



Superservicios

# Boletín Tarifario ZNI

III Trimestre de 2025



# Contenido

Introducción:.....	8
1. Estructura Tarifaria (CREG 091 - 2007) .....	9
2. Resolución CREG 101 026 de 2022.....	10
3. Regulación Subsidios.....	10
3.1. Resolución MME 40239 (13-07-2022).....	10
3.2. Resolución MME 40292 (05-08-2022).....	11
4. Áreas geográficas de las ZNI.....	11
5. Suscriptores .....	14
6. Territorial Occidente .....	18
6.1. Cargo de Generación (G).....	18
6.2. Combustible .....	21
6.3. Pérdidas .....	23
6.4. Componente de Distribución (D).....	25
6.5. Componente de Comercialización (C).....	28
6.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS).....	30
6.7. Tarifas Aplicadas.....	32
6.8. Subsidios.....	35
7. Territorial Suroriente .....	37
7.1. Cargo de Generación (G).....	37
7.2. Combustible .....	39
7.3. Pérdidas .....	41
7.4. Componente de Distribución (D).....	42
7.5. Componente de Comercialización (C).....	44
7.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS).....	46
7.7. Tarifas Aplicadas.....	48

7.8.	Subsidios.....	50
8.	Territorial Suroccidente .....	52
8.1.	Cargo de Generación (G).....	52
8.2.	Combustible .....	55
8.3.	Pérdidas .....	57
8.4.	Componente de Distribución (D).....	58
8.5.	Componente de Comercialización (C).....	62
8.6.	Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS) .....	65
8.7.	Tarifas Aplicadas.....	68
8.8.	Subsidios.....	70
9.	Territorial Nororiente .....	72
10.	Generadores Puros .....	72
11.	Áreas de Servicio Exclusivo (ASE) .....	73
11.1.	Tarifas aplicadas .....	73
11.2.	Subsidios ASE .....	75
12.	Información consolidada de Tarifas Aplicadas para el trimestre .....	77
13.	Información consolidada de Subsidios para el trimestre .....	79
14.	Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV) .....	80
15.	Resolución SSPD No. 20211000859995 (24-12-2021).....	83
16.	Comparación entre indicadores de territoriales.....	84
16.1.	Generación.....	84
16.2.	Eficiencia .....	85
16.3.	CUPS Vs Tarifa.....	86
16.4.	Galones/Suscriptores .....	87

## Lista de figuras

Figura 1 Distribución de suscriptores por territorial para el 3er trimestre de 2025 con relación a generación distribuida.....	15
Figura 2 Distribución de suscriptores por territorial para el 3er trimestre de 2025 con relación a Sistemas Solares Fotovoltaicos.....	16
Figura 3 Comparación entre suscriptores mediante generación distribuida y SISFV para el 3er trimestre de 2025 en las ZNI.....	17
Figura 4 Comportamiento del promedio trimestral componente (G) Territorial Occidente.....	20
Figura 5 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Occidente.....	22
Figura 6 Combustible utilizado Vs Suscriptores atendidos - Territorial Occidente.....	23
Figura 7 Comportamiento Pérdidas Territorial Occidente.....	24
Figura 8 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial de Occidente.....	27
Figura 9 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial de Occidente.....	29
Figura 10 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Occidente.....	30
Figura 11 Comportamiento CUPS (COP/kWh) - Territorial Occidente.....	32
Figura 12 Comportamiento Tarifas aplicadas (COP/kWh) - Territorial Occidente.....	34
Figura 13 Distribución de subsidios por empresa en el tercer trimestre 2025 (COP) – Territorial Occidente.....	36
Figura 14 Pareto para subsidios por empresa en el tercer trimestre 2025 (COP) – Territorial Occidente.....	36
Figura 15 Comportamiento del promedio trimestral Componente (G) Territorial Suroriente.....	39
Figura 16 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Suroriente.....	40
Figura 17 Consumo combustible en el trimestre vs Suscriptores - Territorial Suroriente.....	41
Figura 18 Comportamiento pérdidas Territorial Suroriente.....	42
Figura 19 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroriente.....	44
Figura 20 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Suroriente.....	45
Figura 21 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Suroriente.....	46
Figura 22 Comportamiento CUPS (COP/kWh) - Territorial Suroriente.....	48
Figura 23 Tarifas aplicadas - Territorial Suroriente.....	49

Figura 24 Distribución de subsidios por empresa en el tercer trimestre 2025 (COP) – Territorial Suroriente .....	51
Figura 25 Pareto de subsidios por empresa en el tercer trimestre 2025 (COP) – Territorial Suroriente .....	51
Figura 26 Comportamiento del promedio trimestral Componente (G) Territorial Suroccidente .....	54
Figura 27 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Suroccidente .....	56
Figura 28 Consumo combustible en el trimestre vs Suscriptores - Territorial Suroccidente .....	56
Figura 29 Comportamiento Pérdidas Territorial Suroccidente .....	58
Figura 30 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroccidente .....	61
Figura 31 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Suroccidente.....	64
Figura 32 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Suroccidente.....	65
Figura 33 Comportamiento CUPS Territorial Suroccidente.....	67
Figura 34 Comportamiento Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Suroccidente.....	70
Figura 35 Distribución de subsidios por empresa en el tercer trimestre 2025 (COP) – Territorial Suroccidente....	71
Figura 36 Pareto para subsidios por empresa en el tercer trimestre 2025 (COP) – Territorial Suroccidente.....	71
Figura 40 Distribución de subsidios por empresa en el tercer trimestre 2025 (COP) – ASE.....	76
Figura 41 Pareto de subsidios por empresa en el tercer trimestre 2025 (COP) – ASE.....	76
Figura 42 Distribución de la tarifa promedio aplicada a estrato 1 por departamentos .....	78
Figura 43. Costo Unitario Promedio de SISFV III Trimestres 2025.....	83
Figura 44 Comparación cargos de generación promedio a nivel territorial .....	85
Figura 45 Mapa de calor a nivel territorial respecto a eficiencias de consumo de combustible Diésel .....	86
Figura 46 CUPS VS Tarifa a nivel Territorial .....	87
Figura 47 Galones de combustible vs usuarios.....	88

## Lista de tablas

Tabla 1 Áreas geográficas Información reportada al RUPS.....	12
Tabla 2 Áreas geográficas de prestación del servicio de energía eléctrica .....	13
Tabla 3 Cargos Componente (G) Territorial Occidente .....	19
Tabla 4 Consumo combustible Territorial Occidente.....	21
Tabla 5 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial de Occidente .....	26
Tabla 6 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Occidente.....	28
Tabla 7 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Occidente .....	31
Tabla 8 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Occidente .....	33
Tabla 9 Subsidios aplicados por estrato-Uso – Tercer trimestre 2025 (COP - %) – Territorial Occidente .....	35
Tabla 10 Cargos Componente (G) Territorial Suroriente.....	38
Tabla 11 Consumo combustible Territorial Suroriente .....	40
Tabla 12 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroriente .....	43
Tabla 13 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial suroriente .....	45
Tabla 14 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Suroriente.....	47
Tabla 15 Tarifas Aplicadas Estrato 1 – Territorial Suroriente.....	49
Tabla 16 Subsidios aplicados por estrato-Uso – tercer trimestre de 2025 (COP - %) – Territorial Suroriente .....	50
Tabla 17 Cargos Componente (G) Territorial Suroccidente .....	53
Tabla 18 Consumo combustible Territorial Suroccidente.....	55
Tabla 19 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroccidente.....	60
Tabla 20 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial suroccidente .....	63
Tabla 21 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Suroccidente .....	66
Tabla 22 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Suroccidente .....	69
Tabla 23 Subsidios aplicados por estrato-Uso – tercer trimestre de 2025 (COP - %) – Territorial Suroccidente...	70
Tabla 31 Consumo de combustible -Generadores Puros.....	73
Tabla 32 Tarifas Aplicadas tercer trimestre 2025 – ASE.....	75

Tabla 33 Subsidios aplicados por estrato-Uso – tercer trimestre de 2025 (COP - %) – ASE .....	75
Tabla 34 Subsidios aplicados en el tercer trimestre de 2025 (COP) .....	79
Tabla 35 Costo Unitario Promedio Esquema Ciclos– Tercer Trimestre de 2025 (COP) .....	81

**Proyectó:**

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

**Revisó**

Marco Aurelio Pérez Vargas  
Coordinador Grupo ZNI – DTGE  
Omar Camilo López López  
Director Técnico de Gestión de Energía (E)

**Aprobó:**

Omar Camilo López López  
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 tercer 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 del mismo, 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 quince 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 realizó la clasificación de mercados de ZNI, agrupándolos por departamento conforme a la jurisdicción de cada Dirección Territorial de la SSPD, con el fin de facilitar un análisis regional del comportamiento tarifario.

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 tipo 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.

## **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 tercer 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.	6
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
SUORIENTE	CAQUETÁ	3
SUORIENTE	CASANARE	1
SUORIENTE	GUAINÍA	1
SUORIENTE	GUAVIARE	2
SUORIENTE	PUTUMAYO	4
SUORIENTE	VAUPÉS	5
SUORIENTE	VICHADA	2
SUROCCIDENTE	CAUCA	3
SUROCCIDENTE	NARIÑO	27
SUROCCIDENTE	VALLE DEL CAUCA	20

**Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI**

A septiembre de 2025, mediante consulta al Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS se identificaron 114 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, solo 56 empresas cumplieron con la actividad de reporte de información respecto a la prestación del servicio de energía eléctrica a 198.457 suscriptores para el tercer trimestre de 2025 (suscriptores residenciales, comerciales, industriales, oficiales, provisionales y especiales), ubicados en 3.836 localidades, esto es con datos a septiembre de 2025.

Por otra parte, respecto a las 58 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	4
NORORIENTE	CESAR	5
NORORIENTE	CÓRDOBA	3
NORORIENTE	SUCRE	1
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	3
OCCIDENTE	CHOCÓ	28
ORIENTE	NORTE DE SANTANDER	1
ORIENTE	SANTANDER	1
SUORIENTE	CAQUETÁ	6
SUORIENTE	CASANARE	4
SUORIENTE	GUAINÍA	3
SUORIENTE	GUAVIARE	3
SUORIENTE	META	4
SUORIENTE	PUTUMAYO	8
SUORIENTE	VAUPÉS	5
SUORIENTE	VICHADA	6
SUROCCIDENTE	CAUCA	7
SUROCCIDENTE	NARIÑO	26
SUROCCIDENTE	VALLE DEL CAUCA	5

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

Al respecto cabe resaltar, que existen prestadores de energía eléctrica que suministran el servicio en más de un departamento, como es el caso de HELIOS ENERGIA S.A.S ESP, quien reporta un único departamento de domicilio, pero actualmente reporta prestación del servicio 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.

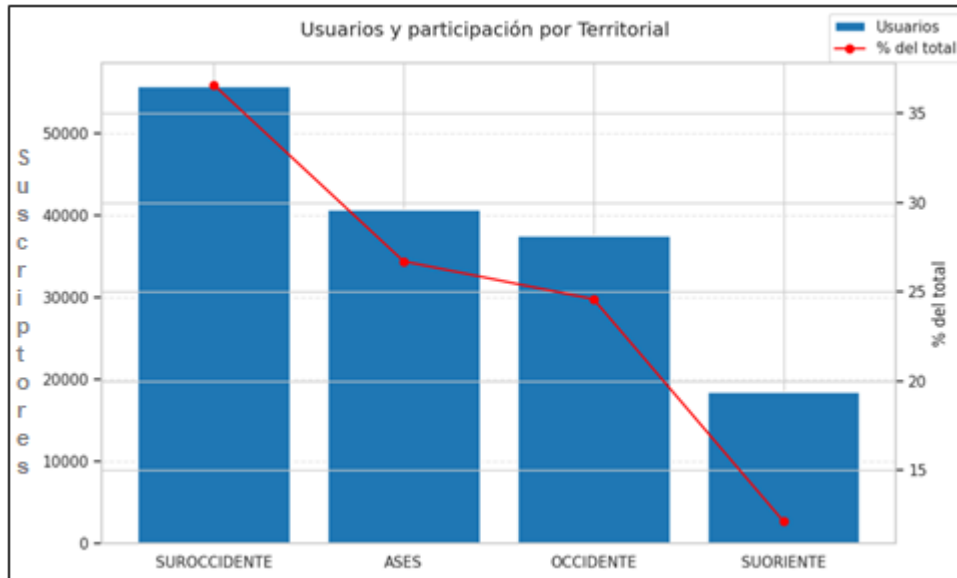
## 5. Suscriptores

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 (IUF1)— con corte a septiembre 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:

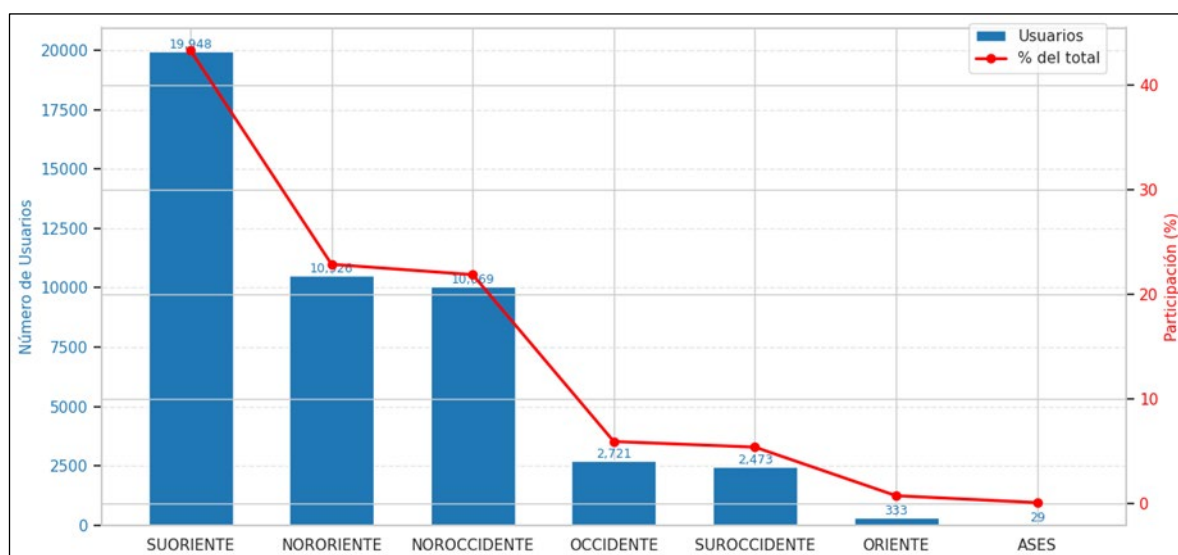
**Figura 1 Distribución de suscriptores por territorial para el 3er trimestre de 2025 con relación a generación distribuida.**



**Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI**

La primera gráfica muestra que la territorial SUROCCIDENTE concentra la mayor proporción de suscriptores de energía eléctrica en ZNI, seguido por las ASES y la territorial OCCIDENTE. En conjunto, estas tres territoriales superan el 75 % 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 de generación distribuida, En contraste, las zonas solares, aunque cuentan con una menor densidad de suscriptores, operan con una mayor eficiencia marginal. Continuando con el análisis, se procede a analizar el comportamiento de las SISFV a lo largo de la geografía nacional, así:

**Figura 2 Distribución de suscriptores por territorial para el 3er trimestre de 2025 con relación a Sistemas Solares Fotovoltaicos.**



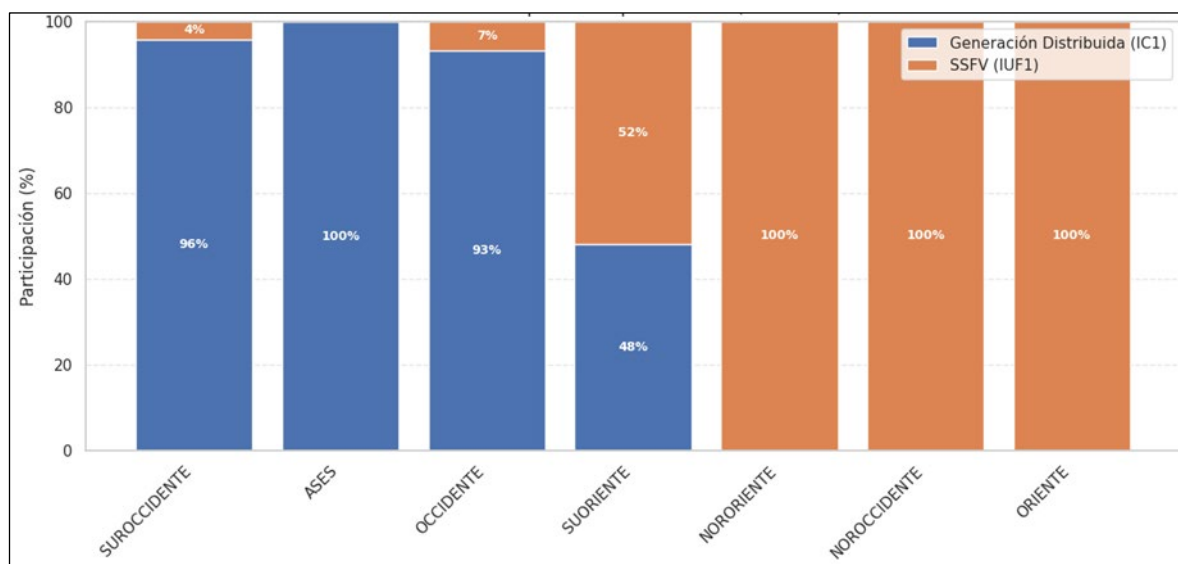
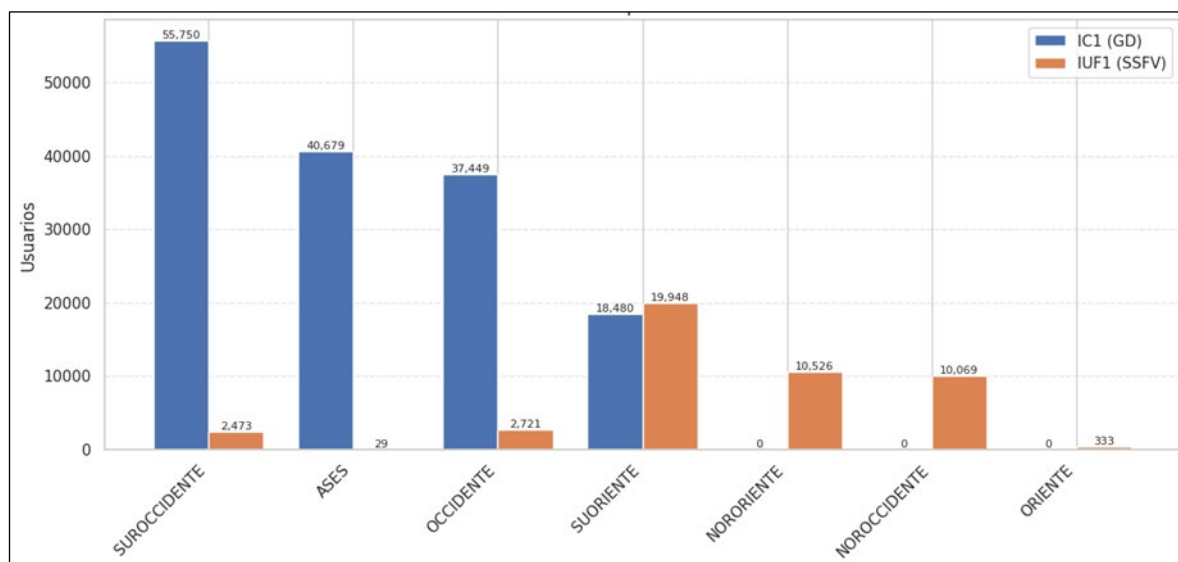
**Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI**

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, consolidando las regiones de la amazonia como los principales corredores de generación fotovoltaica descentralizada.
- NORORIENTE Y NOROCCIDENTE, superan un total de 10.000 suscriptores, alcanzando una participación del 20%, no obstante, la presencia de 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 de Actividades de Administración, Mantenimiento y Gestión Comercial.

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



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

En las territoriales Suroccidente, Occidente y ASES, más del 95 % 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 90 %) donde también se identifica una alta dependencia de los subsidios. En ese sentido, las ZNI en Colombia resalta 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 tercer 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 a 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.

A continuación, se presentan los valores observados para el cargo de generación en el período analizado, discriminados por 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.

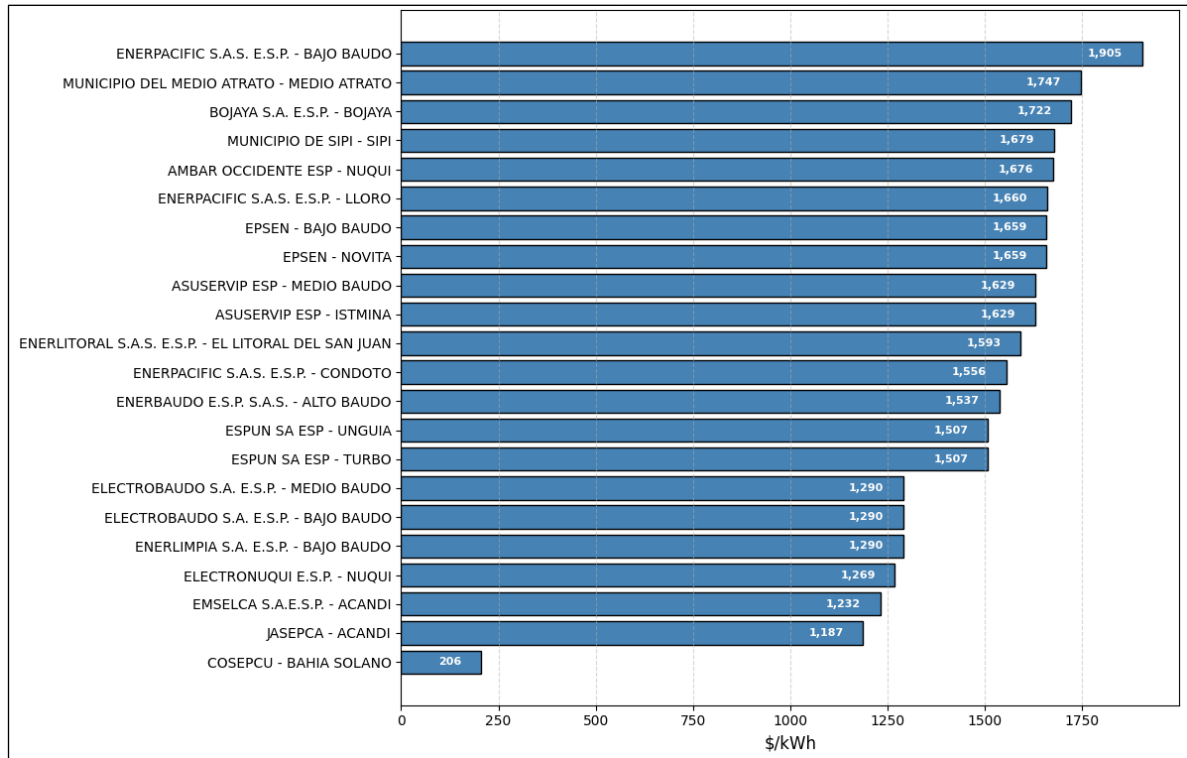
En la Territorial Occidente, durante el tercer trimestre de 2025, 16 empresas reportaron información al SUI, éstas operan en 2 departamentos y 382 localidades, atendiendo aproximadamente 37.500 suscriptores promedio mensual, lo que equivale al 25% del total de suscriptores atendidos en las ZNI durante el periodo analizado.

