



Superservicios

# Boletín Tarifario ZNI

II Trimestre de 2025

# Contenido

Introducción: .....	10
1. Estructura Tarifaria (CREG 091 - 2007) .....	11
2. Resolución CREG 101 026 de 2022.....	12
3. Regulación Subsidios .....	12
3.1. Resolución MME 40239 (13-07-2022).....	12
3.2. Resolución MME 40292 (05-08-2022).....	13
4. Áreas geográficas de las ZNI .....	14
5. Usuarios.....	17
6. Territorial Occidente .....	20
6.1. Cargo de Generación (G).....	20
6.2. Combustible .....	22
6.3. Pérdidas.....	25
6.4. Componente de Distribución (D) .....	27
6.5. Componente de Comercialización (C).....	30
6.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS) .....	32
6.7. Tarifas Aplicadas.....	34
6.8. Subsidios .....	37
7. Territorial Suroriente .....	40
7.1. Cargo de Generación (G).....	40
7.2. Combustible .....	41
7.3. Pérdidas.....	43
7.4. Componente de Distribución (D) .....	44
7.5. Componente de Comercialización (C).....	46

7.6.	Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS) .....	48
7.7.	Tarifas Aplicadas.....	50
7.8.	Subsidios .....	52
8.	Territorial Suroccidente .....	54
8.1.	Cargo de Generación (G).....	54
8.2.	Combustible .....	57
8.3.	Pérdidas.....	59
8.4.	Componente de Distribución (D) .....	60
8.5.	Componente de Comercialización (C).....	64
8.6.	Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS) .....	67
8.7.	Tarifas Aplicadas.....	70
8.8.	Subsidios .....	72
9.	Territorial Nororiente .....	75
9.1.	Cargo de Generación (G).....	75
9.2.	Combustible .....	75
9.3.	Pérdidas.....	76
9.4.	Componente de Distribución (D) .....	77
9.5.	Componente de Comercialización (C).....	78
9.6.	Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS) .....	79
9.7.	Tarifas Aplicadas.....	80
9.8.	Subsidios .....	80
10.	Generadores Puros.....	81
11.	Áreas de Servicio Exclusivo (ASE).....	82
11.1.	Tarifas aplicadas .....	82
11.2.	Subsidios ASE .....	83

12.	Información consolidada de Tarifas Aplicadas para el trimestre .....	85
13.	Información consolidada de Subsidios para el trimestre .....	87
14.	Soluciones Solares Fotovoltaicas Individuales (SSFVI).....	88
15.	Resolución SSPD No. 20211000859995 (24-12-2021) .....	91
16.	Comparación entre indicadores de territoriales. ....	93
16.1.	Generación .....	93
16.2.	Eficiencia.....	94
16.3.	CUPS Vs Tarifa.....	94
16.4.	Galones/Usuarios.....	96



# Figuras

Figura 1 Distribución de usuarios por territorial para el 2do trimestre de 2025 con relación a generación distribuida. ....	17
Figura 2 Distribución de usuarios por territorial para el 2do trimestre de 2025 con relación a Sistemas Solares Fotovoltaicos.....	18
Figura 3 Comparación entre usuarios mediante generación distribuida y SISFV para el 2do trimestre de 2025 en las ZNI .....	19
Figura 4 Comportamiento del promedio trimestral componente (G) Territorial Occidente .....	22
Figura 5 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Occidente .....	24
Figura 6 Combustible utilizado Vs Usuarios atendidos - Territorial Occidente.....	25
Figura 7 Comportamiento Pérdidas Territorial Occidente.....	26
Figura 8 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial de Occidente .....	29
Figura 9 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial de Occidente.....	31
Figura 10 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Occidente.....	32
Figura 11 Comportamiento CUPS (COP/kWh) - Territorial Occidente.....	34
Figura 12 Comportamiento Tarifas aplicadas (COP/kWh) - Territorial Occidente.....	36
Figura 13 Distribución de subsidios por empresa en el segundo trimestre 2025 (COP) – Territorial Occidente .....	38
Figura 14 Pareto para subsidios por empresa en el segundo trimestre 2025 (COP) – Territorial Occidente .....	38
Figura 15 Comportamiento del promedio trimestral Componente (G) Territorial Suroriente .....	41
Figura 16 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Suroriente .....	42
Figura 17 Consumo combustible en el trimestre vs Usuarios - Territorial Suroriente .....	43
Figura 18 Comportamiento pérdidas Territorial Suroriente .....	44
Figura 19 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroriente .....	45

Figura 20 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Suroriente .....	47
Figura 21 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Suroriente .....	48
Figura 22 Comportamiento CUPS (COP/kWh) - Territorial Suroriente .....	50
Figura 23 Tarifas aplicadas - Territorial Suroriente .....	52
Figura 24 Distribución de subsidios por empresa en el segundo trimestre 2025 (COP) – Territorial Suroriente .....	53
Figura 25 Pareto de subsidios por empresa en el segundo trimestre 2025 (COP) – Territorial Suroriente .....	53
Figura 26 Comportamiento del promedio trimestral Componente (G) Territorial Suroccidente.....	56
Figura 27 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Suroccidente.....	58
Figura 28 Consumo combustible en el trimestre vs Usuarios - Territorial Suroccidente .....	58
Figura 29 Comportamiento Pérdidas Territorial Suroccidente .....	60
Figura 30 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroccidente .....	63
Figura 31 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Suroccidente.....	66
Figura 32 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Suroccidente .....	67
Figura 33 Comportamiento CUPS Territorial Suroccidente .....	69
Figura 34 Comportamiento Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Suroccidente.....	72
Figura 35 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2025 (COP) – Territorial Suroccidente.....	73
Figura 36 Pareto para subsidios por empresa en el segundo trimestre 2025 (COP) – Territorial Suroccidente.....	74
Figura 37 Consumo combustible en el trimestre vs Usuarios atendidos - Territorial Nororiente.....	76
Figura 38 Comportamiento Pérdidas Territorial Nororiente .....	77
Figura 39 Comportamiento Componente de Comercialización - Territorial Nororiente .....	79
Figura 40 Distribución de subsidios por empresa en el segundo trimestre 2025 (COP) – ASE .....	84
Figura 41 Pareto de subsidios por empresa en el segundo trimestre 2025 (COP) – ASE .....	85

Figura 42 Distribución de la tarifa promedio aplicada a estrato 1 por departamentos .....	86
Figura 43. Costo Unitario Promedio de SISFV II Trimestres 2025 .....	91
Figura 44 Comparación cargos de generación promedio a nivel territorial .....	93
Figura 45 Mapa de calor a nivel territorial respecto a eficiencias de consumo de combustible Diésel.....	94
Figura 46 CUPS VS Tarifa a nivel Territorial.....	95
Figura 47 CUPS VS Tarifa a nivel Territorial.....	96

## Tablas

Tabla 1 Áreas geográficas Información reportada al RUPS .....	14
Tabla 2 Áreas geográficas de prestación del servicio de energía eléctrica .....	16
Tabla 3 Cargos Componente (G) Territorial Occidente .....	21
Tabla 4 Consumo combustible Territorial Occidente .....	23
Tabla 5 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial de Occidente.....	28
Tabla 6 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Occidente.....	30
Tabla 7 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Occidente .....	33
Tabla 8 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Occidente.....	35
Tabla 9 Subsidios aplicados por estrato-Uso – Segundo trimestre 2025 (COP - %) – Territorial Occidente .....	37
Tabla 10 Cargos Componente (G) Territorial Suroriente.....	41
Tabla 11 Consumo combustible Territorial Suroriente.....	42
Tabla 12 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroriente .....	45
Tabla 13 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial suroriente .....	47
Tabla 14 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Suroriente.....	49

Tabla 15 Tarifas Aplicadas Estrato 1 – Territorial Suroriente .....	51
Tabla 16 Subsidios aplicados por estrato-Uso – segundo trimestre de 2025 (COP - %) – Territorial Suroriente .....	52
Tabla 17 Cargos Componente (G) Territorial Suroccidente .....	55
Tabla 18 Consumo combustible Territorial Suroccidente .....	57
Tabla 19 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroccidente .....	62
Tabla 20 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial suroccidente..	65
Tabla 21 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Suroccidente .....	68
Tabla 22 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Suroccidente .....	71
Tabla 23 Subsidios aplicados por estrato-Uso – segundo trimestre de 2025 (COP - %) – Territorial Suroccidente.....	73
Tabla 24 Cargos Componente (G) Territorial Nororiente.....	75
Tabla 25 Consumo combustible Territorial Nororiente .....	76
Tabla 26 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Nororiente .....	77
Tabla 27 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Nororiente .....	78
Tabla 28 Costos Unitarios de Prestación del Servicio Territorial Nororiente.....	79
Tabla 29 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Nororiente .....	80
Tabla 30 Subsidios aplicados por estrato-Uso – segundo trimestre de 2025 (COP - %) – Territorial Nororiente.....	81
Tabla 31 Consumo de combustible -Generadores Puros.....	81
Tabla 32 Tarifas Aplicadas segundo trimestre 2025 – ASE .....	83
Tabla 33 Subsidios aplicados por estrato-Uso – segundo trimestre de 2025 (COP - %) – ASE .....	84
Tabla 34 Subsidios aplicados en el segundo trimestre de 2025 (COP).....	87
Tabla 35 Costo Unitario Promedio Esquema Ciclos– Primer Trimestre de 2025 (COP).....	89



**Proyectó:**

Mario Andrés Botto Rojas  
Geraldin Sánchez Castiblanco  
Yesid Fabián Castro Aperador

**Revisó**

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

**Aprobó:**

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

## Introducción:

El presente Boletín Tarifario tiene por objeto poner en conocimiento de los agentes del sector, entidades de control, autoridades locales y demás actores interesados, la información correspondiente al Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica (CUPS) y a las tarifas efectivamente aplicadas por los prestadores que operan en las Zonas No Interconectadas (ZNI) del país, durante el segundo 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 usuarios 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 Usuarios 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 usuarios 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 usuarios de las ZNI y las tarifas de los usuarios 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 segundo 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	21
ORIENTE	NORTE DE SANTANDER	1
ORIENTE	SANTANDER	1
SURORIENTE	CAQUETÁ	2
SURORIENTE	CASANARE	1
SURORIENTE	GUAINÍA	1
SURORIENTE	GUAVIARE	2
SURORIENTE	PUTUMAYO	4
SURORIENTE	VAUPÉS	5
SURORIENTE	VICHADA	2
SUROCCIDENTE	CAUCA	3
SUROCCIDENTE	NARIÑO	27
SUROCCIDENTE	VALLE DEL CAUCA	18

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

A junio de 2025, mediante consulta al Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS se identificaron 110 empresas registradas para la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI). De estas, 10 empresas realizaron actualización de su información durante el segundo trimestre del presente año.

De acuerdo con la información reportada en SUI por parte de los prestadores del servicio de energía se evidencio lo siguiente, solo 65 empresas cumplieron con la actividad de reporte de información respecto

a la prestación el servicio de energía eléctrica a 211.597 suscriptores para el segundo trimestre de 2025 (usuarios residenciales, comerciales, industriales, oficiales, provisionales y especiales), ubicados en 3.836 localidades, esto es con datos a junio de 2025.

Por otra parte, respecto a las 45 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 siguientes situaciones que pueden dar 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 PRESTACIÓN	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
SURORIENTE	CAQUETÁ	6
SURORIENTE	CASANARE	4
SURORIENTE	GUAINÍA	3
SURORIENTE	GUAVIARE	3
SURORIENTE	META	4
SURORIENTE	PUTUMAYO	8
SURORIENTE	VAUPÉS	5
SURORIENTE	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.

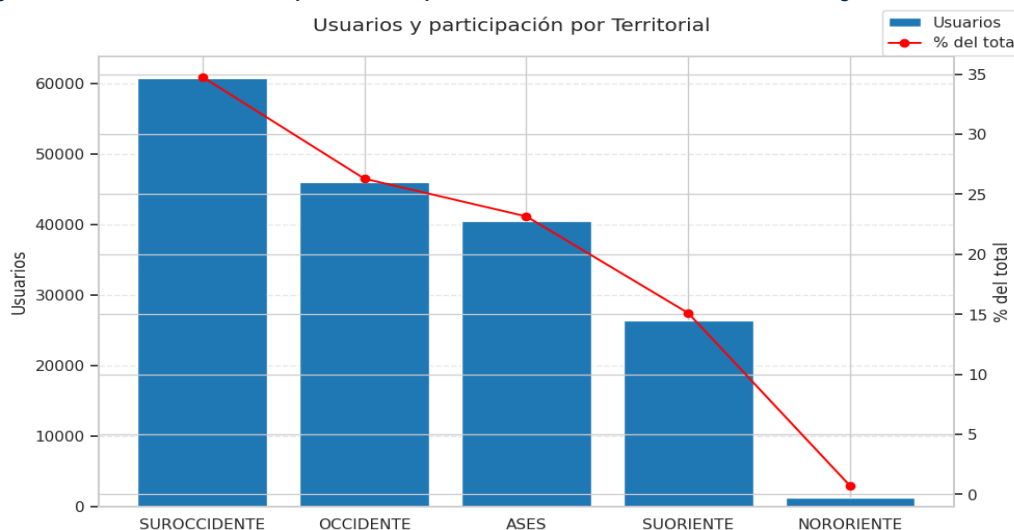
## 5. Usuarios

El presente análisis consolida la información más reciente sobre los usuarios 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 junio 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 usuarios 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 usuarios por territorial mediante Generación Distribuida, así:

**Figura 1 Distribución de usuarios por territorial para el 2do trimestre de 2025 con relación a generación distribuida.**

