



Superservicios

# BOLETÍN TARIFARIO ZNI



Cuarto trimestre  
de 2025

# Contenido

Introducción: .....	5
1. Estructura Tarifaria (CREG 091 - 2007).....	6
2. Resolución CREG 101 026 de 2022 .....	7
3. Regulación Subsidios.....	8
3.1. Resolución MME 40239 (13-07-2022) .....	8
3.2. Resolución MME 40292 (05-08-2022) .....	8
4. Áreas geográficas de las ZNI.....	9
5. Suscriptores.....	11
6. Territorial Occidente.....	15
6.1. Cargo de Generación (G).....	15
6.2. Combustible .....	18
6.3. Pérdidas.....	20
6.4. Componente de Distribución (D).....	22
6.5. Componente de Comercialización (C) .....	25
6.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS).....	27
6.7. Tarifas Aplicadas.....	30
6.8. Subsidios .....	33
7. Territorial Suroriente .....	35



7.1.	Cargo de Generación (G).....	35
7.2.	Combustible .....	37
7.3.	Pérdidas .....	39
7.4.	Componente de Distribución (D).....	40
7.5.	Componente de Comercialización (C) .....	42
7.6.	Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS).....	44
7.7.	Tarifas Aplicadas.....	46
7.8.	Subsidios .....	48
8.	Territorial Suroccidente .....	50
8.1.	Cargo de Generación (G).....	50
8.2.	Combustible .....	54
8.3.	Pérdidas .....	56
8.4.	Componente de Distribución (D).....	57
8.5.	Componente de Comercialización (C) .....	61
8.6.	Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS).....	64
8.7.	Tarifas Aplicadas.....	67
8.8.	Subsidios .....	69
9.	Territorial Nororiente .....	72
9.1.	Cargo de Generación (G).....	72
9.2.	Combustible .....	73
9.3.	Pérdidas .....	73
9.4.	Componente de Distribución (D).....	74
9.5.	Componente de Comercialización (C) .....	75
9.6.	Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS).....	76



9.7.	Tarifas Aplicadas.....	77
9.8.	Subsidios .....	77
10.	Generadores Puros.....	78
11.	Áreas de Servicio Exclusivo (ASE) .....	79
11.1.	Tarifas aplicadas.....	79
11.2.	Subsidios ASE .....	81
12.	Información consolidada de Tarifas Aplicadas para el trimestre .....	83
13.	Información consolidada de Subsidios para el trimestre.....	85
14.	Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV).....	86
15.	Resolución SSPD No. 20211000859995 (24-12-2021) .....	89
16.	Comparación entre indicadores de territoriales.....	90
16.1.	Generación .....	90
16.2.	Eficiencia.....	92
16.3.	CUPS Vs Tarifa.....	92
16.4.	Galones/Suscriptores.....	94

**Proyectó:**

Mario Andrés Botto Rojas  
Manuel Felipe Becerra Gómez  
Camilo Eduardo Guayara Martínez  
Rocío del Pilar Bernal Lara  
Geraldin Sánchez Castiblanco

**Revisó**

Marco Aurelio Pérez Vargas  
Coordinador Grupo ZNI – DTGE  
Andrés Felipe Peñaranda Bayona  
Director Técnico de Gestión de Energía (E)

**Aprobó:**

Andrés Felipe Peñaranda Bayona  
Director Técnico de Gestión de Energía (E)

## **Introducción:**

El presente Boletín Tarifario tiene por objeto poner en conocimiento de los agentes del sector, entidades de control, autoridades locales y demás actores interesados, la información correspondiente al Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica (CUPS) y a las tarifas efectivamente aplicadas por los prestadores que operan en las Zonas No Interconectadas (ZNI) del país, durante el cuarto trimestre del año 2025. Los análisis y cifras presentadas se fundamentan en la información reportada, certificada y validada a través del Sistema Único de Información – SUI, en cumplimiento de la regulación vigente.

El CUPS representa una relación técnico-económica que refleja el costo por unidad de energía entregada al usuario final, teniendo en cuenta las condiciones particulares de prestación del servicio en las ZNI. Este valor integra los componentes asociados a la generación, distribución y comercialización, permitiendo determinar los costos máximos a los que los prestadores se acogen para realizar la prestación del servicio de energía eléctrica, teniendo en cuenta la regulación vigente para el cálculo de este, también es insumo importante para la determinación y reconocimiento de subsidios con base en el régimen diferencial que rige para estas zonas.

La elaboración de este documento estuvo a cargo del Grupo de Zonas No Interconectadas (GZNI) adscrito a la Dirección Técnica de Gestión de Energía (DTGE) de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). En desarrollo de este ejercicio técnico se analizaron los componentes que conforman el CUPS (generación, distribución y comercialización) así como las tarifas aplicadas a los suscriptores finales por parte de los prestadores, incluyendo además el estudio del consumo de combustible destinado a la generación en las ZNI. La organización del boletín responde a un enfoque territorial, atendiendo la distribución de empresas por Dirección Territorial de la SSPD.

Este Boletín se compone de dieciséis (16) secciones principales. Se inicia con la presentación de la estructura tarifaria definida por la Resolución CREG 091 de 2007 y sus modificaciones, como parte del marco normativo para la prestación del servicio en ZNI mediante tecnologías convencionales. Posteriormente, se aborda la Resolución CREG 101 026 de 2022, que establece la metodología para la determinación del CUPS en mercados donde la prestación se realiza mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV).

Posteriormente se hace análisis respectivo al marco normativo expedido por el Ministerio de Minas y Energía mediante las Resoluciones MME 40239 y 40292 de 2022, que regulan el procedimiento de asignación y giro de subsidios, diferenciando los esquemas de generación diésel y solar fotovoltaica individual (SISFV). Se clasificaron las empresas prestadoras del servicio de energía en ZNI inscritas en el RUPS, agrupándolas por departamento conforme a la jurisdicción de cada Dirección Territorial de la SSPD, así mismo, un análisis comparativo del total de usuarios que reciben de este servicio público mediante los diferentes tipos de tecnologías.

Las secciones siguientes examinan en detalle los componentes tarifarios del CUPS, el consumo específico de combustible por galón, los niveles de pérdidas reconocidas, las tarifas aplicadas por los prestadores y los montos de subsidio asignado en cada mercado. Se incorpora un análisis particular de los generadores puros, focalizado en la eficiencia declarada y el total de combustible utilizado.

Asimismo, se presenta un panorama de las tarifas y subsidios en las Áreas de Servicio Exclusivo (ASE), seguido de una consolidación de tarifas de referencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN), con fines comparativos. Se incluyen los subsidios facturados discriminados por estrato socioeconómico y una descripción del comportamiento tarifario específico en mercados con prestación mediante SISFV. Adicionalmente, se incorpora información sobre los lineamientos para el cargue de datos al SUI conforme a la Resolución SSPD No. 20211000859995 del 24 de diciembre de 2021, la cual establece las obligaciones de reporte por parte de los prestadores. Finalmente, un análisis comparativo entre direcciones territoriales que abarca indicadores de cargos de generación distribuida, eficiencias del consumo de combustible diésel, autosuficiencia tarifaria y galones de combustible utilizados por usuario atendido.

## **1. Estructura Tarifaria (CREG 091 - 2007)**

La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, mediante la Resolución CREG 091 de 2007, definió la metodología para remunerar las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como las fórmulas tarifarias generales para establecer el Costo Unitario de Prestación del Servicio público de energía eléctrica - CUPS en las Zonas No Interconectadas.

De acuerdo con las consideraciones de la Resolución CREG 056 de 2009, se estableció como necesaria la actualización la tasa de retorno con la que se determinan los costos de inversión utilizados para remunerar las actividades de generación y distribución de energía eléctrica en las ZNI, por lo cual se expidió la Resolución CREG 057 de 2009, con la que se actualizaron los artículos 22 y 29 de la Resolución CREG 091 de 2007.

De esta forma la Resolución CREG 091 de 2007 y la Resolución 057 de 2009, establecen las fórmulas generales para el cálculo de la remuneración de cada uno de los componentes de las Fórmulas Tarifarias Generales para suscriptores Regulados del Servicio Público de Energía Eléctrica, así:

- Componente de Generación (G)
- Componente de Distribución (D)
- Componente de Comercialización (C)
- Formula Tarifaria General (CU)

Es importante tener en cuenta que las fórmulas para cada componente anteriormente expuesto varían para cada prestador de acuerdo a la exposición de ciertas variables tales como tipo de tecnología de generación de energía eléctrica, cantidad de unidades de generación, gastos de AOM, transporte del combustible de acuerdo a la ubicación de las plantas generadoras, nivel de tensión, propiedad de activos, así como la utilización de indicadores macroeconómicos como IPC e IPP, necesarios para la actualización de cada uno de los cargos.

## **2. Resolución CREG 101 026 de 2022**

La Resolución CREG 101 026 de 2022 define la fórmula tarifaria general para establecer la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas en Zonas No Interconectadas; aunque fue publicada en diario oficial del 4 de agosto de 2022, su artículo 20 estableció que la entrada en vigencia solo se daría a partir del mes siguiente a la fecha de publicación en diario oficial de la resolución por la cual se aprobase la tasa de descuento aplicable para determinar la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas.

Mediante la Resolución CREG 101 026 de 2023, se definió la tasa de descuento aplicable para la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV) en las Zonas No Interconectadas (ZNI), esta resolución fue publicada el pasado 31 de octubre de 2023 en el diario oficial No. 52565. Así, una vez quedó definida la tasa de descuento, entró en vigencia plena la Resolución CREG 101 026 de 2022 a partir del 01 de noviembre de 2023, derogando las disposiciones que al respecto se tenían en la Resolución CREG 091 de 2007, la Resolución CREG 072 de 2013 y la Resolución CREG 166 de 2020.

La metodología tarifaria de la Resolución CREG 101 026 de 2022, incorpora elementos que determinan el costo particular en cada región del país, mediante la identificación de los indicadores de costo en los que se descompone el cargo, entre otros el costo de transporte de personal para zonas de difícil acceso y usuarios dispersos, los cuales no guardan una relación directa con la potencia de la solución, caso contrario a lo definido en la Resolución CREG 091 de 2007 en donde el componente que reconoce los

gastos de administración, operación y mantenimiento es una función directa de la potencia instalada de la solución individual.

Por tal razón, se establecieron lineamientos para el reporte de información requerida para la validación de los costos de prestación definidos en la Resolución CREG 101 026 de 2022, también para el reporte de datos relacionados con la prestación del servicio, esta información viabiliza las actividades de Vigilancia e Inspección que adelanta la SSPD y sirve como insumo para actividades en otras entidades del sector.

### **3. Regulación Subsidios**

#### **3.1. Resolución MME 40239 (13-07-2022)**

El 13 de julio de 2022 el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40239, mediante la cual estableció el procedimiento y los criterios para la distribución y giro de subsidios para el servicio público domiciliario de energía eléctrica en las ZNI, y derogó la Resolución 182138 de 2007.

De acuerdo con lo indicado por el MME, para el cálculo del subsidio se tuvieron en cuenta dos consideraciones principales:

La necesidad de utilizar las tarifas publicadas por las empresas del SIN más cercano para el mes de cálculo, para evitar las dificultades que se podían presentar en el proceso de cálculo, debido a que se tenían que tomar como referencia tarifas de vigencias anteriores, lo que ocasiona una incertidumbre en la correcta aplicación tarifaria y la desigualdad tarifaria en el territorio nacional.

Mediante la Resolución 40239, se establece el subsidio máximo para los suscriptores residenciales en las ZNI, a partir de una componente denominada  $T_{e,n,m}$  (\$ /kWh), correspondiente a la tarifa de referencia del SIN más cercano. Esta variable tiene la finalidad de igualar las tarifas de los suscriptores de las ZNI y las tarifas de los suscriptores del Sistema Interconectado Nacional-SIN.

De acuerdo con lo anterior, la información reportada por cada uno de los prestadores para las vigencias del cuarto trimestre de 2022 en adelante corresponde a las disposiciones establecidas mediante la Resolución 40239 del 13 de julio de 2022.

#### **3.2. Resolución MME 40292 (05-08-2022)**

Por otra parte, el cinco de agosto del 2022, el Ministerio de Minas y Energía expidió la resolución 40292, mediante la cual se establecen los subsidios a la prestación de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas – (SISFV) en las Zonas No Interconectadas (ZNI) y se deroga la

Resolución 40296 del 2020. En esta resolución se tiene en cuenta la disponibilidad del servicio y el factor de consumo para cada ciclo de facturación.

## 4. Áreas geográficas de las ZNI

Con el fin de facilitar el análisis de la información, los prestadores se agruparon teniendo en cuenta la distribución por direcciones territoriales de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y los departamentos que conforman cada una de ellas; para cada territorial se presentan y analizan los datos que fueron reportados y certificados por los prestadores del servicio de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas ante el Sistema Único de Información SUI, para el cuarto trimestre de 2025.

**Tabla 1 Áreas geográficas Información reportada al RUPS**

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	NÚMERO DE PRESTADORES
ASES	AMAZONAS	1
ASES	ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA	1
CENTRO	BOGOTÁ, D.C.	5
NOROCCIDENTE	ATLÁNTICO	3
NOROCCIDENTE	LA GUAJIRA	1
NOROCCIDENTE	MAGDALENA	2
NORORIENTE	BOLÍVAR	2
NORORIENTE	CÓRDOBA	1
NORORIENTE	SUCRE	1
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	3
OCCIDENTE	CALDAS	1
OCCIDENTE	CHOCÓ	22
ORIENTE	NORTE DE SANTANDER	1
ORIENTE	SANTANDER	1
SURORIENTE	CAQUETÁ	3
SURORIENTE	CASANARE	1
SURORIENTE	GUAINÍA	1
SURORIENTE	GUAVIARE	2
SURORIENTE	PUTUMAYO	4
SURORIENTE	VAUPÉS	5
SURORIENTE	VICHADA	2
SUROCCIDENTE	CAUCA	3
SUROCCIDENTE	NARIÑO	27
SUROCCIDENTE	VALLE DEL CAUCA	20

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

A diciembre de 2025, mediante consulta al Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS se identificaron 113 empresas registradas para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI).

De acuerdo con la información reportada en SUI por parte de los prestadores del servicio de energía se evidencio lo siguiente, 82 empresas cumplieron con la actividad de reporte de información respecto a la prestación del servicio de energía eléctrica a **230.154 suscriptores** para el cuarto trimestre de 2025 (suscriptores residenciales, comerciales, industriales, oficiales, provisionales y especiales), ubicados en **4.802 localidades**, esto es con datos a diciembre de 2025.

Por otra parte, respecto a las 31 empresas que no reportaron información en SUI en los tiempos establecidos por la regulación, desde la DTGE se realiza seguimiento con el fin de identificar las situaciones que dan origen a la falta de reporte:

- I. Empresas que dejaron de realizar la prestación del servicio
- II. Empresas que prestan el servicio, y que no han manifestado situaciones particulares que les impidan dar cumplimiento al reporte de información ante el SUI.

Aunado a lo anterior, cuando la motivante corresponda al numeral I, se adelantará el debido proceso de cancelación por oficio, con el propósito de actualizar la base de datos de prestadores del servicio vigentes en la ZNI. Por otra parte, cuando se identifican situaciones del numeral II, se adelantan acciones frente a la empresa para que, mediante comunicación formal, exponga las razones por las cuales no ha dado cumplimiento a las fechas establecidas para la certificación ante el SUI.

Ahora bien, teniendo en cuenta que en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS, los prestadores reportan el departamento de domicilio, con base en las localidades reportadas por las empresas al SUI, se procede a analizar los departamentos en los cuales efectivamente se presta el servicio de energía eléctrica de la siguiente manera:

**Tabla 2 Áreas geográficas de prestación del servicio de energía eléctrica**

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	NÚMERO DE PRESTADORES
ASES	AMAZONAS	1
ASES	ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA	1
NOROCCIDENTE	ATLÁNTICO	1
NOROCCIDENTE	LA GUAJIRA	5
NOROCCIDENTE	MAGDALENA	3
NORORIENTE	BOLÍVAR	5
NORORIENTE	CESAR	5
NORORIENTE	CÓRDOBA	4
NORORIENTE	SUCRE	1
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	3
OCCIDENTE	CHOCÓ	28
ORIENTE	NORTE DE SANTANDER	1
ORIENTE	SANTANDER	1
ORIENTE	ARAUCA	1
SURORIENTE	CAQUETÁ	6
SURORIENTE	CASANARE	4
SURORIENTE	GUAINÍA	3
SURORIENTE	GUAVIARE	3
SURORIENTE	META	4
SURORIENTE	PUTUMAYO	9
SURORIENTE	VAUPÉS	5
SURORIENTE	VICHADA	5
SUROCCIDENTE	CAUCA	7
SUROCCIDENTE	NARIÑO	27
SUROCCIDENTE	VALLE DEL CAUCA	5

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

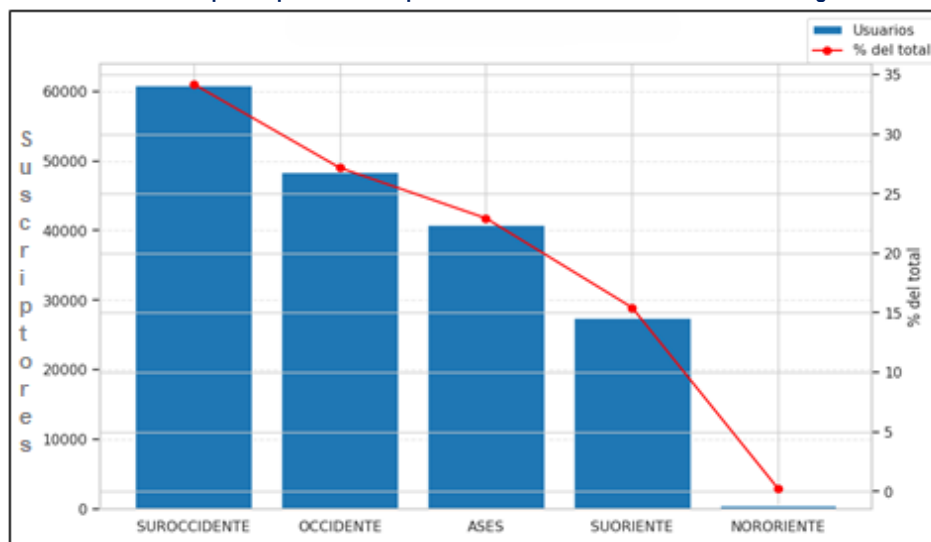
Al respecto cabe resaltar, que existen prestadores de energía eléctrica que reportan un único departamento de domicilio, pero suministran el servicio en más de un departamento, como es el caso de ESPDELCA SAS ESP quien reporta prestación en 13 departamentos (Amazonas, Antioquia, Arauca, Bolívar, Caquetá, Casanare, Cesar, Chocó, Córdoba, La Guajira, Meta, Nariño, Putumayo) y HELIOS ENERGIA S.A.S ESP registra prestación en 11 departamentos (Atlántico, Bolívar, Caquetá, Casanare, Cesar, Córdoba, La Guajira, Magdalena, Meta, Putumayo, Vaupés), seguido de las empresas EGYT S.A.S. E.S.P. y DISPOWER S.A.S. E.S.P. con prestación del servicio de energía en 10 departamentos.

## 5. Suscriptores

El presente análisis consolida la información más reciente sobre los suscriptores de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI), discriminada por territorial y tecnología de suministro —Generación Distribuida (IC1) y Sistemas Solares Fotovoltaicos Individuales (IUF1)— con corte a diciembre de 2025. La interpretación técnica se complementa con una lectura regulatoria conforme a los principios de eficiencia económica, suficiencia financiera y solidaridad social establecidos en los artículos 87 a 90 de la Ley 142 de 1994, el Decreto 1073 de 2015 y la Resolución CREG 101-026 de 2022.

El propósito de este ejercicio es caracterizar la estructura actual del parque de suscriptores y su relación con el modelo de prestación, identificando regulación, brechas tecnológicas y oportunidades de transición energética por territorial. Así las cosas, inicialmente se procede a mostrar los suscriptores por territorial mediante Generación Distribuida, así:

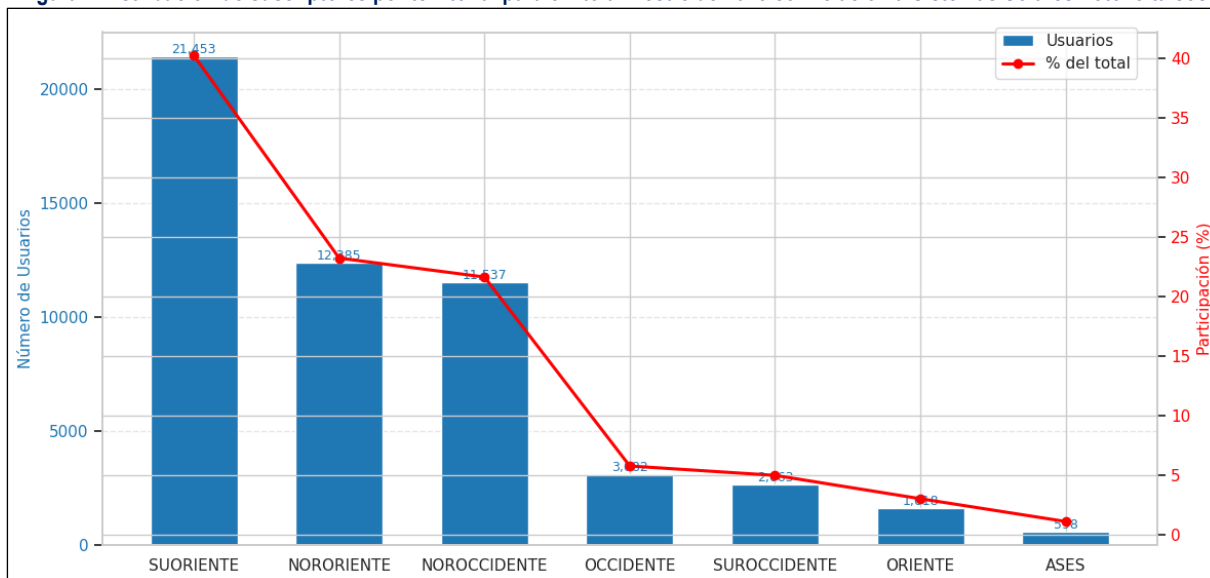
Figura 1 Distribución de suscriptores por territorial para el 4to trimestre de 2025 con relación a generación distribuida.



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

La Figura 1 muestra que la territorial SUROCCIDENTE concentra la mayor proporción de suscriptores de energía eléctrica en ZNI, seguido por la territorial OCCIDENTE y las ASES. En conjunto, estas tres territoriales superan el 80 % del total de suscriptores, lo que refleja una fuerte concentración demográfica y operativa del servicio. En contraste, la territorial SURORIENTE representa una menor participación relativa, aunque su peso técnico y fiscal es significativo debido al tipo de tecnología implementada. En esta zona predomina una alta dispersión geográfica con menor densidad de carga, lo que incrementa los costos unitarios de prestación (CUPS) y condiciona la sostenibilidad operativa de los prestadores. El comportamiento descrito evidencia la asimetría estructural del sector ZNI: pocas territoriales concentran la mayoría de los suscriptores que reciben suministro a partir de tecnologías de generación con combustibles fósiles, mientras que las zonas solares exhiben menor masa crítica pero mayor eficiencia marginal. Continuando con el análisis, se presenta el comportamiento de las SISFV a lo largo de la geografía nacional, así:

Figura 2 Distribución de suscriptores por territorial para el 4to trimestre de 2025 con relación a Sistemas Solares Fotovoltaicos.



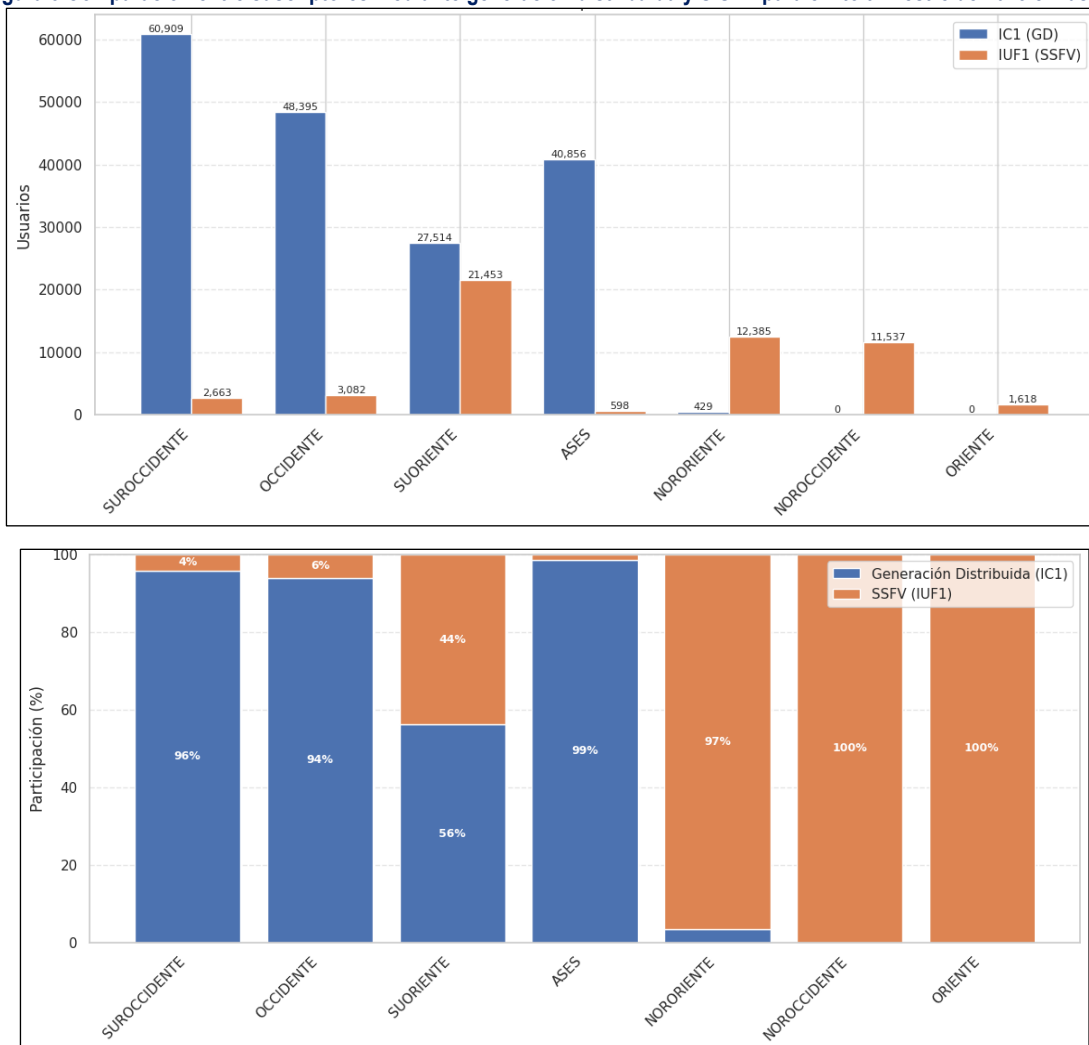
Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

En la anterior figura, referida exclusivamente a Sistemas Solares Fotovoltaicos (IUF1), se observa una reconfiguración espacial de la cobertura energética:

- SURORIENTE lidera en número absoluto de suscriptores que reciben suministro a partir de soluciones solares, quienes se encuentran ubicados geográficamente en siete departamentos del territorio nacional, alcanzando en el departamento del Putumayo la mayor concentración de suscriptores.
- NORORIENTE Y NOROCCIDENTE, superan un total de 10.000 suscriptores, superando una participación del 20%, no obstante, la prestación del servicio mediante generación fotovoltaica es crítica respecto a la cobertura de la territorial Suroriental.

Desde la óptica técnica, esta distribución es coherente con la accesibilidad logística; las regiones donde la conectividad terrestre es más limitada adoptaron más tempranamente soluciones SISFV autónomas. Sin embargo, el predominio fotovoltaico en zonas de baja densidad plantea retos de sostenibilidad para las actividades de Administración, Mantenimiento y de Gestión Comercial (AMGC) así como en la gestión de reposiciones de la infraestructura de almacenamiento.

Figura 3 Comparación entre suscriptores mediante generación distribuida y SISFV para el 4to trimestre de 2025 en las ZNI



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

En las territoriales Suroccidente, Occidente y ASES, más del 90 % de los suscriptores dependen de Generación Distribuida Diésel (IC1), con altos costos variables y fuerte dependencia de los subsidios aportados por el gobierno nacional. Por otro lado, en las territoriales Nororiente, Noroccidente y Oriente, la cobertura es esencialmente solar (más del 95 %) donde también se identifica una alta dependencia de los subsidios. En este sentido, las ZNI en Colombia resaltan dos tipos de generación claramente definidas.

## 6. Territorial Occidente

### 6.1. Cargo de Generación (G)

El análisis efectuado para el componente de cargo de generación correspondiente al cuarto trimestre del año 2025 se desarrolló con base en la información reportada y certificada por los prestadores que operan mediante esquemas de generación distribuida con tecnología diésel y PCH, en el marco del régimen tarifario aplicable a las Zonas No Interconectadas (ZNI).

La determinación de los Cargos Máximos de Generación obedece a la metodología regulatoria definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), particularmente en las Resoluciones CREG 091 de 2007 y CREG 057 de 2009. Dicha metodología contempla como elementos fundamentales el costo regulado de la inversión, los gastos asociados a la administración, operación y mantenimiento (AOM), las horas efectivas de prestación del servicio y las pérdidas reconocidas en el proceso de generación y entrega de energía. Es importante tener en cuenta que gran parte del parque de generación instalado en las ZNI funciona con combustibles derivados de la refinación del petróleo, de modo que, los cargos máximos regulados deben obedecer a la aplicación correcta de las variables asociadas a la operación y mantenimiento de los generadores, siendo el consumo de combustible uno de los elementos que produce cambios más significativos en los valores del Costo Unitario de Prestación del Servicio CUPS.

A continuación, se presentan los valores observados con relación a los cargos de generación, así como su comportamiento por departamento de acuerdo con la información reportada en SUI. En este contexto, los prestadores deben calcular los cargos máximos por unidad de energía generada o por capacidad disponible, conforme al tipo de tecnología instalada, bajo el principio de eficiencia económica y el reconocimiento de costos necesarios para garantizar la sostenibilidad técnica del servicio. Para el caso de la tecnología diésel (predominante en el parque de generación de las ZNI), esta evaluación adquiere especial relevancia debido a la alta sensibilidad del costo frente a variables como el consumo específico de combustible, el rendimiento operativo de los generadores y las condiciones logísticas de abastecimiento.

Seguidamente, se presentan los valores observados para el cargo de generación en el período analizado discriminados por la Departamento y Municipio, con base en la información reportada por los prestadores en el Sistema Único de Información (SUI). Este análisis permite identificar diferencias

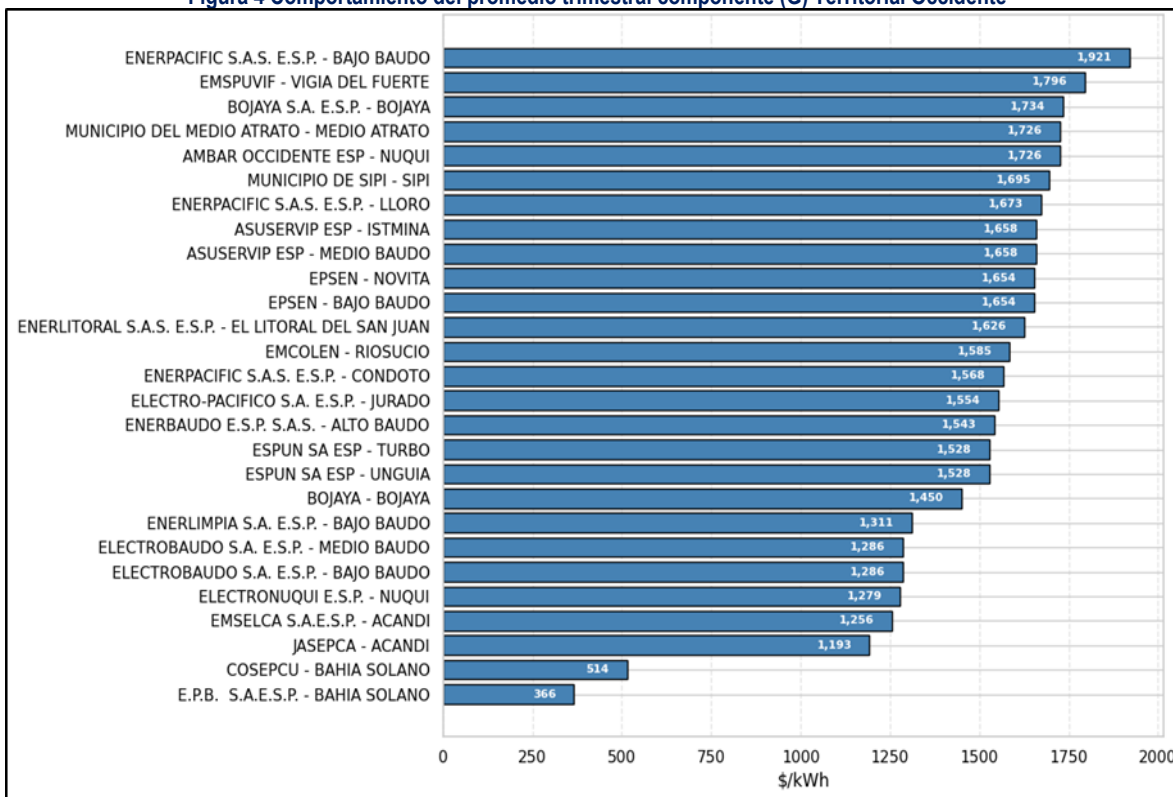
regionales atribuibles a la eficiencia de los equipos, el tipo de combustible utilizado, la escala de operación, así como las condiciones particulares de aislamiento y accesibilidad de cada zona del país. En la Territorial Occidente, durante el cuarto trimestre de 2025, 21 empresas reportaron información al SUI, las cuales operan en 2 departamentos y 19 municipios, atendiendo aproximadamente **48.395 suscriptores** en promedio, lo que equivale al **21% del total de suscriptores atendidos en las ZNI** durante el periodo analizado.