**Tabla 3 Cargos Componente (G) Territorial Occidente**

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Julio (\$/kWh)	Agosto (\$/kWh)	Septiembre (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	TURBO	ESPUN SA ESP	1.499	1.503	1.519	1.507
	CHOCÓ	ACANDI	EMSELCA S.A.E.S.P.	1.208	1.231	1.257	1.232
			JASEPCA	1.180	1.192	1.190	1.187
		ALTO BAUDO	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	1.524	1.538	1.549	1.537
		BAHIA SOLANO	COSEPCU	191	155	271	206
		BAJO BAUDO	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	1.287	1.285	1.298	1.290
			ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	1.278	1.288	1.304	1.290
			ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	1.893	1.902	1.918	1.905
			EPSEN	1.667	1.651	1.659	1.659
		BOJAYA	BOJAYA S.A. E.S.P.	1.713	1.717	1.738	1.722
		CONDOTO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	1.548	1.553	1.566	1.556
		EL LITORAL DEL SAN JUAN	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	1.553	1.580	1.645	1.593
		ISTMINA	ASUSERVIP ESP	1.617	1.632	1.638	1.629
		LLORO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	1.652	1.658	1.672	1.660
		MEDIO ATRATO	MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	1.752	1.758	1.730	1.747
		MEDIO BAUDO	ASUSERVIP ESP	1.617	1.632	1.638	1.629
			ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	1.287	1.285	1.298	1.290
		NOVITA	EPSEN	1.667	1.651	1.659	1.659
		NUQUI	AMBAR OCCIDENTE ESP	1.665	1.678	1.684	1.676
			ELECTRONUQUI E.S.P.	1.261	1.271	1.276	1.269
SIPI	MUNICIPIO DE SIPI	1.672	1.675	1.690	1.679		
UNGUIA	ESPUN SA ESP	1.499	1.503	1.519	1.507		

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 tercer 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. 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.

A excepción de COSEPCU, el cargo de generación para la territorial occidente varía entre \$1187 y \$1905 con un valor promedio para la generación de \$1535; el caso de COSEPCU es particularmente

atípico, al reportar un cargo de generación de \$206, 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 tercer trimestre del año 2025 evidenciando lo siguiente:

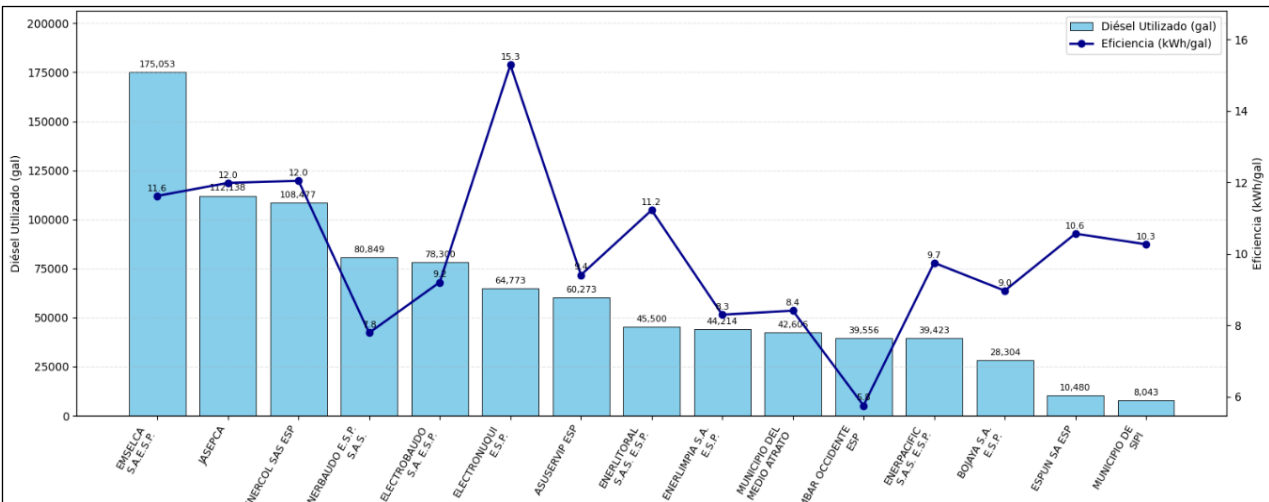
**Tabla 4 Consumo combustible Territorial Occidente**

TERRITORIAL	Mes SIGLA	Julio		Agosto			Septiembre				
		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 %
OCCIDENTE	AMBAR OCCIDENTE ESP	13726	5,22	13726	0,00	5,66	8,55	12104	-11,82	6,46	14,05
	ASUSERVIP ESP	20091	9,48	20091	0,00	9,38	-1,03	20091	0,00	9,36	-0,23
	BOJAYA S.A. E.S.P.	9444	8,97	9444	0,00	9,00	0,30	9416	-0,30	8,94	-0,68
	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	26100	8,84	26100	0,00	9,35	5,77	26100	0,00	9,43	0,93
	ELECTRONUQUI E.S.P.	21591	15,63	21591	0,00	15,47	-1,02	21591	0,00	14,76	-4,60
	EMSELCA S.A.E.S.P.	58351	12,00	58351	0,00	11,70	-2,45	58351	0,00	11,17	-4,57
	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	26910	7,83	26855	-0,20	7,84	0,23	27084	0,85	7,69	-1,95
	ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	14738	8,13	14738	0,00	8,39	3,15	14738	0,00	8,37	-0,24
	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	16451	11,27	15765	-4,17	11,25	-0,17	13284	-15,74	11,12	-1,15
	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	13141	9,75	13141	0,00	9,75	0,06	13141	0,00	9,75	-0,01
	ESPUN SA ESP	4600	10,84	5820	0,00	9,44	0,00	5880	27,83	10,35	-4,54
	GENERCOL SAS ESP	35400	12,61	35657	0,73	12,18	-3,46	37420	4,94	11,38	-6,56
	GENSA S.A. ESP	30584	13,56	28194	-7,81	12,99	-4,23	26230	-6,97	12,91	-0,57
	JASEPCA	38378	11,57	36880	-3,90	12,29	6,21	36880	0,00	12,11	-1,44
	MUNICIPIO DE SIPI	2679	10,26	2726	1,75	10,27	0,05	2638	-3,23	10,27	0,00
MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	14202	8,07	14202	0,00	8,29	2,81	14202	0,00	8,86	6,80	

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 tercer trimestre del 2025 el prestador que reporto una menor eficiencia fue AMBAR OCCIDENTE con un promedio de 5.78 kWh/Gal muy por debajo de la media, por el contrario el prestador con la eficiencia más alta para este trimestre es Electronuqui con un promedio de 15.29 kWh/Gal, sin embargo, hay que hacer la aclaración de que no solo generan con grupos electrógenos ya que en algunas localidades cuentan con pequeñas centrales hidroeléctricas PCH, lo que explicaría la eficiencia por encima de la media.

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

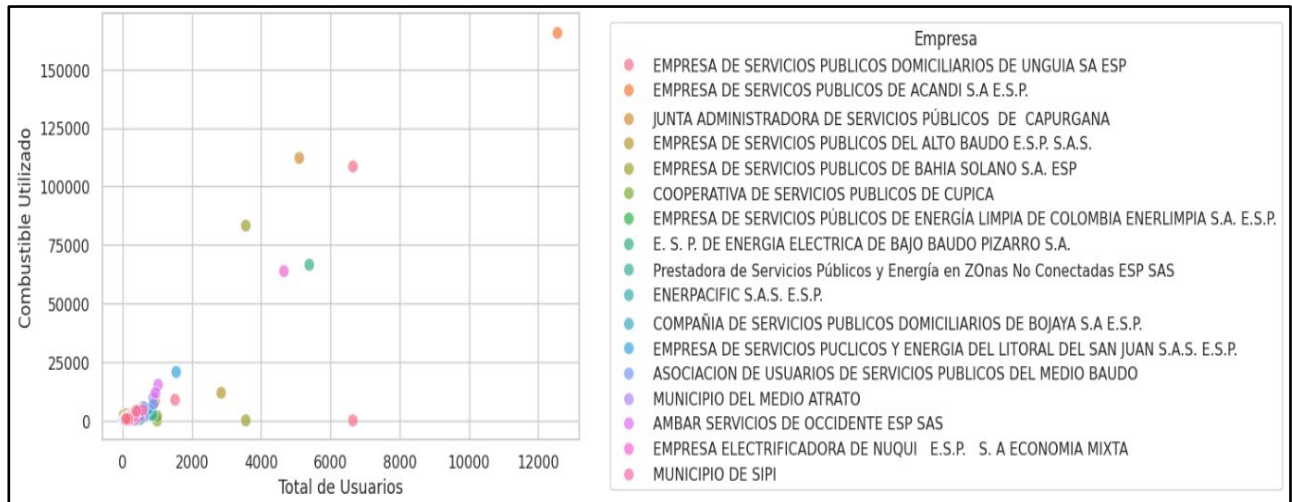


Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

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 **Electronqui** y **AMBAR OCCIDENTE** como ya se mencionó previamente.

Se identifican empresas con bajas cantidades de Diésel utilizado y con alta eficiencia respecto a las demás empresas que hacen parte de la territorial, como **ESPUN** o **MUNICIPIO DE SIPI**, que registran consumos cercanos a los 10.000 gal/mes y eficiencias de 10 kWh/Gal aproximadamente, lo que sugiere una correcta correspondencia entre la capacidad instalada y la demanda atendida. 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**



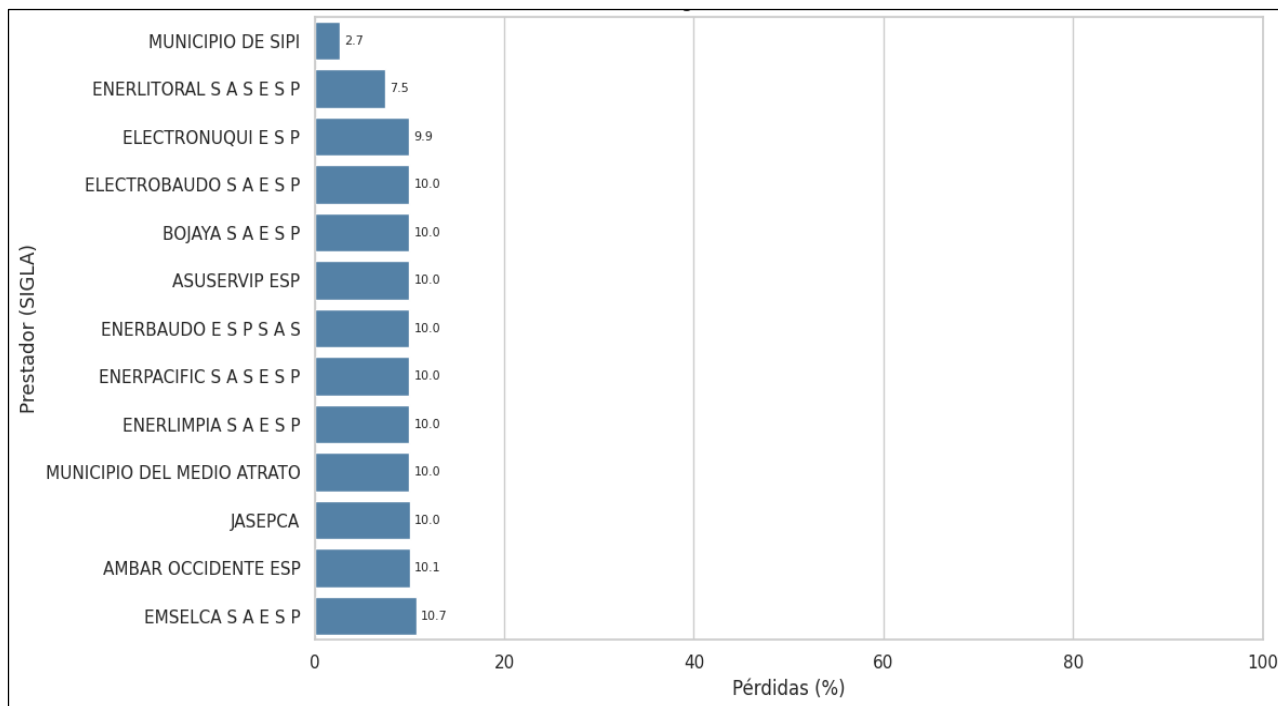
**Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI**

La Figura 7 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 Unguía 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 tercer 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 ENERLITORAL S.A. E.S.P. registran las pérdidas por debajo de la media, 2,7 % y 7.5 % 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 tercer 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 a 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.

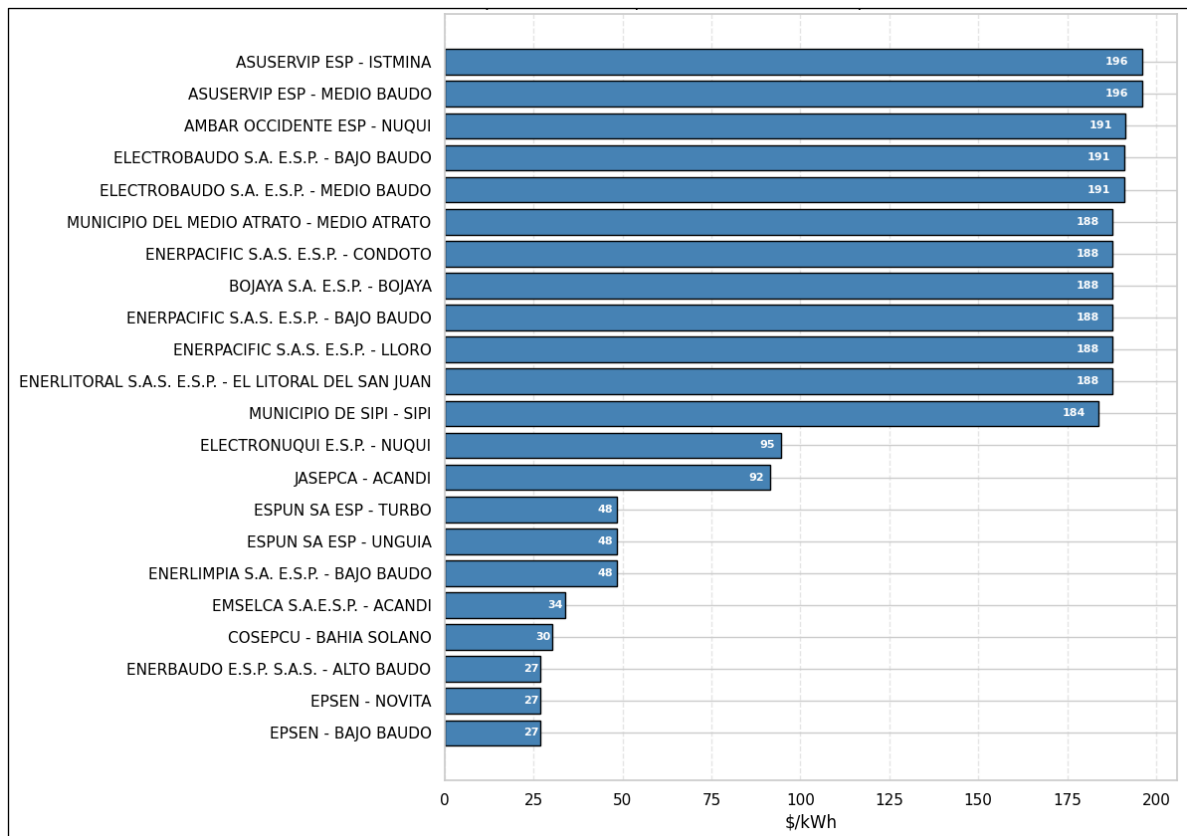
**Tabla 5 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial de Occidente**

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Julio (\$/kWh)	Agosto (\$/kWh)	Septiembre (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	TURBO	ESPUN SA ESP	48	48	49	48
	CHOCÓ	ACANDI	EMSELCA S.A.E.S.P.	34	34	34	34
			JASEPCA	91	92	92	92
		ALTO BAUDO	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	27	27	27	27
		BAHIA SOLANO	COSEPCU	30	30	31	30
		BAJO BAUDO	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	190	191	192	191
			ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	44	49	52	48
			ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	187	188	189	188
			EPSEN	27	27	27	27
		BOJAYA	BOJAYA S.A. E.S.P.	187	188	189	188
		CONDOTO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	187	188	189	188
		EL LITORAL DEL SAN JUAN	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	187	188	189	188
		ISTMINA	ASUSERVIP ESP	195	196	197	196
		LLOORO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	187	188	189	188
		MEDIO ATRATO	MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	187	188	189	188
		MEDIO BAUDO	ASUSERVIP ESP	195	196	197	196
			ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	190	191	192	191
		NOVITA	EPSEN	27	27	27	27
		NUQUI	AMBAR OCCIDENTE ESP	190	192	192	191
	ELECTRONUQUI E.S.P.		94	95	95	95	
SIPI	MUNICIPIO DE SIPI	183	184	185	184		
UNGUIA	ESPUN SA ESP	48	48	49	48		

**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 tercer trimestre de 2025 en la territorial Occidente evidencia una marcada dispersión de valores entre prestadores, con promedios que oscilan entre \$27/kWh y \$196/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 EPSSEN, 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 (\$196/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.

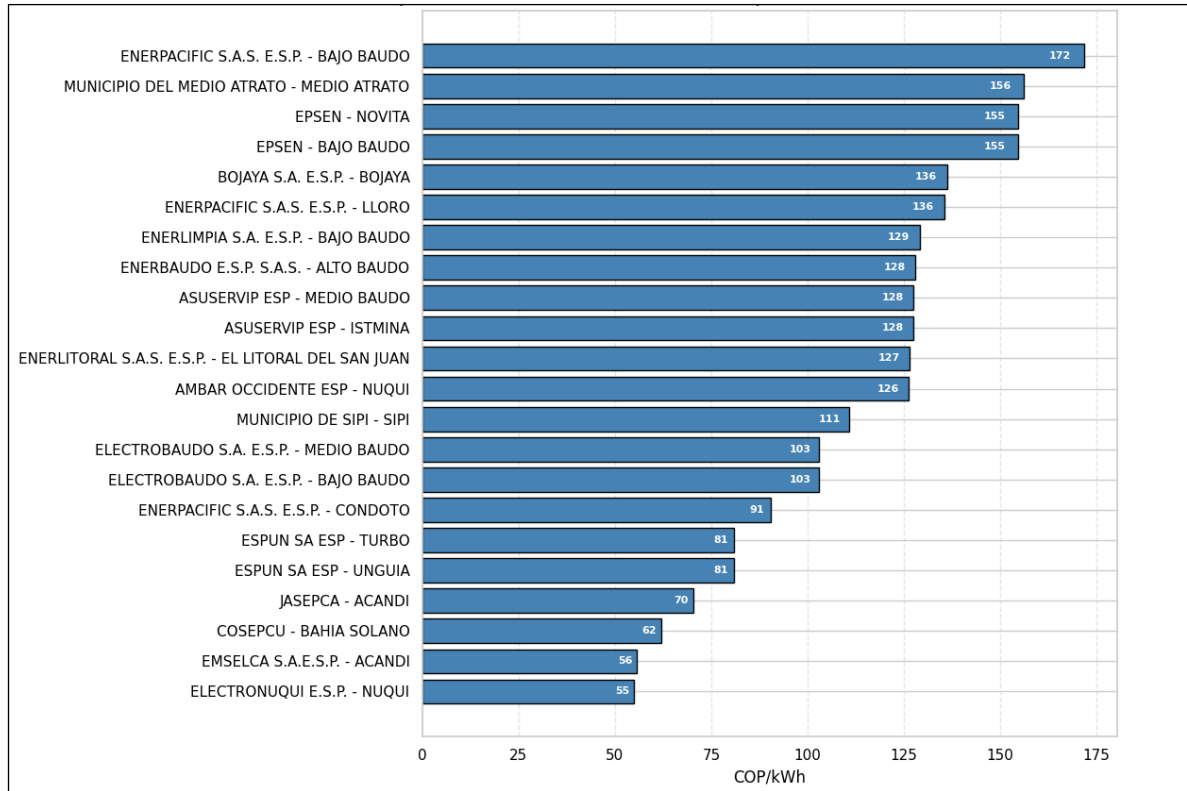
**Tabla 6 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Occidente**

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	MUNICIPIO	Julio (\$/kWh)	Agosto (\$/kWh)	Septiembre (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	ESPUN SA ESP	TURBO	81	81	81	81
	CHOCÓ	EMSELCA S.A.E.S.P.	ACANDI	56	56	56	56
		JASEPCA		70	70	71	70
		ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	ALTO BAUDO	128	128	128	128
		COSEPCU	BAHIA SOLANO	78	30	78	62
		ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	BAJO BAUDO	103	103	103	103
		ENERLIMPIA S.A. E.S.P.		129	129	129	129
		ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.		171	172	172	172
		EPSEN		154	155	155	155
		BOJAYA S.A. E.S.P.	BOJAYA	136	136	137	136
		ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	CONDOTO	90	91	91	91
		ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	EL LITORAL DEL SAN JUAN	126	127	127	127
		ASUSERVIP ESP	ISTMINA	127	128	128	128
		ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	LORO	135	136	136	136
		MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	MEDIO ATRATO	156	156	156	156
		ASUSERVIP ESP	MEDIO BAUDO	127	128	128	128
		ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.		103	103	103	103
		EPSEN	NOVITA	154	155	155	155
		AMBAR OCCIDENTE ESP	NUQUI	125	125	128	126
		ELECTRONUQUI E.S.P.		55	55	55	55
		MUNICIPIO DE SIPI	SIPI	111	111	111	111
		ESPUN SA ESP	UNGUIA	81	81	81	81

