaldías.

De otra parte, en cuanto a las actas de los comités de estratificación y la información sobre los aportes monetarios realizados con función del concurso económico solicitados, en su respuesta informa que:

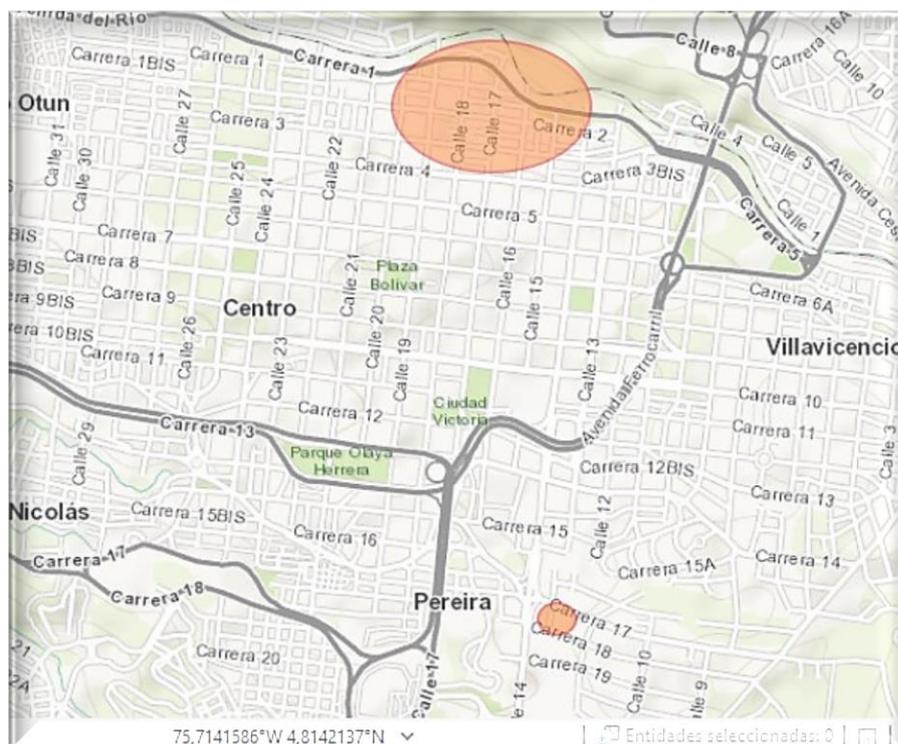
*«(...) se adjuntan los Oficios Nro. 5709 dirigido al Municipio de Pereira, y la respuesta del Municipio mediante oficio No.20241015-59654-I del 15 de octubre de 2024, donde realizan la entrega de las copias de las actas y Oficio Nro. 5839 dirigido al Municipio de Cartago, donde se solicitan las copias de las actas de los Comité Permanentes de Estratificación Socioeconómica de lo corrido del año 2024, sin respuesta a la fecha (...).»*

PERIODO	MONTO	NIT	DESCRI	DETALLE
202.402	\$ 2.984	891.480.027	MUNICIPIO DE LA VIRGINIA	Orpa: 636 - Fact: CC 002, CC 002 (RC 13-02-2024) PAGO APORTE AL CONCURSO ECONOMICO PARA LA ESTRATIFICACION EN EL MUNICIPIO DE LA VIRGINIA VIGENCIA 2024 SEMESTRE I. SEGUN MEMO 579
202.402	\$ 9.362.530	891.900.493	MUNICIPIO DE CARTAGO	Orpa: 591 - Fact: CCO 581, (RC 12-02-2024) PAGO DEL APORTE POR SERVICIO DE ESTRATIFICACION SOCIOECONOMICA DEL MUNICIPIO DE CARTAGO, CORRESPONDIENTE A LA PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA, VIGENCIA 2024 SEGUN MEMO 581
202.402	\$ 436.560	800.099.310	MUNICIPIO DE DOSQUEBRADAS	Orpa: 632 - Fact: CCO 585, (RC 13-02-2024) APORTE ECONOMICO AL SUBPROCESO DE ESTRATIFICACION SOCIOECONOMICA DEL MUNICIPIO DE DOSQUEBRADAS, CORRESPONDIENTE A LA PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA, VIGENCIA 2024 SEGUN MEMO 585
202.406	\$ 39.393.305	891.480.030	MUNICIPIO DE PEREIRA	Orpa: 3595 - Fact: CCO3342, (RC 14/06/2024) PAGO DEL PRIMER APORTE ECONOMICO AL SUBPROCESO DE ESTRATIFICACION SOCIOECONOMICA DEL MUNICIPIO DE PEREIRA, CORRESPONDIENTE A LA PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA, VIGENCIA 2024. SEGUN MEMO 3342.
202.406	\$ 619.477	800.099.317	MUNICIPIO DE MARSELLA	Orpa: 3783 - Fact: 004, CTA COBRO 004 (RC 21/08/2024) APORTE AL CONCURSO ECONOMICO PARA LA ESTRATIFICACION EN EL MUNICIPIO DE MARSELLA CORRESPONDIENTE A LA PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA VIGENCIA 2024. SEGUN MEMO 3579
202.407	\$ 9.601	891.901.079	MUNICIPIO DE ALCALA	Orpa: 4305 - Fact: 001, CTA COBRO 001 (RC 13/07/2024) APORTE AL CONCURSO ECONOMICO DE ESTRATIFICACION SOCIOECONOMICA DEL MUNICIPIO DE ALCALA VIGENCIA 2024. SEGUN MEMO 4012.
202.407	\$ 32.259	890.801.143	MUNICIPIO DE BALBOA	Orpa: 4607 - Fact: 003, CTA COBRO 003 (RC 25/07/2024) APORTE ECONOMICO AL SUBPROCESO DE ESTRATIFICACION SOCIOECONOMICA DEL MUNICIPIO DE BALBOA, CORRESPONDIENTE A LA PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA, VIGENCIA 2024. SEGUN MEMO 4516.
202.407	\$ 198.182	890.001.336	MUNICIPIO DE FILANDIA	Orpa: 4689 - Fact: CCO4553, (RC 29/07/2024) APORTE ECONOMICO AL SUBPROCESO DE ESTRATIFICACION SOCIOECONOMICA DEL MUNICIPIO DE FILANDIA, CORRESPONDIENTE A LA PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA, VIGENCIA 2024. SEGUN MEMO 4553.
202.407	\$ 2.985	891.480.027	MUNICIPIO DE LA VIRGINIA	Orpa: 4284 - Fact: 005, CTA COBRO 005 (RC 13/07/2024) APORTE AL CONCURSO ECONOMICO PARA LA ESTRATIFICACION EN EL MUNICIPIO DE LA VIRGINIA VIGENCIA 2024 SEMESTRE II. SEGUN MEMO 3908.
202.408	\$ 215.554	891.480.033	MUNICIPIO DE SANTA ROSA DE CABAL	Orpa: 5055 - Fact: CCO4631, CTA COBRO 01-30-10-10-02-0006 (RC 13/08/2024) APORTE ECONOMICO AL SUBPROCESO DE ESTRATIFICACION SOCIOECONOMICA DEL MUNICIPIO DE SANTA ROSA DE CABAL, CORRESPONDIENTE A LA PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA, VIGENCIA 2021. SEGUN MEMO 4631.
202.408	\$ 39.393.305	891.480.030	MUNICIPIO DE PEREIRA	Orpa: 5031 - Fact: MEMO4582, (RC 12/08/2024) PAGO DEL SEGUNDO APORTE ECONOMICO AL SUBPROCESO DE ESTRATIFICACION SOCIOECONOMICA DEL MUNICIPIO DE PEREIRA, CORRESPONDIENTE A LA PRESTACION DEL SERVICIO DE ENERGIA, VIGENCIA 2024. SEGUN MEMO 4582.

Sobre esta información se acoge el cumplimiento del compromiso, sin embargo, quedamos a la espera de recibir las actas de los comités pendientes de envío para el seguimiento al cumplimiento de la presente evaluación.

De otra parte, durante la visita realizada al prestador se visitaron en terreno cerca de 22 predios producto del piloto realizado, que se encuentran agrupados en un polígono cercano, contrastando las direcciones de la información obtenida del formato de estratificación alcaldías, con la información del prestador en los formatos TC1 y TC2, como se observa en Figura 38, en la que se detallan los polígonos visitados, que de conformidad con las coordenadas del formato de alcaldías correspondían a un mismo polígono, sin embargo al contrastar con el prestador y una vez surtida la respectiva visita, se constató sobre la correcta aplicación de la estratificación y la necesidad de indagar con la Alcaldía sobre la información reportada en el formato de Reporte de Estratificación y Coberturas (REC).

**Figura 38.** Representación gráfica de los polígonos visitados en el municipio de Pereira.



Fuente: Elaboración propia.

### 5.5.3.2. Comentarios finales

De manera general, se requiere pronunciamiento de parte del prestador, en cuanto a la presunta asimetría en la información reportada en el Sistema Único de Información SUI, (como

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

canal oficial para el reporte de información de carácter suprainstitucional) y la empleada en su sistema comercial.

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

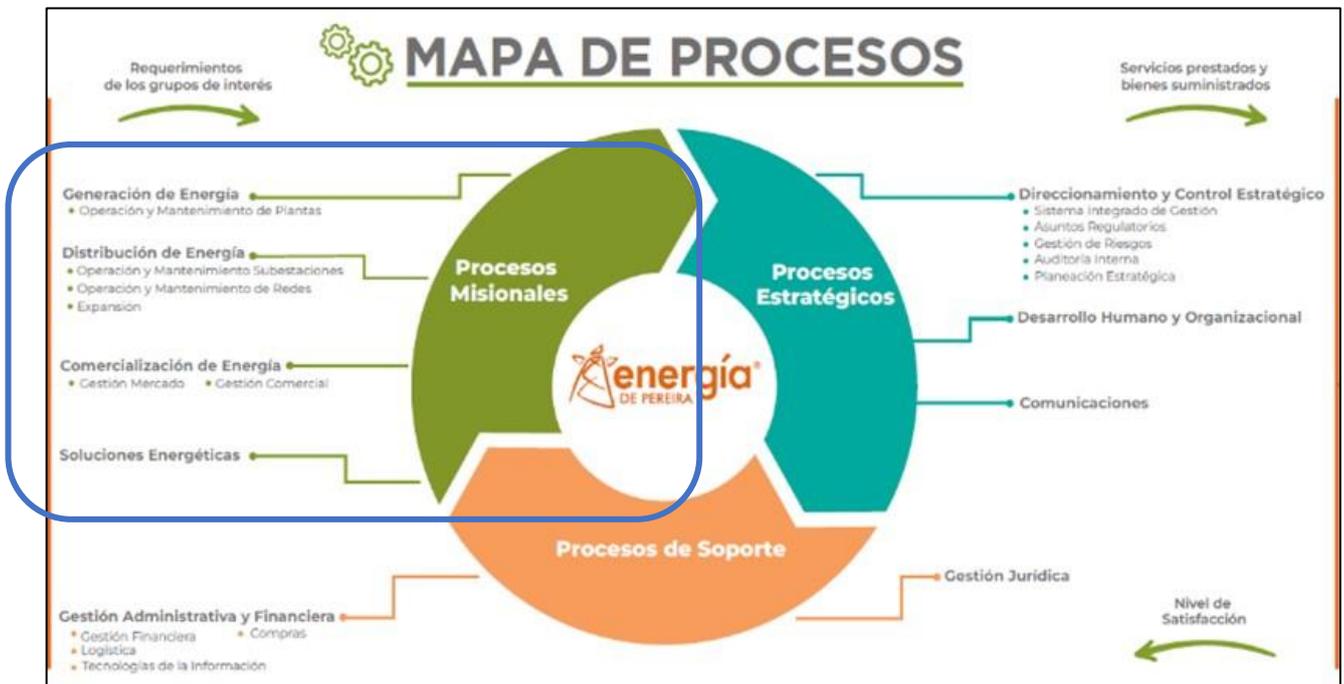
## **5.6. Aspectos Técnicos Operativos**

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

### **5.6.1. Diagrama de procesos**

ENERGÍA DE PEREIRA presenta su modelo de procesos, evidenciando que dentro de los procesos misionales de la empresa, se encuentran correctamente identificados los procesos de Generación de Energía, Distribución de Energía, Comercialización de Energía y Soluciones Energéticas, como se muestra en la Figura 39.

**Figura 39.** Diagrama de procesos *ENERGÍA DE PEREIRA*



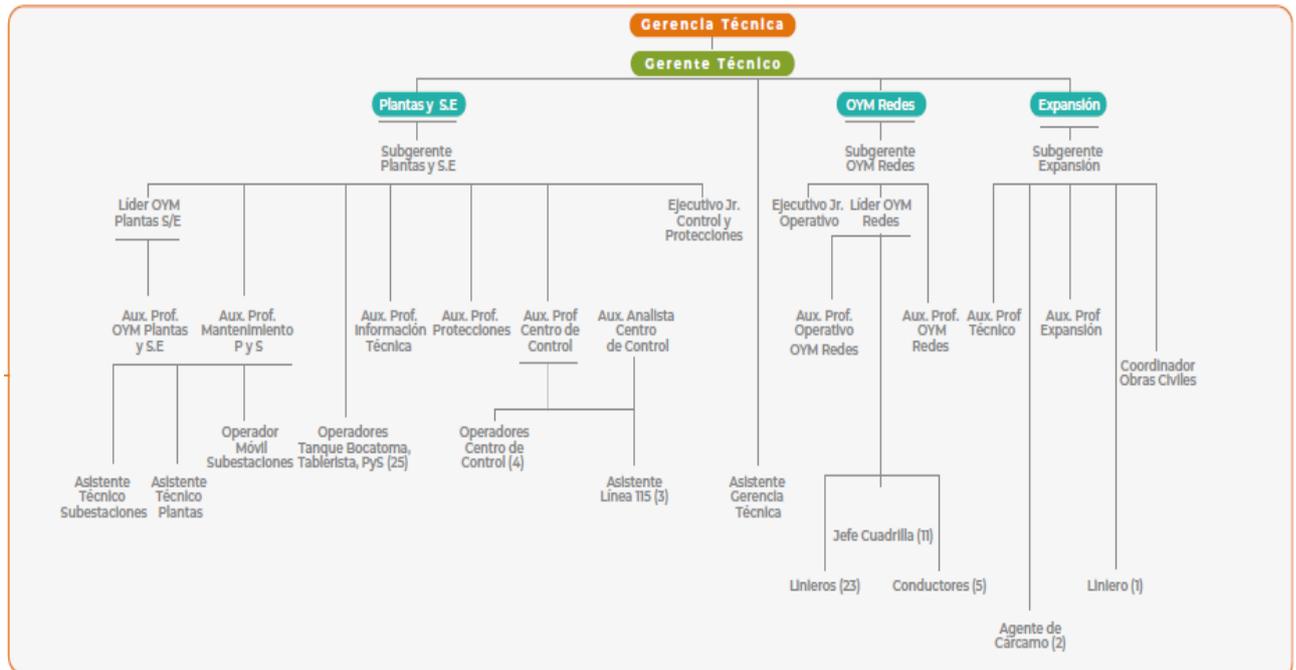
Fuente: ENERGÍA DE PEREIRA

### 5.6.2. Estructura organizacional de la Empresa

La estructura organizacional de la empresa ENERGÍA DE PEREIRA se encuentra en cabeza del Gerencia General, de quien dependen la Gerencia Jurídica, Gerencia de Direccionamiento y Control Estratégico, Gerencia de Soluciones Energéticas, Gerencia Comercial, Gerencia Administrativa y Financiera, Gerencia Técnica y las Áreas de Comunicaciones y Desarrollo Humano y Organizacional.

Por su parte, la Gerencia Técnica se encuentra en cabeza del Gerente Técnico, de quien dependen las áreas de Plantas y Subestaciones (Plantas y SE), Operación y Mantenimiento de Redes (OYM Redes) y Expansión, cada una de éstas dirigidas por un Subgerente que está a cargo de los Líderes, Ejecutivos Junior y Auxiliares Profesionales. Ver Figura 40.

**Figura 40.** Estructura detallada de la Gerencia Técnica



Fuente: ENERGIÁ DE PEREIRA

### 5.6.3. Descripción de la infraestructura del Sistema de Distribución Local (SDL)

A continuación, se describe de forma detallada la distribución y conformación del sistema eléctrico del SDL de ENERGIÁ DE PEREIRA en el área de influencia donde presta el servicio de energía eléctrica.

#### 5.6.3.1. Sistema de Distribución Local (SDL):

El Sistema de Distribución Local de la empresa ENERGIÁ DE PEREIRA en toda su zona de influencia mantiene la topología de los últimos años, la cual está compuesta por seis (6) subestaciones en diferentes niveles de tensión, con capacidad de transformación en 115 kV de 225 MVA y en 33 kV de 183,5 MVA, atendiendo el 100% de la demanda del Municipio de Pereira, adicionalmente una parte de la carga de los municipios de Balboa, Dosquebradas, Marsella, La Virginia y Santa Rosa de Cabal en el departamento de Risaralda, los municipios de Ulloa y Cartago en el departamento del Valle del Cauca, el municipio de Filandia en el departamento del Quindío y el municipio de Belalcázar en el departamento de Caldas,

Cabe resaltar que el sistema eléctrico de la empresa, presenta una alta confiabilidad debido a que se tiene implementada la interconexión de las subestaciones en anillo a 33 kV, con lo que se garantiza que cada subestación tenga, como mínimo, dos puntos de alimentación.

A continuación, se relaciona la capacidad de transformación de potencia a nivel 115 kV y 33 kV de cada una de las subestaciones mencionadas anteriormente:

**Tabla 44.** Capacidad instalada por subestación a nivel 115 kV y 33 kV – Mercado Pereira

Subestación	Capacidad MVA Nivel 115 kV	Capacidad MVA Nivel 33 kV
Cuba	75	40
Dosquebradas	75	37,5
Pavas	75	25
Ventorrillo		42,5
Naranjito		25
Centro		20
<b>Total</b>	<b>225</b>	<b>190</b>

Fuente: ENERGÍA DE PEREIRA

Vale la pena mencionar que, la empresa ENERGÍA DE PEREIRA como el actual operador de red de Empresas Municipales de Cartago ESP (EMCARTAGO ESP), tiene a cargo la operación de las subestaciones Santa María y Planta Diésel con las cuales atiende el mercado de EMCARTAGO ESP. A continuación, se relaciona la capacidad instalada en cada una de las subestaciones mencionadas:

**Tabla 45.** Capacidad instalada por subestación a nivel 34,5 kV – Mercado Cartago

Subestación	Capacidad MVA Nivel 34,5 kV
Santa María	30,5
Planta Diésel	20
<b>Total</b>	<b>50,5</b>

Fuente: ENERGÍA DE PEREIRA

### 5.6.3.2. Subestaciones asociadas al SDL

Tal como se indicó previamente, el sistema eléctrico de ENERGÍA DE PEREIRA cuenta con 6 subestaciones distribuidas en diferentes puntos estratégicos de la capital Risaraldense, con las cuales atiende la demanda total del sistema eléctrico de su área de influencia. A continuación, se enlistan las subestaciones asociadas al SDL:

**Subestación Cuba:** Subestación conformada por barra de 115 kV (STR), 1 barra de 33 kV, 1 barra de 13,2 kV, 1 banco de transformación T3CU de capacidad 60/75 MVA y relación de transformación 115/33/10 kV, 2 transformadores de potencia T1CU y T2CU de capacidad 15/20 MVA y relación de transformación 33/13,8 kV, 3 líneas de interconexión: Cuba-Dosquebradas (33 kV), Cuba-Naranjito (33 kV) y Cuba-La Rosa (115 kV) y 9 circuitos de 13,2 kV.

**Subestación Dosquebradas:** Subestación conformada por barra de 115 kV (STR), 1 barra de transferencia 115 kV, 2 barras de 33 kV, 1 barra de 13,2 kV, 1 banco de transformación T5DQ de capacidad 60/75 MVA y relación de transformación 115/34,7/14 kV, 2 transformadores de potencia T1DQ y T3DQ de capacidad 10/12,5 MVA y relación de transformación 34,5/13,8 kV, 5 líneas de interconexión: Dosquebradas-Cuba (33 kV), Dosquebradas-Ventorrillo (33 kV), Dosquebradas-Centro (33 kV), Dosquebradas-Pavas (115 kV) y Dosquebradas-La Rosa (115 kV), 8 circuitos de 13,2 kV y 2 circuitos de 33 kV.

**Subestación Pavas:** Subestación conformada por barra de 115 kV (STR), 1 barra de transferencia 115 kV, 1 barra de 33 kV, 1 barra de 13,2 kV, 1 transformador de potencia T1PA de capacidad 60/75 MVA con relación de transformación 115/33 kV, 1 transformador de potencia T2PA de capacidad 20/25 MVA con relación de transformación 33/13,8 kV, 3 líneas de interconexión: Pavas-Naranjito (33 kV), Pavas-Dosquebradas (115 kV) y Pavas-Papeles Nacionales (Cartago) (115 kV), 3 circuitos a 13,2 kV y 2 circuitos de 33 kV.

**Subestación Ventorrillo:** Subestación conformada por barra de 33 kV, 2 barras de 13,2 kV, 3 transformadores de potencia T1VE, T2VE y T3VE de capacidad 10/12,5 MVA y relación de transformación 33/13,8 kV, 1 transformador T4VE de capacidad 4/5 MVA y relación de

transformación 33/13,8 kV, 3 líneas de interconexión: Ventorrillo-La Rosa (33 kV), Ventorrillo-Naranjito (33 kV) y Ventorrillo-Dosquebradas (33 kV), 8 circuitos de 13,2 kV y 2 circuitos de 33 kV.

**Subestación Naranjito:** Subestación conformada por 1 transformador de potencia de capacidad 20/25 MVA, con relación de transformación 33/13,8 kV, 1 barra de 33 kV, 1 barra de 13,2 kV, 3 líneas de interconexión: Naranjito-Pavas (33 kV), Naranjito-Cuba (33 kV) y Naranjito-Ventorrillo (33 kV) y 4 circuitos de 13,2 kV

**Subestación Centro:** Subestación conformada por 1 transformador de potencia de capacidad 20/25 MVA, con relación de transformación 33/13,8 kV, 1 barra de 33 kV, 1 barra de 13,2 kV, 2 líneas de interconexión: Centro-Dosquebradas (33 kV) y Centro-La Rosa (33 kV) y 5 circuitos de 13,2 kV.

Por otra parte, como se mencionó anteriormente, ENERGÍA DE PEREIRA opera las subestaciones de EMCARTAGO ESP, las cuales hacen parte del SDL y se enlistan a continuación:

**Subestación Santa María:** Subestación conformada por 2 Transformadores de potencia de 5,25 MVA con relación de transformación 34,5/13,8kV, 1 Transformador de potencia de 20 MVA con relación de transformación 34,5/13,8kV, 1 Barra de 34,5 kV, 1 Barra de 13,2 kV, 1 Circuito de interconexión con subestación planta diésel, 4 Circuitos de 13,8 kV y 1 Circuito de 34,5 kV.

**Subestación Planta Diésel:** Subestación conformada por 1 transformador de potencia de capacidad 20/25 MVA, con relación de transformación 33/13,8kV, 1 barra de 33kV, 1 barra de 13,8kV, 1 Circuito de interconexión con subestación planta diésel, 5 circuitos de 13,8kV y 1 circuito de 34,5 kV.

### 5.6.3.3. Transformadores de distribución

ENERGÍA DE PEREIRA tiene la administración, operación y mantenimiento de 48 circuitos en el SDL, a los que están conectados 6.438 transformadores de distribución, instalados en su

mercado de comercialización. En las Tabla 46Tabla 47Tabla 48Tabla 49, se presenta el detalle de los circuitos, incluyendo el número de usuarios y la longitud y los transformadores de distribución por capacidad, así como el número de transformadores fuera de servicio por capacidad para los años 2022 y 2023.

**Tabla 46.** Longitud de circuitos y cantidad de usuarios por nivel de tensión ENERGÍA DE PEREIRA

Nivel de tensión	Longitud (km)	Cantidad de usuarios
2	1.223	203.278
3	99	675
<b>Total</b>	<b>1.321</b>	<b>203.953</b>

Fuente: ENERGÍA DE PEREIRA

**Tabla 47.** Detalle de circuitos, longitud y cantidad de usuarios ENERGÍA DE PEREIRA

Circuitos	Número de usuarios	Longitud (km)
ANDI DOSQUEBRADAS	10	7,09
BADEA	156	2,82
CINCO CENTRO	2620	5,59
CINCO CUBA	14.370	11,99
CINCO DOSQUEBRADAS	4.984	7,11
CINCO VENTORRILLO	9.762	22,59
CUATRO CENTRO	2.360	3,24
CUATRO CUBA	4.059	11,19
CUATRO DOSQUEBRADAS	2.181	2,63
CUATRO NARANJITO	5.347	6,91
CUATRO VENTORRILLO	3.587	74,03
DOS CENTRO	2.618	6,32
DOS CUBA	9.013	9,98
DOS DOSQUEBRADAS	2.843	7,12
DOS NARANJITO	6.320	10,81

<b>Circuitos</b>	<b>Número de usuarios</b>	<b>Longitud (km)</b>
DOS PAVAS	7.279	82,78
DOS VENTORRILLO	3.228	3,91
HOTEL MELIA	2.490	6,83
INDUSTRIAL ANDI	12	3,27
INDUSTRIAL CUBA	171	7,87
INDUSTRIAL DOSQUEBRADAS	11	4,55
INDUSTRIAL PAVAS 1	45	37,8
INDUSTRIAL PAVAS 2	17	17,56
INDUSTRIAL VENTORRILLO	113	12,41
INDUSTRIAL VENTORRILLO LA 14	296	8,37
MACARENA	556	1,74
NUEVE CUBA	4.137	20,1
OCHO CUBA	11.688	86,55
OCHO DOSQUEBRADAS	12.005	18,24
POPA	0	0
SEIS CUBA	5.180	15,24
SEIS DOSQUEBRADAS	7.143	15,06
SEIS VENTORRILLO	6.648	46,38
SIETE CUBA	4.469	147,82
SIETE DOSQUEBRADAS	4.050	167,84
SIETE VENTORRILLO	3.965	11,72
TRES CENTRO	2.968	7,14
TRES CUBA	10.714	17,65
TRES DOSQUEBRADAS	3.645	5,95
TRES NARANJITO	4.310	114,41
TRES PAVAS	393	30,99
TRES VENTORRILLO	5.570	8,99

<b>Circuitos</b>	<b>Número de usuarios</b>	<b>Longitud (km)</b>
UNO CENTRO	3.822	6,35
UNO CUBA	5.642	14,71
UNO DOSQUEBRADAS	1.344	3,81
UNO NARANJITO	11.239	14,98
UNO PAVAS	5.046	178,66
UNO VENTORRILLO	5.527	12,38
<b>Total</b>	<b>203.953</b>	<b>1.321,48</b>

Fuente: ENERGÍA DE PEREIRA

**Tabla 48.** Cantidad de transformadores por capacidad (kVA)

<b>Capacidad Transform. (kVA)</b>	<b>Cantidad Transform. por Capacidad</b>
5	127
10	256
15	931
20	8
25	676
30	752
37,5	294
45	568
50	247
75	1.016
100	26
112,5	617
125	6
150	392
200	13
225	210

Capacidad Transform. (kVA)	Cantidad Transform. por Capacidad
250	14
300	84
315	3
350	2
400	62
450	1
480	1
500	41
600	3
630	31
750	1
800	10
1.000	18
1.250	9
1.500	2
1.600	7
2.000	8
2.500	1
3.000	1
<b>Total</b>	<b>6.438</b>

Fuente: ENERGÍA DE PEREIRA

**Tabla 49.** *Número de transformadores fuera de servicio por capacidad 2022 – 2023, ENERGÍA DE PEREIRA*

Capacidad Transformadores (kVA)	Número de transformadores afectados 2022	Número de transformadores afectados 2023
5	6	9

Capacidad Transformadores (kVA)	Número de transformadores afectados 2022	Número de transformadores afectados 2023
10	1	9
15	28	19
25	7	4
30	6	18
37,5	0	3
45	2	4
50	0	1
75	1	5
112,5	1	1
150	0	2
<b>Total</b>	<b>52</b>	<b>75</b>

Fuente: ENERGÍA DE PEREIRA

En la Tabla 49, se puede apreciar que en el año 2023 se tuvo un incremento del 44% de los transformadores quemados respecto al año 2022.

Por otra parte, tal como se ha mencionado en el documento, ENERGÍA DE PEREIRA opera el mercado de EMCARTAGO ESP, donde realiza la operación y mantenimiento a 1.559 transformadores de distribución en dicho mercado. En la Tabla 50, se presenta el detalle de los transformadores de distribución por año de puesta en funcionamiento.

**Tabla 50.** Cantidad de transformadores por año de puesta en servicio EMCARTAGO ESP

Año de puesta en servicio	Cantidad Transform. por Año puesta en servicio
1959	1
1961	1
1969	1
1974	3

Año de puesta en servicio	Cantidad Transform. por Año puesta en servicio
1975	2
1976	1
1977	3
1978	9
1979	2
1980	3
1981	7
1982	2
1983	7
1984	2
1985	1
1986	2
1987	3
1988	8
1989	680
1990	3
1991	5
1992	9
1993	15
1994	14
1995	11
1996	9
1997	23
1998	10
1999	57
2000	34
2001	18
2002	7

<b>Año de puesta en servicio</b>	<b>Cantidad Transform. por Año puesta en servicio</b>
2003	14
2004	17
2005	19
2006	18
2007	33
2008	105
2009	17
2010	17
2011	7
2012	39
2013	6
2014	18
2015	15
2016	25
2017	15
2018	35
2019	17
2020	6
2021	28
2022	37
2023	62
2024	56
<b>Total</b>	<b>1.559</b>

Fuente: ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado EMCARTAGO ESP

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

#### **5.6.4. Centro de control de Empresa de ENERGÍA DE PEREIRA SA ESP y mercado EMCARTAGO ESP**

A continuación, se presenta la generalidad de los Centros de Control que opera ENERGÍA DE PEREIRA en cada uno de los mercados.

##### **5.6.4.1. Centro de control de ENERGÍA DE PEREIRA**

Empresa de ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP, cuenta con un Centro de Control principal y un Centro de Control de respaldo para la atención del mercado de Pereira, ubicados en dos lugares diferentes de su sistema eléctrico.

Desde el Centro de Control, ENERGÍA DE PEREIRA realiza la coordinación, operación y ejecución de las maniobras tanto en el Sistema de Transmisión Regional (STR) como en el Sistema de Distribución Local (SDL) buscando que se cumpla con los criterios de calidad, seguridad, confiabilidad, así como, las demás disposiciones establecidas en la regulación vigente.

**Infraestructura Tecnológica:** Para soportar la operación en tiempo real, el Centro de Control dispone de un grupo de herramientas informáticas como apoyo a la gestión de la supervisión y coordinación de la operación del sistema eléctrico, tendientes a garantizar una operación segura, confiable y oportuna, así:

##### **➤ SCADA:**

Para el SDL de ENERGÍA DE PEREIRA, se cuenta con un sistema SCADA marca Siemens versión Spectrum Power 5.70, con el cual se puede monitorear, supervisar y operar el sistema de energía. Este cuenta con tres consolas principales y una de respaldo, llamadas UI1TCP, EN1TCP, EN2TCP y EN1SSP (CC2). Cada consola consiste en un teclado alfanumérico, un mouse y unos parlantes para reproducir las diferentes alarmas sonoras, además puede soportar hasta cuatro pantallas (Actualmente 3 instaladas). La consola está conectada a la red SCADA a través de una LAN o en algunos casos puede ser consultada por una red remota a través de una WLAN. Otra opción es usar una interfaz basada en Web (Web UI).

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

La interfaz de usuario usa los siguientes componentes para la presentación de la información:

- Diagramas unifilares de la red, incluyendo esquema de colores por niveles de voltaje, energización, por grupos de generación o comunicación.
- Curvas de tendencias de los datos en tiempo real y datos históricos.
- Diferentes tipos de listados de alarmas y eventos.

➤ **HIS:**

Los datos históricos del Spectrum Power 5 son almacenados y se pueden consultar en la parte superior del SCADA, esta ventana es iniciada desde la barra de menú principal, desde el botón de dedicado «Históricos» e ingresando al Sistema de Información Histórica.

El Sistema de Información Histórica permite visualizar los diferentes datos de forma gráfica, formato tabular o en diagramas.

➤ **GIS:**

Este aplicativo se utiliza para la creación, edición e importación de la topología del SDL, esto permite operar de forma integrada al sistema SCADA, al sistema geográfico de simulación y manejo de la red de distribución SPARD OMS.

➤ **OMS:**

El Spard OMS es un módulo o aplicativo que establece un puente entre el Sistema SCADA, el App de Operación y el GIS. Entre las diversas funciones de esta herramienta se destacan las más comunes; el registro de llamadas, la ubicación de los diferentes elementos de la red, flujos de carga, reportes e indicadores, LAC, SAIDI, SAIFI (CREG 015 -2018) entre otros.

➤ **TCS:**

El SPARD TCS junto al App de Operaciones, tienen las funciones para la gestión de las llamadas, la creación y gestión de eventos, el manejo de cuadrillas, la captura y el almacenamiento de la información asociada a las órdenes de trabajo. En el TCS se debe

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

seleccionar el tipo de solicitud y la causa, la cual puede ser:

- Sector sin servicio
- Daño Acometida
- Daño Transformador
- Daño predio
- Líneas Descolgadas
- Líneas Corto
- Líneas Hurtadas
- Líneas Reventadas
- Llamadas Reincidentes
- Mantenimiento programado
- Muerte de Semoviente
- Objeto y/o vegetación sobre la red
- Poste caído

➤ **SAC (CIS):**

Tanto el OMS como el App de Operaciones, tienen establecidas interfaces de integración con el Sistema de Administración Comercial SAC, que permite la consulta de información de los usuarios asociados por el número de matrícula.

➤ **IVR**

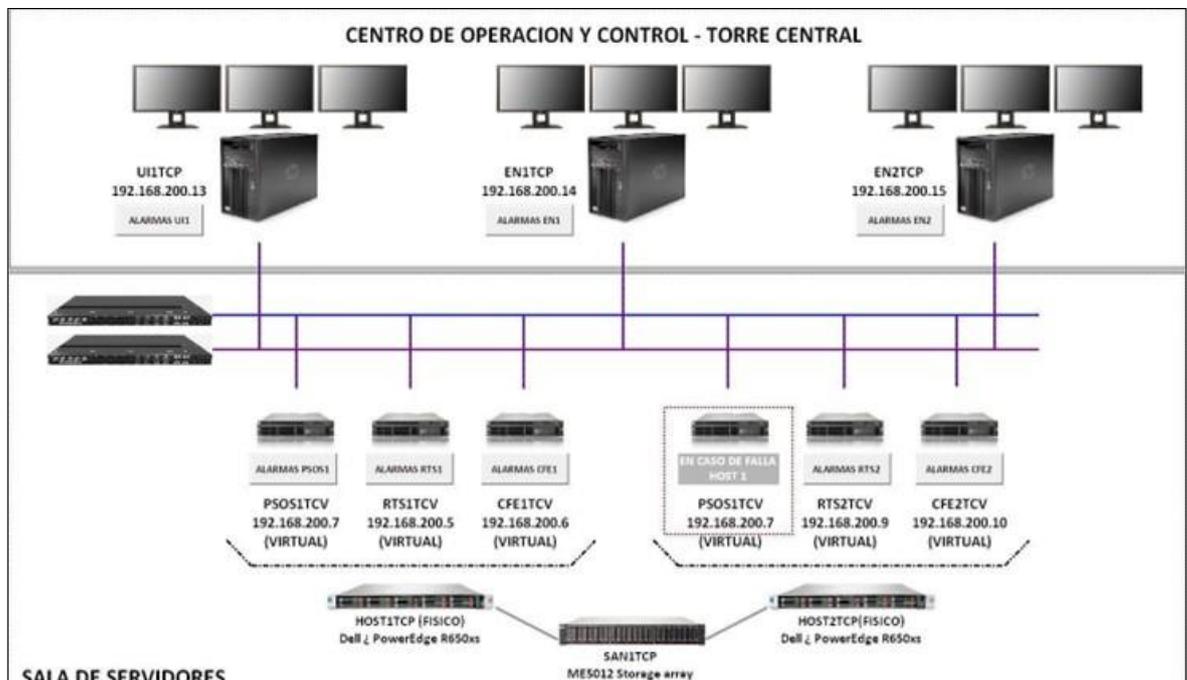
El IVR es la aplicación que posibilita todo el funcionamiento de la Central Telefónica o Centro

Operativo, también tiene la función de registro y almacenamiento de las llamadas y el cálculo de tiempos e indicadores del servicio de atención de daños y emergencias.

Se solicitan datos del usuario, como el nombre, número de teléfono y matrícula, entre otros, con esta información se crean las órdenes de trabajo y/o eventos tanto en el App de Operaciones como en el TCS.

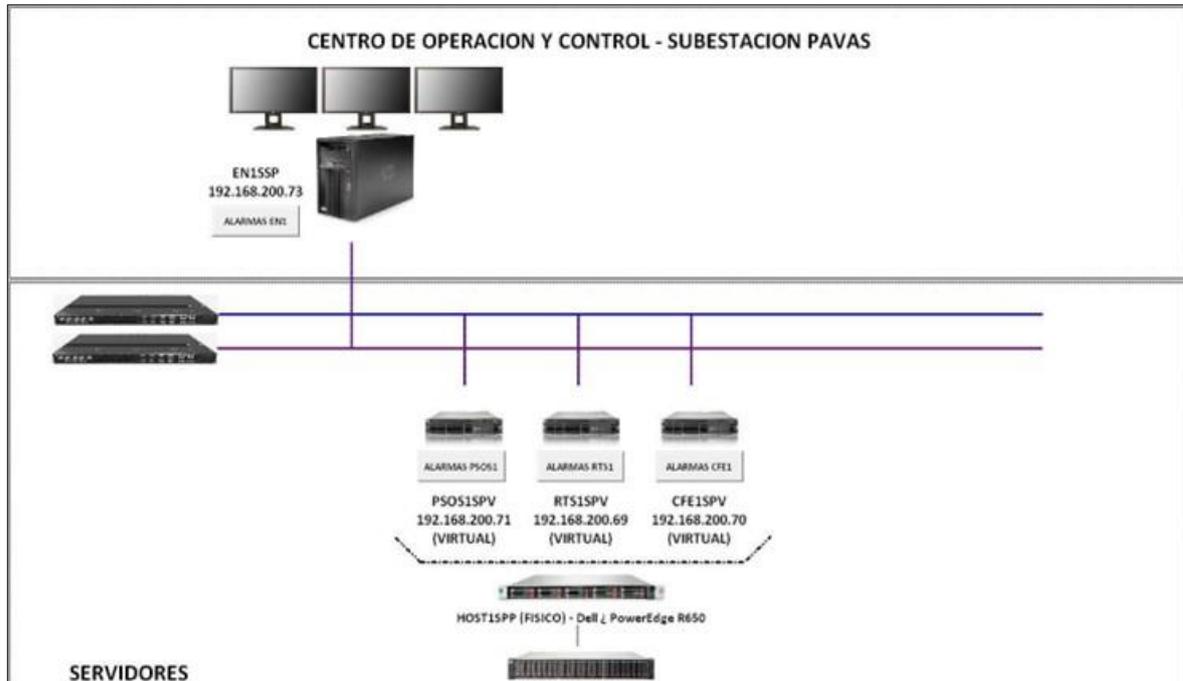
A través de las herramientas mencionadas anteriormente, los Operadores del Centro de Control realizan y/o coordinan las actividades para la ejecución de maniobras Programadas y la atención de las No Programadas. Para mayor detalle de lo presentado, en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **Figura 42**, se muestran los diagramas esquemáticos del centro de control principal y de respaldo de ENERGÍA DE PEREIRA, así como una imagen del centro de control principal en operación (ver **Figura 43**)

**Figura 41. Arquitectura Centro de Control Principal**



Fuente: ENERGÍA DE PEREIRA

**Figura 42. Arquitectura Centro de Control de Respaldo**



Fuente: ENERGÍA DE PEREIRA

**Figura 43.** Registro fotográfico Centro de Control Principal ENERGÍA DE PEREIRA



Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

Dentro de la visita al centro de control, se entrevistó al personal que se encontraba en turno, acerca de las labores de monitoreo y operación que desde allí se ejecutan, así como el

conocimiento por parte de los mismos del sistema eléctrico y su interacción con los equipos en terreno, encontrándose al momento, un grupo de profesionales con conocimiento y diligencia en su gestión.

#### **5.6.4.1. Centro de control mercado EMCARTAGO ESP**

ENERGÍA DE PEREIRA, cuenta con un Centro de Control para la atención del mercado de Cartago, desde el cual se realiza la coordinación, operación y ejecución de las maniobras del Sistema de Distribución Local (SDL).

**Infraestructura Tecnológica:** Para soportar la operación en tiempo real, el Centro de Control dispone de un grupo de herramientas informáticas como apoyo a la gestión de la supervisión y coordinación de la operación del sistema eléctrico, tendientes a garantizar una operación segura, confiable y oportuna, así:

➤ **SCADA:**

Para el SDL de Cartago, el operador cuenta con un sistema SCADA SHERPA-5000. Versión 6.3.1 (rev 2276) 1300.2102.1 2019 Núcleo CC. de Energy Computer Systems, con el cual se puede monitorear, supervisar y operar el sistema de energía. Este cuenta con dos consolas principales y una de respaldo. Cada consola consiste en un teclado alfanumérico, un mouse y unos parlantes para reproducir las diferentes alarmas sonoras.

El sistema SCADA permite operar, controlar y visualizar lecturas en forma remota y tele controlada de los interruptores y reconectores en cada circuito.

➤ **HIS:**

Se cuenta con datos históricos y la posibilidad de comparar de forma gráfica, por medio de curvas de tendencia o con datos, la evolución de una señal en distintos periodos de tiempo.

Las opciones que presenta la ventana de selección de Históricos son las siguientes:

- Archivo.

Escala de Tiempos.

- Ayuda.

➤ **GIS:**

Este aplicativo se utiliza para la creación, edición e importación de la topología del SDL, esto permite operar de forma integrada al sistema SCADA, al sistema geográfico de simulación y manejo de la red de distribución SPARD OMS.

➤ **OMS:**

El Spard OMS es un módulo o aplicativo que establece un puente entre el Sistema SCADA, el App de Operación y el GIS. Entre las diversas funciones de esta herramienta se destacan las más comunes; el registro de llamadas, la ubicación de los diferentes elementos de la red, flujos de carga, reportes e indicadores, LAC, SAIDI, SAIFI (CREG 015 -2018) entre otros.

➤ **TCS:**

El SPARD TCS junto al App de Operaciones, tienen las funciones para la gestión de las llamadas, la creación y gestión de eventos, el manejo de cuadrillas, la captura y el almacenamiento de la información asociada a las órdenes de trabajo. En el TCS se debe seleccionar el tipo de solicitud y la causa, en cual puede ser:

- Sector sin servicio
- Daño Acometida
- Daño Transformador
- Daño predio
- Líneas Descolgadas
- Líneas Corto
- Líneas Hurtadas

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

- Líneas Reventadas
- Llamadas Reincidentes
- Mantenimiento programado
- Muerte de Semoviente
- Objeto y/o vegetación sobre la red
- Poste caído

➤ **SAC (CIS):**

Tanto el OMS como el App de Operaciones, tienen establecidas interfaces de integración con el Sistema de Administración Comercial SAC que permite la consulta de información de los usuarios asociados por el número de matrícula.