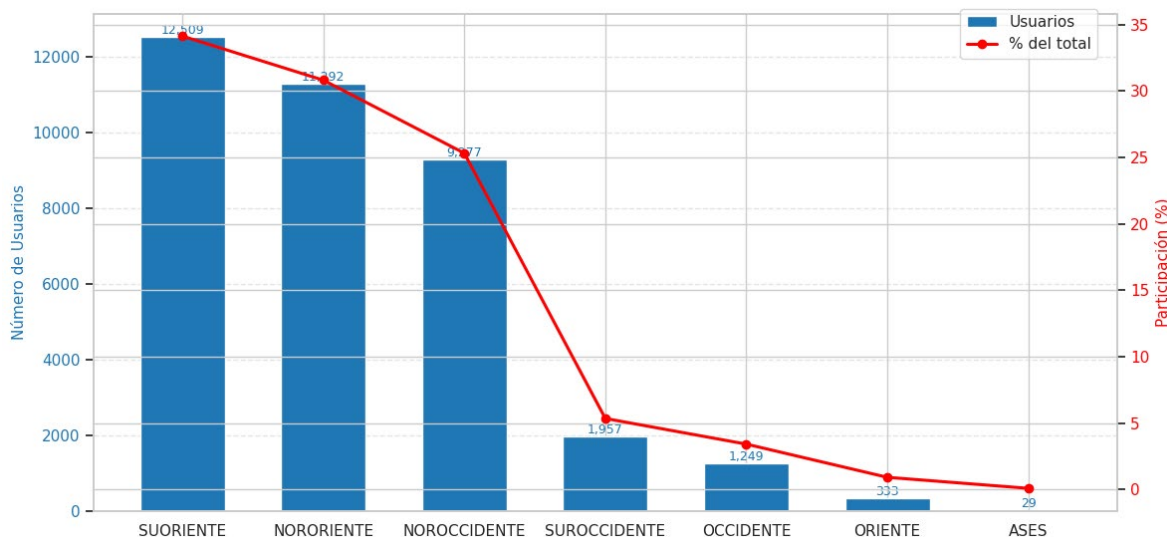


**Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI**

La primera gráfica muestra que la territorial SUROCCIDENTE concentra la mayor proporción de usuarios de energía eléctrica en ZNI, seguido por la territorial OCCIDENTE y las ASES. En conjunto, estas tres territoriales superan el 75 % del total de usuarios, lo que refleja una fuerte concentración demográfica y operativa del servicio. En contraste, las territoriales SURORIENTE y NORORIENTE representan una menor participación relativa, aunque su peso técnico y fiscal es significativo debido al tipo de tecnología implementada. En estas zonas 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 usuarios térmicos, mientras que las zonas solares exhiben menor masa crítica pero 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 usuarios por territorial para el 2do trimestre de 2025 con relación a Sistemas Solares Fotovoltaicos.**



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

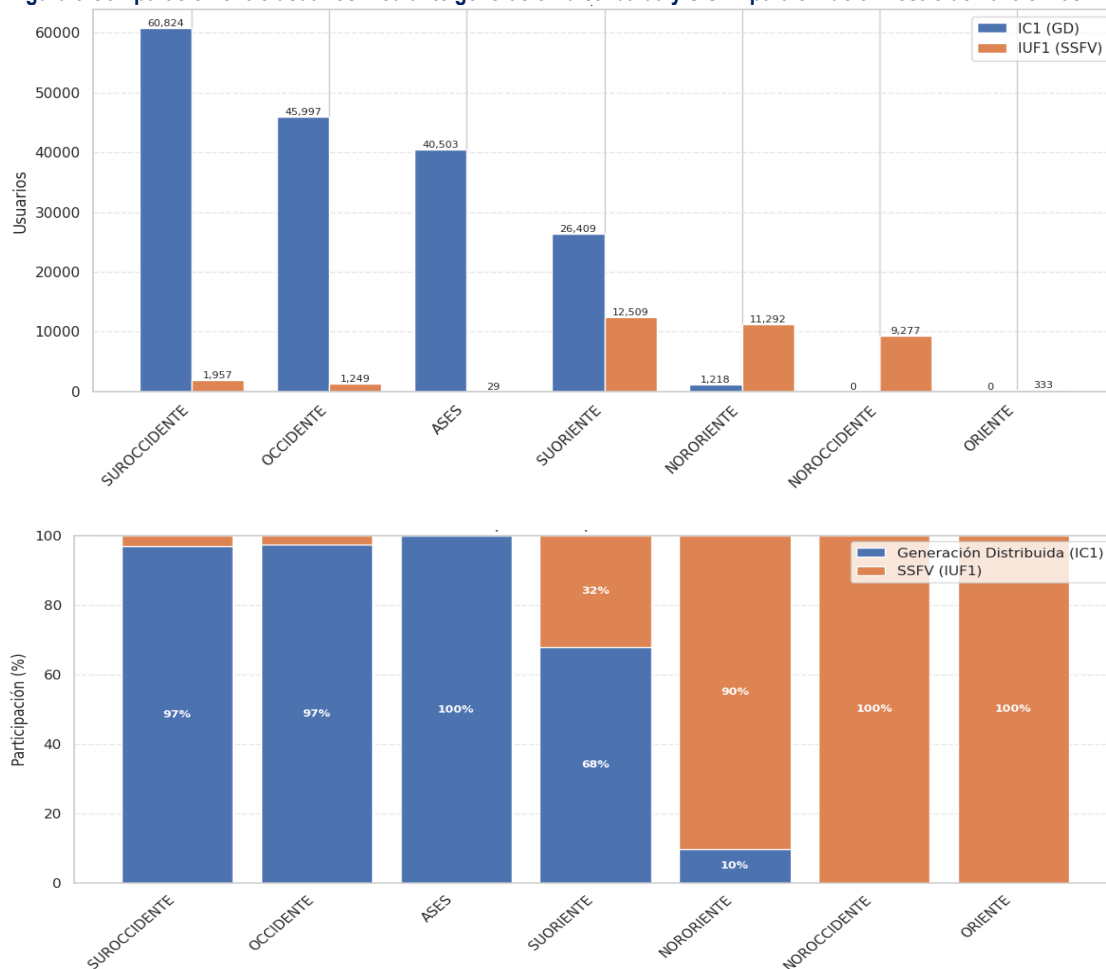
En la anterior figura, referida exclusivamente a Sistemas Solares Fotovoltaicos (IUF1), se observa una reconfiguración espacial de la cobertura energética:

- SURORIENTE y NORORIENTE lideran en número absoluto de usuarios solares, seguidos de NOROCCIDENTE, consolidando las regiones de la amazonia y del caribe como los principales corredores de generación fotovoltaica descentralizada.
- SUROCCIDENTE Y OCCIDENTE, que dominaban en número total de usuarios, exhiben una presencia fotovoltaica marginal, ratificando su dependencia histórica de la generación térmica.

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 del O&M y gestión de recambios de almacenamiento.



**Figura 3 Comparación entre usuarios mediante generación distribuida y SISFV para el 2do trimestre de 2025 en las ZNI**



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

En las territoriales Suroccidente, Occidente y ASES, más del 95 % de los usuarios 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.

Así las cosas, las ZNI en Colombiano resaltan dos tipos de generación claramente definidas: por un lado, las territoriales térmicas, caracterizadas por una alta dependencia del diésel, elevados costos operativos y una significativa dependencia de los subsidios; por otro, las territoriales solares, donde la expansión fotovoltaica ha permitido llegar a usuarios ubicados en áreas con las densidades de población más bajas.

## 6. Territorial Occidente

### 6.1. Cargo de Generación (G)

El análisis efectuado para el componente de cargo de generación correspondiente al segundo 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 Dirección Territorial, 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

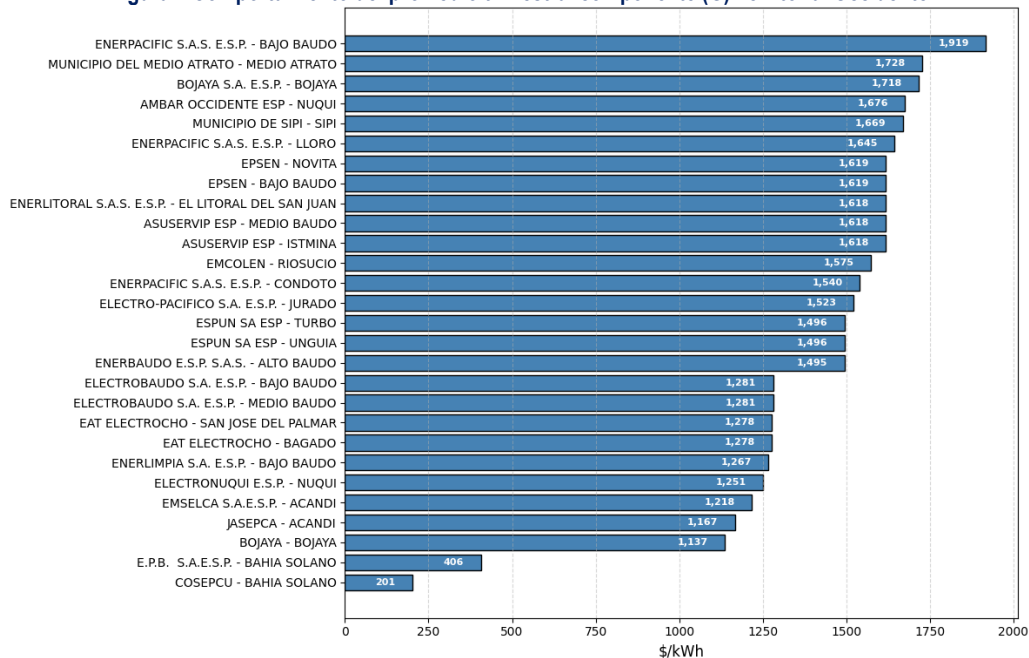
operación, así como las condiciones particulares de aislamiento y accesibilidad de cada zona del país. En la Territorial Occidente, durante el segundo trimestre de 2025, 21 de ellas reportaron información al SUI, estas empresas operan en 2 departamentos y 382 localidades, atendiendo aproximadamente 59.500 suscriptores en promedio, lo que equivale al 29,6% del total de suscriptores atendidos en las ZNI durante el periodo analizado.

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

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Abril	Mayo	Junio	Promedio
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	ESPUN SA ESP	1.496,81	1.492,52	1.498,32	1.495,88
		ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	1.969,27	1.893,20	1.893,68	1.918,72
	CHOCÓ	MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	1.722,54	1.720,86	1.740,82	1.728,07
		BOJAYA S.A. E.S.P.	1.713,84	1.732,30	1.706,92	1.717,69
		AMBAR OCCIDENTE ESP	1.657,39	1.682,51	1.688,83	1.676,24
		MUNICIPIO DE SIPI	1.666,67	1.671,63	1.670,01	1.669,44
		ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	1.642,87	1.644,79	1.648,69	1.645,45
		EPSEN	1.615,44	1.616,28	1.624,18	1.618,63
		EPSEN	1.615,44	1.616,28	1.624,18	1.618,63
		ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	1.575,95	1.687,94	1.590,95	1.618,28
		ASUSERVIP ESP	1.614,24	1.615,97	1.624,62	1.618,28
		ASUSERVIP ESP	1.614,24	1.615,97	1.624,62	1.618,28
		EMCOLEN	1.572,73	1.574,78	1.577,31	1.574,94
		ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	1.536,98	1.538,85	1.543,75	1.539,86
		ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	1.524,99	1.521,37	1.522,13	1.522,83
		ESPUN SA ESP	1.496,81	1.492,52	1.498,32	1.495,88
		ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	1.492,43	1.490,64	1.501,49	1.494,85
		ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	1.278,85	1.274,93	1.289,49	1.281,09
		ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	1.278,85	1.274,93	1.289,49	1.281,09
		EAT ELECTROCHO	1.273,99	1.274,44	1.285,13	1.277,85
		EAT ELECTROCHO	1.273,99	1.274,44	1.285,13	1.277,85
		ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	1.265,55	1.265,98	1.270,26	1.267,26
		ELECTRONUQUI E.S.P.	1.249,36	1.247,43	1.255,02	1.250,60
		EMSELCA S.A.E.S.P.	1.206,63	1.219,58	1.227,36	1.217,86
		JASEPCA	1.152,07	1.168,78	1.180,43	1.167,09
		BOJAYA	1.138,57	1.131,08	1.141,70	1.137,11
		E.P.B. S.A.E.S.P.	451,56	407,81	359,41	406,26
		COSEPCU	146,35	159,96	297,25	201,19

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 segundo 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.

El caso de COSEPCU y E.P.B. S.A.E.S.P. son particularmente atípicos, al reportar un cargo de generación muy por debajo del promedio regional. Este comportamiento excepcional podría 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 segundo trimestre del año 2025 evidenciando lo siguiente:

**Tabla 4 Consumo combustible Territorial Occidente**

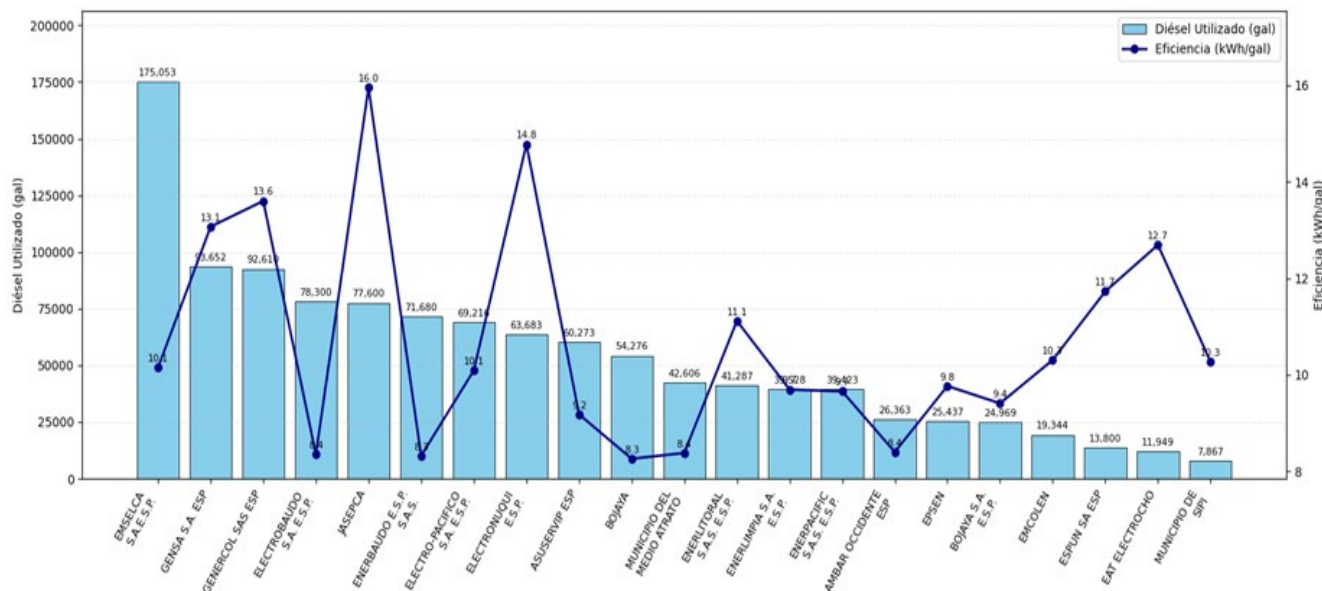
Mes	Abril		Mayo				Junio			
	Diesel	Efic	Diesel	Δ	Efic	Δ Efic	Diesel	Δ Diesel	Efic	Δ Efic
SIGLA	Utilizado Gal	kWh/Gal	Utilizado Gal	Diesel	kWh/Gal	%	Utilizado	%	kWh/Gal	%
AMBAR OCCIDENTE ESP	8492	8,35	7922	-6,71	9,90	18,68	9949	25,59	7,26	-26,74
ASUSERVIP ESP	20091	9,18	20091	0,00	9,24	0,62	20091	0,00	9,12	-1,26
BOJAYA	18092	7,74	18092	0,00	8,89	14,81	18092	0,00	8,15	-8,30
BOJAYA S.A. E.S.P.	8323	9,43	8323	0,00	9,22	-2,23	8323	0,00	9,57	3,81
EAT ELECTROCHO	3455	13,56	4740	37,19	12,24	-9,73	3754	-20,80	12,46	1,76
ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	23072	10,14	23072	0,00	10,71	5,56	23072	0,00	9,42	-12,04
ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	26100	7,63	26100	0,00	9,47	24,14	26100	0,00	7,95	-16,08
ELECTRONUQUI E.S.P.	21591	14,24	21044	-2,53	15,50	8,84	21048	0,02	14,60	-5,76
EMCOLEN	6448	10,30	6448	0,00	10,31	0,04	6448	0,00	10,32	0,11
EMSELCA S.A.E.S.P.	58351	11,24	58351	0,00	8,51	-24,22	58351	0,00	10,69	25,57
ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	22822	8,24	24429	7,04	8,41	2,03	24429	0,00	8,32	-1,04
ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	13176	9,75	13176	0,00	9,90	1,53	13176	0,00	9,43	-4,73
ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	15201	11,23	11359	-25,27	10,92	-2,71	14727	29,65	11,15	2,09
ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	13141	9,47	13141	0,00	9,75	2,94	13141	0,00	9,75	0,02
EPSN	8479	9,33	8479	0,00	10,08	8,02	8479	0,00	9,90	-1,74
ESPUN SA ESP	4600	11,00	4600	0,00	12,18	10,76	4600	0,00	12,00	-1,46
GENERCOL SAS ESP	35400	11,17	25400	-28,25	17,39	55,76	31810	25,24	13,28	-23,62
GENSA S.A. ESP	35478	13,23	31868	-10,18	13,01	-1,64	26306	-17,45	12,92	-0,69
JASEPCA	22100	18,97	24200	9,50	16,08	-15,24	31300	29,34	13,72	-14,66
MUNICIPIO DE SIPI	2592	10,27	2682	3,47	10,28	0,09	2593	-3,32	10,26	-0,13
MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	14202	8,46	14202	0,00	8,51	0,57	14202	0,00	8,17	-4,05

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. Se evidencia que, para el mes de junio, Ámbar Occidente ESP registró la disminución más significativa en la eficiencia, debido al incremento en el diésel consumido y a la reducción en las horas de no generación respecto del mes de mayo.



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

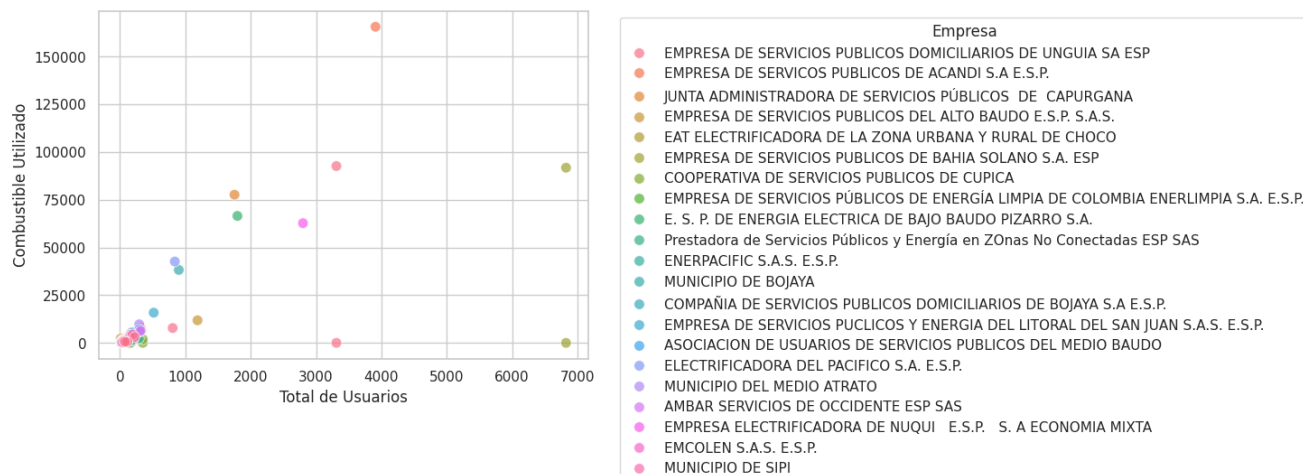


Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

En el análisis conjunto de eficiencia y uso de combustible se observa que el prestador EMSELCA S.A. E.S.P. para el mes de mayo presenta disminución en la eficiencia, alcanzando los 58.351 gal/mes de combustible utilizado, con rendimiento de 8,5 kWh/Gal, mediante el formato IT3, el prestador reportó en ceros la generación para tres días en la localidad de San Francisco - Acandi. También hay empresas con altos consumos y mejor eficiencia, como ELECTRONUQUI E.S.P., donde se superan los 21.000 gal/mes pero mantienen valores iguales o superiores a 14 kWh/Gal de forma estable.

Se identifican operadores de bajo consumo con alta eficiencia, como EAT ELECTROCHO o MUNICIPIO DE SIPI, que registran menos de 5.000 gal/mes y eficiencias de 13 kWh/Gal, 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 Usuarios atendidos - Territorial Occidente



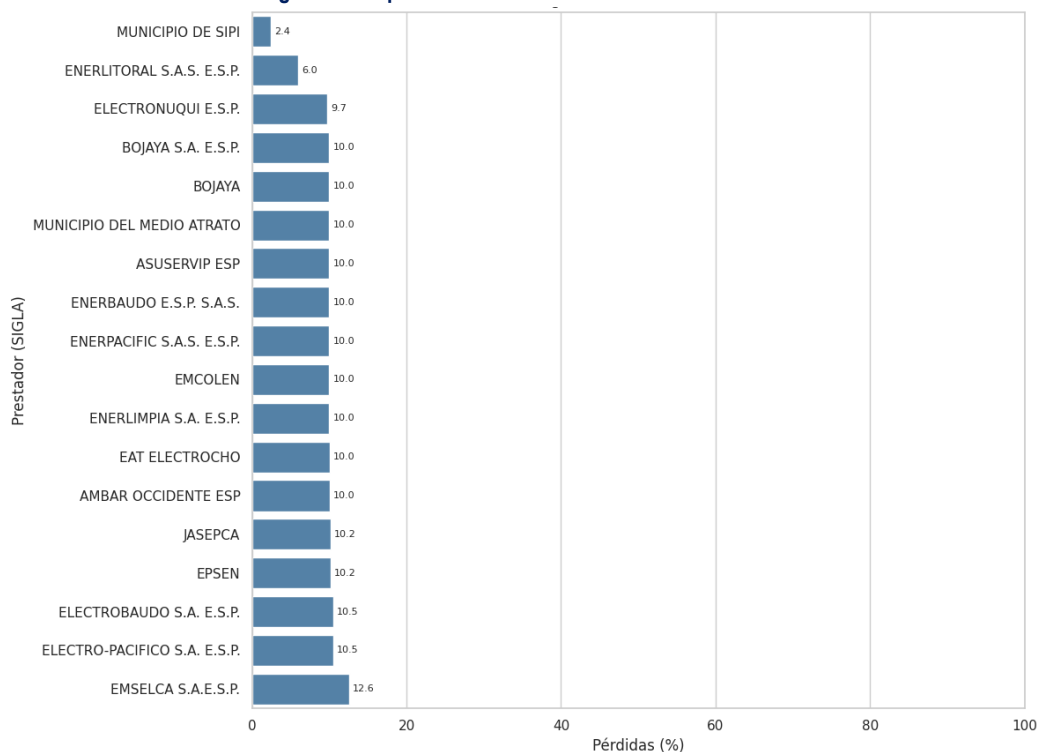
Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

La gráfica confirma que Cooperativa de Servicios Públicos de Cupica (COSEPCU) y, Empresa de Servicios Públicos de Bahía Solano (EPB S.A. E.S.P.) constituyen un grupo atípico frente al universo de prestadores en ZNI en esta territorial: su posición revela una mayor eficiencia relativa en el uso de combustible por usuario atendido. Este comportamiento no puede explicarse únicamente por economías de escala o por una mejor gestión térmica, sino que responde a la incorporación de fuentes alternativas de generación, que reducen la dependencia del diésel y, en consecuencia, desplazan su curva de consumo a una trayectoria más sostenible.

### 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 segundo 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 mayoría de los prestadores entre el 2,4 % y el 12,6 %, lo que es relativamente bajo para las condiciones típicas de Zonas No Interconectadas (ZNI). Prestadores como MUNICIPIO DE SIPI y ENERLITORAL S.A. E.S.P. registran las pérdidas más bajas, cercanas al 2,4 % y 6 %, 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 (-796 %) debido a que las pérdidas se calculan a partir de la diferencia entre la energía generada y la facturada a los usuarios; sin embargo se debe tener en cuenta que en Unguia la actividad de generación es realizada por GENERCOL SAS ESP, con lo cual se tiene que la cantidad de energía generada por ESPUN S.A. ESP resulta ser menor a la energía que finalmente factura a sus usuarios. 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 segundo 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.

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**

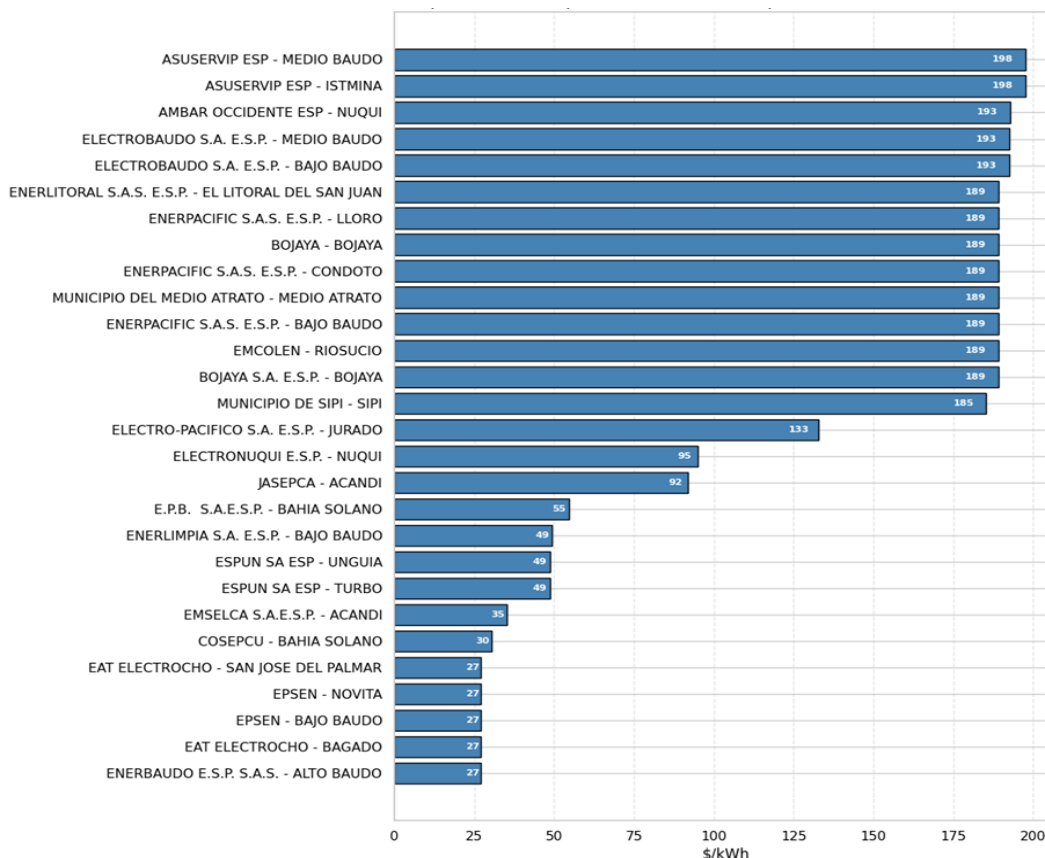
TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Abril	Mayo	Junio	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	ESPUN SA ESP	49	49	48	49
	CHOCÓ	ASUSERVIP ESP	198	198	196	198
		ASUSERVIP ESP	198	198	196	198
		AMBAR OCCIDENTE ESP	194	193	191	193
		ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	193	193	191	193
		ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	193	193	191	193
		ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	190	190	188	189
		ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	190	190	188	189
		BOJAYA	190	190	188	189
		BOJAYA S.A. E.S.P.	190	190	188	189
		ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	190	190	188	189
		ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	190	190	188	189
		MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	190	190	188	189
		EMCOLEN	190	190	188	189
		MUNICIPIO DE SIPI	186	186	184	185
		ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	134	132	132	133
		ELECTRONUQUI E.S.P.	96	94	95	95
		JASEPCA	93	92	92	92
		E.P.B. S.A.E.S.P.	55	55	55	55
		ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	49	50	50	49
		ESPUN SA ESP	49	49	48	49
		EMSELCA S.A.E.S.P.	35	36	35	35
		COSEPCU	31	30	30	30
		EAT ELECTROCHO	27	27	27	27
		EPSN	27	27	27	27
		EPSN	27	27	27	27
		EAT ELECTROCHO	27	27	27	27
		ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	27	27	27	27

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

Se encuentra que ESPUN presta el servicio en dos departamentos diferentes, 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.



**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 segundo trimestre de 2025 la territorial Occidente evidencia una marcada dispersión de valores entre prestadores, con promedios que oscilan entre \$27/kWh y \$198/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 EAT ELECTROCHO, ENERBAUDO E.S.P. S.A.S. y EPSN, 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 (\$193/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 estén calculando este costo con el 100% de la propiedad de activos cuando no corresponde o que estén usando un IPP más alto.

## 6.5. 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>1</sup> por factura (valores a diciembre de 2006); éste depende de la existencia de medición o aforo de carga.