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

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

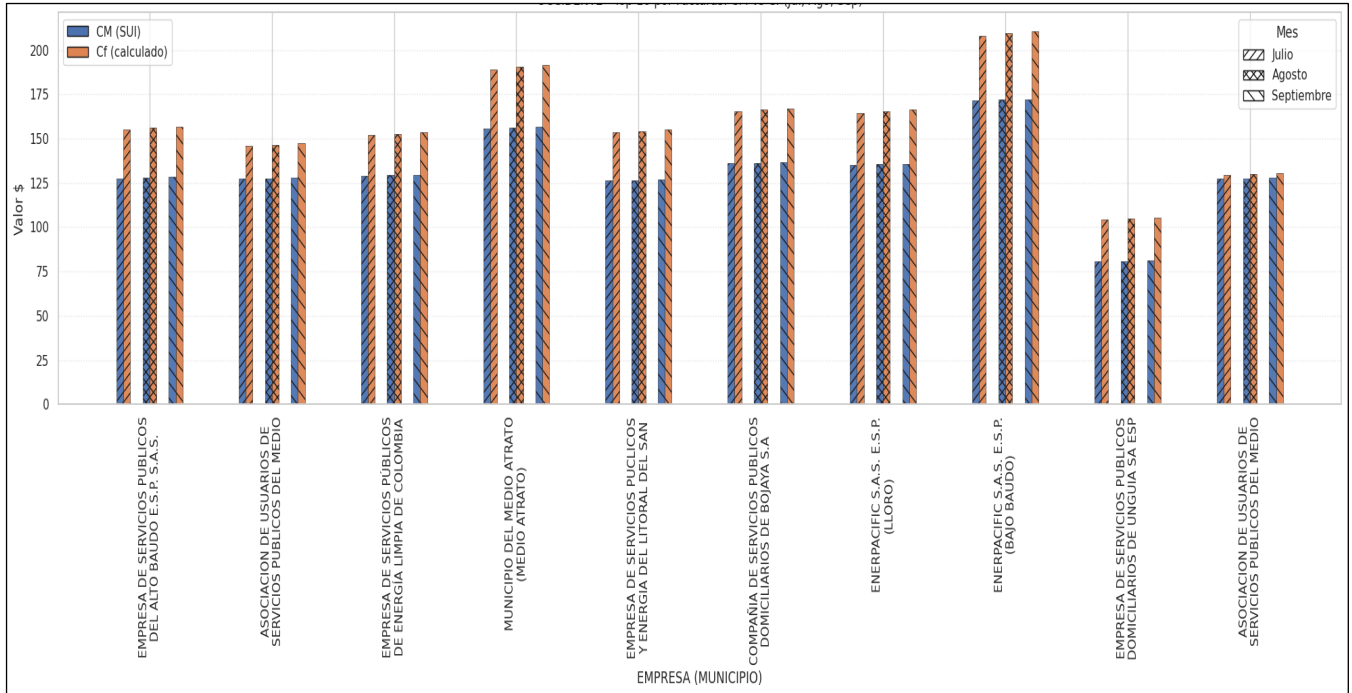
**Figura 9 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial de Occidente**



**Fuente: SUJ - 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

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

El análisis realizado del comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio para el tercer 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:

**CU:** Costo Unitario (\$/Kwh)

**Gm:** Cargo de Generación (\$/Kwh)

**Dm:** Cargo de Distribución (\$/Kwh)

**Cm:** Cargo de Comercialización (\$/Kwh)

**p:** Perdidas 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**

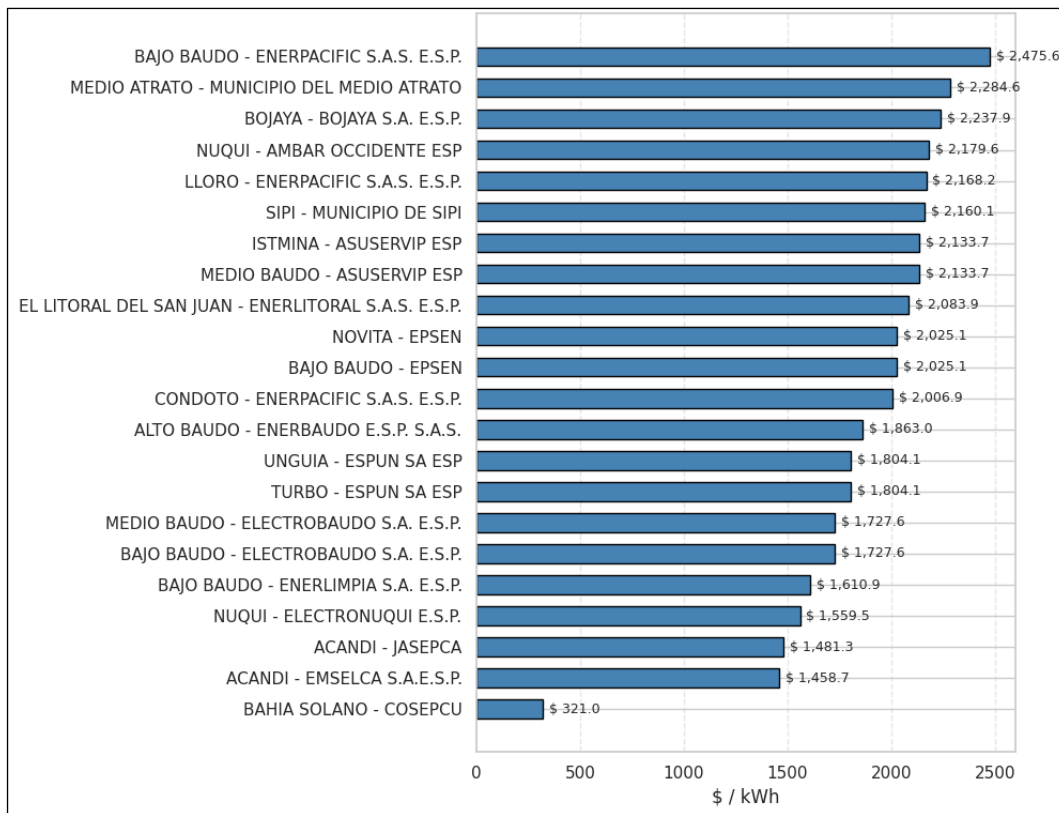
TERRITORIAL	MUNICIPIO	SIGLA	Julio (\$/kWh)	Agosto (\$/kWh)	Septiembre (\$/kWh)	
OCCIDENTE	ACANDI	EMSELCA S.A.E.S.P.	1431,78	1458,11	1486,18	
		JASEPCA	1472,73	1486,04	1485,00	
	ALTO BAUDO	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	1848,14	1864,00	1876,83	
	BAHIA SOLANO	COSEPCU	320,49	233,02	409,63	
	BAJO BAUDO	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	1722,67	1722,13	1737,85
			ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	1592,71	1609,33	1630,52
			ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	2461,59	2473,34	2492,00
			EPSEN	2033,73	2016,36	2025,16
	BOJAYA	BOJAYA S.A. E.S.P.	2225,90	2231,41	2256,33	
	CONDOTO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	1997,01	2003,76	2019,93	
	EL LITORAL DEL SAN JUAN	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	2038,37	2069,62	2143,80	
	ISTMINA	ASUSERVIP ESP	2119,10	2137,26	2144,64	
	LLORO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	2157,37	2165,11	2182,17	
	MEDIO ATRATO	MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	2289,55	2296,78	2267,43	
	MEDIO BAUDO	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	ASUSERVIP ESP	2119,10	2137,26	2144,64
			ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	1722,67	1722,13	1737,85
	NOVITA	EPSEN	2033,73	2016,36	2025,16	
	NUQUI	ELECTRONUQUI E.S.P.	AMBAR OCCIDENTE ESP	2165,46	2182,22	2191,02
			ELECTRONUQUI E.S.P.	1549,86	1561,26	1567,42
	SIPI	MUNICIPIO DE SIPI	2151,32	2155,44	2173,60	
TURBO	ESPUN SA ESP	1794,52	1799,80	1817,85		
UNGUIA	ESPUN SA ESP	1794,52	1799,80	1817,85		

**Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI**

En el tercer trimestre de 2025, el CUPS reportado para la territorial Occidente presenta una dispersión significativa, con valores que van desde aproximadamente \$321 /kWh en Bahía Solano (COSEPCU) hasta alrededor de \$2.475/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

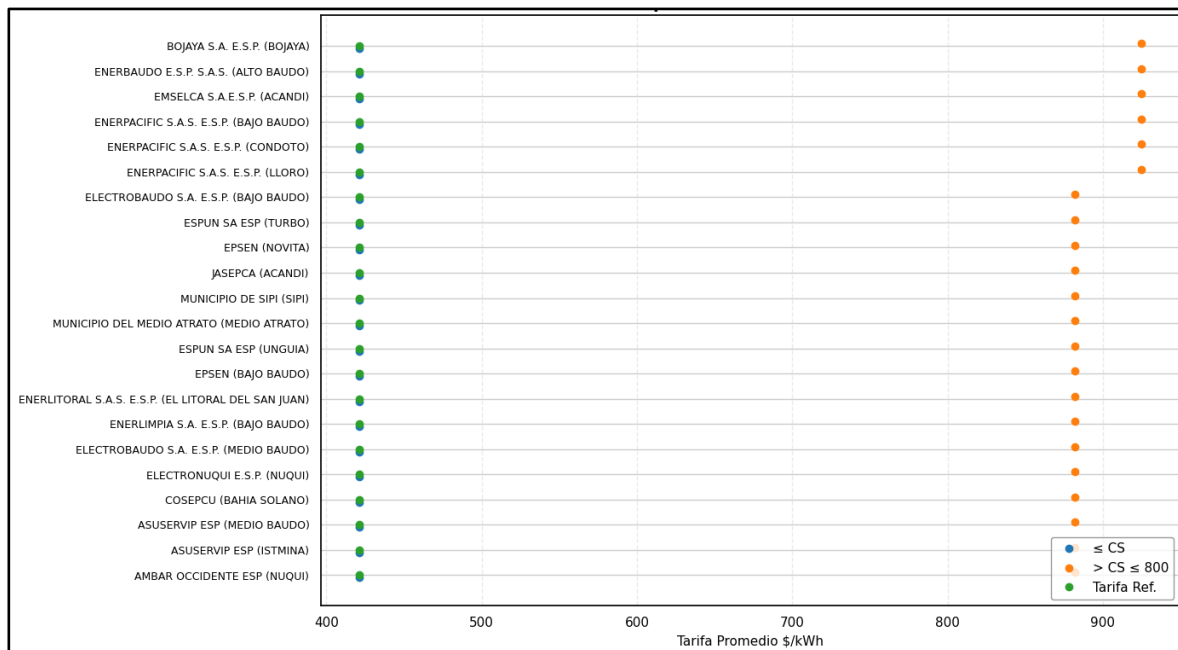
suscriptores se encuentren en un departamento que no pertenezca al SIN, se debe tomar como referencia la tarifa aplicada en la capital del departamento del SIN, con punto de conexión a 115 kV más cercana a la capital del departamento, al cual pertenecen las cuentas de Suscriptores Residenciales de las 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**

Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1 ≤CS	Estrato 1 >CS ≤800	Tarifa Referencia
CHOCÓ	NUQUI	AMBAR OCCIDENTE ESP	421,39	881,75	421,39
CHOCÓ	ISTMINA	ASUSERVIP ESP	421,39	881,75	421,39
CHOCÓ	MEDIO BAUDO	ASUSERVIP ESP	421,39	881,75	421,39
CHOCÓ	BOJAYA	BOJAYA S.A. E.S.P.	421,39	924,79	421,39
CHOCÓ	BAHIA SOLANO	COSEPCU	421,39	881,75	421,39
CHOCÓ	BAJO BAUDO	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	421,39	882,08	421,39
CHOCÓ	MEDIO BAUDO	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	421,39	881,75	421,39
CHOCÓ	NUQUI	ELECTRONUQUI E.S.P.	421,39	881,75	421,39
CHOCÓ	ACANDI	EMSELCA S.A.E.S.P.	421,39	924,79	421,39
CHOCÓ	ALTO BAUDO	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	421,39	924,79	421,39
CHOCÓ	BAJO BAUDO	ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	421,39	881,75	421,39
CHOCÓ	EL LITORAL DEL SAN JUAN	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	421,39	881,75	421,39
CHOCÓ	BAJO BAUDO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	421,39	924,79	421,39
CHOCÓ	CONDOTO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	421,39	924,79	421,39
CHOCÓ	LLORO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	421,39	924,79	421,39
CHOCÓ	BAJO BAUDO	EPSEN	421,39	881,75	421,39
CHOCÓ	NOVITA	EPSEN	421,39	881,75	421,39
ANTIOQUIA	TURBO	ESPUN SA ESP	421,39	881,75	421,39
CHOCÓ	UNGUIA	ESPUN SA ESP	421,39	881,75	421,39
CHOCÓ	ACANDI	JASEPCA	421,39	881,75	421,39
CHOCÓ	SIPI	MUNICIPIO DE SIPI	421,39	881,75	421,39
CHOCÓ	MEDIO ATRATO	MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	421,39	881,75	421,39

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 \$421,39/kWh para consumos iguales o inferiores al consumo de subsistencia (CS) y de \$881,75/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 tercer trimestre de 2025 el valor total de subsidios ascendió a \$ 11.230.575.319, de los cuales un 93,4% corresponden a subsidios del estrato 1 que ascendieron a \$10.509.619.914.

A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado.

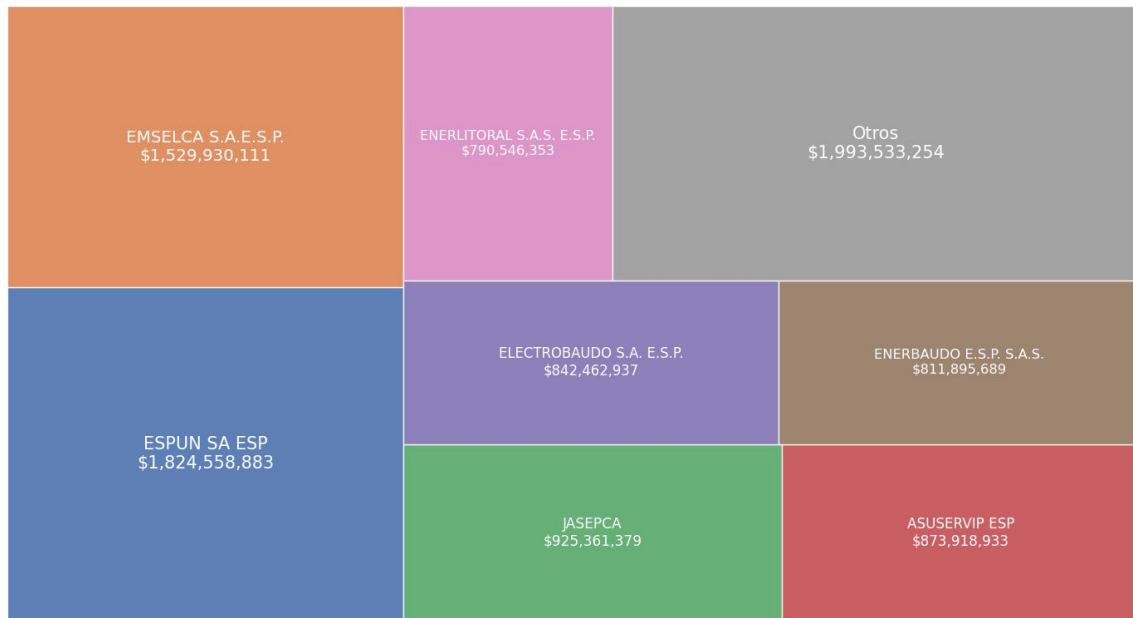
**Tabla 9 Subsidios aplicados por estrato-Usó – Tercer trimestre 2025 (COP - %) – Territorial Occidente**

Mes	Julio - Valor Subsidio COP	Julio - %	Agosto - Valor Subsidio COP	Agosto - %	Septiembre - Valor Subsidio COP	Septiembre - %
<b>Estrato 1</b>	3.500.524.870	94.0%	3.504.586.522	93.3%	3.504.508.522	93.4%
<b>Estrato 2</b>	65.560.968	1.8%	63.865.279	1.7%	66.972.437	1.8%
<b>Estrato 3</b>	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%
<b>Oficial</b>	68.841.014	1.8%	77.834.411	2.1%	58.103.563	1.5%
<b>Comercial - Ind.</b>	88.278.571	2.4%	110.058.915	2.9%	121.440.251	3.2%
<b>Total</b>	3.723.205.422	100.0%	3.756.345.126	100.0%	3.751.024.772	100.0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

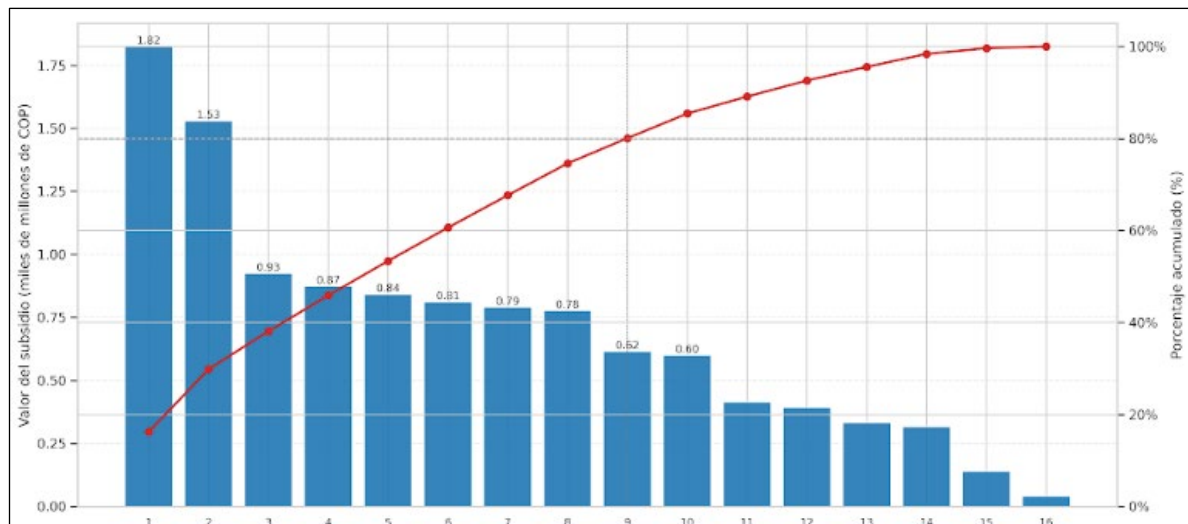
A continuación, se presenta un diagrama de rectángulos con la distribución de subsidios reportados por las 8 empresas con más subsidios asignados de la dirección territorial occidente, para el trimestre analizado.

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



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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



#	Prestador (SIGLA)	Valor (mm COP)	% acumulado
1	ESPUN SA ESP	1.82	16.2%
2	EMSELCA S.A.E.S.P.	1.53	29.9%
3	JASEPCA	0.93	38.1%
4	ASUSERVIP ESP	0.87	45.9%
5	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	0.84	53.4%
6	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	0.81	60.6%
7	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	0.79	67.7%
8	ELECTRONUQUI E.S.P.	0.78	74.6%
9	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	0.62	80.1%
10	MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	0.60	85.4%
11	BOJAYA S.A. E.S.P.	0.41	89.1%
12	ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	0.39	92.6%
13	EPSEN	0.33	95.6%
14	AMBAR OCCIDENTE ESP	0.32	98.4%
15	MUNICIPIO DE SIPI	0.14	99.6%
16	E.P.B. S.A.E.S.P.	0.04	100.0%

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 tercer 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 el territorial suroriente, durante el tercer trimestre de 2025 en los departamentos de Guaviare, Meta, Putumayo, Vaupés y Vichada, 8 empresas mediante 42 localidades atienden en promedio 18.480 suscriptores, lo que representa un 12,13% del total de los suscriptores atendidos en ZNI durante el periodo de análisis.

**Tabla 10 Cargos Componente (G) Territorial Suroriente**

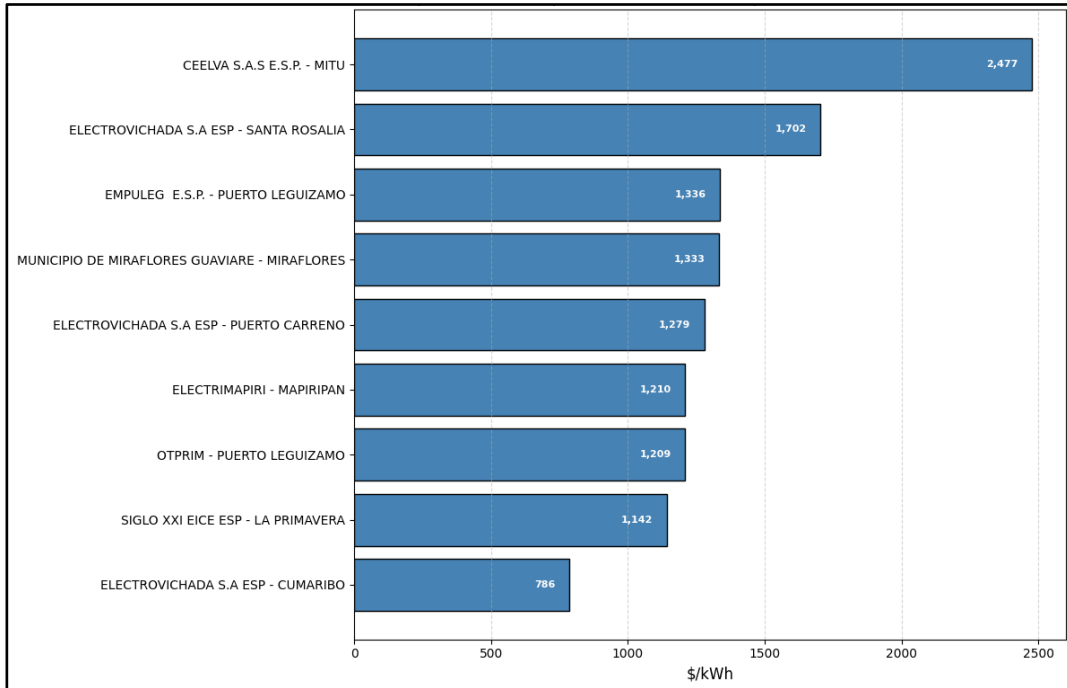
TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Julio (\$/Kwh)	Agosto (\$/Kwh)	Septiembre (\$/Kwh)	Promedio (\$/Kwh)	
SURORIENTE	GUAVIARE	MIRAFLORES	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	1379	1333	1286	1333	
	META	MAPIRIPAN	ELECTRIMAPIRI	1200	1211	1220	1210	
	PUTUMAYO	PUERTO LEGUIZAMO	EMPULEG E.S.P.	-	-	1336	1336	
			OTPRIM	1202	1208	1216	1209	
	VAUPÉS	MITU	CEELVA S.A.S E.S.P.	2504	2449	-	2477	
	VICHADA	CUMARIBO	ELECTROVICHADA S.A.ESP	776	785	797	786	
			LA PRIMAVERA	SIGLO XXI EICE ESP	1134	1145	1146	1142
			PUERTO CARRENO	ELECTROVICHADA S.A.ESP	1267	1275	1296	1279
SANTA ROSALIA			ELECTROVICHADA S.A.ESP	1703	1702	1703	1702	

**Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI**

El componente de generación en la territorial Suroriente muestra una dispersión relevante, con promedios trimestrales que van de \$786/kWh (ELECTROVICHADA S.A. E.S.P. – Cumaribo) a \$2.477/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, EMPULEG E.S.P. no tiene certificada información en SUI para los meses de julio y agosto, de igual forma CEELVA SAS ESP no certificó información para el mes de septiembre.