➤ **IVR:**

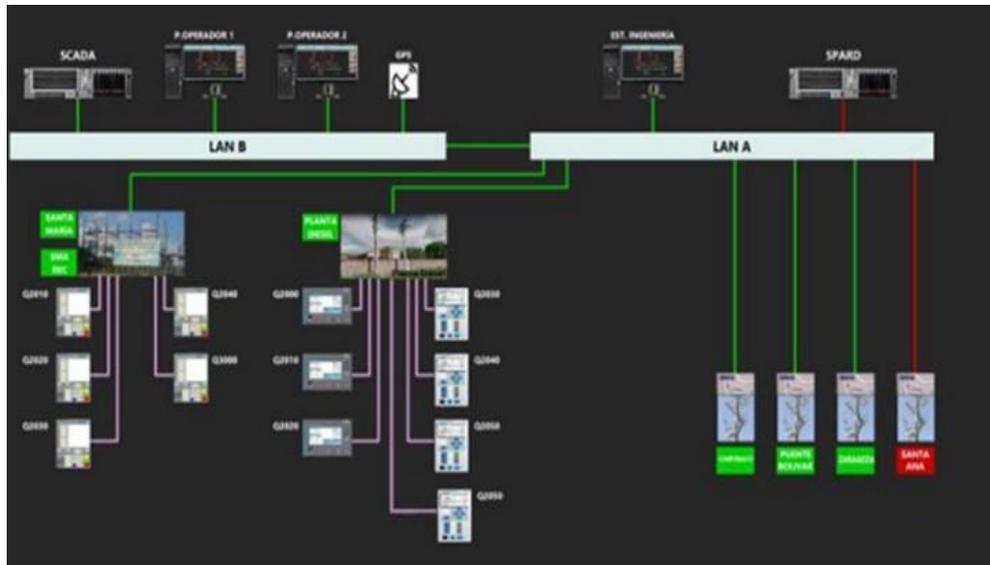
El IVR es la aplicación que posibilita todo el funcionamiento de la Central Telefónica o Centro Operativo, también tiene la función de registro y almacenamiento de las llamadas y el cálculo de tiempos e indicadores del servicio de atención de daños y emergencias.

Se solicitan datos del usuario, como el nombre, número de teléfono y matrícula, entre otros, con esta información se crean las órdenes de trabajo y/o eventos tanto en el APP de Operaciones como en el TCS.

A través de las herramientas mencionadas anteriormente, los operadores del Centro de Control realizan y/o coordinan las actividades para la ejecución de maniobras Programadas y la atención de las No Programadas.

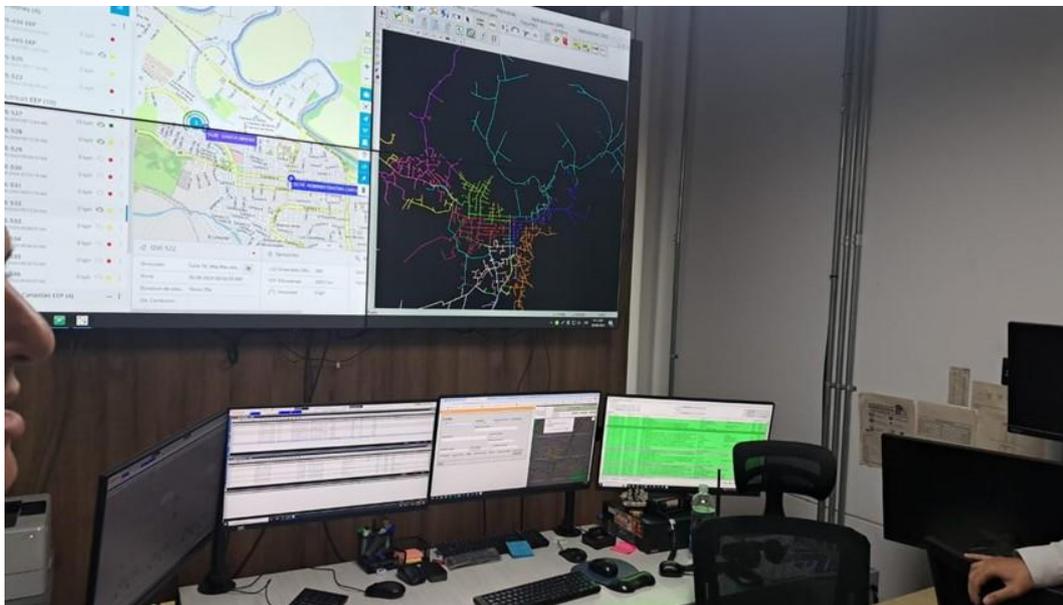
El sistema SCADA y los sistemas complementarios para la operación, permiten realizar el monitoreo de las condiciones normales de operación del sistema eléctrico y apoyan las decisiones y acciones de los operadores del Centro de Control.

Figura 44. Arquitectura Centro de Control EMCARTAGO ESP



Fuente: ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado EMCARTAGO ESP

Figura 45. Registro fotográfico Centro de Control Principal mercado EMCARTAGO ESP



Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral

Dentro de la visita al centro de control de EMCARTAGO, se entrevistó al personal de esta área con el objetivo de identificar el nivel de conocimiento de la labor ejecutada, y de su interacción con las demás áreas del sistema del municipio de Cartago, evidenciándose al momento de la

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

visita, personal capacitado que conoce y opera el sistema siguiendo los lineamientos regulatorios y de seguridad que establece la normativa colombiana.

#### **5.6.5. Calidad del servicio en el Sistema de Distribución Local (SDL)**

Antes de presentar resultados en términos de calidad del servicio para ENERGÍA DE PEREIRA y en este caso particular para el mercado de EMCARTAGO ESP que es operado por la empresa ENERGÍA DE PEREIRA, es importante precisar algunos conceptos sobre la actualidad regulatoria al respecto.

Sobre el particular, la metodología regulatoria de evaluación de la calidad del servicio de energía eléctrica fue definida por el Regulador mediante la Resolución CREG 015 de 2018, cuya aplicación inició en enero de 2019. La evaluación de la calidad se fundamenta principalmente en el seguimiento a los indicadores de calidad media (SAIDI y SAIFI<sup>8</sup>) e indicadores de calidad individual (DIU y FIU<sup>9</sup>), 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.

Con base en estos indicadores, la regulación establece el esquema de incentivos y compensaciones, los cuales, en el caso de la calidad media representa estímulos positivos o negativos en los cargos de distribución a las empresas que suministran el servicio de energía eléctrica de acuerdo con el comportamiento de los indicadores SAIDI y SAIFI, o beneficios monetarios para los usuarios en sus facturas en el caso de la calidad individual (DIU y FIU), la

---

<sup>8</sup> SAIDI: Indicador de duración promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR, durante el año, medido en horas al año.

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

<sup>9</sup> DIU: Duración total acumulada en horas de los eventos percibidos por un usuario, conectado a un nivel de tensión específico y que pertenece a un grupo de calidad, en un periodo de doce meses.

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

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en el marco de sus funciones, realiza el monitoreo de estos indicadores y vigila que se encuentren dentro de los límites definidos por la regulación vigente.

Dado lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, mediante la Resolución CREG 178 de 2019 «Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Empresa de ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P.» estableció los indicadores de referencia y las metas de calidad del servicio media e individual con las cuales se evalúa la calidad del servicio para el mercado de comercialización de ENERGÍA DE PEREIRA. En las Tabla 51 Tabla 52 Tabla 53, se presentan los valores calculados por la CREG para la Empresa de ENERGÍA DE PEREIRA SA ESP, respecto a las metas de calidad media del servicio.

**Tabla 51. Indicadores de referencia de calidad media – ENERGÍA DE PEREIRA**

Variable	Unidad	Valor
SAIDI_Rj	Horas	14,897
SAIFI_Rj	Veces	12,687

Fuente: CREG 178 de 2019 – Elaboración DTGE

**Tabla 52. Metas anuales de calidad media para el indicador de duración, horas**

Año	Año del periodo Tarifario	SAIDI_Mj ,t	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
2019	t=1	13,705	13,637	13,774
2020	t=2	12,609	12,546	12,672
2021	t=3	11,600	11,542	11,658
2022	t=4	10,672	10,619	10,725
2023	t=5	9,818	9,769	9,867

Fuente: CREG 178 de 2019 – Elaboración DTGE

**Tabla 53. Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia, veces**

Año	Año del periodo Tarifario	SAIFI_M <sub>j</sub> <sup>t</sup>	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
2019	t=1	11,672	11,614	11,730
2020	t=2	10,738	10,685	10,792
2021	t=3	9,879	9,830	9,929
2022	t=4	9,089	9,043	9,134
2023	t=5	9,000	8,955	9,045

Fuente: CREG 178 de 2019 – Elaboración DTGE

Así mismo, la comisión, mediante la Resolución CREG 178 de 2019, estableció los indicadores de calidad individual de duración y frecuencia de eventos por grupo de calidad<sup>10</sup> (DIUG - FIUG) para los usuarios del mercado de comercialización de ENERGÍA DE PEREIRA. En las Tabla 54 Fuente: CREG 178 de 2019 – Elaboración DTGE

Tabla 55, se presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de duración de eventos y en las Fuente: CREG 178 de 2019 – Elaboración DTGE

Tabla 56 Fuente: CREG 178 de 2019 – Elaboración DTGE

Tabla 57, 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 ENERGÍA DE PEREIRA no deberán superar dichos indicadores en una ventana móvil de un año o podrán ser sujetos de compensación por calidad individual.

**Tabla 54. DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas – ENERGÍA DE PEREIRA**

<sup>10</sup> Los grupos de calidad se establecen en la Resolución CREG 015 de 2018, con base en el nivel de ruralidad, niveles de riesgo de falla y niveles de tensión. Los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual por grupo de calidad (DIUG y FIUG) son diferentes para todos los OR, y se establecen en cada resolución particular de aprobación de los cargos de la actividad de distribución.

Riesgo	Ruralidad 1 (horas)	Ruralidad 2 (horas)	Ruralidad 3 (horas)
Riesgo 1	-	-	-
Riesgo 2	14,42	-	35,71
Riesgo 3	1,92	-	15,75

Fuente: CREG 178 de 2019 – Elaboración DTGE

**Tabla 55. DIUG nivel de tensión 1, horas – ENERGÍA DE PEREIRA**

Riesgo	Ruralidad 1 (horas)	Ruralidad 2 (horas)	Ruralidad 3 (horas)
Riesgo 1	-	-	-
Riesgo 2	27,14	54,11	68,23
Riesgo 3	36,13	134,32	98,28

Fuente: CREG 178 de 2019 – Elaboración DTGE

**Tabla 56. FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces – ENERGÍA DE PEREIRA**

Riesgo	Ruralidad 1 (veces)	Ruralidad 2 (veces)	Ruralidad 3 (veces)
Riesgo 1	-	-	-
Riesgo 2	15	-	19
Riesgo 3	4	-	12

Fuente: CREG 178 de 2019 – Elaboración DTGE

**Tabla 57. FIUG nivel de tensión 1, veces – ENERGÍA DE PEREIRA**

Riesgo	Ruralidad 1 (veces)	Ruralidad 2 (veces)	Ruralidad 3 (veces)
Riesgo 1	-	-	-
Riesgo 2	19	25	35
Riesgo 3	15	50	41

Fuente: CREG 178 de 2019 – Elaboración DTGE

Por otra parte, teniendo en cuenta que ENERGÍA DE PEREIRA actúan en calidad de operador de red del servicio de energía en el mercado que era administrado, hasta antes de la diligencia de intervención realizado por la SSPD a la empresa EMCARTAGO ESP, vale la pena mencionar que, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, mediante la Resolución CREG 019 de 2020 «Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por Empresas Municipales de Cartago E.S.P.» estableció los indicadores de referencia y las metas de calidad del servicio media e individual con las cuales se evalúa la calidad del servicio para el mercado de comercialización de EMCARTAGO ESP operado por ENERGÍA DE PEREIRA.

En lo correspondiente a lo expuesto por el Regulador en el citado acto administrativo, en la Tabla 58, Tabla 59 y Fuente: CREG 019 de 2020 – Elaboración DTGE

**Tabla 60**, se presentan los valores calculados por la CREG para Empresas Municipales de Cartago ESP, mercado operado por la Empresa de ENERGÍA DE PEREIRA SA ESP, respecto a las metas de calidad media del servicio.

**Tabla 58.** *Indicadores de referencia de calidad media – EMCARTAGO ESP*

Variable	Unidad	Valor
SAIDI_Rj	Horas	14,897
SAIFI_Rj	Veces	12,687

Fuente: CREG 019 de 2020 – Elaboración DTGE

**Tabla 59.** *Metas anuales de calidad media para el indicador de duración, horas*

Año	Año del periodo Tarifario	SAIDI_M <sub>j</sub> ,t	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
2019	t=1	13,705	13,637	13,774
2020	t=2	12,609	12,546	12,672
2021	t=3	11,600	11,542	11,658
2022	t=4	10,672	10,619	10,725
2023	t=5	9,818	9,769	9,867

Fuente: CREG 019 de 2020 – Elaboración DTGE

**Tabla 60.** Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia, veces

Año	Año del periodo Tarifario	SAIFI_M <sub>j,t</sub>	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
2019	t=1	11,672	11,614	11,730
2020	t=2	10,738	10,685	10,792
2021	t=3	9,879	9,830	9,929
2022	t=4	9,089	9,043	9,134
2023	t=5	9,000	8,955	9,045

Fuente: CREG 019 de 2020 – Elaboración DTGE

Así mismo, la comisión, mediante la Resolución CREG 019 de 2020, estableció los indicadores de calidad individual de duración y frecuencia de eventos por grupo de calidad<sup>11</sup> (DIUG - FIUG) para los usuarios del mercado de comercialización de EMCARTAGO ESP. En las Tabla 61Tabla 62, se presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de duración de eventos y en las Tabla 63Tabla 64, se presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de frecuencia de eventos, por lo anterior, los usuarios del mercado de EMCARTAGO ESP no deberán superar dichos indicadores en una ventana móvil de un año o podrán ser sujetos de compensación por calidad individual.

**Tabla 61.** DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas – EMCARTAGO ESP

Riesgo	Ruralidad 1 (horas)	Ruralidad 2 (horas)	Ruralidad 3 (horas)
Riesgo 1	-	-	-

<sup>11</sup> Los grupos de calidad se establecen en la Resolución CREG 015 de 2018, con base en el nivel de ruralidad, niveles de riesgo de falla y niveles de tensión. Los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual por grupo de calidad (DIUG y FIUG) son diferentes para todos los OR, y se establecen en cada resolución particular de aprobación de los cargos de la actividad de distribución.

Riesgo	Ruralidad 1 (horas)	Ruralidad 2 (horas)	Ruralidad 3 (horas)
Riesgo 2	14,42	-	35,71
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: CREG 019 de 2020 – Elaboración DTGE

**Tabla 62. DIUG nivel de tensión 1, horas – EMCARTAGO ESP**

Riesgo	Ruralidad 1 (horas)	Ruralidad 2 (horas)	Ruralidad 3 (horas)
Riesgo 1	-	-	-
Riesgo 2	27,14	-	68,23
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: CREG 019 de 2020 – Elaboración DTGE

**Tabla 63. FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces – EMCARTAGO ESP**

Riesgo	Ruralidad 1 (veces)	Ruralidad 2 (veces)	Ruralidad 3 (veces)
Riesgo 1	-	-	-
Riesgo 2	15	-	19
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: CREG 019 de 2020 – Elaboración DTGE

**Tabla 64. FIUG nivel de tensión 1, veces – EMCARTAGO ESP**

Riesgo	Ruralidad 1 (veces)	Ruralidad 2 (veces)	Ruralidad 3 (veces)
Riesgo 1	-	-	-
Riesgo 2	19	-	35
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: CREG 019 de 2020 – Elaboración DTGE

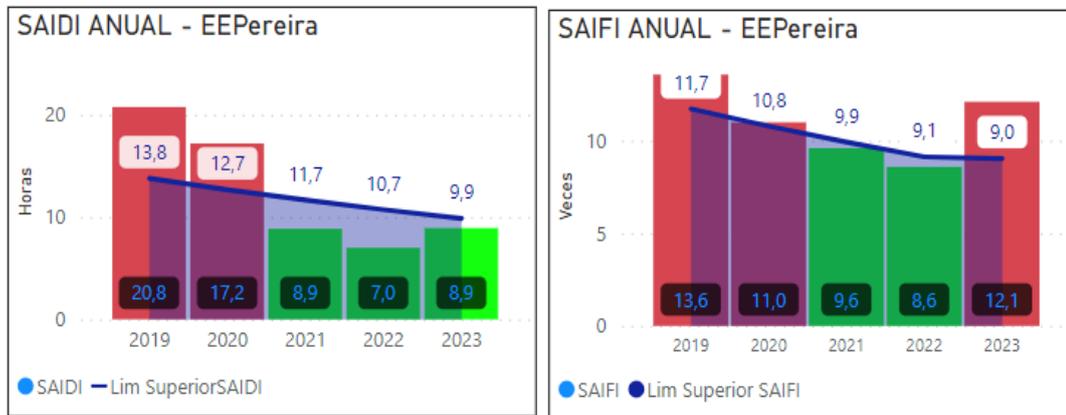
### 5.6.6. Calidad Media del servicio de energía eléctrica

Respecto a lo mencionado, la evolución de la calidad media del servicio de energía eléctrica para el mercado de comercialización de ENERGÍA DE PEREIRA, desde el año 2019 al 2023, se comportó de la siguiente manera:

- Para el año 2019 ENERGÍA DE PEREIRA **SOBREPASÓ** las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.
- Para el año 2020 ENERGÍA DE PEREIRA **SOBREPASÓ** las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.
- Para el año 2021 ENERGÍA DE PEREIRA **NO SOBREPASÓ** las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.
- Para el año 2022 ENERGÍA DE PEREIRA **NO SOBREPASÓ** las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.
- Para el año 2023 ENERGÍA DE PEREIRA **SOBREPASÓ** las metas establecidas por la regulación para el indicador SAIFI, sin embargo, **NO SOBREPASÓ** las metas para el indicador SAIDI.

En la Figura 46, se presenta de manera gráfica la evolución de los indicadores de calidad media del mercado de comercialización de ENERGÍA DE PEREIRA, donde se evidencia una mejora en la calidad del servicio entre los años 2019 a 2022 y una desmejora en la calidad del servicio para el año 2023, lo cual ocasionó que la empresa sobrepase el indicador de calidad media SAIFI.

**Figura 46.** Evolución Indicadores de Calidad Media mercado de ENERGÍA DE PEREIRA<sup>12</sup>



Fuente: SUI – Elaboración DTGE

De igual manera, la evolución de la calidad media del servicio de energía eléctrica para el mercado de comercialización de EMCARTAGO ESP operado por ENERGÍA DE PEREIRA, desde el año 2019 al 2023, se comportó de la siguiente manera:

- Para el año 2019 EMCARTAGO ESP **SOBREPASÓ** las metas establecidas por la regulación para el indicador SAIFI, sin embargo, **NO SOBREPASÓ** las metas para el indicador SAIDI.
- Para el año 2020 EMCARTAGO ESP **SOBREPASÓ** las metas establecidas por la regulación para el indicador SAIFI, sin embargo, **NO SOBREPASÓ** las metas para el indicador SAIDI.
- Para el año 2021 EMCARTAGO ESP **NO SOBREPASÓ** las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.

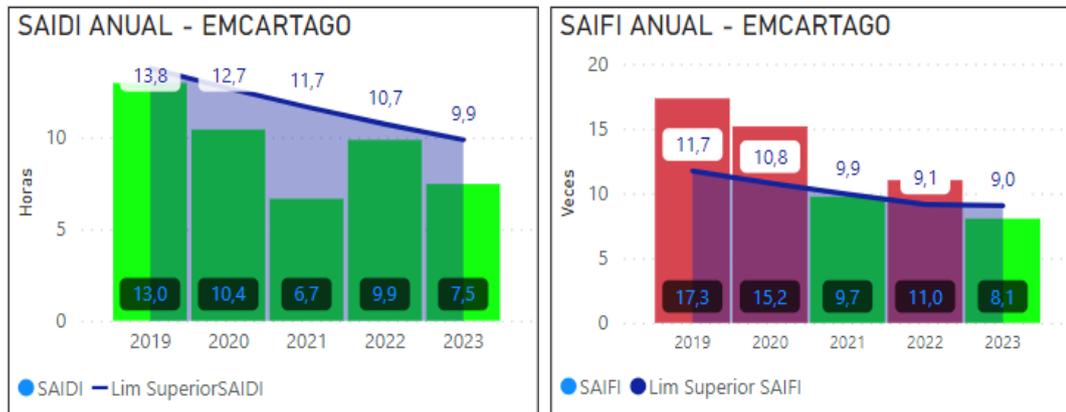
<sup>12</sup> Verde: (por debajo del límite inferior)

Rojo: (por encima del límite superior)

- Para el año 2022 EMCARTAGO ESP **SOBREPASÓ** las metas establecidas por la regulación para el indicador SAIFI, sin embargo, **NO SOBREPASÓ** las metas para el indicador SAIDI.
- Para el año 2023 EMCARTAGO ESP **NO SOBREPASÓ** las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.

En la Figura 47, se presenta de manera gráfica la evolución de los indicadores de calidad media del mercado de EMCARTAGO ESP, el cual es operado por ENERGÍA DE PEREIRA, donde se evidencia una mejora en la calidad del servicio entre los años 2019 a 2021 y una desmejora en la calidad del servicio para el año 2022, lo cual ocasionó que la empresa sobrepase el indicador de calidad media SAIFI, mejorando nuevamente la calidad media del servicio en el año 2023.

**Figura 47. Evolución Indicadores de Calidad Media mercado EMCARTAGO ESP<sup>13</sup>**



Fuente: SUI – Elaboración DTGE

<sup>13</sup> Verde: (por debajo del límite inferior)

Rojo: (por encima del límite superior)

### 5.6.6.1. Calidad Individual del servicio de energía eléctrica

En el marco de la evaluación integral se solicitó al prestador la información de compensación individual a usuarios para el año 2023 por sobrepasar los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual, establecidos en la Resolución particular CREG 178 de 2019 para la Empresa ENERGÍA DE PEREIRA SA ESP y en la Resolución particular CREG 019 de 2020 para Empresas Municipales de Cartago ESP, referenciados a continuación en las Tabla 65 y Tabla 66, respectivamente. Donde, según lo informado por ENERGÍA DE PEREIRA, para el año 2022 se compensaron 459.174.118 COP y para el año 2023 se compensaron 710.177.512 COP, evidenciando un incremento del 54,7% en el valor de las compensaciones por calidad individual para el año 2023 respecto al 2022. Para el mercado de EMCARTAGO ESP, durante el año 2022 se compensaron 118.459.863 y en el año 2023 se compensaron 53.837.951 COP, mostrando una reducción del 54,6% en el valor de las compensaciones por calidad individual del año 2023 respecto al 2022.

**Tabla 65.** *Compensación Calidad individual por DIU y FIU 2022-2023, reporte ENERGÍA DE PEREIRA (mercado Pereira) al SUI*

Año	Mes	Usuarios Compensados	Compensado Total (COP)	Año	Usuarios Compensados	Compensado Total (COP)
2022	1	192.267	18.931.997	2023	196.948	35.875.515
2022	2	192.465	36.972.606	2023	197.213	55.897.547
2022	3	192.807	47.447.010	2023	197.479	127.763.639
2022	4	193.059	28.612.136	2023	197.662	47.376.066
2022	5	193.262	36.938.899	2023	198.029	61.601.493
2022	6	193.701	57.094.767	2023	198.435	35.951.281
2022	7	194.183	32.384.312	2023	198.657	108.263.611
2022	8	0	0	2023	199.184	70.604.500
2022	9	195.225	47.666.460	2023	199.740	50.713.864
2022	10	195.830	40.647.683	2023	200.322	37.151.759
2022	11	196.047	55.659.435	2023	200.833	36.908.508
2022	12	196.462	56.818.813	2023	201.104	42.069.729
		<b>Total</b>	<b>459.174.118</b>		<b>Total</b>	<b>710.177.512</b>

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

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

**Tabla 66.** *Compensación Calidad individual por DIU y FIU 2022-2023, reporte ENERGÍA DE PEREIRA (mercado Cartago) al SUI*

Año	Mes	Usuarios Compensados	Compensado Total (COP)	Año	Usuarios Compensados	Compensado Total (COP)
2022	1	47.726	1.373.465	2023	48.781	12.470.215
2022	2	47.782	4.268.729	2023	48.883	2.633.285
2022	3	47.843	1.644.366	2023	48.943	7.876.868
2022	4	47.962	5.795.389	2023	48.998	6.665.738
2022	5	48.081	14.929.140	2023	49.073	5.710.114
2022	6	48.193	9.698.424	2023	49.161	6.241.886
2022	7	48.262	38.591.001	2023	49.256	3.905.666
2022	8	0	0	2023	49.325	2.053.092
2022	9	48.419	5.795.474	2023	49.482	1.021.698
2022	10	48.539	4.006.187	2023	49.669	977.219
2022	11	48.613	23.577.199	2023	49.728	2.944.020
2022	12	48.713	8.780.489	2023	49.801	1.338.150
		<b>Total</b>	<b>118.459.863</b>		<b>Total</b>	<b>53.837.951</b>

Fuente: SUI y ENERGÍA DE PEREIRA – Elaboración DTGE

### 5.6.7. DIU y FIU > 360 [horas, veces]

Respecto a la cantidad de incumplimientos<sup>14</sup> a los indicadores DIU-FIU mayor a 360 horas o veces durante los años 2019 al 2023, donde se tiene en cuenta los usuarios que fueron afectados por sobrepasar esta condición, se resalta que para tanto para ENERGÍA DE PEREIRA, así como para EMCARTAGO ESP, de acuerdo con la información reportada y certificada al SUI por ENERGÍA DE PEREIRA, no se presentaron usuarios que hayan

<sup>14</sup> Un incumplimiento se contabiliza cada vez que el DIU y/o FIU supera las 360 horas o veces, sin importar si ocurrió varias veces al mismo suscriptor o usuario en el año.

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

sobrepasado las 360 horas o veces, razón por la cual no existe incumplimiento regulatorio en este sentido.

#### **5.6.8. Diferencias en el cálculo de los indicadores de calidad media XM VS SUI**

##### **5.6.8.1. Diferencias presentadas por la Empresa de ENERGÍA DE PEREIRA SA ESP**

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

En este contexto, ENERGÍA DE PEREIRA remitió a la Superintendencia el informe explicativo de las diferencias existentes, reportadas por la empresa al SUI respecto de los cálculos de indicadores SAIDI comparadas con la información calculada por XM.

En dicho informe, menciona que el cargue de los indicadores a la plataforma SUI se realiza con dos cifras decimales, mientras que los cálculos realizados por XM SA ESP para su aplicativo INDICA son con todas las cifras decimales con las que se cuenta en el cálculo de las indisponibilidades, esto genera una desviación significativa entre un cálculo y otro, entendiendo que el cálculo de los dos indicadores no se ejecuta con el mismo insumo. Asimismo, los primeros cálculos realizados por XM SA ESP no contenían la particularidad para los usuarios de alumbrado público, los cuales, de acuerdo con lo definido en el literal j del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018 «En el caso de redes y transformadores que tienen conectados usuarios de alumbrado público junto con otro tipo de usuarios, los eventos programados y no programados ocurridos por fuera de las horas definidas para la prestación del servicio de alumbrado público serán excluidos solo para efectos del cálculo de los indicadores de calidad individual del usuario de alumbrado público conectado a estos activos», siendo las horas definidas desde las 18:00h a las 06:00h.

Debido a lo anterior, XM SA ESP realizó una nueva versión de sus cálculos que se ajustaban más a la realidad operativa de acuerdo con lo reportado por ENERGÍA DE PEREIRA, sin embargo, en algunos meses aún se observan diferencias que se presentan a continuación:

**Tabla 67. Indicadores de calidad media OR – XM SA ESP**

Periodo	SAIDI OR Reportado al SUI	SAIDI Calculado por OR	SAIDI Calculado XM Versión 1	SAIDI Calculado XM Última Versión	% de Desviación SUI-XM
ene-23	0,65	0,64762	0,6408	0,6369	-2%
feb-23	0,53	0,53144	0,5111	0,5111	-4%
mar-23	0,77	0,77329	0,7499	0,7499	-3%
abr-23	0,61	0,60614	0,5974	0,5974	-1%
may-23	1,16	1,16544	1,8298	1,1338	-3%
jun-23	0,45	0,44749	1,4199	0,4351	-3%
jul-23	0,71	0,71159	0,7	0,7	-2%
ago-23	0,97	0,96579	0,9493	0,9493	-2%
sep-23	0,64	0,63779	0,5972	0,5972	-6%
oct-23	0,96	0,96023	0,9241	0,9241	-4%
nov-23	0,88	0,88219	0,855	0,855	-3%
dic-23	0,6	0,60106	0,5719	0,5719	-5%

Fuente: ENERGÍA DE PEREIRA – Elaboración DTGE

Finalmente, es importante resaltar que ENERGÍA DE PEREIRA ha venido realizando gestiones ante XM SA ESP, con el fin de estandarizar los cálculos de los indicadores de la calidad media del servicio, de igual forma, ENERGÍA DE PEREIRA en el ejercicio de mejora constante viene haciendo auditorías internas para mejorar la calidad de los cálculos que se tienen y subsanar las diferencias encontradas con el LAC, entendiendo que ambas partes cuentan con el mismo insumo para realizar los cálculos.

Dentro de lo ejecutado se visualiza que para cada periodo del año 2023, no se presentan diferencias significativas, además, no se presentan desviaciones en cuanto al esquema de incentivos de calidad media, entendiendo que de acuerdo a lo estimado por XM se tiene una mejor calidad del servicio que la reportada en el aplicativo SUI, sin embargo, ENERGÍA DE PEREIRA continúa fortaleciendo sus sistemas para realizar un control al detalle de cada uno de sus cálculos y haciendo evaluaciones expost antes de certificar el formato CS1 en el aplicativo SUI.

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

#### **5.6.8.2. Diferencias presentadas por Empresas Municipales de Cartago ESP**

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

En este contexto, ENERGÍA DE PEREIRA que opera el mercado de EMCARTAGO ESP remitió a la Superintendencia el informe explicativo de las diferencias existentes, reportadas por la empresa al SUI respecto de los cálculos de indicadores SAIDI comparadas con la información calculada por XM.

En dicho informe, menciona que el cargue de los indicadores a la plataforma SUI al igual que lo que sucede con ENERGÍA DE PEREIRA, también para EMCARTAGO ESP se realiza con dos cifras decimales, mientras que los cálculos realizados por XM SA ESP para su aplicativo INDICA son con todas las cifras decimales con las que se cuenta en el cálculo de las indisponibilidades, esto genera una desviación significativa entre un cálculo y otro, entendiendo que el cálculo de los dos indicadores no se ejecuta con el mismo insumo. Asimismo, los primeros cálculos realizados por XM SA ESP no contenían la particularidad para los usuarios de alumbrado público, los cuales, de acuerdo con lo definido en el literal j del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018 «En el caso de redes y transformadores que tienen conectados usuarios de alumbrado público junto con otro tipo de usuarios, los eventos programados y no programados ocurridos por fuera de las horas definidas para la prestación del servicio de alumbrado público serán excluidos solo para efectos del cálculo de los indicadores de calidad individual del usuario de alumbrado público conectado a estos activos», siendo las horas definidas desde las 18:00h a las 06:00h.

Debido a lo anterior, XM SA ESP realizó una nueva versión de sus cálculos que se ajustaban más a la realidad operativa de acuerdo con lo reportado por ENERGÍA DE PEREIRA, sin embargo, en algunos meses aún se observan diferencias que se presentan a continuación:

**Tabla 68. Indicadores de calidad media OR – XM SA ESP**

Periodo	SAIDI OR Reportado al SUI	SAIDI Calculado por OR	SAIDI Calculado XM Versión 1	SAIDI Calculado XM Última Versión	% de Desviación SUI-XM
ene-23	0,08	0,0776	0,1082	0,1078	39%
feb-23	0,52	0,5241	0,7045	0,7045	34%
mar-23	1,58	1,5748	1,5526	1,5526	-1%
abr-23	1,72	1,7284	1,6993	1,6993	-2%
may-23	1,01	1,0092	0,9359	0,9359	-7%
jun-23	0,61	0,6023	0,5882	0,5882	-2%
jul-23	0,57	0,5767	0,5671	0,5671	-2%
ago-23	0,57	0,5669	1,3728	1,3728	142%
sep-23	0,13	0,1286	0,1286	0,12861	0%
oct-23	0,09	0,0894	0,0875	0,0875	-2%
nov-23	0,24	0,238	0,2313	0,2313	-3%
dic-23	0,34	0,3494	0,1078	0,3421	-2%

Fuente: EMCARTAGO ESP – Elaboración DTGE

Ahora bien, la mayor diferencia presentada se debió a eventos que se excluyeron y presentaron su respectiva modificación en el formato TT9 (Ajuste de eventos) correspondiente al mes de septiembre de 2023, teniendo en cuenta que al momento de realizar el ajuste dentro de los tiempos estipulados por el LAC, no se tenían los soportes necesarios para realizar la exclusión, de esta manera, se realizó el cargue de manera extemporánea pero se ajustaron a los valores reales causados por el sistema de Cartago.

Luego del mes de octubre de 2023, se inició un plan de acción en cuanto a la calidad de los cálculos realizados en todo el esquema de calidad (individual y media) donde se ejecutó una evaluación expost previo al cargue del formato CS1 en el SUI, identificando las posibles desviaciones que se puedan presentar, automatizando el proceso de recolección de datos y brindando apoyo de personal experto en la revisión de la información (LAC) y la calidad de los cálculos ejecutados de acuerdo a lo expuesto en la Resolución CREG 015 de 2018 en su capítulo 5. A pesar de la desviación de las diferencias mes a mes, en el acumulado no se tiene

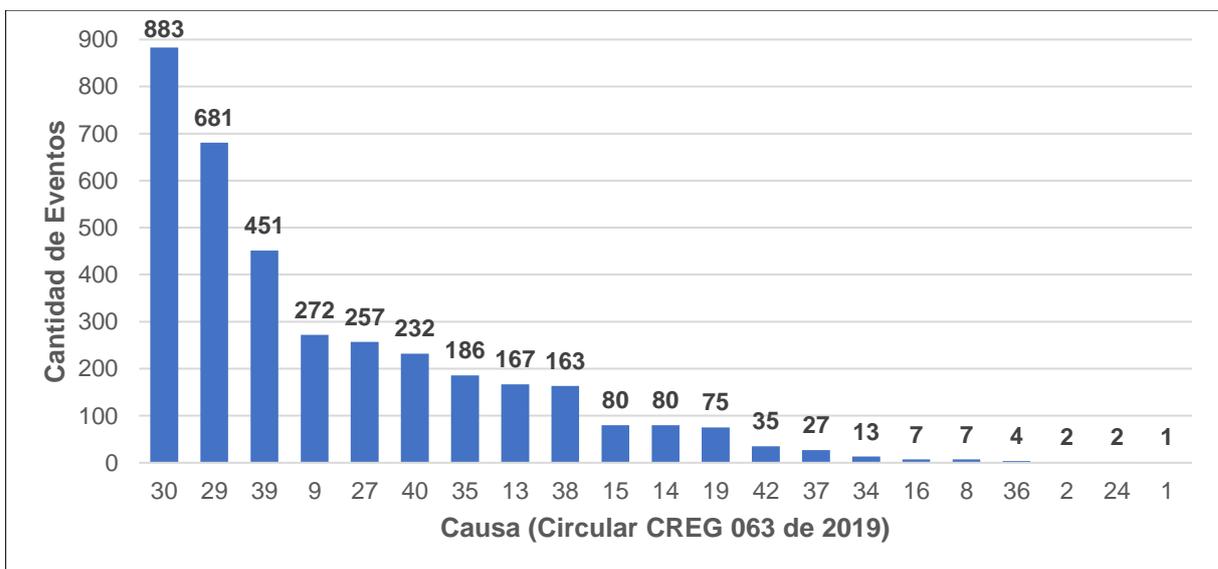
una desviación significativa y se cumple con la meta de calidad propuesta al inicio del periodo tarifario.

### 5.6.9. Interrupciones en el SDL

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

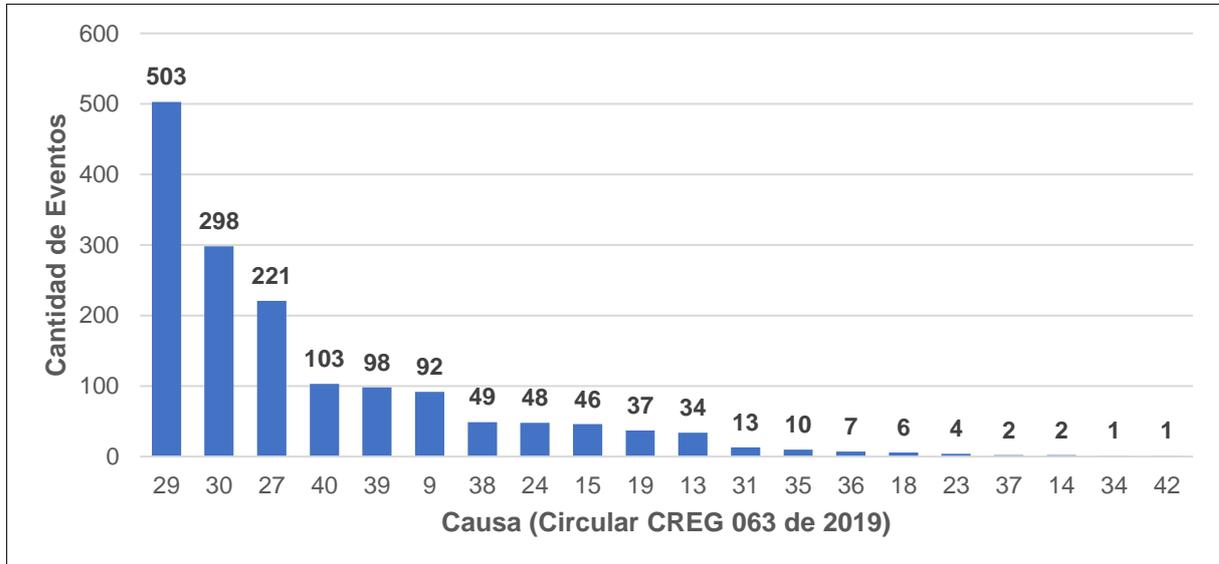
- La Empresa de Energía de Pereira S.A. ESP para el año 2023, reportó al INDICA 4.465 interrupciones al servicio de energía, de las cuales 3.625 se presentaron por causas no excluibles (ver Figura 48) y 840 por causas excluibles (ver Figura 50). De igual manera, ENERGÍA DE PEREIRA en cuanto al mercado de EMCARTAGO ESP, para el año 2023 reportó al INDICA 1.822 interrupciones al servicio de energía, de las cuales 1.575 se presentaron por causas no excluidas (ver Figura 49) y 247 por causas excluidas (ver Figura 51).

**Figura 48. Cantidad de eventos no excluidos 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA**



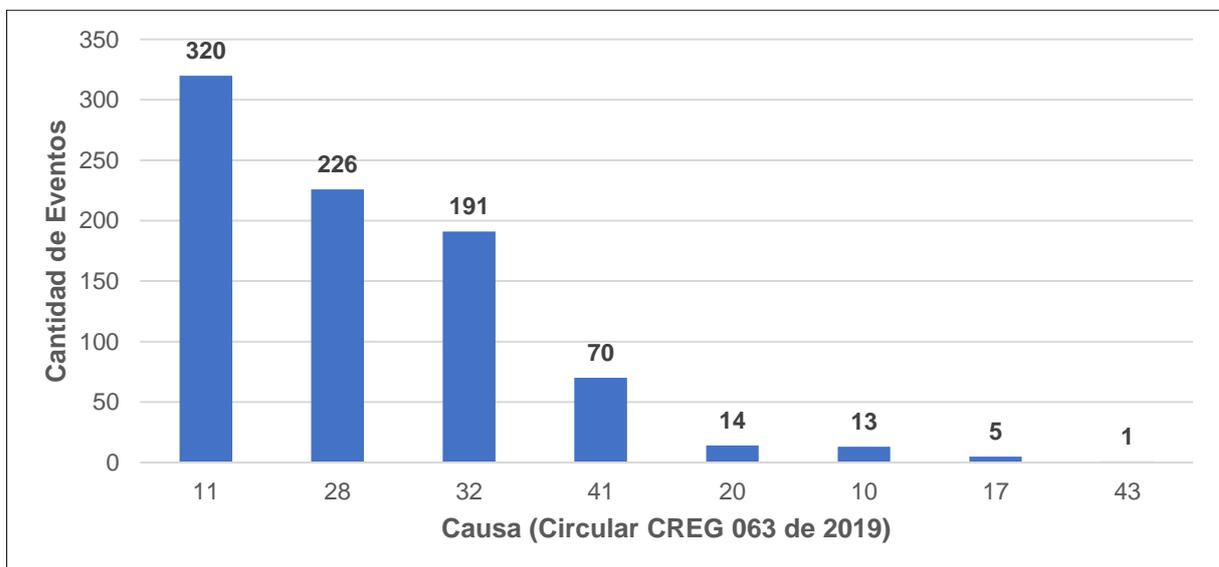
Fuente: INDICA – LAC

**Figura 49. Cantidad de eventos no excluidos 2023 – EMCARTAGO ESP**



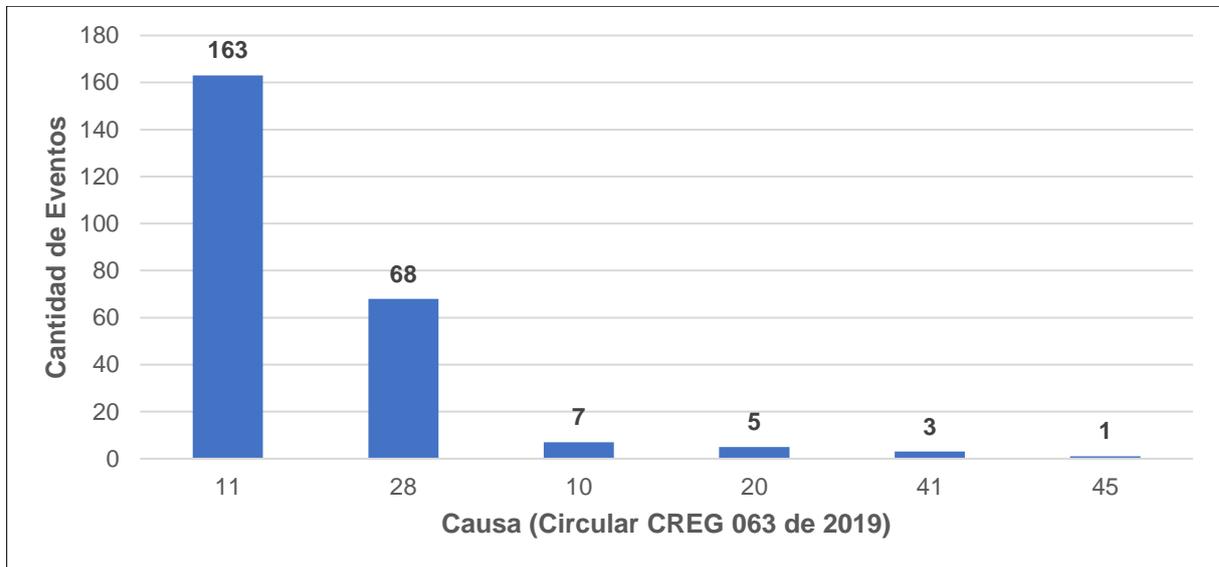
Fuente: INDICA – LAC

**Figura 50. Cantidad de eventos excluidos 2023 – ENERGÍA DE PEREIRA**



Fuente: INDICA – LAC

**Figura 51. Cantidad de eventos excluidos 2023 – EMCARTAGO ESP**



Fuente: INDICA – LAC

- Información a partir de la cual, se solicitó al prestador presentar los soportes de una muestra de 45 eventos remitidos por esta Superintendencia en el marco de la evaluación integral, la cual incluía las causales 10, 11, 17, 20, 28, 32, 41 y 43 que fueron excluidos durante el año 2023, con el fin de evaluar si ENERGÍA DE PEREIRA está cumpliendo con la correcta exclusión de eventos. De dicho ejercicio, se pudo evidenciar que los soportes para excluir eventos específicamente sobre la causa 28 «Catástrofes Naturales» presentan documentos que no están acorde con lo dispuesto en el numeral 5.2.2 EXCLUSIÓN DE EVENTOS de la Resolución CREG 015 de 2018.