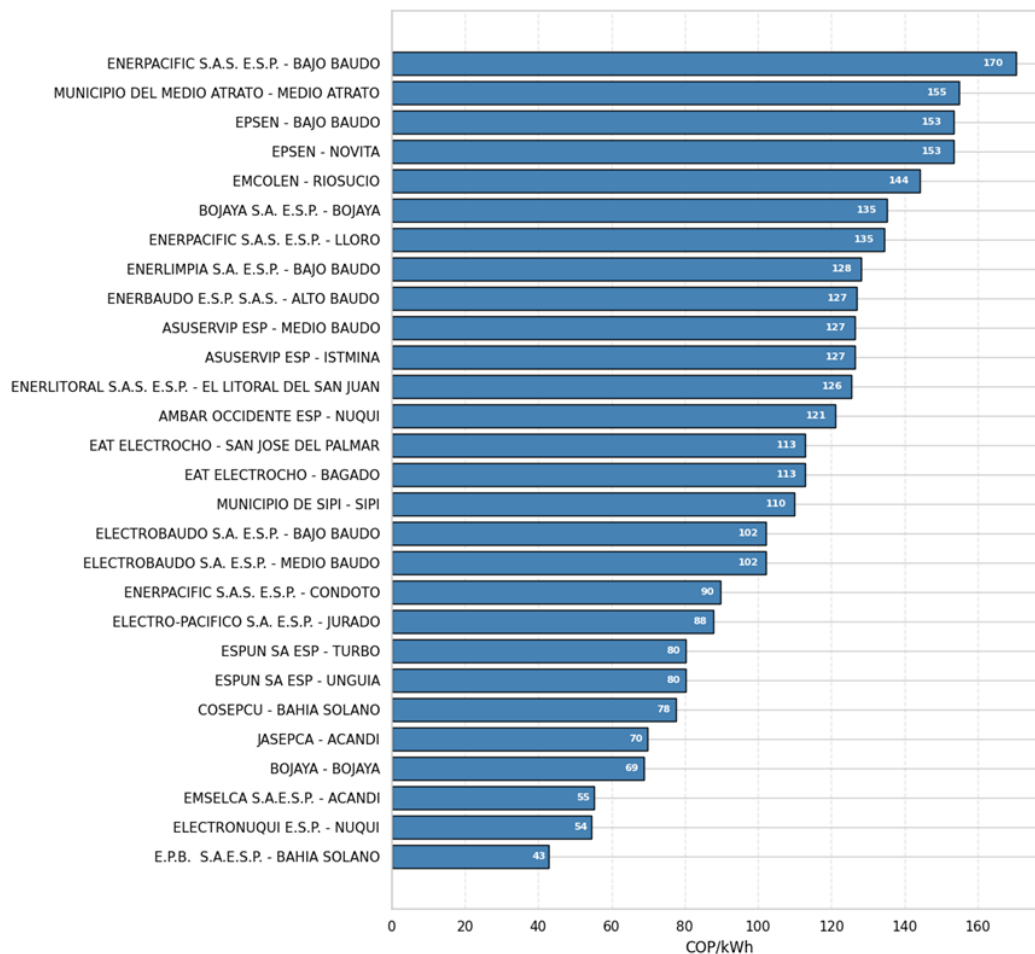
**Tabla 6 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Occidente**

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Abril	Mayo	Junio	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	ESPUN SA ESP	80	80	81	80
	CHOCÓ	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	170	171	171	170
		MUNICIPIO DEL MEDIO ATRA	154	155	156	155
		EPSN	153	154	154	153
		EPSN	153	154	154	153
		EMCOLEN	143	144	145	144
		BOJAYA S.A. E.S.P.	134	135	136	135
		ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	134	135	135	135
		ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	127	128	129	128
		ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	126	127	127	127
		ASUSERVIP ESP	126	127	127	127
		ASUSERVIP ESP	126	127	127	127
		ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	125	126	126	126
		AMBAR OCCIDENTE ESP	114	125	125	121
		EAT ELECTROCHO	112	113	113	113
		EAT ELECTROCHO	112	113	113	113
		MUNICIPIO DE SIPI	109	110	110	110
		ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	102	102	103	102
		ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	102	102	103	102
		ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	89	90	90	90
		ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P	87	88	88	88
		ESPUN SA ESP	80	80	81	80
		COSEPCU	77	78	78	78
		JASEPCA	70	70	70	70
		BOJAYA	69	69	69	69
		EMSELCA S.A.E.S.P.	55	55	56	55
		ELECTRONUQUI E.S.P.	54	55	55	54
		E.P.B. S.A.E.S.P.	43	43	43	43

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

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

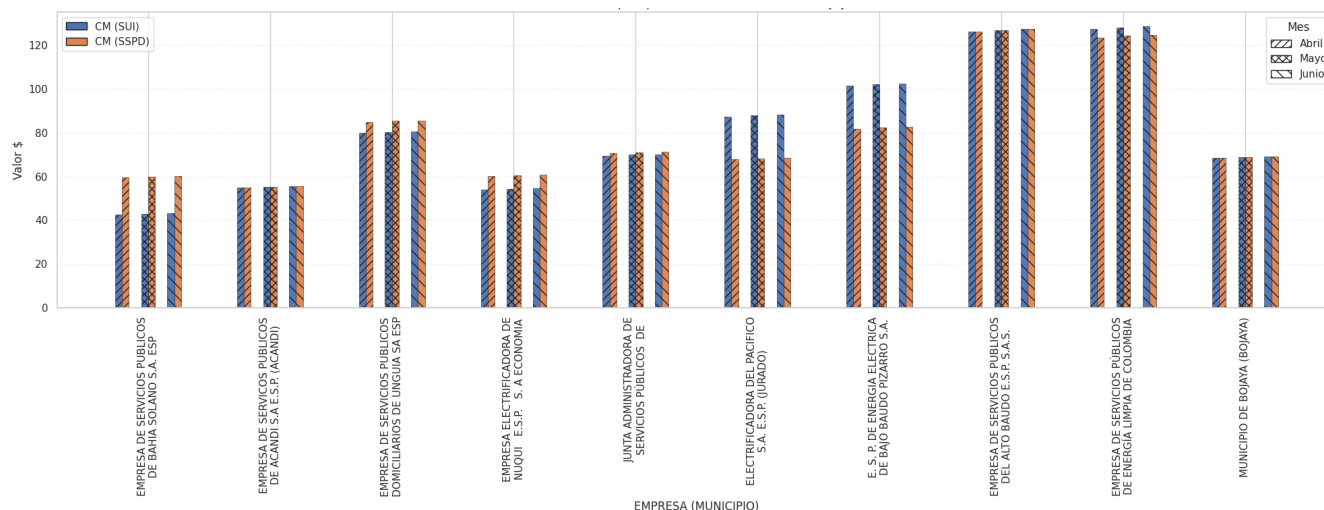
**Figura 9 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial de Occidente**



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

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

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

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**

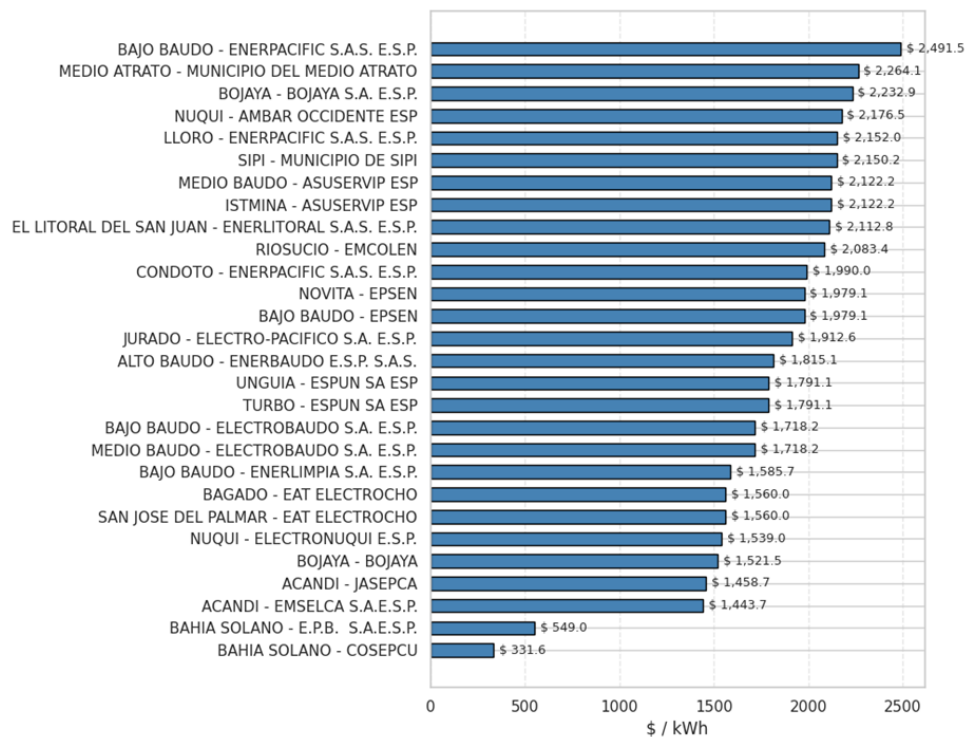
TERRITORIAL	MUNICIPIO	SIGLA	Abril	Mayo	Junio
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
OCCIDENTE	ACANDI	EMSELCA S.A.E.S.P.	1431	1446	1454
		JASEPCA	1442	1460	1473
	ALTO BAUDO	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	1812	1811	1823
	BAGADO	EAT ELECTROCHO	1555	1556	1568
	BAHIA SOLANO	COSEPCU	270	286	439
		E.P.B. S.A.E.S.P.	600	551	497
	BAJO BAUDO	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	1716	1712	1727
		ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	1583	1585	1590
		ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	2547	2464	2463
		EPSN	1975	1977	1986
	BOJAYA	BOJAYA	1523	1516	1526
		BOJAYA S.A. E.S.P.	2229	2250	2220
	CONDOTO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	1987	1990	1993
	EL LITORAL DEL SAN JUAN	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	2066	2191	2082
	ISTMINA	ASUSERVIP ESP	2118	2121	2128
	JURADO	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	1915	1911	1912
	LLORO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	2149	2152	2155
	MEDIO ATRATO	MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	2258	2257	2278
	MEDIO BAUDO	ASUSERVIP ESP	2118	2121	2128
		ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	1716	1712	1727
	NOVITA	EPSN	1975	1977	1986
	NUQUI	AMBAR OCCIDENTE ESP	2150	2187	2192
		ELECTRONUQUI E.S.P.	1538	1535	1544
	RIOSUCIO	EMCOLEN	2081	2084	2085
	SAN JOSE DEL PALMAR	EAT ELECTROCHO	1555	1556	1568
	SIPI	MUNICIPIO DE SIPI	2147	2153	2150
	TURBO	ESPUN SA ESP	1792	1788	1794
	UNGUIA	ESPUN SA ESP	1792	1788	1794

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

En el segundo trimestre de 2025, el CUPS reportado para la territorial Occidente presenta una dispersión significativa, con valores que van desde aproximadamente \$331 /kWh en Bahía Solano (COSEPCU) hasta alrededor de \$2.491/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 EAT ELECTROCHO, ELECTROBAUDO, EPSSEN, 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 usuarios, 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 usuarios residenciales de las ZNI corresponden a las tarifas de referencia aplicadas a los Usuarios 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. 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 usuarios, lo que lo convierte en un segmento clave para la evaluación tarifaria y el impacto socioeconómico del servicio.

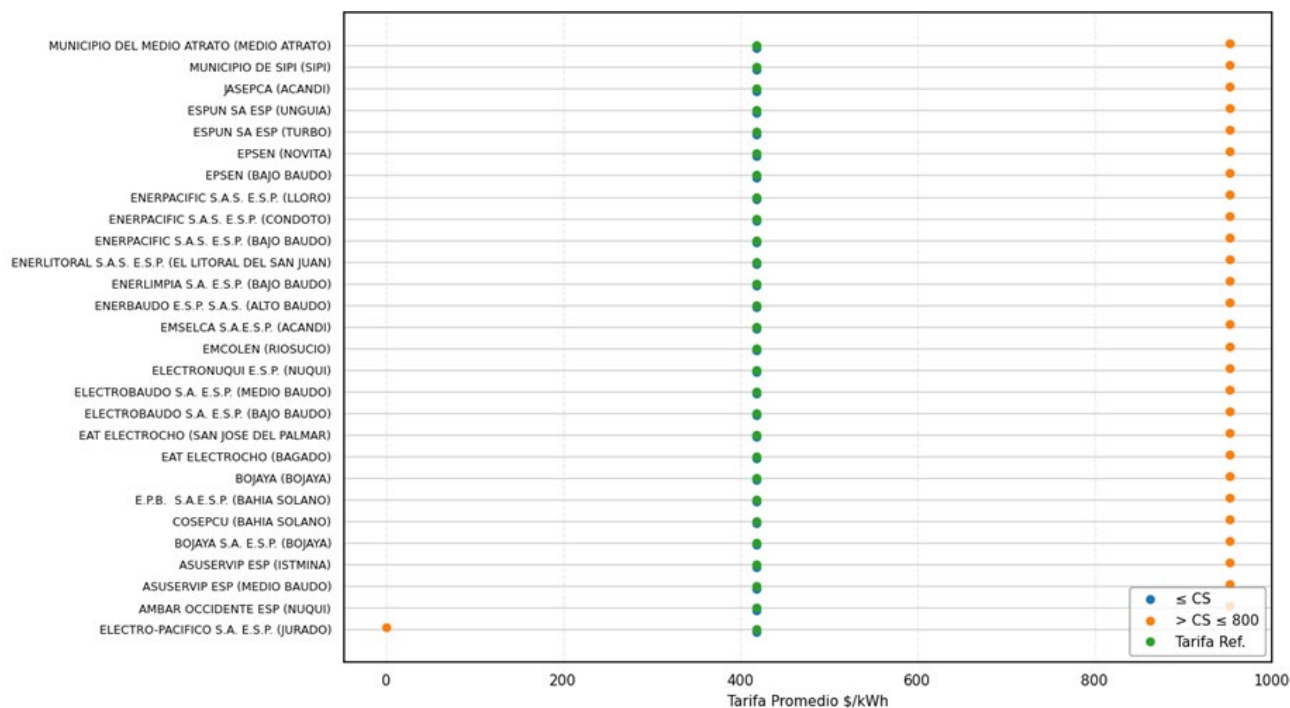
**Tabla 8 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Occidente**

Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1 <=CS	Estrato 1 >CS <=800	Tarifa Referencia
ANTIOQUIA	TURBO	ESPUN SA ESP	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ	ACANDI	EMSELCA S.A.E.S.P.	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ		JASEPCA	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ	ALTO BAUDO	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ	BAGADO	EAT ELECTROCHO	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ	BAHIA SOLANO	COSEPCU	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ		E.P.B. S.A.E.S.P.	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ	BAJO BAUDO	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ		ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ		ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ		EPSN	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ	BOJAYA	BOJAYA	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ		BOJAYA S.A. E.S.P.	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ	CONDOTO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ	EL LITORAL DEL SAN JUAN	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ	ISTMINA	ASUSERVIP ESP	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ	JURADO	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	418,11	0,00	418,11
CHOCÓ	LLORO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ	MEDIO ATRATO	MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ	MEDIO BAUDO	ASUSERVIP ESP	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ		ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ	NOVITA	EPSN	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ	NUQUI	AMBAR OCCIDENTE ESP	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ		ELECTRONUQUI E.S.P.	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ	RIOSUCIO	EMCOLEN	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ	SAN JOSE DEL PALMAR	EAT ELECTROCHO	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ	SIPI	MUNICIPIO DE SIPI	418,11	952,94	418,11
CHOCÓ	UNGUIA	ESPUN SA ESP	418,11	952,94	418,11

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 usuarios residenciales de estrato 1 muestran una alta homogeneidad, con valores recurrentes de \$418,11/kWh para consumos iguales o inferiores al consumo de subsistencia (CS) y de \$952,94/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. Sin embargo, se identifica que la empresa ELECTRO-PACÍFICO S.A. E.S.P. reportó en cero el campo correspondiente a las tarifas aplicadas para los usuarios del estrato 1 que tuvieron consumos entre 173 kWh y 800 kWh ( $173 > CS \leq 800$ ). Esta situación podría deberse a una interpretación incorrecta del lineamiento de cargue de información al SUI por parte del prestador. Por lo anterior, se procederá a emitir un requerimiento al prestador con el fin de que ajuste la información reportada conforme a la normatividad vigente.