Tabla 3 Cargos Componente (G) Territorial Occidente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Octubre	Noviembre	Diciembre	PROMEDIO
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	TURBO	ESPUN SA ESP	1535	1537	1512	1528
		VIGIA DEL FUERTE	EMSPUVIF	1801	1798	1788	1796
	CHOCÓ	ACANDI	EMSELCA S.A.E.S.P.	1260	1251	1256	1256
			JASEPCA	1191	1197	1191	1193
		ALTO BAUDO	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	1543	1539	1547	1543
		BAHIA SOLANO	COSEPCU	816	264	463	514
			E.P.B. S.A.E.S.P.	417	366	314	366
		BAJO BAUDO	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	1283	1289	1287	1286
			ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	1313	1312	1309	1311
			ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	1921	1920		1921
			EPSEN	1646	1651	1665	1654
		BOJAYA	BOJAYA	1418	1479	1452	1450
			BOJAYA S.A. E.S.P.	1753	1730	1719	1734
		CONDOTO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	1569	1570	1564	1568
		EL LITORAL DEL SAN JUAN	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	1645	1620	1612	1626
		ISTMINA	ASUSERVIP ESP	1657	1654	1665	1658
		JURADO	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	1555	1556	1550	1554
		LLORO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	1675	1675	1668	1673
		MEDIO ATRATO	MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	1729	1726	1725	1726
		MEDIO BAUDO	ASUSERVIP ESP	1657	1654	1665	1658
			ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	1283	1289	1287	1286
		NOVITA	EPSEN	1646	1651	1665	1654
	NUQUI	AMBAR OCCIDENTE ESP	1716	1723	1738	1726	
		ELECTRONUQUI E.S.P.	1277	1279	1281	1279	
	RIOSUCIO	EMCOLEN	1583	1590	1583	1585	
	SIPI	MUNICIPIO DE SIPI	1697	1698	1690	1695	
	UNGUIA	ESPUN SA ESP	1535	1537	1512	1528	

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 4 Comportamiento del promedio trimestral componente (G) Territorial Occidente



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

En la revisión del comportamiento del componente de generación (Gm) aplicado por los prestadores de energía en los departamentos de Antioquia y Chocó durante el cuarto trimestre de 2025, se identifican diferencias relevantes tanto en la magnitud de los valores como en su consistencia mensual, que permiten formular las siguientes observaciones:

El prestador ESPUN S.A. E.S.P. el cual presta el servicio de energía en Antioquia y Choco aplica el mismo valor del cargo de generación (Gm) en los mercados de Antioquia y Chocó durante el trimestre analizado, por tanto, este componente no refleja las diferencias técnicas, logísticas ni operativas que podrían existir entre estos territorios. Esta homogeneización tarifaria plantea dudas sobre la trazabilidad del costo aplicado y podría estar desconociendo las particularidades propias de cada zona, contraviniendo los principios de eficiencia y desagregación territorial exigidos en el régimen diferencial de Zonas No Interconectadas.

El cargo de generación para la territorial occidente varía entre \$366 y \$1921 con un valor promedio para la generación de \$1473, para el caso de COSEPCU y E.P.B. S.A.E.S.P. es particularmente atípico, al

reportar un cargo de generación muy por debajo del promedio regional. Este comportamiento excepcional puede explicarse por el uso de una fuente hidráulica local a través de Centrales Hidroeléctricas a Pequeña Escala.

## 6.2. Combustible

Para el análisis de la información se toman los datos reportados al SUI mediante el formato IC6. Reporte Comercial Generadores Diésel, durante el cuarto trimestre del año 2025 evidenciando lo siguiente:

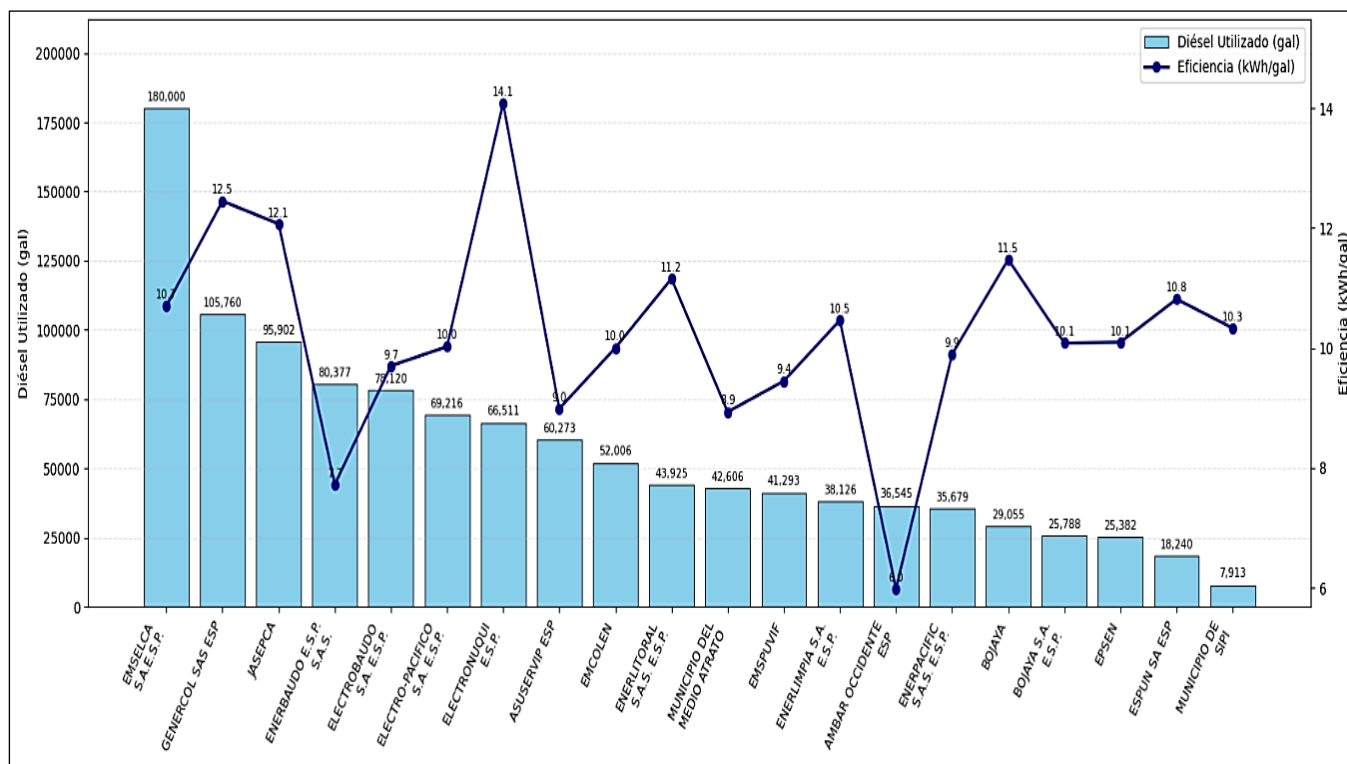
Tabla 4 Consumo combustible Territorial Occidente

TERRITORIAL	Mes	Octubre		Noviembre			Diciembre				
	SIGLA	Diesel Utilizado	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado	Δ Diesel %	Efic kWh/Gal	Δ Efic %	Diesel Utilizado	Δ Diesel %	Efic kWh/Gal	Δ Efic %
OCCIDENTE	AMBAR OCCIDENTE ESP	12297	6,10	12124	-1,41	5,90	-3,18	12124	0,00	5,95	0,86
	ASUSERVIP ESP	20091	8,99	20091	0,00	8,82	-1,88	20091	0,00	9,15	3,74
	BOJAYA	11426	11,55	7942	-30,49	11,40	-1,34	9687	21,97	11,45	0,49
	BOJAYA S.A. E.S.P.	8596	9,87	8596	0,00	10,14	2,74	8596	0,00	10,25	1,06
	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	23072	9,96	23072	0,00	9,81	-1,49	23072	0,00	10,29	4,90
	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	26040	8,99	26040	0,00	9,21	2,38	26040	0,00	10,91	18,43
	ELECTRONUQUI E.S.P.	21591	14,75	21491	-0,46	14,06	-4,72	23429	9,02	13,49	-4,04
	EMCOLEN	17406	9,97	17300	-0,61	9,94	-0,25	17300	0,00	10,09	1,52
	EMSELCA S.A.E.S.P.	60000	10,92	60000	0,00	10,59	-3,01	60000	0,00	10,61	0,17
	EMSPUVIF	13273	9,50	14010	5,55	9,53	0,32	14010	0,00	9,32	-2,17
	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	26290	7,66	27084	3,02	7,77	1,41	27003	-0,30	7,74	-0,31
	ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	12438	10,67	12359	-0,64	10,65	-0,20	13329	7,85	10,09	-5,23
	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	14378	11,12	14153	-1,56	11,16	0,36	15394	8,77	11,19	0,21
	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	13141	9,75	13141	0,00	9,76	0,04	9397	-28,49	10,29	5,50
	EPSEN	8497	10,21	8495	-0,02	9,83	-3,71	8390	-1,24	10,25	4,28
	ESPUN SA ESP	5880	10,88	6480	10,20	9,90	-8,94	5880	-9,26	11,76	18,71
	GENSA S.A. ESP	34284	12,88	25465	-25,72	12,92	0,32	22837	-10,32	13,02	0,84
	JASEPCA	36978	12,01	25098	-32,13	12,44	3,59	33826	34,78	11,86	-4,64
	MUNICIPIO DE SIPI	2638	10,45	2593	-1,71	10,26	-1,77	2682	3,43	10,29	0,24
MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	14202	8,89	14202	0,00	8,87	-0,28	14202	0,00	9,05	2,02	

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

En la Tabla 4 se presenta el comportamiento mensual de cada empresa en relación con la cantidad de galones de diésel utilizado y la eficiencia en el consumo de combustible (kWh/gal) usado para la generación. Para el cuarto trimestre del 2025 el prestador que reporto una menor eficiencia fue AMBAR OCCIDENTE con un promedio de 5.98 kWh/Gal muy por debajo de la media de 10.36kWh/Gal, por el contrario el prestador con la eficiencia más alta para este trimestre es Electronuqui con un promedio de 14.10 kWh/Gal, sin embargo, hay que hacer la aclaración que el prestador no solo genera su energía con grupos electrógenos ya que en la localidad Comunidad Indígena de Pangui para el mes de diciembre generaron mediante pequeñas centrales hidroeléctricas PCH un total de 6904 kWh, lo que explicaría la eficiencia por encima de la media.

Figura 5 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Occidente

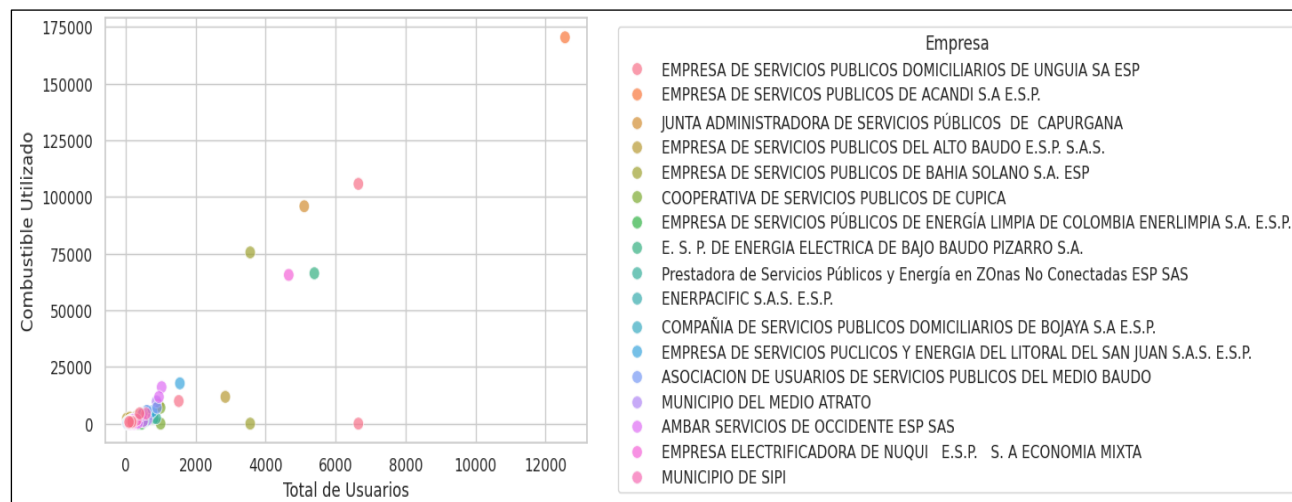


Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

Como se muestra en la Figura 5 la mayor parte de los prestadores se encuentran en el rango de eficiencia entre 8 y 12 kWh generados por cada galón de diésel consumido a excepción de Electronuqui y AMBAR OCCIDENTE como ya se mencionó previamente.

Las empresas que se encuentran ubicadas en la territorial de occidente hacen parte de los grupos 1 y 2 establecidos en el anexo de la Resolución CREG 091 de 2007 las cuales no tienen entre si mayor diferencia en los costos de transporte de combustible puesto que la planta de abasto asignada por resolución es la más cercana a cada generador. En una lectura más profunda, el patrón de consumo y eficiencia revela inequidades operativas que, en el marco de la regulación energética para Zonas No Interconectadas (ZNI), tienen un impacto directo en la sostenibilidad financiera del esquema de subsidios.

**Figura 6 Combustible utilizado Vs Suscriptores atendidos - Territorial Occidente**



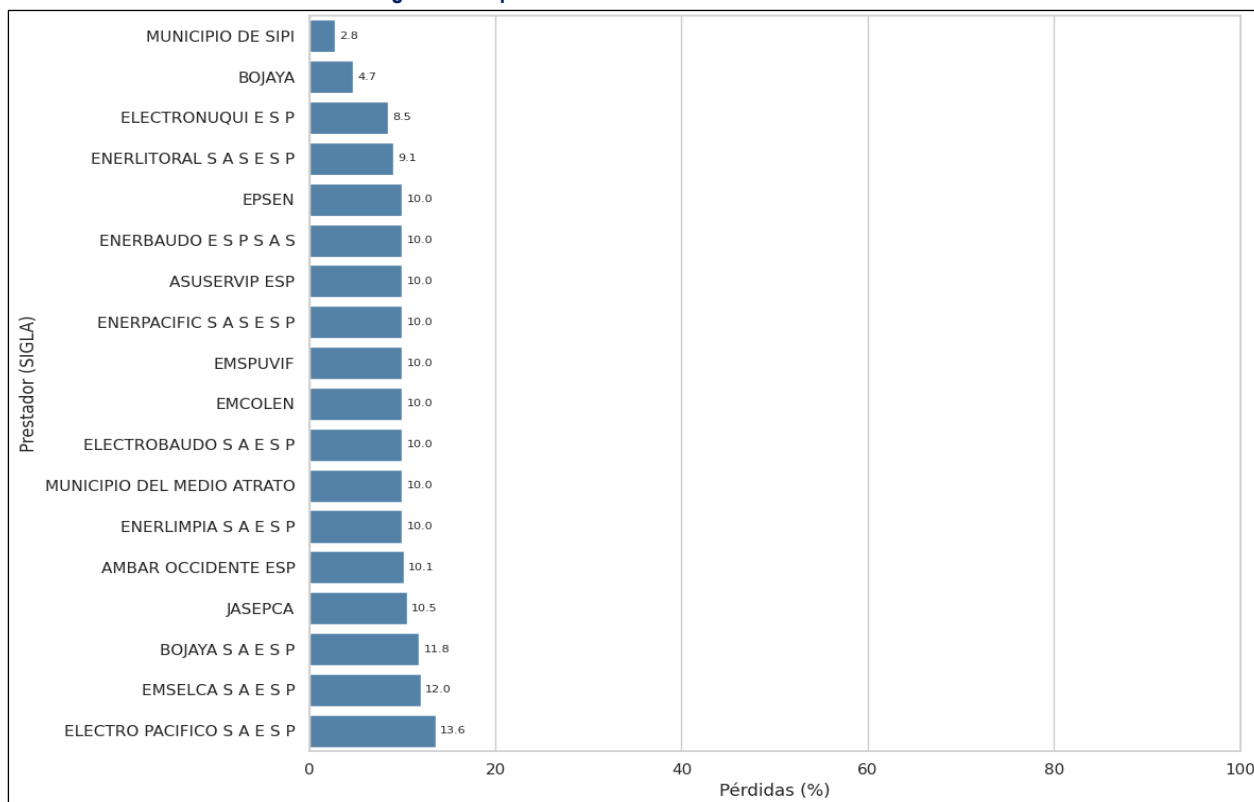
Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

La Figura 6 muestra que EMSELCA es el prestador con mayor cantidad de suscriptores y mayor consumo de combustible para satisfacer la demanda de energía eléctrica por encima de los demás prestadores de la territorial occidente, la Empresa de Servicios Públicos de Unguia no reporta consumo de combustible debido a que la actividad de generación de energía corresponde a GENERCOL como generador puro; para la Empresa de Servicios Públicos de Bahía Solano no se requiere de combustible para la generación de energía debido a que se genera mediante tecnología hidráulica con pequeñas centrales hidroeléctricas PCH.

### 6.3. Pérdidas

Las pérdidas comerciales son producto de la diferencia entre energía generada y energía facturada; por lo anterior y conforme a la información reportada y certificada ante el SUI por parte de los prestadores de la territorial de occidente para el cuarto trimestre de 2025, se puede evidenciar lo siguiente:

Figura 7 Comportamiento Pérdidas Territorial Occidente



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

La información evidencia que, en la territorial Occidente, las pérdidas de energía medidas como la diferencia entre energía generada y facturada se mantienen en un rango muy estrecho, con la mayor parte de los prestadores en un rango cercano al 10 %, rango que se posiciona cerca al límite de las pérdidas comerciales reconocidas para las Zonas No Interconectadas (ZNI), cabe aclarar que debido a las condiciones típicas de estas zonas este es el rango normal. Prestadores como MUNICIPIO DE SIPÍ y BOJAYA registran las pérdidas por debajo de la media, 2,8 % y 4.7 % respectivamente, lo que sugiere una gestión eficiente por parte de la empresa, que se refleja en la cantidad de energía que se logra facturar. Es importante mencionar que en la gráfica no se muestra la información ESPUN S.A. ESP en razón que, en este caso se tiene un comportamiento anómalo debido a que en Unguía la actividad de generación es realizada por GENERCOL SAS ESP como se ya mencionó. Si bien, en la operación del sistema se pueden dar pérdidas técnicas, hay otras pérdidas que pueden ser ocasionadas por conexiones y uso de energía de manera ilegal por parte de los usuarios finales, también se puede dar por la falta control en la gestión de medida por parte del prestador.

## 6.4. Componente de Distribución (D)

El análisis del cargo de distribución correspondiente al cuarto trimestre de 2025 considera a las empresas que prestan el servicio a través de redes de distribución local. La aplicación de estos cargos por uso de los sistemas de distribución tiene como finalidad remunerar al distribuidor por la infraestructura requerida para transportar la energía desde el punto de entrega del generador hasta el punto de suministro al usuario. Dichos cargos incluyen los costos asociados a la conexión del sistema de distribución al generador, pero excluyen los costos de conexión del usuario al sistema de distribución y los costos de equipos auxiliares y transformadores elevadores que el generador requiera para su conexión.

En las Zonas No Interconectadas (ZNI), la actividad de distribución de energía eléctrica se remunera con base en los cargos máximos para los niveles de tensión 1 y 2, establecidos en el artículo 29 de la Resolución CREG 091 de 2007, modificado por el artículo 3 de la Resolución CREG 057 de 2009. Este cargo reconoce remuneración por inversiones (tenencia de activos) para la actividad de distribución, y de acuerdo con la información certificada en SUI se observa que algunas empresas no han reportado inventarios y/o tenencia de activos en distribución; lo anterior explica las diferencias significativas entre prestadores para el cargo de distribución.

Dado que, la Resolución de cargue de información al SUI SSPD No. 20211000859995 del 24 de diciembre de 2021, entró en vigencia a partir del 01 de julio de 2022, y es mediante el “Formato IT1. Inventario de Equipos” a través del cual los prestadores certifican el porcentaje de propiedad de activos de generación y distribución. Cabe resaltar que, al haberse cumplido los plazos establecidos en la regulación, el inventario certificado por las empresas a la fecha debe estar totalmente reportado y actualizado.

En este contexto, se presentan los valores reportados por los operadores de las ZNI en la territorial Occidente que informaron cargos de distribución, agrupados por departamento, a fin de facilitar su comparación y análisis.

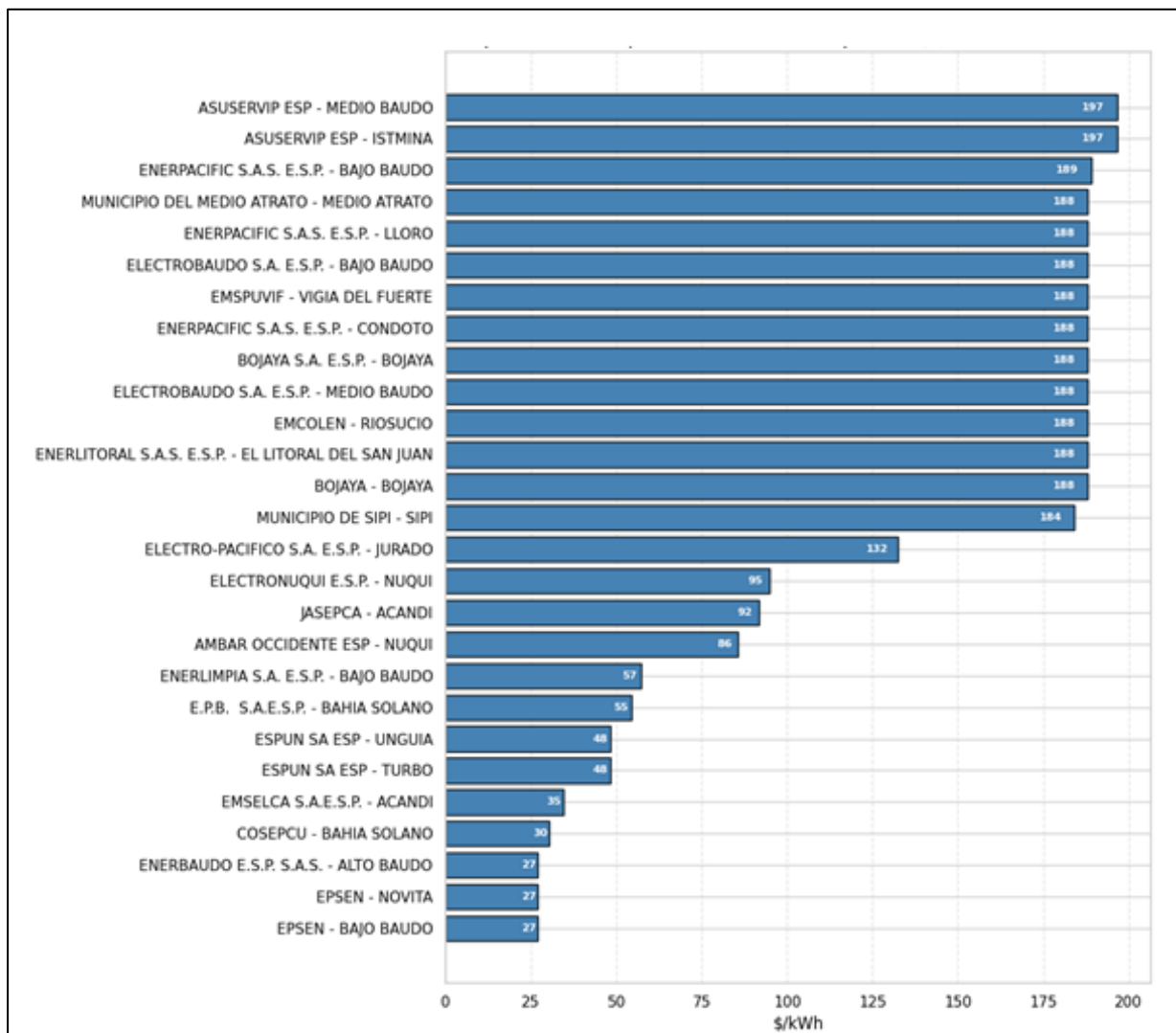
Tabla 5 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial de Occidente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Octubre	Noviembre	Diciembre	PROMEDIO
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	TURBO	ESPUN SA ESP	48.73	48.47	47.83	48.34
		VIGIA DEL FUERTE	EMSPUVIF	189.57	188.44	186.02	188.01
	CHOCÓ	ACANDI	EMSELCA S.A.E.S.P.	34.73	34.77	34.55	34.68
			JASEPCA	92.53	91.98	90.79	91.77
		ALTO BAUDO	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	27.26	27.10	26.75	27.04
		BAHIA SOLANO	COSEPCU	30.67	30.49	30.10	30.42
			E.P.B. S.A.E.S.P.	55.04	54.72	54.01	54.59
		BAJO BAUDO	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	189.57	188.44	186.02	188.01
			ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	57.36	56.92	57.26	57.18
			ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	189.57	188.44		189.01
			EPSEN	27.26	27.10	26.75	27.04
		BOJAYA	BOJAYA	189.57	188.44	186.02	188.01
			BOJAYA S.A. E.S.P.	189.57	188.44	186.02	188.01
		CONDOTO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	189.57	188.44	186.02	188.01
		EL LITORAL DEL SAN JUAN	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	189.57	188.44	186.02	188.01
		ISTMINA	ASUSERVIP ESP	198.37	197.14	194.59	196.70
		JURADO	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	133.47	132.68	130.98	132.38
		LORO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	189.57	188.44	186.02	188.01
		MEDIO ATRATO	MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	189.57	188.44	186.02	188.01
		MEDIO BAUDO	ASUSERVIP ESP	198.37	197.14	194.59	196.70
			ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	189.57	188.44	186.02	188.01
		NOVITA	EPSEN	27.26	27.10	26.75	27.04
		NUQUI	AMBAR OCCIDENTE ESP	85.91	85.91	84.81	85.54
			ELECTRONUQUI E.S.P.	95.59	95.03	93.80	94.81
		RIOSUCIO	EMCOLEN	189.57	188.44	186.02	188.01
		SIPI	MUNICIPIO DE SIPI	185.67	184.57	182.20	184.15
		UNGUIA	ESPUN SA ESP	48.73	48.47	47.83	48.34

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

Se encuentra que ESPUN presta el servicio en dos departamentos, sin embargo, el cargo de Dm es el mismo, lo anterior obedece a que la propiedad de activos de distribución certificada en SUI no presenta diferencias para los dos mercados atendidos.

Figura 8 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial de Occidente



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

El análisis de los cargos de distribución reportados para el cuarto trimestre de 2025 en la territorial Occidente evidencia una marcada dispersión de valores entre prestadores, con promedios que oscilan entre \$27/kWh y \$197/kWh. Esta variabilidad está directamente relacionada con la estructura de costos y la propiedad de los activos de distribución en cada prestador, tal como lo prevé la regulación para las Zonas No Interconectadas (ZNI). En el extremo inferior se encuentran prestadores como ENERBAUDO E.S.P. S.A.S. y EPSEN, con un cargo constante de \$27/kWh, lo que sugiere una base de activos más reducida o plenamente amortizada, así como menores costos asociados a la infraestructura de distribución.



Por otra parte, ASUSERVIP ESP., con cargos superiores a los valores máximos permitidos por la regulación (\$197/kWh promedio trimestre), se presume que para el cálculo de la componente los cargos de distribución del nivel de tensión 1, también pueden estar teniendo en cuenta el nivel de tensión 2, así mismo, puede que el prestador esté incurriendo en inconsistencias al momento de calcular el costo de Distribución.

## 6.5. Componente de Comercialización (C)

El Cargo Máximo Base de Comercialización Co, fue establecido en el artículo 37 de la Resolución CREG 091 de 2007 y corresponde a un valor mensual que varía entre 3.834 COP y 2.739 COP<sup>1</sup> por factura (valores a diciembre de 2006); éste depende de la existencia de medición o aforo de carga.

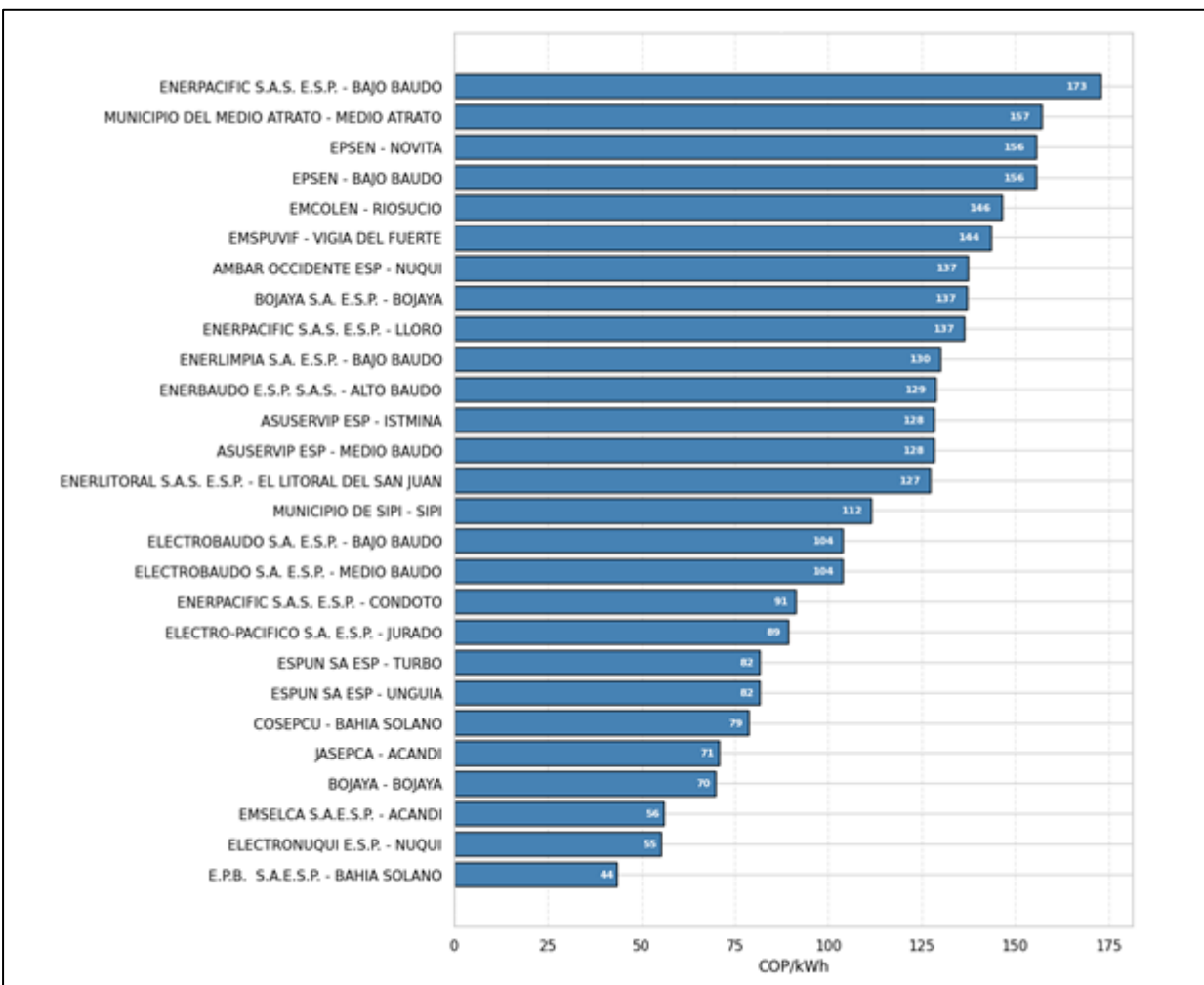
Tabla 6 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Occidente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Octubre	Noviembre	Diciembre	PROMEDIO	
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	TURBO	ESPUN SA ESP	81.62	81.69	81.82	81.71	
		VIGIA DEL FUERTE	EMSPUVIF	143.39	143.65	143.75	143.60	
		CHOCÓ	ACANDI	EMSELCA S.A.E.S.P.	56.00	56.10	56.14	56.08
			JASEPCA	70.82	70.95	71.00	70.92	
	ALTO BAUDO		ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	128.62	128.85	128.95	128.81	
	BAHIA SOLANO		COSEPCU		78.58	78.72	78.78	78.69
			E.P.B. S.A.E.S.P.		43.48	43.56	43.59	43.54
	BAJO BAUDO		ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.		103.59	103.78	103.85	103.74
			ENERLIMPIA S.A. E.S.P.		129.89	130.13	130.22	130.08
			ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.		172.72	173.04		172.88
			EPSEN		155.44	155.73	155.84	155.67
	BOJAYA		BOJAYA		69.80	69.93	69.98	69.90
			BOJAYA S.A. E.S.P.		137.02	137.28	137.38	137.23
	CONDOTO		ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.		91.06	91.22	91.29	91.19
	EL LITORAL DEL SAN JUAN		ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.		127.21	127.45	127.54	127.40
	ISTMINA		ASUSERVIP ESP		128.19	128.43	128.52	128.38
	JURADO		ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.		89.08	89.24	89.31	89.21
	LLORO		ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.		136.31	136.56	136.66	136.51
	MEDIO ATRATO		MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO		156.94	157.23	157.34	157.17
	MEDIO BAUDO		ASUSERVIP ESP		128.19	128.43	128.52	128.38
			ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.		103.59	103.78	103.85	103.74
	NOVITA		EPSEN		155.44	155.73	155.84	155.67
	NUQUI	AMBAR OCCIDENTE ESP		136.81	137.54	137.54	137.30	
		ELECTRONUQUI E.S.P.		55.16	55.27	55.31	55.25	
	RIOSUCIO	EMCOLEN		146.19	146.46	146.57	146.41	
	SIPI	MUNICIPIO DE SIPI		111.41	111.61	111.69	111.57	
UNGUIA	ESPUN SA ESP		81.62	81.69	81.82	81.71		

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

<sup>1</sup> Para los casos en los que se realiza aforos de carga

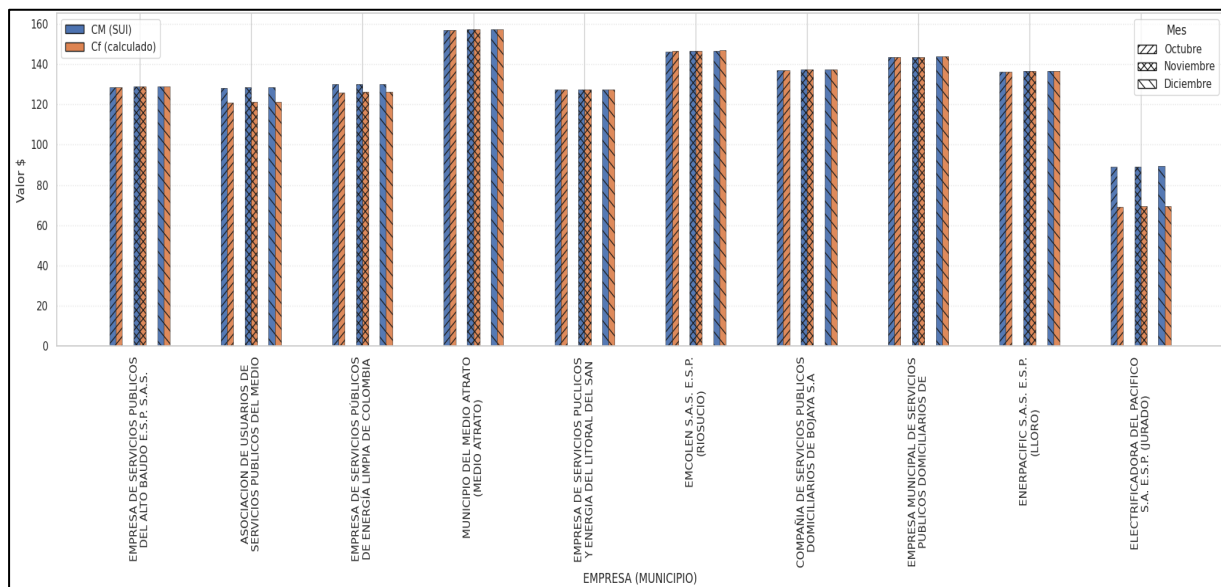
Figura 9 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial de Occidente



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

El componente de comercialización no posee afectación de acuerdo a las zonas en las cuales se encuentre ubicado cada prestador, pero si presenta variación por número de facturas expedidas, así como la existencia de un sistema de medición y el consumo facturado medio en el año t-1 de cada mercado (CFM t-1). A continuación, se muestra el análisis adelantado tomando como base los cargos máximos definidos por la regulación vigente para las 10 empresas con mayor número de suscriptores en la territorial correspondiente:

Figura 10 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Occidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Al respecto, se identifica que las empresas ASOCIACIÓN DE USUARIOS DE SERVICIOS PUBLICOS DEL MEDIO BAUDO – ASUSERVIP, EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE ENERGIA LIMPIA DE COLOMBIA – ENERLIMPIA y ELECTRICADORA DEL PACIFICO certificaron en el SUI un valor superior al calculado por la SSPD, esto, con base en la información reportada por el mismo prestador. Las diferencias identificadas pueden originarse en el análisis de variables como el Consumo Facturado Medio (CFM) o en la aplicación del valor correspondiente a la medición.