Razón por la cual, a continuación, se menciona parte de la respuesta emitida por la CREG a la solicitud de aclaración respecto a exclusión de eventos realizada por ASOCODIS mediante radicado CREG S2022002666 en el año 2022, donde la CREG aclara lo siguiente:

*«(...) Dado que la regulación exige el “soporte dado por autoridad competente”, se entiende que el OR, si bien puede clasificar el evento dentro del plazo establecido para el reporte, deberá contar con la certificación respectiva al momento de la verificación o, en su defecto, la documentación que demuestre que la solicitud de expedición de este soporte se encuentra en trámite por parte de la autoridad competente. Con esto, aclaramos que esta*

*Comisión entiende que, por tanto, este será un trámite que deberá realizar con posterioridad al reporte, pero que deberá estar documentado, para la verificación de que trata el numeral 5.2.12 y para la revisión que realice la SSPD dentro de sus competencias.*

*(...)*

*Es importante aclarar que la Comisión entiende que se consideran válidos los **soportes dados por la autoridad competente, o los documentos de trámite que demuestren la solicitud de la expedición de este soporte, en los que se indique textualmente que se trata de una catástrofe natural debida a erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremoto, maremoto, huracán, ciclón y/o tornado, o, en el caso de un acto de terrorismo, que indique textualmente que se declaró o se denunció un acto de terrorismo.***

*Adicionalmente, se entiende que la documentación de soporte, para que sea válida, deberá contener **información suficiente para verificar el nexo de causalidad entre el evento ocurrido en los activos del sistema y la situación excluida según los literales g) y h), esto es, que identifique las circunstancias de modo, tiempo y lugar que permitan relacionar el evento con la causa de exclusión a soportar.***» Negrita fuera de texto.

Ahora bien, en la vigencia 2023 nuevamente por parte de ASOCODIS se realizó solicitud de aclaración a la CREG respecto a la exclusión de eventos, en la cual, la CREG manifestó mediante radicado CREG S2023004322 lo siguiente:

*«(...) En relación con su segunda consulta, el literal g. del numeral 5.2.2 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, que indica:*

*g. Los debidos a catástrofes naturales, tales como erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremotos, maremotos, huracanes, ciclones y/o tornados. El OR debe mantener el soporte dado por la autoridad competente que declaró esta situación para la validación de las exclusiones durante el proceso de*

*verificación de la información. En un término no mayor a 12 horas el OR debe informar al comercializador y este a su vez al usuario, la causa del evento y la fecha y hora estimada de recuperación del suministro del servicio de energía eléctrica.*

*Al respecto, las catástrofes mencionadas en el literal anterior deben entenderse como ejemplos y el listado indicado no es taxativo. **No obstante, la situación de catástrofe natural que ocasione la interrupción debe ser certificada por autoridad competente**, de acuerdo con lo establecido en el literal g. numeral 5.2.2 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018.»* Negrita fuera de texto.

Teniendo en cuenta este último concepto de aclaración emitido por la CREG, es importante resaltar que la condición establecida en el radicado CREG S2022002666, respecto a los documentos de trámite que demuestren la solicitud de la expedición del soporte para excluir eventos con causal 28, debían indicar **textualmente que se trataba de una catástrofe natural debida a erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremoto, maremoto, huracán, ciclón y/o tornado**, lo cual, de acuerdo con el nuevo concepto de la Comisión con radicado CREG S2023004322, es modificado teniendo en cuenta que el listado que indicaba que la condición de catástrofe natural se debía a erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremoto, maremoto, huracán, ciclón y/o tornado, **no es taxativo y se debe entender como un ejemplo**, sin embargo, la Comisión no realizó ninguna modificación o ajuste respecto a que la **situación de catástrofe natural que ocasione la interrupción debe ser certificada por autoridad competente**.

A este respecto, cabe resaltar que los soportes de eventos con causal 28 reportados por la empresa a esta Superintendencia en el marco de la evaluación integral, no mencionan dentro de la certificación emitida por autoridad competente que se trate de una **Catástrofe Natural**, de acuerdo con lo establecido en la Resolución 015 de 2018 y con mayor detalle en los conceptos aclaratorios con radicados CREG S2022002666 de 2022 y S2023004322 de 2023, emitidos por la CREG.

A continuación, en la **Figura 52**, se muestra una de las certificaciones expedidas por el IDEAM, donde se aprecia el argumento de todas las certificaciones sobre la causal 28 para los diferentes meses, en las cuales se evidencia que **no se certifica la situación de catástrofe natural ni tampoco el nexo de causalidad entre el evento ocurrido en los activos del sistema y la situación excluida según los literales g) y h)**, esto es, que identifique las circunstancias de modo, tiempo y lugar que permitan relacionar el evento con la causa de exclusión a soportar, evidenciando que la certificación aportada por la empresa, no corresponde al contenido establecido en la Resolución 015 de 2018 y los conceptos aclaratorios CREG S2022002666 de 2022 y S2023004322 de 2023 para la exclusión de eventos.

**Figura 52. Certificación expedida por el IDEAM**




**C-075- 11-130-SME/2024**  
 \*20244000024111\*  
 Al contestar por favor cite estos datos  
 Radicado No.: **20244000024111**  
 Fecha: **26 marzo 2024**

**EL INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES – IDEAM, POR SOLICITUD DEL SEÑOR JUAN GUILLERMO GUTIERREZ CALVO, GERENTE TÉCNICO, ENERGÍA DE PEREIRA, FORMULADA A TRAVÉS DE OFICIO 675 DEL 12 DE FEBRERO DE 2024 RECIBIDA EN ESTA SUBDIRECCIÓN EL 13 DE FEBRERO DE 2024 CON NUMERO DE RADICADO 20249910011344. ASUNTO: CERTIFICACIÓN ESTADO DEL TIEMPO ENERO 2023**

**CERTIFICA:**

Que el comportamiento diario de la precipitación y su respectivo índice I (%), durante el mes de enero de 2023 y fenómenos atmosféricos durante los días 06,07 08 17 18 29 30 y 31 de enero de 2023 de acuerdo con la información preliminar disponible en nuestro banco de datos de la estación meteorológica Aeropuerto Matecaña (coordenadas geográficas 4°48' 45.45" de latitud norte 75° 44' 22.79" de longitud oeste, elevación 1342 metros), ubicada en el municipio de Pereira, departamento de Risaralda, estación más cercana a la zona de su interés, fue el siguiente:

**1. Precipitación**

**ESTACIÓN AEROPUERTO  
MATECAÑA  
PRECIPITACIÓN\*(mm)  
ENERO 2023\***

DÍA	ENE
1	2.2
2	6.0

Fuente: Certificación remitida por ENERGÍA DE PEREIRA

Por lo expuesto, la SSPD en la visita realizada a la empresa, solicitó remitir el recálculo de los indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI, incluyendo los eventos que fueron excluidos bajo la causal 28 «Catástrofes Naturales» para las vigencias 2022 y 2023, los cuales fueron enviados por la empresa en cumplimiento de los compromisos asumidos en el acta de visita en el marco de la Evaluación Integral.

Al respecto, seguidamente se presentan los recálculos de los indicadores de calidad media SAIDI-SAIFI para las vigencias 2022 y 2023 solicitados por la SSPD:

- **Recálculo de indicadores SAIDI-SAIFI, Empresa de ENERGÍA DE PEREIRA**

A continuación, se muestra el recalcu de los indicadores de calidad media del servicio realizado por la Empresa de Energía de Pereira S.A. ESP, incluyendo los eventos que fueron excluidos con la causal 28 «Catástrofes Naturales», teniendo en cuenta que los soportes no son coherentes con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018 y los Conceptos aclaratorios con radicados CREG S2022002666 de 2022 y S2023004322 de 2023.

**Figura 53. Recálculo indicadores de calidad media 2022-2023 – ENERGÍA DE PEREIRA**

	2022		2023	
	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI
Meta CREG	10.67	9.089	9.81	9
Reportado al SUI	7	8,59	8,93	12,11
Incluyendo eventos por "Catastrofes Naturales"	9,6	11,75	11,53	14,37
Porcentaje de variación	27%	27%	23%	16%

Fuente: Información remitida por ENERGÍA DE PEREIRA

En la Figura 53, se observa que en el recálculo de indicadores de calidad media incluyendo los eventos que fueron excluidos con la causal 28. De los datos allí plasmados, vale pena indicar que los porcentajes de variación calculados por la SSPD difieren de los plasmados por la empresa, tanto para el año 2022, donde se refleja un incremento del 27% en los indicadores SAIDI y SAIFI, como para el año 2023, donde se refleja un incremento del 23% en el indicador

SAIDI y del 16% en el indicador SAIFI. De acuerdo con lo revisado, la diferencia parte de la forma como ENERGÍA DE PEREIRA calcula las diferencias.

- **Recálculo de indicadores SAIDI-SAIFI, mercado EMCARTAGO ESP**

A continuación, se muestra el recálculo de los indicadores de calidad media del servicio realizado por ENERGÍA DE PEREIRA, incluyendo los eventos que fueron excluidos con la causal 28 «Catástrofes Naturales», teniendo en cuenta que los soportes no son coherentes con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018 y los Conceptos aclaratorios con radicados CREG S2022002666 de 2022 y S2023004322 de 2023.

**Figura 54.** *Recálculo indicadores de calidad media 2022-2023 – EMCARTAGO ESP*

	2022		2023	
	SAIDI	SAIFI	SAIDI	SAIFI
<b>Meta CREG</b>	10,67	9,089	9,81	9
<b>Reportado al SUI</b>	9,86	11,02	7,46	8,05
<b>Incluyendo eventos por "Catástrofes Naturales"</b>	11,22	13,82	9,71	10,46
<b>Porcentaje de variación</b>	12%	20%	23%	23%

Fuente: Información remitida por ENERGÍA DE PEREIRA (mercado EMCARTAGO ESP)

En la Figura 54, se observa que en el recálculo de indicadores de calidad media incluyendo los eventos que fueron excluidos con la causal 28, para el año 2022 refleja un incremento del 12% en el indicador SAIDI y del 20% en el indicador SAIFI. De igual manera, para el año 2023 se refleja un incremento del 23% en los indicadores SAIDI y SAIFI. Al igual que se expuso para los recálculos de la empresa de ENERGÍA DE PEREIRA, se tienen diferencias por las mismas causas en lo correspondiente al mercado de EMCARTAGO.

#### **5.6.10. Planes de inversión**

En esta sección se brindará un resumen del plan de inversión regulatorio, su ejecución y las expectativas de ejecución a futuro para de ENERGÍA DE PEREIRA. Es de recordar que este fue aprobado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) acorde con las

disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018 y se recomienda al lector referirse a la sección 0 para un contexto regulatorio más amplio en torno este tópico.

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

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

- **Actualización de cargos ante el LAC:** acorde con disposiciones de la Circular CREG 012 de 2020, a finales de febrero de cada año los operadores remiten a XM información de variables necesarias para actualizar la liquidación de cargos de distribución, dentro de la que se encuentra la ejecución del plan de inversión. El insumo de información empleado son las publicaciones mensuales de cargos liquidados por parte de XM.
- **Informe de ejecución del plan de inversión:** acorde con disposiciones de la Circular CREG 024 de 2020, a finales de marzo de cada año los operadores remiten a la CREG con copia a esta Superintendencia el informe de ejecución del plan de inversión.
- **Reporte de información al SUI:** a finales de marzo de cada año los operadores reportan a través del Sistema Único de Información (SUI) información asociada al plan de inversión aprobado y su ejecución a través de los formatos PI.

Como se ha visto anteriormente a lo largo de este informe, ENERGIA DE PEREIRA está encargado de la operación de dos mercados de comercialización: Pereira y Cartago, siendo este último como parte de la alianza estratégica con EMCARTAGO. De esta manera, la

empresa realiza el planeamiento y ejecución de estos mercados por separado, y así mismo se realiza el reporte. Por lo tanto, en adelante se realizará el análisis de estos dos mercados por separado.

#### 5.6.10.1. Plan de inversiones aprobado

En cumplimiento de las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 015 de 2018, el operador ENERGÍA DE PEREIRA y EMCARTAGO presentó en septiembre de 2018 la solicitud de aprobación de ingresos asociados con el sistema de distribución asociado al mercado de comercialización de Pereira y Cartago, respectivamente. Posterior a un proceso de retroalimentación, aclaración y correcciones con la CREG, dicha Comisión expidió en diciembre de 2019 la Resolución CREG 178 de 2019, y febrero de 2020 la Resolución CREG 010 de 2020, a través de la cual se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización Pereira y Cartago, respectivamente.

Sobre el particular, en el artículo 3 de las citadas resoluciones, se encuentran las inversiones anuales aprobadas en el plan de inversión desagregadas por categoría de activos y nivel de tensión para el periodo 2019 a 2023.

En respuesta, las empresas presentaron recurso de reposición a la resolución mencionada, el cual fue resuelto por la CREG en marzo y junio de 2020 mediante la Resolución CREG 026 de 2020 y 123 de 2020 para Pereira y Cartago, respectivamente. En el caso de Pereira, en el Artículo 2 se ajustan las variables aprobadas en la resolución inicial y en particular se ajustan los montos del plan de inversión; en el caso de Cartago, no se modifica la resolución inicial. Es de agregar que, a partir de la expedición de estas resoluciones tanto los cargos como el plan de inversión para Pereira y Cartago quedaron en firme, y con ello los operadores ingresan al esquema de remuneración de la Res. CREG 015 de 2018, y por lo tanto los montos aprobados aquí consignados serán considerados en adelante como el «*plan inicial*».

En concordancia con las disposiciones del numeral 6.6. del anexo general de la Res. CREG 015 de 2018, Empresa de ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP y EMCARTAGO solicitaron ajuste

al plan de inversión ante la CREG en agosto de 2020. A través de la Resolución CREG 009 y 166 de 2021 se aprobó el ajuste al Plan de Inversiones del mercado de comercialización de Pereira y Cartago. Habiéndose establecido la Alianza Estratégica, ENERGÍA DE PEREIRA interpuso recurso de reposición para ambos mercados, y a través de la Resolución CREG 071 de 2021 y 501 029 de 2022 se resolvió este para el mercado de Pereira y Cartago, respectivamente. Por último, a través de la Resolución CREG 141 de 2021 se corrigen errores formales en la digitación de los valores consignados en la respuesta al recurso de reposición para el mercado de Pereira. En estas resoluciones se ajustaron los montos anuales de inversión aprobados para el periodo 2021 – 2025 y en particular los montos consignados en la Res. CREG 141 de 2021 y 501 029 de 2022 serán referidos en adelante como la «*primera modificación*» al plan de inversión para los mercados de Pereira y Cartago, respectivamente.

Posteriormente, en línea con las disposiciones del numeral 6.6. del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, ENERGÍA DE PEREIRA solicitó ajustes al plan de inversión ante la CREG en agosto de 2022 para ambos mercados. A través de la Resolución CREG 501 051 de 2024 y 501 022 de 2023 se aprobó una nueva instancia de ajuste al Plan de Inversiones de los mercados Pereira y Cartago. En este caso, la empresa no sometió recurso de reposición sobre estas resoluciones y por lo tanto los montos de inversión consignados en esta serán referidos en adelante como la «*segunda modificación*» al plan de inversión. En estas resoluciones se ajustaron los montos anuales de inversión aprobados para el periodo 2023 – 2027.

Bajo estas consideraciones, en la Tabla 69 se presenta el marco de referencia para cada año de las iteraciones del plan de inversión que correspondan. Es necesario aclarar que la resolución más reciente (Resolución CREG 501 051 de 2024) contiene de manera acumulativa el plan de inversión aprobado de 2019 a 2027.

### ***Pereira***

En la **Tabla 69** se presentan los montos totales aprobados en pesos de diciembre de 2017 para el plan de inversión desagregado por tipo de unidad constructiva de acuerdo con lo dispuesto

en el Artículo 1 de la Resolución CREG 501 051 de 2024, el que se ilustra un monto total de inversiones aprobado para el periodo 2019 a 2023 de 84.263.295.779 COP 2017.

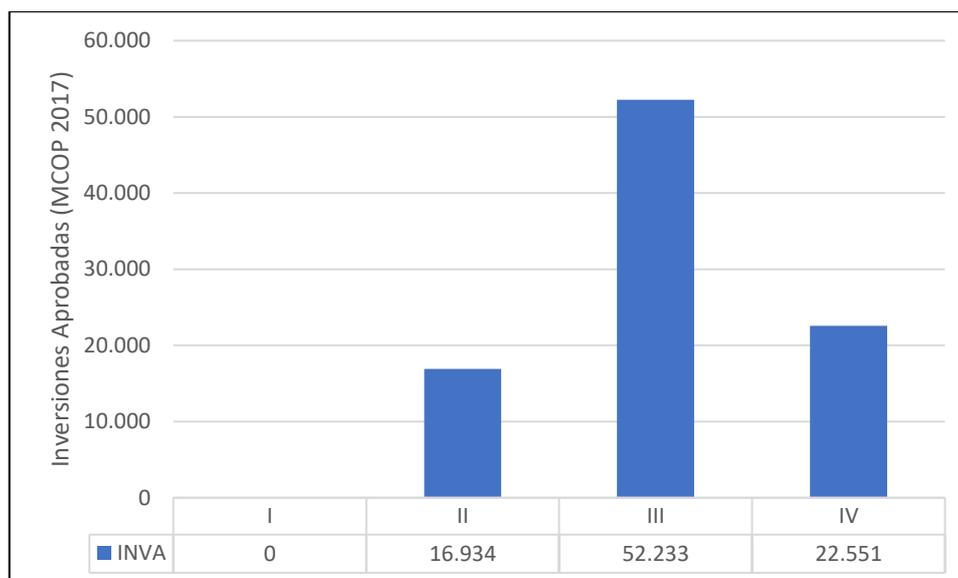
**Tabla 69** Montos de inversión aprobados para ENERGÍA DE PEREIRA – Pereira en el marco del plan de inversiones.

Tipo de activo	2019	2020	2021
Transformadores de potencia	0	2.185.129.000	1.530.838.000
Compensaciones	0	0	0
Bahías y celdas	1.850.518.815	426.674.094	3.211.216.708
Equipos de control y com.	0	0	3.034.429.000
Equipos de subestación	607.092.000	504.041.000	976.970.000
Otros activos subestación	0	0	544.361.000
Líneas aéreas	5.884.008.328	5.474.327.498	3.364.500.703
Líneas subterráneas	1.298.703.932	2.356.152.177	2.102.359.817
Equipos de línea	810.893.000	1.051.708.000	431.303.000
Centro de control	2.334.154.077	3.131.027.136	1.756.320.000
Transformadores de distribución	776.447.000	1.219.822.000	1.313.439.000
Redes de distribución	663.292.300	2.788.361.193	834.963.904
<b>Total</b>	<b>14.225.109.452</b>	<b>19.137.242.098</b>	<b>19.100.701.132</b>
Tipo de activo	2022	2023	2019 - 2023
Transformadores de potencia	885.725.500	765.419.000	5.367.111.500
Compensaciones	0	0	0
Bahías y celdas	2.269.866.000	439.646.184	8.197.921.801
Equipos de control y com.	1.067.951.000	404.696.000	4.507.076.000
Equipos de subestación	719.441.000	213.624.000	3.021.168.000
Otros activos subestación	839.752.000	85610000	1.469.723.000
Líneas aéreas	9.989.227.125	2.497.251.250	27.209.314.904
Líneas subterráneas	1041977823	1911763160	8.710.956.909
Equipos de línea	783.256.000	642.197.000	3.719.357.000
Centro de control	866.570.001	1390419999	9.478.491.213
Transformadores de distribución	1.185.909.000	2.203.159.000	6.698.776.000
Redes de distribución	608.233.260	988.548.795	5.883.399.452
<b>Total</b>	<b>20.257.908.709</b>	<b>11.542.334.388</b>	<b>84.263.295.779</b>

**Fuente:** DTGE a partir del Artículo 1 de la Resolución CREG 501 051 de 2024.

La distribución de las inversiones aprobadas por tipo de inversión para el periodo 2019-2023 se presenta en la **Figura 55**.

**Figura 55** Distribución de inversiones aprobadas por tipo de proyecto para el plan de inversión de ENERGÍA DE PEREIRA.



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

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

- **Tipo I:** este enmarca regulatoriamente proyectos orientados a la repotenciación y/o modernización de activos. Para este tipo la empresa no asignó proyectos de inversión.
- **Tipo II:** representan el 18,46% de las inversiones aprobadas y enmarcan regulatoriamente proyectos orientados a la expansión y atención de nueva demanda. Dentro de los proyectos más significativos se encuentra la construcción de las nuevas subestaciones Cerritos y Altagracia; instalación de nuevos transformadores en la subestación Naranjito, Dosquebradas, Ventorrillo, Centro y Pavas; expansión de redes en niveles de tensión 1 al 3; y construcción de nuevos circuitos a 13,2 kV.
- **Tipo III:** representan el 56,95% de las inversiones y enmarcan regulatoriamente proyectos orientados a la reposición de activos. Dentro de los proyectos más significativos propuestos por la empresa se encuentran la remodelación de ramales y

circuitos a 115, 33 y 13,2 kV; remodelación para subterranización de tramos de línea; cambio de sistemas de comunicaciones subestaciones en Ventorrillo, Cuba, Centro, y supervisión y control en la subestación Pavas y Naranjito; reposición de celdas de protección 33 kV y transformador monofásico en la subestación Dosquebradas; y cambio de transformadores de instrumentación para fronteras de distribución.

- **Tipo IV:** representan el 24,59% de las inversiones aprobadas y enmarcan regulatoriamente proyectos orientados a la mejora en la calidad del servicio, reducción de pérdidas y renovación tecnológica. Dentro de los proyectos más significativos propuestos por la empresa se encuentra la implementación del Sistema de Gestión de Activos, construcción de doble circuitos y líneas a 33 kV, construcción de la Subestación Cerritos y Altagracia y circuitos asociados a estas, modernización de protecciones en subestación Pavas, Dosquebradas, Naranjito, Centro.

### **Cartago**

En la **Tabla 70** se presentan los montos totales aprobados en pesos de diciembre de 2017 para el plan de inversión para el mercado Pereira desagregado por tipo de unidad constructiva de acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 1 de la Resolución CREG 501 022 de 2023, el que se ilustra un monto total de inversiones aprobado para el periodo 2019 a 2023 de 26.633.788.814 COP 2017.

**Tabla 70** Montos de inversión aprobados para ENERGÍA DE PEREIRA – Mercado Cartago en el marco del plan de inversiones.

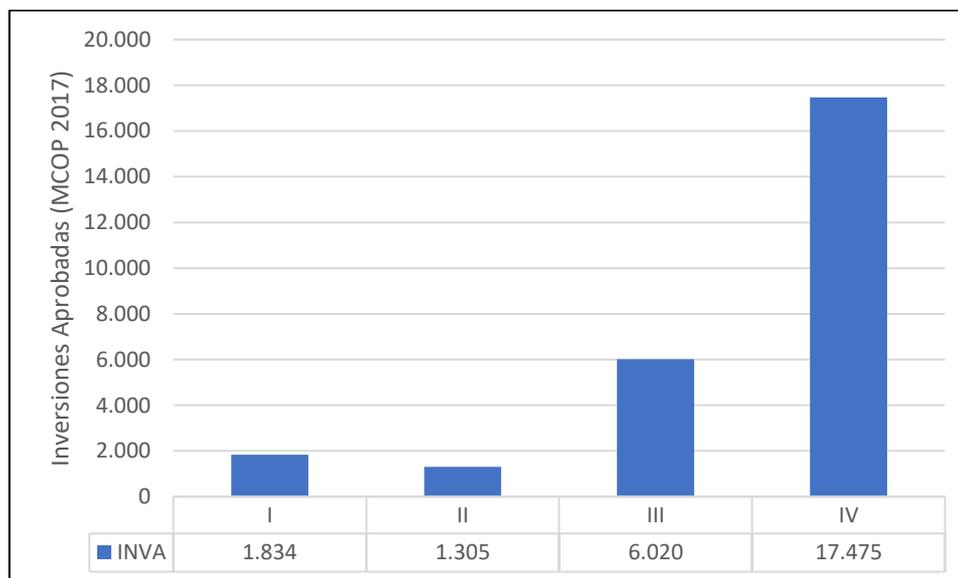
Tipo de activo	2019	2020	2021
Transformadores de potencia	0	1.083.150.000	2.941.711.950
Compensaciones	0	0	0
Bahías y celdas	0	1.502.795.000	100.599.000
Equipos de control y com.	307456000	331532000	0
Equipos de subestación	0	0	286.046.000
Otros activos subestación	0	832424000	0
Líneas aéreas	291.120.902	271.002.812	736.430.100
Líneas subterráneas	0	0	373.967.100

Tipo de activo	2019	2020	2021
Equipos de línea	230.068.000	156.321.000	109.146.000
Centro de control	5.085.449.000	0	30.724.248
Transformadores de distribución	0	0	149.853.000
Redes de distribución	146.859.167	0	278.779.171
<b>Total</b>	<b>6.060.953.069</b>	<b>4.177.224.812</b>	<b>5.007.256.569</b>
Tipo de activo	2022	2023	2019 - 2023
Transformadores de potencia	0	1.124.950.000	5.149.811.950
Compensaciones	0	0	0
Bahías y celdas	0	1.304.595.000	2.907.989.000
Equipos de control y com.	0	0	638.988.000
Equipos de subestación	0	0	286.046.000
Otros activos subestación	0	0	832.424.000
Líneas aéreas	2.975.135.900	1.450.373.305	5.724.063.019
Líneas subterráneas	317828400	250509368	942.304.868
Equipos de línea	63.239.000	489.007.000	1.047.781.000
Centro de control	2.454.487.440	0	7.570.660.688
Transformadores de distribución	178.038.000	150.369.000	478.260.000
Redes de distribución	279.144.871	350.677.080	1.055.460.289
<b>Total</b>	<b>6.267.873.611</b>	<b>5.120.480.753</b>	<b>26.633.788.814</b>

**Fuente:** DTGE a partir del Artículo 1 de la Resolución CREG 501 022 de 2023.

La distribución de las inversiones aprobadas por tipo de inversión para el periodo 2019-2023 se presenta en la **Figura 56** Distribución de inversiones aprobadas por tipo de proyecto para el plan inicial de ENERGÍA DE PEREIRA - mercado de Cartago.

**Figura 56** Distribución de inversiones aprobadas por tipo de proyecto para el plan inicial de Empresa de ENERGÍA DE PEREIRA SA ESP – Mercado Cartago.



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

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

- **Tipo I:** representan el 6,89% de las inversiones aprobadas regulatoriamente y enmarcan proyectos orientados a la repotenciación y/o modernización de activos. Dentro de los proyectos más significativos se encuentra la repotenciación de uno de los transformadores de la subestación Planta Diésel a 25 MVA, y repotenciación del circuito L2C1.
- **Tipo II:** representan el 4,90% de las inversiones aprobadas y enmarcan regulatoriamente proyectos orientados a la expansión y atención de nueva demanda. Dentro de los proyectos más significativos la construcción del nuevo circuito L3C4 y repotenciación del circuito L3C2, y adquisición de nuevo transformador de 20 MVA para la subestación Planta Diésel.
- **Tipo III:** representan el 22,60% de las inversiones y enmarcan regulatoriamente proyectos orientados a la reposición de activos. Dentro de los proyectos más significativos propuestos por la empresa se encuentran la reposición del segundo

transformador de 20 MVA en la subestación Santa María, reconductorización del circuito C1L2 etapa I y II, remodelación de red subterránea en el centro del municipio (circuito C3L3), transferencia entre circuitos de la subestación Santa María y Planta Diésel entre los circuitos C1L2 y C2L1, adecuación de la subestación Santa María, remodelación y reposición de redes de nivel de tensión 1 y 2 y transformadores de distribución.

- **Tipo IV:** representan el 65,51% de las inversiones aprobadas y enmarcan regulatoriamente proyectos orientados a la mejora en la calidad del servicio, reducción de pérdidas y renovación tecnológica. Dentro de los proyectos más significativos propuestos por la empresa se encuentra la modernización del centro de control, instalación de elementos de corte y telemedición acorde con los requisitos del esquema de calidad, implementación y certificación del Sistema de Gestión de Activos, construcción de bahía de subestación Planta Diésel, construcción de redes entre la subestación Santa María y Planta Diesel, y reposición de redes antifraude en el marco del plan de reducción de pérdidas.

#### 5.6.10.2. Ejecución del plan de inversión

En esta sección se explorará la ejecución realizada por la empresa ENERGÍA DE PEREIRA en el mercado de comercialización Pereira y Cartago en los primeros cinco años del periodo tarifario vigente (2019 – 2023). Es de destacar que, si bien el plan no fue aprobado y puesto en firme hasta junio de 2020 para Cartago y septiembre de 2020 para Pereira, el plan de inversión propuesto arrancó su ejecución desde 2019.

#### *Pereira*

En la **Tabla 71** se presenta la ejecución anual global del plan de inversión reportada por el operador de red para el mercado Pereira.

**Tabla 71** Ejecución anual del plan de inversión de ENERGIA DE PEREIRA - Mercado Pereira.

	2019	2020	2021
Aprobado	14.225.109.452	19.137.242.098	19.100.701.132

Ejecutado	15.325.735.008	16.302.025.578	15.430.037.649
Ejecución	107,74%	85,18%	80,78%
	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>Total</b>
Aprobado	20.257.908.709	11.542.334.388	84.263.295.779
Ejecutado	13.840.116.020	12.534.993.375	73.432.907.630
Ejecución	68,32%	108,60%	87,15%

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

De lo anterior posible observar que en general los niveles de ejecución para los cinco años de ejecución (2019 – 2023) se encuentra en un nivel de 87,15%, presentando un ritmo desacelerado en la ejecución propuesta para los años 2021 y 2022. Lo anterior, se debe principalmente al retraso en la ejecución proyectos relevantes tales como la construcción de la subestación Altagracia (entrada en operación 2022) y sus líneas asociadas, subterranización de tramos de línea (2020), remodelación de líneas a 115 y 33 kV (2021).

**Tabla 72** Proyectos de inversión representativos desagregados por tipo de proyecto en la vigencia 2019 – 2023 ENERGIA DE PEREIRA - Pereira

Código o proyecto	Nombre	Alcance	Beneficio	Monto ejecutado (COP 2017)	Año ejecutado
<b>Tipo IV</b>					
146	Sistema de Gestión de Activos	Herramienta para la gestión de activos, dando cumplimiento con el requerimiento exigido bajo la	Implementación y certificación de una nueva estrategia de gestión de activos para garantizar la optimización y el correcto uso de nuestros equipos a lo largo de su vida útil, mejorando nuestras estrategias de mantenimientos preventivos y predictivos en redes y subestaciones. Para esto se	4.166.197.88 5	2019, 2020

Código o proyecto	Nombre	Alcance	Beneficio	Monto ejecutado (COP 2017)	Año ejecutado
		resolución CREG 015 de 2018.	realizó la implementación e integración del software EAM Máximo-IBM.		
220	Cambio de comunicaciones subestaciones Cuba	Actualización de control, protección y comunicaciones en subestación Cuba	Mayor versatilidad en la comunicación entre equipos y mayor robustez en términos de ciberseguridad e integración con Centro de Control de la subestación. Esto fue logrado a través de la migración al concepto de subestación digital por medio de implementación del protocolo de comunicación IEC-61850 y renovación tecnológica en equipos de control, protección y comunicaciones.	2.237.395.000	2023
148	Dosquebradas-Cambio de RC por celdas en el IDQ y ANDI	Cambio de reconectores por celdas de salida para los circuitos ANDI e IDQ en subestación Dosquebradas 33 kV	Renovación tecnológica, y mejora en la continuidad del servicio, confiabilidad y seguridad de la subestación. En este proyecto, se reemplazaron las salidas de circuitos industriales IDQ y ANDI por celdas y equipos de última tecnología, en donde antes se encontraban instalados reconectores que no brindaban la seguridad necesaria para el suministro.	952.573.000	2021
<b>Tipo III</b>					
125 y 126	Sistema de supervisión y control S/E	Actualización del sistema de supervisión y	Mayor versatilidad en la comunicación entre equipos y mayor robustez en términos de ciberseguridad e integración	3.433.161.000	2019

Código o proyecto	Nombre	Alcance	Beneficio	Monto ejecutado (COP 2017)	Año ejecutado
	Pavas y Naranjito	control S/E Pavas y Naranjito	con Centro de Control de la subestación. Esto fue logrado a través de la migración al concepto de subestación digital por medio de implementación del protocolo de comunicación IEC-61850 y renovación tecnológica en equipos de control, protección y comunicaciones.		
121	Transformador monofásico 115/33 kV de 25 MVA S/E DQ	Reemplazo de la fase central del banco de transformación 115/33 kV en subestación Dosquebradas 115 kV.	Se realiza el reemplazo de una de las fases del banco de transformación a 115 kV en subestación Dosquebradas, teniendo en cuenta que el transformador desmontado se encontraba con problemas de fugas y su vida útil real estaba llegando a su fin, brindando confiabilidad al sistema de potencia de la ciudad.	2.440.843.177	2020
75	Obra civil, remodelación circuito 3CE Etapa 3	Ejecución de la obra civil para la remodelación de la infraestructura subterránea del circuito 3CE entre las carreras 5a a 7a entre las calles 21 y 27.	Optimización de la operación del sistema y disminución de usuarios afectados por mantenimiento o fallas en infraestructura subterránea. En este proyecto se mejora la infraestructura civil de las redes subterráneas y equipos del SDL, así como la inclusión de barrajes y cajas de maniobra que permiten seccionamientos en nuevos tramos de red. mantenimientos y cortes por fallos en la infraestructura subterránea.	1.188.518.638	2021

Código o proyecto	Nombre	Alcance	Beneficio	Monto ejecutado (COP 2017)	Año ejecutado
176	Remodelación línea Ventorrillo – La Rosa a 33 kV	Remodelación de la línea Ventorrillo - La Rosa a 33 kV, realizando el cambio de la infraestructura eléctrica y el cambio de cable desnudo por cable ecológico	Aumento en la confiabilidad de la conexión entre la subestación Ventorrillo y La Rosa propiedad de CHEC. Para ello, se realizó cambios de cable, postiería y herrajería, permitiendo que, ante la vulnerabilidad del sistema, sea posible reconfigurar la red por medio del anillo a 33 kV entre ENERGÍA DE PEREIRA y CHEC.	1.010.690.745	2022
175	Remodelación línea Cuba – La Rosa a 115 kV	Remodelación de la línea Cuba - La Rosa a 115 kV, en las zonas de la Badea, Parque Industrial y Avenida San Mateo, mejorando la infraestructura eléctrica de la línea.	Mejora en la calidad del servicio al minimizar frecuencia de daños en la red y mantenimientos correctivos, fortaleciendo la continuidad del servicio, y la estabilidad y confiabilidad del STR. Se mejora la infraestructura eléctrica de la línea 115 kV instalando mástiles de 24 y 28 metros de altura que dan mayor robustez a la línea.	1.700.078.138	2022
151	Cambio de transformadores de instrumentación para	Cambio de transformadores de instrumentación para fronteras de distribución	De acuerdo con el registro de las fronteras de distribución para el sistema de Pereira, fue necesario realizar la normalización de todos los puntos donde se presenta un cambio en	353.211.450	2021

Código o proyecto	Nombre	Alcance	Beneficio	Monto ejecutado (COP 2017)	Año ejecutado
	fronteras de distribución		el nivel de tensión. De esta forma se realizó instalación de transformadores de medida tanto en patio como en celdas, medidores de energía y la actualización de algunos tableros MK.		
<b>Tipo II</b>					
273	Obra eléctrica, remodelación circuito 3CE, etapa II	Cambio de redes eléctricas subterráneas de media tensión del circuito 3CE en las carreras 5a a 7a, entre las calles 11 a 19 realizando el cambio de transformadores comunitarios e instalación de equipos de maniobra que permitan mejorar la operatividad del sistema.	Mejora de la calidad del servicio al tener una mejor distribución de usuarios y permitiendo el ingreso de nuevas cargas en esta zona de la ciudad. Mejora el estado de las redes eléctricas subterráneas realizando el cambio del 100% del cable XLPE de la zona e instalación de juegos de barraje, permitiendo eliminar empalmes en mal estado de la red antigua. Adicionalmente, se amplió la capacidad de los transformadores comunitarios a 300kVA.	1.106.059.619	2023
109	Nuevo Transformador T2 S/E	Instalación del nuevo transformador T2	Disminución de cargabilidad de transformadores existentes y aumentar la capacidad de recibir nuevas cargas en	1.428.924.500	2021, 2022

Código o proyecto	Nombre	Alcance	Beneficio	Monto ejecutado (COP 2017)	Año ejecutado
	DOSQUEBRADAS - 12,5 MVA	en subestación Dosquebradas a 33/13,8 kV con una capacidad de 12,5 MVA.	concordancia con la expansión del municipio de Pereira. De esta manera, se aumentó la potencia instalada en la subestación Dosquebradas a través de la instalación de este nuevo transformador.		
51	Construcción nuevo circuito 4NA a 13,8 kV:	Construcción del nuevo circuito 4NA a 13,8 kV, saliendo de la subestación Naranjito.	Mayor disponibilidad para nuevas conexiones por expansiones en la zona de Villa Verde, particularmente usuarios residenciales. Adicionalmente, se obtiene fortalecimiento de la confiabilidad, la distribución de carga del circuito 2NA, y continuidad del servicio, minimización de los mantenimientos correctivos.	458.762.526	2021
78	Construcción nuevo circuito 7VE a 13,8 kV	Construcción del nuevo circuito 7VE a 13,8 kV, saliendo de la subestación Ventorrillo.	Mayor disponibilidad para nuevas conexiones por expansión en sectores como Frailes, El Japón y Moliventos. Adicionalmente, se obtiene fortalecimiento de la confiabilidad, la distribución de carga del circuito 2VE, y continuidad del servicio, minimización de los mantenimientos correctivos.	163.727.300	219
64	Construcción nuevo circuito Industrial	Construcción del nuevo circuito Industrial Cuba (ICU) a 33kV,	Mayor disponibilidad para nuevas conexiones por expansiones en el sector de Cuba y alrededores, particularmente usuarios industriales. Fortalecimiento de la confiabilidad, la distribución de carga del	25.334.025	2020

Código o proyecto	Nombre	Alcance	Beneficio	Monto ejecutado (COP 2017)	Año ejecutado
	Cuba (ICU) a 33 kV	saliendo de la subestación Cuba.	circuito industrial Dosquebradas, y continuidad del servicio, minimización de los mantenimientos correctivos y mayor disponibilidad para nuevas conexiones por expansión.		

**Fuente:** DTGE a partir del reporte del prestador.

En términos generales, se observa que las inversiones ejecutadas han estado enfocadas en:

- Robustecimiento del SDL y STR a través de remodelación de infraestructura civil y eléctrica tanto aérea como subterránea, destacando la reposición masiva de circuitos a cable ecológico.
- Fortalecimiento de la confiabilidad del sistema y aumentar la capacidad de expansión de nuevas cargas a través de la construcción de nuevos circuitos e instalación y repotenciación de transformadores de las subestaciones principales.
- Renovación tecnológica en equipos de comunicación y control en subestaciones como la gestión de activos.

Todo lo anterior, impacta de forma directa o indirecta la calidad del servicio de energía eléctrica prestado en el área de influencia del mercado Pereira.

### **Cartago**

En la **Tabla 73** se presenta la ejecución anual global del plan de inversión reportada por el operador de red para el mercado Cartago.