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 el control 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 segundo trimestre de 2025 el valor total de subsidios ascendió a 12.564.848.913 COP, de los cuales un 93,3% corresponden a subsidios del estrato 1 que ascendieron a 11.724.393.922 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado.

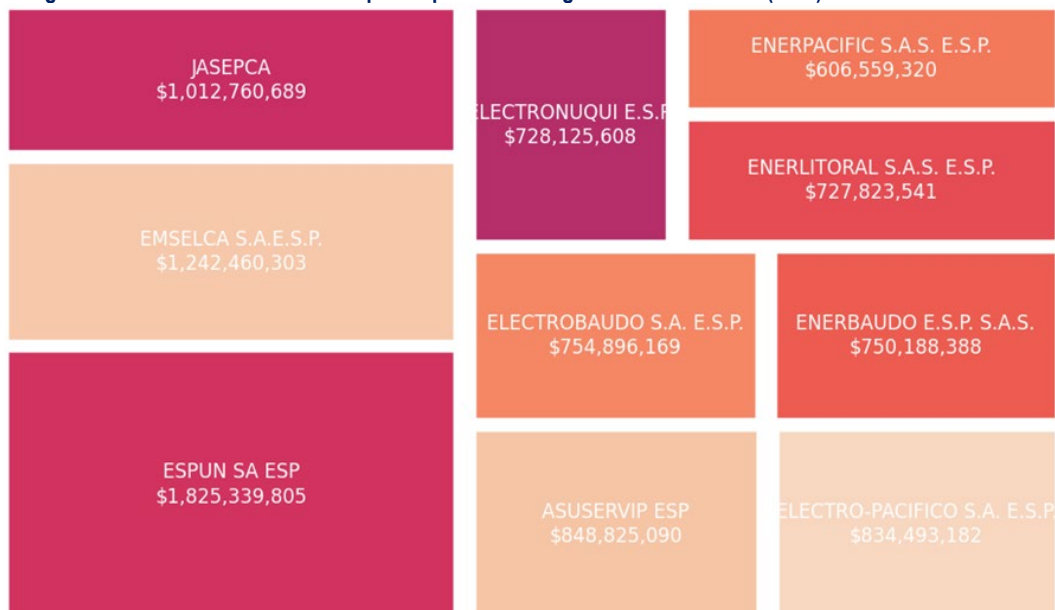
Tabla 9 Subsidios aplicados por estrato-Uso – Segundo trimestre 2025 (COP - %) – Territorial Occidente

Mes	Abril Valor Subsidio (COP)	Abril %	Mayo Valor Subsidio (COP)	Mayo %	Junio Valor Subsidio (COP)	Junio %
Estrato 1	3.905.207.272	92.9%	3.970.802.239	93.9%	3.848.384.410	93.2%
Estrato 2	64.108.082	1.5%	52.419.596	1.2%	58.488.653	1.4%
Estrato 3	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%
Oficial	74.973.690	1.8%	76.680.767	1.8%	76.577.292	1.9%
Comercial - Ind.	158.649.783	3.8%	130.651.276	3.1%	147.905.853	3.6%
Total	4.202.938.827	100.0%	4.230.553.876	100.0%	4.131.356.210	100.0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

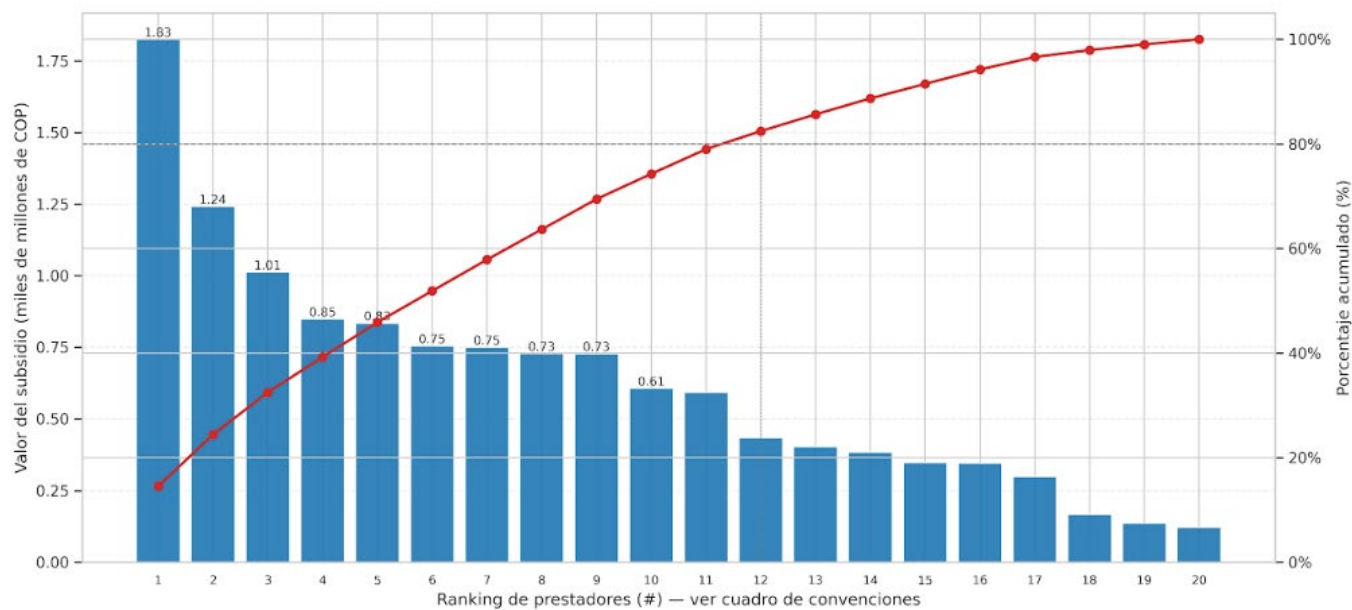
A continuación, se presenta un diagrama de rectángulos con la distribución de subsidios reportados por las 10 empresas con más subsidios asignados de la dirección territorial occidente, para el trimestre analizado.

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



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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



#	Prestador (SIGLA)	Valor (mm COP)	% acumulado
1	ESPUN SA ESP	1.83	14.5%
2	EMSELCA S.A.E.S.P.	1.24	24.4%
3	JASEPCA	1.01	32.5%
4	ASUSERVIP ESP	0.85	39.2%
5	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	0.83	45.9%
6	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	0.75	51.9%
7	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	0.75	57.9%
8	ELECTRONUQUI E.S.P.	0.73	63.6%
9	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	0.73	69.4%
10	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	0.61	74.3%
11	MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	0.59	79.0%
12	BOJAYA	0.43	82.4%
13	ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	0.40	85.6%
14	BOJAYA S.A. E.S.P.	0.38	88.7%
15	EPSEN	0.35	91.5%
16	AMBAR OCCIDENTE ESP	0.35	94.2%
17	EMCOLEN	0.30	96.6%
18	EAT ELECTROCHO	0.17	97.9%
19	MUNICIPIO DE SIPI	0.14	99.0%
20	E.P.B. S.A.E.S.P.	0.12	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, más del doble de lo percibido por algunos operadores como ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P. Este nivel de concentración sugiere una asimetría significativa en la estructura del mercado, lo que puede obedecer tanto a diferencias en el número de usuarios 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 JASEPCA 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 ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P. y ENERLITORAL 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)

El análisis del cargo de generación correspondiente al segundo trimestre de 2025 se fundamentó 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 Máximos de Generación se establece a partir del costo regulado de inversión para cada tecnología, incorporando los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM), las horas efectivas de prestación del servicio y las pérdidas reconocidas. En este sentido, el prestador define los cargos máximos por energía generada o capacidad disponible como la suma de los costos de inversión y los costos de AOM para cada tipo de tecnología, conforme a lo dispuesto en la Resolución CREG 091 de 2007 y su modificación contenida en la Resolución CREG 057 de 2009.

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

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

Para la territorial suroriente, durante el segundo trimestre de 2025 en los departamentos de Guainía, Guaviare, Meta, Putumayo, Vaupés y Vichada, 8 empresas mediante 166 localidades atienden en promedio 27.615 suscriptores, lo que representa un 15.68% del total de los suscriptores atendidos en ZNI durante el periodo de análisis.

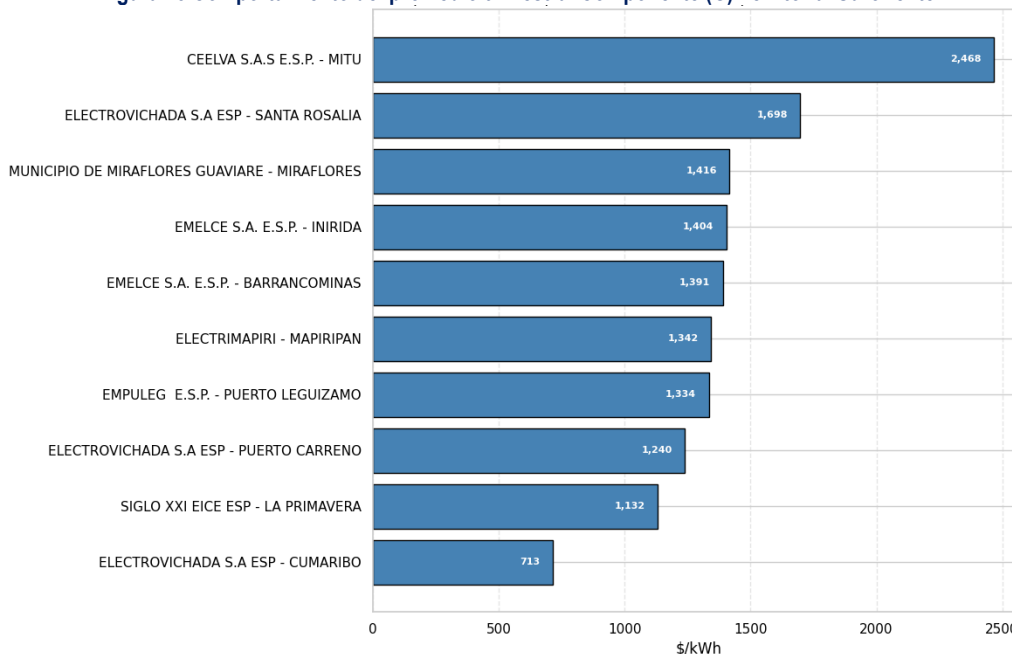
Tabla 10 Cargos Componente (G) Territorial Suroriente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Abril	Mayo	Junio	Promedio
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SURORIENTE	GUAINÍA	EMELCE S.A. E.S.P.	1.397	1.392	1.382	1.391
		EMELCE S.A. E.S.P.	1.386	1.403	1.425	1.404
	GUAVIARE	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	1.463	1.467	1.319	1.416
	META	ELECTRIMAPIRI	1.364	1.369	1.295	1.342
	PUTUMAYO	EMPULEG E.S.P.	1.490	1.294	1.217	1.334
	VAUPÉS	CEELVA S.A.S E.S.P.	2.444	2.482	2.479	2.468
	VICHADA	ELECTROVICHADA S.A ESP	686	745	709	713
		SIGLO XXI EICE ESP	1.133	1.127	1.135	1.132
		ELECTROVICHADA S.A ESP	1.237	1.232	1.250	1.240
		ELECTROVICHADA S.A ESP	1.699	1.697	1.697	1.698

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

El componente de generación en la territorial Suroriente muestra una dispersión relevante, con promedios trimestrales que van de \$713/kWh (ELECTROVICHADA S.A. E.S.P. – Vichada) a \$2.468/kWh (CEELVA – Vaupés). 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.