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



**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 tercer trimestre de 2025. Se cuenta con información de 7 empresas prestadoras, la cuales presentan en total un consumo promedio mensual de 612.683 galones en el trimestre.

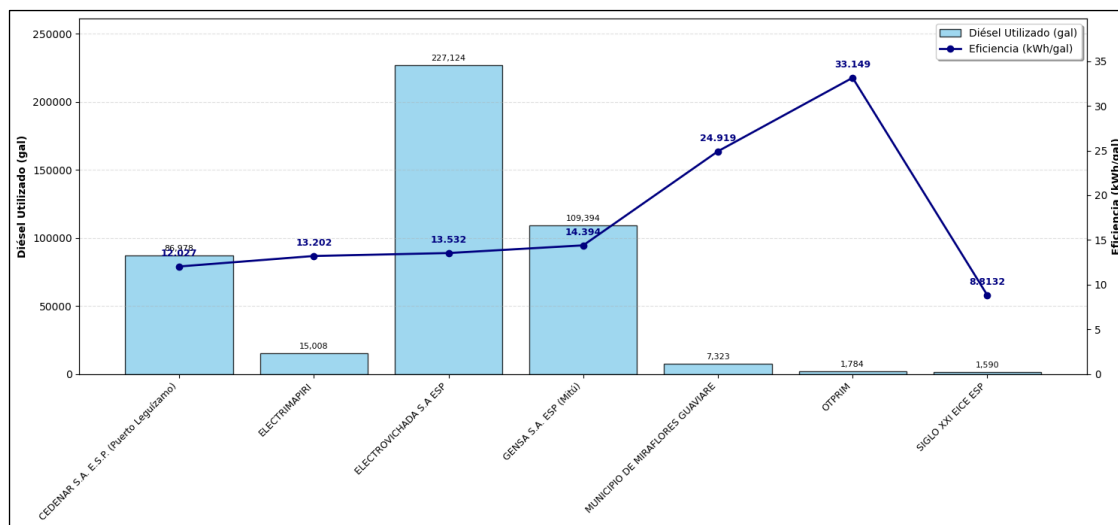
Es importante aclarar que, para el análisis de eficiencia, se considera quién opera la generación: el electrocombustible de Puerto Leguízamo (EMPULEG E.S.P.) es reportado por CEDENAR; asimismo, la información de Inírida y Mitú es suministrada por GENSA, quien genera energía para los prestadores EMELCE 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 Suroriente**

SIGLA	Julio		Agosto				Septiembre			
	Diesel (Gal)	Efic (Kwh/Gal)	Diesel (Gal)	Δ Diesel %	Efic (Kwh/Gal)	Δ Efi %	Diesel (Gal)	Δ Diesel %	Efic (Kwh/Gal)	Δ Efi %
CEDENAR S.A. E.S.P.	83779	11,99	85218	1,72%	12,02	0,29%	91938	7,89%	12,07	0,39%
ELECTRIMAPIRI	14278	13,11	15449	8,20%	12,99	-0,95%	15296	-0,99%	13,51	4,00%
ELECTROVICHADA S.A ESP	221986	12,92	202400	-8,82%	13,67	5,74%	256986	26,97%	11,89	-12,97%
GENSA S.A. ESP	264972	13,53	270805	2,20%	13,54	0,10%	282851	4,45%	13,49	-0,39%
MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	8780	18,52	8780	0,00%	19,11	3,16%	4409	-49,78%	37,12	94,28%
OTPRIM	1784	10,60	1784	0,00%	10,56	-0,36%	1784	0,00%	10,59	0,25%
SIGLO XXI EICE ESP	1590	9,02	1590	0,00%	8,76	-2,93%	1590	0,00%	8,65	-1,21%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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



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, la generación se realiza de manera conjunta con la empresa REFOENERGY BITA S.A.S E.S.P<sup>2</sup> quien realiza la generación a través de la quema de biomasa forestal.

<sup>2</sup> El 24 de septiembre de 2025, la empresa REFOENERGY BITA S.A.S E.S.P comunicó a ELECTROVICHADA S.A. E.S.P. la intención de dar terminación anticipada al contrato de la actividad complementaria de generación del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

De acuerdo con la información presentada en la Figura 16 en septiembre ELECTROVICHADA S.A. E.S.P. presentó el incremento más significativo de consumo entre periodos, alcanzando los 256.986 galones. Este aumento coincidió con una disminución del 13% 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

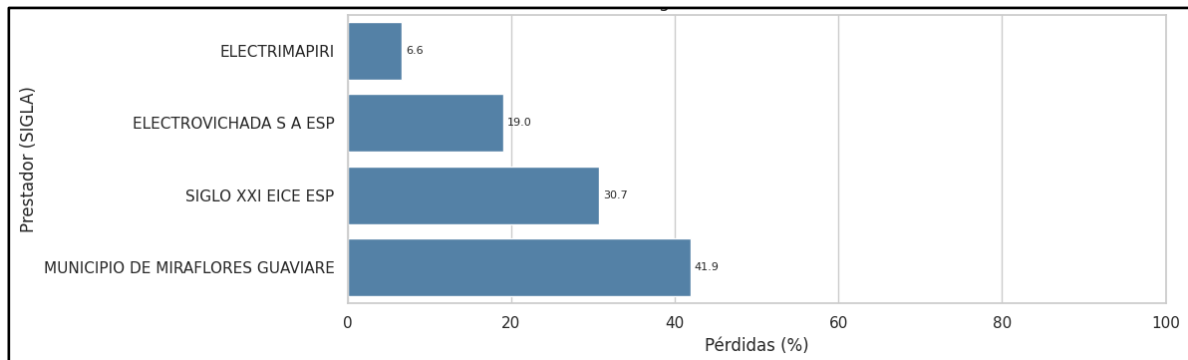
Si bien, en la operación del sistema se pueden dar pérdidas técnicas, hay otras pérdidas que pueden ser ocasionadas por conexiones y uso de energía de manera ilegal por parte de los usuarios finales, también se puede dar por la falta control en la gestión de medida y facturación por parte del prestador.

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 tercer trimestre de 2025, el prestador MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE presenta el indicador más crítico de la territorial, con un 41,9% de pérdidas. En contraste, la empresa ELECTRIMAPIRI evidenció la gestión más eficiente, reportando tan solo un 6,6%, 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 no se encontraba certificada.

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 tercer 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 CRG 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:

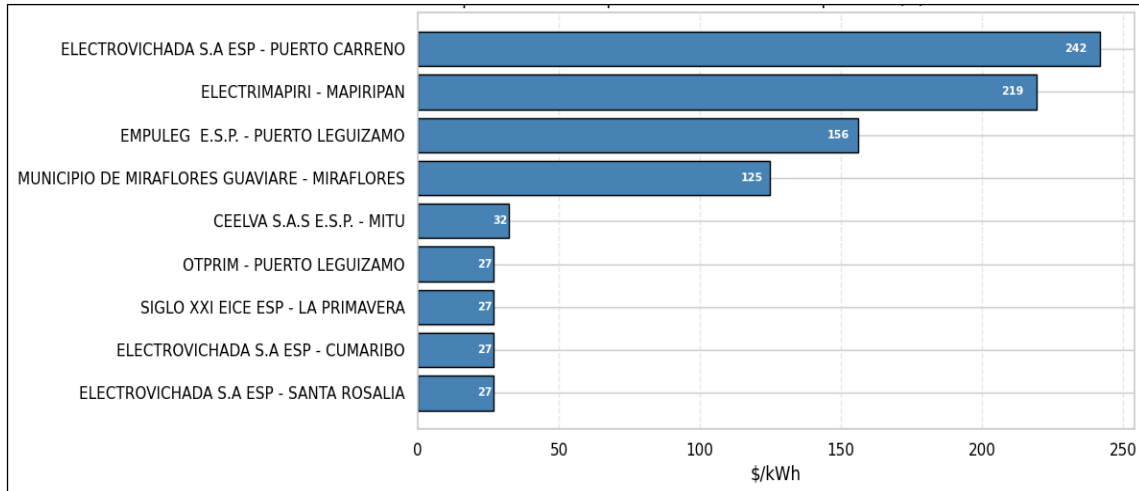
**Tabla 12 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroriente**

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Julio (\$/kWh)	Agosto (\$/kWh)	Septiembre (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)
SUORIENTE	GUAVIARE	MIRAFLORES	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	124	125	125	125
	META	MAPIRIPAN	ELECTRIMAPIRI	218	219	220	219
	PUTUMAYO	PUERTO GUZMAN	EMPOGUZMAN	0	0	0	0
		PUERTO LEGUIZAMO	EMPULEG E.S.P. OTPRIM	0 27	0 27	156 27	156 27
	VAUPÉS	MITU	CEELVA S.A.S E.S.P.	32	32	0	32
	VICHADA	CUMARIBO	ELECTROVICHADA S.A ESP	27	27	27	27
		LA PRIMAVERA	SIGLO XXI EICE ESP	27	27	27	27
		PUERTO CARREÑO	ELECTROVICHADA S.A ESP	242	241	242	242
		SANTA ROSALIA	ELECTROVICHADA S.A ESP	27	27	27	27

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Para el trimestre analizado, se observa que los prestadores ELECTRIMAPIRI y ELECTROVICHADA (Puerto Carreño) reportaron el cargo de distribución promedio superior a los valores máximos permitidos por la regulación (\$187,73 \$/kWh promedio trimestre), se presume que, 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 \$27 y los \$242 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 27 \$/kWh, observados en municipios como Cumaribo, La Primavera, Puerto Leguizamo 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.

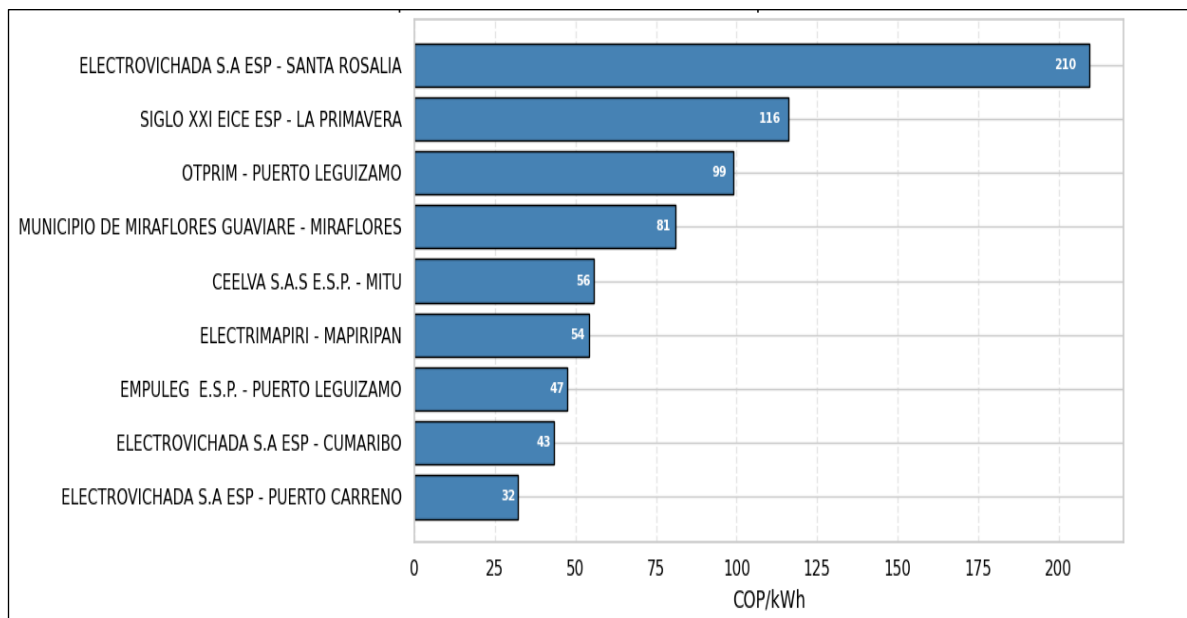
Para el cálculo del cargo de comercialización se consideran las condiciones particulares de facturación reportadas por los prestadores para cada una de sus localidades, costo que fue reportado en SUI así:

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

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	MUNICIPIO	Julio (\$/kWh)	Agosto (\$/kWh)	Septiembre (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)
SUORIENTE	GUAVIARE	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	MIRAFLORES	81	81	81	81
	META	ELECTRIMAPIRI	MAPIRIPAN	54	54	54	54
	PUTUMAYO	EMPOGUZMAN	PUERTO GUZMAN	0	0	0	0
		EMPULEG E.S.P.	PUERTO LEGUIZAMO	0	0	47	47
		OTPRIM		99	99	99	99
	VAUPÉS	CEELVA S.A.S E.S.P.	MITU	56	56	0	56
	VICHADA	ELECTROVICHADA S.A ESP	CUMARIBO	43	43	43	43
		SIGLO XXI EICE ESP	LA PRIMAVERA	116	116	116	116
		ELECTROVICHADA S.A ESP	PUERTO CARRENO	32	32	32	32
		ELECTROVICHADA S.A ESP	SANTA ROSALIA	209	210	210	210

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

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

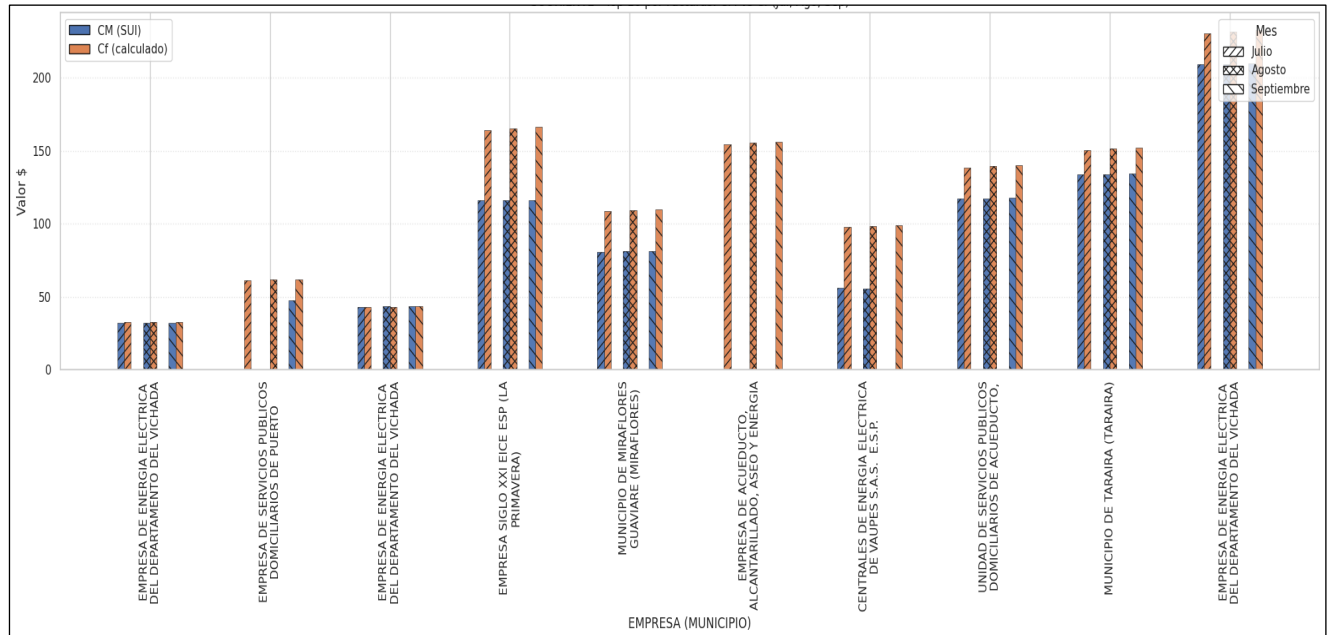


Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

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 Surorient**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

De acuerdo a la revisión anterior, se identifica una inconsistencia en la información de la EMPRESA DE ACUEDUCTO, ALCANTARILLADO, ASEO Y ENERGÍA (ZNI) DE PUERTO GUZMÁN S.A. E.S.P. – EMPOGUZMAN. Dado que la empresa registró valores en cero tanto en los formatos comerciales como en los técnicos, esta Superintendencia solicitará las explicaciones pertinentes para determinar si esta situación obedece a una interrupción real en la prestación del servicio durante el trimestre o a una omisión en el reporte de información.

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

El análisis realizado del comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio para el tercer 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

$$CU_{nm} = \frac{Gm}{1-p} + Dm, n + Cm$$

Dónde:

**CU:** Costo Unitario (\$/Kwh)

**Gm:** Cargo de Generación (\$/Kwh)

**Dm:** Cargo de Distribución (\$/Kwh)

**Cm:** Cargo de Comercialización (\$/Kwh)

**p:** Perdidas 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%.

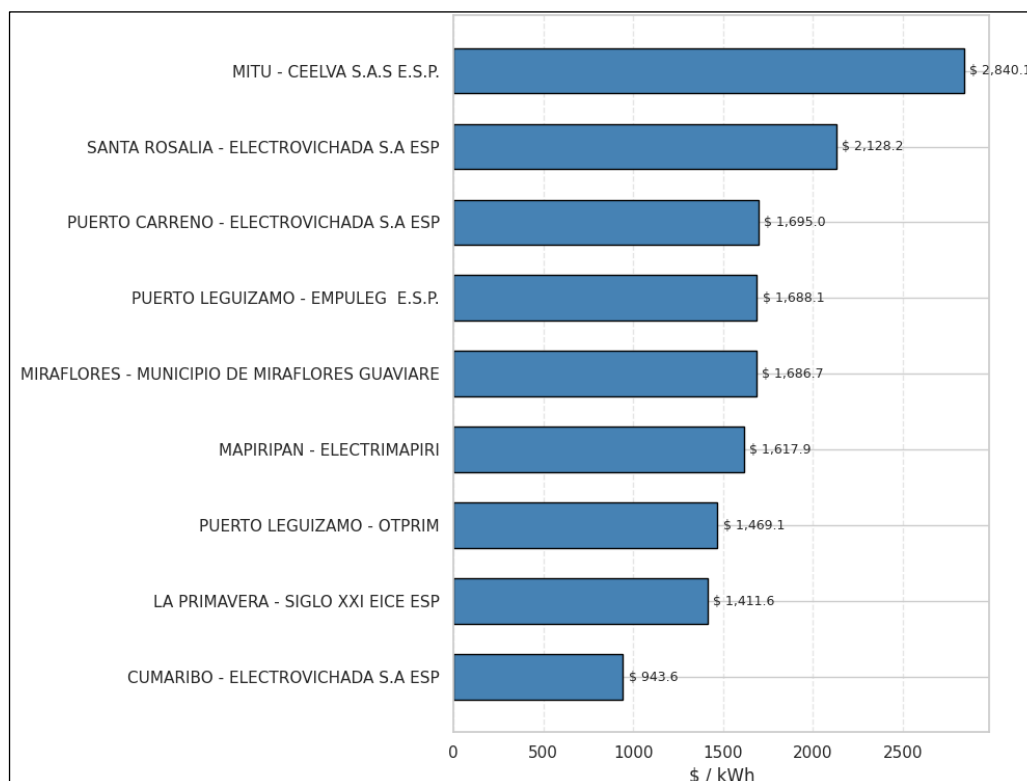
**Tabla 14 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Suroriente**

TERRITORIAL	MUNICIPIO	SIGLA	Julio (\$/kWh)	Agosto (\$/kWh)	Septiembre (\$/kWh)
SUORIENTE	CUMARIBO	ELECTROVICHADA S.A ESP	932,26	942,85	955,77
	LA PRIMAVERA	SIGLO XXI EICE ESP	1402,87	1415,19	1416,62
	MAPIRIPAN	ELECTRIMAPIRI	1605,20	1618,58	1629,95
	MIRAFLORES	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	1736,68	1687,17	1636,12
	MITU	CEELVA S.A.S E.S.P.	2870,81	2809,42	0,00
	PUERTO CARRENO	ELECTROVICHADA S.A ESP	1681,71	1689,06	1714,37
	PUERTO GUZMAN	EMPOGUZMAN	0,00	0,00	0,00
	PUERTO LEGUIZAMO	EMPULEG E.S.P.	0,00	0,00	1688,09
		OTPRIM	1461,29	1468,31	1477,81
SANTA ROSALIA	ELECTROVICHADA S.A ESP	2128,23	2127,49	2128,97	

**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 943,6 \$/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 2.840,1 \$/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.