**Tabla 73** Ejecución anual del plan de inversión de Empresa de Energía de Pereira S.A. ESP –  
Mercado Cartago

	2019	2020	2021
Aprobado	6.060.953.069	4.177.224.812	5.007.256.571
Ejecutado	13.467.875.000	433.058.400	4.535.727.493
Ejecución	222,21%	10,37%	90,58%
	2022	2023	Total
Aprobado	6.267.873.611	5.120.440.753	26.633.748.816
Ejecutado	6.073.298.820	6.819.091.470	31.329.051.183
Ejecución	96,90%	133,17%	117,63%

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

De lo anterior posible observar que en general los niveles de ejecución para los cinco años de ejecución (2019 – 2023) se encuentra en un nivel de 117,63%. Es de resaltar que durante el año 2019 EMCARTAGO se encontraba a cargo de la ejecución de inversiones y fue a partir de abril de 2020 que se establece la alianza estratégica con ENERGÍA DE PEREIRA, y como parte de esta se encuentra la ejecución de inversiones. En la **.Tabla 1 Composición Accionaria**

**Tabla 74** se presentan los proyectos ejecutados que para la empresa son de mayor relevancia y tuvieron mayor impacto en el mercado Cartago. **Tabla 1 Composición Accionaria**

**Tabla 74** Proyectos de inversión representativos desagregados por tipo de proyecto en la vigencia 2019 – 2023 ENERGÍA DE PEREIRA - Cartago

Código o proyecto	Nombre	Alcance	Beneficio	Monto ejecutado (COP 2017)	Año ejecutado
Tipo IV y II					

Código o proyecto	Nombre	Alcance	Beneficio	Monto ejecutado (COP 2017)	Año ejecutado
61	Construcción de activos centro de control etapa I.	Inversiones orientadas al cumplimiento del esquema de calidad definido en el numeral 5.2.10 de la Res. CREG 015 de 2018	Potencializar la eficiencia operativa y mejora de la satisfacción del cliente al hacer un monitoreo más eficiente y mejorar la respuesta ante contingencias.	11.611.325.000	2019
54, 58	Bahía de subestación (Tipo IV) y transformador 20 MVA (Tipo II) para subestación planta diésel 34,5 Kv.	Mejorar la Calidad y confiabilidad para los usuarios. Construcción de bahía de transformación e instalación de transformador de potencia.	Corresponde a una serie de proyectos a través de los cuales la subestación Planta Diésel fue reformada a una subestación de transformación, la cual es fundamental para mejorar la calidad y confiabilidad del servicio. A través de esta, y junto con el anillo construido, se aumenta la capacidad de transformación y transferencia, reduciendo las interrupciones, mejorando la calidad de la energía y facilitando la integración de energías renovables. De esta manera, se benefician a usuarios actuales del municipio, y se prepara el camino para el desarrollo sostenible y resiliencia del SDL de Cartago.	3.420.555.700	2023
382022	Implementación de Gestión de Activos	Incluir los activos requeridos para la implementación y certificación de un	La implementación del SGA fue esencial para maximizar el valor de los recursos y activos operados por la empresa, mejorando la eficiencia operativa y la	2.454.487.439	2022

Código o proyecto	Nombre	Alcance	Beneficio	Monto ejecutado (COP 2017)	Año ejecutado
		sistema de Gestión de activos con base en la norma ISO 55001	reducción de costos. Este permite una toma de decisiones más detallada y fundamentada, incrementa la vida útil de los activos, asegura cumplimiento normativo y promueve sostenibilidad. Al adoptar un enfoque proactivo, no solo se optimiza el rendimiento actual de los activos, sino también permite a la empresa prepararse para desafíos futuros de manera efectiva.		
18, 31	Reducción de pérdidas reponiendo redes de baja tensión	Realizar reposición de las redes de baja tensión que presentan mayor deterioro dentro del SDL para garantizar el mínimo de fallas y una operación continua del servicio.	Minimizar la cantidad de fallas en el SDL y de esta forma garantizar una operación continua del servicio, robusteciendo el sistema, y mejorando la confiabilidad y calidad del suministro.	1.608.531.996	2021, 2022
7	Reconductorizar Circuitos	Reposición por redes antifraude para el plan de pérdidas de energía.	Reducción de pérdidas a través de solución inmediata al fraude a través del aseguramiento de la red. Además, contribuye a la eficiencia operativa, satisfacción del cliente, protección del capital y el cumplimiento normativo.	1.478.404.000	2019

Código o proyecto	Nombre	Alcance	Beneficio	Monto ejecutado (COP 2017)	Año ejecutado
55, 56	Anillo 34,5 kV Etapa I y II	Construcción de un circuito de interconexión de 34,5 kV entre las subestaciones Planta Diésel y Santa María	Esta inversión permite minimizar la frecuencia de daños en la red, reducir la necesidad de mantenimientos correctivos y garantizar una mayor continuidad del servicio. Al brindar estabilidad y confiabilidad, esta iniciativa beneficia a usuarios actuales y sienta bases para un sistema eléctrico más eficiente, sostenible y resiliente.	1.155.116.824	2023
Tipo III					
24, 27, 59	Reconductorización del circuito C1L2	Construcción y reconductorización de la troncal principal del circuito C1L2, cambiando postera obsoleta, redes desnudas por redes semiaislado de mayor capacidad,	Inversión clave para minimizar la frecuencia de daños en la red, reducir la necesidad de mantenimientos correctivos, garantizar una mayor continuidad en el servicio y brindar estabilidad y confiabilidad a los usuarios. Este no solo optimiza el funcionamiento de la red, sino también tiene un impacto positivo en la comunidad.	1.001.689.440	2023
9	Adquisición del segundo transformador de 20 MVA	Adquirir el segundo transformador de 20 MVA para la	Representa una inversión estratégica que fortalece la capacidad de suministro, mejorará la confiabilidad y estabilidad del servicio, y facilitará el desarrollo y bienestar de la comunidad. No solo	1.124.950.000	2019

Código o proyecto	Nombre	Alcance	Beneficio	Monto ejecutado (COP 2017)	Año ejecutado
	en Santa María SMA	Subestación Santa María SMA	responde a necesidades actuales, sino también se anticipa a expansiones futuras para asegurar un suministro eficiente y sostenible.		

**Fuente:** DTGE a partir del reporte del prestador.

En términos generales, se observa que las inversiones ejecutadas han estado enfocadas en:

- El robustecimiento del SDL a través de remodelación de infraestructura civil y eléctrica, destacando la reposición de circuitos a cable ecológico.
- Fortalecimiento de la confiabilidad del sistema y aumento de la capacidad de expansión de nuevas cargas a través de proyectos como
  - La reforma de la subestación Planta Diésel. Se realizaron un conjunto de proyectos comprendidos en obras civiles y eléctricas para reformar subestación a una de transformación, prácticamente construyendo una nueva subestación. Es de destacar que el proyecto asociado al transformador de potencia fue contratado a CELSIA Colombia, los cuales reciben remuneración a través contrato de conexión. Por último, este proyecto fue visitado y se evidenció su operación, así como la construcción de la caseta de control con los respectivos sistemas de control y comunicación, lo cual hace parte del plan de inversión de 2024.
  - Construcción del anillo a 34,5 kV entre las subestaciones Planta Diésel y Santa María.
- Renovación tecnológica en el centro de control y el sistema de gestión de activos.

Todo lo anterior, impactando ya sea directa o indirectamente la calidad del servicio de energía eléctrica prestado en el área de influencia del mercado Cartago.

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

### 5.6.10.3. Desviaciones en la ejecución

La ejecución del plan de inversión es un proceso que se adapta constantemente a las condiciones operativas del sistema de distribución local y sistema de transmisión regional, los cuales son a su vez sistemas dinámicos que están sujetos a condiciones estocásticas endógenas y exógenas que cambian constantemente las prioridades en el planeamiento y ejecución.

De esta manera, la Resolución CREG 015 de 2018 no define un criterio o índice que determine el nivel de cumplimiento de un operador de red en lo que respecta a la ejecución de su plan de inversión, ni tampoco define qué se puede entender por “incumplimiento”. Cualquier definición de incumplimiento de un plan de inversión que se genere por parte de cualquier agente es netamente subjetiva. Es más, la misma CREG a través de la Circular 057 de 2023 informó que *“la metodología ya tiene previsto que se pueden presentar desviaciones en la ejecución de los planes aprobados a los OR y, en tal sentido, corrige de manera automática la base regulatoria de activos y por consiguiente los cargos de distribución; por lo que cada uno de los OR pueden ejecutar sus planes de inversión en plazos mayores a los inicialmente aprobados con el fin de reducir los incrementos tarifarios de los usuarios”*.

De esta manera, regulatoriamente se reconocen que pueden existir desviaciones en la ejecución del plan de inversión y que estas se ven reflejadas a través de los mecanismos de ajuste de ingreso con los que cuenta esta resolución.

Bajo este contexto, se consultó con la empresa las principales dificultades en la ejecución del plan de inversión, a lo cual la empresa lo resume los siguientes ámbitos para ambos mercados: gestión de servidumbres y adquisición de previos privados; tramites de permisos previos a ejecución de obras ante entidades principalmente el Instituto Nacional de Vías y Agencia Nacional de Vías; impactos derivados COVID-19 tales como el aumento de los costos de materiales y equipos, y retraso en la importación derivada la crisis de contenedores. Además, advierte de la escasez actual de suministro de transformadores, falta de unidades constructivas en la biblioteca definida en la regulación que hacen parte de las inversiones realizadas por la

empresa, la incertidumbre derivada en la aprobación de unidades constructivas (UC) especiales, y el margen creciente entre la remuneración de unidades constructivas y el valor de mercado de estas que compromete la viabilidad de proyectos. Asimismo, se destaca la incertidumbre en los tiempos de respuesta por parte de la CREG de las solicitudes de ajuste al plan de inversión que afectan directamente su ejecución.

Derivado de estas dificultades, a continuación, se explorarán las principales desviaciones en la ejecución del plan de inversión de ENERGIA DE PEREIRA para los mercados que atiende.

### ***Pereira***

En verificación del reporte en el SUI, el mercado Pereira registra proyectos aprobados sin ejecutar, así como proyectos con ejecución por debajo del 50% a lo largo de los cinco años. Estos fueron analizados en el marco de esta Evaluación Integral y a continuación se presenta un resumen de las desviaciones más significativas.

#### **Nueva subestación Altagracia**

El sector de Cuba, el corregimiento de Altagracia y alrededores son zonas rurales cercanas al municipio de Pereira que son alimentadas por los circuitos más extensos del SDL operador por ENERGÍA DE PEREIRA. Lo anterior ha generado la necesidad, por un lado, de mejorar las condiciones de prestación del servicio en términos de calidad de potencia, reducción de la frecuencia de daños en la red, minimizar la necesidad de mantenimientos correctivos, redistribución de carga de circuitos extensos, y fortalecer la confiabilidad del sistema. Teniendo en cuenta esta necesidad, ENERGÍA DE PEREIRA propuso como solución la construcción de una nueva subestación denominada Altagracia, que contará con un transformador de potencia 10/12,5 MVA 33/13,8 kV, dos líneas de interconexión a 33 kV con las subestaciones Naranjito y Cuba y tres circuitos a 13,8 kV.

La fecha de puesta en operación propuesta en la primera modificación del plan de inversión para este proyecto era el año 2022. No obstante, por ser un proyecto que requiere intervención en predios privados, surgieron inconvenientes que representaron retrasos en los proyectos tales como la adquisición y trámite de servidumbres, levantamiento de información sobre los

propietarios de los predios que representaron la principal causa de retraso del proyecto, dilación en la consecución del terreno para la construcción de la subestación, visitas de jueces y el tiempo en dictar sentencia. Asimismo, existió un reproceso en la adquisición de permisos con la Agencia Nacional de Vías en el tramo de circuitos que comprometen la variante Condina.

Lo anterior implicó un traslado de la ejecución del proyecto para diciembre de 2024, tiempo durante el cual la empresa gestionó acciones necesarias para la consecución de servidumbres, compra del predio de la subestación y la ejecución de obra civil y eléctrica. En términos de impactos, más allá de prolongar las condiciones de prestación del servicio identificadas, la empresa no identifica impactos negativos derivados del retraso del proyecto.

#### **Nueva subestación Cerritos**

Dentro de la primera modificación del plan de inversión se encuentra la construcción de una subestación 33/13,8 kV denominada Cerritos, que surgió como una medida preventiva al crecimiento de demanda proyectado por expansiones futuras tal que se pudiera garantizar mayor continuidad y tener condiciones de la prestación del servicio estables y confiables en el corregimiento de Cerritos y alrededores. La entrada en operación de este proyecto se tenía prevista para el 2023.

No obstante, la empresa tomó la decisión de replantear el alcance de este proyecto a una subestación del STR con el fin de contar con una conexión alterna al STN, así como mayor capacidad de atención de demanda. De esta manera, la empresa se encuentra en desarrollo de estudios para la prefactibilidad del proyecto previo a solicitud ante la UPME con el fin de determinar el nivel de tensión óptimo para conexión al STN de esta nueva subestación y la capacidad instalada de los equipos para responder a la demanda futura proyectada en esta zona de influencia. Considerando que para incluir este proyecto dentro del plan de inversión se requiere concepto favorable por parte de la UPME, este no fue incluido en la solicitud de ajuste el plan de inversión hecha por la empresa en agosto de 2024 para el periodo 2025 – 2029.

#### **Remodelación de infraestructura subterránea**

El plan de inversión de la empresa propone la remodelación de infraestructura subterránea asociada a los circuitos 2CE y 3CE dividida en tres etapas, de las cuales la etapa II y III hacen parte del plan de inversión aprobado. Estas obras de remodelación consistían en el cambio de redes eléctricas de media y baja tensión, transformadores comunitarios e instalación de equipos de maniobra que permitan mejorar la operación del sistema. A través de estas inversiones, la empresa espera minimizar la frecuencia en los daños de la red, mantenimientos correctivos y con ello garantizar mayor continuidad, estabilidad y confiabilidad del servicio.

En la **Tabla 75** se presenta la ejecución de las inversiones asociadas a cada una de las etapas para cada uno de los circuitos, en donde se evidencia ejecución parcial en la segunda etapa de la remodelación de ambos circuitos, así como la necesidad de reestructuración de todos los proyectos.

**Tabla 75** Ejecución de inversiones asociadas a la remodelación de estructura subterránea en Pereira.

Circuito	Etapas	Tramo	ID Proyectos	Aprobado	Ejecutado	Estado ejecución
2CE	II	Carrera 7-9, Calle 13-17	103	1.733.945.969	732.920.723	Parcial. En reestructuración
	III	Carrera 5-7, Calle 11-19	69, 70, 71	1.142.944.690	0	Reestructurado y en ejecución
3CE	II	Calle 21-27	73, 74	1.477.939.612	659.389.056	Parcial. En reestructuración
	III		61, 76, 77	4.852.443.690	0	En reestructuración

**Fuente:** DTGE a partir del reporte del prestador.

Para la segunda etapa de remodelación de ambos circuitos, la empresa reporta avances en actividades de media tensión, pero no se logra la ejecución de redes en baja tensión debido a retrasos en la normalización de usuarios. Adicionalmente, reporta que existe alta complejidad en el desarrollo de obras en infraestructura civil existente en zonas céntricas del municipio de Pereira, trámite de permisos exigidos por entes reguladores, y se han presentado incumplimiento por parte de contratistas. Estos factores llevaron a retrasos en la ejecución civil de estos proyectos y con ello las obras eléctricas, y con ello la empresa solo logró ejecución

parcial de esta etapa. Lo anterior implicó que la empresa realizara la reestructuración de tanto esta como la tercera etapa, dentro de la cual se revisó el alcance y las medidas adicionales para poder proceder con la ejecución. Dentro de la expectativa de ejecución de la tercera etapa para ambos circuitos, la empresa propone finalizar obras a finales de 2024.

### Otras desviaciones

Adicional a los proyectos previamente analizados, los proyectos de inversión aprobados en el plan de inversión que no fueron ejecutados o tienen ejecución por debajo del 50% para el mercado Pereira pueden clasificarse en los siguientes grupos

- **Remodelación de ramales:** Cambio de infraestructura eléctrica e instalación de cable ecológico en circuitos 4VE, 3NA, 7DQ. Cambio a cable ecológico en circuitos 1CU.
- **Construcción de tramos de red.**
- **Instalación de reconectores en diferentes circuitos del SDL a nivel de tensión 2.**
- **Reemplazo de interruptores de nivel 2 en S/E Cuba.**
- **Celdas segundo piso Dosquebradas 33 kV.**

Para estos proyectos, la empresa dio la claridad de las causas e informó de las acciones tomadas y las expectativas de ejecución de cada uno. Existen proyectos para los cuales no se presenta ejecución en el reporte en el SUI de los cuales la empresa dio claridad sobre cuáles fueron ejecutados bajo otra codificación. No obstante, existen registros para los cuales la empresa afirma ya fueron ejecutados, pero no se registra ejecución o se da referencia de ejecución bajo otra codificación.

### Impactos

Sobre los potenciales impactos que el retraso en la ejecución de inversiones evidenciadas previamente, la empresa no reporta en su mayoría impactos significativos que puedan a llegar comprometer la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica, así como la capacidad para recibir nuevas conexiones y la operatividad. El único proyecto en el que se evidenció una potencial limitación para atención de nuevas conexiones es la construcción del doble circuito Pavas – Cerritos, para la expansión de demanda en el sector Cerritos – La Virginia. No

obstante, la ejecución de este proyecto está sujeto a la concesión de permisos por parte del INVIAS de los cuales la empresa ha realizado los trámites pertinentes.

### **Inversiones descartadas o pospuestas indefinidamente**

En el reporte en el SUI para la ejecución de 2023, la empresa informó que alrededor de 35 proyectos por un monto total de 18.998 MCOP 2017 no fueron ejecutados ni serán tenidos en cuenta en la iteración más reciente de ajuste al plan de inversión a solicitar (2025- 2029). Adicional al proyecto de construcción de subestación Cerritos y circuitos asociados, se identifican el siguiente grupo de inversiones en esta categoría

- **Remodelación de circuitos a 33 kV y 13,2 kV:** 1C3, DCU, DCE, 1NA
- **Construcción de nuevos ramales:** Alto del Toro; Quemado – El Pital – La Amoladora; Guacarí – Alegrías; línea CRN y CRP; 1CR y 2 CR.
- **Expansión para conexión de nuevos clientes en NT1, NT2 y NT3.**
- **Reemplazo de interruptores de nivel II:** S/E Cuba y S/E Dosquebradas.
- **Reposición de equipos de bahía:** S/E Cuba.

Dentro de los motivos por los cuales estos proyectos fueron descartados se encuentra principalmente restructuración o redefinición de alcance por cambios en las prioridades del sistema, novedades en proyecciones de crecimiento de demanda, entre otros. En otras instancias, la incertidumbre en la gestión de permisos o servidumbres llevan a que no pueda definirse una fecha de puesta en operación y se deja para presentación en un ajuste del plan de inversión futuro. Aquellos proyectos que terminan siendo descartados indefinidamente, la empresa afirma que no tendrán un impacto significativo en la prestación del servicio.

### **Cartago**

En verificación del reporte en el SUI, el mercado Cartago no registra proyectos aprobados sin ejecutar a lo largo de los cinco años. Adicionalmente, no registra proyectos ejecutados por fuera del plan de inversión aprobado.

En términos de desviaciones de los montos anuales, como se observó previamente en la **Tabla 73** se observa una sobrejecución significativa en el 2019 del 222,21%. Esta se debió al

proyecto de construcción de activos para el centro de control, el cual de 5.085 MCOP 2017 aprobados, se ejecutaron 11.611 MCOP 2017, una sobrejecución del 228%. y que representa el 37% de las inversiones ejecutadas.

Por otro lado, en 2020 se observa una subejecución significativa de 10,37% la cual se debió principalmente al proyecto Anillo 34,5 kV Etapa 1 planteado para ejecución en 2021, el cual de los 4.012 MCOP aprobados, la empresa solo ejecutó 270 MCOP equivalentes al 6,74%. Este proyecto consiste en la construcción de circuitos entre las subestaciones Cartago (propiedad de Celsia) y la subestación Planta Diésel a 34,5 kV, para mejorar la calidad del servicio y reducir las pérdidas técnicas en el sistema de Cartago. Además, se buscaba reemplazar 1,6 km del circuito Local 2 y trasladar elementos conectados hacía otro circuito con el fin de continuar con la transformación de la subestación Planta Diésel vista anteriormente.

Al respecto, la empresa informa, por un lado, que CELSIA COLOMBIA en su momento no tenía incluido en su plan de inversiones una bahía a 34,5 kV para la subestación Cartago a través de la cual la empresa pretendía alimentar el circuito Local 2 de la subestación Planta Diésel. Por otro lado, se presentaron retrasos significativos en la obtención de permisos de construcción y en la adquisición de permisos ambientales, así como la consolidación de la Alianza Estratégica entre ENERGÍA DE PEREIRA y EMCARTAGO en abril de 2020 y la pandemia del COVID-19. Estos factores implicaron reestructuración del proyecto y los tiempos requeridos para su ejecución. La ejecución de este proyecto se deriva del replanteamiento de este proyecto en el cual la empresa identificó problemas críticos en tramos del circuito Local 3, el cual era en su momento el único circuito que alimentaba la subestación Santa María. De esta manera, la empresa adelantó actividades sobre este circuito para aumentar su capacidad y se instaló un tramo de red paralelo en zonas donde se evidenció mayor deterioro.

#### **5.6.10.4. Estrategia de comunicación y difusión de plan de inversión**

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

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

Con respecto a los literales a. y b., previo a la evaluación integral se consultó su cumplimiento en el siguiente enlace: <https://energiapereira.eep.com.co/Inversiones/> que la empresa cuenta con un portal Web dedicado a la divulgación del plan de inversiones y su ejecución. En este no solamente se encuentran los informes de los que trata el literal a. para todos los años para los mercados de Pereira y Cartago, sino que el prestador va más allá de lo estipulado por la regulación en los siguientes ámbitos al proveer material audiovisual respecto a las inversiones ejecutadas como lo son el mapa mostrado en la **Figura 57**.

**Figura 57** Captura de pantalla herramienta interactiva de mapa de inversiones - Pereira.



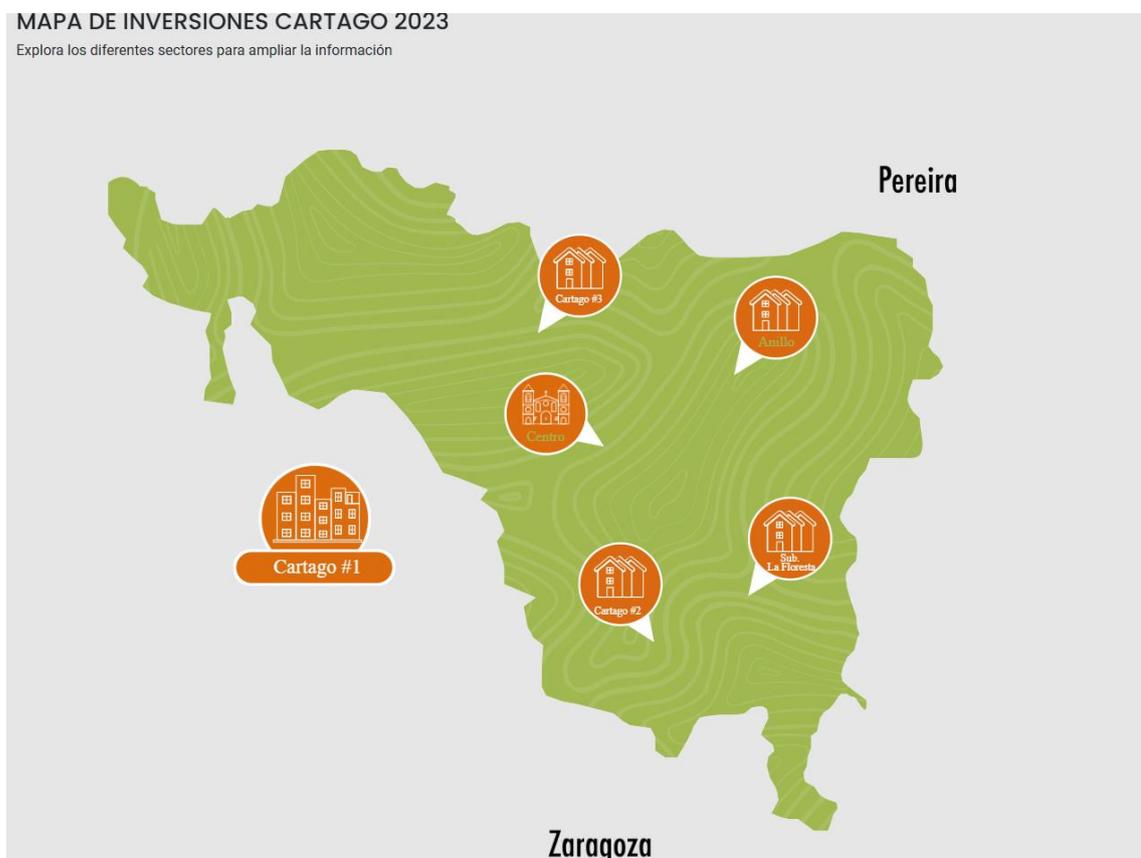
**Fuente:** Pagina Web ENERGÍA DE PEREIRA. Capturado en: <https://energiapereira.eep.com.co/Inversiones/>

Sobre este mapa, es posible explorar diferentes proyectos de inversión ejecutados por año a lo largo del área de influencia del mercado Pereira identificados por las burbujas ubicadas en este. Al interactuar con cada una de estas, se presenta un resumen de los sectores intervenidos, la descripción, beneficios, usuarios beneficiados, e inversiones ejecutadas tanto en términos monetarios como físicos. De esta manera, desarrollando una herramienta interactiva e intuitiva que facilita la divulgación y está orientada a los usuarios. Es de destacar que esta herramienta es un insumo adicional a las exigencias regulatorias que busca facilitar la divulgación de información ante los usuarios y por lo tanto el cumplimiento regulatorio de los apartados señalados anteriormente no está sujeto al desarrollo de esta.

A corte de la visita realizada, la empresa tiene pendiente extender esta herramienta a la ejecución de inversiones en Cartago; adicionalmente, está pendiente agregar en el Portal Web cualquier la información asociada a las pestañas de “Piezas impresas” y “Comunicados”. Previo a publicación de este informe, la empresa notificó a esta Superintendencia que a partir del 27 de noviembre del año en curso se puede realizar la consulta del mapa de inversiones para el mercado Cartago. En la Figura se presenta una captura de este mapa, en la que se observar

que lo ilustrado corresponden a proyectos del 2023, sin opción de observar otros años como el mapa de Pereira. Por lo tanto, estaría pendientes las inversiones de los años 2020 a 2022. Asimismo, se verificó que en las pestañas de “Piezas impresas” y “Comunicados” ya se encuentra la información pertinente.

**Figura 58** Captura de pantalla herramienta interactiva de mapa de inversiones – Cartago.



**Fuente:** Pagina Web ENERGÍA DE PEREIRA. Capturado en: <https://energiapereira.eep.com.co/Inversiones/>-.

### 5.6.11. Plan de gestión de pérdidas

Para un contexto regulatorio de conceptos explorados en esta sección tales como índices de pérdidas, reconocimiento de pérdidas, planes de gestión de pérdidas y su remuneración, se recomienda al lector complementar la lectura de esta sección con lo presentado en la sección 11.1.2 y 0 en la sección de Anexos.

En el marco de la Resolución CREG 015 de 2018 los mercados de comercialización de Pereira y Cartago tuvieron la posibilidad plan de reducción de pérdidas al contar a fecha de corte con pérdidas totales del nivel de tensión 1 superiores a las reconocidas. Durante la presentación de cargos, EMCARTAGO solicitó dicho de plan de reducción, el cual fue aprobado por la CREG junto con la aprobación de cargos. Por otro lado, ENERGÍA DE PEREIRA no tuvo opción de presentar este plan debido a que las pérdidas totales de nivel de tensión 1 (9,07%) eran menores a las reconocidas (9,95%) a fecha de corte; por lo tanto, el mercado PEREIRA es remunerado por concepto netamente de mantenimiento de pérdidas.-. Bajo estas consideraciones, a través de la Resolución CREG 216 de 2020 la CREG aprobó el Costo Anual del Plan (CAP) presentado en la **Tabla 76**, el cual ha sido remunerado a través del CPROG a partir del inicio de liquidación de cargos para la empresa en octubre de 2021.

**Tabla 76** Costo anual remunerado para gestión de pérdidas en distribución para ENERGÍA DE PEREIRA (montos dados en COP 2017)

Mercado	CAP	INVNUC	AOM
Cartago	424.187.756	152.200.000	271.987.756
Pereira	302.850.000	0	302.850.000

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

A lo largo de esta sección, se explorará la evolución del índice de pérdidas totales (IPT) para ambos mercados, la gestión adelantada por la empresa con el fin de reducir estos índices, y la evolución del reconocimiento de pérdidas.

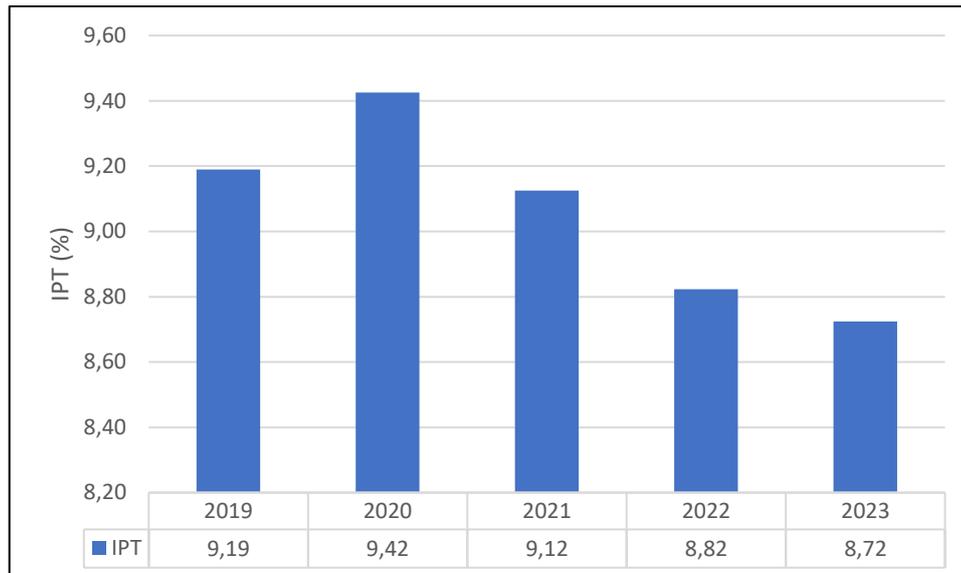
#### 5.6.11.1. Evolución de índice de pérdidas

La fuente primaria de la evolución anual del índice de pérdidas totales (IPT) es el formulario PR9 del Sistema Único de Información (SUI) y para el caso particular de Cartago se complementa y contrasta con la publicación de la evaluación del plan de reducción de pérdidas por parte de XM.

#### *Pereira*

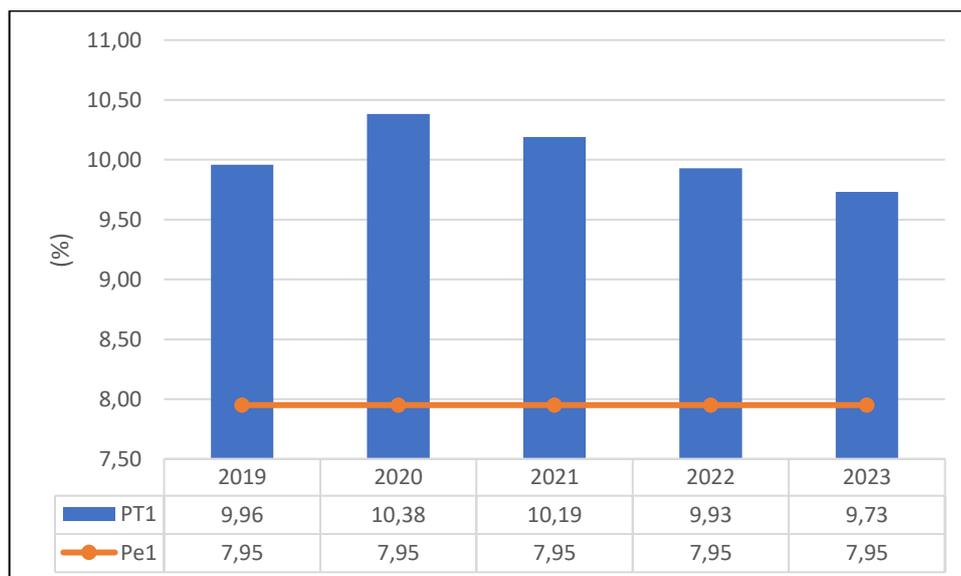
En la **Figura 59** y **Figura 60** se observa la evolución anual del IPT y las pérdidas totales de nivel de tensión 1 (PT<sub>1</sub>), reportado por la empresa a lo largo del periodo tarifario vigente

**Figura 59** Índice de pérdidas totales para ENERGÍA DE PEREIRA - Pereira



**Fuente:** DTGE a partir de información reportada en el SUI

**Figura 60** Índice de pérdidas totales en el nivel de tensión 1 para ENERGÍA DE - Pereira

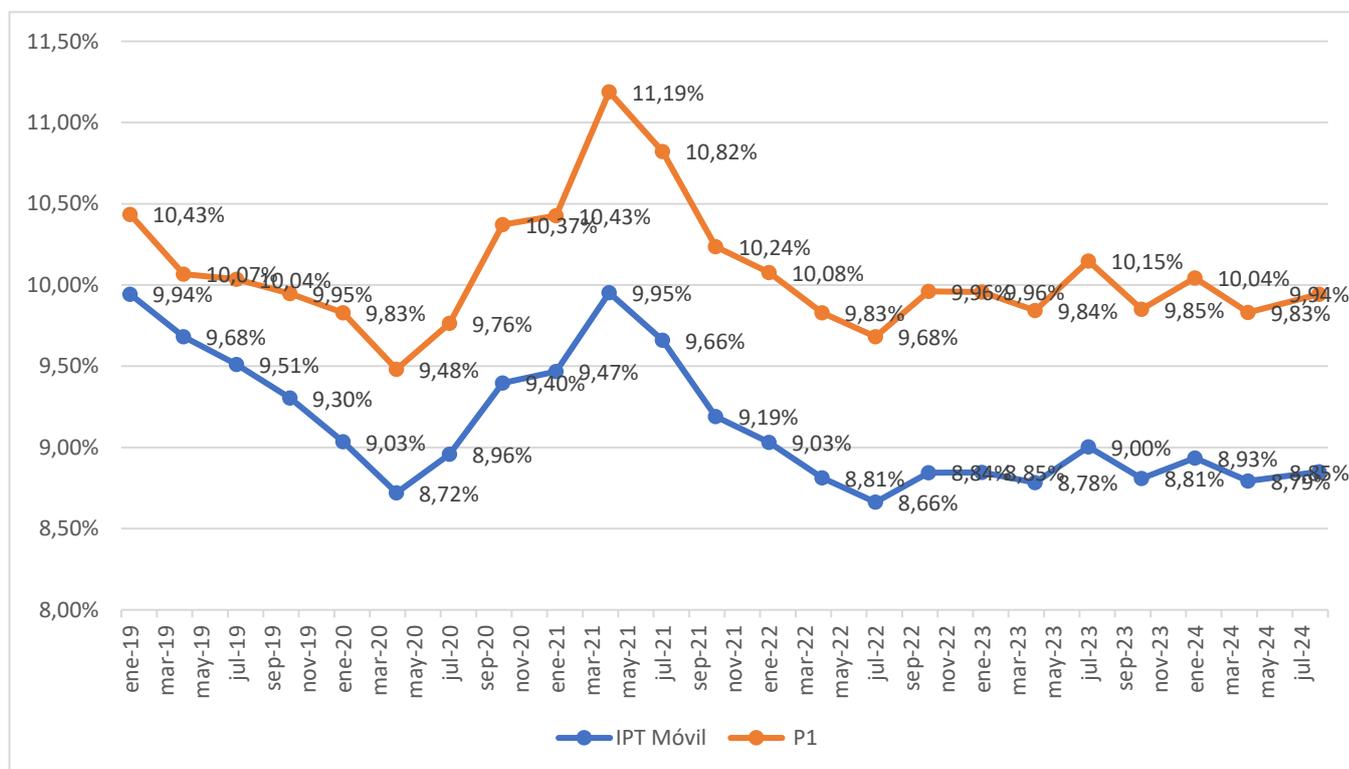


**Fuente:** DTGE a partir de información reportada en el SUI.

En la primera gráfica es posible observar que durante 2020 ocurrió un deterioro de las pérdidas totales en el mercado atendido por la empresa, principalmente derivado de la pandemia del COVID-19, pero con el paso de los años la empresa ha logrado reducir y normalizar estas pérdidas e inclusive reducirlas por debajo de la condición inicial. Adicionalmente, las pérdidas de nivel de tensión 1 en la segunda gráfica exhiben un comportamiento similar, pero en este caso se contrasta con el índice de pérdidas eficientes con el fin de evidenciar su cercanía. Es de destacar que la empresa no cuenta con un plan de reducción y es remunerada por concepto de mantenimiento de pérdidas; a pesar de esto, la empresa cuenta con metas internas de reducción del índice y la evolución demuestra la efectividad en las estrategias implementadas y exploradas más adelante.

En la **Figura 61**, se presenta la evolución mensual del índice de pérdidas totales móvil y de nivel de tensión 1, acorde con la formulación de la Res. CREG 015 de 2018.

**Figura 61** Evolución mensual del índice de pérdidas totales móvil y de nivel de tensión 1 para ENERGÍA DE PEREIRA– Pereira.



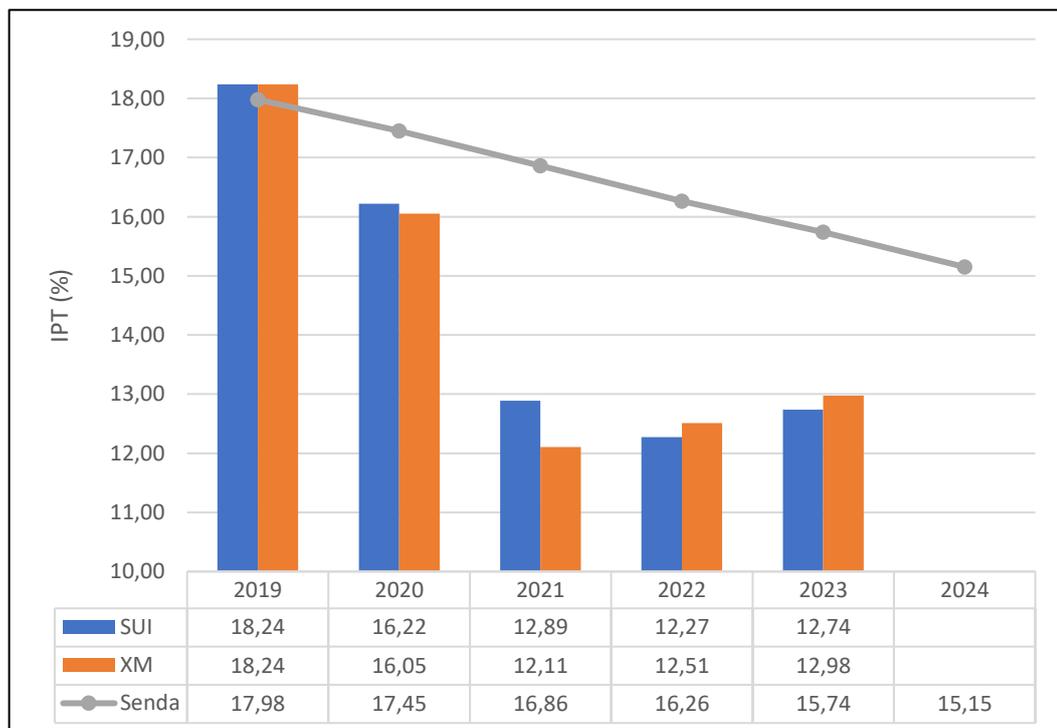
Fuente: DTGE a partir de información aportada por el prestador

Es de destacar que el resultado del IPT anual del 2019 corresponde a una reducción del índice teniendo en cuenta las condiciones del mercado en enero de 2019 (9,94%). Adicionalmente, se destaca que el estado del índice a corte de agosto de 2024 se encuentra en 9,85%, el cual encuentra por encima del resultado del índice anual de 2023. No obstante, se destaca que, dada la cercanía del índice de pérdidas de nivel de tensión 1 al nivel eficiente, la reducción se vuelve un proceso que requiere de mayores recursos y la empresa se encuentra en proceso de reforzar sus estrategias para continuar con la tendencia a la reducción evidenciada.

### **Cartago**

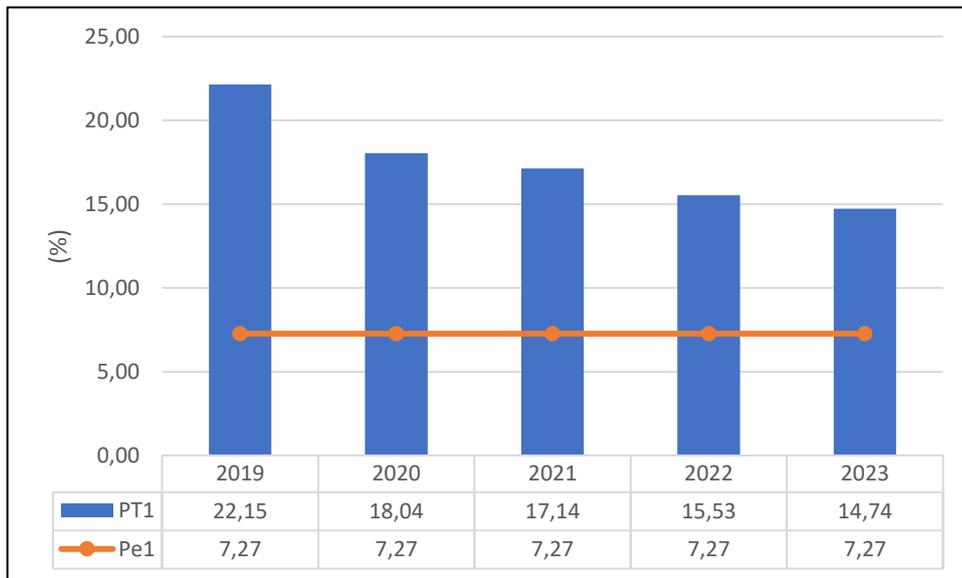
En la **Figura 62**, se observa la evolución anual del índice de pérdidas totales (IPT) reportado por la empresa al SUI y el publicado por XM a lo largo del periodo tarifario vigente, y en la **Figura 63** se presenta el índice de pérdidas totales de nivel de tensión 1 (PT<sub>1</sub>) reportado por la empresa a lo largo del periodo tarifario vigente.

**Figura 62** Índice de pérdidas totales para ENERGÍA DE PEREIRA– Mercado Cartago



**Fuente:** DTGE a partir de información reportada en el SUI

**Figura 63** Índice de pérdidas totales en el nivel de tensión 1 para ENERGÍA DE – Mercado Cartago



**Fuente:** DTGE a partir de información reportada en el SUI

Previo al análisis, se resalta que ENERGÍA DE PEREIRA asumió la gestión de pérdidas del mercado Cartago a partir de abril de 2020; es decir, posterior al primer periodo de evaluación (2019) y cuatro meses en el segundo periodo de evaluación (2020). Previo a su entrada, la gestión de pérdidas estuvo a cargo de EMCARTAGO.

Así las cosas, a diferencia del mercado Pereira, el mercado Cartago cuenta con un plan de reducción de pérdidas. Por lo tanto, para este mercado se tienen definidas metas anuales de reducción (Senda) que el operador debe cumplir con el fin de mantener la remuneración recibida por concepto de inversiones en el marco del plan de reducción (INVNUC).

Como se observa en la **Figura 62**, para el mercado Cartago solo se incumplió la meta de 2019. Una vez ENERGÍA DE PEREIRA asumió la gestión de pérdidas del mercado Cartago, se evidencia cumplimiento de la senda desde el 2020, llamando especial atención la reducción entre 2020 y 2021 que amplió el margen entre el índice del mercado y la meta. La empresa atribuye el desempeño de esta gestión en estrategias tales como la organización y sectorización del mercado, instalación de medidores testigo, seguimiento e instalación al sistema de macromedición en niveles de tensión 1, 2 y 3. A partir de 2022 el índice ha

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

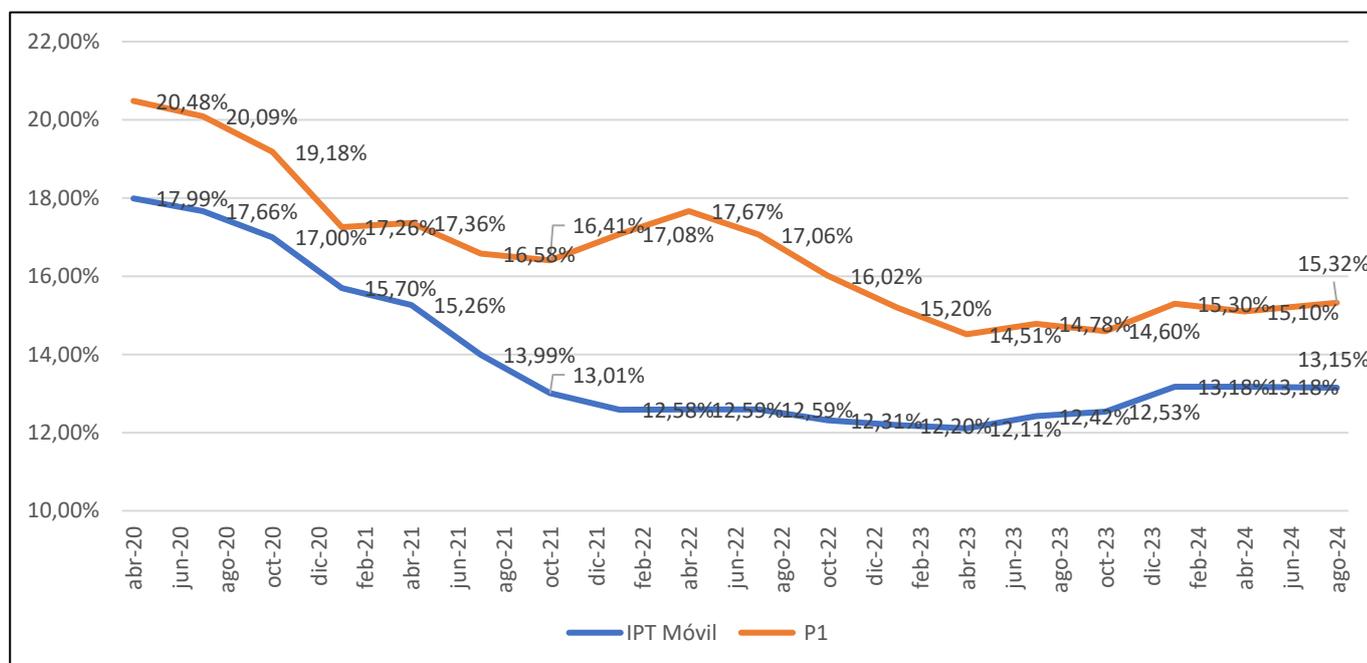
presentado deterioro que, si bien no representa un riesgo de incumplimiento de las metas para 2024, la empresa expresa el compromiso a evitar que esta tendencia al crecimiento continúe.