## 6.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)

El análisis realizado del comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio para el cuarto trimestre de 2025, se basó en aquellas empresas que prestan el servicio mediante tecnología diésel o PCH para la generación de energía. La fórmula tarifaria general aplicable a los suscriptores regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica reúne los componentes de Generación (G), Distribución (D), y Comercialización (C), considerando el porcentaje de pérdidas de energía acumuladas en el nivel de tensión correspondiente, así:

$CU_{nm} = \frac{Gm}{1-p} + Dm, n + Cm$	Dónde: <b>CU:</b> Costo Unitario (\$/Kwh) <b>Gm:</b> Cargo de Generación (\$/Kwh) <b>Dm:</b> Cargo de Distribución (\$/Kwh) <b>Cm:</b> Cargo de Comercialización (\$/Kwh) <b>p:</b> Pérdidas de energía (10%)
---	--

Es importante indicar que mediante la Resolución 091 de 2007 en su artículo 40, se establece que las pérdidas eficientes reconocidas corresponden al 10%.

**Tabla 7 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Occidente**

TERRITORIAL	MUNICIPIO	SIGLA	Octubre	Noviembre	Diciembre
OCCIDENTE	ACANDI	EMSELCA S.A.E.S.P.	1491.00	1480.32	1486.74
		JASEPCA	1486.98	1492.60	1484.92
	ALTO BAUDO	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	1870.53	1865.82	1874.03
	BAHIA SOLANO	COSEPCU	1015.85	402.30	623.16
		E.P.B. S.A.E.S.P.	562.12	504.44	446.77
	BAJO BAUDO	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	1718.26	1724.53	1720.05
		ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	1646.32	1644.55	1642.47
		ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	2496.40	2495.19	
		EPSEN	2011.42	2017.22	2032.31
	BOJAYA	BOJAYA	1835.23	1901.58	1868.91
		BOJAYA S.A. E.S.P.	2274.36	2248.33	2233.19
	CONDOTO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	2023.99	2024.46	2015.32
	EL LITORAL DEL SAN JUAN	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	2145.06	2115.48	2104.42
	ISTMINA	ASUSERVIP ESP	2167.17	2163.04	2173.34
	JURADO	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	1950.87	1950.41	1942.73
	LLORO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	2186.66	2186.43	2175.80
	MEDIO ATRATO	MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	2267.28	2263.63	2259.51
	MEDIO BAUDO	ASUSERVIP ESP	2167.17	2163.04	2173.34
		ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	1718.26	1724.53	1720.05
	NOVITA	EPSEN	2011.42	2017.22	2032.31
NUQUI	AMBAR OCCIDENTE ESP	2129.09	2137.72	2153.68	
	ELECTRONUQUI E.S.P.	1570.14	1571.54	1572.23	
RIOSUCIO	EMCOLEN	2094.72	2101.66	2091.67	
SIPI	MUNICIPIO DE SIPI	2182.30	2182.30	2171.81	
TURBO	ESPUN SA ESP	1835.46	1838.17	1810.19	
UNGUIA	ESPUN SA ESP	1835.46	1838.17	1810.19	
VIGIA DEL FUERTE	EMSPUVIF	2334.39	2330.10	2316.13	

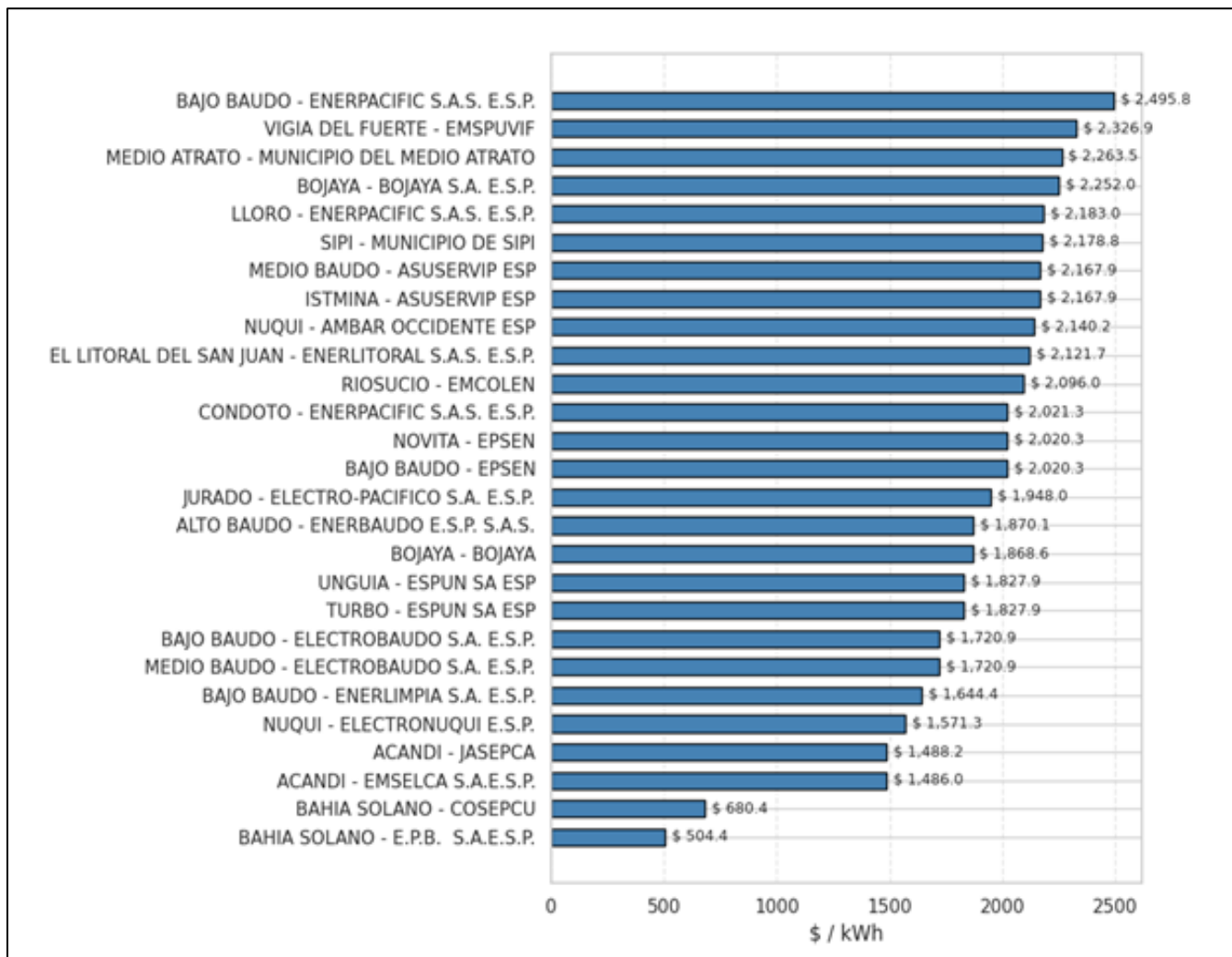
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En el cuarto trimestre de 2025, el CUPS reportado para la territorial Occidente presenta una dispersión significativa, con valores que van desde \$504.44 /kWh en Bahía Solano (E.P.B. S.A.E.S.P.), hasta alrededor de \$2.495.79/kWh en Bajo Baudó (Enerpacific S.A.S. E.S.P.).

Los costos más bajos corresponden a prestadores con posibles economías de escala o mejores condiciones logísticas, mientras que los más altos se concentran en municipios de difícil acceso, con

baja densidad de usuarios y mayores costos de operación, transporte de combustible y mantenimiento. En la mayoría de los casos, las tarifas se mantienen estable mes a mes, lo que indica que la estructura de costos fijos predomina sobre las variaciones de demanda.

Figura 11 Comportamiento CUPS (COP/kWh) - Territorial Occidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Por otra parte, se evidenció que las empresas ELECTROBAUDO, EPSEN, ASUSERVIP y ESPUN reportan el mismo valor de CUPS para los diferentes municipios donde prestan el servicio de energía eléctrica, no obstante, es de tener en cuenta que este valor varía de acuerdo con la energía generada, la

cantidad de suscriptores, el valor de transporte del combustible y el consumo facturado medio para el año t-1, así las cosas, es muy baja la probabilidad de que los valores de CUPS sean iguales en dos mercados.

## **6.7. Tarifas Aplicadas**

De acuerdo con lo previsto en el artículo 2 de la Resolución MME 40239 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, las tarifas a aplicar a los suscriptores residenciales de las ZNI corresponden a las tarifas de referencia aplicadas a los Suscriptores Residenciales de estrato e, conectado al nivel de tensión n, para el mes de facturación m, incluido subsidio o contribución, por el comercializador incumbente del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el departamento donde se encuentran ubicados las cuentas de suscriptores Residenciales de una ZNI. En caso de que dichas cuentas de suscriptor se encuentren en un departamento que no pertenezca al SIN, se debe tomar como referencia la tarifa aplicada en la capital del departamento del SIN, con punto de conexión a 115 kV más cercana a la capital del departamento, al cual pertenecen las cuentas de Suscriptores Residenciales de las ZNI. La tarifa de referencia aplicada debe corresponder a las mismas condiciones en cuanto a estrato, rango de consumo, niveles de tensión, propiedad de activos y franjas horarias. En este análisis se evaluarán las tarifas aplicadas al estrato 1, dado que, en las zonas no interconectadas, dicho estrato representa la mayoría de la base de suscriptores, lo que lo convierte en un segmento clave para la evaluación tarifaria y el impacto socioeconómico del servicio.

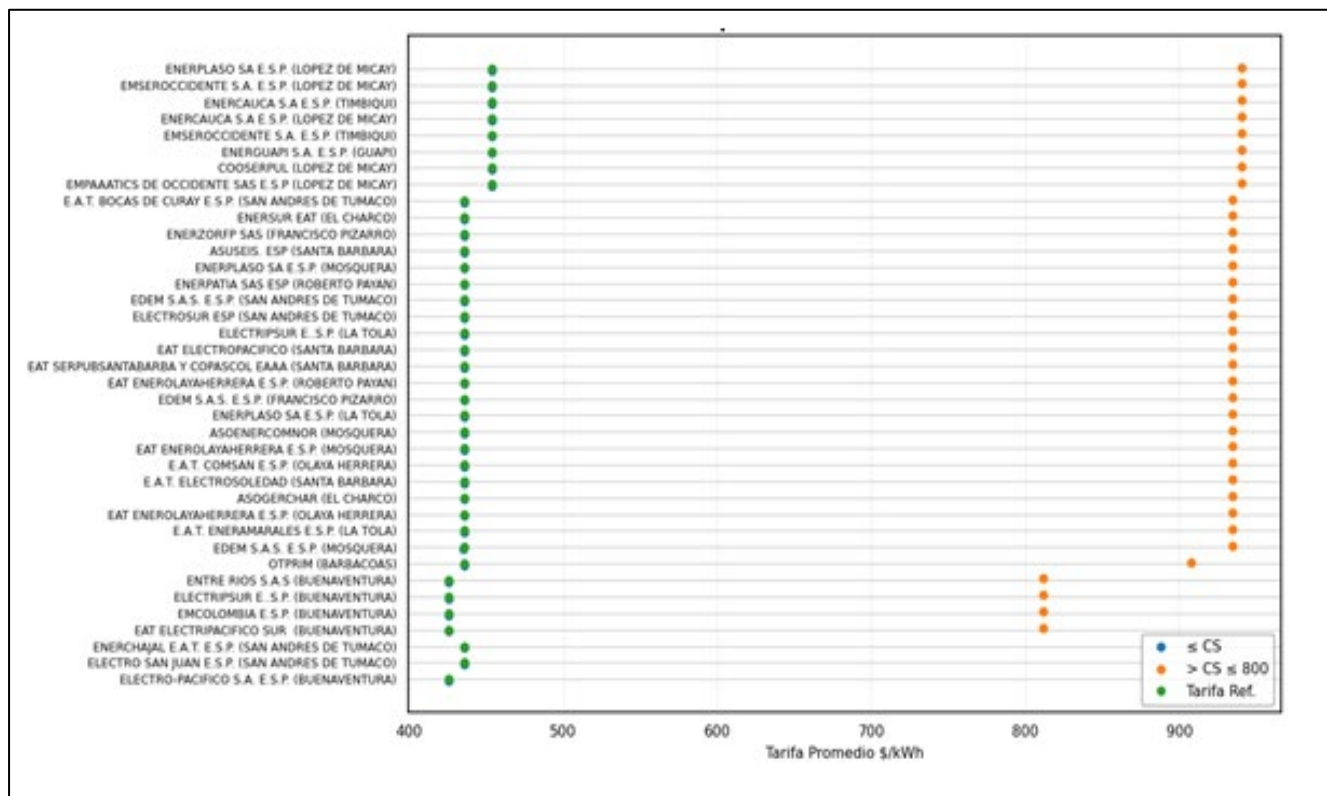


Tabla 8 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Occidente

TERRITORIAL	Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1<=CS	Estrato 1>CS<=800	Tarifa Referencia
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	VIGIA DEL FUERTE	EMSPUVIF	402.39	868.91	402.39
		TURBO	ESPUN SA ESP	424.29	824.47	424.29
	CHOCÓ	NUQUI	AMBAR OCCIDENTE ESP	424.29	824.47	424.29
		ISTMINA	ASUSERVIP ESP	427.29	824.47	424.29
		MEDIO BAUDO	ASUSERVIP ESP	424.29	824.47	424.29
		BOJAYA	BOJAYA	424.29	824.47	424.29
		BOJAYA	BOJAYA S.A. E.S.P.	424.29	824.47	424.29
		BAHIA SOLANO	COSEPCU	424.29	824.47	424.29
		BAHIA SOLANO	E.P.B. S.A.E.S.P.	424.29	824.47	424.29
		JURADO	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	424.29	824.47	424.29
		BAJO BAUDO	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	424.29	824.47	424.29
		MEDIO BAUDO	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	424.29	824.47	424.29
		NUQUI	ELECTRONUQUI E.S.P.	424.29	824.47	424.29
		RIOSUCIO	EMCOLEN	424.29	824.47	424.29
		ACANDI	EMSELCA S.A.E.S.P.	424.29	824.47	424.29
		ALTO BAUDO	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	424.29	824.47	424.29
		BAJO BAUDO	ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	424.29	824.47	424.29
		EL LITORAL DEL SAN JUAN	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	424.29	824.47	424.29
		BAJO BAUDO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	424.06	835.63	424.06
		CONDOTO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	424.29	824.47	424.29
		LLORO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	424.29	824.47	424.29
		BAJO BAUDO	EPSEN	424.29	824.47	424.29
		NOVITA	EPSEN	424.29	824.47	424.29
		UNGUIA	ESPUN SA ESP	424.29	824.47	424.29
		ACANDI	JASEPCA	424.29	824.47	424.29
		SIPI	MUNICIPIO DE SIPI	424.06	835.63	424.06
		TADO	MUNICIPIO DE SIPI	424.76	802.16	424.76
		MEDIO ATRATO	MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	424.29	824.47	424.29

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 12 Comportamiento Tarifas aplicadas (COP/kWh) - Territorial Occidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En el trimestre evaluado, las tarifas aplicadas por los prestadores en las Zonas No Interconectadas (ZNI) para suscriptores residenciales de estrato 1 muestran una alta homogeneidad, con valores recurrentes de \$424,29/kWh para consumos iguales o inferiores al consumo de subsistencia (CS) y de \$824,47/kWh para el rango entre el CS y 800 kWh, en la mayoría de los prestadores de Chocó y Antioquia. Lo que demuestra que las empresas que pertenecen a esta territorial están aplicando sus tarifas al valor de referencia establecido por el comercializador incumbente del Sistema Interconectado Nacional (SIN) correspondiente, de acuerdo con la metodología del artículo 2 de la Resolución MME 40239 de 2022.

En términos de convergencia regulatoria, el alineamiento tarifario observado sugiere un cumplimiento generalizado de la obligación de referenciar las tarifas de ZNI a las del SIN, lo que reduce la dispersión y facilita la vigilancia por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Sin embargo, la uniformidad también resalta la dependencia estructural de estas zonas respecto a la señal de precios del SIN, limitando la posibilidad de que los prestadores reflejen costos reales de generación y comercialización en contextos aislados.

## 6.8. Subsidios

En esta territorial, para el cuarto trimestre de 2025 el valor total de subsidios ascendió a \$ 4.427.611.964,28 de los cuales un 93,6% corresponden a subsidios del estrato 1 que ascendieron a \$4.286.922.893,34 como se observa en la Tabla 9.

Tabla 9 Subsidios aplicados por estrato-Uso – Cuarto trimestre 2025 (COP - %) – Territorial Occidente

Mes	Octubre - Valor Subsidio	Octubre - %	Noviembre - Valor Subsidio	Noviembre - %	Diciembre - Valor Subsidio	Diciembre - %
Estrato 1	\$ 4,427,611,964.28	93.6%	\$ 4,286,922,893.34	93.0%	\$ 4,303,762,330.63	92.6%
Estrato 2	\$ 60,689,684.00	1.3%	\$ 58,586,833.00	1.3%	\$ 65,823,952.00	1.4%
Estrato 3	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%
Oficial	\$ 109,612,801.75	2.3%	\$ 114,107,357.78	2.5%	\$ 120,317,189.03	2.6%
Comercial - Ind.	\$ 133,206,684.21	2.8%	\$ 148,122,339.65	3.2%	\$ 158,526,997.21	3.4%
<b>Total</b>	<b>\$ 4,731,121,135.58</b>	<b>100.0%</b>	<b>\$ 4,607,739,425.01</b>	<b>100.0%</b>	<b>\$ 4,648,430,470.20</b>	<b>100.0%</b>

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

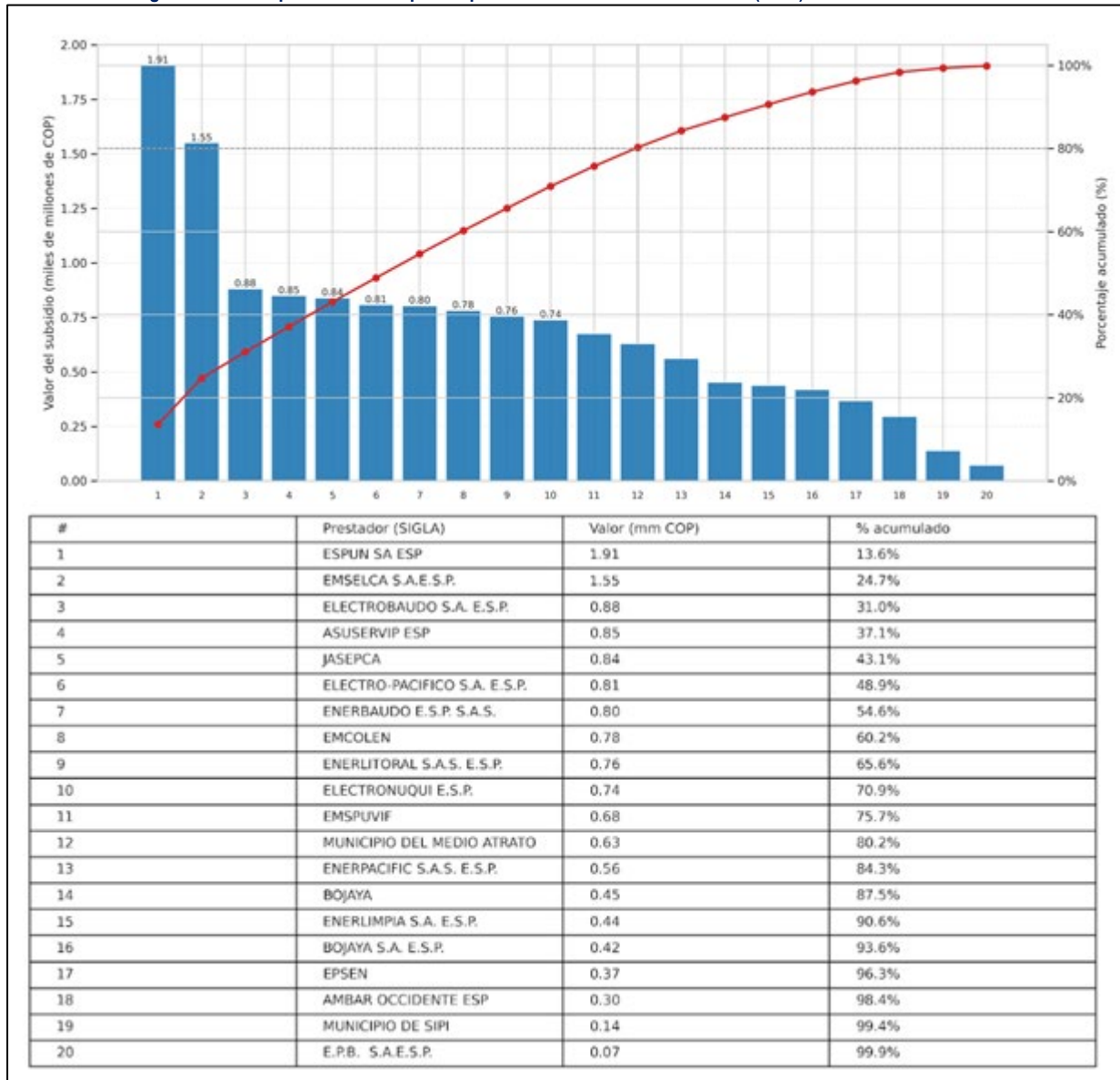
A continuación, se presenta un diagrama de rectángulos con la distribución de subsidios reportados por las 8 empresas con más subsidios asignados de la dirección territorial occidente, para el trimestre analizado.

Figura 13 Distribución de subsidios por empresa en el cuarto trimestre 2025 (COP) – Territorial Occidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 14 Pareto para subsidios por empresa en el cuarto trimestre 2025 (COP) – Territorial Occidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

El análisis del gráfico revela una alta concentración de los recursos en pocos prestadores dentro de la zona evaluada, con ESPUN S.A. E.S.P. liderando ampliamente. Este nivel de concentración sugiere una asimetría significativa en la estructura del mercado, lo que puede obedecer tanto a diferencias en el número de suscriptores atendidos como en la magnitud de los costos reconocidos por la regulación, particularmente en contextos de generación aislada y baja densidad de demanda.

Prestadores como ESPUN y EMSELCA S.A. E.S.P., con subsidios superiores a los mil millones de pesos, se ubican en un segundo bloque de relevancia, mientras que empresas como MUNICIPIO DE SIPI y EPB S.A.S. E.S.P. presentan valores sustancialmente menores, lo que podría implicar limitaciones en economías de escala o menores volúmenes de energía facturada.

## 7. Territorial Suroriente

### 7.1. Cargo de Generación (G)

Dando un análisis al comportamiento del cargo de generación durante el cuarto trimestre de 2025 fundamentado en la información reportada por las empresas que prestan el servicio en Zonas No Interconectadas (ZNI) mediante esquemas de generación distribuida con tecnología diésel.

La determinación de los Cargos de Generación se establece a partir del costo regulado de inversión para cada tecnología, incorporando los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM), las horas efectivas de prestación del servicio y las pérdidas reconocidas. En este sentido, el prestador define los cargos máximos por energía generada o capacidad disponible como la suma de los costos de inversión y los costos de AOM para cada tipo de tecnología, conforme a lo dispuesto en la Resolución CREG 091 de 2007 y su modificación contenida en la Resolución CREG 057 de 2009.

Cabe resaltar que la mayor parte del parque de generación en las ZNI opera con combustibles fósiles, particularmente diésel, lo que hace que los cargos máximos regulados estén fuertemente influenciados por la correcta aplicación de las variables asociadas a la operación y mantenimiento de los generadores. Dentro de estos factores, el consumo específico de combustible adquiere especial relevancia, al ser uno de los principales determinantes de las diferencias observadas en el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS).

En consecuencia, se presentan a continuación los valores observados para los cargos de generación y su comportamiento por departamento, con base en la información reportada al Sistema Único de Información (SUI), permitiendo identificar patrones y posibles desviaciones frente a los parámetros regulatorios establecidos.

Para la territorial suroriente, durante el cuarto trimestre de 2025 en los departamentos de Guainía, Guaviare, Meta, Putumayo, Vaupés y Vichada, 9 empresas mediante 53 localidades atienden en

promedio **27.514 suscriptores**, lo que representa un **15,45% del total de los suscriptores atendidos en ZNI** durante el periodo de análisis.

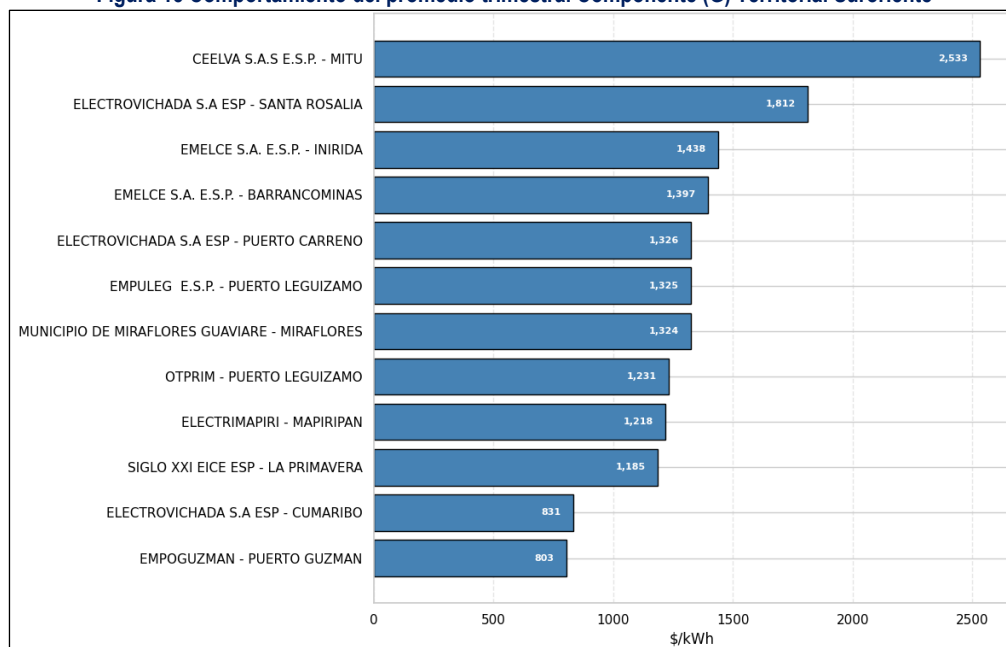
Tabla 10 Cargos Componente (G) Territorial Suroriente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Octubre	Noviembre	Diciembre	PROMEDIO
SURORIENTE	GUAINÍA	BARRANCOMINAS	EMELCE S.A. E.S.P.	1398	1396	1397	1397
		INIRIDA	EMELCE S.A. E.S.P.	1441	1439	1433	1438
	GUAVIARE	MIRAFLORES	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	1287	1342	1341	1324
	META	MAPIRIPAN	ELECTRIMAPIRI	1223	1217	1215	1218
	PUTUMAYO	PUERTO GUZMAN	EMPOGUZMAN	0	1206	1205	803
		PUERTO LEGUIZAMO	EMPULEG E.S.P.	1292	1301	1382	1325
		PUERTO LEGUIZAMO	OTPRIM	1232	1231	1231	1231
	VAUPÉS	MITU	CEELVA S.A.S.E.S.P.	2528	2533	2538	2533
	VICHADA	CUMARIBO	ELECTROVICHADA S.A ESP	815	833	847	831
		LA PRIMAVERA	SIGLO XXI EICE ESP	1176	1176	1205	1185
		PUERTO CARRENO	ELECTROVICHADA S.A ESP	1311	1331	1337	1326
		SANTA ROSALIA	ELECTROVICHADA S.A ESP	1812	1812	1811	1812

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

El componente de generación en la territorial Suroriente muestra una dispersión relevante, con promedios trimestrales que van de \$831/kWh (ELECTROVICHADA S.A. E.S.P. – Cumaribo) a \$2.533/kWh (CEELVA – Mitú). Este rango es consistente con sistemas diésel en ZNI y refleja diferencias en la base regulatoria de activos, los costos de AOM, las horas de prestación y las pérdidas reconocidas conforme a la metodología de la CREG 091 de 2007. Es importante mencionar que para la fecha de consulta en SUI, EMPOGUZMAN certifica en cero el costo de la generación para el mes de octubre, dato que afecta el valor promedio calculado, el cual teniendo en cuenta los valores diferentes a cero, arroja un valor promedio de 1205 (\$/kWh).

**Figura 15 Comportamiento del promedio trimestral Componente (G) Territorial Surorient**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 7.2. Combustible

El análisis de este componente se basa en los datos reportados al SUI mediante el formato IC6 'Reporte Comercial Generadores Diésel' para el cuarto trimestre de 2025. Se cuenta con información de 9 empresas prestadoras, la cuales presentan en total un consumo promedio mensual de **77.489 galones** en el trimestre.