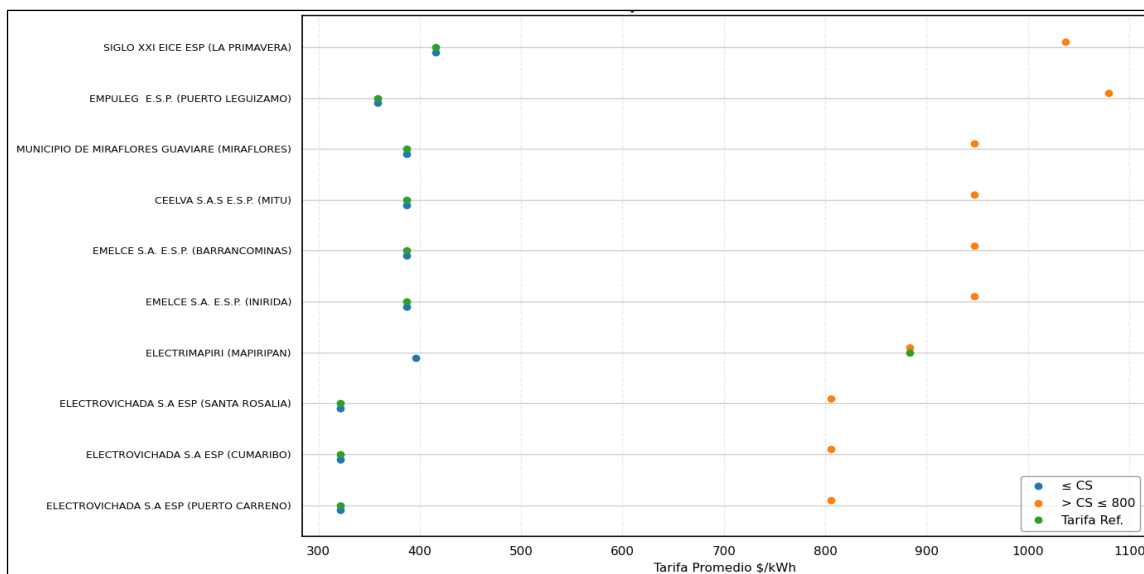
**Tabla 15 Tarifas Aplicadas Estrato 1 – Territorial Suroriente**

TERRITORIAL	Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1	Estrato 1	Tarifa Referencia
				<=CS	>CS <=800	
SURORIENTE	GUAVIARE	MIRAFLORES	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	390,34	851,01	390,34
	META	MAPIRIPAN	ELECTRIMAPIRI	398,78	890,82	890,82
	PUTUMAYO	PUERTO LEGUIZAMO	OTPRIM	366,03	915,07	366,03
	VAUPÉS	MITU	CEELVA S.A.S E.S.P.	389,92	855,34	389,92
	VICHADA	CUMARIBO	ELECTROVICHADA S.A ESP	317,82	794,00	317,82
		PUERTO CARRENO	ELECTROVICHADA S.A ESP	317,82	794,00	317,82
		SANTA ROSALIA	ELECTROVICHADA S.A ESP	317,82	794,00	317,82
		LA PRIMAVERA	SIGLO XXI EICE ESP	422,44	1055,81	422,44

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 julio y septiembre, 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 tercer trimestre de 2025 en esta territorial, el valor total de subsidios alcanzó 10.593.349.949 COP de los cuales, un 40.93% corresponden a subsidios del estrato 1 por valor de 4.291.246.323 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado:

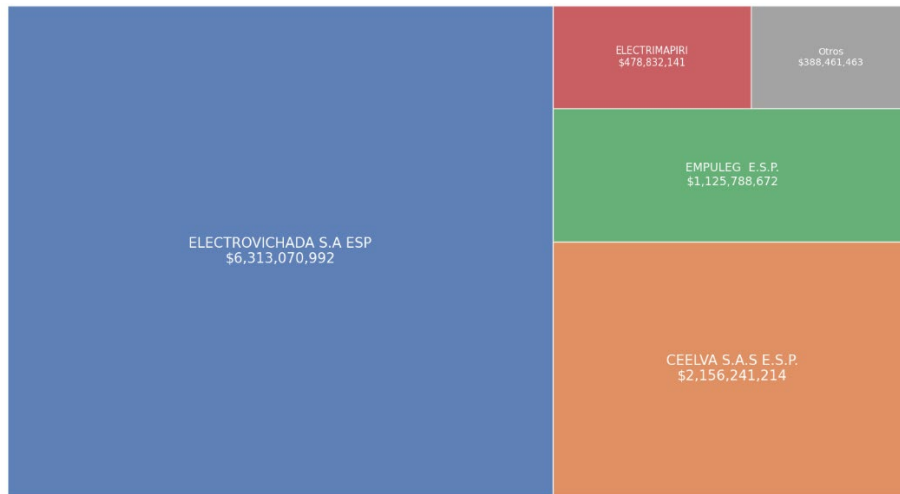
**Tabla 16 Subsidios aplicados por estrato-Uso – tercer trimestre de 2025 (COP - %) – Territorial Suroriente**

	Julio Valor Subsidio (COP)	Julio %	Agosto Valor Subsidio (COP)	Agosto %	Septiembre Valor Subsidio (COP)	Septiembre %
<b>Estrato 1</b>	\$ 1.445.582.964,66	38.2%	\$ 1.476.823.948,99	38.5%	\$ 1.368.839.409,56	46.0%
<b>Estrato 2</b>	\$ 497.307.677,20	13.1%	\$ 505.950.452,74	13.2%	\$ 502.554.745,89	16.9%
<b>Estrato 3</b>	\$ 30.910.839,59	0.8%	\$ 29.937.598,56	0.8%	\$ 32.215.683,74	1.1%
<b>Oficial</b>	\$ 1.164.292.900,01	30.7%	\$ 1.166.951.267,91	30.4%	\$ 742.492.829,87	25.0%
<b>Comercial - Ind.</b>	\$ 648.731.308,04	17.1%	\$ 653.108.749,08	17.0%	\$ 327.649.572,13	11.0%
<b>Total</b>	<b>\$ 3.786.825.690,19</b>	<b>100.0%</b>	<b>\$ 3.832.772.017,34</b>	<b>100.0%</b>	<b>\$ 2.973.752.241,71</b>	<b>100.0%</b>

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

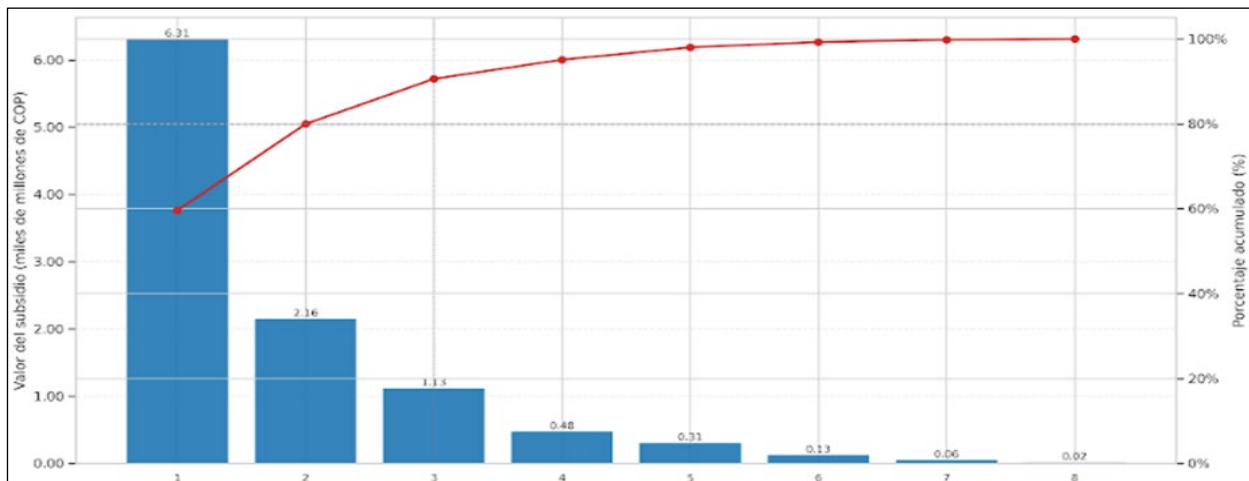
Los subsidios reportados para el periodo no mostraron variaciones atípicas para cada una de las empresas. A continuación, se presenta un diagrama de rectángulos con la distribución de subsidios reportados por cada empresa de la dirección territorial suroriente, para el trimestre analizado.

**Figura 24 Distribución de subsidios por empresa en el tercer trimestre 2025 (COP) – Territorial Surorient**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

**Figura 25 Pareto de subsidios por empresa en el tercer trimestre 2025 (COP) – Territorial Surorient**



#	Prestador (SIGLA)	Valor (mm COP)	% acumulado
1	ELECTROVICHADA S.A ESP	6.31	59.53%
2	CEELVA S.A.S E.S.P.	2.16	20.38%
3	EMPULEG E.S.P.	1.13	10.66%
4	ELECTRIMAPIRI	0.48	4.53%
5	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	0.31	2.92%
6	EMPOGUZMAN	0.13	1.23%
7	OTPRIM	0.06	0.57%
8	SIGLO XXI EICE ESP	0.02	0.19%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Al analizar la [Figura 25](#) se evidencia una marcada dependencia en pocos prestadores. Tan solo ELECTROVICHADA S.A.ESP representa el 60% de los subsidios asignados y, al sumar los valores de CEELVA SAS ESP y EMPULEG ESP, se alcanza el 90% de la asignación total. 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 tercer 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 26 empresas que prestan el servicio en los departamentos de Cauca, Nariño y Valle del Cauca, 26 empresas mediante 901 localidades atienden en promedio 71.019 suscriptores, lo que representa un 12,13% del total de los suscriptores atendidos en ZNI durante el periodo de análisis. Con relación a los costos de generación, se tiene la siguiente información:

**Tabla 17 Cargos Componente (G) Territorial Suroccidente**

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Julio (\$/kWh)	Agosto (\$/kWh)	Septiembre (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)	
SUROCCIDENTE	CAUCA	GUAPI	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	1806	1816	1835	1819	
		LOPEZ DE MICAY	COOSERPUL	1457	1472	1474	1468	
			EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	1680	1682	1698	1687	
			EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	1622	1636	1639	1632	
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	1606	1609	1624	1613	
			ENERPLASO SA E.S.P.	1549	1553	1567	1557	
		TIMBIQUI	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	1622	1636	1639	1632	
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	1606	1609	1624	1613	
		NARIÑO	BARBACOAS	OTPRIM	1966	1977	1989	1977
			EL CHARCO	ASOGERCHAR	1391	1407	1409	1402
	ENERSUR EAT			1576	1580	1595	1584	
	FRANCISCO PIZARRO		EDEM.S.A.S. E.S.P.	1521	1529	1532	1527	
			ENERZORFP SAS	1670	1684	1688	1681	
	LA TOLA		E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	1532	1536	1550	1539	
			ELECTRIPSUR E..S.P.	1578	1591	1599	1589	
	MOSQUERA		ENERPLASO SA E.S.P.	1549	1553	1567	1557	
			ASOENERCOMNOR	1810	1824	1832	1822	
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	1659	1675	1680	1671	
			EDEM.S.A.S. E.S.P.	1521	1529	1532	1527	
			ENERPLASO SA E.S.P.	1549	1553	1567	1557	
	OLAYA HERRERA		E.A.T. COMSAN E.S.P.	2012	2018	2068	2033	
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	1659	1675	1680	1671	
	ROBERTO PAYAN		EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	1659	1675	1680	1671	
			ENERPATIA SAS ESP	1646	1662	1665	1657	
	SAN ANDRES DE TUMACO		E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	1563	1554	1571	1563	
			EDEM.S.A.S. E.S.P.	1521	1529	1532	1527	
	SANTA BARBARA		ELECTROSUR ESP	1500	1507	1518	1508	
			ASUSEIS. ESP	1438	1440	1454	1444	
			E.A.T. ELECTROSOLEDAD	1452	1455	1469	1459	
			EAT ELECTROPACIFICO	1588	1603	1606	1599	
			EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	2051	2068	2076	2065	
			EAT ELECTROPACIFICO SUR	1470	1478	1493	1480	
	VALLE DEL CAUCA		BUENAVENTURA	ELECTRIPSUR E..S.P.	1578	1591	1599	1589
				EMCOLOMBIA E.S.P.	1508	1509	1524	1514
				ENTRE RIOS S.A.S	1922	1925	1941	1929

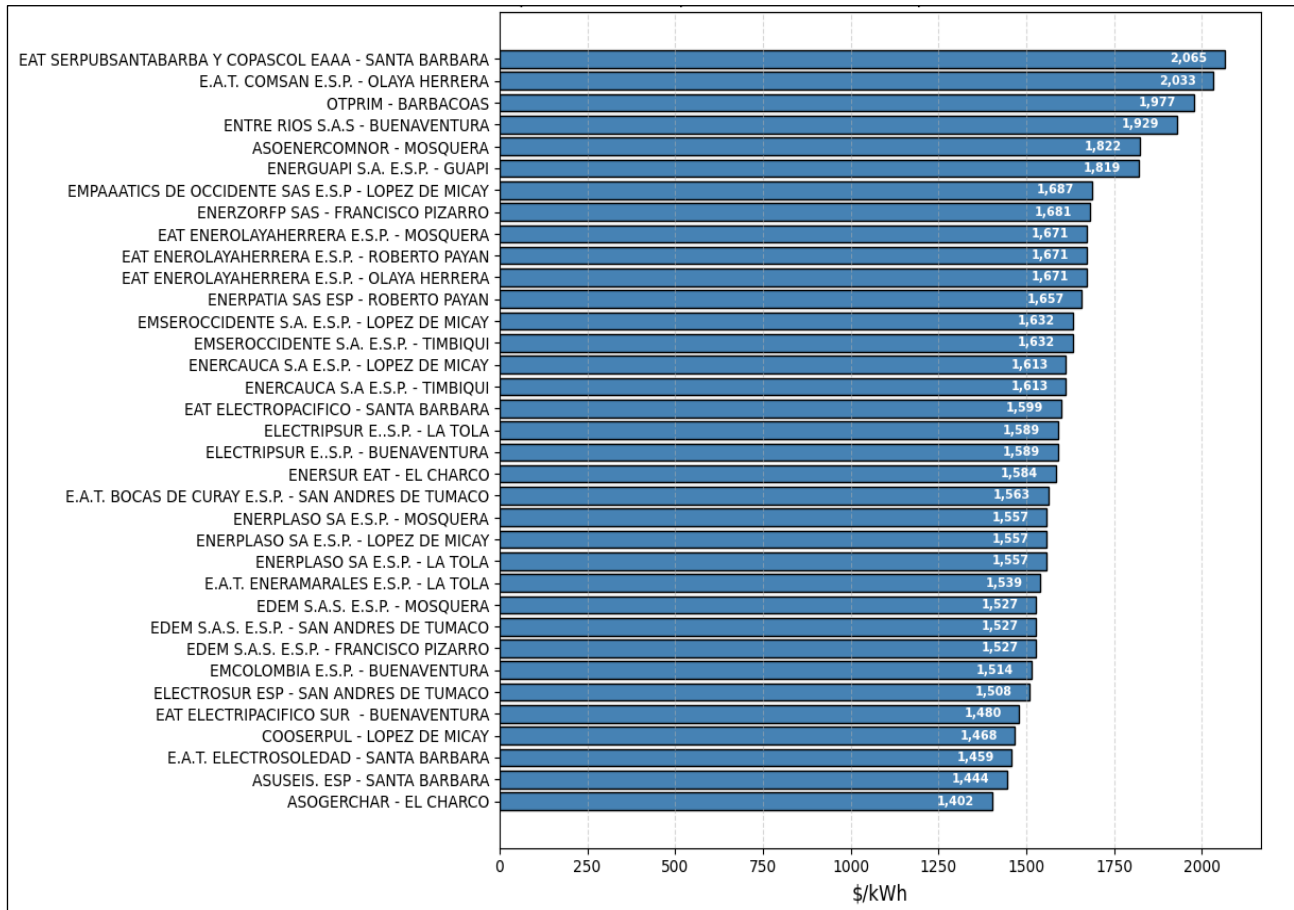
**Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI**

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 \$1.402/kWh y \$2.065/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 1.402 a 1.508 \$/kWh, donde varios operadores del Cauca muestran mejor uso de la capacidad y una base de activos más liviana; tramo medio de 1.514 a 1.687 \$/kWh, que funciona como línea base regional con supuestos estables de horas y pérdidas; y tramo alto desde 1.819 hasta 2.065 \$/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 tercer trimestre del 2025 evidenciando lo siguiente:

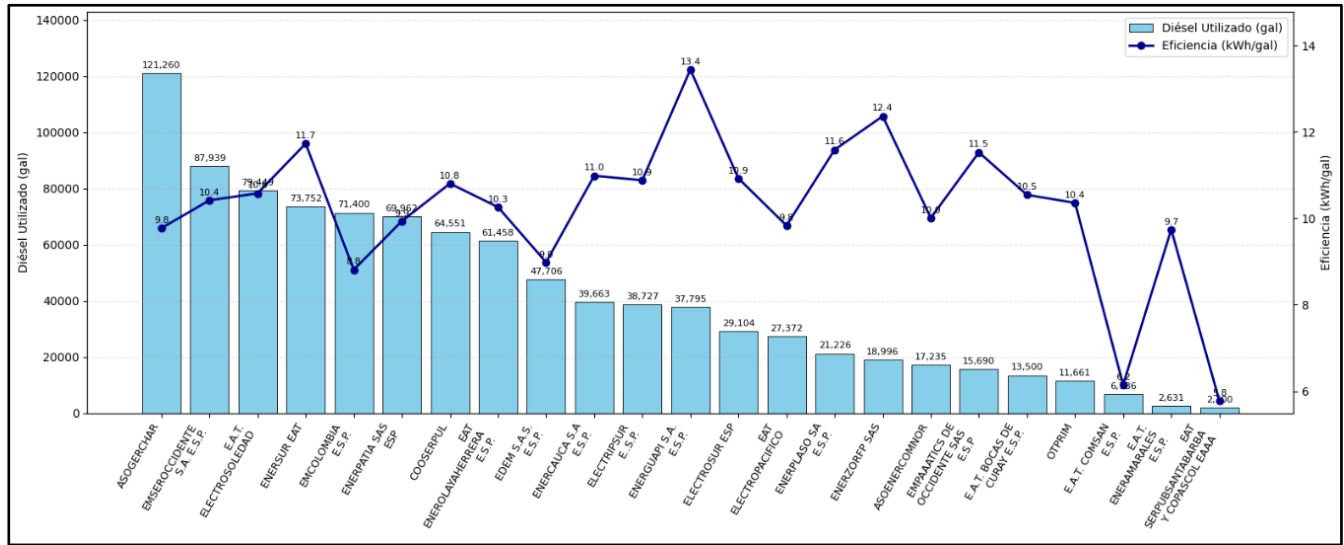
Para la territorial Suroccidente las empresas prestadoras reportan un consumo de 1.094.846 galones de combustible durante el trimestre. En la siguiente tabla se observa el consumo de combustible de cada prestador por mes y el valor de eficiencia que se obtiene de tomar los kWh de energía generada con relación a los galones de combustible consumidos, identificando que dentro del grupo de prestadores de la territorial la empresa ENERGUAPI SA E.S.P. alcanzó durante el trimestre una eficiencia de 13,4 kWh/gal.

**Tabla 18 Consumo combustible Territorial Suroccidente**

SIGLA	Julio		Agosto				Septiembre			
	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	10,12	5745	0,00	10,15	0	5745	0	9,75	-4
ASOGERCHAR	40420	10,02	40420	0,00	9,81	-2	40420	0	9,48	-3
COOSERPUL	21517	11,01	21517	0,00	10,81	-2	21517	0	10,60	-2
E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	4500	10,13	4500	0,00	10,59	4	4500	0	10,91	3
E.A.T. COMSAN E.S.P.	2262	6,14	2262	0,00	5,48	-11	2262	0	6,83	25
E.A.T. ELECTROSOLEDAD	26483	10,69	26483	0,00	10,67	0	26483	0	10,37	-3
E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	877	7,56	877	0,00	10,64	41	877	0	11,02	4
EAT ELECTROPACIFICO	9124	9,84	9124	0,00	9,83	0	9124	0	9,83	0
EAT ENEROLAYAHERRERA	20486	10,37	20486	0,00	10,31	-1	20486	0	10,10	-2
EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	700	5,79	700	0,00	5,77	0	700	0	5,79	0
EDEM S.A.S. E.S.P.	15902	8,89	15902	0,00	9,15	3	15902	0	8,91	-3
ELECTRIPSUR E..S.P.	12909	10,84	12909	0,00	10,96	1	12909	0	10,84	-1
ELECTROSUR ESP	10006	10,93	9706	-3,00	10,92	0	9392	-3	10,92	0
EMCOLOMBIA E.S.P.	25300	8,18	23800	-5,93	9,22	13	22300	-6	9,09	-1
EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	5230	11,51	5230	0,00	11,60	1	5230	0	11,46	-1
EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	29313	10,51	29313	0,00	10,54	0	29313	0	10,20	-3
ENERCAUCA S.A E.S.P.	13221	11,11	13221	0,00	11,10	0	13221	0	10,74	-3
ENERGUAPI S.A. E.S.P.	14156	12,14	9629	-31,98	17,64	45	14010	45	11,87	-33
ENERPATIA SAS ESP	20396	11,49	24783	21,51	9,40	-18	24783	0	9,19	-2
ENERPLASO SA E.S.P.	6064	13,67	7581	25,02	10,92	-20	7581	0	10,58	-3
ENERSUR EAT	24584	11,83	24584	0,00	11,67	-1	24584	0	11,69	0
ENERZORFP SAS	6332	12,48	6332	0,00	12,49	0	6332	0	12,11	-3
OTPRIM	3887	10,36	3887	0,00	10,35	0	3887	0	10,36	0

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

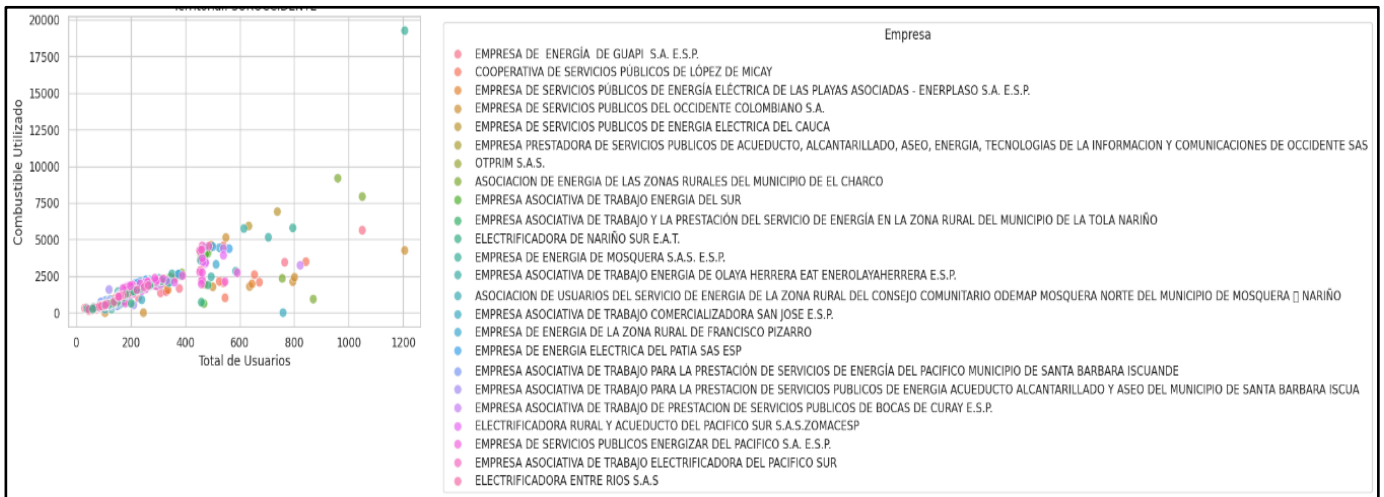
**Figura 27 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Suroccidente**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

La empresa ASOGERCHAR reporta la mayor cantidad de Diésel utilizado para el trimestre con un total de 121.260 galones de combustible con una eficiencia aproximada de 9,8 kWh/gal.