Por otro lado, en esta gráfica se contrasta el índice reportado por la empresa y el resultado de la evaluación de este hecho por XM, en la cual se observan diferencias en los resultados desde la vigencia 2020. Si bien en principio estas deberían ser iguales, la empresa ha realizado la gestión necesaria para actualizar la información en el SUI que XM emplea como insumo para el cálculo de este índice y que implica retransmisión de información desde esta Superintendencia. Durante la mesa de trabajo se verificó que la información actualizada en el SUI ya fue retransmitida a XM y que el siguiente paso es que XM recalculé el índice para los años que corresponda y se refleje el resultado en la publicación.

Como se observa en la **Figura 63**, las pérdidas en nivel de tensión 1 han presentado una tendencia decreciente sostenida, demostrando efectividad de las estrategias implementadas a nivel residencial en el marco del plan de reducción de pérdidas. Contrastando el desempeño de las pérdidas en nivel de tensión 1 con las totales da señal de que el deterioro en las pérdidas se está presentando en los niveles de tensión 2 y 3, donde usualmente se encuentran conectados usuarios comerciales e industriales.

En la **Figura 64** se presenta la evolución mensual del índice de pérdidas totales móvil y de nivel de tensión 1 acorde con la formulación de la Res. CREG 015 de 2018.

**Figura 64** Evolución mensual del índice de pérdidas totales móvil y de nivel de tensión 1 para ENERGÍA DE PEREIRA – Cartago.



**Fuente:** DTGE a partir de información aportada por el prestador

En esta se observa que el punto de inflexión en el índice de pérdidas totales móvil ocurrió a partir de abril de 2023, mes a partir del cual se ha presentado una tendencia al crecimiento que se ha mantenido hasta marzo de 2024, donde la empresa logró quebrar la tendencia. No obstante, el resultado a corte de agosto de 2024 (13,15%) es superior al resultado anual para el 2023 (12,74%), resultado que la empresa espera mejore en el último trimestre del año tal que el índice sea al menos inferior al de 2023. Para el caso de Cartago se destaca que el crecimiento en las temperaturas derivado del fenómeno del niño ha tenido un crecimiento significativo de la demanda y a su vez ha aumentado el número de acometidas intervenidas principalmente para consumo de aire acondicionado.

### 5.6.11.2. Diagnóstico de pérdidas

En materia de diagnóstico e identificación de fuentes de pérdidas de energía, la empresa parte de un enfoque basado en datos, a través del cual se integran y procesan diferentes fuentes de captura de información como datos de consumo, observaciones de lectura, macromedición y

equipos de control. A través del análisis de esta información, se logran detectar patrones de consumo inusuales y anomalías a través de las cuales se generan campañas de revisión.

Estas campañas de revisión involucran, entre otras actividades, visitas periódicas para verificación de conformidad del sistema de medida, tal que se puedan identificar posibles manipulaciones o fallas en equipos. Estas acciones se complementan con un sistema de control y monitoreo que utiliza medidores con tecnología AMR (*Automatic Meter Reading*), más adelante denominados medidores espejo, con el fin de detectar variaciones de consumo de clientes destacados del mercado regulado o no regulado. Basado en los resultados de estas visitas, la empresa informó que genera escenarios de retroalimentación acerca de su propia gestión, así como de las lecciones aprendidas para la ejecución de campañas y demás estrategias a futuro en el marco de su gestión de pérdidas.

#### **5.6.11.3. Gestión de pérdidas**

En esta sección se resumirán las diferentes estrategias implementadas por ENERGÍA DE PEREIRA en materia de gestión de pérdidas. En términos generales, la empresa emplea estrategias similares sobre los mercados que gestiona, aunque esta destacó que en el mercado Cartago se ha requerido un refuerzo en la gestión social que se tiene que desarrollar para la ejecución de actividades.

#### **Actividades de revisión a medida**

Como se exploró anteriormente, a partir del diagnóstico realizado por la empresa se generan actividades periódicas de revisión técnica a partir de irregularidades identificadas en usuarios, así como macromedidores instalados a lo largo del sistema. El proceso de revisión de la medida orientado puede resumirse en las siguientes etapas

- Determinar origen de la anomalía y generar orden de revisión de acuerdo con la naturaleza de esta.
- Efectuar la revisión en terreno tal como verificación y levantamiento de información de índole comercial y técnica, se identifica si existe una novedad significativa, y se genera

la acción para aliviar la anomalía, la cual puede ser solucionada en sitio o puede requerir cambio o verificación en laboratorio de medidor.

- Se generan las actas de visita correspondientes y se ingresan al Sistema de Administración Comercial.
- Dependiendo del resultado del acta, se envía material probatorio para apertura de un proceso ante el Proceso de Administrativo de Recuperación de Energía (PARE) y generación del respectivo expediente.
- Si existe un reclamo por parte del usuario, se surte un proceso adicional de revisión y análisis dependiendo de la naturaleza del reclamo.
- Finalizado el proceso, se evalúa la gestión realizada y se retroalimenta para generar proceso de mejora.

En la **Tabla 77** Estadísticas de ejecución de actividades de revisión a la medición. Se presentan las estadísticas anuales principales asociadas a las actividades de revisión de medición ejecutadas por la empresa para los mercados gestionados.

**Tabla 77** Estadísticas de ejecución de actividades de revisión a la medición.

	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Pereira</b>					
<b>General</b>					
A usuarios	24.091	15.533	18.070	17.072	13.640
A macromedidores	432	497	528	307	450
Novedades significativas	15.652	2.522	3.391	2.705	2.650
Efectividad	13,20%	16,24%	14,51%	22,67%	19,42%
<b>Etapas</b>					
Actividades de revisión	29.061	20.103	21.461	20.370	15.933
Actas de revisión	2.466	1.577	2.645	3.241	2.175
Procesos	638	545	522	599	480
Energía recuperada [MWh]	1.394	720	1.113	770	748
<b>Cambio de medidores</b>					
Medidores cambiados	3.771	2.571	4.073	3.846	3.126

	2019	2020	2021	2022	2023
Cartago					
General					
A usuarios	24.091	15.533	18.070	17.072	13.640
A macromedidores	432	497	528	307	450
Novedades significativas	15.652	2.522	3.391	2.705	2.650
Efectividad	13,20%	16,24%	14,51%	22,67%	19,42%
Etapas					
Actividades de revisión		12.079	13.677	10.401	12.956
Actas de revisión		1.657	2.115	1.589	1.198
Procesos		38	341	387	430
Energía recuperada [MWh]		91	957	615	549
Cambio de medidores					
Medidores cambiados		1.370	5.664	2.451	2.178

Fuente. DTGE a partir de información aportada por el prestador.

Es de resaltar que las acciones antes indicadas están consignadas en el Capítulo VII, Cláusula Trigésima del Contrato de Condiciones Uniformes.

### Medidores testigo

Corresponde a una las estrategias vanguardia y de mayor impacto para la empresa. Consiste en la instalación de medidores espejo en puntos estratégicos cercanos a los puntos de medición de usuarios destacados del mercado regulado y no regulado para los cuales se han identificado potenciales anomalías. Estos medidores cuentan con tecnología AMR (*Automatic Meter Reading*) y que permiten ser telemedidos, tal que se pueda hacer un seguimiento de los patrones de consumo y realizar el contraste con otras fuentes de información para verificar las anomalías identificadas y cuantificar el afloramiento de energía. Basado en el diagnóstico, se generan las intervenciones necesarias para identificar la fuente de las anomalías y tomas las acciones correctivas que haya al lugar.

En la **Tabla 78**, se presentan estadísticas asociadas a esta estrategia en la que se muestra el número de medidores testigo instalados a lo largo de los años, el número de usuarios sobre los

cuales fue identificado afloramiento de energía y la energía aflorada para los mercados gestionados.

**Tabla 78** Estadísticas asociadas a la ejecución de la estrategia de medidores testigo.

	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Pereira</b>					
Equipos de control					
Instalados (Acumulado)	204	425	570	736	858
Afloramiento de energía					
Energía aflorada [MWh]	5.604	3.133	3.900	3.570	4.190
Usuarios	110	110	189	163	163
<b>Cartago</b>					
Equipos de control					
Instalados (Acumulado)		144	208	291	359

**Fuente.** DTGE a partir de información aportada por el prestador.

Es de destacar que, de acuerdo con los análisis realizados al prestador, esta estrategia fue una de las mayores contribuyentes a la reducción evidenciada para el mercado de Cartago durante 2021 y en general ha permitido a la empresa mejorar la detección de pérdidas y optimizar el control del consumo, en especial sobre usuarios comerciales e industriales. Adicionalmente, la efectividad de esta estrategia se ha visto reforzada a través de procesos investigativos en conjunto con la Fiscalía General de la Nación y la Policía Nacional.

### **Instalación de macromedidores**

Instalación estratégica de equipos de macromedición en nivel de tensión 1, así como la instalación de equipos compactos en nivel de tensión 2 y 3. El despliegue anual en la instalación de macromedición así como el porcentaje de transformadores medidos y usuarios cubiertos se presenta en la **Tabla 79**.

**Tabla 79** Estadísticas asociadas al despliegue de macromedición.

	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Pereira</b>					
Instalados (Acumulado)	2.766	2.876	3.214	3.307	3.354
Porcentaje de transformadores medidos	49,67%	51,30%	52,80%	55,53%	55,83%
Porcentaje de usuarios	84,60%	89,60%	88,12%	86,87%	84,97%
<b>Cartago</b>					
Instalados (Acumulado)		72	99	201	250
Porcentaje de transformadores medidos		11,58%	15,62%	30,88%	36,82%
Porcentaje de usuarios		9,90%	14,39%	27,88%	32,98%

**Fuente.** DTGE a partir de información aportada por el prestador.

La instalación de la macromedición ha permitido reforzar el esquema de detección y diagnóstico de pérdidas.

### **Normalización de usuarios**

Parte del resultado de las actividades de revisión de usuarios generada por la empresa corresponde la identificación de usuarios que requieren un proceso de normalización de medida. Dentro de las actividades generadas, la empresa identifica las necesidades de cada usuario para normalizar la medida. En ciertas instancias, se requiere solamente la instalación del medidor e intervenciones complementarias tales como instalación de accesorios para blindar medidas e instalación de cajas de policarbonato, pero en otras se requiere una adecuación completa de la acometida. En la **Tabla 80** Estadísticas asociadas a la normalización de usuarios. Se presentan las principales estadísticas de las actividades de normalización ejecutadas por la empresa en los mercados que gestiona.

**Tabla 80** Estadísticas asociadas a la normalización de usuarios.

	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Pereira</b>					
Actividades	4.970	4.570	3.391	3.298	2.293
Usuarios intervenidos	2,70%	2,40%	1,76%	1,68%	1,14%
Adecuación completa	4,23%	2,19%	3,27%	6,06%	6,50%
Intervenciones complementarias a la instalación de un medidor	85,84%	92,25%	96,73%	45,45%	52,42%
<b>Cartago</b>					
Actividades		1.368	2.337	2.215	1.801
Usuarios intervenidos		2,92%	4,91%	4,55%	3,62%
Adecuación completa		32,82%	20,88%	13,81%	23,43%
Intervenciones complementarias a la instalación de un medidor		39,40%	30,55%	25,19%	20,82%

**Fuente.** DTGE a partir de información aportada por el prestador

Es de destacar que la empresa informó que las adecuaciones de la medida derivada de estas actividades no son cobradas para los usuarios de estrato 1, 2 y 3 a menos de que se evidencie una intervención ilegal sobre la acometida.

#### 5.6.11.4. Dificultades en la gestión y retos a futuro

Como dificultades en la gestión a lo largo de los últimos cinco años, la empresa ha identificado los siguientes factores

- **Pandemia de COVID-19 (2020, 2021):** las medidas de aislamiento derivadas de la pandemia limitaron la capacidad operativa y con ello la gestión que podía realizar la empresa.
- **Estallido social (2021):** los bloqueos y cierres viales durante el Paro Nacional de 2021 limitaron la capacidad de atención oportuna a PQRs, así como la ejecución de actividades y control de pérdidas.
- **Crisis de los contenedores (2022):** la crisis global en la cadena de suministros generó retrasos en la adquisición de materiales, así como incremento en sus costos.

- **Contratación de personal calificado (2019 – 2023):** existe una limitación de personal especializado en gestión de pérdidas en la región.
- **Acceso a zonas de difícil gestión:** existen zonas en el área de influencia de la empresa donde el acceso o ejecución de actividades representan un riesgo para el personal, al punto tal de que se requiere acompañamiento policivo.
- **Cambio climático (2019 – 2023):** temporadas de lluvias en la región implican tiempos de ejecución de actividades extendidos o inclusive reprogramación. Temporadas de calor como la que se vive en el presente resultan en incremento de anomalías.

La empresa identifica ha identificado los siguientes retos a futuro

- Fortalecer las estrategias de gestión social para la ejecución de actividades de revisión e intervención de la medida en barrios que estos califican como de difícil gestión.
- Capacitación de personal en gestión de pérdidas y búsqueda de personal en otras regiones, así como fortalecer la retención de talento humano.
- Fortalecer el control y legalización de usuarios.
- Implementar programas de instalación masiva de medidores.
- Fortalecer el despliegue de macromedición y seguimiento a su medida.
- Coordinar con autoridades locales para apoyo en la normalización de usuarios en zonas de difícil gestión.
- Continuar con la instalación de medición testigo.
- Renovación tecnológica de la infraestructura de comunicación.

#### 5.6.11.5. Reconocimiento de pérdidas

Como se recalcó al principio de esta sección, el mercado Cartago tuvo la opción de presentar un plan de reducción de pérdidas, el cual fue presentado y aprobado por la CREG -. Esta condición es suficiente para que sus pérdidas reconocidas incluyeran tanto las pérdidas eficientes como el incentivo de pérdidas adicionales. En contraste, dado que para el mercado Pereira no se podía presentar plan de reducción, sobre este no se calculan pérdidas adicionales y por lo tanto sus pérdidas reconocidas son estáticas y serán iguales a las eficientes.

Las pérdidas eficientes para ambos mercados fueron aprobadas en la resolución de cargos y se presentan en la **Tabla 81**. Estos índices corresponden al estimado más cercano de las pérdidas técnicas de los operadores de red, son estáticos y no han sido actualizados a lo largo del periodo tarifario.

**Tabla 81** Índice de pérdidas eficientes para ENERGÍA DE PEREIRA – Mercados Pereira y Cartago.

Nivel de tensión	Pereira	Cartago
1	7,95%	7,27%
2	0,77%	1,32%
3	1,46%	1,07%

Fuente: Resolución CREG 216 de 2020

El cálculo de las pérdidas adicionales depende primordialmente de dos factores: las pérdidas totales de nivel de tensión 1 a fecha de corte ( $PT_{1,0}$ ), y la proporción de las inversiones ejecutadas con respecto al Costo de Reposición de Referencia - CRR ( $X_{r,t}$ ). Como regla general, para que el índice de pérdidas adicionales sea diferente de 0%, las inversiones ejecutadas deben ser superiores al 4% del CRR. Con base en lo anterior, en la **Tabla 82** se observa la ejecución anual del plan de inversión (INVR, reporte XM) y su proporción respecto al CRR para el mercado Cartago.

**Tabla 82** Porcentaje de la ejecución anual de inversiones respecto al CRR para ENERGÍA DE PEREIRA - Mercado Cartago

	2019	2020	2021	2022	2023
Pereira					
Ejecutado	15.325.735.008	16.302.025.578	15.430.037.649	13.840.116.020	12.534.993.375
$X_{r,t}$	4,26%	4,53%	4,28%	3,84%	3,48%
Cartago					
Ejecutado	13.467.875.000	433.058.400	4.535.727.493	6.073.298.820	6.819.091.470
$X_{r,t}$	20,31%	0,65%	6,84%	9,16%	10,28%

Fuente: DTGE a partir de publicación de cargos de XM

Observando de esta manera que para el mercado Pereira, la empresa ejecutó por encima del 4% del CRR para los años 2019, 2020 y 2021, mientras que para el mercado Cartago, se ha tenido inversión cercana o superior al 7% del CRR. Bajo esta consideración, los ciclos de liquidación de cargos que emplean estas condiciones deberían reflejar pérdidas adicionales diferentes de cero para estos mercados, siendo máximos o cercanos al máximo para el mercado Cartago.

De esta manera, XM en calidad de Liquidador de Administrador de Cuentas (LAC) es el encargado de la liquidación de cargos y con ello el cálculo de las pérdidas adicionales y reconocidas. Para el mercado Pereira, empezó a liquidar cargos desde mayo de 2020, mientras que para Cartago empezó en julio de 2020, siendo estos tiempos el mes siguiente a sus respectivas aprobaciones de cargos. De esta manera, la **Tabla 83** define los ciclos de liquidación de cargos y las inversiones anuales ejecutadas que son tenidas en cuenta para los mercados Cartago y Pereira.

**Tabla 83** Ciclos de liquidación de cargos de XM.

Ciclo	Periodo	INVR
1	05/2020 – 03/2021	2019
2	10/2021 – 03/2022	2020
3	04/2022 – 03/2023	2021
4	04/2023 – 03/2024	2022
5	04/2024 – 03/2025	2023

Fuente: DTGE

En la **Tabla 84**, se presenta las pérdidas adicionales y reconocidas publicadas por XM para el mercado Cartago en los niveles de tensión 1 al 3 para los ciclos previamente definidos.

**Tabla 84** Pérdidas reconocidas para el mercado Cartago publicadas por XM.

Ciclo	1		2		3		4		5	
	Pj	Pad	Pj	Pad	Pj	Pad	Pj	Pad	Pj	Pad
1	16,75%	9,48%	7,27%	0,00%	11,65%	4,38%	12,48%	5,21%	11,68%	4,41%
2	4,19%	2,87%	1,32%	0,00%	2,77%	1,45%	2,73%	1,41%	2,54%	1,22%
3	4,44%	3,37%	1,07%	0,00%	2,65%	1,58%	3,28%	2,21%	2,56%	1,49%

Fuente: DTGE a partir de publicación de cargos de XM

Como se puede observar para Cartago, se reconocieron pérdidas adicionales diferentes de cero para los ciclos 1 (05/2020 – 03/2021) y 3 (04/2022 – 03/2023), 4 (04/2023 – 03/2024) y 5 (04/2024 – 03/2025), acorde con lo dispuesto regulatoriamente. Llama la atención la magnitud de este índice para el primer año con respecto al resto; si bien las pérdidas reconocidas decrecen a lo largo del tiempo por su misma formulación, la magnitud del cambio entre los índices del ciclo 1 y 3 es de especial atención.

En la **Tabla 85** se presenta las pérdidas adicionales y reconocidas publicadas por XM para el mercado Pereira en los niveles de tensión 1 al 3 para los ciclos previamente definidos.

**Tabla 85** Pérdidas reconocidas para el mercado Pereira publicadas por XM.

Ciclo	1		2		3		4		5	
Nivel de tensión	Pj	Pad								
1	7,95%	0,00%	7,95%	0,00%	7,95%	0,00%	7,95%	0,00%	7,95%	0,00%
2	0,77%	0,00%	0,77%	0,00%	0,77%	0,00%	0,77%	0,00%	0,77%	0,00%
3	1,46%	0,00%	1,46%	0,00%	1,46%	0,00%	1,46%	0,00%	1,46%	0,00%

**Fuente:** DTGE a partir de publicación de cargos de XM

Como se puede observar, para Pereira todos los ciclos de liquidación definidos reflejan pérdidas adicionales nulas y por lo tanto sus pérdidas reconocidas han sido iguales a las eficientes. No obstante, su ejecución de inversiones para los años 2019, 2020 y 2021 fue, si bien ligeramente, superior al 4%, por lo que en principio los índices de pérdidas adicionales para los ciclos señalados no debieron ser nulos. Esta situación fue expuesta a la empresa para que pudieran realizar la respectiva consulta al LAC.

### 5.6.12. 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 ENERGÍA DE PEREIRA, lo anterior comprende las redes que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un Sistema de Distribución Local (SDL); que para el operador ENERGÍA DE PEREIRA, se listan en la **Tabla 86**:

**Tabla 86.** Activos del STR propiedad de ENERGÍA DE PEREIRA

Subestación	Activos del STR
Dosquebradas	<ul style="list-style-type: none"> <li>•1 barra de 115 kV-STR.</li> <li>•1 barra de transferencia 115 kV-STR.</li> <li>•1 banco de transformación T5DQ de capacidad 60/75 MVA y relación de transformación 115/34,7/14 kV.</li> <li>•2 líneas de interconexión Dosquebradas-Pavas (115 kV-STR) y Dosquebradas-La Rosa (115 kV-STR).</li> </ul>
Cuba	<ul style="list-style-type: none"> <li>•1 barra de 115 kV-STR.</li> <li>•1 banco de transformación T3CU de capacidad 60/75 MVA y relación de transformación 115/33/10 kV.</li> <li>• Línea de interconexión Cuba-La Rosa (115 kV-STR).</li> </ul>
Pavas	<ul style="list-style-type: none"> <li>•1 barra de 115 kV - STR.</li> <li>•1 barra de transferencia 115 kV - STR.</li> <li>•1 transformador de potencia T1PA de capacidad 60/75 MVA con relación de transformación 115/33 kV.</li> <li>• 2 líneas de interconexión, Pavas-Dosquebradas (115 kV-STR) y Pavas-Papeles Nacionales (Cartago) (115 kV-STR).</li> </ul>

**Fuente:** Elaboración propia a partir de la información remitida a la SSPD en el marco de la evaluación integral

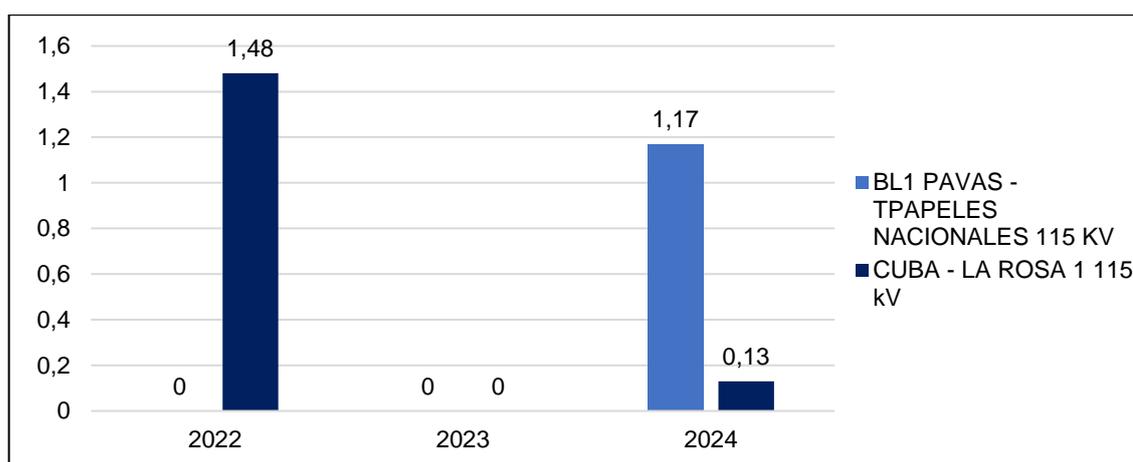
#### 5.6.12.1. Indisponibilidad de activos

Para la vigencia 2022, ENERGÍA DE PEREIRA presentó 1,48 horas de compensación (HC) acumuladas por superar las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas (MHAIA),

presentándose la totalidad sobre el activo CUBA – LA ROSA 1 115 kV, mientras que para la vigencia 2023, no presentaron horas de compensación para activos en su sistema, lo que significa una mejora en la calidad del servicio prestado a sus usuarios.

Si bien el año 2024, escapada del objetivo de esta evaluación integral, se han presentado en el momento de la evaluación integral, un acumulado de 1,3 horas de compensación, en su mayoría correspondientes al activo BL1 PAVAS – TPAPPELES NACIONALES 115 kV, como es posible observar en la Figura 65.

**Figura 65.** Horas de compensación para los activos de ENERGÍA DE PEREIRA para los años 2022, 2023 y lo corrido de 2024.



Fuente: Elaboración propia a partir de la información dispuesta en el portal SIO de XM

Considerando que la vigencia de evaluación corresponde con el año 2023 y que en este periodo no se presentaron horas de compensación para los activos operados por ENERGÍA DE PEREIRA, se recomienda a la empresa evaluar la condición e implementar las acciones que considere necesarias para mejorar las HC sobre el activo BL1 PAVAS – TPAPPELES NACIONALES 115 kV, dado que es el activo con mayor HC para lo corrido del 2024.

### 5.6.12.2. Consignaciones nacionales

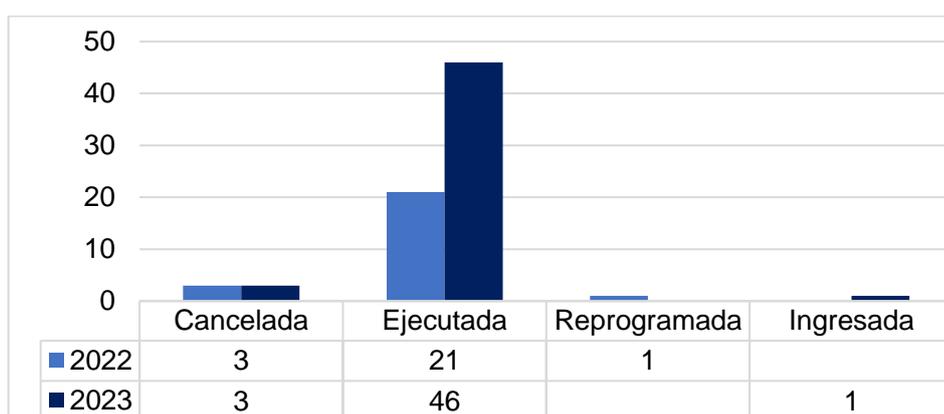
En esta sección, se presenta el total de consignaciones nacionales asociadas a ENERGÍA DE PEREIRA, desagregando la información en un análisis particular de acuerdo con el tipo de

ingreso y estado, además, se presentarán los activos asociados a la totalidad de las consignaciones nacionales.

En la **Figura 66**, se presentan las consignaciones desagregadas por estado, teniendo que se ejecutaron 21 consignaciones en la vigencia 2022, mientras que para la vigencia 2023 se presentaron 46, lo que representa un aumento del 119%; sin embargo, la empresa informó que de las 46 ejecutada para la vigencia 2023, 11 corresponden a consignaciones ingresadas por solicitud del CND, 11 corresponden a consignaciones asociadas a la Resolución CREG 038 de 2014 para la verificación de medidas en fronteras y 5 corresponden con el proceso de actualización del SCADA realizado por la empresa.

Sin embargo, de la información dispuesta en el aplicativo SIO de XM sobre las consignaciones, y en el informe remitido por la empresa relacionado al compromiso STR - 8 del acta de visita, no es posible establecer cuáles fueron las 11 consignaciones ingresadas por solicitud del CND, así como las 11 asociadas a la Resolución CREG 038 de 2014, por lo que se le solicita a la empresa remitir los soportes correspondientes.

**Figura 66.** Consignaciones por tipo de estado



**Fuente:** Elaboración propia a partir de la información dispuesta en el portal SIO de XM

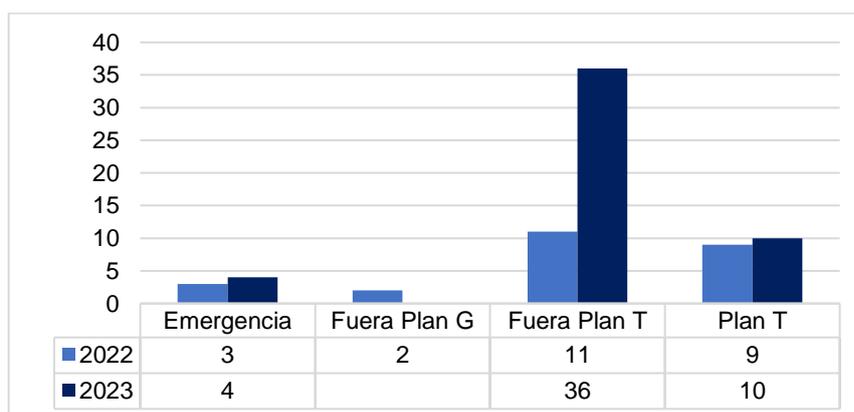
Teniendo en cuenta lo anterior, es posible establecer que el aumento evidenciado en las consignaciones solicitadas por la empresa entre las vigencias 2022 y 2023 corresponde a factores ajenos a la empresa o a mantenimientos necesarios cuya periodicidad es mayor a la anual; producto de las consignaciones solicitadas por el CND (

C2002121, C2002123, C2002124, C2002125, C2002126, C2008837, C2008839, C2008840, C2008841, C2008842 y C2002116), así como las relacionadas a la Resolución CREG 038-2014 (C0223120, C0223119, C0223121, C0223122, C0223123, C0223422, C0223423, C0223421, C0223419, C0223420 y C0225968).

La Empresa Energía de Pereira presentó un plan de mejoramiento frente a las consignaciones relacionadas con la Resolución CREG 038-2014 para mejorar su programación y evitar que se presenten como mantenimientos Fuera del Plan.

En la **Figura 67**, se presentan las consignaciones desagregadas por tipo de ingreso, de manera que para la vigencia 2022, se ejecutaron 9 consignaciones dentro del plan de Transmisión, 11 fuera del plan de Transmisión, 2 consignaciones fuera del plan de Generación (asociadas al cogenerador Bioenergy) y 3 consignaciones de emergencia, mientras que para la vigencia 2023, se ejecutaron 10 consignaciones dentro del plan de Transmisión, 36 fuera del plan de Transmisión y 4 consignaciones de emergencia.

**Figura 67.** Consignaciones por tipo de ingreso

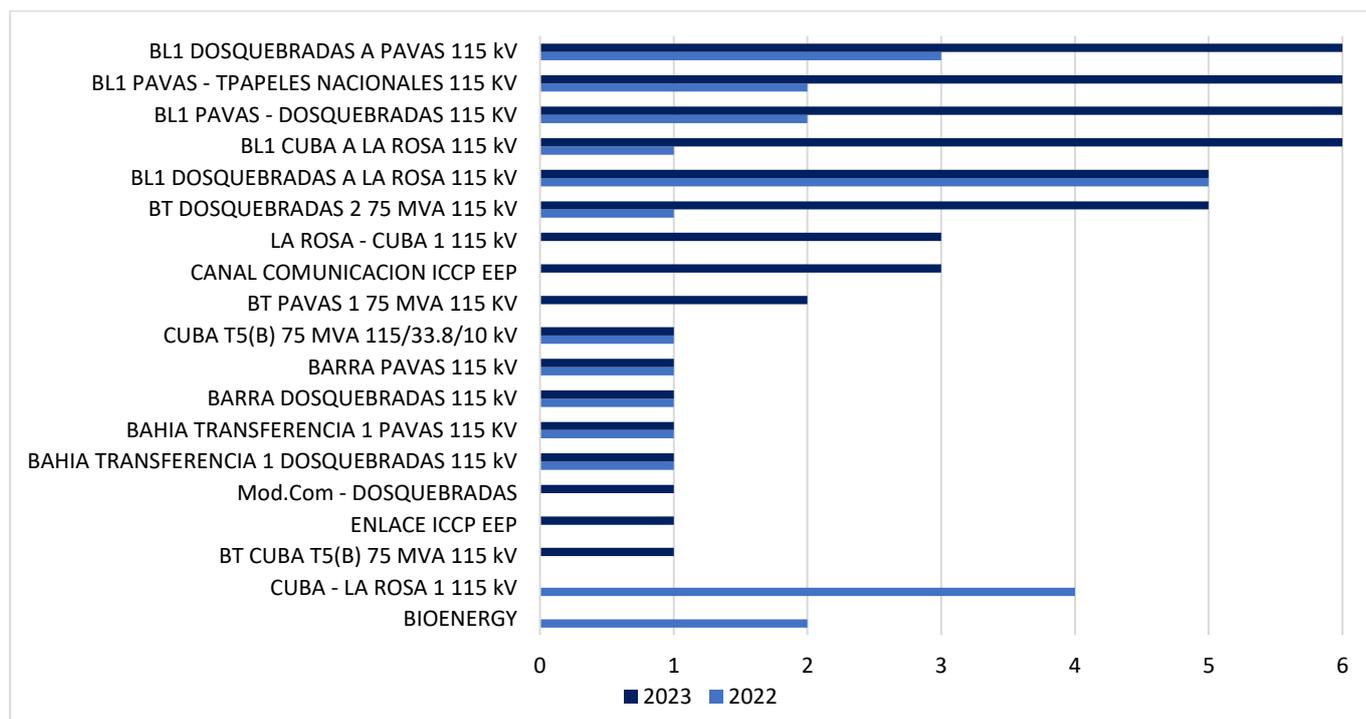


**Fuente:** Elaboración propia a partir de la información dispuesta en el portal SIO de XM

De la **Figura 67**, se observa por parte de esta Superintendencia, la necesidad de evaluar las condiciones del sistema que llevan a solicitar las consignaciones fuera del plan, dado que para la vigencia 2022, se registran casi tantas consignaciones fuera del plan de transmisión como las programadas mientras que para la vigencia 2023 se presentaron consignaciones fuera del plan de más de tres veces las realizadas dentro del plan de transmisión.

Finalmente, en la **Figura 68**, se detalla la cantidad de consignaciones por activo de ENERGÍA DE PEREIRA para las vigencias 2022 y 2023. Se resalta que para la vigencia 2023, cuatro activos son los que tienen mayor cantidad de consignaciones cada uno con 6, que corresponden a BL1 DOSQUEBRADAS A PAVAS 115 kV, BL1 PAVAS – TPAPELES NACIONALES 115 kV, BL1 PAVAS – DOSQUEBRADAS 115 kV y BL1 CUBA A LA ROSA 115 kV, seguidos por BL1 DOSQUEBRADAS A LA ROSA 115 kV y BT DOSQUEBRADAS 2 75 MVA con 5 consignaciones cada uno. Mientras que para la vigencia 2022, el activo con mayor cantidad de consignaciones BL1 DOSQUEBRADAS A LA ROSA 115 kV con 5 consignaciones, seguido de CUBA – LA ROSA 1 115 kV con 4 consignaciones.

**Figura 68.** Cantidad de consignaciones por activo



**Fuente:** Elaboración propia a partir de la información dispuesta en el portal SIO de XM

### 5.6.12.3. Eventos de Energía No Suministrada

A través de la Resolución CREG 094 de 2012, se estableció el reglamento para el reporte de eventos y el procedimiento de cálculo de la Energía No Suministrada en el Sistema de

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

Transmisión Regional. Al respecto, el numeral 11.1.8.2.1 de la Resolución CREG 097 de 2008 determinó lo siguiente:

*«(...) Cuando el PENSq sea superior al 2% el CND enviará el respectivo informe a la Superintendencia de Servicios Públicos quien determinará si se presentó Energía No Suministrada y el agente responsable de dicho evento.»*

Ahora bien, con la entrada en vigencia del esquema de calidad de la Resolución CREG 015 de 2018, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios ha venido realizando el seguimiento al reporte de eventos de Energía No Suministrada por parte de los Operadores de Red ante el Liquidador y Administrador de Cuentas – LAC.

Se registraron cuatro eventos de Energía No Suministrada con un valor total de 24,33 MWh, detallados en la **Tabla 87**, con un reporte extemporáneo del evento 2023-1670.

**Tabla 87.** Eventos de Energía No Suministrada asociados a ENERGÍA DE PEREIRA

Cod Evento	ID Evento	Cod Activo	Activo	ENS (Cálculo LAC)
2023-1670	E000032733	Bah5436	BL1 PAVAS - DOSQUEBRADAS 115 KV	8,6415
2023-2115	E000033302	Lin1200	DOSQUEBRADAS - PAVAS 1 115 kV	1,9045
2023-2391	E000033669	Lin0833	DOSQUEBRADAS - LA ROSA 1 115 kV	11,3194
2023-3022	E000034518	Bah1269	BL1 CUBA A LA ROSA 115 kV	2,4715

**Fuente:** Elaboración propia a partir de la información dispuesta en por XM

#### 5.6.12.4. Proyectos de expansión

Actualmente, ENERGÍA DE PEREIRA no se encuentra adelantando proyectos de expansión en el STR, tampoco los tiene contemplados dentro de su plan de inversiones 2025-2029. Sin embargo, a la fecha de la evaluación integral, la empresa se encontraba pendiente de la instalación de equipos de medida (interruptor y transformadores de medida) en la Bahía Cuba – La Rosa, actividad que se realizó bajo la consignación nacional C2027189 el día 02 de octubre

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

como se evidenció a través del informe con evidencia fotográfica remitido por la empresa en el marco de los compromisos adquiridos y registrados en el acta de visita.

### **5.6.13. Cumplimiento RETIE**

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

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

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

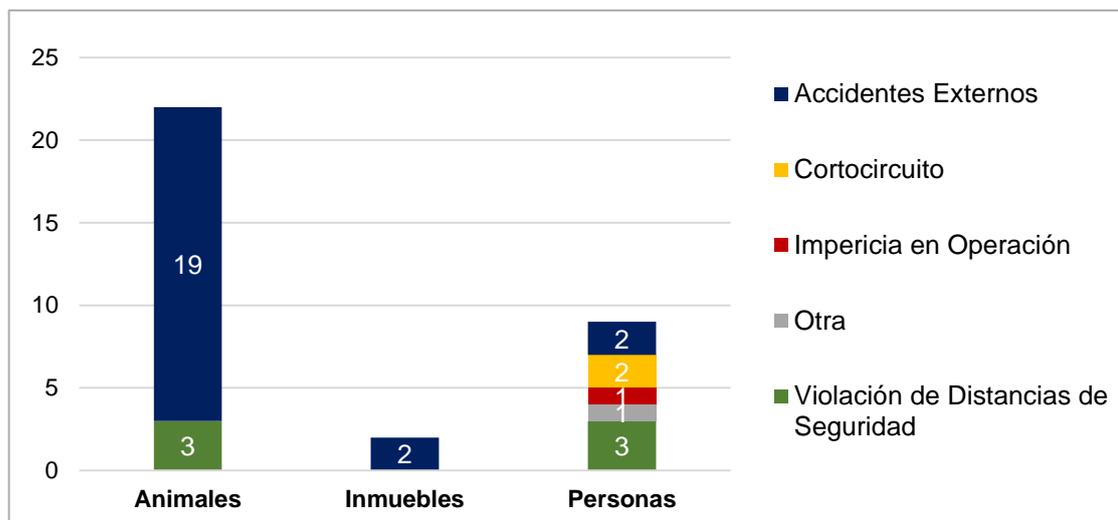
Para dichos efectos, el citado reglamento estableció que, desde su fecha de entrada en vigor, su cumplimiento es de carácter obligatorio en todo el país. Por tanto, resulta esencial dentro las labores de vigilancia, inspección y control asignadas a la SSPD, velar por su estricto cumplimiento.

#### **5.6.13.1. Seguimiento de accidentes de origen eléctrico**

Mediante el formato TT5 del SUI se reportan accidentes o incidente ocurrido con personal directo o contratistas en las redes eléctricas, en el cual ENERGÍA DE PEREIRA para el año 2023 reporto un total de 33 accidentes presentados en la **Figura 69**, de los cuales

aproximadamente el 67% de las personas afectadas se encontraban vinculadas con la empresa de manera directa o mediante contratos.

**Figura 69.** Accidentes de origen eléctrico 2023 reportados TT5.



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

De la gráfica anterior, llama la atención de esta Superintendencia las cifras presentadas mediante la tipificación del origen del Accidente: **Accidentes externos**, ocurridos en otros seres vivos: **Animales**. En los que se clasifican tres (3) de ellos, como violación de distancias de seguridad, pues no es claro, cómo se puede clasificar o concluir que se haya presentado dicha condición por parte de un ser que no conoce de los límites humanos.

En lo correspondiente al reporte de accidentalidad de origen eléctrico, vale la pena recordar lo establecido en el Artículo 9.5 del RETIE:

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

Ante lo cual, ENERGÍA DE PEREIRA remite evidencias de la consulta realizada a Medicina Legal de manera trimestral tanto por el mercado de Pereira como el de Cartago, a cargo del

prestador relacionadas con estos accidentes en terceros que porcentualmente son menos a los relacionados con el personal vinculado a la empresa. Demostrando de esta manera, el cumplimiento de las disposiciones indicadas en el citado Reglamento.

Por otra parte, dentro de la gestión realizada por el Operador ante los accidentes mortales relacionados con personal externo se remiten a la SSPD informes que recopilada lo correspondiente a cada accidente identificando la posible causa, lo cual posibilita que el enfoque de las campañas realizadas por la empresa como «Medidas tomadas» ante cada accidente que son reportadas al SUI en cumplimiento del RETIE buscando que sean las adecuadas y cumplan con su función de mitigación de riesgo eléctrico previendo la ocurrencia de otro accidente en condiciones similares.

#### **5.6.13.2. Información de seguridad para el usuario y público en general**

En cumplimiento a lo establecido en el RETIE mediante el Artículo 26, se solicitó a ENERGÍA DE PEREIRA remitir evidencia de la difusión realizada de la cartilla de seguridad, en respuesta al requerimiento, la empresa informa la difusión realizada de la misma mediante códigos QR impresos en la factura de sus usuarios, adicional a su publicación en la página web y algunas campañas de socialización de esta realizadas por el área de responsabilidad social empresarial.

Al respecto, el literal b del Artículo 26.1 del RETIE, indica acerca de la difusión de dicha información:

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

En consideración de lo cual, se le recomienda a la empresa disponer de la Cartilla de Seguridad en físico en sus puntos de atención, tomando en consideración que existen usuarios que no disponen del manejo de herramientas tecnológicas para la consulta por código QR.

Adicionalmente, dentro de la revisión realizada al operador de red, se evidencia que durante el año 2023 la empresa no realizó la instrucción a los usuarios en cumplimiento al numeral 26.2 del RETIE, donde se establece como obligatorio:

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

Tema ante el cual, ENERGÍA DE PEREIRA, afirma:

*«Atendiendo el uso de la tecnología y acorde a las políticas de cero papel de la Empresa de ENERGÍA DE PEREIRA, desde esta compañía se tomó la decisión empezar a informar por medio de código QR en la factura los distintos temas relacionados a riesgos eléctricos. Así evitamos la impresión de anexos o volantes que terminarán en la basura.»*

Sin embargo, desde la SSPD se considera esto como un incumplimiento, toda vez que el reglamento establece de manera clara la obligatoriedad de remitir recomendaciones de seguridad impresas o como anexo a la factura con una periodicidad mínima semestral bajo condiciones de tamaño de fuente allí especificada, lo cual no corresponde al QR que la empresa remitió a sus usuarios en 2023 que direccionaba al usuario a la cartilla de seguridad.