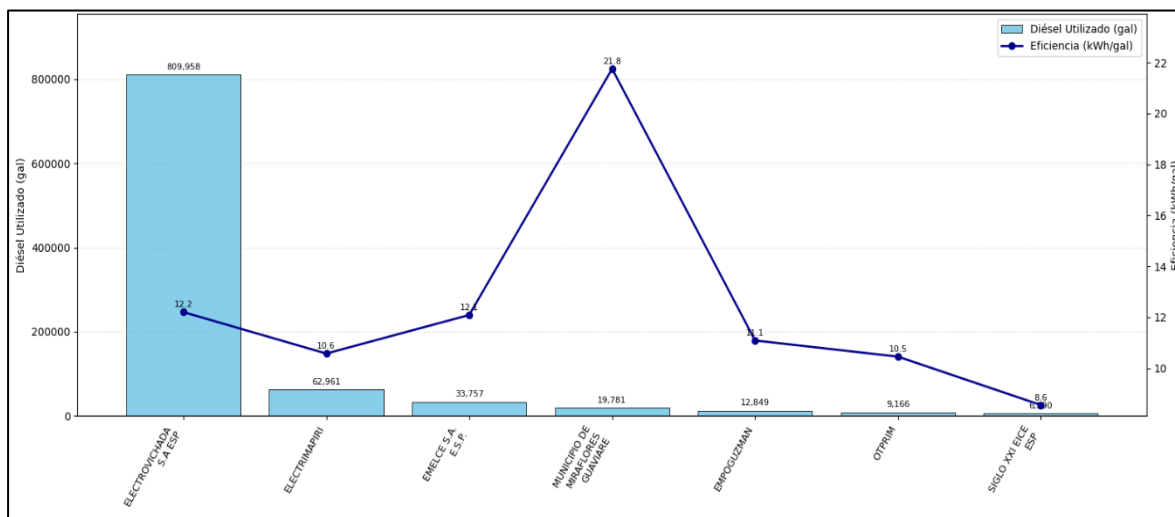
Es importante aclarar que, para el análisis de eficiencia, se considera quién opera la generación: el electrocombustible de Puerto Leguízamo (EMPULEG E.S.P.) es reportado por CEDENAR; asimismo, la información de Inírida y Mitú es suministrada por GENSA, quien genera energía para los prestadores EMELCE y CEELVA. A continuación, se presenta el consumo de electrocombustible mensual y la eficiencia que se obtiene de calcular los kWh generados por cada galón utilizado.

**Tabla 11 Consumo combustible Territorial Surorient**

SIGLA	Octubre		Noviembre				Diciembre			
	Diesel (Gal)	Efic (kWh/Gal)	Diesel (Gal)	Δ Diesel %	Efic (kWh/Gal)	Δ Efic %	Diesel (Gal)	Δ Diesel %	Efic (kWh/Gal)	Δ Efic %
CEDENAR S.A. E.S.P.	87855	12.30	72895	-17.03	12.66	2.89	84044	15.29	13.84	9.33
ELECTRIMAPIRI	20987	10.45	20987	0.00	10.25	-1.86	20987	0.00	11.02	7.48
ELECTROVICHADA S.A ESP	271986	11.87	257986	-5.15	12.60	6.18	279986	8.53	12.15	-3.58
EMELCE S.A. E.S.P.	11541	12.11	11184	-3.09	12.07	-0.41	11032	-1.36	12.08	0.13
EMPOGUZMAN	0	-	6214	-	11.08	-	6635	6.78	11.09	0.02
GENSA S.A. ESP	294444	13.46	291205	-1.10	13.48	0.16	306885	5.38	13.48	-0.04
MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	5500	25.42	5500	0.00	26.42	3.93	8781	59.65	16.54	-37.41
OTPRIM	3198	7.32	2984	-6.69	12.02	64.23	2984	0.00	12.23	1.77
SIGLO XXI EICE ESP	2130	8.43	2130	0.00	8.31	-1.44	2130	0.00	8.91	7.14

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

**Figura 16 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Surorient**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

El reporte de energía generada por ELECTROVICHADA corresponde a la generada para cubrir la demanda de los municipios de Puerto Carreño, Cumaribo y Santa Rosalía. Es importante señalar que, para el caso de Puerto Carreño, a partir de Octubre REFOENERGY ya no realiza la generación de manera conjunta con ELECTROVICHADA.

De acuerdo con la información presentada en la Figura 16 (No se incluyen generadores puros) en diciembre ELECTROVICHADA S.A. E.S.P. presentó el incremento más significativo de consumo entre periodos, alcanzando los 279.986 galones. Este aumento coincidió con una disminución del 3.58% en la eficiencia operativa. Según lo reportado en el formato IC6, este pico de consumo de electrocombustible se concentró en la cabecera municipal de Puerto Carreño.

Figura 17 Consumo combustible en el trimestre vs Suscriptores - Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

La gráfica evidencia que la mayoría de prestadores de la territorial se concentran en un patrón típico de las ZNI: alta dependencia del diésel con consumos proporcionales al número de suscriptores y sin mayores señales de diversificación tecnológica. También se puede observar una correlación positiva casi lineal entre los generadores, con una desviación del punto asociado a CEELVA, la cual tiene una relación consumo/usuario un poco superior a la tendencia.

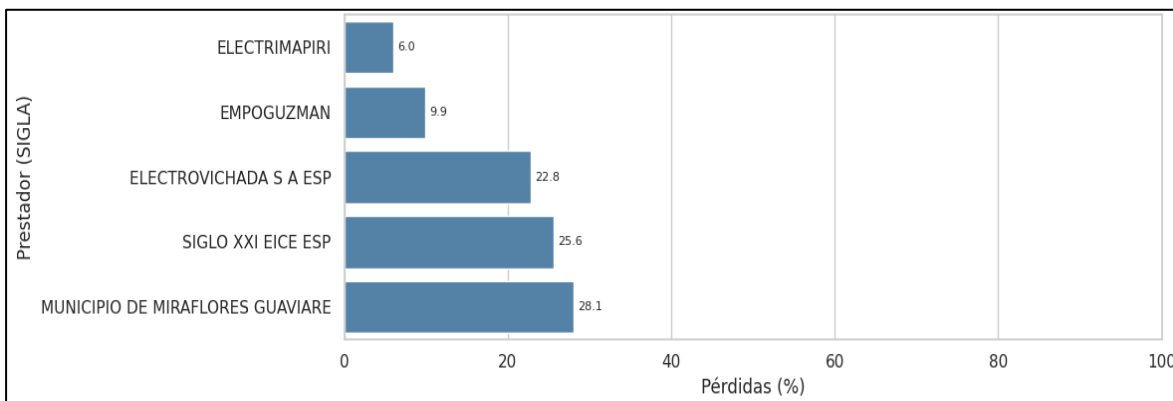
### 7.3. Pérdidas

Si bien, en la operación del sistema se pueden dar pérdidas técnicas, hay otras pérdidas que pueden ser ocasionadas por conexiones y uso de energía de manera ilegal por parte de los usuarios finales, también se puede dar por la falta control en la gestión de medida y facturación por parte del prestador.

Las pérdidas corresponden a la diferencia entre la cantidad de energía generada y la energía efectiva facturada. Según la información certificada en el SUI para el cuarto trimestre de 2025, el prestador MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE presenta el indicador más crítico de la territorial, con un 28,1% de pérdidas. En contraste, la empresa ELECTRIMAPIRI evidenció la gestión más eficiente, reportando tan solo un 6%, por ultimo para el prestador OTPRIM S.A.S. no se calculó el porcentaje de pérdidas ya que a la fecha de consulta en SUI, la información asociada a generación presenta deficiencias.

Es importante indicar que, aunque una parte de estas pérdidas son de carácter técnico, los niveles elevados pueden acatar a factores no técnicos, tales como conexiones ilegales o deficiencias en la gestión administrativa en la facturación y medición por parte del prestador.

Figura 18 Comportamiento pérdidas Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 7.4. Componente de Distribución (D)

El análisis del cargo de distribución para el cuarto trimestre de 2025 se enfoca en las empresas que operan mediante el uso de redes de distribución local, recordando que este cobro tiene como fin remunerar las inversiones en infraestructura, como postes y cables, necesaria para transportar la energía desde la planta de generación hasta el usuario final. Es importante señalar que este valor cubre los costos de conexión del sistema al generador, pero no incluyen los costos de conexión del usuario al respectivo Sistema de Distribución ni los costos de los equipos auxiliares y transformadores elevadores que requiera el generador para conectarse al Sistema de Distribución.

La actividad de Distribución de energía eléctrica en las ZNI se remunera utilizando los cargos máximos para los niveles de tensión 1 y 2 establecidos en el artículo 29 de la Resolución CREG 091 de 2007, modificado por el artículo 3 de la Resolución CREG 057 de 2009. El valor de este cargo está directamente vinculado con el componente que reconoce la remuneración de inversiones (tenencia de activos) para la actividad de distribución, lo que explica la existencia de diferencias significativas entre prestadores.

Dado que, la Resolución de cargue de información al SUI SSPD No. 20211000859995 del 24 de diciembre de 2021, entró en vigencia a partir del 01 de julio de 2022, y es mediante el “Formato IT1. Inventario de Equipos” a través del cual los prestadores certifican el porcentaje de propiedad de activos de generación y distribución. Cabe resaltar que, al haberse cumplido los plazos establecidos en la

regulación, el inventario certificado por las empresas a la fecha debe estar totalmente reportado y actualizado.

Así las cosas, en la siguiente tabla se presenta la información respecto a los valores asociados a los cargos de distribución reportados por las empresas que prestan el servicio de energía en los departamentos vinculados a la territorial Suroriente:

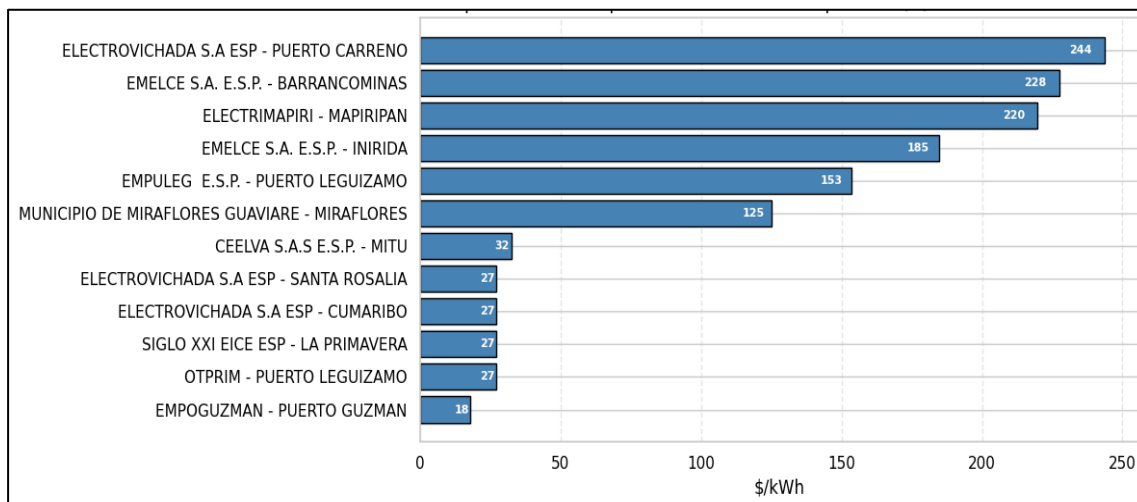
**Tabla 12 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroriente**

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Octubre (\$/kWh)	Noviembre (\$/kWh)	Diciembre (\$/kWh)	PROMEDIO (\$/kWh)
SURORIENTE	GUAINÍA	BARRANCOMINAS	EMELCE S.A. E.S.P.	52.9	53.0	53.0	52.9
		INIRIDA	EMELCE S.A. E.S.P.	37.5	37.6	37.6	37.6
	GUAVIARE	MIRAFLORES	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	81.5	81.7	81.7	81.6
	META	MAPIRIPAN	ELECTRIMAPIRI	54.4	54.4	54.6	54.5
		PUERTO GUZMAN	EMPOGUZMAN	0.0	96.4	96.4	64.3
	PUTUMAYO	PUERTO LEGUIZAMO	EMPULEG E.S.P.	47.6	47.7	47.7	47.7
			OTPRIM	99.6	99.8	99.8	99.7
	VAUPÉS	MITU	CEELVA S.A.S E.S.P.	55.9	56.0	56.0	56.0
	VICHADA	CUMARIBO	ELECTROVICHADA S.A ESP	70.6	70.8	71.0	70.8
		LA PRIMAVERA	SIGLO XXI EICE ESP	116.8	117.0	117.1	117.0
		PUERTO CARRENO	ELECTROVICHADA S.A ESP	54.2	54.4	54.5	54.4
		SANTA ROSALIA	ELECTROVICHADA S.A ESP	293.4	294.3	294.9	294.2

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Para el trimestre analizado, se observa que los prestadores ELECTROVICHADA (Puerto Carreño), EMELCE (Barrancominas), ELECTRIMAPIRI reportaron el cargo de distribución promedio superior con respecto a los valores reportados por los demás prestadores de la territorial (\$143,63 \$/kWh promedio trimestre), para el cálculo de esta componente, los prestadores puedan estar teniendo en cuenta los cargos de distribución del nivel de tensión 1 más la del nivel de tensión 2, así mismo, pueda que estén teniendo en cuenta el 100% de la propiedad de activos cuando no le corresponda y/o que no estén usando el IPP adecuado para el periodo reportado.

**Figura 19 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroriente**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

Finalmente, los costos en el cargo de distribución para la territorial Suroriente presentan una dispersión notable con un rango que oscila entre los \$18 y los \$244 por kWh, manteniendo una estabilidad mensual por empresa consistente con la naturaleza fija de este cargo regulado. Mientras que los valores más altos reflejan una mayor base de activos propios, los cargos mínimos cercanos a 18 \$/kWh, observados en municipios como Puerto Guzmán, Puerto Leguizamo, La Primavera, Cumaribo y Santa Rosalía, sugieren la operación sobre redes que no son propiedad del prestador. No obstante, es importante monitorear que estos valores bajos no representen un sub-reconocimiento de costos que pueda derivar en insuficiencia financiera y afectar la calidad del servicio a futuro.

## 7.5. Componente de Comercialización (C)

El Cargo Máximo Base de Comercialización C\*o, fue establecido en el artículo 37 de la Resolución CREG 091 de 2007 y corresponde a un valor mensual que varía entre 2.739 COP y 3.834 COP por factura (valores a diciembre de 2006); el reconocimiento del mismo depende de la existencia de medición o aforo de carga.

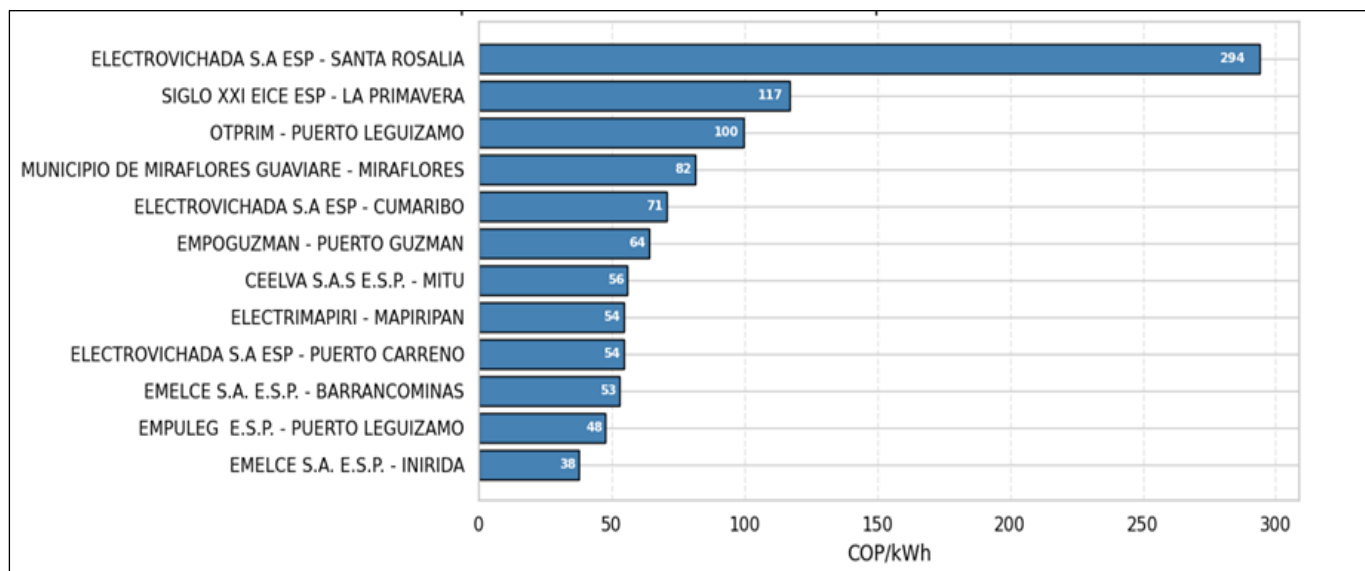
Para el cálculo del cargo de comercialización se consideran las condiciones particulares de facturación reportadas por los prestadores para cada una de sus localidades, costo que fue reportado en SUI así:

Tabla 13 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial surorienté

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Octubre (COP)	Noviembre (COP)	Diciembre (COP)	PROMEDIO (COP)
SURORIENTE	GUAINÍA	BARRANCOMINAS	EMELCE S.A. E.S.P.	52.9	53.0	53.0	52.9
		INIRIDA	EMELCE S.A. E.S.P.	37.5	37.6	37.6	37.6
	GUAVIARE	MIRAFLORES	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	81.5	81.7	81.7	81.6
	META	MAPIRIPAN	ELECTRIMAPIRI	54.4	54.4	54.6	54.5
	PUTUMAYO	PUERTO GUZMAN	EMPOGUZMAN	0.0	96.4	96.4	64.3
		PUERTO LEGUIZAMO	EMPULEG E.S.P.	47.6	47.7	47.7	47.7
			OTPRIM	99.6	99.8	99.8	99.7
	VAUPÉS	MITU	CEELVA S.A.S E.S.P.	55.9	56.0	56.0	56.0
	VICHADA	CUMARIBO	ELECTROVICHADA S.A ESP	70.6	70.8	71.0	70.8
		LA PRIMAVERA	SIGLO XXI EICE ESP	116.8	117.0	117.1	117.0
		PUERTO CARRENO	ELECTROVICHADA S.A ESP	54.2	54.4	54.5	54.4
		SANTA ROSALIA	ELECTROVICHADA S.A ESP	293.4	294.3	294.9	294.2

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

Figura 20 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Surorienté

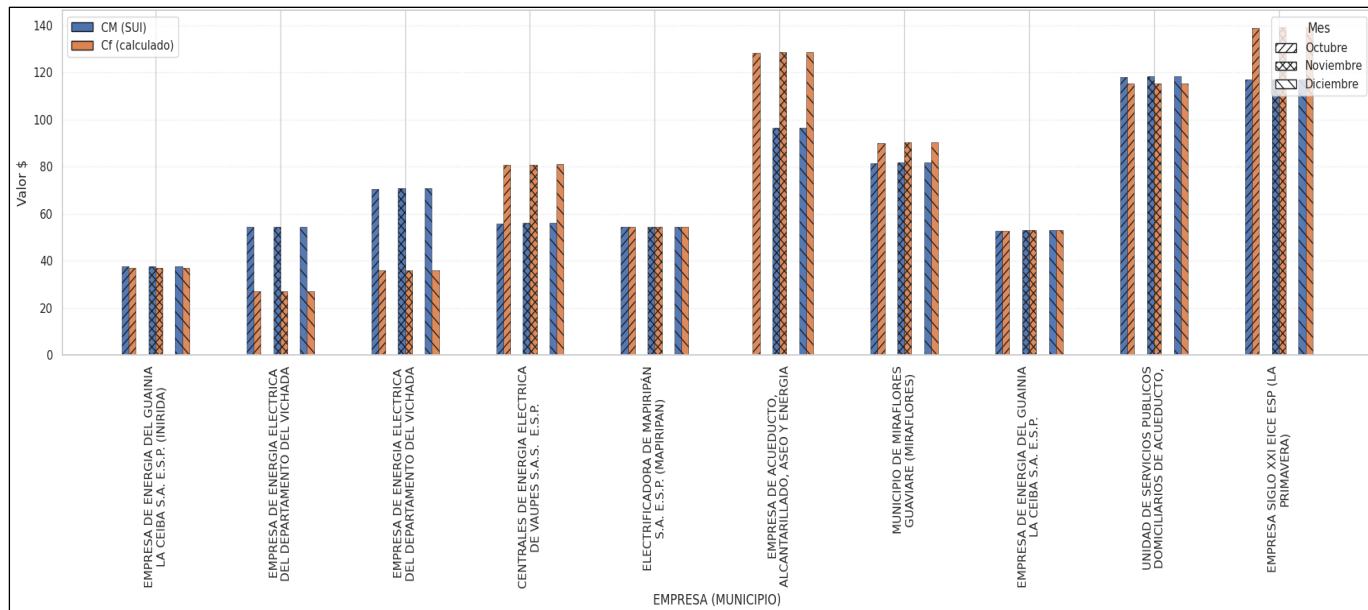


Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

El componente de comercialización se caracteriza por no depender de la ubicación geográfica del prestador, sino que varía en función de aspectos operativos específicos como el número de facturas expedidas, el nivel de implementación de sistemas de medición y el Consumo Facturado Medio del año anterior (CFM t-1). Teniendo en cuenta estas variables, se realizó un ejercicio comparativo enfocándose

en las diez empresas con mayor número de suscriptores en la territorial, y cuyos resultados se presentan a continuación.

Figura 21 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

De acuerdo a la revisión anterior, se identifica una inconsistencia en la información por parte de los prestadores: ELECTROVICHADA S.A ESP (Puerto Carreño, Cumaribo y Santa Rosalía), y EMELCE S.A. E.S.P. (Inírida), dado que las empresas registraron valores superiores a los calculados, esta Superintendencia solicitará las explicaciones pertinentes para determinar el motivo de las inconsistencias presentadas durante los meses asociados a este trimestre.

## 7.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)

El análisis realizado del comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio para el cuarto trimestre del año 2025, se basó en aquellas empresas que prestan el servicio mediante tecnología diésel o PCH para la generación de energía.

La fórmula tarifaria general aplicable a los suscriptores regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica reúne los componentes de Generación (G), Distribución (D), y Comercialización (C), considerando el porcentaje de pérdidas de energía acumuladas en el nivel de tensión correspondiente, así:

- Costo Unitario de Prestación del Servicio

$CU_{nm} = \frac{Gm}{1-p} + Dm,n + Cm$	<p>Dónde:</p> <p><b>CU:</b> Costo Unitario (\$/Kwh)</p> <p><b>Gm:</b> Cargo de Generación (\$/Kwh)</p> <p><b>Dm:</b> Cargo de Distribución (\$/Kwh)</p> <p><b>Cm:</b> Cargo de Comercialización (\$/Kwh)</p> <p><b>p:</b> Pérdidas de energía (10%)</p>
--	---

Es importante indicar que mediante la Resolución 091 de 2007 en su artículo 40, se establece que las pérdidas eficientes reconocidas corresponden al 10%.

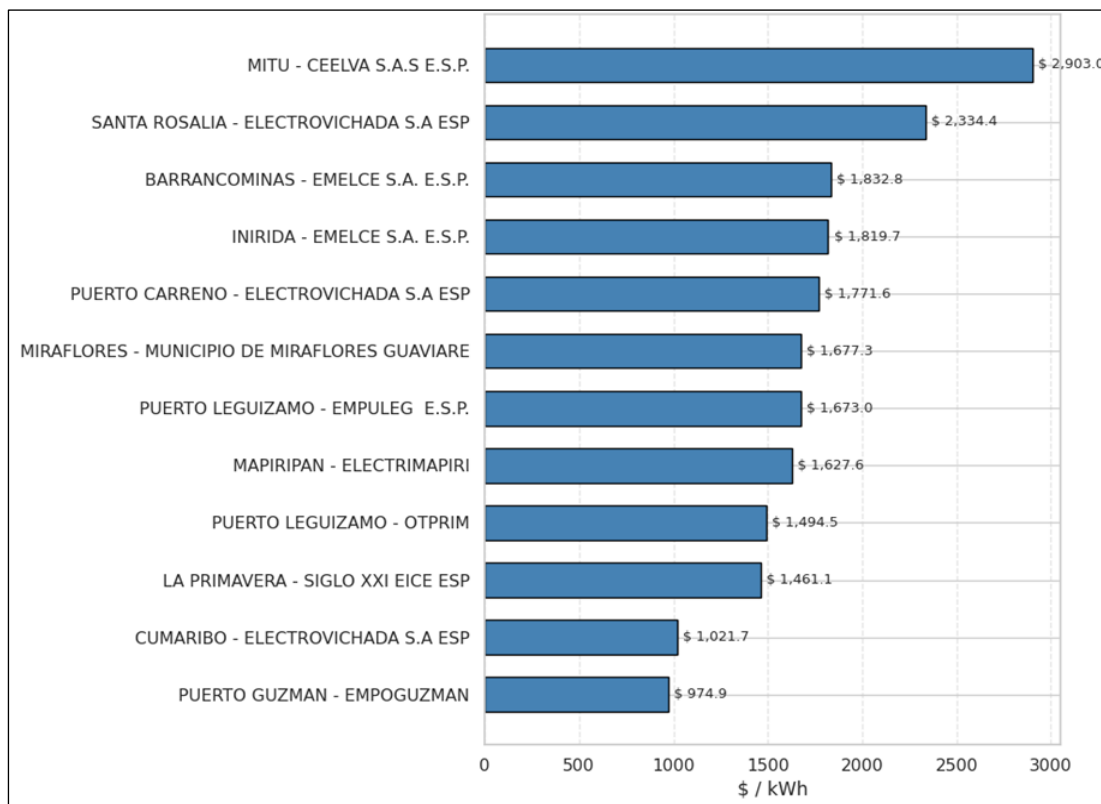
Tabla 14 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Suroriente

TERRITORIAL	MUNICIPIO	SIGLA	Octubre	Noviembre	Diciembre
SUORIENTE	BARRANCOMINAS	EMELCE S.A. E.S.P.	1836	1832	1830
	CUMARIBO	ELECTROVICHADA S.A ESP	1003	1023	1039
	INIRIDA	EMELCE S.A. E.S.P.	1825	1821	1813
	LA PRIMAVERA	SIGLO XXI EICE ESP	1451	1450	1482
	MAPIRIPAN	ELECTRIMAPIRI	1634	1627	1622
	MIRAFLORES	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	1638	1698	1696
	MITU	CEELVA S.A.S E.S.P.	2898	2903	2908
	PUERTO CARRENO	ELECTROVICHADA S.A ESP	1754	1778	1783
	PUERTO GUZMAN	EMPOGUZMAN	0	1463	1462
	PUERTO LEGUIZAMO	EMPULEG E.S.P.	1638	1645	1736
		OTPRIM	1495	1494	1494
SANTA ROSALIA	ELECTROVICHADA S.A ESP	2333	2335	2335	

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En el municipio de Cumaribo se ubica el valor promedio del CUPS más bajo que corresponde a la empresa ELECTROVICHADA por un valor de 1022 \$/kWh, por otro lado, el mayor valor promedio corresponde a la empresa CEELVA S.A.S. E.S.P. en el municipio de Mitú por un valor de 2.903 \$/kWh, lo anterior puede ser justificado por un costo adicional de transporte de conforme a la distribución regional definido en el anexo de la Resolución 091 de 2007.

Figura 22 Comportamiento CUPS (COP/kWh) - Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 7.7. Tarifas Aplicadas

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 2 de la Resolución MME 40239 de 2022, las tarifas aplicables a los suscriptores residenciales en la ZNI deben corresponder a las tarifas de referencia del comercializador con mayor número de suscriptores subsidiados que opere en el mismo departamento del SIN. Esta homologación implica que se deben igualar las condiciones de estrato, nivel de tensión y mes de facturación, incluyendo los subsidios o contribuciones que apliquen en dicho mercado.

Para los casos en que los usuarios se encuentren en un departamento que no pertenezca al SIN, la regulación establece que se debe tomar como referencia la tarifa aplicada en la capital de departamento conectada al SIN que cuente con el punto de conexión a 115 kV más cercano. En cualquiera de los escenarios, es importante que la tarifa de referencia respete las mismas características en cuanto a propiedad de activos, rangos de consumo y franjas horarias para garantizar una comparación equitativa.

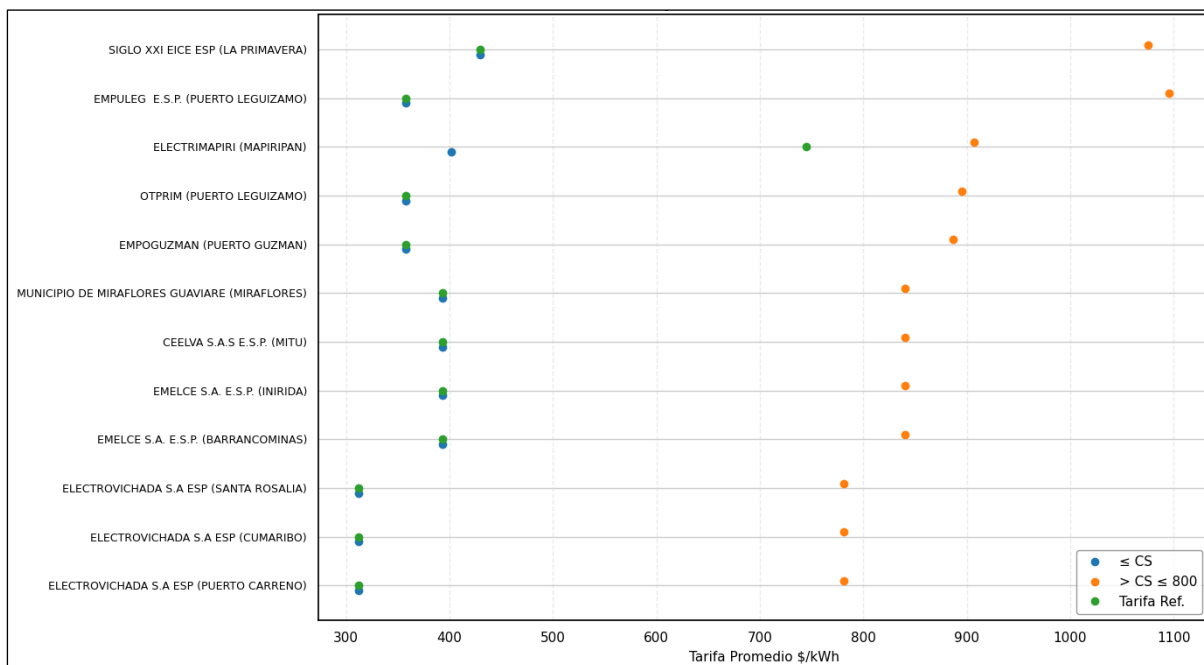
Tabla 15 Tarifas Aplicadas Estrato 1 – Territorial Suroriente

TERRITORIAL	Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1 <=CS	Estrato 1 >CS <=800	Tarifa Referencia
SURORIENTE	VAUPÉS	MITU	CEELVA S.A.S E.S.P.	393.03	840.36	393.03
	META	MAPIRIPAN	ELECTRIMAPIRI	401.53	907.26	745.10
	VICHADA	CUMARIBO	ELECTROVICHADA S.A ESP	312.48	780.79	312.48
		PUERTO CARRENO	ELECTROVICHADA S.A ESP	312.48	780.79	312.48
		SANTA ROSALIA	ELECTROVICHADA S.A ESP	312.48	780.79	312.48
	GUAINÍA	BARRANCOMINAS	EMELCE S.A. E.S.P.	393.03	840.36	393.03
	GUAINÍA	INIRIDA	EMELCE S.A. E.S.P.	393.03	840.36	393.03
	PUTUMAYO	PUERTO GUZMAN	EMPOGUZMAN	357.95	886.92	357.95
		PUERTO LEGUIZAMO	EMPULEG E.S.P.	357.95	1095.20	357.95
	GUAVIARE	MIRAFLORES	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	393.03	840.36	393.03
	PUTUMAYO	PUERTO LEGUIZAMO	OTPRIM	357.95	894.88	357.95
	VICHADA	LA PRIMAVERA	SIGLO XXI EICE ESP	429.97	1074.94	429.97

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

De acuerdo con las tarifas de referencia, en el análisis de la información reportada al SUI por la empresa ELECTRIFICADORA DE MAPIRIPÁN S.A. E.S.P. del Municipio de Mapiripán, se evidencia que continúan usando la tarifa para consumos superiores al subsidiado como tarifa de referencia, por lo cual se procederá a requerir al prestador información al respecto.

Figura 23 Tarifas aplicadas - Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Al analizar la [Figura 23](#) se nota una gran diferencia de precios entre el consumo básico y el consumo complementario. Esto demuestra la importancia de los subsidios, ya que reducen a menos de la mitad el costo real de la energía para los suscriptores de estas zonas (ZNI). Además, las tarifas se mantuvieron estables entre octubre y diciembre, escenario que indica que las empresas están calculando bien los cobros, protegiendo así a los suscriptores de subidas de precio repentinas e injustificadas.