**Figura 28 Consumo combustible en el trimestre vs Suscriptores - Territorial Suroccidente**



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.

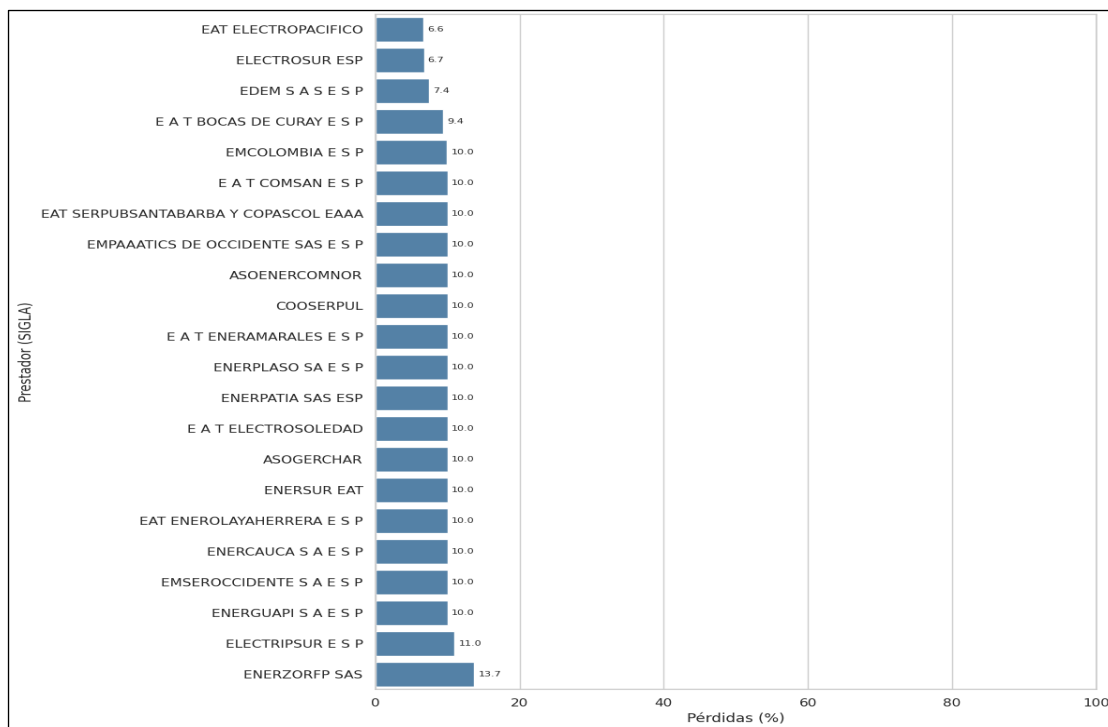
### **8.3. Pérdidas**

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 tercer trimestre del año en curso.

Se pudo observar que el prestador ENERZORFP E.S.P. presenta la gestión más desfavorable en el control de pérdidas, con un 13,7% 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 Suroccidente**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 8.4. Componente de Distribución (D)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de distribución para el tercer 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:

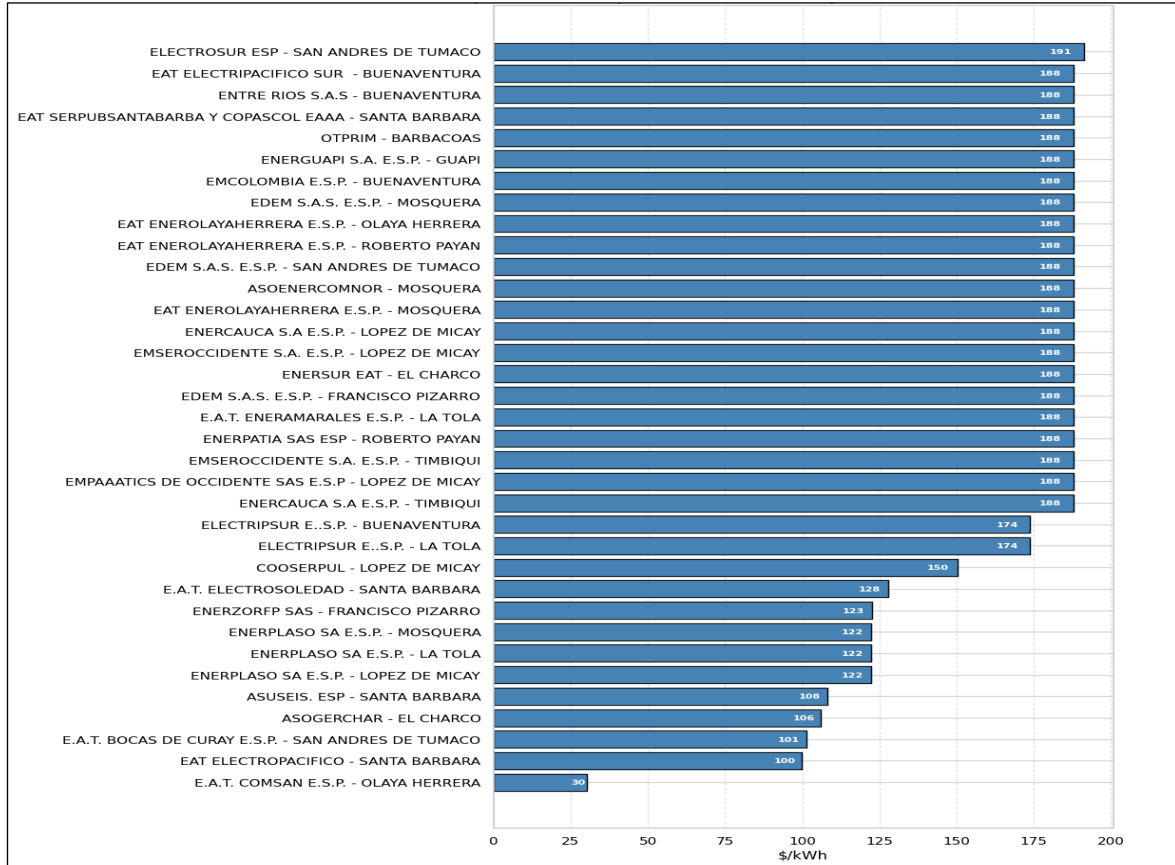
**Tabla 19 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroccidente**

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	SIGLA	Julio (\$/kWh)	Agosto (\$/kWh)	Septiembre (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)	
SUROCCIDENTE	CAUCA	GUAPI	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	186,62	187,76	188,79	187,72	
		LOPEZ DE MICAY	COOSERPUL	149,28	150,48	151,18	150,31	
			EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	186,62	187,76	188,79	187,72	
			EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	186,62	187,76	188,79	187,72	
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	186,62	187,76	188,79	187,72	
			ENERPLASO SA E.S.P.	121,75	122,44	123,00	122,40	
		TIMBIQUI	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	186,62	187,76	188,79	187,72	
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	186,62	187,76	188,79	187,72	
	NARIÑO	BARBACOAS	OTPRIM	186,62	187,76	188,79	187,73	
		EL CHARCO	ASOGERCHAR	105,91	106,17	106,35	106,14	
			ENERSUR EAT	186,62	187,76	188,79	187,72	
		FRANCISCO PIZARRO	EDEM S.A.S. E.S.P.	186,62	187,76	188,79	187,72	
			ENERZORFP SAS	122,00	123,00	123,00	122,67	
		LA TOLA	E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	186,62	187,76	188,79	187,72	
			ELECTRIPSUR E..S.P.	172,98	173,09	174,67	173,58	
		MOSQUERA	ENERPLASO SA E.S.P.	121,75	122,44	123,00	122,40	
			ASOENERCOMMOR	186,62	187,76	188,79	187,72	
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	186,62	187,76	188,79	187,72	
			EDEM S.A.S. E.S.P.	186,62	187,76	188,79	187,72	
		OLAYA HERRERA	ENERPLASO SA E.S.P.	121,75	122,44	123,00	122,40	
			E.A.T. COMSAN E.S.P.	30,19	30,38	30,54	30,37	
		ROBERTO PAYAN	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	186,62	187,76	188,79	187,72	
			ENERPATIA SAS ESP	186,62	187,76	188,79	187,72	
		SAN ANDRES DE TUMACO	E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	101,00	101,00	102,00	101,33	
			EDEM S.A.S. E.S.P.	186,62	187,76	188,79	187,72	
		SANTA BARBARA	ELECTROSUR ESP	189,98	191,13	192,19	191,10	
			ASUSEIS. ESP	107,25	108,08	108,70	108,01	
			E.A.T. ELECTROSOLEDAD	127,01	127,82	128,67	127,83	
			EAT ELECTROPACIFICO	99,37	99,94	100,48	99,93	
		VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	186,62	187,76	188,79	187,73
				EAT ELECTRIPACIFICO SUR	186,62	187,76	188,79	187,73
				ELECTRIPSUR E..S.P.	172,98	173,09	174,67	173,58
				EMCOLOMBIA E.S.P.	186,62	187,76	188,79	187,72
				ENTRE RIOS S.A.S	186,62	187,76	188,79	187,73

**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 Suroccidente**



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>3</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.

---

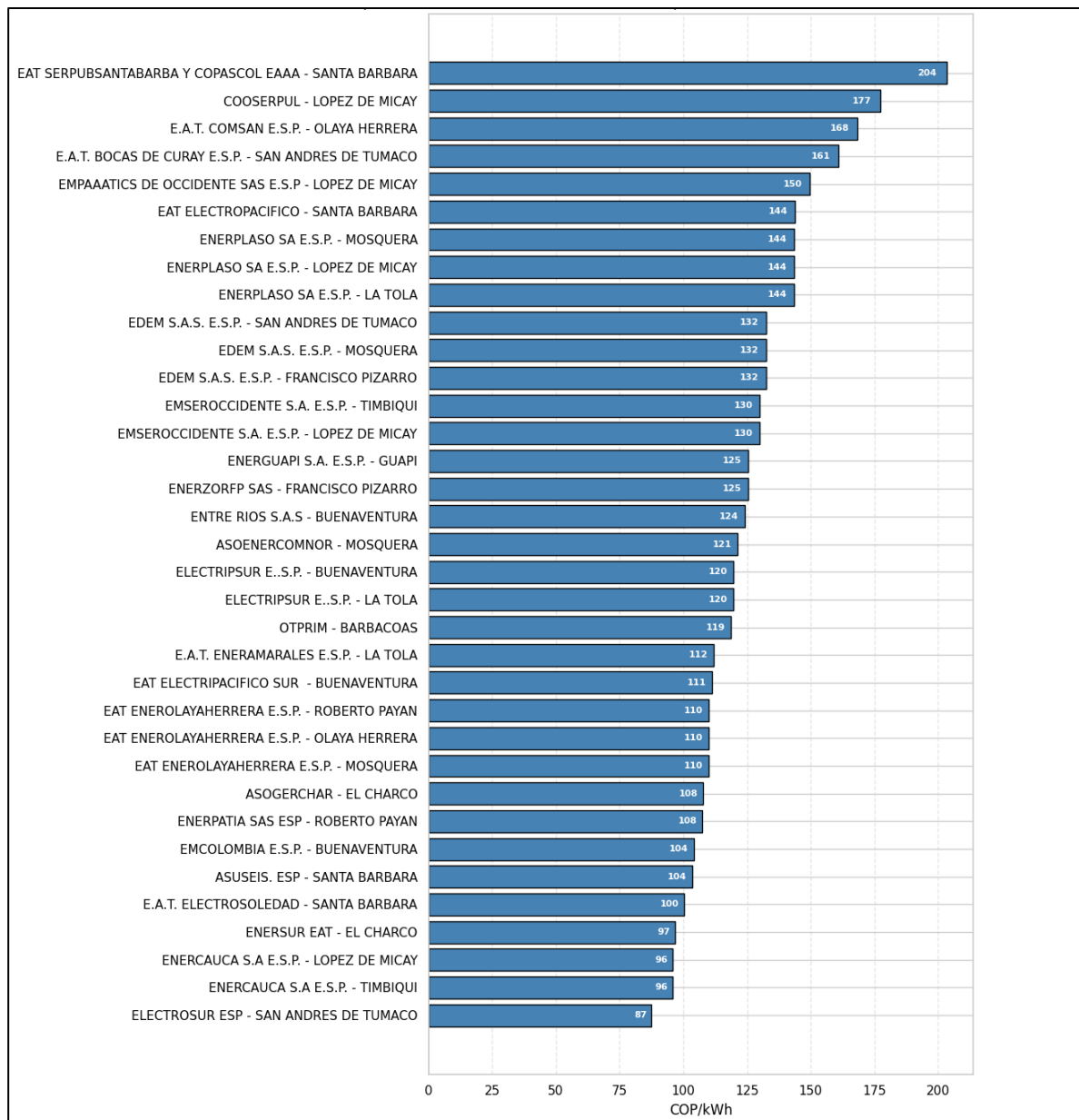
<sup>3</sup> Para los casos en los que se realiza aforos de carga

Tabla 20 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial suroccidente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	MUNICIPIO	Julio (\$/kWh)	Agosto (\$/kWh)	Septiembre (\$/kWh)	Promedio (\$/kWh)	
SUROCCIDENTE	CAUCA	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	GUAPI	125	125	126	125	
		COOSERPUL	LOPEZ DE MICAY	177	177	178	177	
		EMPAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P.		149	150	150	150	
		EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.		130	130	130	130	
		ENERCAUCA S.A E.S.P.	TIMBIQUI	96	96	96	96	
		ENERPLASO SA E.S.P.		143	144	144	144	
		EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.		130	130	130	130	
		ENERCAUCA S.A E.S.P.		96	96	96	96	
	OTPRIM	BARBACOAS		119	119	119	119	
	ASOGERCHAR	EL CHARCO		108	108	108	108	
	ENERSUR EAT	FRANCISCO PIZARRO		97	97	97	97	
	EDEM S.A.S. E.S.P.		132	132	133	132		
	ENERZORFP SAS	LA TOLA	125	125	126	125		
	E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.		112	112	112	112		
	ELECTRIPSUR E..S.P.		119	120	120	120		
	ENERPLASO SA E.S.P.		143	144	144	144		
	ASOENERCOMNOR	MOSQUERA	121	121	122	121		
	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.		110	110	110	110		
	EDEM S.A.S. E.S.P.		132	132	133	132		
	ENERPLASO SA E.S.P.		143	144	144	144		
	E.A.T. COMSAN E.S.P.	OLAYA HERRERA	168	168	169	168		
	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.		110	110	110	110		
	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	ROBERTO PAYAN	110	110	110	110		
	ENERPATIA SAS ESP		107	108	108	108		
	E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	SAN ANDRES DE TUMACO	161	161	161	161		
	EDEM S.A.S. E.S.P.		132	132	133	132		
	ELECTROSUR ESP		87	87	88	87		
	ASUSEIS. ESP	SANTA BARBARA	103	103	104	104		
	E.A.T. ELECTROSOLEDAD		100	100	100	100		
	EAT ELECTROPACIFICO		143	144	144	144		
	EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA		203	204	204	204		
	EAT ELECTRIPACIFICO SUR		BUENAVENTURA	111	111	111	111	
	ELECTRIPSUR E..S.P.	119		120	120	120		
	EMCOLOMBIA E.S.P.	104		104	104	104		
	ENTRE RIOS S.A.S	124		124	124	124		
	VALLE DEL CAUCA							

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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

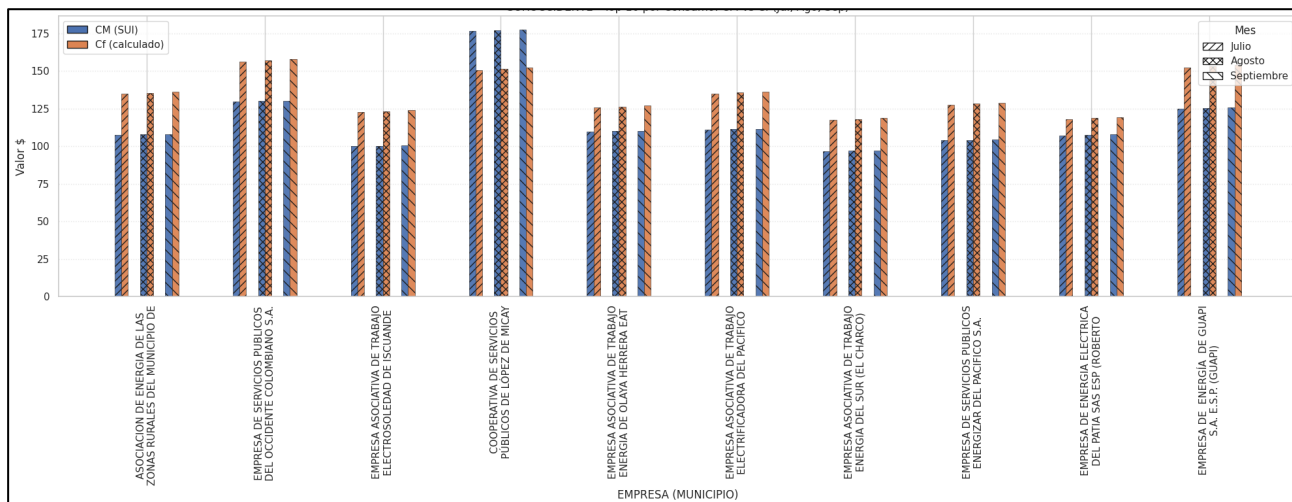


**Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI**

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 tercer 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

$$CU_{nm} = \frac{Gm}{1-p} + Dm, n + Cm$$

Dónde:

**CU:** Costo Unitario (\$/Kwh)

**Gm:** Cargo de Generación (\$/Kwh)

**Dm:** Cargo de Distribución (\$/Kwh)

**Cm:** Cargo de Comercialización (\$/Kwh)

**p:** 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%.

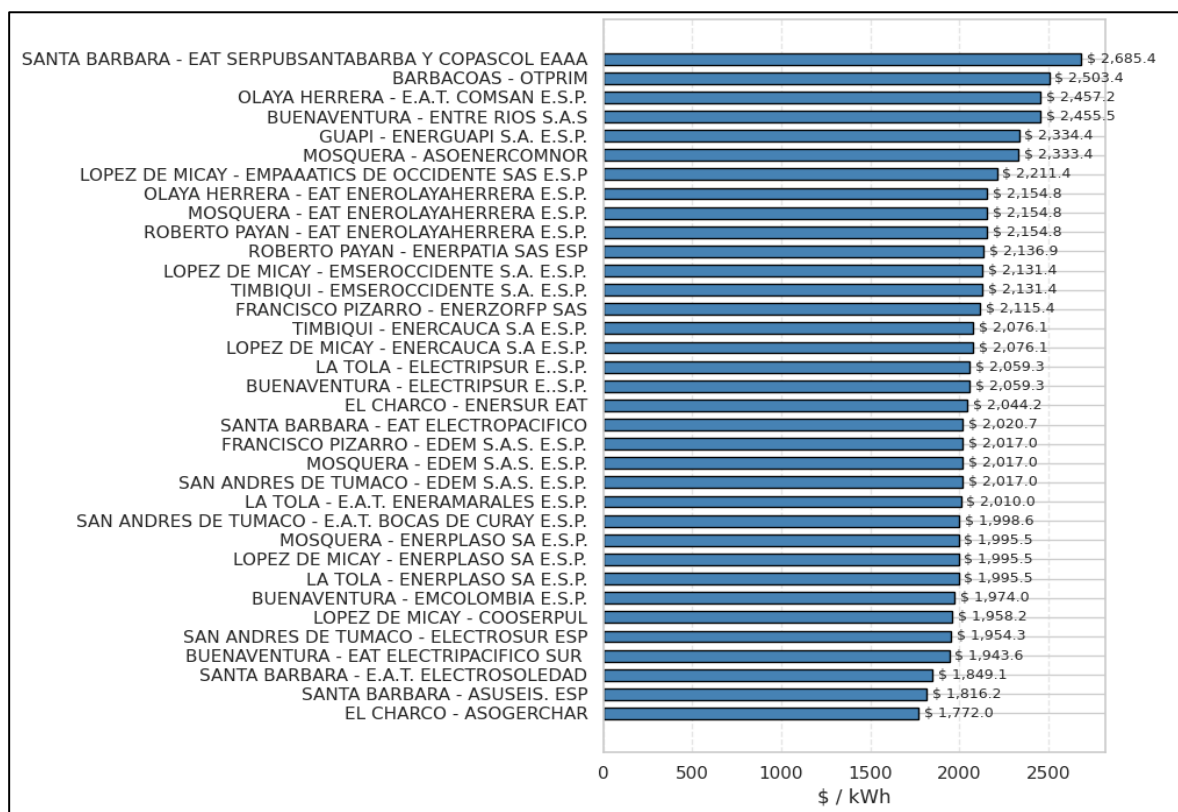
**Tabla 21 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Suoccidente**

MUNICIPIO	SIGLA	Julio (\$/kWh)	Agosto (\$/kWh)	Septiembre (\$/kWh)
BARBACOAS	OTPRIM	2489,48	2502,94	2517,82
BUENAVENTURA	EAT ELECTROPACIFICO SUR	1930,56	1941,47	1958,76
	ELECTRIPSUR E..S.P.	2046,12	2060,85	2070,86
	EMCOLOMBIA E.S.P.	1966,31	1968,8	1986,92
	ENTRE RIOS S.A.S	2446,41	2450,48	2469,54
EL CHARCO	ASOGERCHAR	1759,46	1777,03	1779,49
	ENERSUR EAT	2034,79	2040,09	2057,86
FRANCISCO	EDEM S.A.S. E.S.P.	2008,66	2019,08	2023,4
PIZARRO	ENERZORFP SAS	2102,56	2119,11	2124,56
GUAPI	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	2318,18	2331,33	2353,67
LA TOLA	E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	2000,85	2005,93	2023,31
	ELECTRIPSUR E..S.P.	2046,12	2060,85	2070,86
	ENERPLASO SA E.S.P.	1986,41	1991,72	2008,39
LOPEZ DE MICAY	COOSERPUL	1945,42	1962,75	1966,35
	EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	2202,49	2206,5	2225,31
	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	2118,03	2135,62	2140,6
	ENERCAUCA S.A E.S.P.	2066,6	2072,03	2089,77
	ENERPLASO SA E.S.P.	1986,41	1991,72	2008,39
MOSQUERA	ASOENERCOMNOR	2318,58	2336,09	2345,55
	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	2139,96	2159,08	2165,38
	EDEM S.A.S. E.S.P.	2008,66	2019,08	2023,4
	ENERPLASO SA E.S.P.	1986,41	1991,72	2008,39
OLAYA HERRERA	E.A.T. COMSAN E.S.P.	2434,22	2440,92	2496,55
	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	2139,96	2159,08	2165,38
ROBERTO PAYAN	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	2139,96	2159,08	2165,38
	ENERPATIA SAS ESP	2122,45	2141,56	2146,54
SAN ANDRES DE TUMACO	E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	1998,67	1988,67	2008,56
	EDEM S.A.S. E.S.P.	2008,66	2019,08	2023,4
	ELECTROSUR ESP	1943,42	1952,74	1966,67
SANTA BARBARA	ASUSEIS. ESP	1808,35	1811,89	1828,48
	E.A.T. ELECTROSOLEDAD	1840,76	1845	1861,54
	EAT ELECTROPACIFICO	2007,61	2025,11	2029,41
	EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	2668,11	2688,82	2699,38
TIMBIQUI	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	2118,03	2135,62	2140,6
	ENERCAUCA S.A E.S.P.	2066,6	2072,03	2089,77

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se puede evidenciar que las empresas ELECTRIPSUR ESP, EDEM, ENERPLASO SA ESP, EMSEROCIDENTE SA ESP, ENERCAUCA SA ESP 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**

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 \$1.772 \$/kWh por ASOERCHAR (municipio de El Charco) hasta \$2.685 \$/kWh por EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA (municipio de Santa Bárbara).