Por otra parte, en cumplimiento a este mismo numeral, se solicitó a ENERGÍA DE PEREIRA remitir evidencia de las campañas de información realizados a las comunidades aledañas a lugares donde se realizan trabajos de mantenimientos, ante lo cual, la empresa indica que esta información dirigida a la comunidad corresponde a:

*«(...) comunicar a todos nuestros usuarios donde nos encontramos realizando mantenimientos preventivos y correctivos, utilizando una paleta con el código QR de nuestra cartilla de riesgo eléctrico en conjunto con la señalización que se realiza en todas las zonas donde nos encontramos trabajando.»*

Sin embargo, el RETIE indica:

*«En el mantenimiento preventivo o correctivo de redes, el OR debe informar a los residentes cercanos al lugar del trabajo objeto del mantenimiento (en redes urbanas mínimo costado de la manzana donde se hace el mantenimiento), sobre los riesgos de origen eléctrico que se pueden ocasionar por inadecuadas prácticas que rompan las distancias mínimas de seguridad o la zona de servidumbres y dejen evidencias del hecho. Igual tratamiento se dará en los procesos de revisión y supervisión de las redes en aquellos lugares que a juicio del OR presentan mayor vulnerabilidad al riesgo de origen eléctrico.»*

Por lo cual desde la SSPD se recomienda que en los trabajos de mantenimiento las divulgaciones realizadas no correspondan únicamente a la cartilla de seguridad, dando mayor relevancia a los riesgos eléctricos asociados a las actividades de mantenimiento que se estén realizando y se encuentren dirigidas a los habitantes de la zona objeto de mantenimiento tal como lo indica el RETIE.

### **5.6.13.3. Identificación de riesgos de origen eléctrico – distancias de seguridad**

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

Con relación a lo indicado, el Artículo 13º: «*DISTANCIAS DE SEGURIDAD*» del RETIE, establece entre otros aspectos, lo siguiente, en relación con el riesgo eléctrico:

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

Condición por la cual el prestador deberá realizar las actuaciones necesarias con el fin de evitar la materialización de una condición de riesgo. Con relación a lo cual ENERGÍA DE PEREIRA, en el año 2023 realizó once (11) denuncias de riesgo eléctrico por situaciones de «inobservancia de las distancias de seguridad» en predios ubicados en los mercados de Pereira y Cartago dirigidas a la Alcaldía, Personería delegada del Medio Ambiente y Urbanismo y a la Secretaria de Seguridad y Convivencia Ciudadana. Casos en los cuales por parte de la SSPD se espera finalicen con acciones efectivas de mitigación de riesgo tal como ha sucedido en ocasiones anteriores en las cuales la SSPD confirma en segunda instancia las medidas determinadas por la empresa con miras en eliminar la posible situación de riesgo, por lo cual se le recomienda a la empresa realizar seguimiento a estas comunicaciones en función de continuar con la gestión del riesgo generado por estos presuntos incumplimientos al reglamento.

#### **5.6.13.4. Demostración de conformidad RETIE de instalaciones eléctricas**

En relación con lo establecido en el numeral 2.1.1. «Conformidad de la instalación» del RETIE, Resolución 90708 del 30 de agosto de 2013 del Ministerio de Minas y Energía, se 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 a lo anterior, la DTGE solicitó la documentación relacionada con el Dictamen de Inspección realizado por un Organismo de Inspección, como validador de las obras de remodelación que la empresa se encuentra realizando en la Subestación Diesel en el municipio

de Cartago, ante lo cual fueron remitidos los dictámenes a las instalaciones de distribución nuevas con número SM-793634 (Conexión circuito Santa María) , SM-793635 (Conexión circuito Caracolí), SM-793636 (Conexión TR1 34,5kV/13,2kV de 20MVA) y SM-793637 (Conexión TR2 34,5kV/13,2kV de 20MVA). Los cuales, están siendo objeto de verificación por parte de la SSPD.

#### **5.6.13.5. Sistemas de puesta a tierra**

En relación con los mantenimientos de los sistemas de puesta a tierra, el RETIE en su Artículo 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. (...)»*

Dentro de la información correspondiente a las subestaciones de la empresa, se tiene que en el año 2019 se realizó la última medición de tensiones de paso y contacto, resistencias de puesta a tierra y de campos electromagnéticos, informes que fueron remitidos a la SSPD, en los cuales especifican para algunas subestaciones que requerían ser ejecutar actividades de manera prioritaria en cumplimiento a lo establecido en el RETIE, las cuales se presentan en la Tabla 88, junto con la información recibida por la SSPD, correspondiente a las actividades requeridas.

**Tabla 88.** *Acciones correctivas contenidas en inspección realizada a SPT en 2019.*

Activo	Observaciones (Informe medición 2019)	Evidencias de actividades correctivas posteriores
PCH Libare	<i>«Es recomendable para la correcta operación de los descargadores de sobretensiones y la referencia a tierra de la masa de la planta que se instale un electrodo de puesta a tierra lo más cerca posible tanto del transformador como de la planta.»</i>	Diseño de nueva malla de puesta a tierra con fecha de 03 de marzo de 2022.

Activo	Observaciones (Informe medición 20219)	Evidencias de actividades correctivas posteriores
PCH Belmonte	«La PCH Belmonte tiene un valor de resistencia de puesta a tierra que no es el adecuado para su funcionamiento y para la disipación de las corrientes transitorias sin que generen potenciales peligrosos»	Se remite contrato cuyo objeto es la realización de obras eléctricas internas (normalización a la norma) de la PCH Belmonte con fecha de 2022.
Subestación Dos Quebradas 33kV	«Debido a las evidentes condiciones de riesgo de la actual malla de puesta a tierra de la subestación Dosquebradas a 33 kV, se hace necesario diseñar e instalar una nueva malla de puesta a tierra que cumpla con el control de las tensiones de contacto y de paso, la cual se debe unir a la malla existente.»	Por parte de la SSPD se recibe información relacionada a las actividades correctivas en malla de puesta a tierra con fechas de marzo de 2024.
Subestación Naranjito	«Es necesario aplicar un mantenimiento a las puestas a tierra de los transformadores de Potencia y el transformador auxiliar»	Se remite orden de trabajo correspondiente al Mantenimiento barraje 13.2 kV - Subestación Naranjito

Fuente. Elaboración propia a partir de información de ENERGÍA DE PEREIRA.

Por lo cual, la SSPD recomienda que en el siguiente ciclo de inspección y medición programado por la empresa entre finales de 2024 y 2025 para todas sus instalaciones se ponga especial atención en las instalaciones relacionadas anteriormente, dado que es necesario conocer la efectividad de las medidas tomadas ante los resultados de las últimas inspecciones. Adicional a lo cual, se recuerda que esas actividades correctivas no dan espera al siguiente ciclo de mantenimientos por lo cual se considera que las actividades realizadas en la Subestación Dos Quebradas tomaron demasiado tiempo en ser ejecutadas para corregir la situación de riesgo identificada.

Adicionalmente desde la SSPD se observa que en la información remitida no se evidencian los registros de las inspecciones visuales realizadas en cumplimiento al Artículo 15.6 del RETIE,

donde se establecen los periodos para realizar las inspecciones y mediciones se los sistemas de puesta a tierra:

*«(...) 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 <sup>(1)</sup> Inspección visual y mediciones (años)
Baja	1	5	1
Media	3	6	1
Alta y Extra Alta	2	4	1

Tabla 15.5. Máximo periodo entre mantenimientos de un SPT

(...))»

#### 5.6.14. Acceso a redes

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

##### 5.6.14.1. Resolución CREG 174 de 2021

Se analizaron aspectos relacionados con proyectos correspondientes a 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 (SIN).

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

#### **5.6.14.1.1. Estándares técnicos de disponibilidad**

El prestador indica en lo relacionado en el artículo 6 correspondiente a los estándares técnicos de disponibilidad del sistema en el nivel de tensión 1, que aplica el criterio del literal a) de la resolución ibídem, donde se indica que:

*«a) La sumatoria de la potencia máxima declarada de todos los GD y AGPE que entregan energía a la red, en un mismo circuito de nivel de tensión 1, debe ser igual o menor al 50% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. La capacidad nominal de una red está determinada por la capacidad del transformador que la alimenta. Cuando la capacidad nominal esté en unidades de kVA o MVA, se asume un factor de potencia igual a 1.»*

En cuanto a los literales b) y c) donde se indica que la cantidad total de energía que pueden entregar los GD y AGPE a la red para sistemas de producción de energía distinto al fotovoltaico con o sin capacidad de almacenamiento de energía, donde se indica que:

*«La cantidad de energía que un GD o un AGPE puede entregar a la red en una hora se asume como el valor de la potencia máxima declarada durante el período de una hora.»*

Aspecto sobre el cual, la empresa indicó que al no contar con infraestructura para realizar medición horaria en el 100% de los transformadores de distribución que opera la Empresa, no ha aplicado dichos criterios.

Al respecto, es importante resaltar que en la práctica dicha disposición revierte varias dificultades para su aplicación, así pues, la CREG le propuso a los Operadores de Red (OR) que indicaran una propuesta de metodología para hacer el cálculo de la demanda mínima, ratificado mediante el concepto 1038 de 2023, donde se indica que:

*«(...) si el OR no tiene la información completa, deberá usar la información real más actualizada posible para poder determinar la demanda mínima horaria del año anterior al de la solicitud de conexión, pero no se tiene regulado una*

*metodología específica a utilizar. Por lo tanto, y dado que el OR es propietario de la red que opera, será responsabilidad de este el usar la mejor información real y disponible, así como el definir el proceso de determinación de la mínima demanda horaria.»*

ENERGÍA DE PEREIRA, conforme lo indica la regulación ibídem informa que están aplicando el parágrafo 2, donde se estipula que en caso de no tener la posibilidad de no contar con la información para aplicar los criterios b) y c):

*«(...), el OR deberá aceptar las conexiones que le soliciten, y no podrá trasladar ninguna responsabilidad ante contingencias presentadas por este hecho.»*

#### **5.6.14.1.2. Sistemas de información de disponibilidad de la red y trámites en línea**

ENERGÍA DE PEREIRA, durante el desarrollo de la visita integral se realizó una revisión de la operatividad del aplicativo en relación a lo exigido en los artículos 7 y 8 correspondientes al Sistema de Información de Disponibilidad de la Red y para el Trámite en Línea respectivamente, incluyendo la publicación en la página web de los documentos requeridos, en relación a lo cual se encontró una aprobación parcial de la verificación realizada como se presenta en la Tabla 89 para los mercados de Pereira y Cartago, presentados en una única tabla, al manejar la misma plataforma.

**Tabla 89** Aplicación Artículos 7 y 8 - Resolución CREG 174 de 2021

ASPECTO	NOMBRE	VALOR MÁXIMO A OBTENER	PESO ASPECTO	VALOR OBTENIDO OR
CR	Aplicativo bajo 174 de 2021	1		1
SI	Aplicativo funcional	5	40%	3,8
CP	Cartilla y procedimientos	5	20%	5
EC	Estudio de conexión simplificado	5	15%	5
SL	Solicitud en línea	5	25%	5

ASPECTO	NOMBRE	VALOR MÁXIMO A OBTENER	PESO ASPECTO	VALOR OBTENIDO OR
<b>Puntaje de la verificación:</b>				
<b>PV</b>	4,52			
<b>¿El OR aprueba la verificación?</b>		<b>SI</b>		

Fuente: Elaboración DTGE

Al respecto, si bien el prestador cumple la mayoría de los aspectos revisados, en el artículo 7 correspondiente al Sistema de Información de Disponibilidad de Red, la regulación indica, entre otros que:

*«Durante el tiempo que dure la actualización mensual del sistema de información, de ser necesario, el OR dispondrá la información en formato de hoja de cálculo de uso común en su página web, que permita una búsqueda fácil para consulta de la ciudadanía. El OR debe publicar dicho formato en los quince (15) días hábiles siguientes a la publicación de la presente resolución.»*

ENERGÍA DE PEREIRA indicó que la actualización de la base de datos se realiza de manera automática generando una reserva de capacidad para un usuario particular que lo solicite a través del aplicativo. Asimismo, el prestador manifiesta que tienen comunicación constante con el proveedor del servicio para mantener la operatividad de la página con el apoyo de controles a través de la VPN.

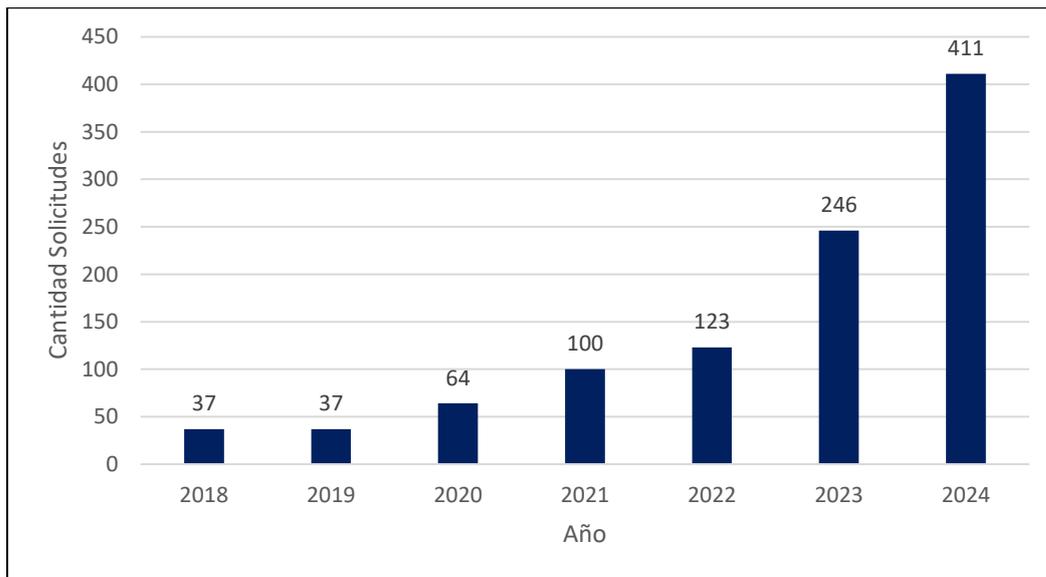
Si bien lo expuesto busca mitigar el riesgo de indisponibilidad del aplicativo y se encuentra enmarcado en la Resolución, es importante tener presente que, si el proveedor llegará a tener alguna dificultad que le impidiera dar el mantenimiento adecuado o dar una solución pronta a problemas con el Aplicativo, se podría materializar la indisponibilidad del sistema. Así pues, se hace necesario dejar la recomendación de disponer de la base de datos mencionada, como

mecanismo de respaldo para que los usuarios puedan realizar consultas en relación a proyectos relacionados con la resolución CREG 174 de 2021.

#### 5.6.14.1.3. Solicitudes de conexión y usuarios conectados

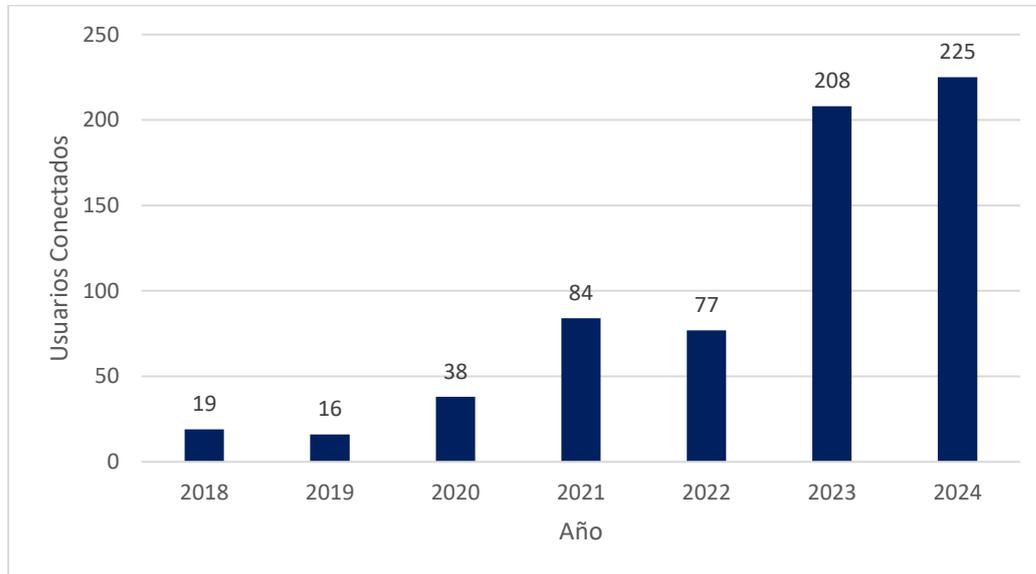
En lo relacionado con solicitudes de conexión, a la fecha de realización de la vista integral, como se presenta en la **Tabla 90**, han recibido 1018 solicitudes de conexión para los mercados de Pereira y Cartago, de las cuales el 40.37% corresponden al 2024. Asimismo, como se presenta en la **Tabla 91** de un total de 667 usuarios conectados, el 33.73% fueron realizadas en el 2024.

**Tabla 90.** Cantidad Solicitudes de Conexión 2018-2024



Fuente: Elaboración DTGE a partir de información suministrada por ENERGÍA DE PEREIRA

**Tabla 91. Usuarios Conectados 2018-2024.**



Fuente: Elaboración DTGE a partir de información suministrada por ENERGÍA DE PEREIRA

El prestador manifiesta que han tenido que reforzar su parte operativa, teniendo que destinar cuadrillas que estaban destinadas a otras labores a conexiones a usuarios AGPE debido al aumento de proyectos como se puede observar en la **Tabla 90** y **Tabla 91** precedentes.

ENERGÍA DE PEREIRA indicó que hay proyectos masivos, donde promotores entregan viviendas en conjunto con su respectivo sistema solar, como lo constituye un desarrollo urbanístico en el mercado de Pereira correspondiente a un condominio, donde en el 2023 energizaron 77 proyectos y en 2024, 75, bajo las características mencionadas.

En relación al artículo 16, donde se indican las condiciones bajo las cuales un proyecto AGPE, AGG o GD, requiere contrato de conexión, correspondiente a cuando los activos de conexión sean suministrados o instalados por el OR y cuando se requiera aumentar la capacidad de la red, el prestador manifiesta que no han tenido proyectos donde se requiera dicho documento.

#### **5.6.14.2. Resolución CREG 075 de 2021**

Se analizaron aspectos relacionados con proyectos correspondientes a 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 (SIN).

#### 5.6.14.2.1. Firma de contratos de conexión y comentarios a proyectos

En lo correspondiente a proyectos clase 1, la Resolución CREG 075 de 2021 en su artículo 31 indica en relación a la firma de contratos que:

*«Para suscribir el contrato, las partes tendrán un plazo de cuatro (4) meses, contado a partir de la fecha de emisión del concepto de conexión, y podrán incluir las garantías y los demás compromisos que acuerden entre ellas.»* Negrillas fuera del texto.

Al respecto, ENERGÍA DE PEREIRA presentó una relación de 5 proyectos con concepto UPME como se presenta en la **Tabla 92**. Proyectos Clase 1 con Firma de Contrato, con contrato firmado dentro de los tiempos regulatorios.

**Tabla 92.** *Proyectos Clase 1 con Firma de Contrato*

Fecha Concepto UPME	Capacidad Aprobada (MW)	Tecnología de Generación	Estado Firma Contrato
3/03/2023	4.95	FV	1/08/2023
1/03/2023	4.95	FV	1/08/2023
2/03/2023	4.99	FV	1/08/2023
2/03/2023	9.9	FV	1/08/2023
2/03/2023	9.9	FV	1/08/2023

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información suministrada por ENERGÍA DE PEREIRA

Por otro lado, para los 10 proyectos presentados en la **Tabla 93**, el prestador manifestó que realizó los respectivos comentarios a la UPME, conforme el artículo 10 de la Resolución ibídem:

*«(...) Es obligación del transportador, a su propio costo, revisar los estudios incluidos en la solicitud y entregar los respectivos comentarios a través de la ventanilla única, dentro de los veinte (20) días hábiles siguientes a la notificación. Los comentarios deberán ser todos aquellos que el transportador encuentre necesarios con respecto a los análisis y las conclusiones que los estudios contengan, y sobre los que*

considere que es importante llamar la atención del responsable de la asignación.  
(...)»

**Tabla 93.** *Proyectos con comentarios realizados a la UPME.*

Nombre Proyecto	Capacidad Solicitada (MW)	Tecnología de Generación
Parque Solar Santa María	9.9	FV
Parque Solar El Ingenio	9.9	FV
Parque Solar Muiscas	4.99	FV
Parque Solar La Julia	9.9	FV
Parque Solar Altagracia	9.9	FV
Proyecto Fotovoltaico Guayacán	9.9	FV
Alpes	9.9	FV
Andes	9.9	FV
El Danubio	4.99	FV
Solance	4.99	FV

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información suministrada por ENERGÍA DE PEREIRA

#### **5.6.14.2.2. Tiempos de respuesta a proyectos clase 2**

Se le solicito al prestador con relación a proyectos Clase 2, información relacionada con los tiempos de respuesta al Prestador en cada una de las etapas, desde la solicitud de conexión hasta la energización final del proyecto. Con relación a lo anterior, el Prestador remitió los archivos “3.6.7\_Pereira” y “3.6.7\_Cartago” con la información solicitada.

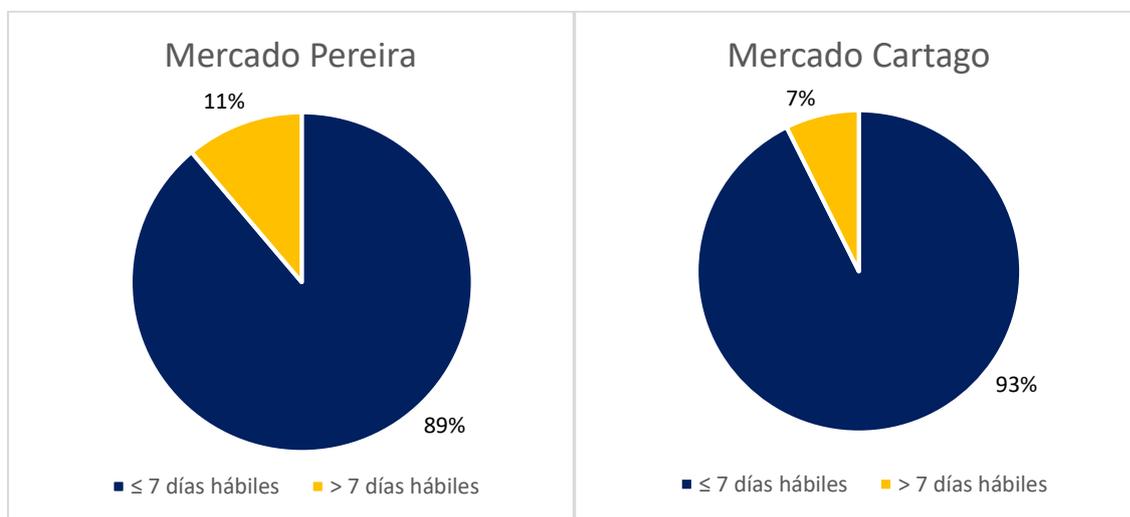
Al respecto, el artículo 43 Solicitud de Factibilidad del Servicio, indica que:

*«El responsable de la asignación tendrá un **plazo máximo de siete (7) días hábiles**, contados a partir de la fecha de radicación de la solicitud de factibilidad del servicio, para comunicarle formalmente al interesado los resultados del estudio de dicha solicitud y las condiciones particulares*

*requeridas para la conexión del proyecto, con independencia del nivel de tensión para el que se haya hecho.»* Negrillas fuera del texto.

En relación a lo anterior, en la **Figura 70** se presenta para los mercados de Pereira y Cartago de un total de 2749 y 735 solicitudes de factibilidad respectivamente, que el 11% y 7% se encontraron con tiempos superiores a 8 días hábiles, lo cual se encontraría por fuera de los tiempos regulatorios.

**Figura 70.** *Tiempos de respuesta a solicitudes de factibilidad*



Fuente: Elaboración DTGE a partir de información suministrada por ENERGÍA DE PEREIRA

Por otro lado, con relación a la revisión de diseños radicados, la Resolución CREG 174 de 2021 indica en su artículo que:

*«El responsable de la asignación de capacidad de transporte deberá revisar y responder sobre la solicitud de aprobación del estudio y/o diseño de conexiones en el nivel de tensión 1, dentro de los siete (7) días hábiles siguientes a la fecha en que haya sido radicado, y dentro de los quince (15) días hábiles para los demás niveles de tensión.»* Negrillas fuera del texto.

ENERGÍA DE PEREIRA remitió para el mercado de Pereira y Cartago un total de 118 y 17 proyectos, respectivamente, para la vigencia 2023, de los cuales se presenta un resumen en la

**Tabla 94.** De manera global para Pereira se observa que el 96.61% de los proyectos se encuentran dentro de los tiempos regulatorias, mientras que apenas un 3.39% de proyectos en el nivel de tensión 1 se encuentran por encima de dicho requerimiento regulatorio. Por otro lado, para los proyectos del mercado Cartago, no se encontraron tiempos por fuera de lo regulatorio.

**Tabla 94** *Tiempos de respuesta a revisiones de diseño*

Mercado	Nivel de tensión del punto de conexión	NT 1 ( $X < 1$ kV)		NT 2 ( $1 \text{ kV} \leq X < 30 \text{ kV}$ ) NT 3 ( $30 \text{ kV} \leq X < 57.5 \text{ kV}$ )	
		Tiempo regulatorio para respuesta	$\leq 7$ días hábiles	$> 7$ días hábiles	$\leq 15$ días hábiles
Pereira	Cantidad Proyectos	27	4	87	0
	Porcentaje	22.88%	3.39%	73.73%	0%
Cartago	Cantidad Proyectos	2	0	15	0
	Porcentaje	11.76%	0.00%	88.24%	0.00%

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información suministrada por ENERGÍA DE PEREIRA

#### 5.6.15. Resultados del Plan de gestión del riesgo de desastres (PGRD)

En el contexto de la revisión integral del PGRD de ENERGÍA DE PEREIRA, se llevó a cabo una reunión con los representantes de la empresa para evaluar el cumplimiento de las disposiciones establecidas en el Decreto 2157 de 2017. El encuentro contó con la participación de diversas figuras clave, incluyendo la Líder de Planeación Estratégica, la Líder del Sistema Integrado de Gestión, el Gestor de Asuntos Regulatorios, así como con profesionales del área de Seguridad y Salud en el Trabajo y Gestión Ambiental. El propósito principal fue la presentación y análisis de los resultados obtenidos en la evaluación del PGRD correspondiente al año 2023, así como la discusión de los avances para el año 2024.

Respecto del análisis del Cumplimiento del PGRD, durante la sesión, se presentó que el PGRD no alcanzó los estándares mínimos exigidos por la normativa vigente, con un cumplimiento global del 48.57%. Se identificaron áreas clave que requieren ajustes y mejoras sustanciales para alinearse con los lineamientos del Decreto 2157 DE 2017. En particular, las evaluaciones en las áreas de Conocimiento del Riesgo y Manejo de Desastres presentaron un cumplimiento

parcial con puntajes del 55.88% y 52.78%, respectivamente. Sin embargo, los componentes de Reducción del Riesgo y Gobernanza reflejaron importantes deficiencias, con niveles de cumplimiento del 16.67% y 33.33%, lo cual evidencia un posible incumplimiento significativo en estos aspectos fundamentales.

A través de la mencionada reunión, se hizo énfasis por parte de la SSPD en la necesidad de incluir la actividad de generación de energía eléctrica que desarrolla la Empresa, en el contexto de la elaboración del PRGD de ENERGÍA DE PEREIRA.

A partir de los resultados presentados, se concluyó la necesidad de reestructurar el PGRD general para que cumpla cabalmente con lo dispuesto en el Decreto 2157 DE 2017. Asimismo, se destacó la importancia de formular un PGRD específico para cada una de las infraestructuras operativas bajo la administración de ENERGÍA DE PEREIRA, lo que implica la adecuación de los planes según las particularidades de cada instalación. Esta recomendación responde al Decreto 2157 de 2017 (Subsección 2, Artículo 2.2.6), que exige la individualización de los planes de gestión en función de los riesgos inherentes a cada infraestructura crítica.

Como resultado de la visita, la empresa se comprometió a presentar un nuevo PGRD para la vigencia 2024, el cual abarca todas las actividades e infraestructuras incluidas en la prestación del servicio eléctrico. Además, el prestador acordó remitir un plan de trabajo detallado con etapas y fechas específicas, con el objetivo de garantizar el cumplimiento progresivo de los requerimientos normativos. Dicho plan incluirá la entrega tanto del PGRD General como de los planes por infraestructura, siguiendo estrictamente las disposiciones establecidas en el Decreto 2157 de 2017.

A la luz de lo antes señalado, la evaluación del PGRD de ENERGÍA DE PEREIRA para el año 2023 mostró importantes áreas de oportunidad en la gestión del riesgo. A pesar de los esfuerzos realizados, el nivel de cumplimiento actual refleja la necesidad de realizar ajustes significativos en la estructura y ejecución del plan. La implementación de un enfoque diferenciado para cada infraestructura, así como la mejora en los componentes de Reducción del Riesgo y Gobernanza, serán cruciales para alcanzar los estándares normativos requeridos. La empresa ha manifestado su disposición para trabajar en conjunto con la SSPD en la

implementación de las mejoras necesarias, lo cual se vio reflejado en el plan de trabajo presentado el 11 de octubre de 2024.

#### **5.6.16. Visita a infraestructura eléctrica**

Durante la visita al prestador se realizó recorrido por los centros de control, almacenes y varias de las subestaciones atendidas por ENERGÍA DE PEREIRA, tanto en el mercado Pereira, como Cartago. Dentro de la ruta de inspección se visitaron las siguientes subestaciones:

##### Pereira:

- Subestación Pavas.
- Subestación Cuba
- Subestación Dosquebradas
- Subestación Centro

##### Cartago

- Santa María
- Panta Diesel

Nodos eléctricos, en los que se hicieron diferentes anotaciones relacionadas con condiciones que podrían estar incumpliendo a las disposiciones reglamentarias definidas en el RETIE, en aspectos como:

- i. Falta de foso anti derrames en algunos de los transformadores de potencia.
- ii. Falta marcación de las fases de las líneas y circuitos.
- iii. Aislamiento de varios equipos de patio con fisuras, rupturas (falta de pedazos).
- iv. Demarcación de áreas de trabajo.
- v. Falta de equipos de detección de humo e iluminación contiguo a las celdas de distribución
- vi. Entre otros.

Sobre el particular, vale la pena resaltar que el Prestador remitió, como cumplimiento a lo establecido en el acta de visita, un documento titulado. “**Acciones Componente Técnico**

**Reposición en Subestaciones.** De acuerdo con lo estipulado en el acta de visita realizada del 25 al 27 de septiembre 2024. SSPD – EEP”, a través del cual, indican manera puntual para cada uno de los hallazgos realizados, el plan de mejora establecido al interior de esa organización, detallando entre otros: i) los tiempos en los que espera dar cumplimiento, ii) el responsable de la tarea, iii) las razones que motivan el proyecto.

### 5.7. Aspectos Calidad y reporte de la información al SUI

A continuación, se presenta la Información del cumplimiento de los reportes por parte de la ENERGÍA DE PEREIRA al Sistema Único de Información – SUI.

#### 5.7.1. Inscripción y actualización RUPS

El prestador ENERGÍA DE PEREIRA realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS bajo imprimible No. 202422073432159 del 26 de febrero del 2024 donde realizó el registro de los siguientes datos:

- Fecha de constitución: 16 de mayo de 1997.
- Fecha de inicio de operaciones: 16 de mayo de 1997.
- NIT: 816002019-9
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica
- Actividades Desarrolladas en la **Tabla 95** :

**Tabla 95** Registro actividades RUPS

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha Final
Energía	Comercialización	16/05/1997	-
Energía	Distribución	16/05/1997	-
Energía	Generación	16/05/1997	

**Fuente:** Registro Único de Prestadores (RUPS)

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

### 5.7.2. 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 6 reportes en estado pendiente para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador se evidencia en la **Figura 71**

**Tabla 96** *Porcentaje de cargue*

ID Empresa	Empresa	Año	Certificado	Certificado No Aplica	Pendiente	Porcentaje Cargue
2073	EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	2023	390	29	0	100 %

**Fuente:** Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 18/10/2024.

Tomando como base, el porcentaje de cargue de la **Tabla 96**, el prestador, para la vigencia 2023, no tiene formatos pendientes. Cabe destacar que para las vigencias anteriores al 2023, el prestador cuenta con formatos pendientes, los cuales durante el transcurso de esta integral fueron revisados en compañía del prestador.

Para los demás formatos, el prestador manifestó que, se pondría al día con el cargue de la información en el SUI antes del 04 de octubre de 2024; verificando el estado de cargue se evidencia que el prestador ha cumplido con los compromisos y se encuentra en la corrección de los formatos pendientes, aunque existen aún varios formatos pendientes.

Evaluando la oportunidad de cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, del año 2023 se pudo constatar que la ENERGÍA DE PEREIRA presentó el 84.25% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes, (**Tabla 97**).

**Tabla 97 Oportunidad en el cargue**

Variable	Fuera de Término	Con Oportunidad
Cantidad N°	66	353
Porcentaje %	15.75%	84.25%

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 18/10/2024.

**Figura 71 Oportunidad de Cargue**



Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 18/10/2024.

En cuanto a reversiones, durante 2023 ENERGÍA DE PEREIRA solicitó las relacionadas en la **Tabla 98**

**Tabla 98 Formatos Reversados**

Año de la solicitud de reversión	Nombre formato o formulario reversado	Periodo	Fecha de ejecución
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	6	2023-01-04 14:41:44
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	7	2023-01-04 14:41:44
2023	PI1. Inventario Planes	4	2023-01-04 08:43:59
2023	PI2. Planes Seguimiento	1	2023-01-04 08:44:00
2023	PI2. Planes Seguimiento	1	2023-01-04 08:44:00
2023	PI3. Inventario Proyectos	1	2023-01-04 08:44:01
2023	PI4. Proyectos Seguimiento	1	2023-01-04 08:44:09

Año de la solicitud de reversión	Nombre formato o formulario reversado	Periodo	Fecha de ejecución
2023	PI4. Proyectos Seguimiento	1	2023-01-04 08:44:09
2023	PI1. Inventario Planes	2	2023-01-04 08:44:13
2023	PI3. Inventario Proyectos	1	2023-01-04 08:44:17
2023	PI2. Planes Seguimiento	1	2023-01-04 08:44:22
2023	TT2. Inventario Transformadores	7	2023-01-23 08:28:19
2023	TT2. Inventario Transformadores	10	2023-01-23 08:28:19
2023	TT2. Inventario Transformadores	12	2023-01-23 08:28:19
2023	PI1. Inventario Planes	4	2023-01-25 07:12:33
2023	PI2. Planes Seguimiento	1	2023-01-25 07:12:30
2023	PI2. Planes Seguimiento	1	2023-01-25 07:12:30
2023	PI3. Inventario Proyectos	1	2023-01-25 07:12:27
2023	PI4. Proyectos Seguimiento	1	2023-01-25 07:12:25
2023	PI4. Proyectos Seguimiento	1	2023-01-25 07:12:25
2023	PI1. Inventario Planes	2	2023-01-25 07:12:20
2023	PI3. Inventario Proyectos	1	2023-01-25 07:12:19
2023	PI2. Planes Seguimiento	1	2023-01-25 07:12:21
2023	TC1. Inventario de Usuarios	3	2023-02-15 09:06:04
2023	TP1. Tabla Código Paridad	1	2023-02-14 11:28:05
2023	PI1. Inventario Planes	3	2023-02-20 08:59:47
2023	PI3. Inventario Proyectos	4	2023-02-20 08:59:48
2023	PR9. Índices Anuales de Cálculos de Perdidas	1	2023-02-28 10:07:40
2023	PR9. Índices Anuales de Cálculos de Perdidas	1	2023-02-28 10:11:32
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	1	2023-03-14 13:26:44
2023	TT5. Información de Accidente Origen Eléctrico	2	2023-03-23 12:20:42
2023	S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES	11	2023-05-30 16:01:09
2023	S2. Giros Recibidos y Efectuados	11	2023-05-30 16:02:33
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	4	2023-08-08 21:44:53
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	5	2023-08-08 21:44:53
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	6	2023-08-08 21:44:58
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	7	2023-08-08 21:44:53
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	8	2023-08-08 21:44:53
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	9	2023-08-08 21:44:53

Año de la solicitud de reversión	Nombre formato o formulario reversado	Periodo	Fecha de ejecución
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	10	2023-08-08 21:44:53
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	11	2023-08-08 21:44:53
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	12	2023-08-08 21:44:53
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	1	2023-08-08 21:44:54
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	2	2023-08-08 21:44:54
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	3	2023-08-08 21:44:54
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	4	2023-08-08 21:44:54
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	5	2023-08-08 21:44:54
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	6	2023-08-08 21:53:19
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	7	2023-08-08 21:53:19
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	8	2023-08-08 21:53:19
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	9	2023-08-08 21:53:19
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	10	2023-08-08 21:53:19
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	11	2023-08-08 21:53:19
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	12	2023-08-08 21:53:19
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	1	2023-08-08 21:53:19
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	2	2023-08-08 21:53:19
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	3	2023-08-08 21:53:19
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	4	2023-08-08 21:53:19
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	5	2023-08-08 21:53:19
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	6	2023-08-08 21:53:19
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	7	2023-08-08 21:53:19
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	9	2023-08-08 21:53:19
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	10	2023-08-08 21:53:19
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	11	2023-08-08 21:53:20
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	12	2023-08-08 21:53:20
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	1	2023-08-08 21:53:20
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	2	2023-08-08 21:53:20
2023	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	3	2023-08-08 21:53:20
2023	MM1. Ficha Técnica Publicación Convocatoria	0	2023-08-30 13:57:55
2023	TC2. Facturación de Usuarios	5	2023-09-13 13:38:12
2023	S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES	4	2023-09-13 13:18:26

Año de la solicitud de reversión	Nombre formato o formulario reversado	Periodo	Fecha de ejecución
2023	TT5. Información de Accidente Origen Eléctrico	1	2023-10-30 11:29:16
2023	TC1. Inventario de Usuarios	8	2023-11-01 06:43:55
2023	TC1. Inventario de Usuarios	7	2023-11-20 21:21:27

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 18/10/2024.

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:

«(...)

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

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

(...))»

De acuerdo a lo antes mencionado, el prestador cumple, esto debido al porcentaje de oportunidad de cargue de la información reportada en el SUI de los formatos habilitados al prestador (84.25% con oportunidad) y establecidos las fechas límites de cargue en los lineamientos de la Resoluciones SSPD No. 20192200020155 de 2019 y SSPD No. 20212200012515 de 2021.

Ahora bien, es necesario tener en cuenta la cantidad total de solicitudes de reversiones del prestador para el año 2023 (74 reversiones) de las cuales 4 reversiones son del tópico Comercial y de Gestión y las otras 70 reversiones hacen referencia a los formatos Técnico operativo de la resolución antes mencionada.

### **5.8. Normas Generales de Comportamiento**

Para la evaluación integral respecto de las reglas generales de comportamiento se procedió inicialmente con la revisión y visualización de cada uno de los procedimientos que están relacionados con el cumplimiento de la Resolución CREG 080 de 2019. Estos se visualizan en la página web de la empresa [https://www.eep.com.co/es/igs\\_documentos/listado/326/](https://www.eep.com.co/es/igs_documentos/listado/326/), los cuales se muestran en la **Figura 72**.

**Figura 72** Visualización normas de comportamiento página web ENERGÍA DE PEREIRA



Fuente: imagen tomada página web de la empresa

Al respecto la empresa publicó en su página web: <https://www.eep.com.co/es/>, la información pertinente a los procedimientos citados en la norma, de tal manera que se informa a los usuarios los distintos aspectos y procedimientos que consideran deben conocer los usuarios, con el fin de obtener respuesta clara a las solicitudes que realicen a la empresa, estos procedimientos se relacionan en la **Tabla 99** con su respectivo enlace:

**Tabla 99** Procedimientos publicados ENERGÍA DE PEREIRA - Resolución CREG 080

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Declaración de cumplimiento de reglas de comportamiento.	<a href="https://www.eep.com.co/es/igs_documentos/listado/326/">https://www.eep.com.co/es/igs_documentos/listado/326/</a>
Acceso a la Prestación del servicio de energía eléctrica al Usuario	<a href="https://www.eep.com.co/es/iinternas/vinculacion/">https://www.eep.com.co/es/iinternas/vinculacion/</a>
Procedimiento cambio de comercializador	<a href="https://www.eep.com.co/es/igs_documentos/listado/294/">https://www.eep.com.co/es/igs_documentos/listado/294/</a>
Normas Técnicas EEP	<a href="https://www.eep.com.co/es/igs_documentos/listado/298/">https://www.eep.com.co/es/igs_documentos/listado/298/</a>
Manual de atención al usuario	<a href="https://s3.pagegear.co/463/70/ita/2024/manual_de_servicio_y_atencion_usuario.pdf">https://s3.pagegear.co/463/70/ita/2024/manual_de_servicio_y_atencion_usuario.pdf</a>

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Contrato de condiciones uniformes	<a href="https://www.eep.com.co/es/igs_documentos/listado/246/">https://www.eep.com.co/es/igs_documentos/listado/246/</a>
Política de Tratamiento de Datos Personales EEP	<a href="https://www.eep.com.co/es/igs_documentos/listado/329/">https://www.eep.com.co/es/igs_documentos/listado/329/</a>
Exención Contribución	<a href="https://www.eep.com.co/es/iinternas/beneficios/">https://www.eep.com.co/es/iinternas/beneficios/</a>
Cartilla de Autogeneradores	<a href="https://energiapereira.eep.com.co/Autogeneradores/Cartilla_AGPE_DG_EEP.pdf">https://energiapereira.eep.com.co/Autogeneradores/Cartilla_AGPE_DG_EEP.pdf</a>
Procedimiento Control de Tensión	<a href="https://energiapereira.eep.com.co/Autogeneradores/Documentos/Procedimiento_General.pdf">https://energiapereira.eep.com.co/Autogeneradores/Documentos/Procedimiento_General.pdf</a>
Portal PQR y Manual de usuario	<a href="https://peticiones-quejas-reclamos.eep.com.co:40999/">https://peticiones-quejas-reclamos.eep.com.co:40999/</a>
Reporte Consumo Estacional - Resolución CREG 105 007 de 2024	<a href="http://201.236.222.165:15058/">http://201.236.222.165:15058/</a>
Cumplimiento Resolución CREG 101 035 de 2024	<a href="https://www.eep.com.co/es/resolucion-creg-101-035-de-2024-PG164">https://www.eep.com.co/es/resolucion-creg-101-035-de-2024-PG164</a>
Información para niños	<a href="http://energiadepereira.eep.com.co:15037/">http://energiadepereira.eep.com.co:15037/</a>
Cartillas de seguridad del usuario	<a href="https://www.eep.com.co/es/ipaginas/ver/G2/148/cartilla-de-seguridad-del-usuario/">https://www.eep.com.co/es/ipaginas/ver/G2/148/cartilla-de-seguridad-del-usuario/</a>
Calendario de Suspensiones Programadas	<a href="https://www.eep.com.co/es/isuspensiones/">https://www.eep.com.co/es/isuspensiones/</a>
Noticias importantes	<a href="https://www.eep.com.co/es/ieventos/">https://www.eep.com.co/es/ieventos/</a>

**Fuente:** información de la empresa - construida DTGE

De la revisión general de los procedimientos, se observó que la empresa tiene establecido y publicados los procedimientos que determinó eran necesarios para dar cumplimiento a la normativa citada, al realizar la revisión de los citados procedimientos y documentos se encontró que dan cumplimiento a la premisa establecida por la CREG en cuanto a la información que los agentes deben suministrar a sus usuarios sea clara y sencilla, adicional de estar disponible.