## 7.8. Subsidios

Para el cuarto trimestre de 2025 en esta territorial, el valor total de subsidios alcanzó 20,522,638,309 COP de los cuales, un 38.73% corresponden a subsidios del estrato 1 por valor de 7,950,759,522 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado:

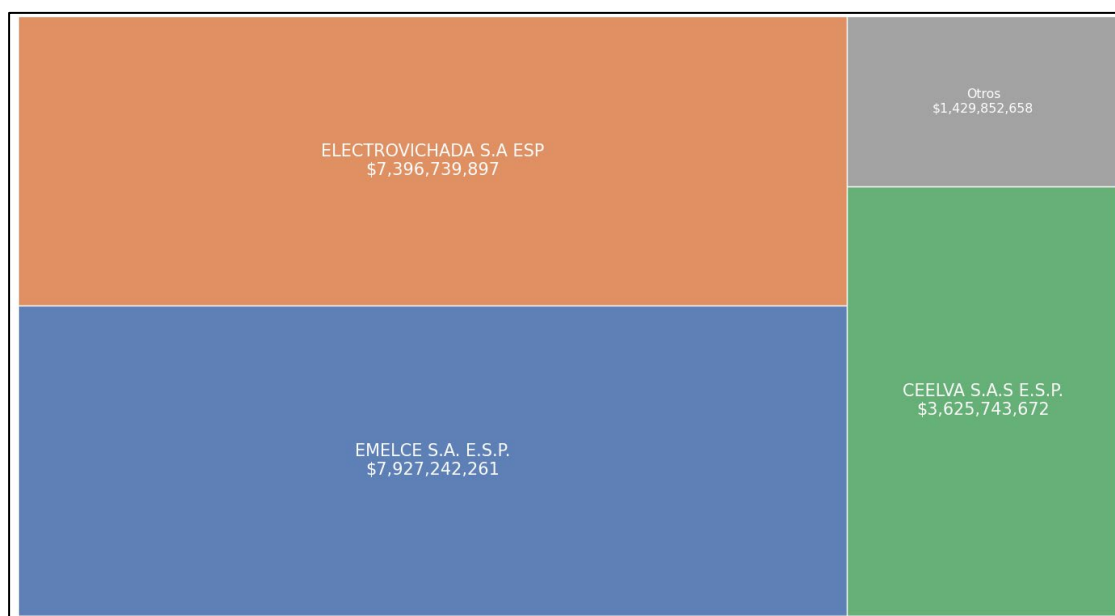
Tabla 16 Subsidios aplicados por estrato-Uso – cuarto trimestre de 2025 (COP - %) – Territorial Suroriente

	Octubre Valor Subsidio (COP)	Octubre %	Noviembre Valor Subsidio (COP)	Noviembre %	Diciembre Valor Subsidio (COP)	Diciembre %
Estrato 1	\$ 2,707,661,476.34	39.4%	\$ 2,544,709,203.17	38.4%	\$ 2,698,388,843.04	38.4%
Estrato 2	\$ 1,079,219,153.75	15.7%	\$ 985,532,610.87	14.9%	\$ 1,039,498,578.28	14.8%
Estrato 3	\$ 61,792,223.75	0.9%	\$ 57,463,903.79	0.9%	\$ 59,131,138.79	0.8%
Oficial	\$ 1,699,595,976.22	24.8%	\$ 1,762,187,138.04	26.6%	\$ 1,817,152,960.92	25.9%
Comercial - Ind.	\$ 1,315,985,050.88	19.2%	\$ 1,284,707,155.31	19.4%	\$ 1,409,612,896.54	20.1%
<b>Total</b>	<b>\$ 6,864,253,880.85</b>	<b>100.0%</b>	<b>\$ 6,634,600,010.99</b>	<b>100.0%</b>	<b>\$ 7,023,784,417.93</b>	<b>100.0%</b>

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

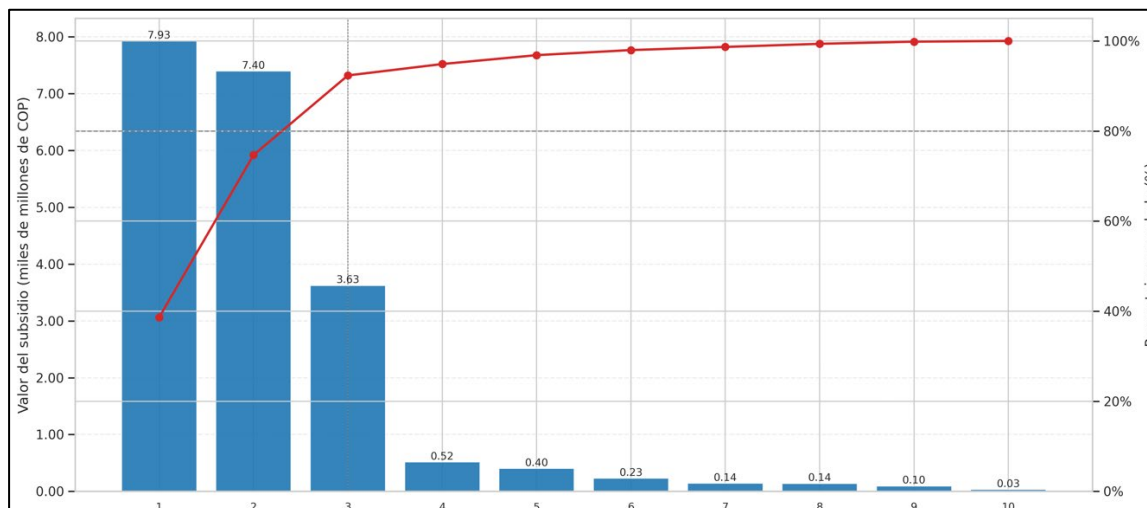
Los subsidios reportados para el periodo no mostraron variaciones atípicas para cada una de las empresas. A continuación, se presenta un diagrama de rectángulos con la distribución de subsidios reportados por cada empresa de la dirección territorial suroriente, para el trimestre analizado.

Figura 24 Distribución de subsidios por empresa en el cuarto trimestre 2025 (COP) – Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 25 Pareto de subsidios por empresa en el cuarto trimestre 2025 (COP) – Territorial Suroriente



#	Prestador (SIGLA)	Valor (mm COP)	% acumulado
1	EMELCE S.A. E.S.P.	7.93	38.6%
2	ELECTROVICHADA S.A ESP	7.40	74.7%
3	CEELVA S.A.S E.S.P.	3.63	92.3%
4	ELECTRIMAPIRI	0.52	94.9%
5	EMPULEG E.S.P.	0.40	96.8%
6	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	0.23	98.0%
7	MUNICIPIO DE TARAIRA	0.14	98.7%
8	EMPOGUZMAN	0.14	99.4%
9	OTPRIM	0.10	99.8%
10	SIGLO XXI EICE ESP	0.03	100.0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Al analizar la Figura 25 se evidencia una marcada dependencia en pocos prestadores. Tan solo en los primeros tres prestadores, EMELCE S.A. E.S.P., ELECTROVICHADA S.A.ESP, Y CEELVA S.A.S. E.S.P. representan el 92,3% de los subsidios asignados. Este comportamiento sugiere tener un enfoque priorizado en este grupo, ya que cualquier cambio importante puede afectar significativamente la estabilidad financiera del fondo de subsidios para esta territorial.

## 8. Territorial Suroccidente

### 8.1. Cargo de Generación (G)

El análisis realizado para el cargo de generación correspondiente al cuarto trimestre de 2025 se fundamentó en la información reportada por las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica que operan mediante generación distribuida con tecnología diésel.

La determinación de los Cargos Máximos de Generación se efectúa a partir del costo regulado de la inversión asociado a cada tecnología, los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM), las horas efectivas de prestación del servicio y las pérdidas reconocidas dentro del marco regulatorio vigente.

En este sentido, el prestador del servicio establece los cargos máximos por energía generada o por capacidad disponible como la suma de los costos de inversión y los costos de AOM para cada tipo de tecnología, conforme a lo dispuesto en la Resolución CREG 091 de 2007 y la Resolución CREG 057 de 2009.

Es relevante considerar que una proporción significativa del parque de generación instalado en las Zonas No Interconectadas (ZNI) opera con combustibles fósiles. En consecuencia, los cargos máximos regulados deben reflejar una correcta aplicación de las variables asociadas a la operación y mantenimiento de los generadores, siendo el consumo de combustible uno de los factores más determinantes en las variaciones observadas del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS). A continuación, se presentan los valores observados con relación a los cargos de generación, así como su comportamiento por departamento de acuerdo a la información reportada en SUI.

En la territorial suroccidente, para el periodo en análisis, se obtuvo el reporte de información de 29 empresas que prestan el servicio en los departamentos de Cauca, Nariño y Valle del Cauca, con relación a los costos de generación, se tiene la siguiente información:

Tabla 17 Cargos Componente (G) Territorial Suroccidente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Octubre (\$/kWh)	Noviembre (\$/kWh)	Diciembre (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)	
SUROCCIDENTE	CAUCA	GUAPI	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	1831	1822	1820	1824	
		LOPEZ DE MICAY	COOSERPUL	1482	1478	1473	1478	
			EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	1703	1704	1697	1701	
			EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	1645	1640	1632	1639	
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	1627	1626	1622	1625	
			ENERPLASO SA E.S.P.	1575	1569	1564	1569	
		TIMBIQUI	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	1645	1640	1632	1639	
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	1627	1626	1622	1625	
		NARIÑO	BARBACOAS	OTPRIM	2012	1992	1983	1996
			EL CHARCO	ASOGERCHAR	1405	1403	1400	1403
	ENERSUR EAT			1597	1599	1592	1596	
	FRANCISCO PIZARRO		EDEM S.A.S. E.S.P.	1541	1533	1525	1533	
			ENERZORFP SAS	1680	1683	1668	1677	
	LA TOLA		E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	1553	1554	1549	1552	
			ELECTRIPSUR E..S.P.	1607	1597	1612	1605	
			ENERPLASO SA E.S.P.	1575	1569	1564	1569	
	MOSQUERA		ASOENERCOMNOR	1837	1825	1826	1829	
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	1687	1687	1680	1685	
			EDEM S.A.S. E.S.P.	1541	1533	1525	1533	
			ENERPLASO SA E.S.P.	1575	1569	1564	1569	
	OLAYA HERRERA		E.A.T. COMSAN E.S.P.	1970	1946	1957	1958	
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	1687	1687	1680	1685	
	ROBERTO PAYAN		EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	1687	1687	1680	1685	
			ENERPATIA SAS ESP	1668	1669	1684	1673	
	SAN ANDRES DE TUMACO		E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	1575	1569	1568	1571	
			EDEM S.A.S. E.S.P.	1541	1533	1525	1533	
			ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	1371	1371	1371	1371	
			ELECTROSUR ESP	1521	1521	1515	1519	
			ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P.	1374	1373	1369	1372	
	SANTA BARBARA		ASUSEIS. ESP	1457	1459	1455	1457	
			E.A.T. ELECTROSOLEDAD	1475	1473	1492	1480	
			EAT ELECTROPACIFICO	1612	1610	1627	1616	
			EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	2079	2079	2089	2082	
	VALLE DEL CAUCA		BUENAVENTURA	EAT ELECTROPACIFICO SUR	1495	1497	1490	1494
				ELECTRIPSUR E..S.P.	1607	1597	1612	1605
				ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	1555	1556	1550	1554
				EMCOLOMBIA E.S.P.	1531	1538	1525	1531
				ENTRE RIOS S.A.S	1943	1947	1935	1941

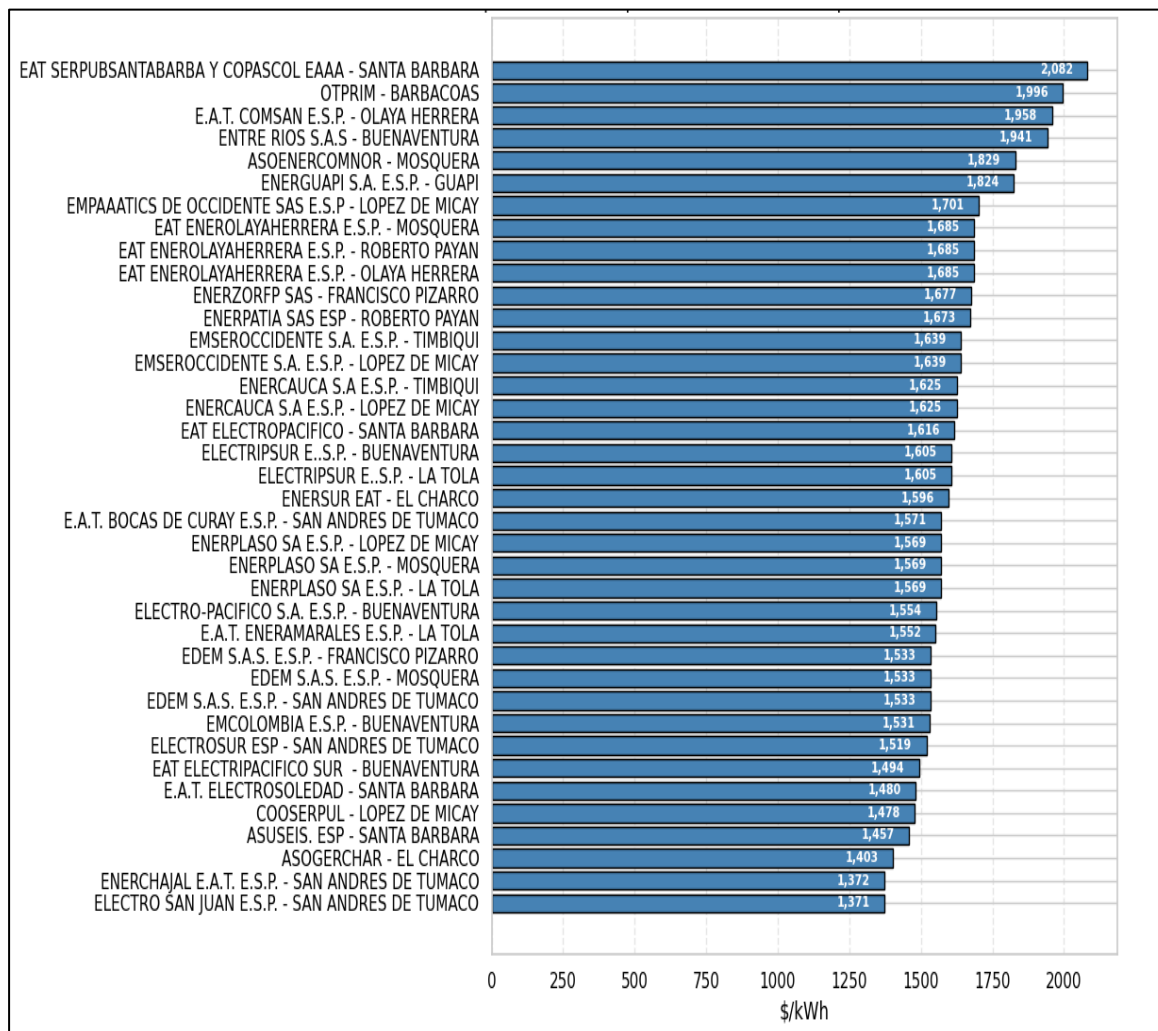
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

El componente de generación en la territorial Suroccidente presentó un comportamiento estable a lo largo del trimestre analizado, aunque con una marcada heterogeneidad entre los distintos prestadores del servicio. Los promedios trimestrales del cargo de generación se ubicaron, en términos generales, en un rango comprendido entre \$1.371/kWh y \$2.082/kWh.

La reducida volatilidad observada a nivel mensual sugiere que el costo unitario de generación se encuentra principalmente determinado por componentes de naturaleza cuasi fija, tales como los costos de inversión regulada y los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) asociados a los

grupos diésel. Adicionalmente, el comportamiento estable del indicador responde a la aplicación de supuestos relativamente constantes en cuanto a las horas de prestación del servicio y las pérdidas reconocidas, más que a variaciones en los niveles de demanda atendida.

**Figura 26 Comportamiento del promedio trimestral Componente (G) Territorial Suroccidente**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Para este trimestre en análisis se distinguen tres rangos prácticos: tramo bajo de 1.371 a 1.569 \$/kWh, donde varios operadores del Nariño muestran mejor uso de la capacidad y una base de activos más liviana; tramo medio de 1.571 a 1.701 \$/kWh, que funciona como línea base regional con supuestos estables de horas y pérdidas; y tramo alto desde 1.824 hasta 2.082 \$/kWh, observado puntualmente en

Nariño y Valle, asociado a menor escala efectiva, logística más costosa de ZNI y carteras de activos más intensivas.

## 8.2. Combustible

Conforme a la información reportada por parte de los prestadores del servicio público de energía eléctrica en el sistema único de información – SUI, a través del formato IC6. Reporte Comercial Generadores Diésel, durante el cuarto trimestre del 2025 evidenciando lo siguiente:

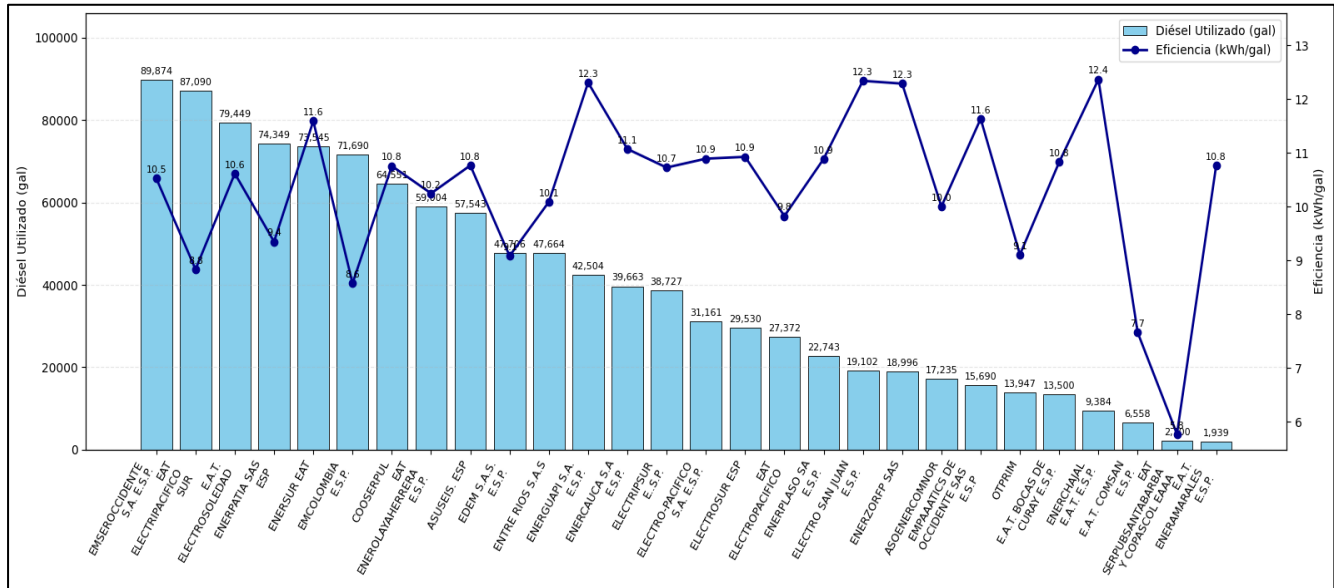
Para la territorial Suroccidente las empresas prestadoras reportan un consumo de 1.102.616 galones de combustible durante el trimestre. En la siguiente tabla se observa el consumo de combustible de cada prestador por mes y el valor de eficiencia que se obtiene de tomar los kWh de energía generada con relación a los galones de combustible consumidos, identificando que dentro del grupo de prestadores de la territorial la empresa ELECTRO SAN JUAN E.S.P. alcanzó durante el trimestre una eficiencia de 12,4 kWh/gal.

Tabla 18 Consumo combustible Territorial Suroccidente

SIGLA	Octubre		Noviembre				Diciembre			
	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Δ Diesel %	Efic kWh/Gal	Δ Efic %	Diesel Utilizado Gal	Δ Diesel %	Efic kWh/Gal	Δ Efic %
ASOENERCOMMONOR	5745	10,04	5745	0,00	9,87	-2	5745	0,00	10,11	2
ASUSEIS. ESP	19181	10,85	19181	0,00	10,57	-3	19181	0,00	10,88	3
COOSERPUL	21517	10,60	21517	0,00	10,63	0	21517	0,00	11,04	4
E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	4500	10,70	4500	0,00	10,59	-1	4500	0,00	11,19	6
E.A.T. COMSAN E.S.P.	2186	7,76	2186	0,00	7,29	-6	2186	0,00	7,94	9
E.A.T. ELECTROSOLEDAD	26483	10,71	26483	0,00	10,40	-3	26483	0,00	10,74	3
E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	648	13,42	648	0,00	13,47	0	643	-0,77	5,38	-60
EAT ELECTROPACIFICO SUR	29030	8,88	29030	0,00	8,78	-1	29030	0,00	8,85	1
EAT ELECTROPACIFICO	9124	9,82	9124	0,00	9,83	0	9124	0,00	9,82	0
EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	19668	10,41	19668	0,00	10,02	-4	19668	0,00	10,31	3
EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	700	5,80	700	0,00	5,78	0	700	0,00	5,75	-1
EDEM S.A.S. E.S.P.	15902	9,01	15902	0,00	8,95	-1	15902	0,00	9,30	4
ELECTRIPSUR E...S.P.	12909	10,65	12909	0,00	10,59	-1	12909	0,00	10,94	3
ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	5458	12,69	5848	7,15	12,21	-4	7796	33,31	12,19	0
ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	10387	11,50	10387	0,00	10,42	-9	10387	0,00	10,76	3
ELECTROSUR ESP	9849	10,93	9609	-2,44	10,92	0	10072	4,82	10,93	0
EMCOLOMBIA E.S.P.	24000	8,52	24300	1,25	8,44	-1	23390	-3,74	8,77	4
EMPAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	5230	11,61	5230	0,00	11,60	0	5230	0,00	11,70	1
EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	29991	10,48	29991	0,00	10,38	-1	29892	-0,33	10,72	3
ENERCAUCA S.A E.S.P.	13221	11,10	13221	0,00	10,95	-1	13221	0,00	11,16	2
ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P.	3128	12,23	3128	0,00	12,13	-1	3128	0,00	12,73	5
ENERGUAPI S.A. E.S.P.	14168	11,82	14168	0,00	11,95	1	14168	0,00	13,14	10
ENERPATIA SAS ESP	24783	9,46	24783	0,00	9,14	-3	24783	0,00	9,45	3
ENERPLASO SA E.S.P.	7581	10,88	7581	0,00	10,68	-2	7581	0,00	11,10	4
ENERSUR EAT	24584	11,66	24584	0,00	11,33	-3	24377	-0,84	11,79	4
ENERZORFP SAS	6332	12,21	6332	0,00	11,89	-3	6332	0,00	12,75	7
ENTRE RIOS S.A.S	15888	10,07	15888	0,00	10,10	0	15888	0,00	10,10	0
OTPRIM	4311	10,33	4818	11,76	8,56	-17	4818	0,00	8,56	0

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 27 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Suoccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

La empresa EMSEROCIDENTE S.A. E.S.P. reporta la mayor cantidad de Diésel utilizado para el trimestre con un total de 89.874 galones de combustible con una eficiencia aproximada de 10,5 kWh/gal.

Figura 28 Consumo combustible en el trimestre vs Suscriptores - Territorial Suoccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Al respecto se evidencia un mercado altamente fragmentado, compuesto por múltiples prestadores que atienden comunidades pequeñas, usualmente entre 50 y 400 suscriptores, con una dependencia total del diésel como fuente de generación. Esta atomización impide alcanzar economías de escala y puede justificar los altos costos unitarios del servicio.

La dispersión entre empresas de tamaño similar refleja diferencias en eficiencia operativa y en el estado de las plantas, pero no en diversificación energética, pues casi todas dependen exclusivamente de grupos electrógenos a diésel.

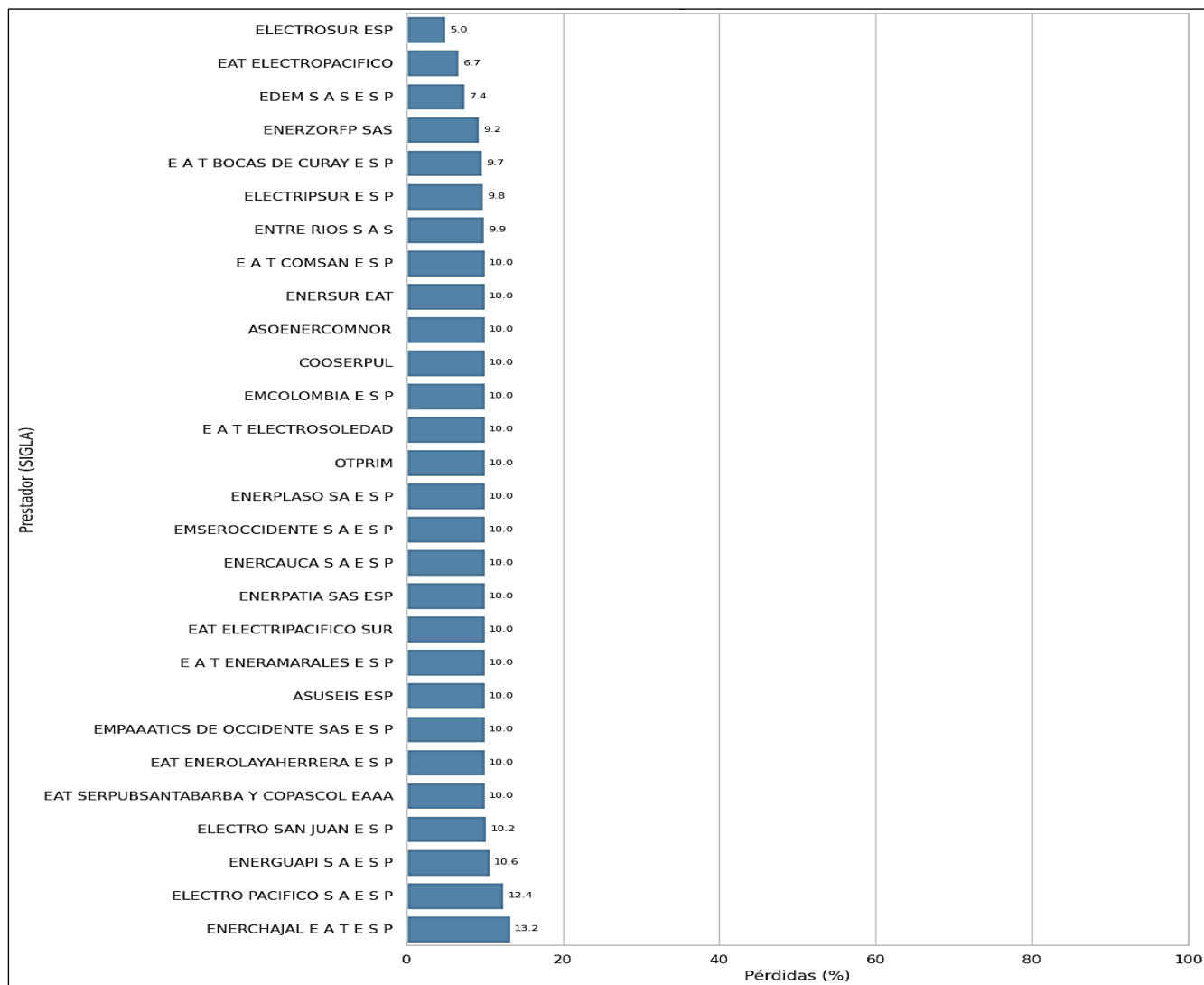
### **8.3. Pérdidas**

Ahora conforme a las pérdidas comerciales se precisa que estas son producto de la diferencia entre energía generada y energía facturada; conforme a la información reportada y certificada en el SUI por parte de los prestadores de la territorial de Suroccidente para el cuarto trimestre del año en curso.

Se pudo observar que el prestador ENERCHAJAL EAT ESP presenta la gestión más desfavorable en el control de pérdidas, con un 13,2% en el periodo; en contraste, gran parte de prestadores mantienen un valor conveniente reportado en el control de pérdidas comerciales.

Sin bien, en la operación del sistema se pueden dar pérdidas técnicas, hay otras pérdidas que pueden ser ocasionadas por conexiones y uso de energía de manera ilegal por parte de los usuarios finales, también se puede dar por la falta de control en la gestión de medida por parte del prestador.

Figura 29 Comportamiento Pérdidas Territorial Suoccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 8.4. Componente de Distribución (D)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de distribución para el cuarto trimestre del año 2025, se basó en aquellas empresas que prestan el servicio mediante el uso de redes de distribución local.

La aplicación de los cargos por uso de los sistemas de distribución permite remunerar al distribuidor la infraestructura necesaria para llevar el suministro desde el punto de salida del Generador, hasta el punto de entrega al usuario. Incluyen costos de conexión del sistema de distribución al Generador, pero no

incluyen los costos de conexión del usuario al respectivo Sistema de Distribución ni los costos de los equipos auxiliares y transformadores elevadores que requiera el generador para conectarse al Sistema de Distribución.

La actividad de Distribución de energía eléctrica en las ZNI se remunera utilizando los cargos máximos para los niveles de tensión 1 y 2 establecidos en el artículo 29 de la Resolución CREG 091 de 2007, modificado por el artículo 3 de la Resolución CREG 057 de 2009. El valor de este cargo está directamente vinculado con el componente que reconoce la remuneración de inversiones (tenencia de activos) para la actividad de distribución, lo que explica la existencia de diferencias significativas entre prestadores.

Dado que, la Resolución de cargue de información al SUI SSPD No. 20211000859995 del 24 de diciembre de 2021, entró en vigencia a partir del 01 de julio de 2022, y es mediante el “Formato IT1. Inventario de Equipos” a través del cual los prestadores certifican el porcentaje de propiedad de activos de generación y distribución. Cabe resaltar que, al haberse cumplido los plazos establecidos en la regulación, el inventario certificado por las empresas a la fecha debe estar totalmente reportado y actualizado.

Por lo tanto, se presenta la información agrupando los departamentos de la territorial suroccidente con los prestadores de las ZNI que reportaron información respecto a los cargos de distribución:

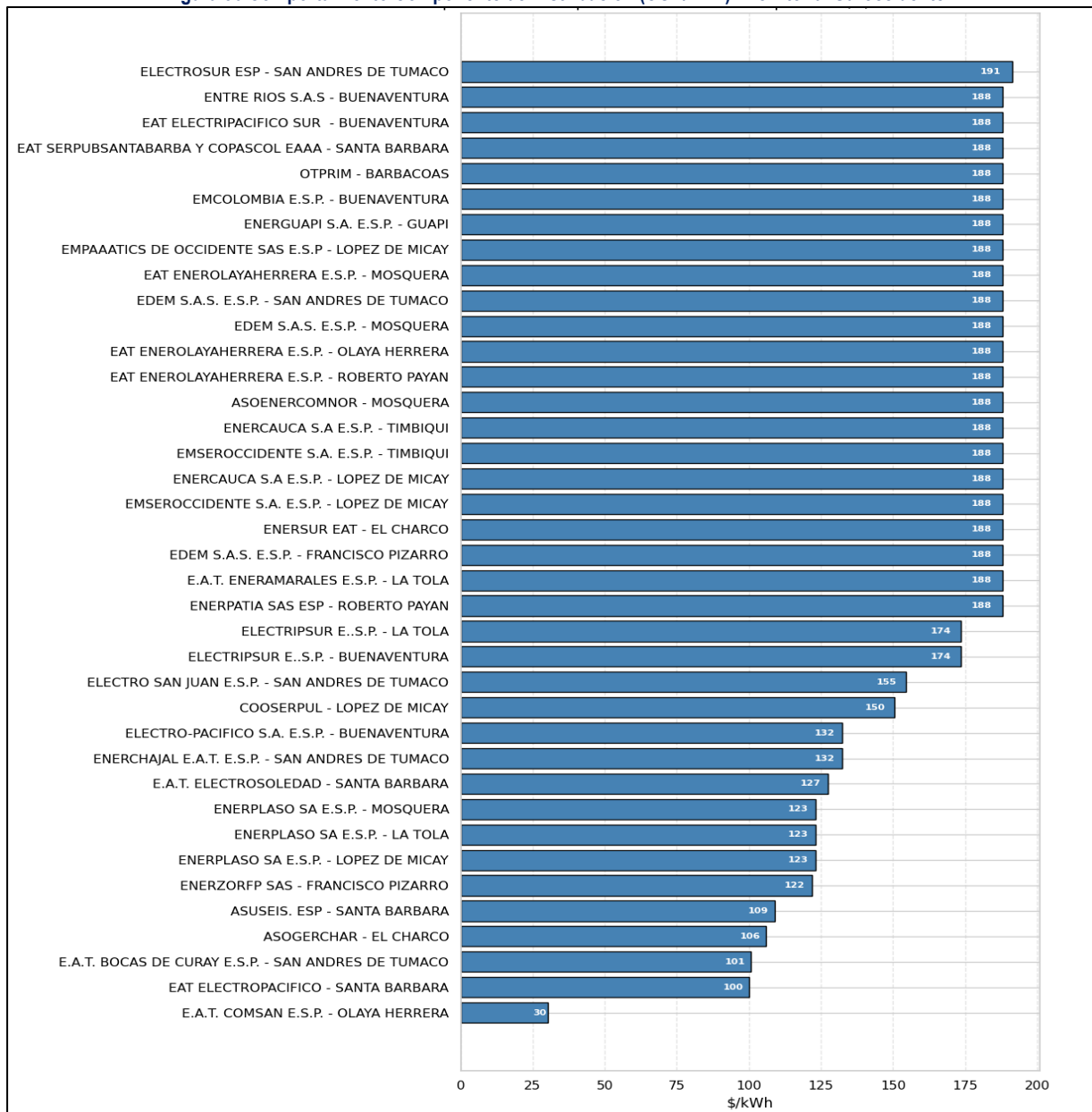
Tabla 19 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroccidente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Octubre (\$/kWh)	Noviembre (\$/kWh)	Diciembre (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)	
SUROCCIDENTE	CAUCA	GUAPI	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	190	188	186	188	
		LOPEZ DE MICAY	COOSERPUL	151	151	149	150	
			EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	190	188	186	188	
			EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	190	188	186	188	
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	190	188	186	188	
			ENERPLASO SA E.S.P.	125	122	122	123	
	TIMBIQUI	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	190	188	186	188		
	NARIÑO	BARBACOAS	OTPRIM	190	188	186	188	
			ASOGERCHAR	107	107	104	106	
		EL CHARCO	ENERSUR EAT	190	188	186	188	
		FRANCISCO PIZARRO	EDEM S.A.S. E.S.P.	190	188	186	188	
			ENERZORFP SAS	123	122	121	122	
		LA TOLA	E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	190	188	186	188	
			ELECTRIPSUR E..S.P.	176	174	171	174	
			ENERPLASO SA E.S.P.	125	122	122	123	
		MOSQUERA	ASOENERCOMNOR	190	188	186	188	
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	190	188	186	188	
			EDEM S.A.S. E.S.P.	190	188	186	188	
			ENERPLASO SA E.S.P.	125	122	122	123	
		OLAYA HERRERA	E.A.T. COMSAN E.S.P.	31	30	30	30	
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	190	188	186	188	
		ROBERTO PAYAN	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	190	188	186	188	
			ENERPATIA SAS ESP	190	188	186	188	
		SAN ANDRES DE TUMACO	E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	102	101	100	101	
			EDEM S.A.S. E.S.P.	190	188	186	188	
			ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	155	155	155	155	
			ELECTROSUR ESP	193	192	189	191	
			ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P.	133	133	131	132	
		SANTA BARBARA	ASUSEIS. ESP	109	109	108	109	
			E.A.T. ELECTROSOLEDAD	128	128	126	127	
			EAT ELECTROPACIFICO	101	100	99	100	
			EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	190	188	186	188	
		VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	EAT ELECTRIPACIFICO SUR	190	188	186	188
				ELECTRIPSUR E..S.P.	176	174	171	174
				ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	133	133	131	132
				EMCOLOMBIA E.S.P.	190	188	186	188
				ENTRE RIOS S.A.S	190	188	186	188

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En la territorial Suroccidente el cargo de distribución no presenta mayores variaciones mes a mes y, al mismo tiempo, se evidencia valores altamente dispersos entre prestadores. Entre los valores reportados se evidencia que ELECTROSUR ESP, en San Andrés de Tumaco obtuvo el mayor valor de reporte para el trimestre en análisis, mientras que, EAT COMSAN ESP, en Olaya Herrera reporta el menor valor.