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 empresas presento un comportamiento semejante al del trimestre anterior con estabilidad relativa, con variaciones menores al 1%.

## **8.7. Tarifas Aplicadas**

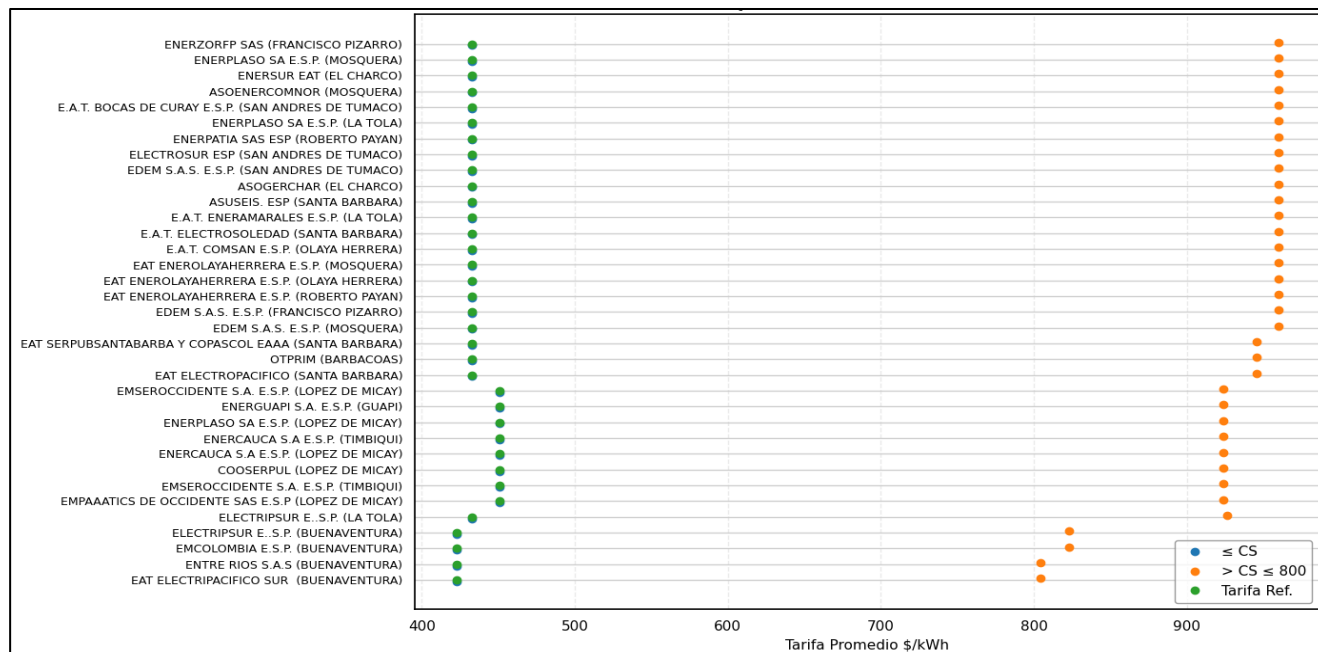
De acuerdo con lo previsto en el artículo 2 de la Resolución MME 40239 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, las tarifas a aplicar a los suscriptores residenciales de las ZNI corresponden a las tarifas de referencia aplicadas a los Suscriptores Residenciales de estrato e, conectado al nivel de tensión 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 Referencia	
SUROCCIDENTE	CAUCA	GUAPI	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	450,62	923,80	450,62	
		LOPEZ DE MICAY	COOSERPUL	450,62	923,80	450,62	
			EMPAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	450,62	923,80	450,62	
			EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	450,62	923,80	450,62	
			ENERCAUCA S.A E.S.P.	450,62	923,80	450,62	
			ENERPLASO SA E.S.P.	450,62	923,80	450,62	
		TIMBIQUI	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	450,62	923,80	450,62	
		ENERCAUCA S.A E.S.P.	450,62	923,80	450,62		
		NARIÑO	BARBACOAS	OTPRIM	432,94	945,95	432,94
			EL CHARCO	ASOGERCHAR	432,94	959,89	432,94
	ENERSUR EAT			432,94	959,89	432,94	
	FRANCISCO PIZARRO		EDEM S.A.S. E.S.P.	432,94	959,89	432,94	
			ENERZORFP SAS	432,94	959,89	432,94	
	LA TOLA		E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	432,94	959,89	432,94	
			ELECTRIPSUR E..S.P.	432,94	926,56	432,94	
	MOSQUERA		ENERPLASO SA E.S.P.	432,94	959,89	432,94	
			ASOENERCOMNOR	432,94	959,89	432,87	
			EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	432,94	959,89	432,94	
			EDEM S.A.S. E.S.P.	432,94	959,89	432,94	
	OLAYA HERRERA		ENERPLASO SA E.S.P.	432,94	959,89	432,94	
			E.A.T. COMSAN E.S.P.	432,94	959,89	432,94	
	ROBERTO PAYAN		EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	432,94	959,89	432,94	
			ENERPATIA SAS ESP	432,94	959,89	432,94	
	SAN ANDRES DE TUMACO		E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	432,94	959,89	432,94	
			EDEM S.A.S. E.S.P.	432,94	959,89	432,94	
			ELECTROSUR ESP	432,94	959,89	432,94	
	SANTA BARBARA		ASUSEIS. ESP	432,94	959,89	432,94	
			E.A.T. ELECTROSOLEDAD	432,94	959,89	432,94	
			EAT ELECTROPACIFICO	432,94	945,95	432,94	
			EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	432,94	945,95	432,94	
	VALLE DEL CAUCA		BUENAVENTURA	EAT ELECTRIPACIFICO SUR	422,52	804,22	422,52
				ELECTRIPSUR E..S.P.	422,52	823,34	422,52
				EMCOLOMBIA E.S.P.	422,52	823,34	422,52
				ENTRE RIOS S.A.S	422,52	804,22	422,52

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 408,336 \$/kWh

## 8.8. Subsidios

Para el tercer trimestre de 2025 en esta territorial, el valor total de subsidios alcanzó los 16.742.795.579 COP de los cuales, una su totalidad corresponden a subsidios del estrato 1. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado:

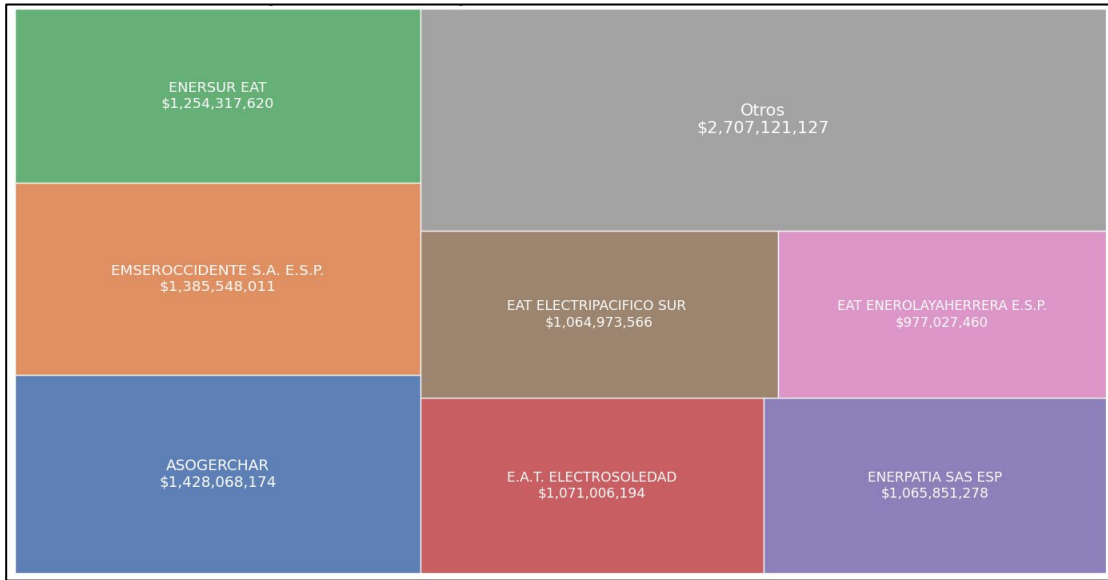
**Tabla 23 Subsidios aplicados por estrato-Uso – tercer trimestre de 2025 (COP - %) – Territorial Suroccidente**

	Julio - Valor Subsidio	Julio %	Agosto - Valor Subsidio	Agosto %	Septiembre - Valor Subsidio	Septiembre %
Estrato 1	\$ 5.641.718.847	100.0%	\$ 5.686.246.800	100.0%	\$ 5.414.829.932	100.0%
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.	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%	\$ -	0.0%
Total	\$ 5.641.718.847	100.0%	\$ 5.686.246.800	100.0%	\$ 5.414.829.932	100.0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-ZNI

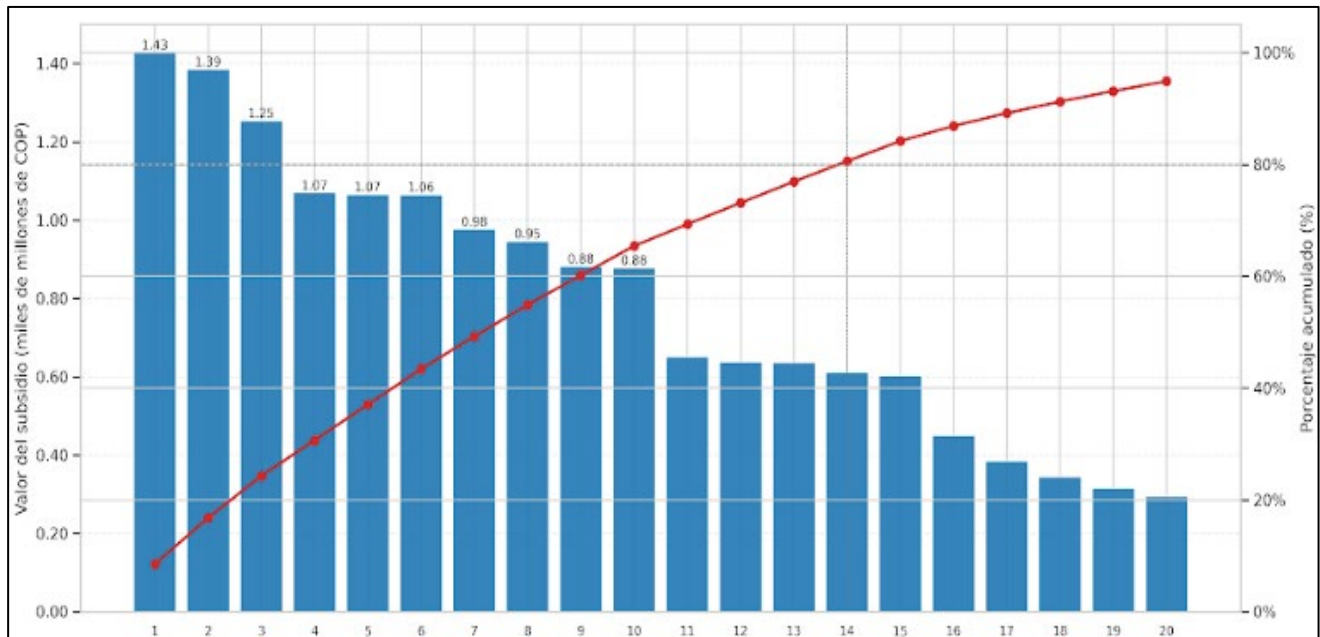
En la figura a continuación, se presenta un diagrama de rectángulos con la distribución de subsidios reportados por las empresas con más asignación de subsidios de la dirección territorial suroccidente.

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



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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



#	Prestador (SIGLA)	Valor (mm COP)	% acumulado
1	ASOGERCHAR	1.43	8.5%
2	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	1.39	16.8%
3	ENERSUR EAT	1.25	24.3%
4	E.A.T. ELECTROSOLEDAD	1.07	30.7%
5	ENERPATIA SAS ESP	1.07	37.1%
6	EAT ELECTROPACIFICO SUR	1.06	43.4%
7	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	0.98	49.3%
8	COOSERPUL	0.95	54.9%
9	ENTRE RIOS S.A.S	0.88	60.2%
10	EMCOLOMBIA E.S.P.	0.88	65.4%
11	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	0.65	69.3%
12	ELECTRIPSUR E. S.P.	0.64	73.1%
13	ENERCAUCA S.A E.S.P.	0.64	76.9%
14	EDEM S.A.S. E.S.P.	0.61	80.6%
15	ELECTROFRONTRUL	0.60	84.2%
16	ELECTROSUR ESP	0.45	86.9%
17	EAT ELECTROPACIFICO	0.38	89.2%
18	ENERPLASO SA E.S.P.	0.35	91.2%
19	ENERZORFP SAS	0.32	93.1%
20	ASOENERCOMNOR	0.30	94.9%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 9. Territorial Nororienté

Para el caso particular, se constata que los prestadores del servicio de energía de la territorial Nororienté incumplieron con el reporte de los formatos comerciales y técnicos al SUI dentro de los plazos regulatorios establecidos. Por consiguiente, no ha sido posible incluir el análisis tarifario y comercial correspondiente en este documento.

## 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 Leguizamo, 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 Inirida, Mitú y Bahía Solano. Finalmente, GENERCOL S.A.S E.S.P, es generador en el municipio de Unguía, Chocó.

**Tabla 24 Consumo de combustible -Generadores Puros**

Mes	Julio		Agosto				Septiembre			
Sigla	Diesel Utilizado	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado	Δ Diesel %	Efic kWh/Gal	Δ Efic %	Diesel Utilizado	Δ Diesel %	Efic kWh/Gal	Δ Efic %
<b>GENERCOL S.A.S E.S.P. (Unguía)</b>	35.400	12,61	35.657	0,73	12,18	-3,46	37.420	4,94	11,38	-6,56
<b>CEDENAR S.A. E.S.P. (Puerto Leguizamo)</b>	83.779	11,99	85.218	1,72	12,02	0,29	91.938	7,89	12,07	0,39
<b>GENSA S.A. E.S.P. (Bahía Solano)</b>	30.584	13,56	28.194	-7,81	12,99	-4,23	26.230	-6,97	12,91	-0,57
<b>GENSA S.A. E.S.P. (Inírida y Mitú)</b>	264.972	13,53	270.805	2,20	13,54	0,10	282.851	4,45	13,49	-0,39

**Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI**

Las plantas de GENSA generalmente operaron con eficiencias promedio más altas alcanzando el 13,5 kWh/Gal en comparación con GENERCOL (Unguía) presentando una disminución constante de la eficiencia cada mes hasta llegar a 11,38 kWh/Gal, mientras que, CEDENAR (Puerto Leguizamo) mantuvo una eficiencia relativamente estable y ligeramente creciente.

## **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 38 localidades del departamento del Amazonas, incluyendo los municipios de Leticia y Puerto Nariño, y que es atendida 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 tercer trimestre del año 2025, se encontró que las empresas ENAM y SOPESA, prestaron el servicio en 40 localidades atendiendo a 40.647 suscriptores en promedio que representan el 26.67 % del total de suscriptores atendidos en la ZNI durante el periodo analizado.

Para el tercer 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 \$989,55, mientras que en otros municipios del Amazonas es de \$1583,75.

**Tabla 25 Tarifas Aplicadas tercer trimestre 2025 – ASE**

Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1 <=CS	Estrato 1 >CS <=800
AMAZONAS	EL ENCANTO	ENAM	375,24	1583,75
	LA CHORRERA	ENAM	375,24	1583,75
	LA PEDRERA	ENAM	375,24	1583,75
	LA VICTORIA	ENAM	375,24	1583,75
	LETICIA	ENAM	375,24	989,55
	MIRITI - PARANA	ENAM	375,24	1583,75
	PUERTO ALEGRIA	ENAM	375,24	1583,75
	PUERTO ARICA	ENAM	375,24	1583,75
	PUERTO NARINO	ENAM	375,24	989,55
	PUERTO SANTANDER	ENAM	375,24	1583,75
TARAPACA	ENAM	375,24	1583,75	
SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA	PROVIDENCIA	SOPESA	343,31	648,38
	SAN ANDRES	SOPESA	343,31	648,38

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 tercer trimestre de 2025.

**Tabla 26 Subsidios aplicados por estrato-Uso – tercer trimestre de 2025 (COP - %) – ASE**

MES	Julio - Valor Subsidio (COP)	Julio %	Agosto - Valor Subsidio (COP)	Agosto %	Septiembre - Valor Subsidio (COP)	Septiembre %
<b>Estrato 1</b>	1.495.459.715	12%	1.512.843.417	11%	1.618.061.616	11%
<b>Estrato 2</b>	2.272.621.167	18%	2.372.640.428	17%	2.489.607.207	17%
<b>Estrato 3</b>	1.674.129.816	13%	1.762.919.414	13%	1.884.609.596	13%
<b>Oficial</b>	6.337.161.730	49%	1.537.286.819	11%	1.688.805.590	12%
<b>Comercial - Ind.</b>	437.048.313	3%	5.696.549.968	42%	6.001.274.049	41%
<b>Total</b>	<b>12.975.638.998</b>	<b>100%</b>	<b>13.678.559.215</b>	<b>100%</b>	<b>14.550.151.188</b>	<b>100%</b>

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

El subsidio aplicado para el estrato oficial muestra la mayor volatilidad, pasando del 49% del total de subsidios en julio a solo el 11-12% en agosto y septiembre, lo que indica un cambio importante en la

distribución de estos recursos en el período analizado, mientras que, el estrato Comercial – Industrial experimenta un cambio inverso al sector Oficial, aumentando su participación del 3% en julio a más del 40% en los meses siguientes, al respecto se procederá a requerir a la empresa SOPESA para solicitar aclaración del comportamiento presentado durante el trimestre.

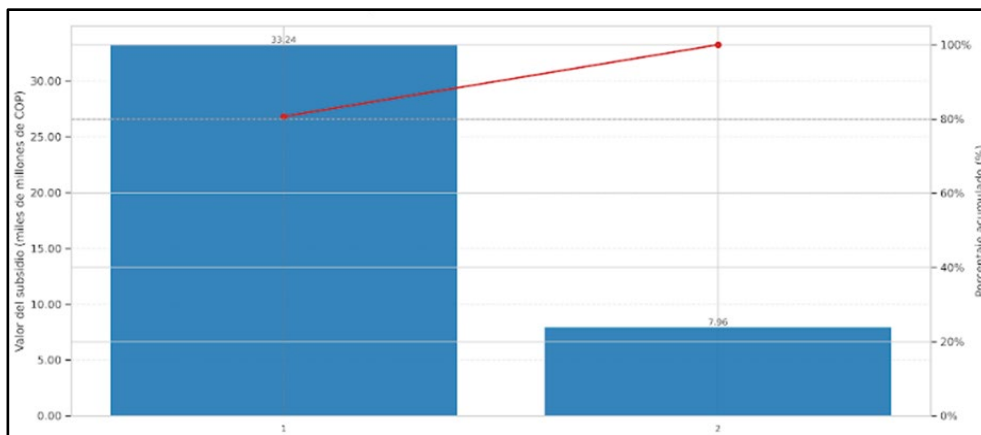
A continuación, se presenta un diagrama por bloques con la participación que tuvieron las empresas SOPESA y ENAM en el total de subsidios reportados para el tercer trimestre de 2025 en las ASE.