De acuerdo con lo anterior, se encontró que a nivel general los procedimientos y la información suministrada por ENERGÍA DE PEREIRA 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:**

**Tabla 100. Relación hallazgos para la Empresa de ENERGÍA DE PEREIRA.**

<b>N.º</b>	<b>Criterio</b>	<b>Condición evaluada</b>	<b>Evidencia / soporte</b>	<b>Estado de cumplimiento</b>
1.	<b>Código de Medida.</b> Mantenimiento del sistema de medición	Artículo 28	Información remitida por la empresa	NO CUMPLE
2.	<b>Reglamento de Comercialización:</b> Respuesta a las solicitudes dentro de los plazos máximos permitidos.	Artículos 47 y 56	Información remitida por la empresa	NO CUMPLE
3.	<b>FSSRI:</b> (Corresponde al hallazgo Nro. 44. FSSRI del acta de visita de fecha: 25 al 27 de septiembre de 2024). Se requiere sustentar y/o reversar la información, dadas las diferencias presentadas entre el número de suscriptores subsidiados (estratos 1, 2 y 3), así como los sujetos a contribución correspondientes a: 5, 6, comercial, industrial, dadas las diferencias presentadas durante la vigencia 2022 y 2023. Considerar los resultados de las diferencias identificadas, en el contenido del presente documento.	Sustentación sobre las diferencias presentadas o documento que solicite la reversión de los formatos TC1/TC2	Documento que sustente las diferencias o solicitud de reversión del formato TC1/TC2	NO CUMPLE
4.	<b>FSSRI:</b> (Corresponde al hallazgo Nro. 45. FSSRI del acta de visita de fecha: 25 al 27 de septiembre de 2024).	Reversión efectiva de la información sujeta a cambios en el SUI	Reporte de la información ajustada y correcta al SUI.	NO CUMPLE

N.º	Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
	<p>Se requiere sustentar y/o reversar los valores reportados en el SUI en los formatos de S1 para las variables: “Giros efectuados” mes de abril 2022, “Contribuciones Facturadas” y “Contribuciones no recaudadas después de 6 meses” mes de octubre 2022, “Giros Recibidos” mayo y junio 2023.</p>			
5.	<p><b>FSSRI:</b> (Corresponde al hallazgo Nro. 46. FSSRI del acta de visita de fecha: 25 al 27 de septiembre de 2024). Se requiere sustentar y/o reversar los valores reportados en el SUI en los formatos S2 para las variables: “Giros Recibidos” mayo y junio 2023.</p>	<p>Reversión efectiva de la información sujeta a cambios en el SUI</p>	<p>Reporte de la información ajustada y correcta al SUI.</p>	<p>NO CUMPLE</p>
6.	<p><b>FSSRI:</b> (Corresponde al hallazgo Nro. 47. FSSRI del acta de visita de fecha: 25 al 27 de septiembre de 2024). Se requiere sustentar y/o reversar los valores reportados en el SUI en los formatos de S10 para las variables: “Contribuciones No recaudadas después de 6 meses” y “Contribuciones recaudadas después de</p>	<p>Reversión efectiva de la información sujeta a cambios en el SUI</p>	<p>Reporte de la información ajustada y correcta al SUI.</p>	<p>NO CUMPLE</p>

N.º	Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
	conciliado su no recaudo” para abril 2023.			
7.	<b>FSSRI:</b> (Corresponde al hallazgo Nro. 48. FSSRI - FOES del acta de visita de fecha: 25 al 27 de septiembre de 2024). Se requiere sustentar y/o reversar la información reportada en el SUI en el formato TC1., respecto a la condición especial en la caracterización de los Usuarios Beneficiarios del descuento y/o Exención Tributaria, dadas las diferencias presentadas respecto a la información reportada y la información aportada en el marco de la evaluación Integral.	Reversión efectiva de la información sujeta a cambios en el SUI	Reporte de la información ajustada y correcta al SUI.	NO CUMPLE
8.	Subsidios: (Corresponde al hallazgo Nro. 49. FSSRI - FOES del acta de visita de fecha: 25 al 27 de septiembre de 2024). Se requiere sustentar y/o reversar la información reportada en el SUI sobre las diferencias presentadas entre las cifras relacionadas en los diferentes mercados para las variables de subsidios y contribuciones,	Reversión efectiva de la información sujeta a cambios en el SUI	Reporte de la información ajustada y correcta al SUI.	NO CUMPLE

N.º	Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
	giros recibidos y efectuados que involucran los formatos TC2, S1, S2 para las vigencias 2022 y 2023, consolidadas en la Tabla 33 del presente documento de evaluación integral.			
9.	RETIE	No se realizan campañas para instruir a los usuarios en cumplimiento al Artículo 26.2 del RETIE mediante la factura o volantes anexos a esta.	Radicado SSPD 20245294165272	NO CUMPLE
10.	RETIE	No se encuentran registros de las inspecciones visuales realizadas a los sistemas de puesta a tierra de las subestaciones en cumplimiento al Artículo 15.6 del RETIE.	Radicado SSPD 20245294165272	NO CUMPLE
11.	ACCESO A REDES	Tiempos de respuesta exigidos en la Resolución CREG 075 de 2021, artículos 43 y 44.	Archivos 3.6.7_Cartago y 3.6.7_Pereira	NO CUMPLE
12.	PGRD	No se cuenta con PGRDs generales y específicos para la vigencia 2023 y/o documento con todos los requerimientos DECRETO 2157 DE 2017, para la vigencia 2023.	Radicado SSPD 20245290795332	NO CUMPLE
13.	Calidad del servicio en el SDL	Los soportes de exclusiones para los eventos con causal Catástrofes naturales, no cuentan con los soportes exigidos regulatoriamente para los mercados de Pereira y	Radicado SSPD 20245294165272 (Soportes de exclusiones)	NO CUMPLE

N.º	Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
		Cartago (Cumplimiento CREG 015 de 2018)		
14.	Calidad del servicio en el SDL	Cumplimiento del indicador de calidad media SAIFI definido por la CREG en 2023.	SUI formato CS1 y plataforma indica de XM (mercado Pereira)	NO CUMPLE
15.	Compromiso No. 37 SUI: Allegar soporte de certificación de los formatos: TC2. Facturación de Usuarios 08M2024	Cargue de información	El prestador reporta que el OR no cargo en SUI un registro en el formato TC1 por ende no le deja certificar el formato.  La SSPD valida el estado de cargue del formato TC1 del OR para el periodo 08M2024 y continua en estado pendiente.	NO CUMPLE
16.	Compromiso No. 39 SUI: Allegar soporte de certificación de los formatos: TC6. Detalle Facturación AP 08M2024 T2. Garantías Financieras 09M2024 S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES 08M2024 S2. Giros Recibidos y Efectuados 08M2024	Cargue de información	El prestador envía soporte de la certificación de los formatos T2, S1, S2, S9, S10, PR8, E11, TT9 y desde la SSPD se valida el cargue en base de datos. Quedando pendiente la certificación de los formatos TC6	NO CUMPLE

N.º	Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
	S9. Facturas Base Aplicación FOES 08M2024 S10. Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses y Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recaudó 08M2024 T15.Costo Prestación Servicio Usuarios No Regulados y Alumbrado Público 08M2024 PR8. Índices Intermedios Cálculos Pérdidas 08M2024 EI1. Encuesta Inventario 09M2024 TT9. Ajuste de Eventos 09M2024		y T15, el OR Air-e y Afinia no ha certificado el formato TC1.	
17.	Compromiso No. 40 SUI: Allegar soporte de certificación y/o mesas de ayuda de los formatos:  FORMATO 1 - 20256 E2 ENERGIA EFICIENTE S.A. E.S.P 07M2017 TC2. Facturación de Usuarios 08M2022  TC6. Detalle Facturación AP 08M2022  T15.Costo Prestación Servicio Usuarios No	Cargue de información	Se informa al prestador crear una mesa de ayuda en SUI para la inhabilitación del FORMATO 1.  Pendiente la certificación de los formatos TC2, TC6 y T15 La SSPD informa al prestador que ya se aprobó la reversión	NO CUMPLE

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

N.º	Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
	Regulados y Alumbrado Público 08M2022		solicitada por el OR	

Fuente: Elaboración DTGE.

## 7. ACCIONES CORRECTIVAS DEFINIDAS

### 7.1. Aspectos Comerciales

Se requiere que el prestador establezca las acciones de mejora, necesarias para garantizar la calidad, completitud y oportunidad en el reporte de información al Sistema Único de Información SUI de esta Superintendencia, considerando lo señalado en el artículo 4º. 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”».

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

## 7.2. Aspectos Técnicos Operativos

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 ENERGÍA DE PEREIRA, de acuerdo con los lineamientos establecidos en el mencionado decreto.

## 8. CONCLUSIONES

### 8.1. Aspectos Administrativos y Financieros

- ENERGÍA DE PEREIRA presenta márgenes de rentabilidad positivos a nivel general y a nivel de los accionistas. La empresa es viable operacionalmente y al cierre del año 2023 presenta un flujo de caja suficiente para cubrir sus actuales deudas financieras y de corto plazo.
- La empresa presenta una eficiencia en su operación relativamente estable. Al respecto, la rotación de cartera se ubica en 54 días y al profundizar en ella se observa una mejora en la edad de cartera para el cierre del año 2023; de igual forma, el ciclo operacional es negativo con una rotación de proveedores calculada en 70 días.
- No se observa una alerta crítica sobre el negocio en marcha de parte del Auditor Fiscal y del Auditor Externo de Gestión y Resultados (AEGR); en ninguno de los dos se observan salvedades ni opiniones que alerten sobre algún riesgo que ponga en peligro la hipótesis del negocio en marcha.
- Se destaca la calificación de la empresa por parte de la calificadora de riesgo BRC Ratings – S&P Global S.A. Sociedad Calificadora de Valores, la cual otorgó a ENERGÍA DE PEREIRA la calificación de capacidad de pago de AA, al respecto destacamos lo enunciado por la calificadora: *“Destacamos los niveles adecuados de liquidez que mantuvo EEP durante 2023, que se evidencian en una generación de caja operativa cercana a los COP123,699 millones, que es un 38% superior al registro de 2022. Este resultado se deriva de la generación positiva de utilidades de la compañía, los altos niveles de recaudo en torno al 100%, y las políticas de administración de capital de*

*trabajo que permitieron dar un manejo adecuado a la finalización del contrato de mantenimiento con las empresas de la costa”.*

- Se realizó un análisis más profundo al endeudamiento financiero de la empresa concluyendo que los escenarios de estrés en el corto y mediano plazo distan de ser un factor que pongan en riesgo la viabilidad financiera de la empresa. Por ejemplo, se estima que una caída del 50% en el Ebitda podría generar un estrés importante en el cumplimiento de las obligaciones financieras, inversiones en Capex y cumplimiento a proveedores, sin embargo, este factor depende del manejo administrativo de la empresa, el cual, se presume, tiene las cualidades para continuar manteniendo los resultados financieros de acuerdo al comportamiento de los últimos tres años.
- Por último, se resalta la permanencia de la empresa en riesgo medio-bajo de acuerdo al modelo de Riesgo implementado con base en las Resoluciones CREG 072 de 2002 y su modificatoria CREG 034 de 2004. Sin embargo, existe un margen de mejora para la empresa en términos de la administración de sus costos directos al identificar que los altos precios en bolsa constituyen un reto en la planificación de la demanda de energía (exposición en bolsa), ya que este factor motivó la pérdida de un punto porcentual en el margen bruto de ganancia en el año 2023. Mejorar este factor puede mejorar el flujo de caja proyectado de la empresa que actualmente, en su proyección, no está cumpliendo con la política de la compañía de mantener en efectivo el 20% de las compras de energía más un porcentaje de la nómina.

## **8.2. Aspectos Comerciales**

- No se identificó ningún incumplimiento en la aplicación del régimen tarifario vigente en Colombia. De igual manera, no se observaron diferencias entre los cálculos tarifarios realizados por la DTGE y los que fueron publicados y aplicados por ENERGÍA DE PEREIRA para los mercados de Pereira y Cartago durante la vigencia 2023.

Si bien el prestador atendió las observaciones y compromisos identificados en el desarrollo de la presente evaluación integral, es pertinente indicar que aquellos compromisos que involucren la reversión de información reportada en el SUI, se darán como cumplidos una vez que se cuente con el nuevo reporte de la información corregida

en el SUI, garantizando de tal forma, que la información que repose en nuestro sistema de información como mecanismo oficial, cuente con la información de calidad requerida.

### 8.3. Aspectos Técnicos Operativos

- ENERGÍA DE PEREIRA, para la vigencia 2023, realizó un adecuado manejo de sus compensaciones al no presentar horas de compensación por superar las MHAIA (Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Acumulada).
- ENERGÍA DE PEREIRA dispone de manera adecuada del aplicativo conforme a los artículos 7 y 8 de la Resolución CREG 174 de 2021 en lo relacionado con el aplicativo para consultar la disponibilidad de la red y trámite en línea.
- ENERGÍA DE PEREIRA debe mejorar sus tiempos de respuesta en relación a lo establecido en la Resolución CREG 075 de 2021, en especial en lo correspondiente a solicitudes de factibilidad por parte de los usuarios.
- La evaluación integral del PGRD de ENERGÍA DE PEREIRA para la vigencia 2023 reveló importantes áreas de oportunidad para mejorar la alineación con los requisitos del Decreto 2157 de 2017. Con un cumplimiento global del 48.57%, se evidenciaron deficiencias significativas en los componentes de Reducción del Riesgo y Gobernanza, que registraron niveles de conformidad del 16.67% y 33.33% respectivamente. Estos hallazgos subrayan la necesidad urgente de reestructurar el PGRD general y de desarrollar planes específicos para cada infraestructura crítica, tal como lo establece la normativa vigente. La empresa ha mostrado disposición para implementar las recomendaciones presentadas, comprometiéndose a entregar un nuevo PGRD de la vigencia 2024, así como un plan de trabajo detallado que aborde progresivamente las acciones correctivas necesarias. Este enfoque diferenciado será clave para fortalecer la capacidad de respuesta ante emergencias y asegurar la continuidad operativa bajo un marco de gestión del riesgo más robusto y eficiente. Es pertinente recordar que el prestador deberá evaluar los mecanismos necesarios para atender todas las exigencias establecidas en el Decreto 2157 de 2017. Además, la formulación y actualización del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres - PGRD, no exime a ENERGÍA DE PEREIRA 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.

- Para el año 2023 ENERGÍA DE PEREIRA registra un indicador SAIFI de 12,1 veces, superando en 3,1 veces el indicador de referencia estipulado por la CREG mediante la resolución particular CREG 178 de 2019. Por lo anterior, el prestador sobrepasó la meta establecida por la CREG, en lo que se refiere a calidad media del servicio.
- Con los resultados de la revisión de soportes de exclusión de eventos, se evidenció que ENERGÍA DE PEREIRA SA ESP tiene falencias en la correcta aplicación del esquema de exclusiones, por lo tanto, los indicadores de duración y frecuencia de interrupciones de los mercados de Pereira y Cartago podrían presentar inconsistencias en sus cálculos.
- Con respecto al plan de inversiones, ENERGÍA DE PEREIRA presenta a lo largo del periodo tarifario (2019 a 2023) ejecución en unidades constructivas de 73.432 MCOP 2017 para mercado de Pereira y Cartago de 31.239 MCOP 2017, equivalentes a nivel de ejecución de 87,15% y 117,63% respectivamente; estando a cargo de las inversiones de Cartago a partir de abril de 2020 como parte de la Alianza Estratégica establecida con EMCARTAGO. Estas inversiones han estado principalmente orientadas al robustecimiento del SDL y STR, fortalecimiento de la confiabilidad del sistema y aumento de capacidad de expansión y renovación tecnológica de equipos de comunicación y control en subestaciones, así como la implementación y certificación del sistema de gestión de activos. En términos generales, estas inversiones han generado un impacto positivo en materia de calidad del servicio, pérdidas en el sistema, así como fortalecimiento de la confiabilidad del sistema y la capacidad de conexión de nuevos usuarios.

Las desviaciones en la ejecución fueron analizadas, en términos de proyectos retrasados y descartados, así como con ejecución parcial. Esto con el fin de conocer las causas y dificultades en la ejecución, las acciones generadas por la empresa para aliviar potenciales retrasos, y conocer los riesgos en la prestación del servicio derivados de estos. En términos generales, las desviaciones evidenciadas y las expectativas de

ejecución derivadas de esta no representan un riesgo crítico para la prestación del servicio de los usuarios actuales y potenciales usuarios a futuro.

- Con respecto a la gestión de pérdidas, ENERGÍA DE PEREIRA realiza gestión tanto sobre el mercado Pereira como el mercado Cartago, asumiendo este segundo a partir de abril de 2020 como parte de la Alianza Estratégica establecida con EMCARTAGO. La evolución del índice de pérdidas totales y nivel de tensión 1 fueron analizados, evidenciando una tendencia al decrecimiento de las pérdidas a lo largo del periodo tarifario, en especial para Cartago. Para el mercado de Pereira, la empresa ha logrado reducción de sus pérdidas a pesar de solo recibir remuneración por concepto de mantenimiento, destacando la cercanía de las pérdidas de nivel de tensión 1 a niveles eficientes. Para el mercado Cartago, se evidencia una reducción significativa durante los años 2020 y 2021, que han permitido tener un margen amplio de cumplimiento respecto a las metas regulatorias a cumplir. No obstante, es de resaltar que se ha presentado un deterioro en las pérdidas desde 2022 que, si bien no representa un riesgo en el cumplimiento de metas, la empresa espera frenar esta tendencia para 2024. Fueron revisadas y analizadas las diferentes estrategias, dentro de las cuales se destacan las campañas de revisión, despliegue de macromedición y la instalación de medidores testigo, siendo esta última un referente a nivel nacional por su efectividad en la detección de anomalías. Adicionalmente, se socializaron las dificultades en la gestión y las oportunidades de mejora que la empresa ha identificado en el proceso de gestión en los últimos cinco años.

#### **8.4. Normas Generales de Comportamiento**

Una vez verificado el cumplimiento a las normas de comportamiento, Resolución CREG 080 de 2019, en especial lo referente a los artículos 9 y 25, se informó al prestador que los procedimientos diseñados de manera general son adecuados y están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que deben aportar, dando cumplimiento a la norma citada.

### **9. MEDIDAS RECOMENDADAS QUE PUDIERA SER OPORTUNO O PERTINENTE APLICAR**

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

### 9.1. Aspectos Técnicos Operativos

- Se recomienda a la empresa la realización de un análisis de corto circuito de sus subestaciones, dado que los valores presentados en el marco de la evaluación integral se encuentran cercanos al 80% para la subestación Dosquebradas y Cuba con capacidad de corto de 20 kA monofásico y trifásico.
- Revisar las consignaciones solicitadas fuera del plan de transmisión, teniendo en cuenta que se presentaron para el 2022, cantidades cercanas a las planeadas y para el 2023 superan considerablemente las planeadas.
- Registrar con mayor detalle las consignaciones solicitadas de manera que sea posible identificar las causales asociadas a la misma.
- Se recomienda contar con copias físicas de la Cartilla de Seguridad en cada punto de atención, a fin de atender las necesidades de usuarios sin acceso a tecnología.
- Se recomienda incorporar la base de datos para consulta de los usuarios de acuerdo con lo mencionado en el artículo 7 de la resolución CREG 174 de 2021 en caso de cualquier indisponibilidad del sistema, lo anterior, fundamentado en que, si bien el proveedor busca garantizar la operación constante del sistema, sigue existiendo un riesgo de presentarse alguna contingencia que no alcance a ser atendida por el proveedor.
- Los trabajos de mantenimiento requieren de divulgaciones de seguridad más detalladas que las proporcionadas únicamente por la cartilla general, con un énfasis particular en los riesgos eléctricos inherentes a estas actividades.

Se recomienda a la empresa complementar la herramienta interactiva de divulgación de ejecución del plan de inversiones encontrada en su página web con la información del mercado Cartago.

### 10. RESPONSABLES DE LA REALIZACIÓN (Menciona nombres y apellidos completos)

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

**10.1. Responsable General: Héctor Suarez Bernal – Director Dirección Técnica de Gestión de Energía - DTGE**

**10.2. Equipo de Evaluación:**

Mauricio Rengifo – Profesional Financiero

Nelson Yesid González - Aspectos Comerciales – 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

Jhon Cristian Giraldo Parra – Coordinador Grupo de Gestión Operativa en el SIN Aspectos Técnicos

Ángela Paola Beltrán – Aspectos Técnicos

Oscar Iván Torres – Aspectos Técnicos

Darío Fernando Obando Batallas – Aspectos Técnicos

Diego Alejandro Medina Forero – Aspectos Técnicos GGOS

Luz Adriana Ocampo Naranjo – Aspectos Técnicos

Paula Camila Arévalo Rivera - Profesional Universitario GGOS

Walter Patiño Piñeros – Aspectos SUI

Luis Carlos Rodríguez Bello – Aspectos Normal de Comportamiento

Jairo Andrés Blandón - Profesional Jurídico

**11. ANEXOS**

**11.1. Contexto regulatorio**

**11.1.1. Plan de inversiones**

La Resolución CREG 015 de 2018 cambió el paradigma de la remuneración de inversiones y con ello introdujo los denominados “plan de inversiones”. Este consistió en que los operadores de red presentaran, junto con la aprobación de cargos, una propuesta de proyectos de inversión a ejecutar en un periodo de cinco años. Estos proyectos debían abordar necesidades

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

que tuviera tanto el Sistema de Distribución Local (SDL) como el Sistema de Transmisión Regional (STR), cuya ejecución cumplieran criterios tales como

- Orientados a los aspectos que mejoren la prestación del servicio, como lo son la mejora en la calidad del servicio, la reducción de pérdidas, la atención de nueva demanda, mejora en la confiabilidad, renovación tecnológica y modernización de infraestructura, entre otros.
- Relación beneficio/costo mayor 1.

El plan presentado por cada operador fue evaluado y retroalimentado por la Comisión, cuyo resultado fue la aprobación respectiva aprobación del plan de inversiones junto con la aprobación de cargos. En términos generales, en cada resolución de aprobación de cargos se encuentran los montos anuales aprobados del plan desagregados por nivel de tensión y categoría de activo, también definida en esta misma Resolución.

Cada proyecto de inversión está conformado por un conjunto de las denominadas “Unidades Constructivas” (UC). La CREG las define como el conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica o a la supervisión o al control de la operación de activos. En otras palabras, pueden considerarse como los bloques que conforman una unidad típica en la infraestructura eléctrica. La valoración de cada UC fue definida por la CREG en los Capítulos 14 y 15 del Anexo General de la Resolución CREG 015 de 2018. Por lo tanto, la valoración de un proyecto corresponderá a la sumatoria de la valoración de las unidades constructivas que lo componen.

De esta manera, los montos anuales aprobados corresponden a la valoración de la totalidad de las unidades constructivas a poner en operación en cada año por parte del operador. Estos pueden entenderse como metas de inversión a las cuales los operadores se comprometen a ejecutar. Respecto a los montos aprobados, estos fueron acotados según lo dispuesto en el literal b. del numeral 6.4 Aprobación de los planes de inversión del Anexo General de esta resolución se establece que el valor del plan de inversión agregado para los niveles de tensión 1 al 3 calculado acorde a lo definido en el numeral 6.4.1 (VPIEj,t) no puede ser superior al ocho por ciento (8%) del costo de reposición de referencia (CRR).

Es importante agregar que tanto el SDL como el STR son sistemas dinámicos cuyas necesidades de inversión pueden cambiar en una ventana de tiempo más cortas que la contemplada en el plan de inversión. Lo anterior implica que la ejecución del plan de inversión estará sujeta a cómo evolucionen las prioridades del sistema y la ejecución de los respectivos proyectos no necesariamente se ejecuta tal cual cómo se aprobó en el plan y puede implicar desplazamiento de las inversiones. Adicionalmente, la ejecución de las inversiones puede estar sujetas a condiciones propias de la empresa como lo son la situación financiera, externas o exógenas como lo son la condición social, permisos ambientales y gestión de incertidumbres.

De esta manera, la metodología contempla la opción para que los operadores de red ajusten su plan de inversión periódicamente con una ventana de tiempo de cinco años. La solicitud fue generada por cada operador ante la CREG la cual se encarga de, a través de un proceso similar a la primera aprobación, evaluar y retroalimentar la solicitud. Una vez evaluada, la modificación queda en firme a través de la expedición de una resolución particular. Los OR pudieron solicitar modificación al plan durante el primer año de ejecución y pueden solicitarla también cada dos años.

En cuanto a la ejecución, existen diferentes mecanismos a través de los cuales operadores de red reportan información asociada a la ejecución anual de su plan de inversión:

- **Reporte al liquidador del mercado (LAC).** Los OR reportan a finales de febrero de cada año a XM en calidad de LAC, entre otras variables, los montos ejecutados del plan de inversión desagregado por nivel de tensión y unidad constructiva. Esto en el marco de la Circular CREG 012 de 2020. Con base en esta información el LAC actualiza los cargos de distribución en abril de cada año.
- **Reporte a la SSPD y la CREG.** Los OR remiten a finales de marzo de cada año a la SSPD y la CREG un informe anual de ejecución del plan de inversión durante el año anterior. Esto en el marco de la Circular CREG 024 de 2020. Con base en esta información se genera la vigilancia y el seguimiento de la ejecución de los planes.
- **Reporte al público general.** Los OR deben contar con una página Web dedicada a la divulgación de su plan de inversión y su ejecución, la cual debe contener un informe de ejecución orientado a usuarios. Así mismo, deben publicar a través de un medio de alta

circulación un resumen del plan de inversión ejecutado. Esto en el marco del numeral 6.7 de la Res. CREG 015 de 2018.

Es necesario aclarar que en esta regulación no existe un criterio o índice que determine el nivel de cumplimiento de un operador de red, ni tampoco define que se puede entender por “incumplimiento”. Cualquier definición de incumplimiento de un plan de inversión que se genere por parte de cualquier agente es netamente subjetiva.

### 11.1.2.Reconocimiento regulatorio de pérdidas de energía

Este anexo es complementario a las subsecciones asociadas con la componente tarifaria de pérdidas y gestión de pérdidas. A través de este se busca dar claridad al público general que consulte este documento de los índices de pérdidas regulatorios, el reconocimiento y remuneración de pérdidas, su influencia en la componente de distribución, y cómo estas disposiciones fueron aplicadas para los operadores del Caribe, en particular para AIR-E siendo el operador objeto de esta evaluación integral.

### 11.1.3.Índices de pérdidas

A lo largo de la regulación y la literatura existen diversas formas de categorizar, definir y estimar las pérdidas de energía en un sistema de distribución de energía eléctrica y/o en un mercado de comercialización de energía. En esta sección, se dará un breve resumen de los índices encontrados en la regulación vigente, y con base en este se atenderán los requerimientos que conciernan. Un resumen de estos índices se presenta en la **Tabla 101**.

**Tabla 101.** Índices de pérdidas definidos a lo largo de la regulación.

Índice	Nomenclatura regulatoria	Calculado / determinado por	Periodicidad de actualización	Reportado a SSPD/SUI
Eficientes	$Pe_{j,n,m,t}$	CREG	NT1, 2, 3: actualización única con la aprobación de cargos. NT4: anual/mensual	Si
Reconocidas	$P_{j,n,m,t}$	LAC	Anual	Si

Índice	Nomenclatura regulatoria	Calculado / determinado por	Periodicidad de actualización	Reportado a SSPD/SUI
Adicionales	$Pad_{j,n,t}$	LAC	Anual	Si
Medidas referidas al STN	$PR_{n,j,t}/IPR_{n,m,j}$	LAC	Anual/mensual	Si
Totales	$IPT_{j,t}$	OR con plan de reducción: LAC OR con plan de mantenimiento: OR	Anual	Si
Técnicas	No aplica	OR	No aplica	No
No técnicas	No aplica	OR	No aplica	No

Fuente: Elaboración propia. DTGE.

Es de aclarar que estos índices de pérdidas son calculados por operador de red ( $j$ ), nivel de tensión ( $n$ ) y por unidad de tiempo, usualmente por mes ( $m$ ) o año ( $t$ ) dependiendo de la frecuencia de actualización. Cualquier otro alcance tanto temporal como espacial de estos índices es particular para cada operador de red y dependerá si se encuentra definido en el marco de la gestión de pérdidas definida por cada OR.

#### 11.1.4. Pérdidas eficientes

La Resolución CREG 015 de 2018 define las pérdidas eficientes de la siguiente manera:

***Pérdidas eficientes:*** Las pérdidas eficientes se componen principalmente de las pérdidas técnicas del sistema, inherentes a la naturaleza eléctrica de su operación, y para nivel 1 (usuarios conectados a tensión menor a 1000 V) se incluye también un componente de pérdidas no técnicas calculadas de tal manera que se encuentren en un nivel en el cual es más rentable asumirlas que continuar reduciéndolas.

Otra interpretación que se le ha dado a las pérdidas eficientes y se entiende de dónde es que se deriva su nombre, corresponde a la de un umbral a partir del cual la inversión requerida para reducir las pérdidas de un sistema es más costosa que reconocerlas a través de tarifa.

Realizando la trazabilidad regulatoria de estas pérdidas, se puede evidenciar que desde la Resolución CREG 082 de 2002 se ha mencionado las pérdidas eficientes, pero no fue sino hasta la Resolución CREG 184 de 2010, posteriormente derogada por la Resolución CREG 172 de 2011, que se da una definición formal similar a la presentada anteriormente, y se brinda la disposición particular que las pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1 corresponderán a las eficientes.

Los índices de pérdidas eficientes fueron actualizados y aprobados por parte de la CREG para todos los operadores de acuerdo con las disposiciones regulatorias del numeral 7.1.1., una vez entro en vigor la Resolución CREG 015 de 2018 y pueden ser consultados en las resoluciones de aprobación de cargos de cada operador para los niveles de tensión 1 al 3. En lo que respecta a estos niveles de tensión la regulación no define un mecanismo para su actualización periódica, por lo que su interpretación como las pérdidas técnicas de un operador de red puede ser apropiada para la fecha de corte, pero no necesariamente para años posteriores dado que los OR a nivel nacional durante el periodo tarifario han ejecutado inversiones orientadas, entre otros ámbitos de la prestación del servicio, a la reducción de estas pérdidas a través del plan de inversión. En el caso del nivel de tensión 4 existe un mecanismo de actualización de índices gestionado por XM en calidad del LAC cuya frecuencia y estructura fue ajustada posterior a la verificación quinquenal de fronteras comerciales.

Es relevante agregar que, para el caso particular de la región Caribe, en el marco del régimen tarifario especial plasmado en la Resolución CREG 010 de 2020 se definió en el Artículo 12 que para aplicar la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018 en los mercados resultantes para la región Caribe, los índices de pérdidas eficiente serían iguales a los calculados para el mercado Caribe a la fecha de expedición de la Ley 1955 de 2019; es decir, los índices de pérdidas eficientes de ELECTRICARIBE previos a la 015 de 2018. Es de agregar que, durante la concepción y expedición de esta regulación, aún no se habían definido los mercados CARIBESOL y CARIBEMAR los cuales son atendidos por AIR-E y AFINIA, empresas que aún no habían entrado en operación, por lo que estos índices resultaron ser los mismos para estos operadores, sin importar las particularidades de cada mercado.

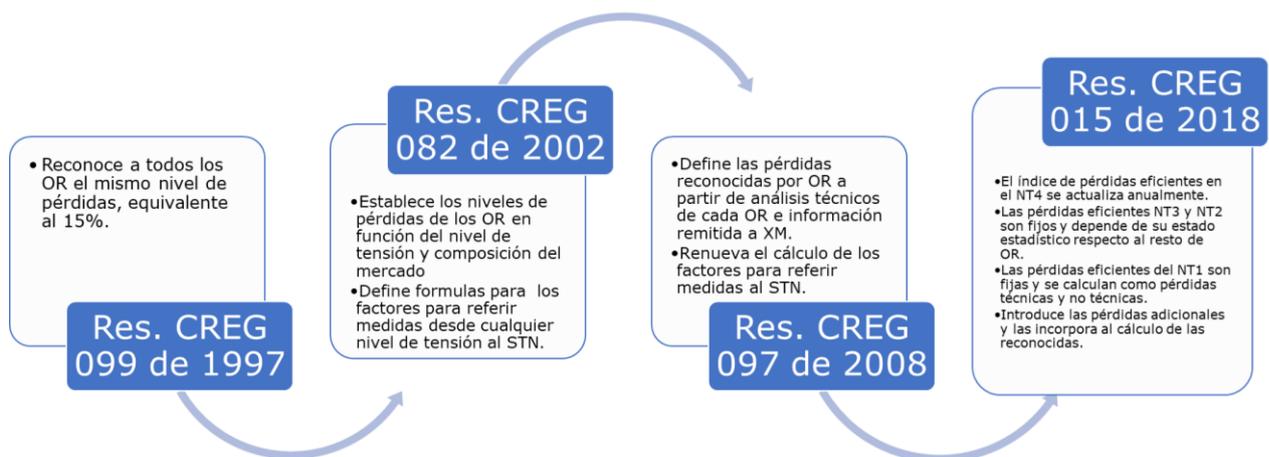
Por último, estos índices de pérdidas eficientes para AIR-E y AFINIA serán actualizados durante el quinto año de ejecución del plan de inversión (2025). Durante los tres primeros meses de dicho año estas empresas deberán remitir a la CREG los insumos de información necesarios para esta actualización y será la Comisión quien verifique y apruebe estos índices.

### 11.1.5. Pérdidas reconocidas

Las pérdidas reconocidas, y en particular el índice de pérdidas reconocidas, corresponden formalmente al porcentaje de las pérdidas por nivel de tensión que son reconocidas a través de tarifa y que influyen el cálculo no solo de la componente de pérdidas, sino también la componente de distribución. Previo a la Resolución CREG 015 de 2018 era la CREG quién disponía y aprobaba los índices de pérdidas reconocidos para los Operadores de Red (OR), y posterior a esta definió nuevas disposiciones para su cálculo y actualización.

En la **Figura 73** se presenta un resumen del recorrido regulatorio de la definición de este índice de pérdidas, cuyo cálculo y definición se ha visto refinado a medida que la CREG ha tenido acceso a mayores y más precisas fuentes de información.

**Figura 73.** Recorrido regulatorio de las pérdidas reconocidas.

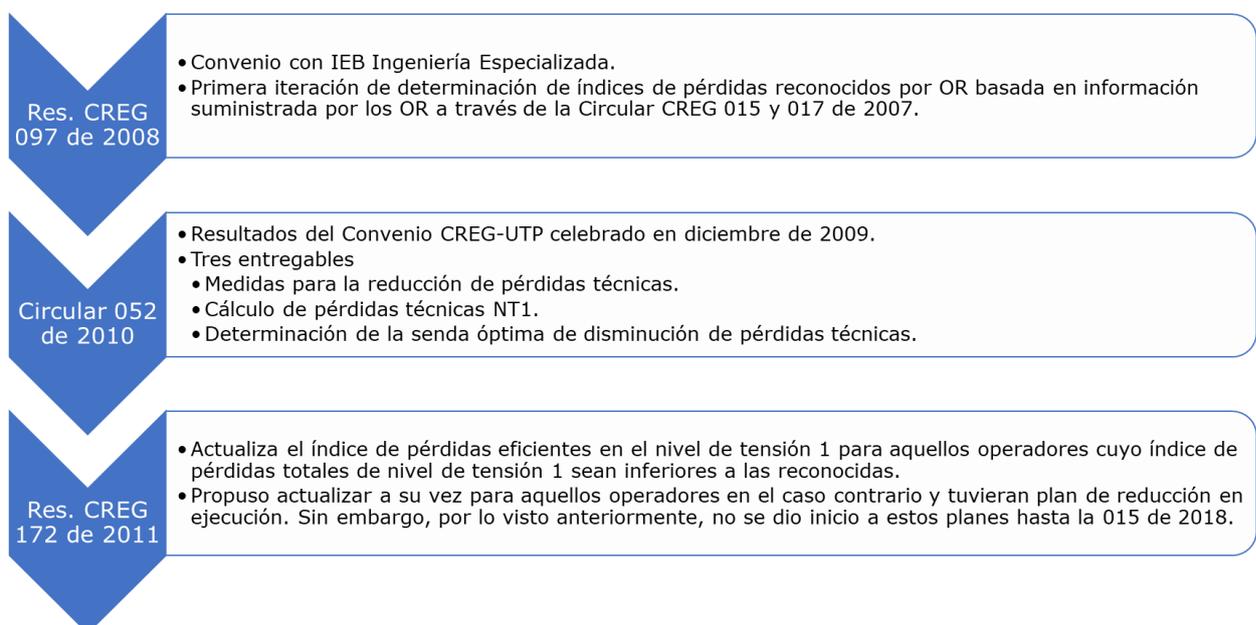


Fuente: Elaboración propia. DTGE.

Del anterior se destaca que a partir de la Resolución CREG 097 de 2008 la CREG empezó a tener en cuenta insumos de información por parte de los OR para la determinación de los

índices de cada uno que en su momento se desarrolló a través del convenio celebrado con la firma IEB Ingeniería Especializada. Entre la 097 de 2008 y la 015 de 2018 se presentaron actualizaciones a los índices de pérdidas reconocidos y disposiciones en torno a estos dentro de los cuales se resaltan los presentados en la **Figura 74**.

**Figura 74.** Actualización a los índices de pérdidas reconocidos entre la 097 de 2008 y 015 de 2018.



Fuente: Elaboración propia. DTGE.

Para el caso de ELECTRICARIBE, estos no fueron sujeto de actualización del índice de pérdidas eficientes en el nivel de tensión 1 en el marco de la Resolución CREG 172 de 2011 dado que su índice de pérdidas de nivel de tensión 1 era superior al reconocido.

En términos generales, posterior a la Resolución CREG 097 de 2008 y previo a la Resolución CREG 015 de 2018 el índice de pérdidas reconocidos correspondía a una estimación de las pérdidas técnicas de un operador de red con base en las condiciones de su infraestructura eléctrica presentadas por estos durante el 2007 y 2011 para aquellos que aplicara para todos los niveles de tensión excepto el NT1 para el cual se reconocía una porción de las pérdidas no técnicas. En otras palabras, las pérdidas reconocidas eran equivalentes a las eficientes.

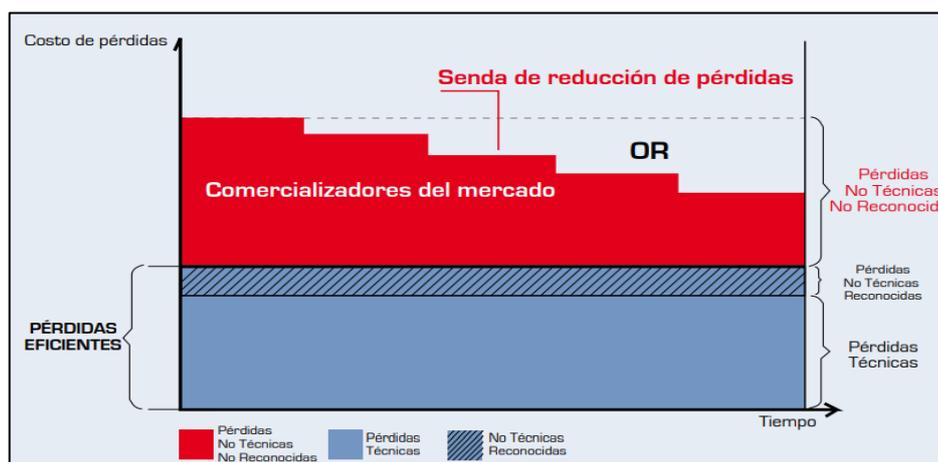
En la Figura 75 se ilustra gráficamente el reconocimiento de pérdidas para cualquier OR como fue ilustrada por la CREG en 2011 y que aún sigue siendo vigente. Esta puede desagregarse de la siguiente manera:

La región azul se encuentran las pérdidas eficientes que, hasta la entrada en vigencia de la Resolución CREG 015 de 2018, corresponde a las reconocidas. Es posible evidenciar que dentro de esta franja que se encuentra una franja con un patrón de rayas asociado a las pérdidas no técnicas reconocidas las cuales solo aplican para el nivel de tensión 1 y, como se puede evidenciar, es solo una pequeña porción del total de las pérdidas no técnicas.

La región roja que se encuentran por encima de las pérdidas eficientes corresponde a las pérdidas que representan las pérdidas no técnicas no reconocidas y un potencial de reducción. Este en principio no es reconocido por tarifa y es asumido por el mismo operador.

Como se verá a continuación, si bien la noción del cálculo de las pérdidas reconocidas cambió para ciertos operadores, la interpretación de esta gráfica continúa siendo la misma.

**Figura 75.** Descripción gráfica del reconocimiento de pérdidas en un mercado de comercialización operador por un OR.



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

Fuente: CREG<sup>15</sup>.