**Figura 30 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suoccidente**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Esta estructura sugiere que las diferencias entre prestadores no responden a la demanda del trimestre sino a condicionantes estructurales: extensión y configuración de las redes, nivel de tensión aplicado, y especialmente el porcentaje de propiedad de activos efectivamente remunerable. Los valores del bloque alto son compatibles con redes más intensivas o mayor participación de activos propios; los del bloque bajo reflejan redes mínimas o activos no propios/no remunerados.

## 8.5. Componente de Comercialización (C)

El Cargo Máximo Base de Comercialización C\*o, fue establecido en el artículo 37 de la Resolución CREG 091 de 2007 y corresponde a un valor mensual que varía entre 3.834 COP y 2.739 COP<sup>2</sup> por factura (valores a diciembre de 2006); éste depende de la existencia de medición o aforo de carga.

Para el cálculo del cargo de comercialización se consideran las condiciones particulares de facturación reportadas por los prestadores para sus localidades.

---

<sup>2</sup> Para los casos en los que se realiza aforos de carga

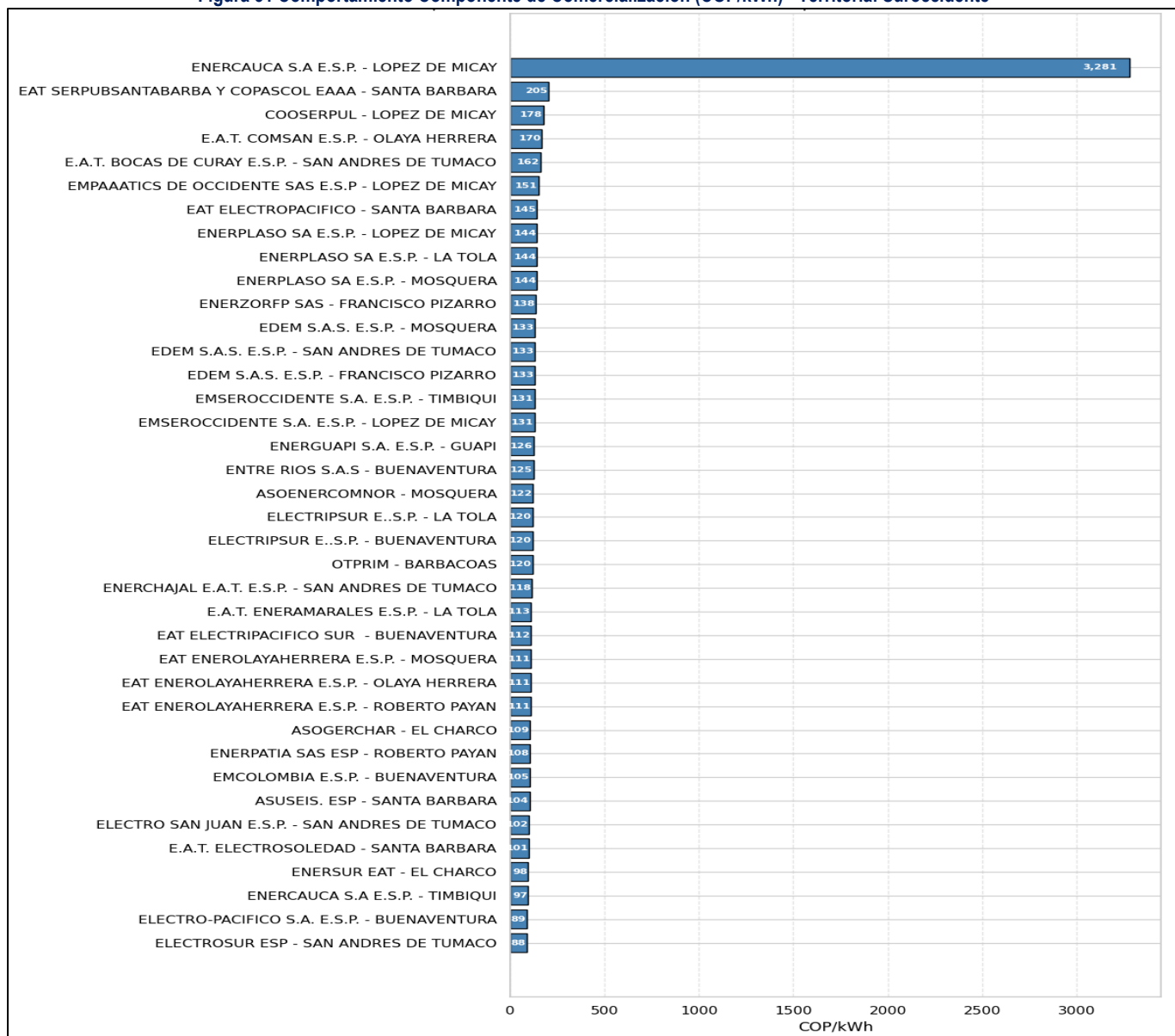
Tabla 20 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial suroccidente<sup>3</sup>

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Octubre (\$/kWh)	Noviembre (\$/kWh)	Diciembre (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)	
SUROCCIDENTE	CAUCA	GUAPI	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	126	126	126	126	
			COOSERPUL	178	179	179	178	
		LOPEZ DE MICAY	EMPAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	150	151	151	151	
			EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	131	131	131	131	
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	9649	97	97	3281	
			ENERPLASO SA E.S.P.	144	145	145	144	
		TIMBIQUI	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	131	131	131	131	
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	96	97	97	97	
	NARIÑO	BARBACOAS	OTPRIM	119	120	120	120	
			ASOGERCHAR	108	109	109	109	
		EL CHARCO	ENERSUR EAT	97	98	98	98	
			EDEM S.A.S. E.S.P.	133	133	133	133	
		FRANCISCO PIZARRO	ENERZORFP SAS	137	138	138	138	
			E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	113	113	113	113	
		LA TOLA	ELECTRIPSUR E..S.P.	120	121	121	120	
			ENERPLASO SA E.S.P.	144	145	145	144	
			ASOENERCOMNOR	122	122	122	122	
		MOSQUERA	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	111	111	111	111	
			EDEM S.A.S. E.S.P.	133	133	133	133	
			ENERPLASO SA E.S.P.	144	145	145	144	
			E.A.T. COMSAN E.S.P.	169	170	170	170	
		OLAYA HERRERA	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	111	111	111	111	
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	111	111	111	111	
		ROBERTO PAYAN	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	111	111	111	111	
			ENERPATIA SAS ESP	108	108	108	108	
		SAN ANDRES DE TUMACO	E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	162	162	162	162	
			EDEM S.A.S. E.S.P.	133	133	133	133	
			ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	102	102	102	102	
			ELECTROSUR ESP	88	88	88	88	
			ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P.	118	118	118	118	
		SANTA BARBARA	ASUSEIS. ESP	104	104	104	104	
			E.A.T. ELECTROSOLEDAD	101	101	101	101	
			EAT ELECTROPACIFICO	145	145	145	145	
			EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	205	205	205	205	
			EAT ELECTROPACIFICO SUR	112	112	112	112	
		VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	ELECTRIPSUR E..S.P.	120	121	121	120
				ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	89	89	89	89
				EMCOLOMBIA E.S.P.	105	105	105	105
				ENTRE RIOS S.A.S	125	125	125	125

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

<sup>3</sup> Para la empresa ENERCAUCA S.A. E.S.P., en el municipio de López de Micay (Cauca), el valor correspondiente al mes de octubre de comercialización se encuentra actualmente en proceso de modificación. Esto se debe a que la empresa prestadora, mediante el radicado SSPD No. 20265290699552, realizó una solicitud de reversión, para la cual el equipo de ZNI emitió el concepto técnico correspondiente para proceder con dicha gestión.

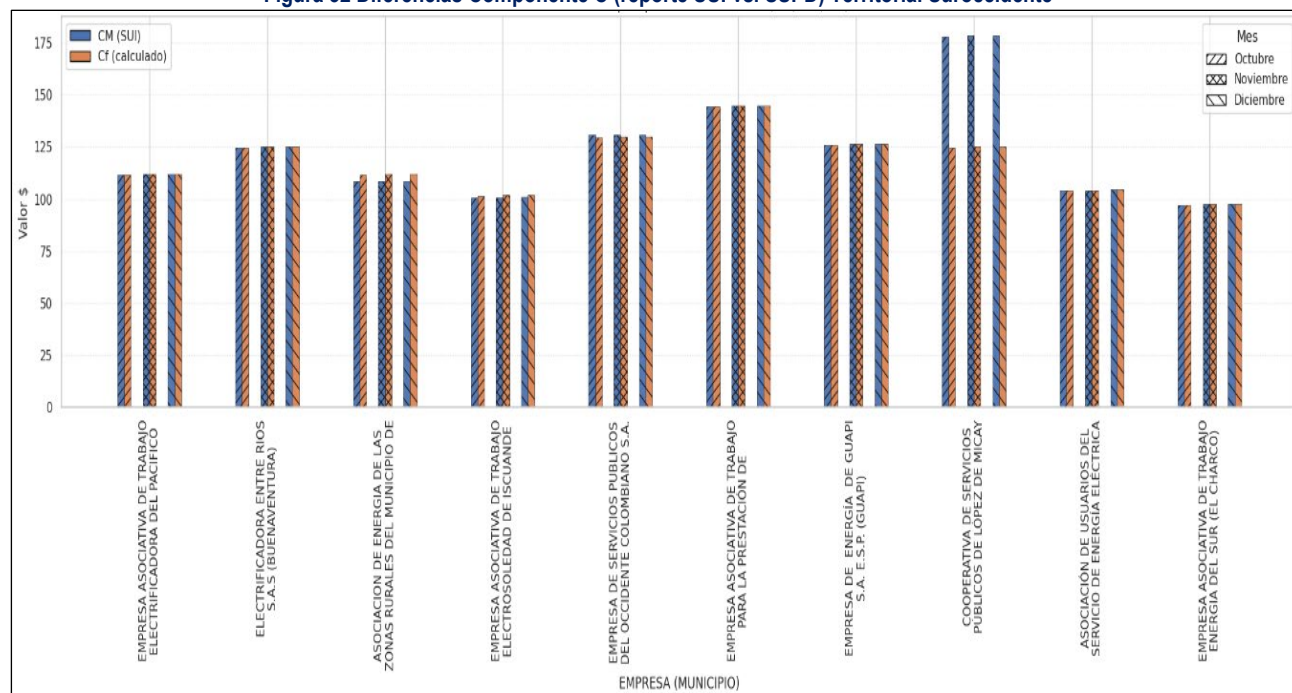
Figura 31 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

El componente de comercialización no posee afectación de acuerdo a las zonas en las cuales se encuentre ubicado cada prestador, pero si presenta variación por número de facturas expedidas, así como la existencia de un sistema de medición y el consumo facturado medio en el año t-1 de cada mercado (CFM t-1). De esta forma, para el análisis de esta componente se tomaron las citadas variables realizando un ejercicio de comparación para el componente de comercialización, a continuación se muestra el top 10 de empresas con mayor cantidad de suscriptores en la territorial correspondiente:

Figura 32 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Al respecto, se identifica que la COOPERATIVA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE LÓPEZ DE MICAY – COOSERPUL aun certifica en el SUI un valor superior al calculado por la SSPD, esto, con base en la información reportada por el mismo prestador. Las diferencias identificadas pueden originarse en el análisis de variables como el Consumo Facturado Medio (CFM) o en la aplicación del valor correspondiente a la medición.

## 8.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)

El análisis realizado del comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio para el cuarto trimestre del año 2025, se basó en aquellas empresas que prestan el servicio mediante tecnología diésel o PCH para la generación de energía.

La fórmula tarifaria general aplicable a los suscriptores regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica reúne los componentes de Generación (G), Distribución (D), y Comercialización (C), considerando el porcentaje de pérdidas de energía acumuladas en el nivel de tensión correspondiente, así:



- Costo Unitario de Prestación del Servicio

$CU_{nm} = \frac{Gm}{1-p} + Dm,n + Cm$	<p>Dónde:</p> <p><b>CU:</b> Costo Unitario (\$/Kwh)</p> <p><b>Gm:</b> Cargo de Generación (\$/Kwh)</p> <p><b>Dm:</b> Cargo de Distribución (\$/Kwh)</p> <p><b>Cm:</b> Cargo de Comercialización (\$/Kwh)</p> <p><b>p:</b> Pérdidas de energía (10%)</p>
--	---

Es importante indicar que mediante la Resolución 091 de 2007 en su artículo 40, se establece que las pérdidas eficientes reconocidas corresponden al 10%.

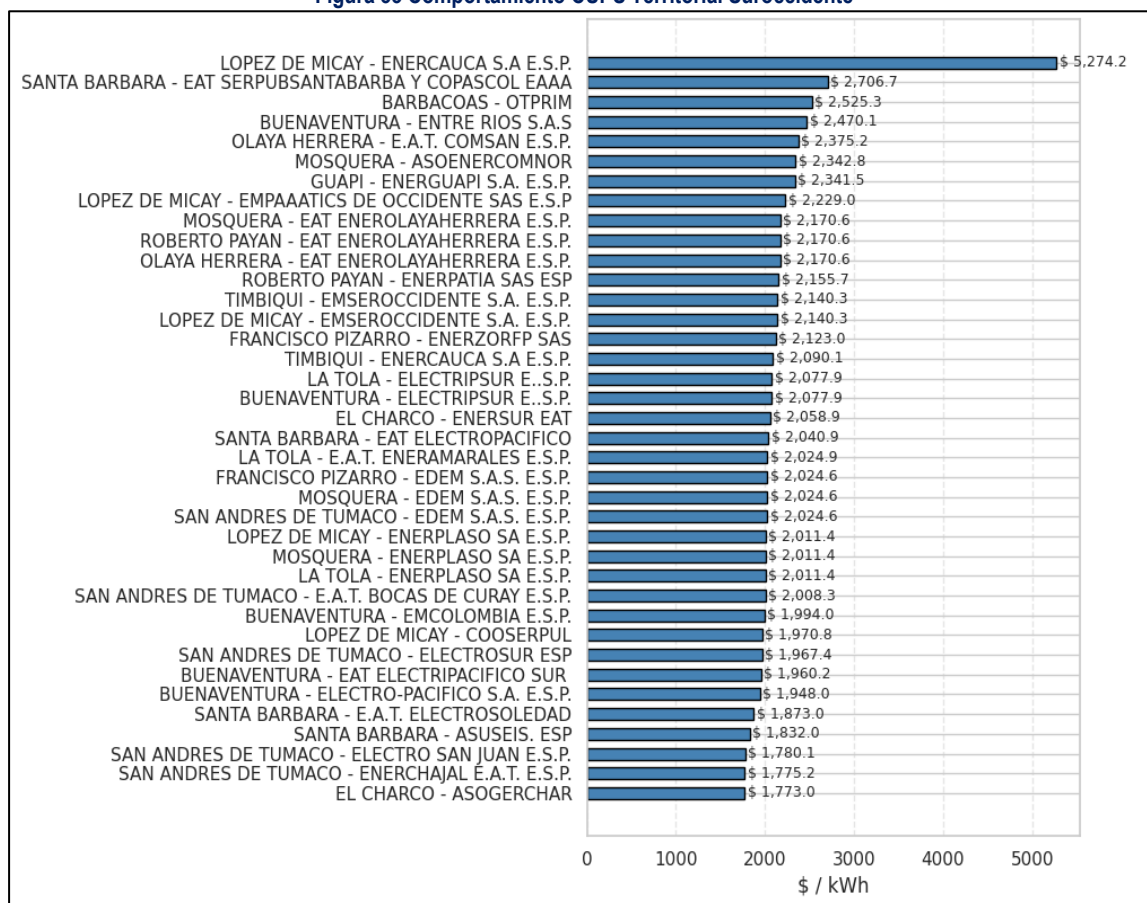
Tabla 21 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Suroccidente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Octubre (\$/kWh)	Noviembre (\$/kWh)	Diciembre (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)	
SUROCCIDENTE	CAUCA	GUAPI	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	2350,4	2339,5	2334,5	2341,5	
		LOPEZ DE MICAY	COOSERPUL	1975,9	1972,2	1964,3	1970,8	
			EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	2232,4	2232,6	2222,0	2229,0	
			EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	2148,6	2141,7	2130,6	2140,3	
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	11646,2	2091,9	2084,5	5274,2	
			ENERPLASO SA E.S.P.	2019,6	2010,7	2003,9	2011,4	
		TIMBIQUI	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	2148,6	2141,7	2130,6	2140,3	
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	2093,7	2091,9	2084,5	2090,1	
		NARIÑO	BARBACOAS	OTPRIM	2544,9	2521,9	2509,1	2525,3
			EL CHARCO	ASOGERCHAR	1776,7	1774,5	1767,6	1773,0
	ENERSUR EAT			2061,9	2062,2	2052,6	2058,9	
	FRANCISCO PIZARRO		EDEM S.A.S. E.S.P.	2034,6	2025,4	2013,7	2024,6	
			ENERZORFP SAS	2126,7	2130,0	2112,3	2123,0	
	LA TOLA		E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	2027,3	2028,0	2019,5	2024,9	
			ELECTRIPSUR E. S.P.	2081,5	2068,9	2083,4	2077,9	
	MOSQUERA		ENERPLASO SA E.S.P.	2019,6	2010,7	2003,9	2011,4	
			ASOENERCOMNOR	2353,1	2338,4	2336,9	2342,8	
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	2174,5	2174,1	2163,1	2170,6	
	OLAYA HERRERA		EDEM S.A.S. E.S.P.	2034,6	2025,4	2013,7	2024,6	
			ENERPLASO SA E.S.P.	2019,6	2010,7	2003,9	2011,4	
			E.A.T. COMSAN E.S.P.	2389,0	2362,8	2373,9	2375,2	
	ROBERTO PAYAN		EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	2174,5	2174,1	2163,1	2170,6	
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	2174,5	2174,1	2163,1	2170,6	
			ENERPATIA SAS ESP	2151,1	2150,8	2165,4	2155,7	
	SAN ANDRES DE TUMACO		E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	2014,0	2006,9	2003,9	2008,3	
			EDEM S.A.S. E.S.P.	2034,6	2025,4	2013,7	2024,6	
			ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	1780,0	1780,1	1780,2	1780,1	
			ELECTROSUR ESP	1970,8	1970,3	1961,0	1967,4	
			ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P.	1778,5	1776,4	1770,6	1775,2	
	SANTA BARBARA		ASUSEIS. ESP	1832,4	1834,9	1828,8	1832,0	
			E.A.T. ELECTROSOLEDAD	1868,5	1865,8	1884,8	1873,0	
			EAT ELECTROPACIFICO	2036,6	2034,1	2052,0	2040,9	
			EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	2704,4	2703,9	2711,8	2706,7	
	VALLE DEL CAUCA		BUENAVENTURA	EAT ELECTROPACIFICO SUR	1962,3	1964,4	1953,9	1960,2
				ELECTRIPSUR E. S.P.	2081,5	2068,9	2083,4	2077,9
				ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	1950,9	1950,4	1942,7	1948,0
				EMCOLOMBIA E.S.P.	1995,0	2002,2	1984,9	1994,0
				ENTRE RIOS S.A.S	2472,7	2476,8	2460,8	2470,1

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se puede evidenciar que las empresas ELECTRIPSUR ESP, EDEM, ENERPLASO SA ESP, EMSEROCCIDENTE SA ESP, ENERCAUCA SA ESP<sup>4</sup> y EAT ENEROLAYAHERRERA ESP siguen reportando el mismo valor de CUPS para los diferentes municipios donde prestan el servicio de energía eléctrica, no obstante, es de tener en cuenta que este valor varía de acuerdo con la energía generada, la cantidad de suscriptores, el valor de transporte del combustible y el consumo facturado medio para el año t-1, así las cosas, es muy baja la probabilidad de que los valores de CUPS sean iguales en dos mercados.

Figura 33 Comportamiento CUPS Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

<sup>4</sup> Para ENERCAUCA SA EPS se evidencian valores diferentes en el mes de octubre, sin embargo, por medio del radicado 20265290699552 la empresa solicita ante la SSPD reversar el valor de comercialización para el municipio de López de Micay, así como el valor de CUPS en dicho municipio.

Los valores del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS) reportados para los prestadores de energía en Zonas No Interconectadas de la territorial Suroccidente evidencian diferencias sustanciales entre municipios y empresas, con un rango que va desde \$1.773 \$/kWh por ASOGERCHAR (municipio de El Charco) hasta \$5.274 \$/kWh por ENERCAUCA SA ESP (municipio de López de Micay). Esta amplitud refleja que, mientras algunos prestadores operan con costos relativamente bajos, probablemente gracias a economías de escala, uso de tecnologías más eficientes o condiciones logísticas favorables, otros enfrentan estructuras de costos muy elevadas, que podrían estar asociadas a baja densidad de usuarios, dificultades de acceso y dependencia de combustibles fósiles para la generación. En el periodo analizado, se pudo observar que, la mayoría de las empresas presento un comportamiento semejante al del trimestre anterior con estabilidad relativa, con variaciones menores al 1 %.

## 8.7. Tarifas Aplicadas

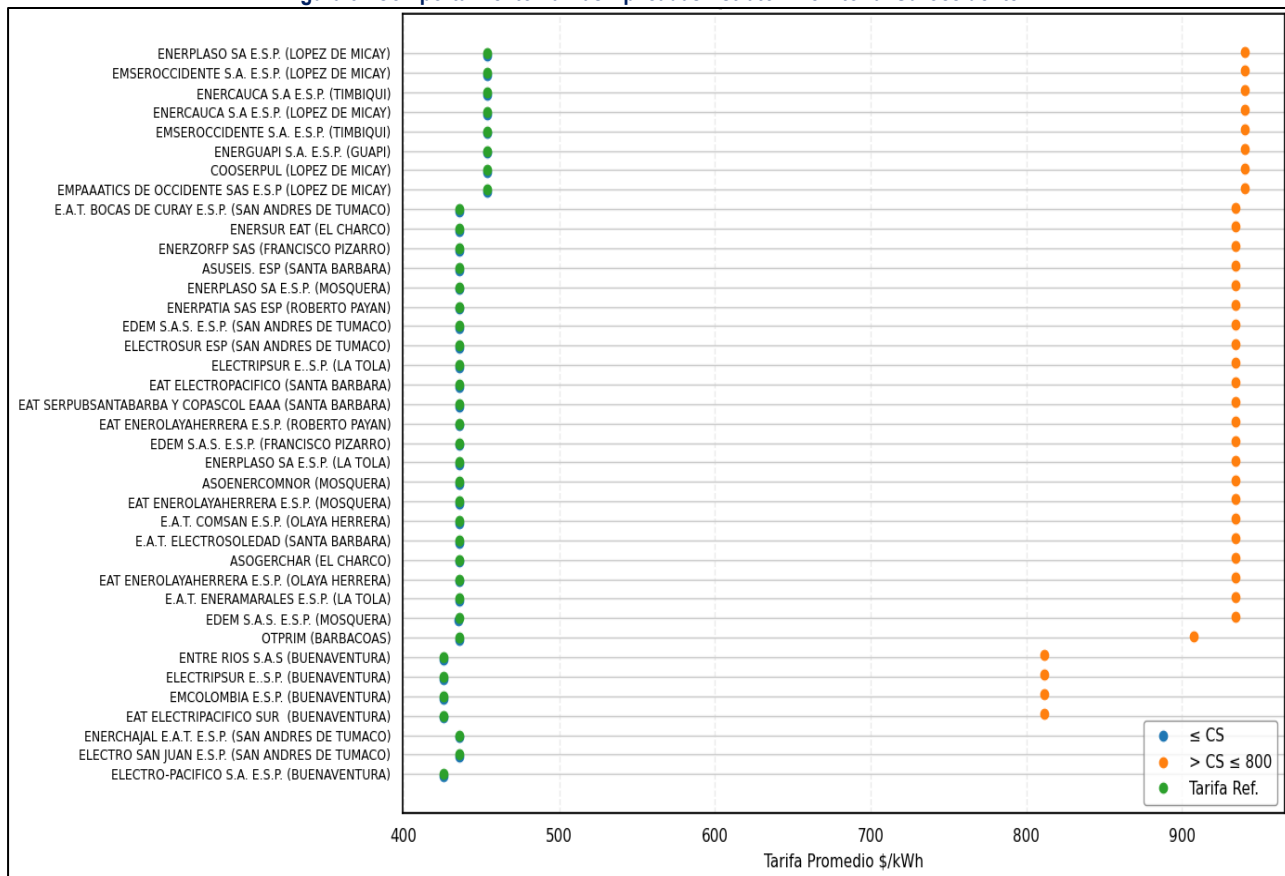
De acuerdo con lo previsto en el artículo 2 de la Resolución MME 40239 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, las tarifas a aplicar a los suscriptores residenciales de las ZNI corresponden a las tarifas de referencia aplicadas a los Suscriptores Residenciales de estrato e, conectado al nivel de tensión n, para el mes de facturación m, incluido subsidio o contribución, por el comercializador incumbente del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el departamento donde se encuentran ubicados los Usuarios Residenciales de una ZNI. En caso de que dichos usuarios se encuentren en un departamento que no pertenezca al SIN, se debe tomar como referencia la tarifa aplicada en la capital del departamento del SIN, con punto de conexión a 115 kV más cercana a la capital del departamento, al cual pertenecen los Usuarios Residenciales de las ZNI. La tarifa de referencia aplicada debe corresponder a las mismas condiciones en cuanto a estrato, rango de consumo, niveles de tensión, propiedad de activos y franjas horarias.

Tabla 22 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Suroccidente

TERRITORIAL	Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1<=CS	Estrato 1>CS<=800	Tarifa de Referencia	
SUROCCIDENTE	CAUCA	GUAPI	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	453,73	940,20	453,73	
		LOPEZ DE MICAY	COOSERPUL	453,73	940,20	453,73	
			EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	453,73	940,20	453,73	
			EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	453,73	940,20	453,73	
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	453,73	940,20	453,73	
			ENERPLASO SA E.S.P.	453,73	940,20	453,73	
		TIMBIQUI	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	453,73	940,20	453,73	
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	453,73	940,20	453,73	
		NARIÑO	BARBACOAS	OTPRIM	435,92	907,24	435,92
			EL CHARCO	ASOGERCHAR	435,92	934,29	435,92
	ENERSUR EAT			435,92	934,29	435,92	
	FRANCISCO PIZARRO		EDEM S.A.S. E.S.P.	435,92	934,29	435,92	
			ENERZORFP SAS	435,92	934,29	435,92	
	LA TOLA		E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	435,92	934,29	435,92	
			ELECTRIPSUR E..S.P.	435,92	934,29	435,92	
			ENERPLASO SA E.S.P.	435,92	934,29	435,92	
	MOSQUERA		ASOENERCOMMONOR	435,92	934,29	435,92	
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	435,92	934,29	435,92	
			EDEM S.A.S. E.S.P.	435,25	934,32	435,92	
			ENERPLASO SA E.S.P.	435,92	934,29	435,92	
	OLAYA HERRERA		E.A.T. COMSAN E.S.P.	435,92	934,29	435,92	
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	435,92	934,29	435,92	
	ROBERTO PAYAN		EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	435,92	934,29	435,92	
			ENERPATIA SAS ESP	435,92	934,29	435,92	
	SAN ANDRES DE TUMACO		E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	435,92	934,29	435,92	
			EDEM S.A.S. E.S.P.	435,92	934,29	435,92	
			ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	435,92	0,00	435,92	
			ELECTROSUR ESP	435,92	934,29	435,92	
	SANTA BARBARA		ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P.	435,92	0,00	435,92	
			ASUSEIS. ESP	435,92	934,29	435,92	
			E.A.T. ELECTROSOLEDAD	435,92	934,29	435,92	
			EAT ELECTROPACIFICO	435,92	934,29	435,92	
			EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	435,92	934,29	435,92	
	VALLE DEL CAUCA		BUENAVENTURA	EAT ELECTRIPACIFICO SUR	425,43	811,49	425,43
				ELECTRIPSUR E..S.P.	425,43	811,49	425,43
				ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	425,43	0,00	425,43
				EMCOLOMBIA E.S.P.	425,43	811,49	425,43
				ENTRE RIOS S.A.S	425,43	811,49	425,43

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 34 Comportamiento Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

De acuerdo con las tarifas de referencia, correspondientes a los mercados de comercialización incumbentes del Sistema Interconectado Nacional – SIN en esta territorial, el valor promedio la tarifa aplicada en esta territorial para el estrato 1 fue de 438,29 \$/kWh

## 8.8. Subsidios

Para el cuarto trimestre de 2025 en esta territorial, el valor total de subsidios alcanzó los 18.703.908.078 COP de los cuales el 99,9% corresponden a subsidios del estrato 1, mientras que el 0,1% restante son subsidios en sector comercial/industrial y oficial. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado:

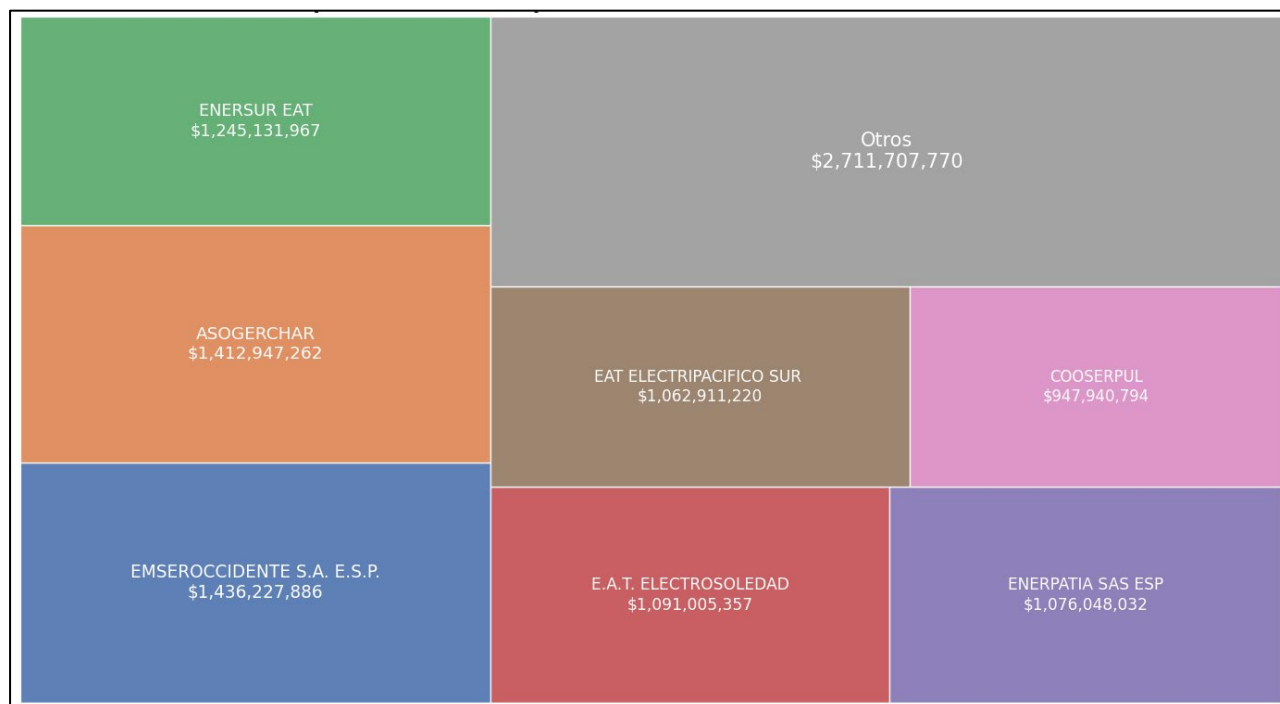
Tabla 23 Subsidios aplicados por estrato-Uso – cuarto trimestre de 2025 (COP - %) – Territorial Suroccidente

	Octubre - Valor Subsidio	Octubre - %	Noviembre - Valor Subsidio	Noviembre - %	Diciembre - Valor Subsidio	Diciembre - %
Estrato 1	\$ 6.261.473.362,06	99.9%	\$ 6.142.914.186,81	99.9%	\$ 6.275.349.753,61	99.9%
Estrato 2	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%
Estrato 3	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%
Oficial	\$ 6.811.769,80	0.1%	\$ 6.415.648,62	0.1%	\$ 6.322.353,75	0.1%
Comercial - Ind.	\$ 1.656.753,01	0.0%	\$ 1.456.634,97	0.0%	\$ 1.507.615,60	0.0%
<b>Total</b>	<b>\$ 6.269.941.884,87</b>	<b>100.0%</b>	<b>\$ 6.150.786.470,40</b>	<b>100.0%</b>	<b>\$ 6.283.179.722,96</b>	<b>100.0%</b>

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-ZNI

A continuación, se presenta un diagrama de rectángulos con la distribución de subsidios reportados por las empresas con más asignación de subsidios de la dirección territorial suroccidente.