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



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 7.2. Combustible

Para el análisis de la información se toman los datos reportados al SUI mediante el formato IC6. Reporte Comercial Generadores Diésel, durante el segundo trimestre del 2025 de los cuales se evidencia lo

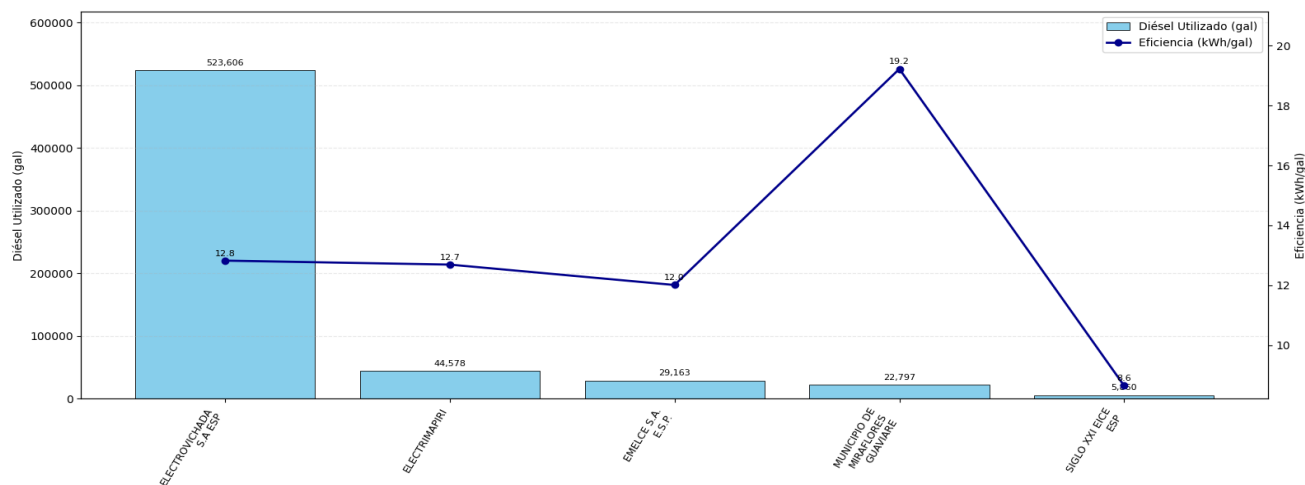
siguiente: Se cuenta con un reporte de información en el SUI de 5 empresas prestadoras, quienes tienen un consumo de 626.004 galones de combustible durante el trimestre, para el análisis de eficiencia en el consumo de combustible no se tiene en cuenta el reporte de información de los generadores puros, toda vez que el combustible utilizado para la generación en la cabecera municipal de Puerto Leguizamo – Putumayo es reportada por CEDENAR; asimismo, el reporte de información de la cabecera municipal en Inírida y Mitú es realizado por el generador puro GENSA quien realiza la actividad de generación para los prestadores EMELCE y CEELVA. 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.

Tabla 11 Consumo combustible Territorial Suroriente

Mes	Abril		Mayo				Junio			
	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Δ Diesel	Efic kWh/Gal	Δ Efic %	Diesel Utilizado	Δ Diesel %	Efic kWh/Gal	Δ Efic %
SIGLA										
ELECTRIMAPIRI	14773	12,99	15356	3,95	12,58	-3,14	14449	-5,91	12,51	-0,53
ELECTROVICHADA S.A ESP	177006	11,23	183200	3,50	12,40	10,44	163400	-10,81	15,03	21,22
EMELCE S.A. E.S.P.	9925	12,01	9927	0,02	12,01	-0,03	9311	-6,21	12,01	0,05
MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	8780	15,68	8517	-3,00	16,94	8,00	5500	-35,42	28,40	67,69
SIGLO XXI EICE ESP	2240	8,67	2030	-9,38	7,70	-11,18	1590	-21,67	9,83	27,55

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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



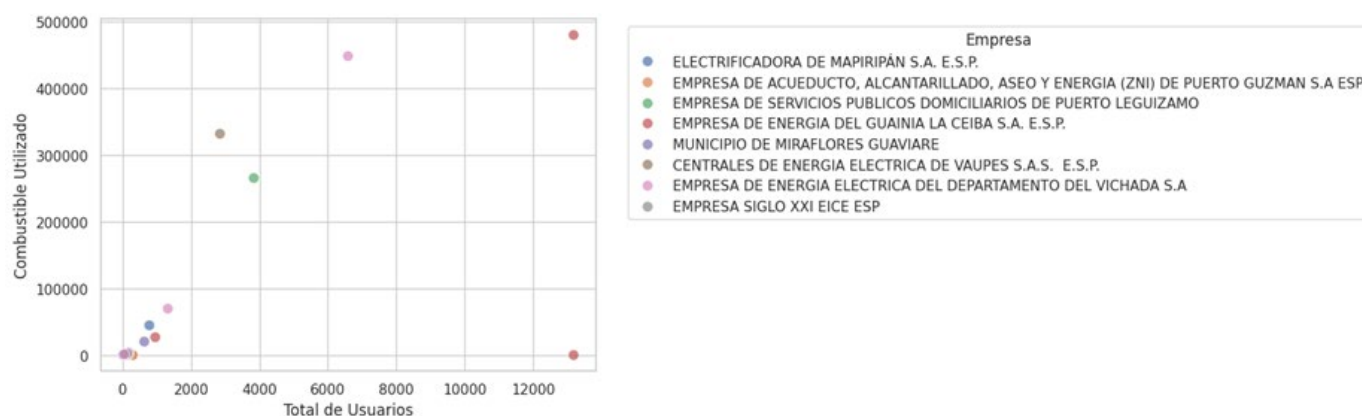
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

El reporte de energía generada por ELECTROVICHADA corresponde al total de energía para atender la demanda de los municipios de Puerto Carreño, Cumaribo y Santa Rosalía, valga recordar que, para el caso de Puerto Carreño, la actividad de generación es realizada conjuntamente con la empresa REFOENERGY.



De acuerdo con la información presentada en la [Tabla 11](#), se observa una variación significativa en el uso de diésel durante el mes de mayo por parte de ELECTROVICHADA S.A. E.S.P., alcanzando un valor de 183.200 galones, siendo la empresa con mayor asignación de electrocombustible en esta territorial. Cabe aclarar que, según lo reportado por el prestador en el formato IC6, durante el periodo mencionado, la mayor cantidad de electrocombustible consumido corresponde a la generación de energía en la cabecera municipal de Puerto Carreño.

**Figura 17 Consumo combustible en el trimestre vs Usuarios - Territorial Suroriente**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

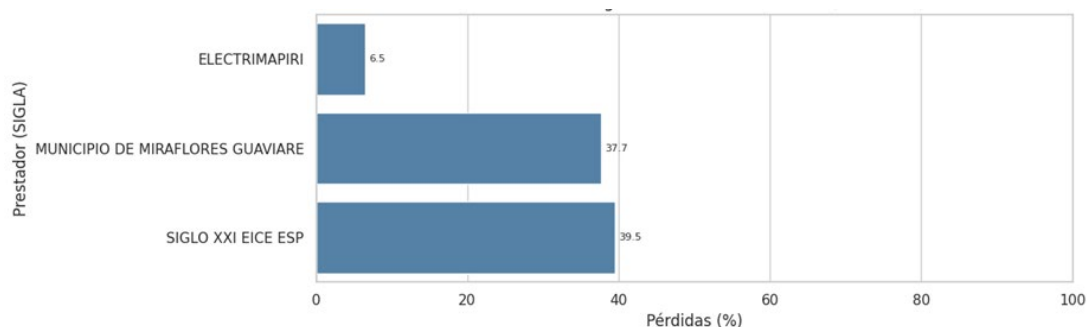
La gráfica evidencia que la mayoría de prestadores de la territorial se concentran en un patrón típico de las ZNI: alta dependencia del diésel con consumos proporcionales al número de usuarios y sin mayores señales de diversificación tecnológica. Sin embargo, Electrovichada se desmarca de esa tendencia, mostrando una relación más favorable entre usuarios atendidos y combustible utilizado. Esa diferencia se explica por la incorporación de fuentes complementarias de generación, en parte provistas por REFOENERGY BITA S.A.S E.S.P, lo que reduce su intensidad de consumo fósil.

### 7.3. 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 Suroriente para el segundo trimestre del año en curso, se puede concluir que SIGLO XXI EICE ESP es el prestador que presenta la gestión más desfavorable en el control de pérdidas, con un 39.5% para el trimestre; en contraste, el prestador ELECTRIMAPIRI que presentó un mejor control de perdidas comerciales con 6,5%.

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.

**Figura 18 Comportamiento pérdidas Territorial Suroriente**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 7.4. Componente de Distribución (D)

El análisis realizado al cargo de distribución para el segundo trimestre del año 2025 contempla las 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.

Así las cosas, se presentan los valores reportados agrupando los departamentos de la territorial suroriente con los prestadores de las ZNI que reportaron información respecto a los cargos de distribución:

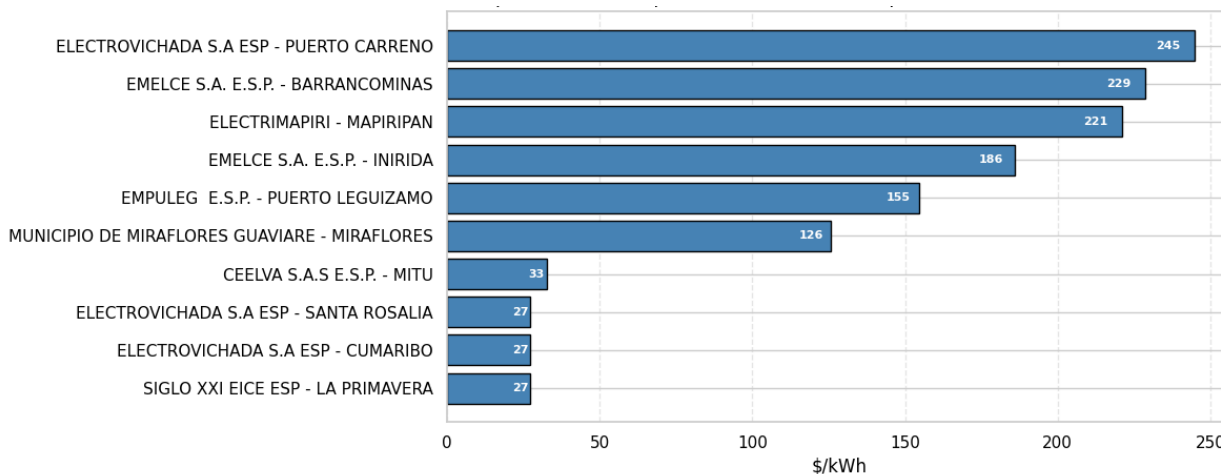
Tabla 12 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroriente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Abril	Mayo	Junio	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SUORIENTE	GUAINÍA	EMELCE S.A. E.S.P.	229,57	229,52	227,29	228,79
		EMELCE S.A. E.S.P.	186,46	186,43	184,63	185,84
	GUAVIARE	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	126,13	126,25	124,85	125,74
	META	ELECTRIMAPIRI	221,63	221,85	219,40	220,96
	PUTUMAYO	EMPULEG E.S.P.	155,92	154,35	153,97	154,75
	VAUPÉS	CEELVA S.A.S E.S.P.	32,77	32,81	32,44	32,67
	VICHADA	ELECTROVICHADA S.A ESP	27,30	27,29	27,31	27,30
		SIGLO XXI EICE ESP	27,29	27,32	27,01	27,21
		ELECTROVICHADA S.A ESP	245,10	244,91	245,12	245,04
		ELECTROVICHADA S.A ESP	27,31	27,29	27,32	27,31

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Para el trimestre analizado, se observa que los prestadores ELECTRIMAPIRI, EMELCE (Barrancominas) y ELECTROVICHADA (Puerto Carreño) reportan el cargo de distribución superior a los valores máximos permitidos por la regulación (\$192,57kWh 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, que estén teniendo en cuenta el 100% de la propiedad de activos cuando no le corresponda y/o que estén usando el IPP2 definitivo.

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



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

<sup>2</sup> IPP: Índice de Precios al Productor

Los rangos de los costos de distribución en la territorial Suroriente muestran un rango amplio de cargos promedio (\$126–\$186/kWh), con valores mensuales prácticamente constantes. Esa estabilidad es consistente con la naturaleza regulada y casi fija del cargo máximo en ZNI bajo la CREG 091 de 2007 y 057 de 2009: solo debería variar cuando cambian las bases de activos, el porcentaje de propiedad remunerable o los indexadores permitidos. La dispersión entre agentes es jurídicamente explicable por diferencias en la propiedad y extensión de las redes, el nivel de tensión aplicable (1 o 2) y la estructura de AOM reconocida. Los valores muy bajos \$27/kWh podrían reflejar redes mínimas o activos no propios, por otro lado, si se trata de sub-reconocimiento, hay riesgo de insuficiencia financiera y afectación a la calidad/continuidad por parte del prestador de los servicios.

## **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 \$3.834 COP y 2.739 COP por factura (valores a diciembre de 2006); éste depende de la existencia de medición o aforo de carga.

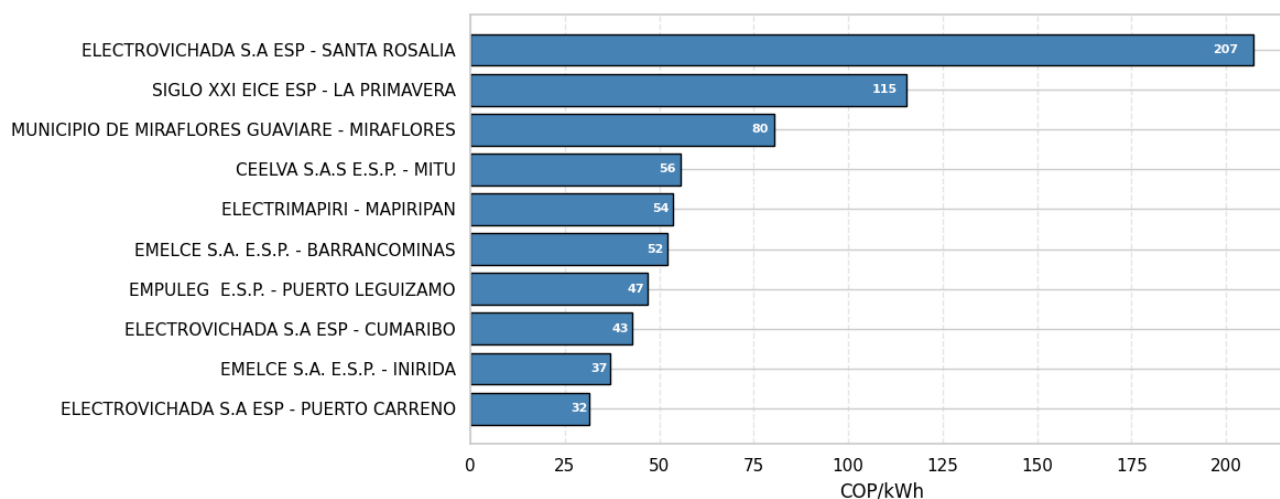
Para el cálculo del cargo de comercialización se consideran las condiciones particulares de facturación reportadas por los prestadores para sus localidades, así:

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

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Abril	Mayo	Junio	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SUORIENTE	GUAINÍA	EMELCE S.A. E.S.P.	52	52	52	52
		EMELCE S.A. E.S.P.	37	37	37	37
	GUAVIARE	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	80	81	81	80
		MIRAFLORES GUAVIARE				
	META	ELECTRIMAPIRI	53	54	54	54
	PUTUMAYO	EMPULEG E.S.P.	47	47	47	47
	VAUPÉS	CEELVA S.A.S E.S.P.	55	56	56	56
	VICHADA	ELECTROVICHADA S.A ESP	42	43	43	43
		SIGLO XXI EICE ESP	115	115	116	115
		ELECTROVICHADA S.A ESP	31	32	32	32
		ELECTROVICHADA S.A ESP	206	207	209	207

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

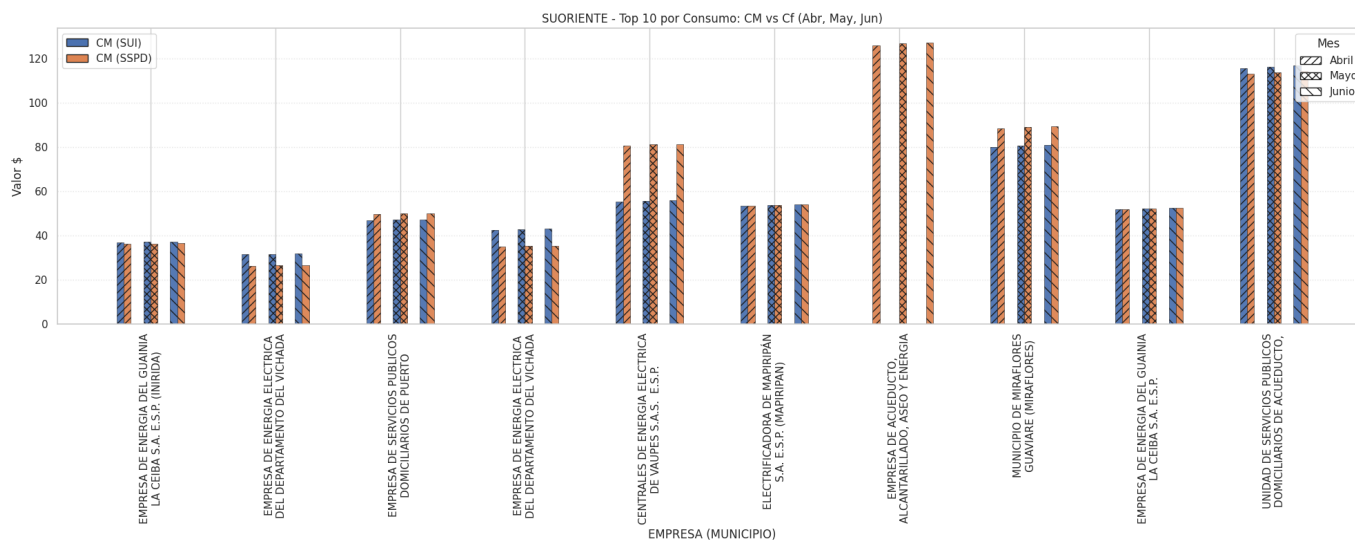
**Figura 20 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Suroriente**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

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. A continuación, se muestran las 10 empresas con mayor número de usuarios en la territorial correspondiente.

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



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

De acuerdo a lo anterior, se procederá a requerir a la EMPRESA DE ACUEDUCTO, ALCANTARILLADO, ASEO Y ENERGIA (ZNI) DE PUERTO GUZMAN S.A ESP – EMPOGUZMAN para que indique las causales por las que no habría dado prestación del servicio durante el trimestre de análisis, puesto que se evidencia que reporta en zeros las variables de los formatos comerciales y técnicos.

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

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

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

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**

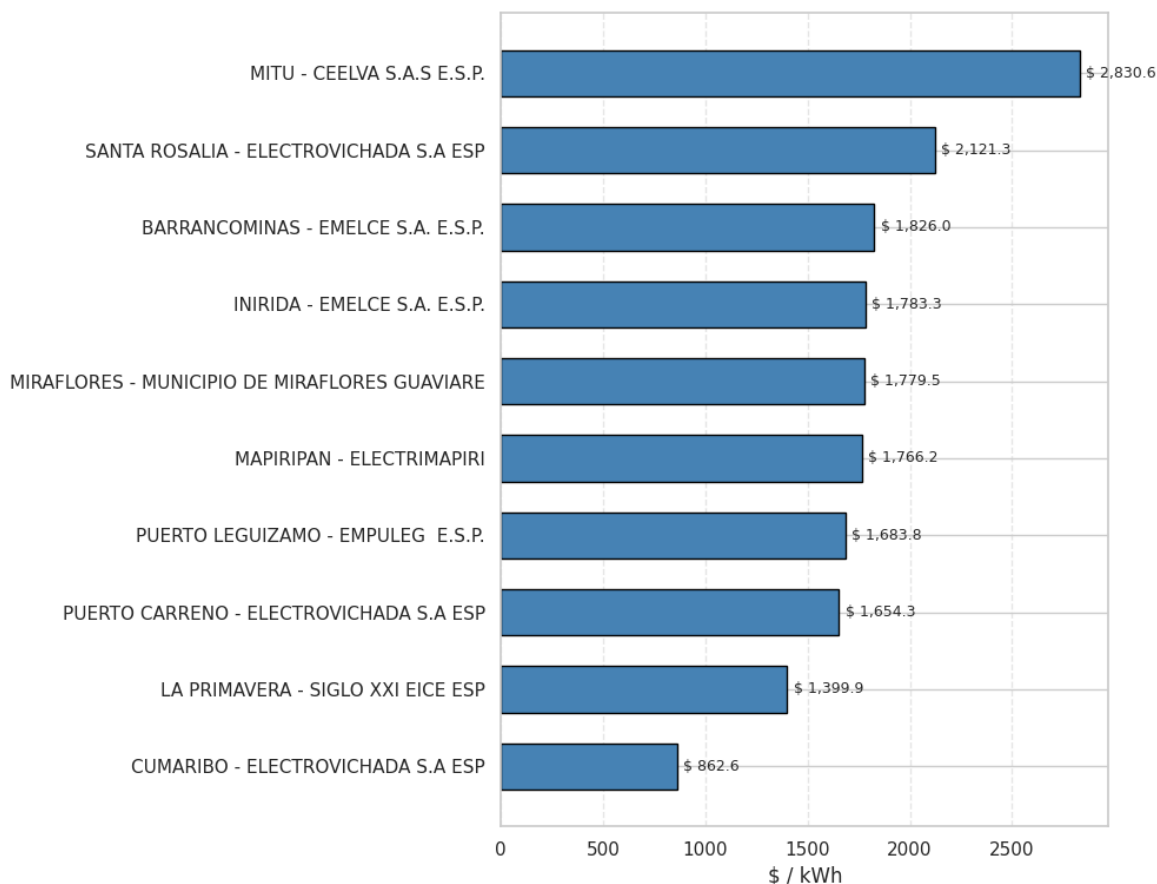
TERRITORIAL	MUNICIPIO	SIGLA	Abril	Mayo	Junio
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SUORIENTE	BARRANCOMINAS	EMELCE S.A. E.S.P.	1.833,8	1.828,3	1.815,8
	CUMARIBO	ELECTROVICHADA S.A ESP	832,0	897,9	857,9
	INIRIDA	EMELCE S.A. E.S.P.	1.763,0	1.782,0	1.804,9
	LA PRIMAVERA	SIGLO XXI EICE ESP	1.401,3	1.395,1	1.403,4
	MAPIRIPAN	ELECTRIMAPIRI	1.790,2	1.796,4	1.712,0
	MIRAFLORES	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	1.831,5	1.836,3	1.670,6
	MITU	CEELVA S.A.S E.S.P.	2.803,4	2.846,2	2.842,3
	PUERTO CARRENO	ELECTROVICHADA S.A ESP	1.651,1	1.645,4	1.666,4
	PUERTO LEGUIZAMO	EMPULEG E.S.P.	1.858,3	1.639,4	1.553,7
	SANTA ROSALIA	ELECTROVICHADA S.A ESP	2.121,4	2.120,6	2.121,9

**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 863 \$/kWh, por otro lado, el mayor valor promedio corresponde a la empresa CEELVA S.A.S. E.S.P. en el municipio de Solano por un valor de 2.831 \$/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 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 usuarios residenciales de las ZNI corresponden a las tarifas de referencia aplicadas a los Usuarios 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.

De acuerdo con las tarifas de referencia, en el análisis de la información reportada al SUI por la empresa del Municipio de Mapiripán se evidencia una tarifa de referencia por encima del promedio nacional, por lo cual se procederá a requerir al prestador para solicitar información al respecto.

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

Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1 ≤CS	Estrato 1 >CS ≤800	Tarifa Referencia
VAUPÉS	MITU	CEELVA S.A.S E.S.P.	386,88	947,11	386,87
META	MAPIRIPAN	ELECTRIMAPIRI	395,68	883,12	883,12
VICHADA	CUMARIBO	ELECTROVICHADA S.A ESP	321,95	805,66	321,94
	PUERTO CARRENO	ELECTROVICHADA S.A ESP	321,95	805,66	321,94
	SANTA ROSALIA	ELECTROVICHADA S.A ESP	321,95	805,66	321,94
GUAINÍA	BARRANCOMINAS	EMELCE S.A. E.S.P.	386,87	947,11	386,87
	INIRIDA	EMELCE S.A. E.S.P.	386,87	947,11	386,87
PUTUMAYO	PUERTO LEGUIZAMO	EMPULEG E.S.P.	358,48	1079,25	358,48
GUAVIARE	MIRAFLORES	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	386,88	947,11	386,88
VICHADA	LA PRIMAVERA	SIGLO XXI EICE ESP	415,62	1037,04	415,61

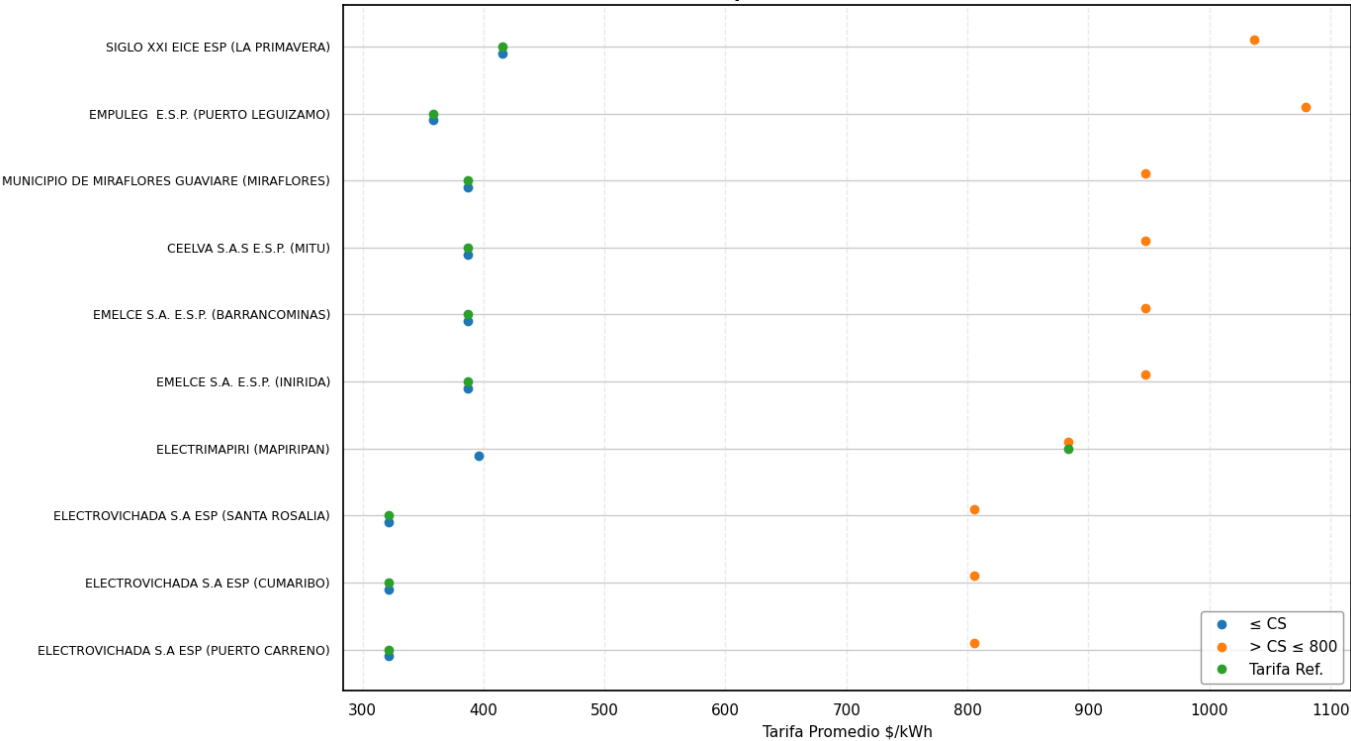
**Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI**

Las cifras de abril–junio son prácticamente constantes por prestador/municipio, lo que sugiere una aplicación correcta y sostenida de la referencia (el mes de facturación m) y evita volatilidad no justificada para usuarios de estrato 1, que son mayoritarios en ZNI.

En la [Tabla 15](#) se evidencia que el prestador ELECTRIMAPIRI reporta diferencias en el valor de la tarifa aplicada al estrato 1 ≤CS y la tarifa de referencia del SIN. En consecuencia, se procederá a requerir mediante oficio para que adelante la corrección de esta información ante el SUI, con el fin de garantizar la consistencia de los datos reportados.