### 11.1.6. Pérdidas adicionales

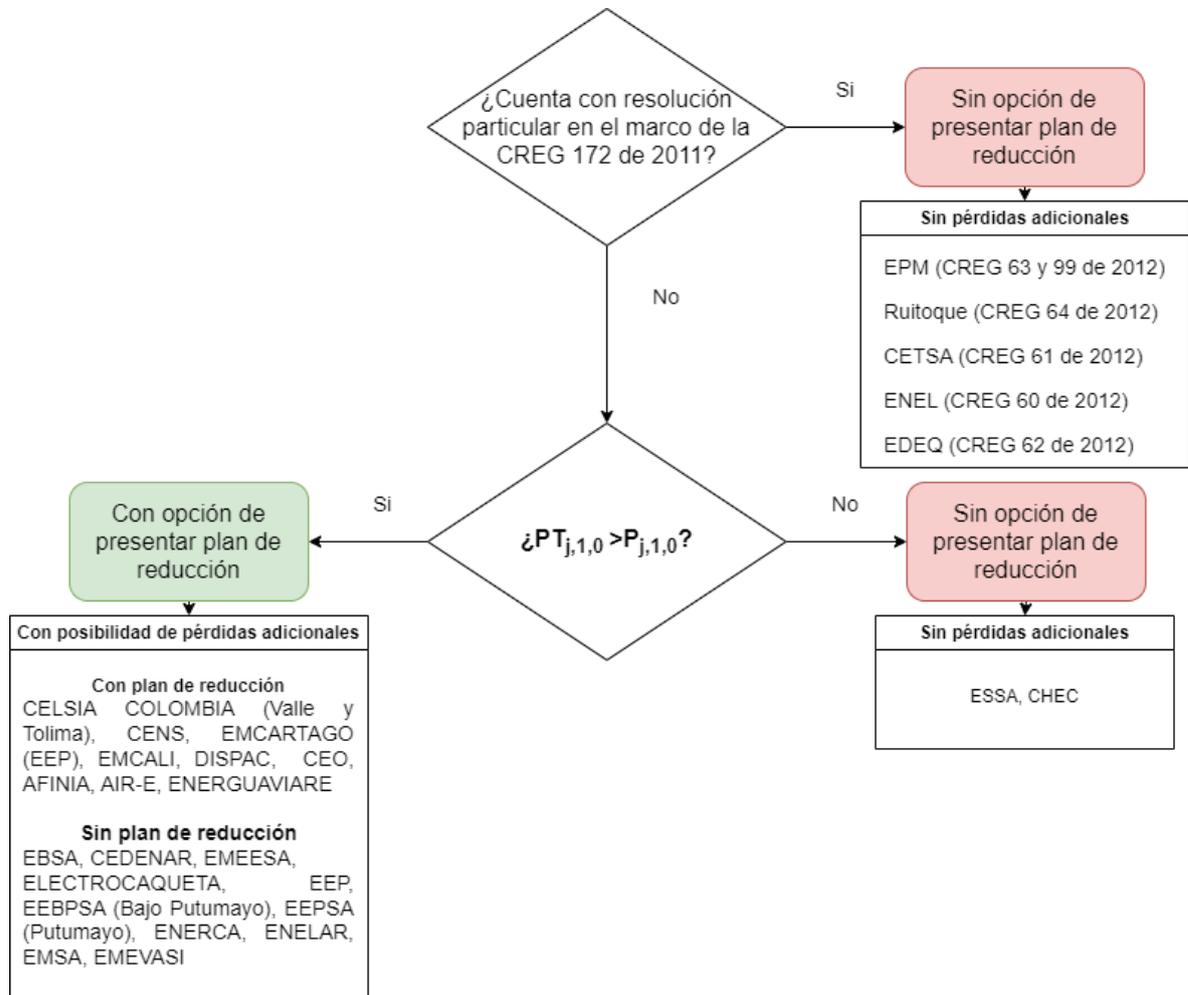
Con la entrada de la Resolución CREG 015 de 2018, la noción de las pérdidas reconocidas cambió al introducir un nuevo índice de pérdidas denominado **índice de pérdidas adicionales** el cual junto con las pérdidas eficientes componen las pérdidas reconocidas vigentes como lo dispone el numeral 7.1.3. De la comprensión de esta Superintendencia, este índice corresponde a un incentivo adicional introducido por la Comisión con el fin de que en un horizonte de 10 años los operadores de red redujeran sus pérdidas de energía de nivel de tensión 1 hasta las pérdidas eficientes.

El reconocimiento de las pérdidas adicionales solo aplica para los Operadores de Red cuyas pérdidas en el nivel de tensión 1 a fecha de corte ( $PT_{j,1,0}$ ) estaban por encima de las reconocidas en ese entonces ( $P_{j,1,0}$ ) y no contaban con resolución particular en el marco de la Resolución CREG 172 de 2011. En la **Figura 76** se presenta el diagrama de flujo mediante el cual se distinguen qué operadores candidatos a recibir pérdidas adicionales. Es de destacar que **un operador es candidato para recibir pérdidas adicionales si tenía opción de presentar un plan de reducción de pérdidas, independientemente de si cuenta con uno aprobado.**

**Figura 76.** Diagrama de flujo selección de OR con posibilidad de obtener pérdidas adicionales.

---

<sup>15</sup> Tomado de: Propuestas para remunerar planes de reducción de pérdidas no técnicas de energía eléctrica en sistemas de distribución local, CREG, 2011. [https://creg.gov.co/public\\_html/info/creg/media/tmp/pdf6266.pdf](https://creg.gov.co/public_html/info/creg/media/tmp/pdf6266.pdf)



Fuente: Elaboración propia. DTGE.

De su definición y cálculo en el numeral 7.1.3, se puede destacar que:

- El índice de pérdidas de pérdidas adicionales depende primordialmente de dos variables:

**1.1. Nivel de ejecución del plan de inversión del OR con respecto al Costo de Reposición de Referencia CRR<sup>16</sup> ( $X_{r,t}$ ).** Entre mayor sea esta relación (con tope máximo 7%), mayores serán las pérdidas adicionales (acotado por las pérdidas totales en el nivel de tensión 1 a fecha de corte). Recíprocamente, si esta relación está por debajo del 4% no se les remunera pérdidas adicionales y las pérdidas reconocidas serán iguales a las eficientes. Se destaca que, para el primer año, el cálculo se realizó acorde a las expectativas de inversión de los OR. Este valor es reportado anualmente por los OR a XM en calidad del liquidador del mercado (LAC) de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 7.1.4.3.2.

**1.2. Índice de Pérdidas Totales de nivel de tensión 1 a fecha de corte ( $PT_{j,1,0}$ ).** Este corresponde a las condiciones iniciales de las pérdidas de un OR y es el máximo valor que puede tomar el índice de pérdidas de energía de transición del OR, que hace parte del cálculo de las pérdidas adicionales. Entre mayor sea este valor, mayores serán las pérdidas adicionales resultantes. Este monto fue calculado por el OR, y revisado y aprobado por la CREG con base en información del operador e información del Sistema Único de Información (SUI) de esta Superintendencia.

- La remuneración de las pérdidas adicionales es una medida transitoria, la cual tiene un comportamiento decreciente a lo largo del tiempo en un horizonte de 10 años. Es decir, a pesar de que un operador de red mantenga condiciones de ejecución del plan de inversión óptimas, año a año la remuneración de estas pérdidas va decreciendo hasta llegar a 0, lo cual indica que el factor de pérdidas reconocido será igual a las pérdidas eficientes, tal y como se ilustra en la Figura 77.
- La remuneración de las pérdidas adicionales no aplica para todos los OR del país. Solo aplica para aquellos operadores que podían optar por un plan de reducción de pérdidas.

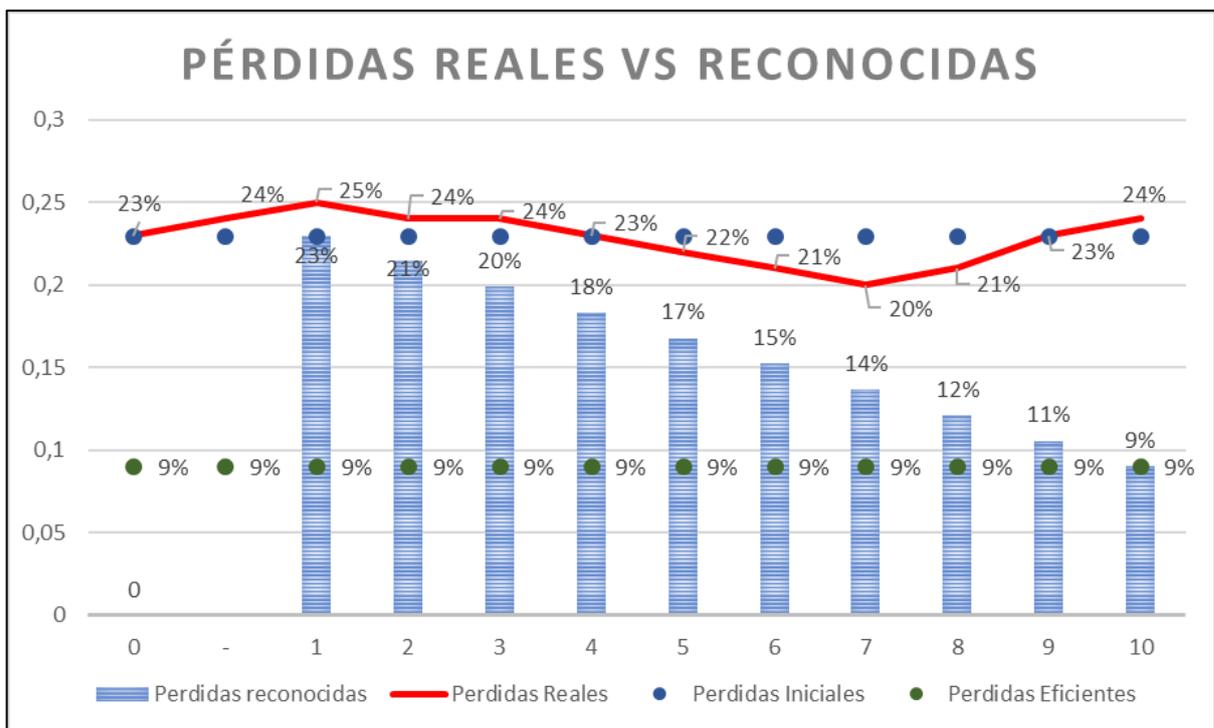
---

<sup>16</sup> La variable CRR refleja el valor total remunerado de todos los activos que tiene el operador de red en operación a fecha de corte, teniendo en cuenta la metodología de remuneración vigente.

De lo anterior, se puede inferir que el objetivo del reconocimiento de las pérdidas adicionales apunta a incentivar a los OR que presentaban un potencial de reducción de pérdidas, a realizar las gestiones necesarias para lograr reducirlas a niveles razonables como es el caso de los Operadores de Red de la Costa Caribe. Es de resaltar que este índice de pérdidas adicionales, junto con las reconocidas, es calculado anualmente por XM con base en información reportada por el OR a través del reporte de información en el marco de la Circular CREG 012 de 2020.

Con el fin de dar mayor claridad sobre esta dinámica, nos permitimos exponer un ejemplo genérico para nivel de tensión 1 de un operador de red que cuenta con unas pérdidas del 23% para la fecha de corte y sus pérdidas eficientes están por el orden del 9%. Adicionalmente, se asume que el OR ejecutó inversiones por encima del 7% del CRR todos los años, ya que si está por debajo de este rango la remuneración de las pérdidas adicionales se ve afectada a la baja. El comportamiento de los índices de pérdidas se ilustra en la **Figura 77**.

**Figura 77.** Ejemplo comportamiento pérdidas OR – CREG 015 de 2018.



Fuente: Elaboración DTGE.

**Pérdidas Reales:** Corresponde al comportamiento real de las pérdidas del OR durante los 10 años. **Pérdidas Iniciales:** Corresponde a las pérdidas del OR para el año 1 y se mantuvo en el tiempo como referencia.

Como se puede observar en este caso de ejemplo, las pérdidas reconocidas que se trasladan al componente de distribución y a su vez a la tarifa (Barras Azules) siguen una senda que parte de las pérdidas totales en la fecha de corte (año 0 – puntos azules igual a 23%) hasta llegar a nivelarse con las pérdidas eficientes (puntos verdes iguales a 9%) en un plazo de 10 años.

Cabe resaltar, que en este caso el OR no logró reducir sus pérdidas de una forma razonable; sin embargo, la remuneración de las pérdidas que se traslada en la tarifa (pérdidas reconocidas) no responde a esta situación ya que va disminuyendo año a año independientemente de los resultados de la gestión realizada por el prestador.

#### 11.1.7. Factores para referir medidas al STN

Los factores pérdidas para referir medidas al STN, como su nombre lo indica, son factores que reflejan la equivalencia de una unidad de energía medida desde un nivel de tensión particular hasta el Sistema de Transmisión Nacional (en adelante STN), la red de transporte de energía en alta tensión. El cálculo de estos factores está definido en la metodología distribución vigente, la Resolución CREG 015 de 2018 en los numerales 1.1.1., 7.2.2., 7.2.3. y 7.2.4. para los niveles de tensión 4, 3, 2 y 1, son calculados por el LAC, e informados a los OR y esta Superintendencia con una frecuencia mensual. Es decir, que la metodología de cálculo de estos factores es definida por la CREG, pero su cálculo es realizado por el LAC.

Respecto de estos factores, es importante destacar que su cálculo depende de las pérdidas reconocidas de acuerdo con lo expuesto anteriormente. Grosso modo, cuanto mayores sean las pérdidas reconocidas, mayores serán los factores de medida en cuestión.

En lo que respecta al cálculo de las componentes de tarifa, es posible encontrar estos dos factores en dos componentes:

4. **Pérdidas:** en la fórmula definida para el cálculo de la componente de pérdidas definida en el artículo 14 de la Res. CREG 119 de 2007, posteriormente modificado por la Res. CREG 173 de 2011, se encuentran dos términos asociados al costo de producción

(generación) y transporte de pérdidas eficientes de energía (transmisión) los cuales se definen como las componentes de generación y transmisión de la tarifa multiplicadas por un factor de escala. Este factor de escala es exponencial y depende de la variable  $IPR_{n.m.j}$ . Entre mayor sea esta variable, mayor será la proporción de la componente de generación y transmisión trasladada a la tarifa. Los apartados regulatorios previamente mencionados definen que esta variable corresponde a los factores para referir medidas al STN por nivel de tensión.

- Distribución:** los cargos por uso por nivel de tensión, los cuales son insumo para el cálculo de la componente de distribución, dependen tanto del cargo de distribución como de los factores para referir medidas. Entre mayor sea este factor, mayores serán los cargos por uso.

Lo anterior, evidenciado en el formulario presentado en la **Tabla 102**.

**Tabla 102.** Formulario asociado a las pérdidas reconocidas y factores para referir medidas al STN.

Nivel tensión	Apartado reg.	Fórmula
Pérdidas reconocidas ( $P_{1,j,t}$ , $P_{2,j,t}$ , $P_{3,j,t}$ , $P_{4,j,m,t}$ )		
Factores para referir medidas al STN ( $PR_{1,j,t}$ , $PR_{2,j,t}$ , $PR_{3,j,t}$ , $PR_{4,R,m,t}$ )		
1	015/2018 7.2.4	$PR_{1,j,t} = 1 - (1 - P_{j,1,t}) \left[ (1 - PR_{3,j,t}) \left( \frac{Fe_{j,3-1}}{Fe_{j,1}} \right) + (1 - PR_{2,j,t}) \left( \frac{Fe_{j,2-1}}{Fe_{j,1}} \right) \right]$
2	015/2018 7.2.3	$PR_{2,j,t} = 1 - (1 - P_{j,2,t}) \left[ (1 - P_{4,R,m,t})(1 - P_{j,3,t}) \left( \frac{Fe_{j,3-2}}{Fe_{j,2}} \right) + (1 - P_{4,R,m,t})(1 - P_{j,4,2}) \left( \frac{Fe_{j,4-2}}{Fe_{j,2}} \right) + (1 - P_{j,STN-2}) \left( \frac{Fe_{j,STN-2}}{Fe_{j,2}} \right) \right]$

3	015/2018 7.2.2	$PR_{3,j,t} = 1 - (1 - P_{j,3,t}) \left[ (1 - P_{4,R,m,t}) \left( \frac{Fe_{j,4-3}}{Fe_{j,3}} \right) + (1 - P_{j,STN-3}) \left( \frac{Fe_{j,STN-3}}{Fe_{j,3}} \right) \right]$
4	015/2018 7.2.1, 1.1.1	$PR_{4,R,m,t} = P_{4,R,m,t} = 1 - \frac{\sum_{j=1}^{JR} ISMC_{j,4,R,m,t}}{\sum_{j=1}^{JR} ISMC_{j,4,R,m,t} * (1 - P_{4,j,m,t})^{-1}}$
Componente tarifaria de pérdidas ( $PR_{m,n,i,j}$ )		
1,2,3,4	173/2011	$IPR_{n,m,j} = PR_{n,j,t},$ $IPR_{1,m,j} = PR_{1,j,t}, IPR_{1,m,j} = PR_{2,j,t}, IPR_{1,m,j} = PR_{3,j,t}, IPR_{1,m,j} = PR_{4,R,m,t},$ $PR_{m,n,i,j} = [G_{m,i,j} \frac{IPR_{n,m,j} + IPR_{STN_{m-1}}}{1 - (IPR_{n,m,j} + IPR_{STN_{m-1}})} + T_m \frac{IPR_{n,m,j}}{1 - IPR_{n,m,j}} + CPROG_{j,m}]$
Cargos por uso de distribución ( $Dt_{4,R,m,t}$ )		
1	015/2018 1.1.4	$Dt_{1,j,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{1,j,m,t}} + \frac{CD_{2,j,m,t}}{1 - P_{1,j,t}} - CDI_{1,j,m,t} + CDA_{1,j,m,t} + Dtcs_{1,j,m,t}$
2	015/2018 1.1.3	$Dt_{2,j,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{2,j,m,t}} + CD_{2,j,m,t} + Dtcs_{2,j,m,t}$
3	015/2018 1.1.2	$Dt_{3,j,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{3,j,t}} + CD_{3,j,m,t} + Dtcs_{3,j,m,t}$
4	015/2018 1.1.2	$Dt_{3,j,m,t} = \frac{CD_{4,R,m,t}}{1 - PR_{4,R,m,t}}$

Fuente: CREG, elaboración DTGE.

De esta manera, concluyendo que los factores para referir medidas al STN impactan la componente de distribución y pérdidas, los cuales dependen de las pérdidas reconocidas. Como se vio anteriormente, las pérdidas reconocidas cambian principalmente dependiendo del índice de pérdidas adicionales para los operadores de red que aplique, los cuales dependen de

la energía de entrada, estado inicial de las pérdidas totales de nivel de tensión 1 y su nivel de ejecución de inversiones. **Por lo tanto, las pérdidas reconocidas y su consecuente impacto en las componentes de distribución y pérdidas no dependen directamente de la reducción de pérdidas de los operadores de red.**

#### 11.1.8. Pérdidas técnicas y no técnicas

Las pérdidas de energía eléctrica pueden ser clasificadas de acuerdo con la naturaleza del origen de dichas pérdidas. Una de estas posibles clasificaciones puede corresponder a si las pérdidas son ocasionadas por fenómenos físicos inherentes a la operación de cualquier sistema eléctrico, u ocasionadas por factores exógenos a la operación del sistema. Esta clasificación corresponde a las pérdidas técnicas y no técnicas, respectivamente.

#### 11.1.9. Pérdidas técnicas

Como se resaltó anteriormente, las pérdidas técnicas corresponden a energía que, valga la redundancia, se pierde en todos los diferentes equipos y elementos que componen el sistema eléctrico a lo largo de las diferentes etapas de la cadena de producción, transporte y distribución de energía eléctrica. Estas pérdidas son causadas por fenómenos físicos inducidos por energización de las redes y circulación del flujo eléctrico a través de estas, los cuales tienen a manifestarse en disipación de calor y aumento de temperatura en los elementos, ruido ambiente, entre otros

Estas pérdidas son inevitables por el mismo hecho que son inherentes a la operación del sistema. Si bien es posible reducirlas a través de mecanismos tales como modernización y reposición de infraestructura, estas no pueden ser reducidas a cero, sino a un umbral mínimo de eficiencia.

A lo largo de la regulación, se han realizado tres iteraciones de actualización de las pérdidas técnicas de los operadores de red a través de convenios entre la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y empresas consultoras y universidades con el fin de mejorar los mecanismos regulatorios para el reconocimiento de pérdidas, los cuales coinciden con las

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

actualizaciones generada en el marco de las pérdidas reconocidas previamente exploradas y presentadas en la Figura 74.

Ahora bien, es importante destacar que, en la regulación vigente, las pérdidas técnicas para los niveles de tensión 2 al 4 pueden ser entendidas como las pérdidas eficientes, mientras que para el nivel de tensión 1, en donde la mayoría de los usuarios residenciales se encuentra conectados, corresponde a la suma de las pérdidas técnicas y una porción de las denominadas no técnicas, similar a lo que se observa en la Figura 75.

Como se destacó anteriormente, las pérdidas eficientes para los niveles de tensión 1 al 3 no se han actualizado desde la aprobación de cargos y para el caso particular de los operadores del Caribe por disposiciones de la Resolución CREG 010 de 2020, estos corresponden a los mismos de ELECTRICARIBE y serán actualizados hasta el quinto año de ejecución del plan de inversión, siendo este 2025. Por ende, los índices de pérdidas eficientes son un estimado y no deberían considerarse como el estado actual de las pérdidas técnicas de los operadores de red dado que, desde la aprobación de cargos, cada uno ha estado ejecutando dentro de su plan inversiones proyectos orientados a la reducción de este tipo de pérdidas.

Para la estimación de esta clase de pérdidas no se encuentra una disposición regulatoria que determine una metodología ni tampoco una periodicidad en su cálculo, y como se ha visto anteriormente usualmente la CREG parte de insumos de información por parte de los operadores de red para su estimación y/o verificación en cada metodología de distribución. A su vez tampoco existe una disposición para el reporte de estos ya sea a la CREG o a esta Superintendencia.

La expectativa en este caso corresponde a que cada operador realiza las estimaciones de sus pérdidas técnicas como parte del proceso de gestión a partir de herramientas de software especializadas para generar simulaciones de la operación de su sistema.

#### **11.1.10. Pérdidas no técnicas**

Las pérdidas no técnicas, como su nombre lo indica, se refieren a la energía perdida por factores no técnicos que tienden a ser exógenos a la operación del sistema eléctrico.

Usualmente tienen a definirse como aquella energía entregada que no logro ser facturada por diferentes factores asociados a la gestión de las mismas empresas, así como factores directamente asociada al comportamiento de los usuarios. Dentro de las diferentes fuentes de pérdidas no técnicas se pueden encontrar las siguientes:

- **Conexiones ilegales a la red.** Corresponde a la conexión hacia la red de distribución por parte de usuarios usualmente a través de terceros no afiliados con las empresas sin notificación a la empresa o sin surtir el debido proceso de legalización.
- **Falta de facturación.** Trata de la imposibilidad de facturar a usuarios ya sea por falta de pago por parte de estos o por dificultades en el acceso a ciertas áreas usualmente por problemas de orden público.
- **Medición fraudulenta.** Corresponde a la medición errada de energía para la facturación por falta de calibración o alteración de los dispositivos de medida.
- **Fallas de gestión.** Pueden atribuirse factores asociados a aspectos por mejorar en la gestión de las pérdidas por parte de las mismas empresas.

Estos y otros factores representan oportunidades de mejora en la gestión operativa de los comercializadores y los operadores de red que en principio a través de estrategias de gestión de reducción de pérdidas e inversiones en infraestructura pueden mejorarse y en teoría poder llevar dichas pérdidas a cero. Sin embargo, no se puede descartar que existen circunstancias particulares de las regiones que impiden que el operador de red pueda desarrollar gestión de pérdidas e impida en efecto su potencial reducción.

Similar a las pérdidas técnicas, la regulación como tal no dispone de una metodología para la estimación de estas pérdidas. Si bien para el nivel de tensión 1 la Resolución CREG 015 de 2018 presenta en el numeral 7.1.1 un cálculo estimado de estas pérdidas que depende de los kilómetros de red rurales y la energía entregada en áreas especiales, este corresponde a una porción de las pérdidas no técnicas y no es representativo de la magnitud real de estas. Así mismo, este es un cálculo realizado una única vez y que no se actualiza periódicamente a lo largo del periodo tarifario.

De esta manera, la expectativa en este caso corresponde a que cada operador en conjunto con los comercializadores no incumbentes realiza las estimaciones de sus pérdidas no técnicas dentro del mercado de comercialización como parte del proceso de gestión a partir de gestión de la medida a lo largo de los niveles de tensión.

## **11.2. Índice de Pérdidas Totales**

Este índice fue introducido con la Resolución CREG 172 de 2011 como un indicador para contabilizar las pérdidas totales que ocurren en un mercado de comercialización servido por un OR. El cálculo de este índice está definido en el numeral 7.1.4.1 de la Resolución CREG 015 de 2018 y están basados en un balance de energía entre flujos de energía de entrada y salida a lo largo de todos los niveles de tensión a lo largo de un año en el respectivo mercado con base en mediciones en las denominadas fronteras comerciales. En términos generales, estos índices representan el panorama general de las pérdidas de energía en el sistema de un operador y representan el estado de la gestión de pérdidas de este.

Como su nombre lo indica, corresponde a las pérdidas totales de un mercado a lo largo de un año, no discrimina entre pérdidas técnicas y no técnicas, y abarca todos los niveles de tensión. En otras palabras, por definición, este índice podría interpretarse como la suma de las pérdidas tanto técnicas como no técnicas a lo largo de todos los niveles de tensión durante un año particular.

Este índice es insumo para la evaluación de los planes de reducción y para aquellos operadores que tienen uno aprobado, como es el caso de AIR-E, y es calculado anualmente por XM en calidad de liquidador de mercado a partir de insumos provistos por el Sistema Único de Información (SUI) de esta Superintendencia e información provista por la medición en fronteras comerciales registradas ante el ASIC, de acuerdo con las disposiciones del numeral 7.3.4 de la Resolución CREG 015 de 2018.

Estos operadores y aquellos que solo cuentan con plan de mantenimiento de pérdidas reportan además su propio cálculo de este índice en la plataforma del SUI durante el mes de abril de cada año siguiendo las mismas disposiciones regulatorias. Es a partir de este reporte que esta

Superintendencia monitorea el estado de las pérdidas a nivel nacional y plantea estrategias de verificación.

Es de agregar que, en el numeral 7.1.4.2 se define la fórmula del cálculo del índice de pérdidas totales en el nivel de tensión 1, nivel de tensión sobre el cual se encuentran asociados la mayoría de los usuarios residenciales.

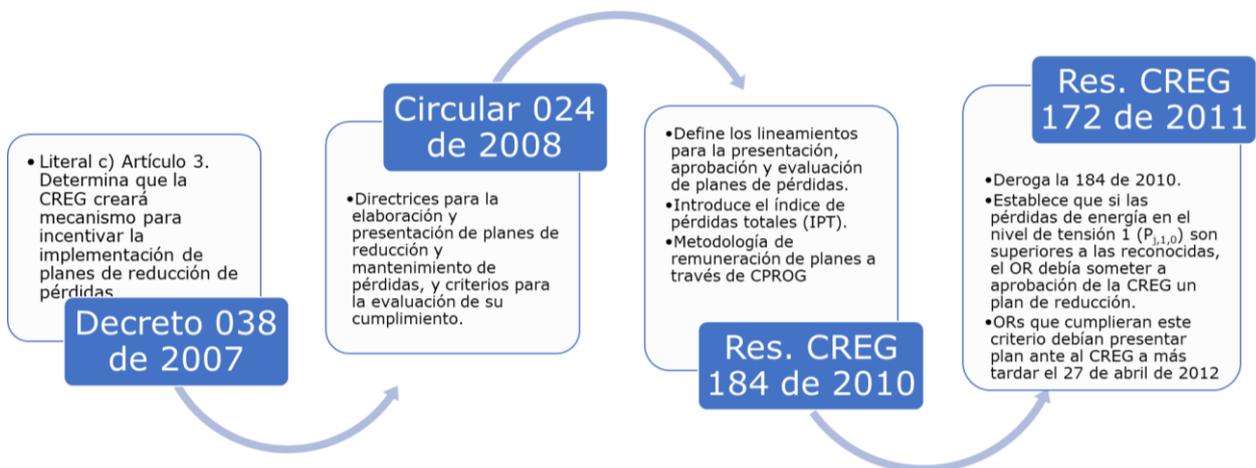
### 11.2.1. Planes de gestión de pérdidas regulatorios

A continuación, se presenta un análisis empezando por los antecedentes regulatorios.

#### Antecedentes

Un resumen del recorrido normativo y regulatorio histórico en torno al establecimiento de los planes de gestión de pérdidas se presenta en la **Figura 78**, el cual es detallado a continuación:

**Figura 78.** Orígenes de los planes de gestión de pérdidas para operadores de red.



Fuente: Elaboración propia. DTGE.

Las primeras instancias de registro de los denominados planes de reducción de pérdidas no técnicas surgen a partir de lo estipulado en el literal c) del Artículo 3 del Decreto 387 de 2007 que establece que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (en adelante CREG) debía crear un mecanismo para incentivar la implementación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica de corto, mediano y largo plazo para los Operadores de Red (OR).

En cumplimiento del deber impuesto y como parte del estudio desarrollado con la firma IEB Ingeniería Especializada (Tomo 7, Circular CREG 024 de 2008) la CREG definió directrices para la elaboración y presentación de planes de reducción y mantenimiento de pérdidas, y criterios para la evaluación del cumplimiento de estos planes.

Partiendo de los insumos provistos por este estudio la CREG expide la Resolución CREG 184 de 2010 en la que define la metodología para el establecimiento de los planes de reducción de pérdidas no técnicas en el Sistema de Distribución Local (en adelante SDL) en la que presenta los lineamientos para la presentación, aprobación y evaluación de los planes de reducción y mantenimiento de pérdidas, el cálculo del Índice de Pérdidas Totales (en adelante IPT) y la metodología para la remuneración de estos planes a través de la componente CPROG; siendo esta última la contribución asociada a la gestión de pérdidas a nivel de distribución en la componente de pérdidas de la tarifa.

Lo anterior fue reforzado por un convenio celebrado entre la CREG y la Universidad Tecnológica de Pereira (en adelante UTP), cuyo resultado fue publicado a través de la Circular CREG 023 de 2011. De este se definieron los costos óptimos y senda de reducción de pérdidas, y medidas para la reducción de pérdidas técnicas en los sistemas de distribución. Los resultados fueron divulgados a través de talleres y consultas públicas durante el 2011 que resultaron en comentarios por parte de usuarios y operadores de red. Estos junto con la publicación de un modelo de estimación de costo eficiente para la reducción de pérdidas producto del mencionado convenio resultaron en la expedición de la Resolución CREG 172 de 2011, que deroga a la Resolución CREG 184 de 2010. Siendo esta la que definió los lineamientos en torno a los llamados a partir de este punto **planes de reducción de pérdidas**.

En torno a las condiciones bajo las cuales un OR debía presentar un plan de reducción de pérdidas, esta resolución establece que si las pérdidas totales de energía en el nivel de tensión 1 ( $P_{j,1,0}$ ) son superiores a las reconocidas el OR debía someter a aprobación de la CREG un plan de reducción. Específicamente, el artículo 7 estableció que debieron presentar a la CREG dicho plan a más tardar el 27 de abril de 2012.

No obstante, el Decreto 1937 de 2013 estableció que la aplicación y evaluación de los planes de reducción de pérdidas regiría a partir de la entrada en vigor de la metodología de remuneración que reemplace la metodología de distribución en ese entonces vigente, la Resolución CREG 097 de 2008. Lo anterior quedó reflejado a partir de la expedición de la Resolución 178 de 2013 que dispuso en su Artículo 2 lo siguiente:

*ARTÍCULO 2o. MODIFICAR EL ARTÍCULO 9o DE LA RESOLUCIÓN CREG 172 DE 2011. El artículo 9o de la Resolución CREG 172 de 2011 quedará así:*

*Artículo 9o. Inicio del Plan. Los planes de reducción de pérdidas ordenados por los literales c), d) y e) del artículo 3o del Decreto número 387 de 2007 entrarán en aplicación una vez entren en vigencia los cargos de distribución aprobados mediante la metodología de remuneración de la actividad, distribución que remplace la establecida en la resolución CREG 097 de 2008, de acuerdo con lo previsto en el Decreto número 1937 de 2013. (...)*

De esta manera, se entiende que ningún OR podía optar por, y por lo tanto no contaba con, un plan de reducción de pérdidas hasta la entrada en vigencia de la siguiente metodología de distribución, la cual corresponde a la Resolución CREG 015 de 2018.

### **Metodología vigente**

La Resolución CREG 015 de 2018 establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional y en el Capítulo 7 del Anexo General, se definen los métodos para la determinación de los índices de pérdidas por nivel de tensión, los índices de pérdidas de referencia de cada nivel de tensión al STN y la metodología para la implementación de los planes de gestión de pérdidas.

Lo relacionado con los planes de gestión de pérdidas está definido en el numeral 7.3. En este se distinguen dos tipos de plan: mantenimiento y reducción. Los planes de mantenimiento se entienden como las actividades de administración, operación y mantenimiento ejecutadas por los operadores de red a través de las cuales los OR mantienen sus índices de pérdidas en

niveles cercanos a sus condiciones iniciales, y los OR reciben la respectiva remuneración para este cometido.

Por otro lado, los planes de reducción comprenden aquellas actividades e inversiones orientadas a la reducción de los niveles pérdidas y están sujetos a evaluación de metas definidas a través de una senda de reducción de pérdidas. Durante la presentación del plan, si un operador de red cumplía las condiciones y deseaba optar por un plan de reducción, debía presentar una serie de inversiones necesarias para poder cumplir con la senda de reducción (las cuales son aparte del plan de inversión) las cuales fueron evaluadas y aprobadas por la CREG.

En términos generales, se puede destacar lo siguiente respecto a los planes de gestión de pérdidas:

- En contraste al carácter obligatorio establecido en la Res. CREG 172 de 2011 de presentación del plan de reducción de pérdidas para aquellos operadores que cumplieran los requisitos, la Res. CREG de 2018 determina que la presentación de este plan es **opcional**.
- Los Operadores de Red que deseen optar por un plan de reducción debían cumplir los siguientes criterios:
  - a. No contar con resolución particular expedida en el marco de la Res. CREG 172 de 2011.
  - b. Contar con un índice de pérdidas totales ( $PT_{1,0}$ ) mayor al índice de pérdidas reconocido ( $P_{j,1}$ ) de nivel de tensión 1 a fecha de corte, siendo esta diciembre de 2017 para todos los OR excepto AIR-E y AFINIA para los cuales, como se verá más adelante, se estableció como fecha de corte diciembre de 2019.
- El índice de pérdidas a través del cual se evalúan los planes de reducción de pérdidas corresponde al Índice de Pérdidas Totales ( $IPT_{j,t}$ ) definido en el numeral 7.1.4.1.

- La evaluación de los planes de reducción de pérdidas es realizada anualmente por XM en calidad del LAC durante el mes de abril de cada año de acuerdo a las disposiciones del numeral 7.3.4.1.
- Dependiendo del resultado de la evaluación del plan de reducción, el plan de reducción del OR podrá ser suspendido o cancelado de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 7.3.6. Si un plan de reducción es suspendido, el OR dejará de recibir remuneración asociada a la componente de inversión; si es cancelado, no solo dejará de recibir esta remuneración, sino que tendrá que devolver lo recibido. Sin importar el estado del plan de reducción, el OR continuará recibiendo remuneración por concepto de mantenimiento.

La valoración del plan de gestión de pérdidas ( $CAP_i$ ) está compuesta por una componente de mantenimiento ( $AOM_i$ ) y una de inversión ( $INVNUC_i$ ). Todos los ORs reciben remuneración por concepto de mantenimiento de pérdidas; mientras que solo a los OR que cuentan con un plan de reducción aprobado reciben remuneración adicional por componente de inversión. Dicha valoración fue aprobada por parte de la CREG teniendo en cuenta la solicitud hecha por los operadores y por un modelo de costos eficientes que determina cuál es la cota máxima de remuneración aprobable dependiendo de las condiciones iniciales de las pérdidas de los operadores y las metas de reducción propuestas si aplican.

En particular, la componente de inversión se denomina Costo de las Inversiones en activos que no son clasificables como UC ( $INVNUC$ ). Es decir, son inversiones que no son remunerables a través de unidades constructivas del plan de inversión, pero que están orientadas a la reducción de pérdidas. La CREG define las siguientes inversiones en el marco de este plan: *medidores de usuarios finales regulados que no cuenten con medidor a la fecha de presentación del plan y su costo no sea trasladado al usuario, medidores en el arranque de todas las líneas, equipos de medida en los puntos de entrada de cada nivel de tensión, macromedidores instalados en transformadores de distribución y sistemas de medición centralizada, incluyendo software y comunicaciones.*

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

Un resumen de lo anteriormente discutido y lo que se verá más adelante, en particular el contraste entre los planes de mantenimiento y reducción se presenta en la **Tabla 103**.

**Tabla 103.** Contraste de características entre planes de gestión de pérdidas.

Criterio	Mantenimiento	Reducción
Carácter	Todos los OR que entraron al esquema de la 015.	Opcional
Condición de presentación	$P_{j,1,0} \geq IPT_{j,1,0}$ o aquellos que tenían la opción de plan de reducción pero no presentaron o desistieron.	$P_{j,1,0} < IPT_{j,1,0}$
Remuneración	Por concepto de AOM suficientes para que el OR mantenga las pérdidas en los niveles usuales.  $CAP = AOM$	Además del AOM, el operador recibe una componente de inversión para incentivar la reducción  $CAP = AOM + INVNUC$
Definición de remuneración	CREG a partir de modelo de costos eficientes.	OR presentaban propuesta para remuneración, pero la CREG definía el valor final a través del modelo de costos eficientes
Senda de pérdidas	No aplica	Metas anuales de reducción con horizonte a 10 años
Evaluación	No aplica	Anual por parte de XM comparando IPT calculado con meta anual.
Suspensión	No aplica	CREG 167 de 2020: Durante los dos primeros años no aplican causales de suspensión.  A partir del tercer año, se suspende el plan por incumplimiento de senda por un periodo, entre otras causales definidas en la 015 de 2018.
Implicación suspensión	No aplica	$INVNUC = 0$ para el siguiente periodo

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

Criterio	Mantenimiento	Reducción
Cancelación	No aplica	<p>CREG 167 de 2020: Durante los dos primeros años no aplican causales de cancelación.</p> <p>A partir del tercer año, se cancela el plan por incumplimiento de reiterado senda por dos periodos consecutivos, entre otras causales definidas en la 015 de 2018.</p>
Implicación cancelación	No aplica	<p>El OR deberá devolver la totalidad de la remuneración recibida por INVNUC a través de la variable INVNUCD del CPROG.</p>

Fuente: Elaboración propia. DTGE.

### **Disposiciones particulares por emergencia sanitaria**

Como es de conocimiento general, el país estuvo enfrentado a la coyuntura de la pandemia por COVID-19, reflejada a través de la declaratoria de Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica en el Decreto 417 de 2020, el cual resultó en las medidas de Aislamiento Preventivo Obligatorio delineadas en el Decreto 457 de marzo de 2020. Lo anterior implicó un cambio de condiciones en la prestación del servicio, lo que llevó a los OR a un periodo de adaptación durante el cual se vieron dificultadas las actividades de AOM, ejecución de inversiones, y la ejecución de actividades orientadas a la gestión de pérdidas. En particular para este último, se presentó una afectación general de los índices de pérdidas totales de los OR a nivel nacional.

Partiendo de este contexto, la CREG expidió la Resolución CREG 167 de 2020 a través de la cual se modificaron y establecieron medidas de aplicación de los **planes de reducción de pérdidas** definidos en la Res. CREG 015 de 2018. En lo que respecta a los operadores del Caribe, se destaca lo siguiente

- Posibilidad de ajuste de senda de reducción de pérdidas, el cual podía ser aplicado desde el primer año de ejecución del plan, el cual fue 2021, para AIR-E y AFINIA.

- Ajuste en la aplicación de causales de suspensión del plan de reducción. Durante el primer y segundo año del plan (2021 y 2022), incumplir la senda de reducción no constituyó una causal de suspensión. Lo anterior siempre y cuando el IPT evaluado para estos años sea inferior al del año inmediatamente anterior. A partir del tercer año (2023), el cual es evaluado en abril de 2024, se siguen aplicando las disposiciones de la CREG 015 de 2018.
- Ajuste en la aplicación de causales de cancelación del plan de reducción. Durante el primer y segundo año del plan (2021 y 2022), incumplimiento reiterado de la senda de reducción no constituye una causal de suspensión. Lo anterior siempre y cuando el IPT evaluado para estos años sea inferior al del año inmediatamente anterior. A partir del tercer año (2023), el cual es evaluado en abril de 2024, se siguen aplicando las disposiciones de la CREG 015 de 2018.

### Evaluación y remuneración

Es de destacar que la remuneración de los planes de reducción, en particular la componente de inversión INVNUC, está sujeta al resultado de la evaluación de estos planes realizada por XM de acuerdo con las disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018 y 167 de 2020. Existen tres posibles estados del plan de reducción de pérdidas:

- **Activo:** el INVNUC es remunerado en su totalidad durante el año de referencia.
- **Suspendido:** la componente INVNUC toma un valor de 0 temporalmente y solo recibirá remuneración por concepto de AOM durante el año de referencia.
- **Cancelado:** la componente INVNUC toma un valor de 0 de forma permanente y el OR deberá devolver lo recibido por este concepto desde el inicio del plan. En adelante, solo recibirá remuneración por concepto de AOM.

Los criterios para la suspensión y cancelación del plan de reducción aplicados para cada año se presentan en la **Tabla 104**.

**Tabla 104.** Criterios de suspensión y cancelación de plan de reducción de pérdidas.

<b>Criterio</b>	<b>Suspensión</b>	<b>Cancelación</b>
1	<p>Incumplimiento en la meta de reducción de pérdidas en un año. Un OR incumple una meta cuando el resultado final de su índice es superior a la meta aprobada para el respectivo año.</p> <p>Res. CREG 172 de 2011: Para todos los OR salvo AIR-E y AFINIA: este criterio no aplica durante el segundo y tercer año de ejecución (2020 y 2021). A partir del cuarto año, aplica normalmente. AIR-E y AFINIA: este criterio no aplica durante el segundo y tercer año de ejecución (2022 y 2023) siempre y cuando el IPT del año evaluado sea inferior al anterior. A partir del cuarto año, aplica normalmente.</p>	<p>Incumplimiento de las metas del plan durante dos períodos de evaluación consecutivos.</p>
2	<p>Cuando el LAC sea informado que la vinculación de usuarios a la red está incompleta o desactualizada en el SUI, como resultado de la verificación de información que pueden adelantar la SSPD o la CREG.</p>	<p>Reincidencia en alguna de las causales de suspensión del plan.</p>
3	<p>Cuando el LAC sea informado por la autoridad competente que en un periodo de evaluación se encuentren fronteras comerciales entre agentes de responsabilidad del comercializador integrado con el OR j cuya información de las características de esta (nivel de tensión, precisión, tipo de frontera) difiera de la registrada en el SIC.</p>	<p>Cuando hayan transcurrido doce (12) meses posteriores a la detección y notificación de inconsistencias en la información del vínculo cliente red y el OR no haya corregido la situación. El OR debe informar al LAC la desaparición de tal inconsistencia.</p>
4	<p>Cuando, a partir del decimotercer (13) mes de inicio del plan, el OR no informe al LAC, durante dos meses consecutivos, el registro de las medidas entre niveles de tensión para determinar los factores de distribución.</p>	<p>Cuando la información de ventas de energía reportada al SUI por un comercializador incumbente, utilizada para el seguimiento del plan, sea modificada en el SUI con posterioridad a la fecha del cálculo del índice respectivo y con la nueva información el OR no cumpla con la senda aprobada para el respectivo año.</p>

Fuente: Elaboración propia. DTGE.

El criterio principal que emplea XM para la evaluación de los planes de reducción es el criterio 1 de la tabla presentada la cual tuvo ajustes temporales determinados por la Resolución CREG 167 de 2020, la cual fue expedida como respuesta a la emergencia sanitaria a la que se vio

enfrentada el país y el mundo en general por la pandemia del COVID-19. De esta manera, durante abril de cada año XM publica resultados preliminares de la evaluación al plan, los cuales están sujetos a comentarios de los respectivos operadores. Una vez atendidos estos comentarios, se publican los resultados definitivos y con base en estos se determina qué cambios se presentan en la remuneración a recibir durante el siguiente año.

La remuneración como tal de los planes de gestión se realiza a través de la componente **CPROG** que hace parte de la componente de **pérdidas** de la tarifa. A grandes rasgos, esta variable traslada el costo anual del plan (CAP<sub>i</sub>) como cargo mensual al usuario y está definida en el numeral 7.3.5. Es de resaltar que esta variable **no tiene relación directa con las pérdidas reconocidas ni las pérdidas reconocidas dependen del plan de gestión de pérdidas y su ejecución**. Por último, es imperativo destacar que el valor del CAP<sub>i</sub> es el mismo a lo largo del periodo tarifario y no está sujeto a cambios. Por lo tanto, el cambio en el valor del CPROG se debe a las otras variables de las que depende tales como las ventas y la indexación.