**Figura 37 Distribución de subsidios por empresa en el tercer trimestre 2025 (COP) – ASE**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

**Figura 38 Pareto de subsidios por empresa en el tercer 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%

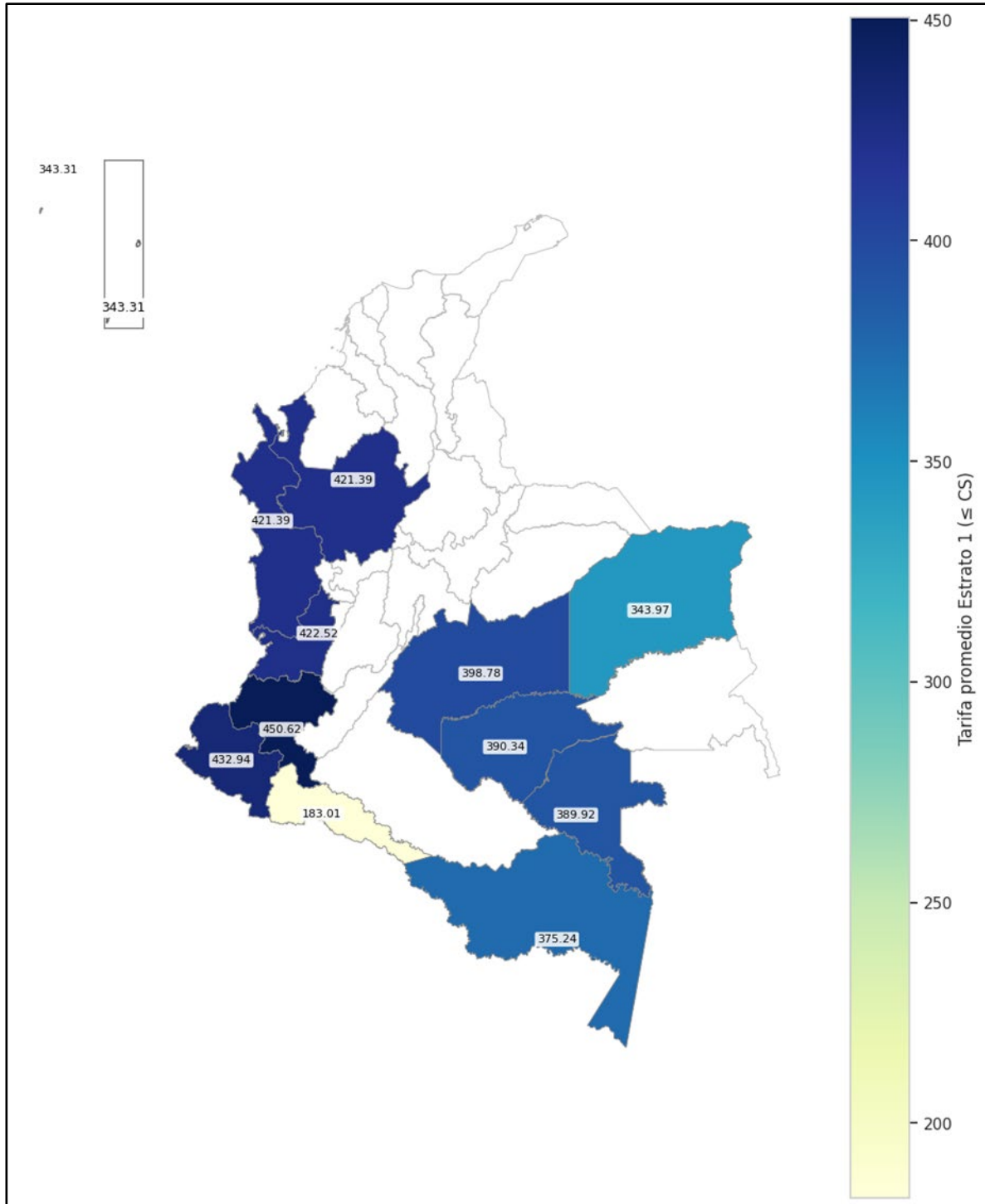
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En este caso, la estructura de subsidios certificada por SOPESA presenta un patrón muy distinto al observado a nivel nacional, con una concentración atípicamente alta en el sector comercial e industrial, que representa el 35 % del total trimestral, mientras que, la participación más representativa y relativamente estable de los subsidios certificados por ENAM son asignados a los estratos residenciales 1, 2 y 3, quien adopta el 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 39 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 suscriptor 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 tercer trimestre de 2025, que reciben suministro de energía mediante tecnología Diésel.

**Tabla 27 Subsidios aplicados en el tercer trimestre de 2025 (COP)**

Mes	Julio - Valor Subsidio (COP)	Julio %	Agosto - Valor Subsidio (COP)	Agosto %	Septiembre - Valor Subsidio (COP)	Septiembre %
ESTRATO 1	12.083.286.396	46,2	12.180.500.689	45,2	12.116.553.609	45,4
ESTRATO 2	2.835.489.812	10,9	2.942.456.160	10,9	3.059.134.390	11,5
ESTRATO 3	1.705.040.656	6,5	1.792.857.013	6,7	1.916.825.280	7,2
ESTRATO 4	522.475.346	2,0	554.318.284	2,1	616.409.419	2,3
ESTRATO 5	154.012.335	0,6	163.648.313	0,6	170.451.162	0,6
ESTRATO 6	82.730.576	0,3	78.352.572	0,3	80.932.549	0,3
OFICIAL	7.570.295.644	29	2.782.072.498	10,3	2.489.401.983	9,3
COMERCIAL/INDUSTRIAL	1.174.058.192	4,5	6.459.717.632	24	6.450.363.872	24,2
<b>TOTAL</b>	<b>26.127.388.957</b>	<b>100</b>	<b>26.953.923.158</b>	<b>100</b>	<b>26.689.758.134</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 63.6% en julio y aumentando ligeramente al 64.1% en septiembre, lo que refleja una focalización coherente con los principios de equidad establecidos en la Ley 142 y sus modificaciones. Sin embargo, el sector oficial muestra una gran variación, pasando del 29% del total de subsidios en julio a solo el 9.3% en septiembre, lo que indica un cambio importante en la distribución de estos recursos en el período

analizado, por otra parte, el sector comercial/industrial experimenta un cambio inverso al sector Oficial, aumentando su participación del 4.5% en julio a más del 24% en los meses siguientes, lo anterior, debido a las presuntas deficiencias en la calidad del reporte de información al SUI por parte de SOPESA, conforme a los señalado en el ítem subsidios aplicados por las ASE.

## 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.

$$CU_m = I_m + AMGC_m$$

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 evidencio que para el tercer trimestre de 2025 se obtuvo información de 9 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 28 Costo Unitario Promedio Esquema Ciclos– Tercer Trimestre de 2025 (COP)**

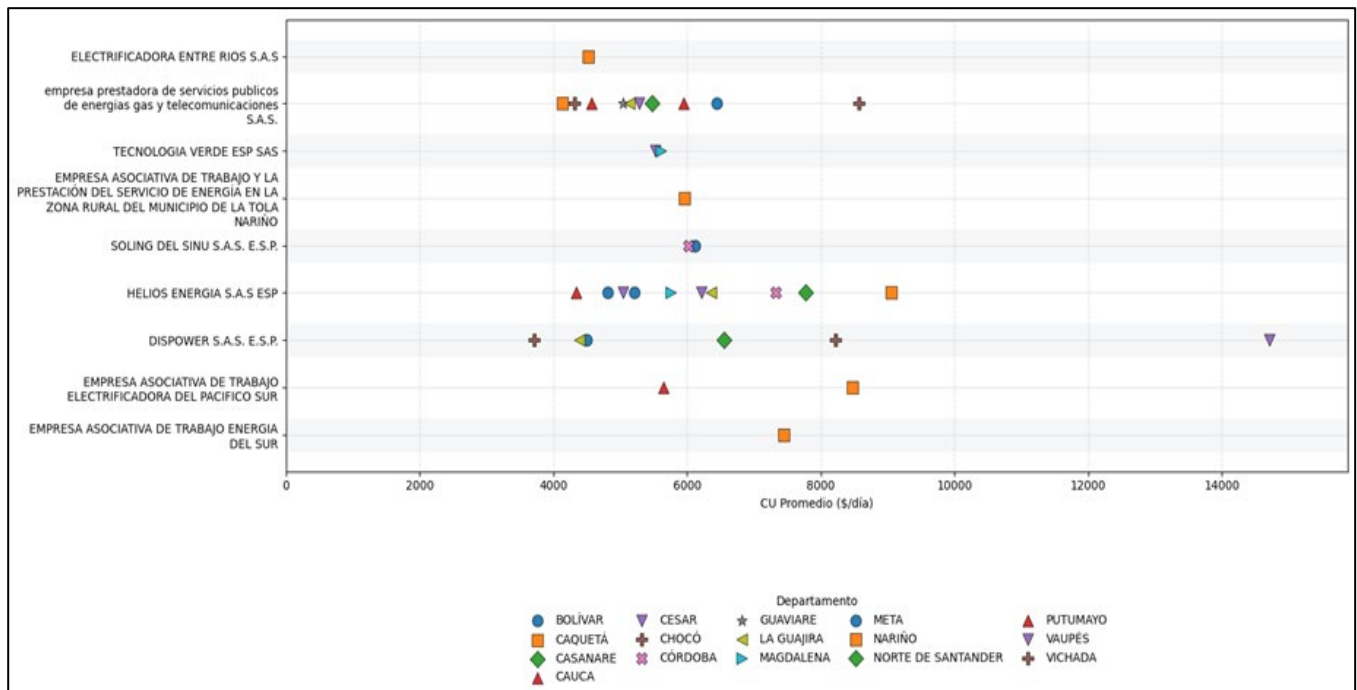
EMPRESA	DEPARTAMENTO	CU PROMEDIO (\$)
DISPOWER S.A.S. E.S.P.	BOLÍVAR	\$ 4.494
	CASANARE	\$ 6.559
	CESAR	\$ 14.707
	CHOCÓ	\$ 3.716
	LA GUAJIRA	\$ 4.386
	VICHADA	\$ 8.216
ELECTRIFICADORA ENTRE RIOS S.A.S	NARIÑO	\$ 4.522
EMPRESA ASOCIATIVA DE TRABAJO ELECTRIFICADORA DEL PACIFICO SUR	CAQUETÁ	\$ 8.478
	PUTUMAYO	\$ 5.648
EMPRESA ASOCIATIVA DE TRABAJO ENERGIA DEL SUR	NARIÑO	\$ 7.452
EMPRESA ASOCIATIVA DE TRABAJO Y LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA EN LA ZONA RURAL DEL MUNICIPIO DE LA TOLA NARIÑO	NARIÑO	\$ 5.963
HELIOS ENERGIA S.A.S ESP	BOLÍVAR	\$ 4.815
	CAQUETÁ	\$ 9.054

EMPRESA	DEPARTAMENTO	CU PROMEDIO (\$)
	CASANARE	\$ 7.777
	CESAR	\$ 5.048
	CÓRDOBA	\$ 7.331
	LA GUAJIRA	\$ 6.362
	MAGDALENA	\$ 5.751
	META	\$ 5.209
	PUTUMAYO	\$ 4.337
	VAUPÉS	\$ 6.217
SOLING DEL SINU S.A.S. E.S.P.	BOLÍVAR	\$ 6.118
	CÓRDOBA	\$ 6.017
TECNOLOGIA VERDE ESP SAS	CESAR	\$ 5.522
	MAGDALENA	\$ 5.608
EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS PUBLICOS DE ENERGIAS GAS Y TELECOMUNICACIONES S.A.S.	CAUCA	\$ 5.947
	CESAR	\$ 5.283
	CHOCÓ	\$ 4.319
	GUAVIARE	\$ 5.044
	LA GUAJIRA	\$ 5.142
	META	\$ 6.446
	NARIÑO	\$ 4.140
	NORTE DE SANTANDER	\$ 5.480
	PUTUMAYO	\$ 4.574
VICHADA	\$ 8.576	

Fuente: Promail – Elaboración: GZNI

Se observó que el Costo Unitario (CU) promedio reportado por la empresa DISPOWER en el departamento de Cesar, durante el tercer 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 40. Costo Unitario Promedio de SISFV III 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.

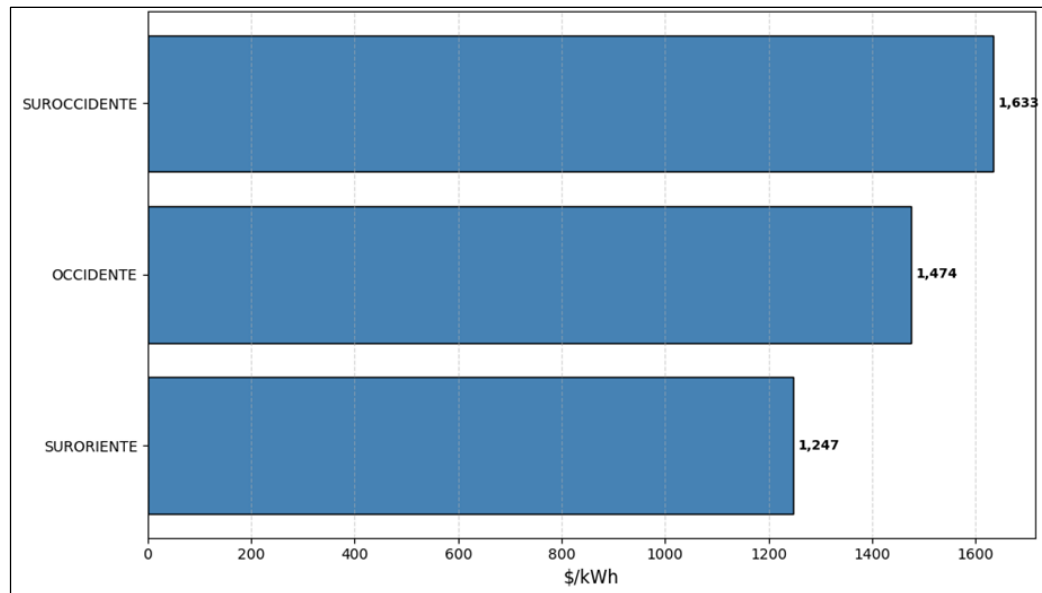
La aplicación de la Resolución SSPD No 20211000859995 inició a partir del 1 de abril de 2022.

## **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.

**Figura 41 Comparación cargos de generación promedio a nivel territorial**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

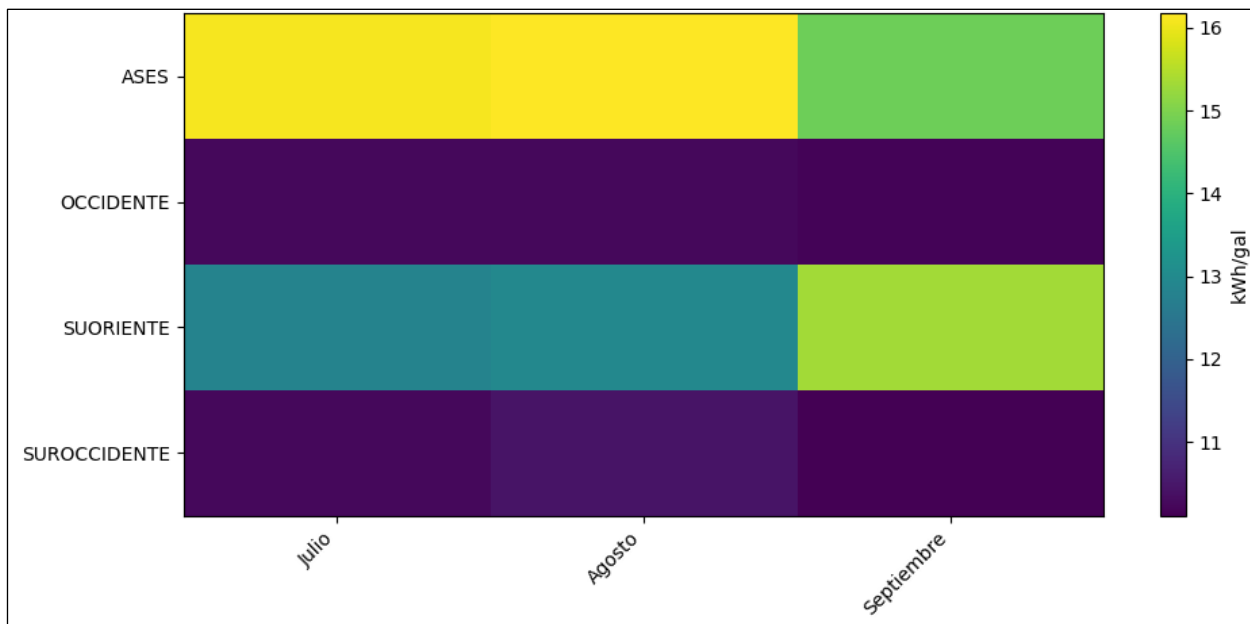
La Territorial suroccidente presenta el promedio más alto del componente de generación, con \$1.633/kWh, lo cual es coherente con las condiciones logísticas críticas en zonas como Nariño, Cauca y Valle del Cauca, donde el acceso a combustible suele implicar sobrecostos por aislamiento geográfico, ausencia de infraestructura vial y alta dependencia de generación diésel distribuida en poblaciones pequeñas.

La Territorial occidente sigue con un valor también elevado (\$1.474/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 42 Mapa de calor a nivel territorial respecto a eficiencias de consumo de combustible Diésel**



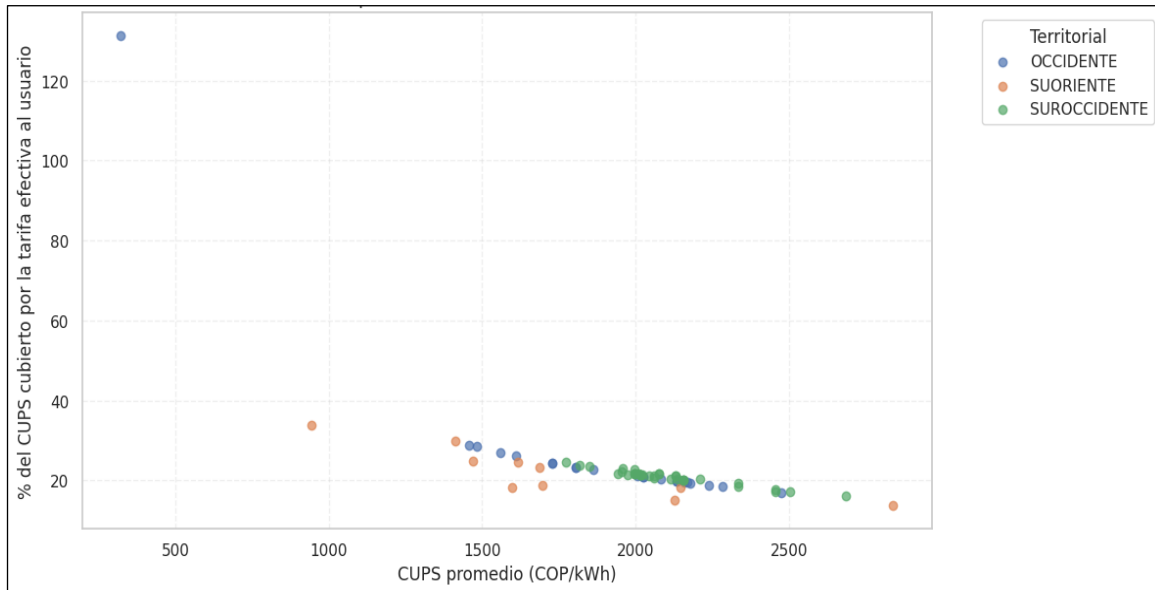
**Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI**

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 43 CUPS VS Tarifa a nivel Territorial**



**Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI**

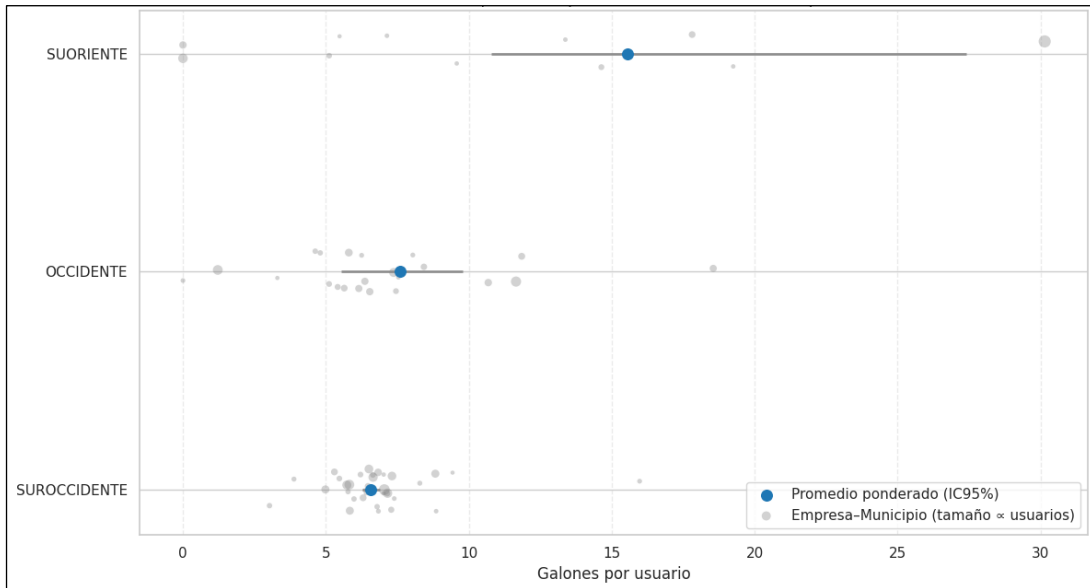
En territoriales con CUPS superiores a 2.000 COP/kWh, la tarifa solo cubre entre 15% y 30% del costo, lo que implica una alta dependencia del subsidio nacional. En zonas con CUPS inferiores a 1.500 COP/kWh, las tarifas alcanzan coberturas entre 40% y 60%, reflejando una menor brecha entre costo y remuneración. 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.

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 44 Galones de combustible vs usuarios**



**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 16 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 (>15 galones/usuario) en la territorial suroriente, la cual a su vez registra el valor promedio más alto (aproximadamente 16 galones/usuario).



Superservicios

Carrera 18 No. 84 – 35

Bogotá D.C, Colombia

(+57) 601-745-6011

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

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