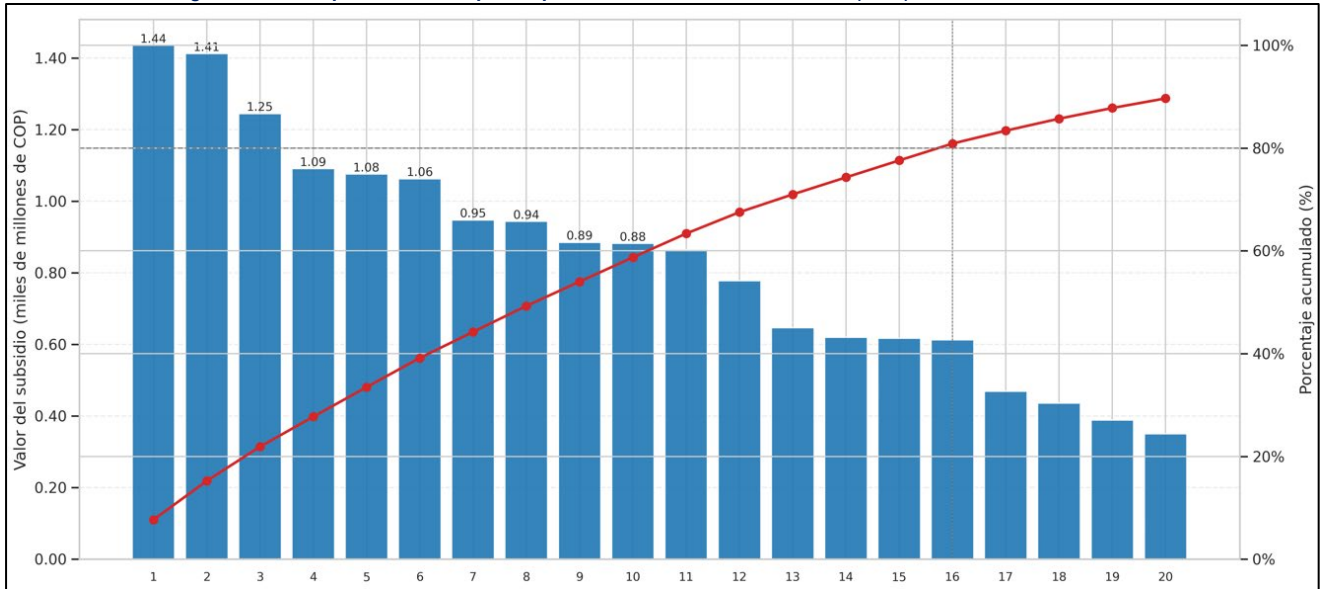
Figura 35 Distribución de subsidios por empresa en el cuarto trimestre 2025 (COP) – Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



Figura 36 Pareto para subsidios por empresa en el cuarto trimestre 2025 (COP) – Territorial Suroccidente



#	Prestador (SIGLA)	Valor (mm COP)	% acumulado
1	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	1.44	7.7%
2	ASOGERCHAR	1.41	15.2%
3	ENERSUR EAT	1.25	21.9%
4	E.A.T. ELECTROSOLEDAD	1.09	27.7%
5	ENERPATIA SAS ESP	1.08	33.5%
6	EAT ELECTRIPACIFICO SUR	1.06	39.2%
7	COOSERPUL	0.95	44.2%
8	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	0.94	49.3%
9	ENTRE RIOS S.A.S	0.89	54.0%
10	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	0.88	58.7%
11	EMCOLOMBIA E.S.P.	0.87	63.4%
12	ASUSEIS. ESP	0.78	67.5%
13	ENERCAUCA S.A E.S.P.	0.65	71.0%
14	EDEM S.A.S. E.S.P.	0.62	74.3%
15	ELECTRIPSUR E..S.P.	0.62	77.6%
16	ELECTROFRONTRUL	0.61	80.9%
17	ELECTROSUR ESP	0.47	83.4%
18	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	0.44	85.7%
19	EAT ELECTROPACIFICO	0.39	87.8%
20	ENERPLASO SA E.S.P.	0.35	89.7%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 9. Territorial Nororiente

### 9.1. Cargo de Generación (G)

El análisis realizado para el cargo de generación correspondiente al cuarto trimestre de 2025 se fundamentó en la información reportada por las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica que operan mediante generación distribuida con tecnología diésel.

La determinación de los Cargos Máximos de Generación se efectúa a partir del costo regulado de la inversión asociado a cada tecnología, los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM), las horas efectivas de prestación del servicio y las pérdidas reconocidas dentro del marco regulatorio vigente.

En este sentido, el prestador del servicio establece los cargos máximos por energía generada o por capacidad disponible como la suma de los costos de inversión y los costos de AOM para cada tipo de tecnología, conforme a lo dispuesto en la Resolución CREG 091 de 2007 y la Resolución CREG 057 de 2009.

Es relevante considerar que una proporción significativa del parque de generación instalado en las Zonas No Interconectadas (ZNI) opera con combustibles fósiles. En consecuencia, los cargos máximos regulados deben reflejar una correcta aplicación de las variables asociadas a la operación y mantenimiento de los generadores, siendo el consumo de combustible uno de los factores más determinantes en las variaciones observadas del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS). A continuación, se presentan los valores observados con relación a los cargos de generación, así como su comportamiento por departamento de acuerdo a la información reportada en SUI.

En la territorial nororiente, para el periodo en análisis, se obtuvo únicamente el reporte de información de la empresa ELECTRIFICADORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P., quien presta el servicio en una localidad del municipio de Cartagena de Indias, Bolívar a un promedio de 429 suscriptores, respecto a los costos de generación, se tiene la siguiente información:

Tabla 24 Cargos Componente (G) Territorial Nororiente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Octubre (\$/kWh)	Noviembre (\$/kWh)	Diciembre (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)
NORORIENTE	BOLÍVAR	CARTAGENA	ELECTRO-PACIFICO S.A.	1.227	1.227	1.313	1.256

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 9.2. Combustible

Para el análisis de la información se toman los datos reportados al SUI mediante el formato IC6. Reporte Comercial Generadores Diésel para el cuarto trimestre del 2025 evidenciando que se cuenta un reporte de información en SUI la cual tuvo un consumo de 22.695 galones de combustible.

En la siguiente tabla se observa el consumo de combustible por mes y el valor de eficiencia que se obtiene de tomar los kWh de energía generada con relación a los galones de combustible consumidos.

Tabla 25 Consumo combustible Territorial Nororiente

Mes		Octubre		Noviembre				Diciembre			
TERRITORIAL	SIGLA	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Δ Diesel %	Efic kWh/Gal	Δ Efic %	Diesel Utilizado Gal	Δ Diesel %	Efic kWh/Gal	Δ Efic %
NORORIENTE	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	7565	11,66	7565	0,0	11,80	1,2	7565	0,0	12,12	2,7

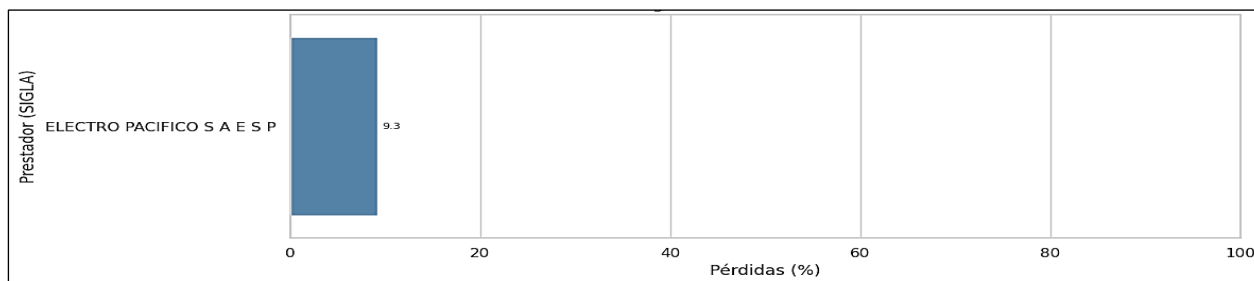
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 9.3. Pérdidas

Ahora conforme a las pérdidas comerciales cabe recordar que estas son producto de la diferencia entre energía generada y energía facturada; conforme a la información reportada y certificada en el SUI por parte de la empresa ELECTRO PACIFICO S A E S P para el cuarto trimestre del año en curso, se observó que las pérdidas para el periodo analizado alcanzaron el 9,3%

Sin bien, en la operación del sistema se pueden dar pérdidas técnicas, hay otras pérdidas que pueden ser ocasionadas por conexiones y uso de energía de manera ilegal por parte de los usuarios finales, también se puede dar por la falta control en la gestión de medida por parte del prestador.

Figura 37 Comportamiento Pérdidas Territorial Nororiente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 9.4. Componente de Distribución (D)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de distribución para el cuarto trimestre del año 2025, se basó en aquellas empresas que prestan el servicio mediante el uso de redes de distribución local.

La aplicación de los cargos por uso de los sistemas de distribución permite remunerar al distribuidor la infraestructura necesaria para llevar el suministro desde el punto de salida del Generador, hasta el punto de entrega al usuario. Incluyen costos de conexión del sistema de distribución al Generador, pero no incluyen los costos de conexión del usuario al respectivo Sistema de Distribución ni los costos de los equipos auxiliares y transformadores elevadores que requiera el generador para conectarse al Sistema de Distribución.

La actividad de Distribución de energía eléctrica en las ZNI se remunera utilizando los cargos máximos para los niveles de tensión 1 y 2 establecidos en el artículo 29 de la Resolución CREG 091 de 2007, modificado por el artículo 3 de la Resolución CREG 057 de 2009. El valor de este cargo está directamente vinculado con el componente que reconoce la remuneración de inversiones (tenencia de activos) para la actividad de distribución, lo que explica la existencia de diferencias significativas entre prestadores.

Dado que, la Resolución de cargue de información al SUI SSPD No. 20211000859995 del 24 de diciembre de 2021, entró en vigencia a partir del 01 de julio de 2022, y es mediante el “Formato IT1. Inventario de Equipos” a través del cual los prestadores certifican el porcentaje de propiedad de activos de generación y distribución. Cabe resaltar que, al haberse cumplido los plazos establecidos en la

regulación, el inventario certificado por las empresas a la fecha debe estar totalmente reportado y actualizado.

Por lo tanto, se presenta la información de la territorial nororiental con la empresa de las ZNI que reportó información respecto a los cargos de distribución:

Tabla 26 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Nororiental

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Octubre (\$/kWh)	Noviembre (\$/kWh)	Diciembre (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)
NORORIENTE	BOLÍVAR	CARTAGENA	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	208	208	223	213

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 9.5. Componente de Comercialización (C)

El Cargo Máximo Base de Comercialización C\*o, fue establecido en el artículo 37 de la Resolución CREG 091 de 2007 y corresponde a un valor mensual de \$3.834 por factura (\$ de diciembre de 2006); éste depende de la existencia de medición o aforo de carga.

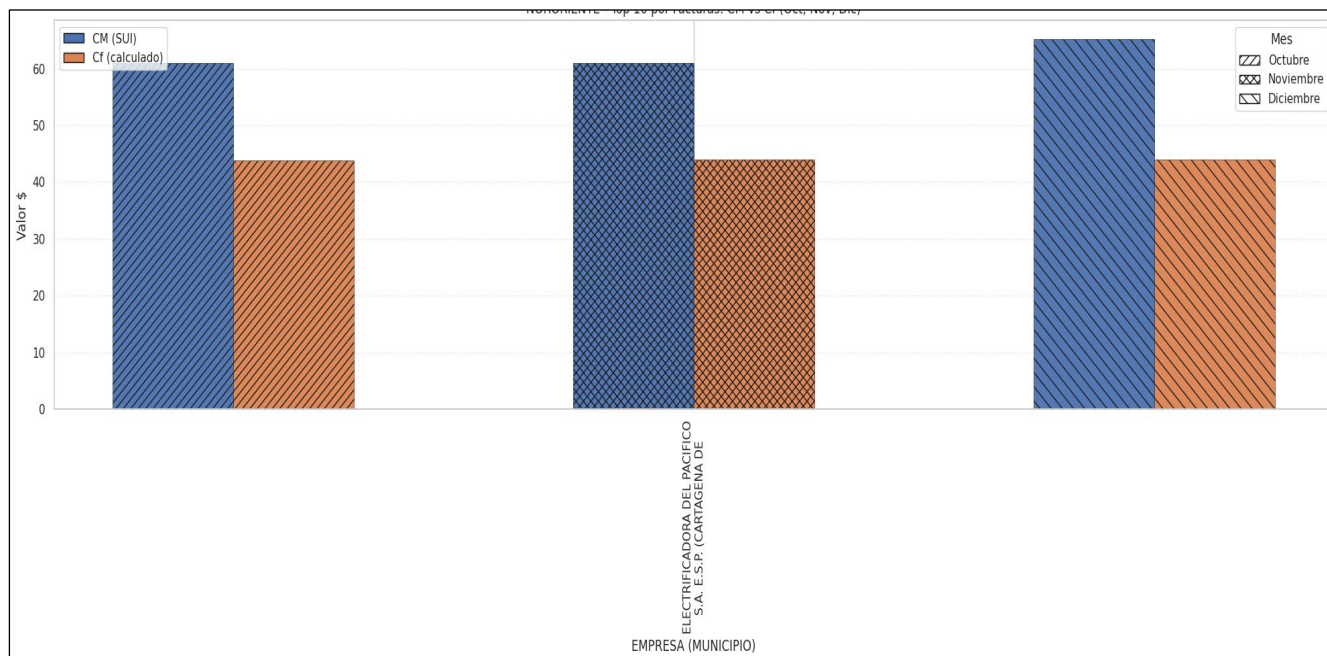
Tabla 27 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Nororiental

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Octubre (\$/kWh)	Noviembre (\$/kWh)	Diciembre (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)
NORORIENTE	BOLÍVAR	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	CARTAGENA	61	61	65	62

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

El componente de comercialización no posee afectación de acuerdo con las zonas en las cuales se encuentre ubicado cada prestador, pero si presenta variación por número de facturas expedidas, así como la existencia de un sistema de medición y el consumo facturado medio en el año t-1 de cada mercado (CFM t-1).

Figura 38 Comportamiento Componente de Comercialización - Territorial Nororient



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 9.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)

El análisis realizado del comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio para el cuarto trimestre del año 2025, se basó en aquellas empresas que prestan el servicio mediante tecnología diésel o PCH para la generación de energía.

La fórmula tarifaria general aplicable a los suscriptores regulados del servicio público domiciliario de energía eléctrica reúne los componentes de Generación (G), Distribución (D), y Comercialización (C), considerando el porcentaje de pérdidas de energía acumuladas en el nivel de tensión correspondiente, así:

- Costo Unitario de Prestación del Servicio

$CU_{nm} = \frac{Gm}{1-p} + Dm, n + Cm$	<p>Dónde:</p> <p><b>CU:</b> Costo Unitario (\$/Kwh)</p> <p><b>Gm:</b> Cargo de Generación (\$/Kwh)</p> <p><b>Dm:</b> Cargo de Distribución (\$/Kwh)</p> <p><b>Cm:</b> Cargo de Comercialización (\$/Kwh)</p> <p><b>p:</b> Pérdidas de energía (10%)</p>
---	---

Es importante indicar que mediante la Resolución 091 de 2007 en su artículo 40, se establece que las pérdidas eficientes reconocidas corresponden al 10%.

Tabla 28 Costos Unitarios de Prestación del Servicio Territorial Nororiental

TERRITORIAL	MUNICIPIO	SIGLA	Octubre (\$/kWh)	Noviembre (\$/kWh)	Diciembre (\$/kWh)
NORORIENTE	CARTAGENA	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	1632,4	1632,4	1747,0

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 9.7. Tarifas Aplicadas

De acuerdo con lo previsto en el artículo 2 de la Resolución MME 40239 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, las tarifas a aplicar a los suscriptores residenciales de las ZNI corresponden a las tarifas de referencia aplicadas a los suscriptores Residenciales de estrato e, conectado al nivel de tensión n, para el mes de facturación m, incluido subsidio o contribución, por el comercializador incumbente del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el departamento donde se encuentran ubicados los Usuarios Residenciales de una ZNI. En caso de que dichos usuarios se encuentren en un departamento que no pertenezca al SIN, se debe tomar como referencia la tarifa aplicada en la capital del departamento del SIN, con punto de conexión a 115 kV más cercana a la capital del departamento, al cual pertenecen los Usuarios Residenciales de las ZNI. La tarifa de referencia aplicada debe corresponder a las mismas condiciones en cuanto a estrato, rango de consumo, niveles de tensión, propiedad de activos y franjas horarias.

Tabla 29 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Nororiental

Territorial	Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1 <=CS	Estrato 1 >CS <=800	Tarifa Referencia
NORORIENTE	BOLÍVAR	CARTAGENA	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	481,10	0,00	481,10

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 9.8. Subsidios

Para el cuarto trimestre de 2025 en esta territorial, el valor total de subsidios alcanzó los \$248.778.279 COP de los cuales el 99,5% corresponden a subsidios del estrato 1, mientras que el 0,5% restante son

subsidios en sector comercial/industrial. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado:

Tabla 30 Subsidios aplicados por estrato-Uso – Cuarto trimestre de 2025 (COP - %) – Territorial Nororiente

	Octubre - Valor Subsidio	Octubre - %	Noviembre - Valor Subsidio	Noviembre - %	Diciembre - Valor Subsidio	Diciembre - %
Estrato 1	\$ 81.516.401	99.5%	\$ 81.437.592	99.5%	\$ 84.660.300	99.5%
Estrato 2	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%
Estrato 3	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%
Oficial	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%
Comercial - Ind.	\$ 378.669	0.5%	\$ 384.364	0.5%	\$ 400.952	0.5%
<b>Total</b>	<b>\$ 81.895.070</b>	<b>100.0%</b>	<b>\$ 81.821.957</b>	<b>100.0%</b>	<b>\$ 85.061.252</b>	<b>100.0%</b>

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 10. Generadores Puros

En algunos casos, la generación es realizada por generadores puros a quienes se les reconocen costos reales mediante Resolución del MME 91873 del 2012. Si bien se observa que CEDENAR es generador para el mercado de Puerto Leguízamo, es necesario indicar que EMPULEG E.S.P., también realiza la actividad de generación en las localidades menores donde presta el servicio de energía. Ahora bien, GENSA es generador en los mercados de Inírida, Mitú y Bahía Solano. Finalmente, GENERCOL S.A.S E.S.P, es generador en el municipio de Unguía, Chocó.

Tabla 31 Consumo de combustible -Generadores Puros

Mes	Octubre		Noviembre				Diciembre			
	Diesel Utilizado (Galones)	Efic (kWh/Gal)	Diesel Utilizado (Galones)	Δ Diesel %	Efic (kWh/Gal)	Δ Efic %	Diesel Utilizado (Galones)	Δ Diesel %	Efic (kWh/Gal)	Δ Efic %
GENERCOL SAS ESP (Ungia)	34,120	12.59	34,520	1.17	12.89	2.33	37,120	7.53	11.92	-7.52
GENSA S.A. ESP (Bahia Solano)	34,284	12.88	25,465	-25.72	12.92	0.32	22,837	-10.32	13.02	0.84
CEDENAR S.A. E.S.P. (Puerto Leguizamo)	87,855	12.30	72,895	-17.03	12.66	2.89	84,044	15.29	13.84	9.33
GENSA S.A. ESP (Inirida y Mitú)	294,444	13.46	291,205	-1.10	13.48	0.16	306,885	5.38	13.48	-0.04

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Las plantas de GENSA generalmente operaron con eficiencias promedio más altas alcanzando el 13,21 kWh/Gal en comparación con GENERCOL (Unguía) que presentó una menor eficiencia, con variaciones que rodean los 12,46 kWh/Gal, mientras que, CEDENAR (Puerto Leguizamo) presentó un incremento en el mes de diciembre que representa una mejora del 12% más con respecto al mes de octubre.

## 11. Áreas de Servicio Exclusivo (ASE)

### 11.1. Tarifas aplicadas

De acuerdo con la Ley 142 de 1994 y la Resolución CREG 091 de 2007, un Área de Servicio Exclusivo (ASE) es el área geográfica correspondiente a los municipios, cabeceras municipales y centros poblados sobre las cuales la autoridad competente otorga exclusividad en la prestación del servicio mediante contratos.

Actualmente en Colombia existen dos ASE para el servicio de energía eléctrica que fueron otorgadas por el Ministerio de Minas y Energía mediante contrato de concesión de exclusividad.

La primera ASE es la correspondiente a 39 localidades del departamento del Amazonas, ubicadas en los municipios de Leticia, Puerto Nariño, Puerto Alegria, Puerto Arica, Puerto Sanatander, El Encanto, La Chorrera, La Pedrera, La Victoria, Miriti - Parana y Tarapaca, atendidas por la empresa Energía para el Amazonas SA ESP (ENAM).

La fórmula tarifaria para realizar el cálculo del costo unitario de prestación del servicio público de energía eléctrica para el área de servicio exclusivo del Amazonas se define en el artículo 55 de la Resolución CREG 161 de 2008, modificada por la resolución CREG 074 de 2009:

$$CU_m = IAOM_m + \frac{Gc_m}{(1 - p_m)} + M_m$$

La segunda ASE corresponde al archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, atendidas por la Sociedad Productora de Energía de San Andrés SA ESP (SOPESA).

El artículo 26 de la Resolución CREG 160 de 2008, modificada por el artículo 8 de la Resolución CREG 073 de 2009, define la fórmula tarifaria para realizar el cálculo del costo unitario de prestación del

servicio público de energía eléctrica para el área de servicio exclusivo del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina:

$$CU_{n,m} = IAOM_{n,m} + \frac{Gc_m + A_m}{(1 - p_{n,m})} + M_m$$

De acuerdo con la información reportada ante el SUI, para el cuarto trimestre del año 2025, se encontró que las empresas ENAM y SOPESA, prestaron el servicio en 41 localidades llegando a 41.454 suscriptores en promedio que representan el 18,01 % del total de suscriptores atendidos en la ZNI durante el periodo analizado.

Para el cuarto trimestre de 2025 dentro de las ASES, en el comportamiento de la tarifa aplicada a los suscriptores de estrato 1, cuyo consumo es menor o igual al consumo de subsistencia, mantiene el mismo costo por departamento, siendo SOPESA el prestador con la tarifa más baja.

La tarifa aplicada a los suscriptores de Estrato 1 que superan el consumo de subsistencia pero que se mantienen por debajo de un límite de 800 kWh/mes, presenta una variación según la ubicación y el rango de consumo. Por ejemplo, en Leticia y Puerto Nariño, el valor del consumo mayor al CS es de 996,41 COP/kWh, mientras que en otros municipios del Amazonas es de 1672,57 COP/kWh.

Tabla 32 Tarifas Aplicadas 4to trimestre 2025 – ASE

Territorial	Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1 ≤CS (COP/kWh)	Estrato 1 >CS ≤800 (COP/kWh)
ASES	AMAZONAS	EL ENCANTO	ENAM	377,84	1672,57
		LA CHORRERA	ENAM	377,84	1672,57
		LA PEDRERA	ENAM	377,84	1672,57
		LA VICTORIA	ENAM	377,84	1672,57
		LETICIA	ENAM	377,84	996,41
		MIRITI - PARANA	ENAM	377,84	1672,57
		PUERTO ALEGRIA	ENAM	377,84	1672,57
		PUERTO ARICA	ENAM	377,84	1672,57
		PUERTO NARINO	ENAM	377,84	996,41
		PUERTO SANTANDER	ENAM	377,84	1672,57
		TARAPACA	ENAM	377,84	1672,57
	ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA	PROVIDENCIA	SOPESA S.A.	345,65	652,81
		SAN ANDRES	SOPESA S.A.	345,65	652,81

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 11.2. Subsidios ASE

Ahora bien, los subsidios del sector eléctrico para las áreas de servicio exclusivo corresponden al resultado de la aplicación de la metodología específica para la asignación de subsidios a los usuarios a ser atendidos por medio de los contratos especiales de prestación del servicio, a partir del establecimiento de los consumos máximos de energía de los usuarios, con base en las horas de prestación determinadas en los Contratos de Concesión para los Niveles de Prestación del Servicio.

De acuerdo con la información reportada por los prestadores en el Sistema Único de Información SUI, se evidencia el monto de subsidios aplicados a los suscriptores por estrato socioeconómico, durante el cuarto trimestre de 2025.

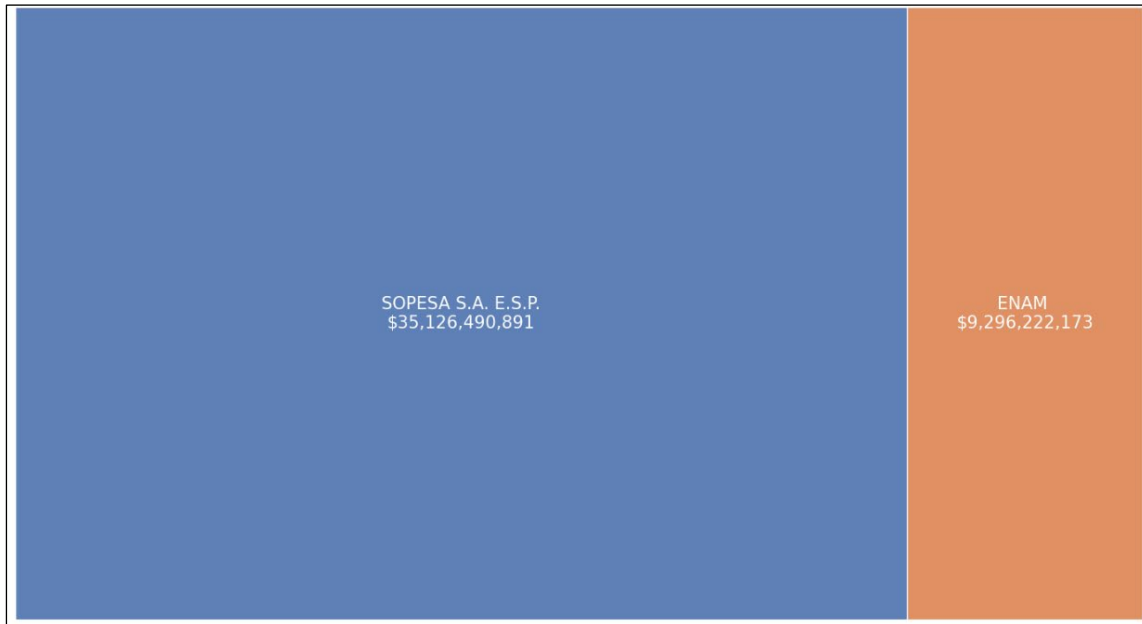
Tabla 33 Subsidios aplicados por estrato-Uso – cuarto trimestre de 2025 (COP - %) – ASE

	Octubre - Valor Subsidio	Octubre - %	Noviembre - Valor Subsidio	Noviembre - %	Diciembre - Valor Subsidio	Diciembre - %
<b>Estrato 1</b>	\$ 1.677.008.072	11.3%	\$ 1.690.679.597	11.0%	\$ 1.574.867.388	11.1%
<b>Estrato 2</b>	\$ 2.545.589.851	17.2%	\$ 2.638.305.892	17.1%	\$ 2.419.716.904	17.0%
<b>Estrato 3</b>	\$ 1.945.253.047	13.2%	\$ 1.975.474.790	12.8%	\$ 1.802.503.365	12.7%
<b>Oficial</b>	\$ 1.176.493.031	8.0%	\$ 1.235.855.580	8.0%	\$ 1.210.449.601	8.5%
<b>Comercial - Ind.</b>	\$ 5.657.239.869	38.3%	\$ 6.175.375.765	40.0%	\$ 5.804.396.809	40.8%
<b>Total</b>	\$ 14.776.859.176	100.0%	\$ 15.433.560.215	100.0%	\$ 14.212.293.673	100.0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

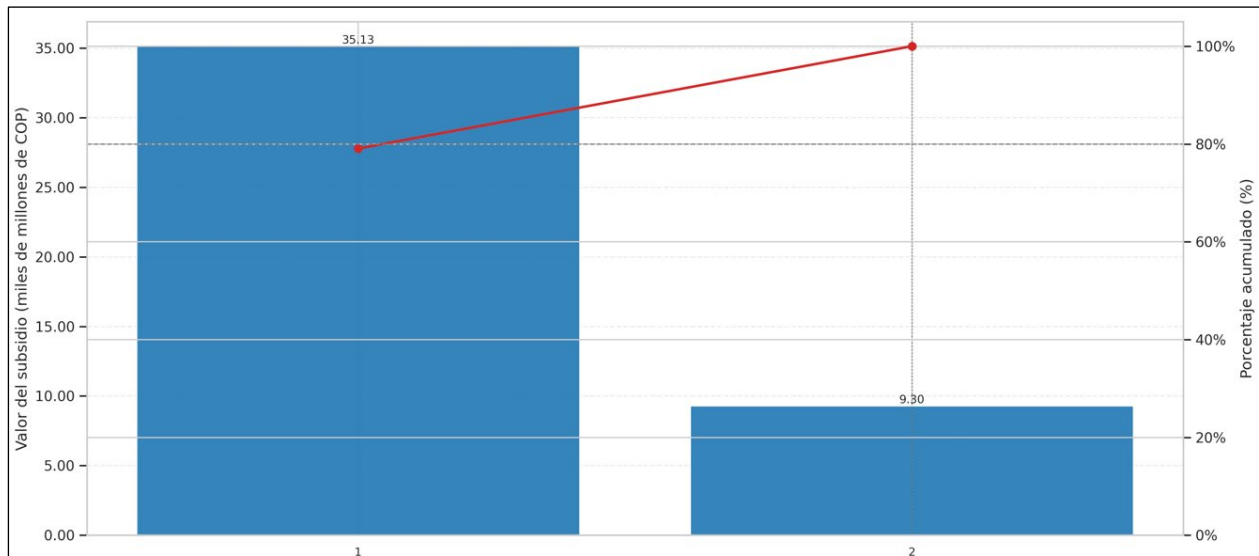
A continuación, se presenta un diagrama por bloques con la participación que tuvieron las empresas SOPESA y ENAM en el total de subsidios reportados para el cuarto trimestre de 2025 en las ASE.

Figura 39 Distribución de subsidios por empresa en el cuarto trimestre 2025 (COP) – ASE



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 40 Pareto de subsidios por empresa en el cuarto trimestre 2025 (COP) – ASE



#	Prestador (SIGLA)	Valor (mm COP)	% acumulado
1	SOPESA S.A. E.S.P.	33.24	80.7%
2	ENAM	7.96	100.0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

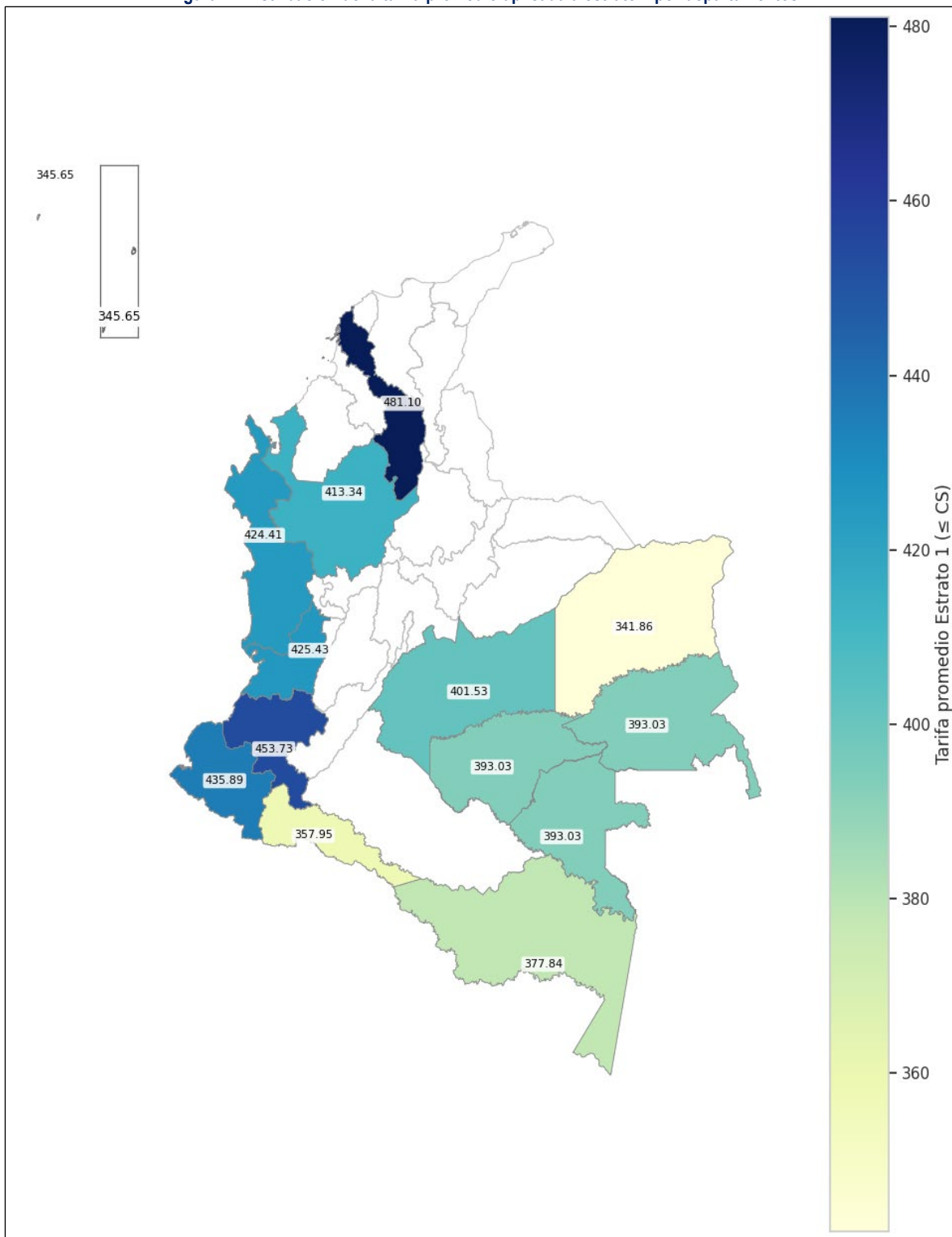


En este caso, la estructura de subsidios presenta un patrón muy distinto al observado a nivel nacional, con una concentración atípicamente alta en el sector comercial e industrial, que representa en promedio el 40 % del total mensual, mientras que, la participación relativamente estable de los subsidios asignados a los estratos residenciales 1, 2 y 3 combinados supera un tercio del total mensual, lo que se aparta del principio de focalización social previsto en la Ley 142 de 1994 y en los lineamientos del Fondo de Solidaridad.

## **12. Información consolidada de Tarifas Aplicadas para el trimestre**

En el mapa mostrado a continuación se registran los datos de tarifa promedio usada en cada departamento donde se presta el servicio público domiciliario de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas.

Figura 41 Distribución de la tarifa promedio aplicada a estrato 1 por departamentos



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

### 13. Información consolidada de Subsidios para el trimestre

El cálculo de los subsidios por menores tarifas del sector eléctrico en las Zonas No Interconectadas (ZNI) se rige por la Resolución MME 40239 de 2022. Los criterios de cálculo varían según el tipo de suscriptores y el tamaño de la localidad:

- Suscriptores residenciales en localidades de más de 300 suscriptores subsidiables: El cálculo se realiza mediante la fórmula establecida en el artículo 5 de la resolución.
- Suscriptores residenciales en localidades de menos de 300 suscriptores subsidiables: Se aplican los criterios específicos de horas de prestación y consumos máximos subsidiables, según lo indicado en el artículo 6.
- Suscriptores no residenciales: El cálculo se determina de acuerdo con lo establecido en el artículo 8 de la misma normativa.

A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios aplicados para cada mes durante el cuarto trimestre de 2025, que reciben suministro de energía mediante tecnología Diésel.

Tabla 34 Subsidios aplicados en el cuarto trimestre de 2025 (COP)

Mes	Octubre - Valor Subsidio (COP)	Octubre %	Noviembre - Valor Subsidio (COP)	Noviembre %	Diciembre - Valor Subsidio (COP)	Diciembre %
ESTRATO 1	\$ 15.155.271.275,66	46,3	\$ 14.746.663.472,47	44,8	\$ 14.937.028.615,44	46,3
ESTRATO 2	\$ 3.685.498.688,75	11,3	\$ 3.682.425.335,87	11,2	\$ 3.525.039.434,28	10,9
ESTRATO 3	\$ 2.007.045.270,75	6,1	\$ 2.032.938.693,79	6,2	\$ 1.861.634.503,79	5,8
ESTRATO 4	\$ 652.414.730,00	2	\$ 663.838.038,00	2	\$ 570.973.376,00	1,8
ESTRATO 5	\$ 827.502.229,00	2,5	\$ 772.619.372,00	2,3	\$ 622.169.191,00	1,9
ESTRATO 6	\$ 295.358.347,00	0,9	\$ 281.411.181,00	0,9	\$ 207.217.039,00	0,6
OFICIAL	\$ 2.992.513.578,77	9,1	\$ 3.118.565.724,44	9,5	\$ 3.154.242.104,70	9,8
COMERCIAL/INDUSTRIAL	\$ 7.108.467.026,42	21,7	\$ 7.610.046.259,41	23,1	\$ 7.374.445.270,07	22,9
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 32.724.071.147,60</b>	<b>100</b>	<b>\$ 32.908.508.078,03</b>	<b>100</b>	<b>\$ 32.252.749.535,97</b>	<b>100</b>

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Una vez analizada la información, se resalta que el patrón de asignación de subsidios muestra una concentración relevante en los estratos más bajos. Los estratos residenciales 1, 2 y 3 reciben una proporción significativa y relativamente estable, representando en conjunto alrededor del 63% durante el trimestre, lo que refleja una focalización coherente con los principios de equidad establecidos en la Ley 142 y sus modificaciones.

## 14. Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV)

Inicialmente, por medio de la resolución CREG 166 del 2020, expedida el 3 de septiembre del 2020, se define una tarifa transitoria para la prestación del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas mediante soluciones solares individuales AC con potencia mayor a 0.5 kW.

Sin embargo, la Comisión de Regulación de Energía Gas, por medio de la resolución CREG 101 026 del 2022, define la formula tarifario general para establecer la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Solares Individuales Solares Fotovoltaicas en las Zonas No Interconectadas, como se indica a continuación.

$$CU_m = I_m + AMGCM$$

Dado que la Resolución 101 026 de 2022 actualiza la metodología de cálculo del CUPS respecto a lo establecido en la Resolución CREG 166 de 2020; y que mediante la Resolución CREG 101 026 de 2023 se determinan los parámetros de cálculo y se define la tasa de descuentos para la remuneración del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas en Zonas No Interconectadas, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en julio de 2025, ha establecido la versión 2, de los lineamientos para el reporte de información especial referente a dichas soluciones.

Es de esta forma que, este nuevo lineamiento introduce cinco nuevos formatos (52 Usuarios SISFV, Nivel de servicio Ofertado, 53 elementos de la Unidad Constructiva, 54 AMG Cm Actividades de Administración, Mantenimiento y Gestión Comercial, 55 Cargos Máximos Aplicados y 69 Variables de Calculo Costo Unitario), siendo los dos primeros formatos con los que se reporta el nivel de servicio ofertado como parte del acuerdo especial definido con cada usuario y los elementos pertenecientes al sistema de Solución Individual Solar Fotovoltaico, con detalle de propiedad como lo requiere la resolución CREG 101 026 de 2022, para determinar el valor del Costo Unitario, los siguientes dos formatos establecen aspectos relacionados con la disponibilidad del servicio a través de SISFV, los valores del Costo Unitario calculados, Subsidios y valor de la tarifa trasladada a usuario.

Finalmente, existe un último formato que recopila los valores de las variables necesarias para el cálculo del Costo Unitario. Este se determina para cada uno de los mercados atendidos por las empresas prestadoras en las Zonas No Interconectadas (ZNI) del país.

Por otro lado, el Ministerio de Minas y Energía, expidió la Resolución No. 40296 de octubre 7 de 2020 derogada por la Resolución No. 40292 de 5 de agosto de 2022, con el objetivo de reglamentar de manera transitoria el otorgamiento de subsidios para el servicio público de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas -ZNI-, mediante Soluciones Solares Fotovoltaicas Individuales con potencia mayor a 0.5 kW. Estas resoluciones expedidas por la CREG y el Ministerio de Minas y Energía -MME-, vienen a complementar aspectos de la estructura tarifaria adoptada por la CREG en la Resolución 091 de 2007, para permitir el cálculo de cargos asociados al AOM de las SISFV en ZNI.

Conforme a lo anterior y de acuerdo con la información reportada en SUI por parte de cada uno de los prestadores, para los formatos anteriormente mencionados, se evidenció que para el cuarto trimestre de 2025 se obtuvo información de 7 empresas prestadoras del servicio mediante SISFV. A continuación, se encuentra registrada la información de los CU promedios que las empresas han reportado a través de PROMAIL para el trimestre analizado.

Tabla 35 Costo Unitario Promedio Esquema Ciclos– Cuarto Trimestre de 2025 (COP)

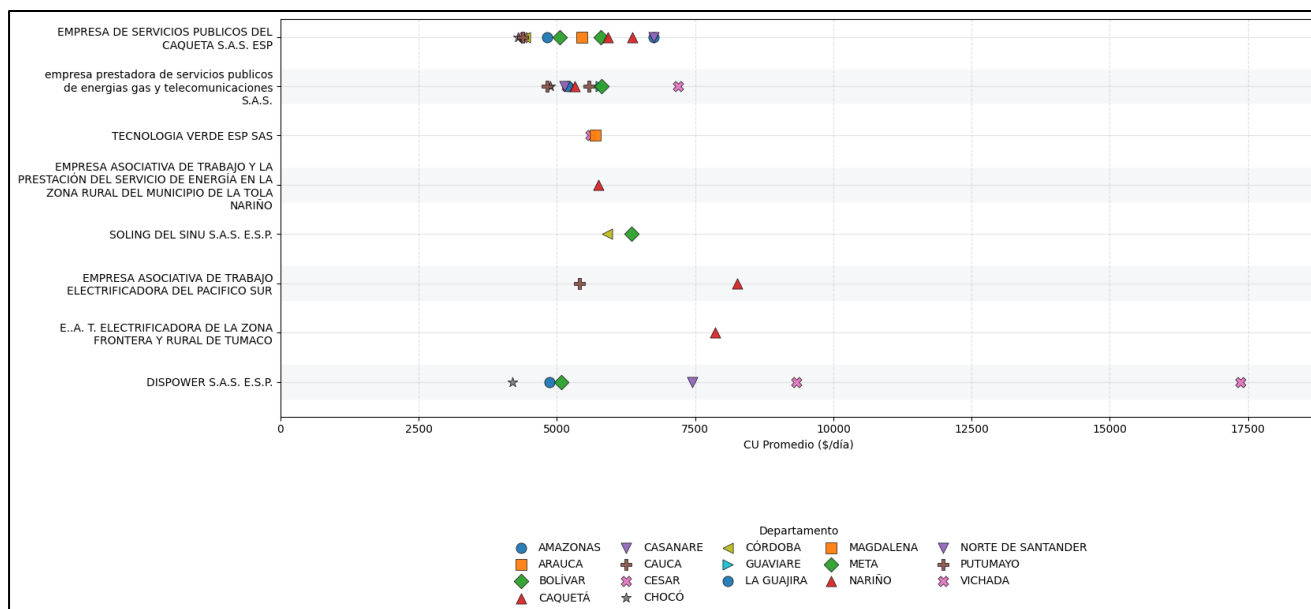
EMPRESA	DEPARTAMENTO	CU PROMEDIO (\$)
DISPOWER S.A.S. E.S.P.	BOLÍVAR	\$ 5.081,45
	CASANARE	\$ 7.441,09
	CESAR	\$ 17.353,77
	CHOCÓ	\$ 4.197,43
	LA GUAJIRA	\$ 4.868,27
	VICHADA	\$ 9.335,90
E..A. T. ELECTRIFICADORA DE LA ZONA FRONTERA Y RURAL DE TUMACO	NARIÑO	\$ 7.854,19
EMPRESA ASOCIATIVA DE TRABAJO ELECTRIFICADORA DEL PACIFICO SUR	CAQUETÁ	\$ 8.261,38
	PUTUMAYO	\$ 5.404,84
	NARIÑO	\$ 5.753,30
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DEL CAQUETA S.A.S. ESP	AMAZONAS	\$ 6.755,50
	ARAUCA	\$ 5.454,58
	BOLÍVAR	\$ 5.046,16
	CAQUETÁ	\$ 6.359,77
	CASANARE	\$ 6.752,49
	CESAR	\$ 4.391,07
	CHOCÓ	\$ 4.299,76
	CÓRDOBA	\$ 4.422,96
	LA GUAJIRA	\$ 4.829,17
	META	\$ 5.796,92
	NARIÑO	\$ 5.921,05
	PUTUMAYO	\$ 4.387,03
	VAUPES	\$ 4.712,97
	SOLING DEL SINU S.A.S. E.S.P.	BOLÍVAR
CÓRDOBA		\$ 5.913,93
TECNOLOGIA VERDE ESP SAS	CESAR	\$ 5.602,10
	MAGDALENA	\$ 5.688,92
EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS PUBLICOS DE ENERGIAS GAS Y TELECOMUNICACIONES S.A.S.	CAUCA	\$ 5.572,63
	CESAR	\$ 5.182,66
	CHOCÓ	\$ 4.877,20
	GUAVIARE	\$ 5.795,80
	LA GUAJIRA	\$ 5.195,03
	META	\$ 5.812,80
	NARIÑO	\$ 5.326,03
	NORTE DE SANTANDER	\$ 5.137,35
	PUTUMAYO	\$ 4.817,89
VICHADA	\$ 7.184,05	

Fuente: Promail – Elaboración: GZNI

Se observó que el Costo Unitario (CU) promedio reportado por la empresa DISPOWER en el departamento de Cesar, durante el cuarto trimestre del año, presenta una desviación significativa respecto a los demás prestadores. Esta diferencia podría atribuirse a una alta inversión en los componentes de la unidad solar fotovoltaica o, en su defecto, a posibles inconsistencias en el reporte de

información. En consecuencia, se iniciarán acciones de inspección y vigilancia para verificar la exactitud de los datos certificados.

Figura 42. Costo Unitario Promedio de SISFV IV Trimestres 2025



Fuente: PROMAIL-Elaboración: DTGE-GZNI

Adicionalmente, se aclara que, tras la revisión del reporte de información, no se identificaron registros relacionados con el esquema de facturación prepago por parte de ninguna empresa prestadora, de acuerdo con los lineamientos de cargue V2.

## 15. Resolución SSPD No. 20211000859995 (24-12-2021)

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios expidió la Resolución SSPD No. 20211000859995 del 24 de diciembre de 2022 mediante la cual se derogaron las Resoluciones SSPD No. 20172000188755 de 02 de octubre de 2017 y SSPD No. 20201000037475 de 21 de septiembre de 2020. A partir de la cual, se establecen los nuevos lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información – SUI aplicable a los prestadores del servicio público de energía eléctrica de las Zonas No Interconectadas – ZNI”.

La nueva estructura de cargue y nuevos formatos se dispusieron para el cumplimiento de los siguientes objetivos:

Respecto de la Información Comercial:

- I) Ampliar la caracterización de todos los suscriptores del servicio de energía eléctrica garantizando su unificación.
- II) Vigilar el cumplimiento por parte de los prestadores del reporte oportuno de la información establecida en la regulación.
- III) Integrar al SUI la información correspondiente al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) y tarifas aplicadas por todos los prestadores que atienden las ZNI.
- IV) Optimizar el control y vigilancia de los subsidios.
- V) Recolectar información de facturación, recaudo y conceptos financieros.

Respecto de la Información Técnica:

- I) Ampliar la caracterización de la infraestructura eléctrica con la que cuenta el prestador para realizar la prestación del servicio de energía eléctrica.
- II) Verificar la realización de mantenimientos a la infraestructura eléctrica de los prestadores del servicio.
- III) Vigilar el cumplimiento por parte de los prestadores al reporte oportuno de la información establecida en la regulación.
- IV) Capturar la información concerniente a la generación, de las diferentes tecnologías de los prestadores del servicio.

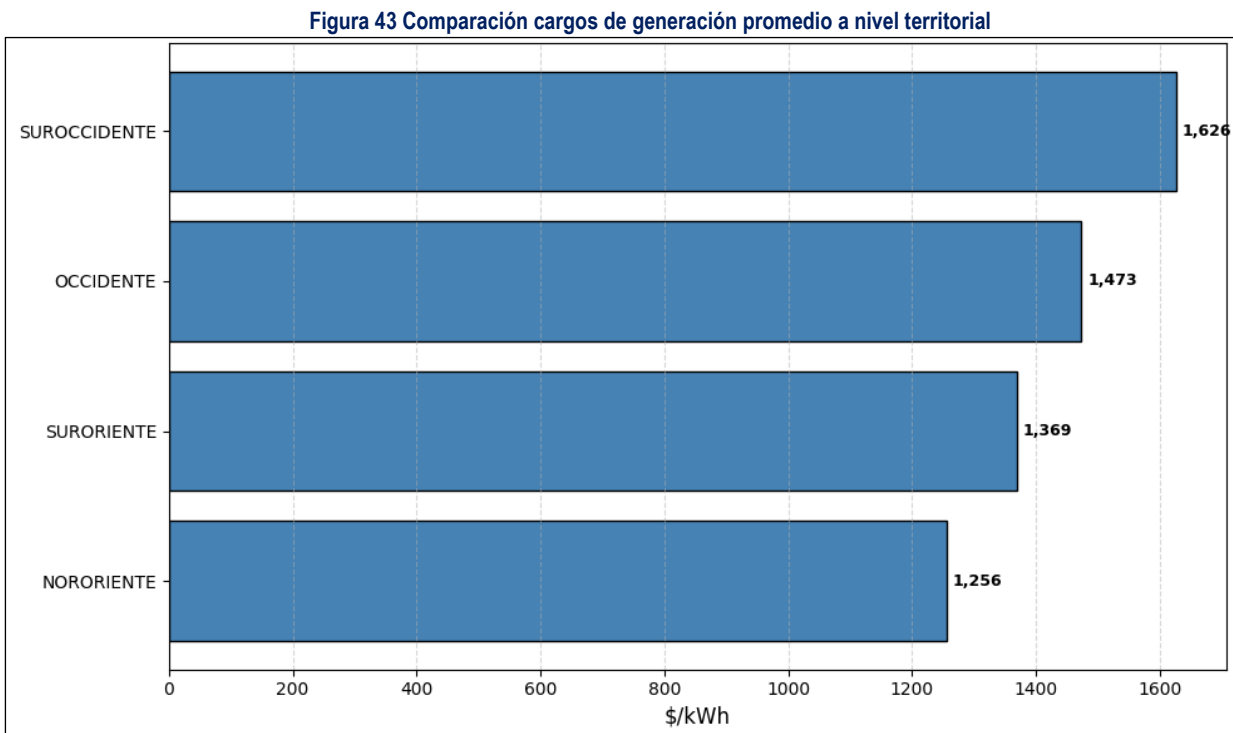
La aplicación de la Resolución SSPD No 20211000859995 inició a partir del 1 de abril de 2022.

## **16. Comparación entre indicadores de territoriales.**

### **16.1. Generación**

En las Zonas No Interconectadas (ZNI) el costo de generar electricidad depende en gran medida de la tecnología utilizada, el número de suscriptores atendidos y las condiciones logísticas de transporte de diésel. Esto hace que cada territorial presente realidades muy distintas en términos de eficiencia y sostenibilidad económica. A continuación, se presenta una comparación de los costos promedio de

generación (\$/kWh) por territorial, que permite evidenciar esas diferencias estructurales y resalta cuáles regiones enfrentan mayores desafíos financieros y operativos.



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

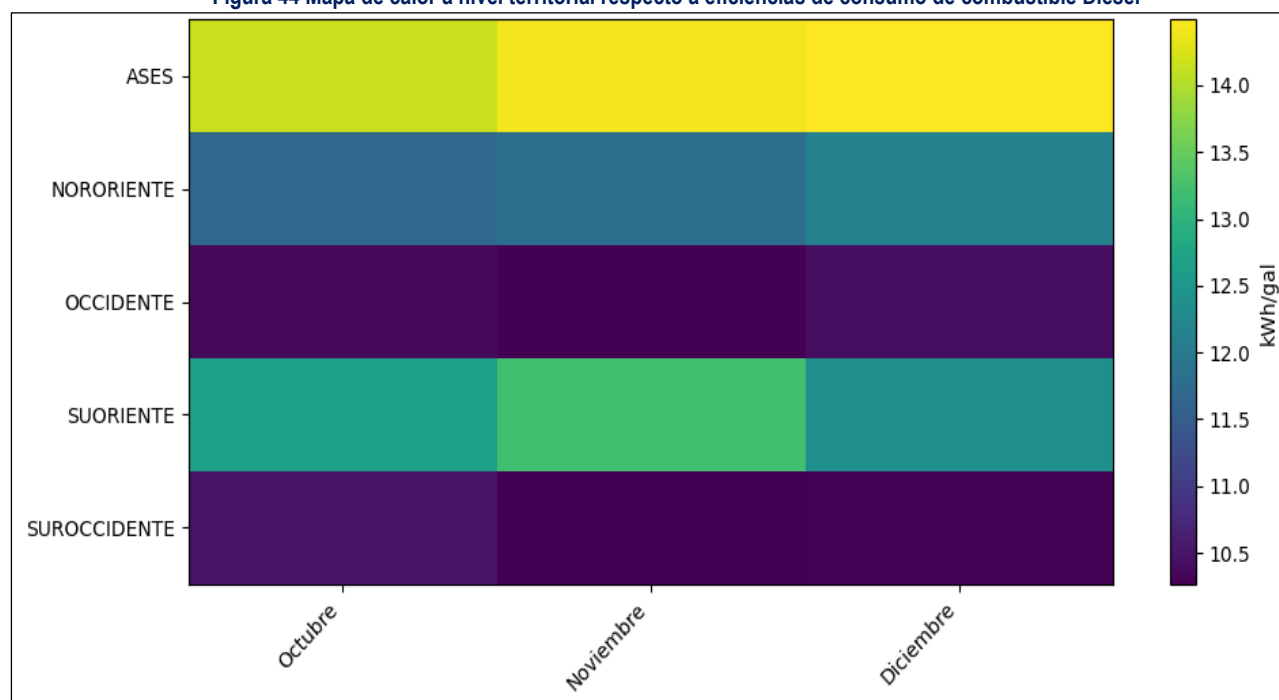
La Territorial suroccidente presenta el promedio más alto del componente de generación, con \$1.626/kWh, lo cual es coherente con las condiciones logísticas críticas en zonas como Nariño, Cauca y Valle del Cauca, donde el acceso a combustible suele implicar sobrecostos por aislamiento geográfico, ausencia de infraestructura vial y alta dependencia de generación diésel distribuida en poblaciones pequeñas.

La Territorial occidente sigue con un valor también elevado (\$1.473/kWh), asociado a las condiciones heterogéneas y difíciles de su zona de cobertura (Chocó, Antioquia y Caldas), donde confluyen prestadores con distintas tecnologías y eficiencias. La presencia de mercados aislados como Bajo Baudó, Medio Atrato y Bojayá pueden estar elevando este promedio.

## 16.2. Eficiencia

La eficiencia en la generación eléctrica dentro de las Zonas No Interconectadas es un indicador clave para evaluar el desempeño de las plantas y el aprovechamiento del combustible. Diferencias significativas entre territoriales pueden reflejar tanto el uso de equipos más modernos y bien mantenidos como la persistencia de tecnologías obsoletas con alto consumo específico de diésel.

Figura 44 Mapa de calor a nivel territorial respecto a eficiencias de consumo de combustible Diésel



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

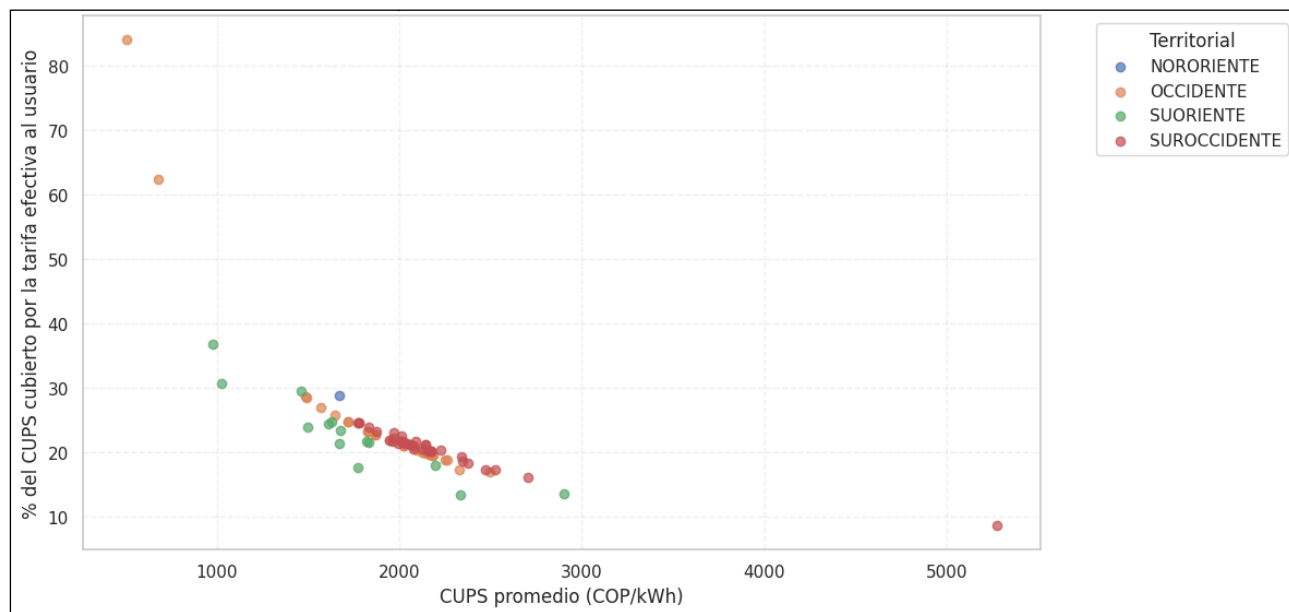
Una vez analizada la información, se observan territoriales con eficiencias consistentemente altas frente a otros con valores bajos que podrían indicar sobreconsumo de combustible o uso de equipos poco eficientes. Así mismo, en algunas territoriales la eficiencia fluctúa de un mes a otro, lo que puede estar asociado a fallas, mantenimientos o cambios en la logística de abastecimiento.

## 16.3. CUPS Vs Tarifa

El análisis tarifario de las Zonas No Interconectadas (ZNI) permite identificar la correspondencia entre los costos reales de prestación del servicio (CUPS) reportados por el prestador y las tarifas efectivamente aplicadas a los suscriptores. La gráfica siguiente presenta la relación entre el CUPS promedio

(COP/kWh) y la porción cubierta por la tarifa aplicada al usuario para cada territorial. Este indicador permite dimensionar qué tan lejos está cada territorial de la autosuficiencia tarifaria, así como la magnitud del esfuerzo fiscal requerido para cerrar la brecha.

Figura 45 CUPS VS Tarifa a nivel Territorial



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En territoriales con CUPS superiores a 2.000 COP/kWh, la tarifa solo cubre entre 15% y 30% del costo, lo que implica una alta dependencia del subsidio nacional. En zonas con CUPS inferiores a 1.500 COP/kWh, las tarifas alcanzan coberturas entre 40% y 60%, reflejando una menor brecha entre costo y remuneración. La territorial Suroccidente concentra la mayoría de los casos críticos, con CUPS elevados y tarifas muy por debajo del costo real, reflejando dependencia casi total de los subsidios. Respecto al dato atípico donde un prestador posee valores para CUPS promedio superiores a \$5000, se evidencia que el prestador ha reportado valores EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DE ENERGIA ELECTRICA DEL CAUCA ha reportado valores de \$9649 en el componente de comercialización para la localidad de López de Micay, Cauca, en lo cual se evidencia un error en el cargue de información al comparar con la localidad de Timbiquí, Cauca, operada por la misma empresa de servicios públicos, y donde reporta un valor de \$96,49.

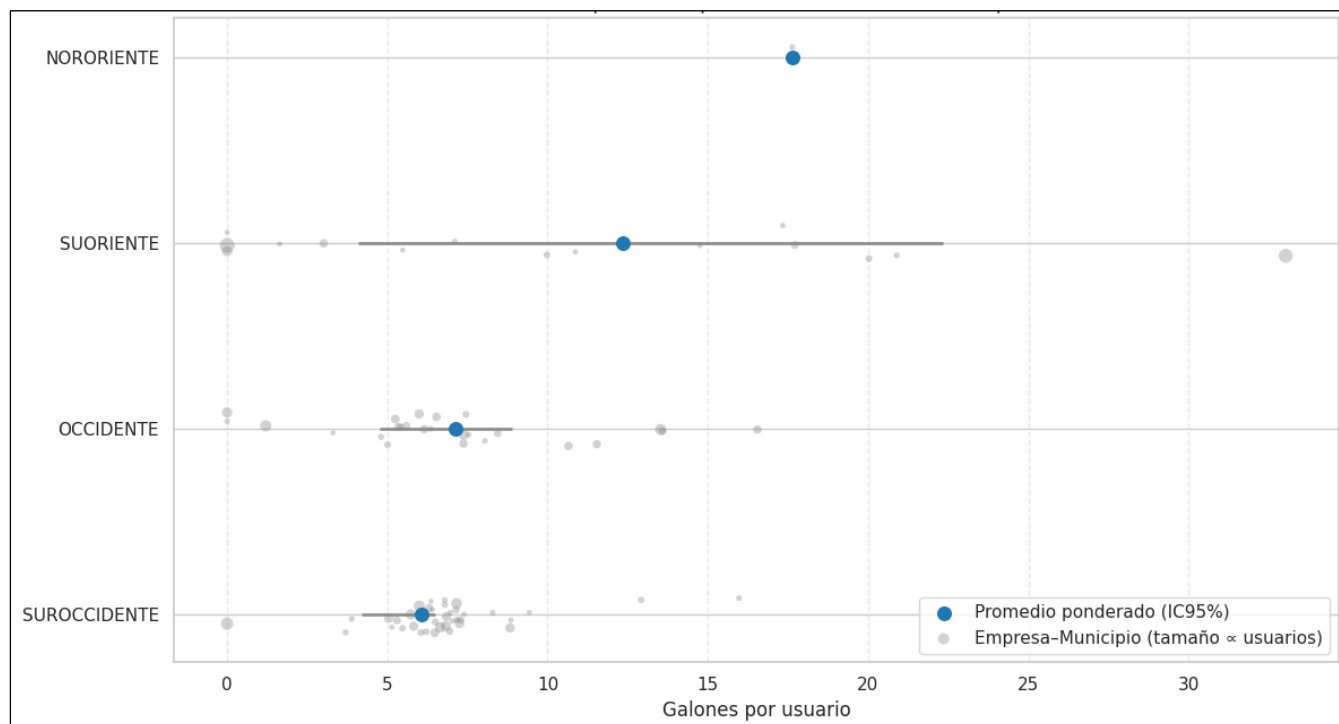
Así mismo, los prestadores donde el CUPS cubre más del 60% de la tarifa, corresponden a generaciones de energía eléctrica provenientes de fuentes hidráulicas (pequeña central hidroeléctrica en el municipio de Bahía Solano, Chocó)

El comportamiento del indicador confirma que, en las ZNI, la tarifa aplicada al usuario cubre en promedio menos de un tercio del costo de prestación del servicio. Este patrón refleja una alta dependencia de los subsidios nacionales y subraya la necesidad de revisar la progresividad del esquema tarifario y la focalización de los fondos de apoyo, con el fin de avanzar hacia un equilibrio sostenible entre costo, tarifa y calidad del servicio.

## 16.4. Galones/Suscriptores

El consumo de combustible diésel constituye uno de los principales determinantes del costo unitario de prestación del servicio (CUPS) en las Zonas No Interconectadas. Analizar los galones utilizados por usuario atendido permite evaluar tanto la eficiencia del sistema de generación como la intensidad energética del suministro en cada territorio.

Figura 46 Galones/Usuarios a nivel Territorial



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



La distribución de galones por usuario muestra diferencias marcadas entre las territoriales, aunque todas se mantienen dentro de un rango moderado entre 5 y 15 galones mensuales por usuario en promedio ponderado. Esto sugiere que la mayor parte de los prestadores opera en condiciones relativamente homogéneas de eficiencia, aunque existen algunos casos que pueden ser considerados como consumos altos (>10 galones/usuario) en la territorial suroriente, la cual a su vez registra el valor promedio más alto (aproximadamente 13 galones/usuario).



Carrera 18 No. 84 – 35

Bogotá D.C., Colombia

(57 601) 691-3005

[www.superservicios.gov.co](http://www.superservicios.gov.co)

[sspd@superservicios.gov.co](mailto:sspd@superservicios.gov.co)



**Superservicios**