Figura 23 Tarifas aplicadas - Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

7.8. Subsidios

Para el segundo trimestre de 2025 en esta territorial, el valor total de subsidios alcanzó 16.990.155.948 COP de los cuales, un 38,6% corresponden a subsidios del estrato 1 por valor de 6.559.468.407 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado:

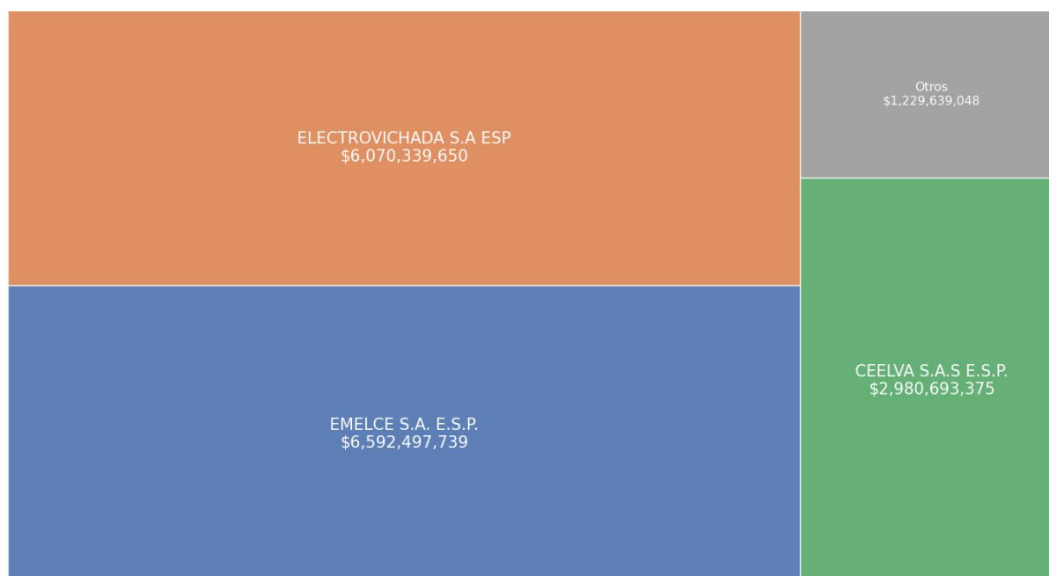
Tabla 16 Subsidios aplicados por estrato-Usó – segundo trimestre de 2025 (COP - %) – Territorial Suroriente

Mes	Abril Valor Subsidio (COP)	Abril %	Mayo Valor Subsidio (COP)	Mayo %	Junio Valor Subsidio (COP)	Junio %
Estrato 1	2.392.012.519	39.7%	2.059.802.854	37.8%	2.107.653.034	38.2%
Estrato 2	996.606.653	16.5%	848.615.267	15.6%	855.957.739	15.5%
Estrato 3	56.813.984	0.9%	47.818.661	0.9%	49.779.866	0.9%
Oficial	1.548.253.684	25.7%	1.515.836.423	27.9%	1.511.319.718	27.4%
Comercial - Ind.	1.032.478.914	17.1%	971.132.594	17.8%	997.105.366	18.1%
Total	6.026.165.752	100.0%	5.442.174.474	100.0%	5.521.815.722	100.0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

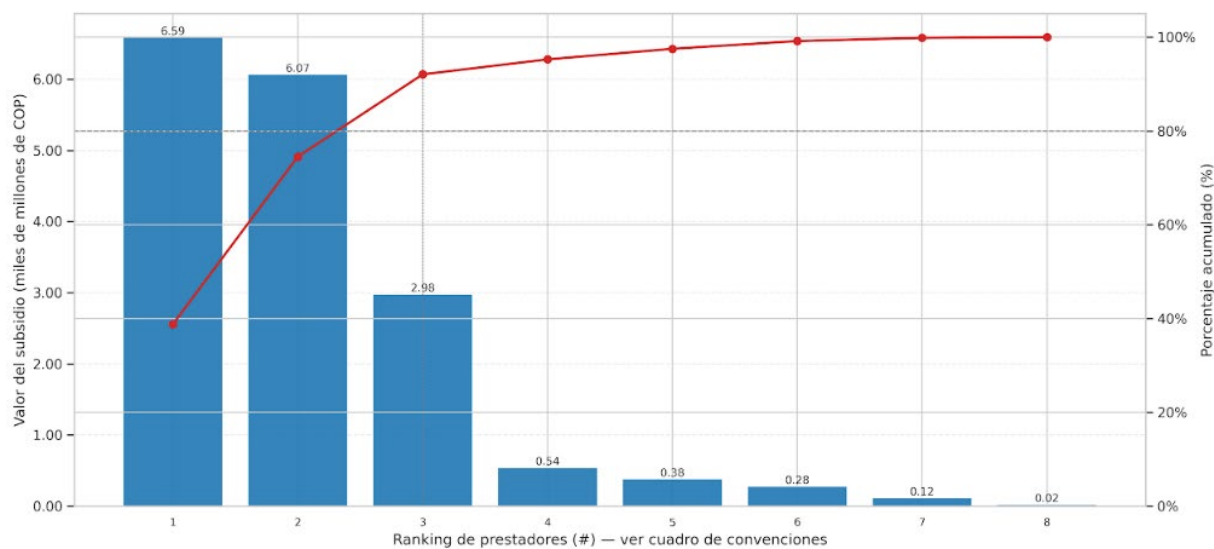
Los subsidios reportados para el periodo no mostraron variaciones atípicas. A continuación, se presenta un diagrama de rectángulos con la distribución de subsidios reportados por cada empresa de la dirección territorial suroriental, para el trimestre analizado.

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



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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



#	Prestador (SIGLA)	Valor (mm COP)	% acumulado
1	EMELCE S.A. E.S.P.	6.59	38.8%
2	ELECTROVICHADA S.A ESP	6.07	74.5%
3	CEELVA S.A.S E.S.P.	2.98	92.1%
4	ELECTRIMAPIRI	0.54	95.3%
5	EMPULEG E.S.P.	0.38	97.5%
6	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVI	0.28	99.2%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se observa que la empresa EMELCE S.A. E.S.P. reportó \$ 6.592.497.739 COP en subsidios, siendo este el mayor valor para la territorial durante el trimestre analizado; así mismo, el valor reportado por EMELCE S.A. E.S.P. representa el 38,8% del total de subsidios reportados para la territorial.

## 8.Territorial Suroccidente

### 8.1. Cargo de Generación (G)

El análisis acá realizado para el cargo de generación del segundo trimestre de 2025 se basó en la información reportada por las empresas con prestación del servicio mediante generación distribuida con tecnología Diésel.

La determinación de los Cargos Máximos de Generación, se calculan a partir del costo regulado de la inversión para cada tecnología, los gastos de administración, operación y mantenimiento, las horas de prestación del servicio y las pérdidas reconocidas.

El prestador del servicio determina, los cargos máximos por energía generada o por capacidad disponible, como la suma de los costos de inversión y los costos de Administración, Operación y Mantenimiento, para cada tipo de tecnología, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 091 de 2007 y la resolución CREG 057 de 2009.

Es importante tener en cuenta que gran parte del parque de generación instalado en las ZNI funciona con combustibles fósiles, 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 factores más significativos en las diferencias encontradas en el 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, durante el segundo trimestre de 2025, respecto a usuarios del servicio, reportaron información 28 empresas que prestan el servicio en los departamentos de Cauca, Nariño y Valle del Cauca, atendiendo un promedio de 783 localidades y 60.820 suscriptores, lo que representa un 34,54% del total de suscriptores atendidos en ZNI durante el periodo de análisis. Ahora bien, con relación a los costos de generación, se tiene la siguiente información:

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

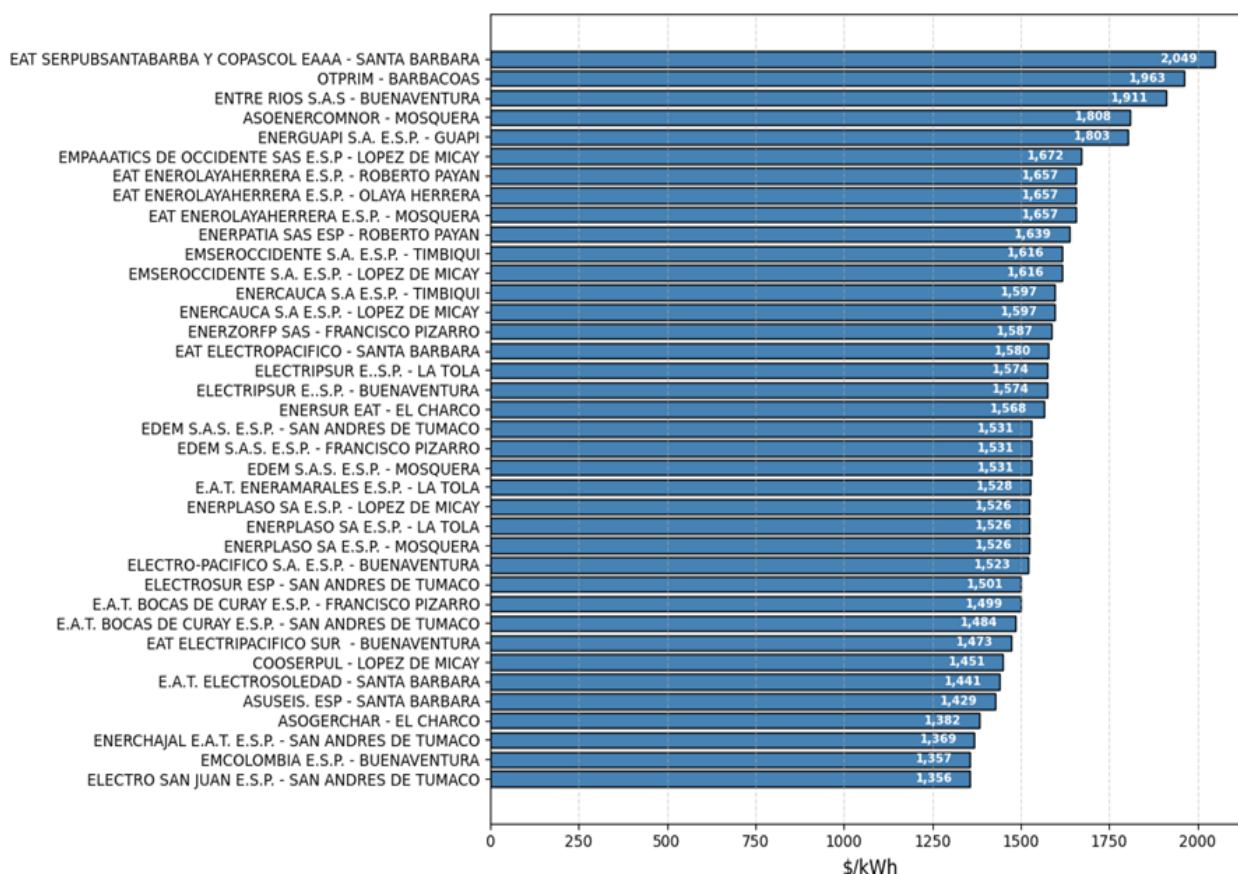
TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Abril	Mayo	Junio	Promedio
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SUROCCIDENTE	CAUCA	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	1.809	1.796	1.806	1.803
		COOSERPUL	1.446	1.452	1.453	1.451
		EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	1.671	1.672	1.674	1.672
		EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	1.613	1.614	1.621	1.616
		ENERCAUCA S.A E.S.P.	1.595	1.597	1.599	1.597
		ENERPLASO SA E.S.P.	1.521	1.520	1.535	1.526
		EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	1.613	1.614	1.621	1.616
		ENERCAUCA S.A E.S.P.	1.595	1.597	1.599	1.597
	NARIÑO	OTPRIM	1.962	1.964	1.963	1.963
		ASOGERCHAR	1.380	1.385	1.382	1.382
		ENERSUR EAT	1.566	1.567	1.570	1.568
		E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.			1.499	1.499
		EDEM S.A.S. E.S.P.	1.530	1.530	1.534	1.531
		ENERZORFP SAS	1.577	1.589	1.595	1.587
		E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	1.521	1.527	1.535	1.528
		ELECTRIPSUR E..S.P.	1.569	1.580	1.573	1.574
		ENERPLASO SA E.S.P.	1.521	1.520	1.535	1.526
		ASOENERCOMMONOR	1.803	1.808	1.815	1.808
		EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	1.651	1.653	1.668	1.657
		EDEM S.A.S. E.S.P.	1.530	1.530	1.534	1.531
		ENERPLASO SA E.S.P.	1.521	1.520	1.535	1.526
		EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	1.651	1.653	1.668	1.657
		EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	1.651	1.653	1.668	1.657
		ENERPATIA SAS ESP	1.636	1.639	1.641	1.639
		E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	1.485	1.484		1.485
		EDEM S.A.S. E.S.P.	1.530	1.530	1.534	1.531
		ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	1.366	1.352	1.352	1.356
		ELECTROSUR ESP	1.494	1.498	1.510	1.501
		ENERHAJAL E.A.T. E.S.P.	1.366	1.367	1.375	1.369
		ASUSEIS. ESP	1.424	1.426	1.439	1.429
		E.A.T. ELECTROSOLEDAD	1.438	1.441	1.445	1.441
		EAT ELECTROPACIFICO	1.578	1.579	1.582	1.580
		EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL	2.048	2.050	2.048	2.049
	VALLE DEL CAUCA	EAT ELECTRIPACIFICO SUR	1.471	1.471	1.477	1.473
		ELECTRIPSUR E..S.P.	1.569	1.580	1.573	1.574
		ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	1.525	1.521	1.522	1.523
		EMCOLOMBIA E.S.P.	1.355	1.356	1.360	1.357
		ENTRE RIOS S.A.S	1.910	1.912	1.911	1.911

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

El componente de generación en la territorial Suroccidente presenta un patrón claro: es muy estable mes a mes pero heterogéneo entre prestadores. Los promedios trimestrales se ubican, en términos generales, entre \$1.356kWh y \$2.029kWh, con la mayoría de agentes concentrados en un corredor de \$1.501–\$1.657 kWh. La baja volatilidad mensual indica que el costo unitario está dominado por componentes cuasi fijos (inversión y AOM de grupos diésel) y por supuestos constantes de horas de prestación y pérdidas reconocidas, más que por fluctuaciones de la demanda.

Se identifica un error en el reporte de información de la empresa EAT BOCAS DE CURAY ESP, dado que, para el mes de junio, se registran valores correspondientes al municipio de Francisco Pizarro, pese a que esta empresa realiza la prestación del servicio en el departamento de Nariño pero exclusivamente en el municipio de San Andrés de Tumaco. En consecuencia, se procederá a requerir al prestador, mediante oficio, la reversión de la información reportada al SUI, así como la justificación técnica que explique la causa del error identificado.

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



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



Se distinguen tres rangos prácticos: tramo bajo de 1.356 a 1.501 \$/kWh, donde varios operadores del Cauca muestran mejor uso de la capacidad y una base de activos más liviana; tramo medio de 1.523 a 1.672 \$/kWh, que funciona como línea base regional con supuestos estables de horas y pérdidas; y tramo alto desde 1.803 hasta 2.049 \$/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

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

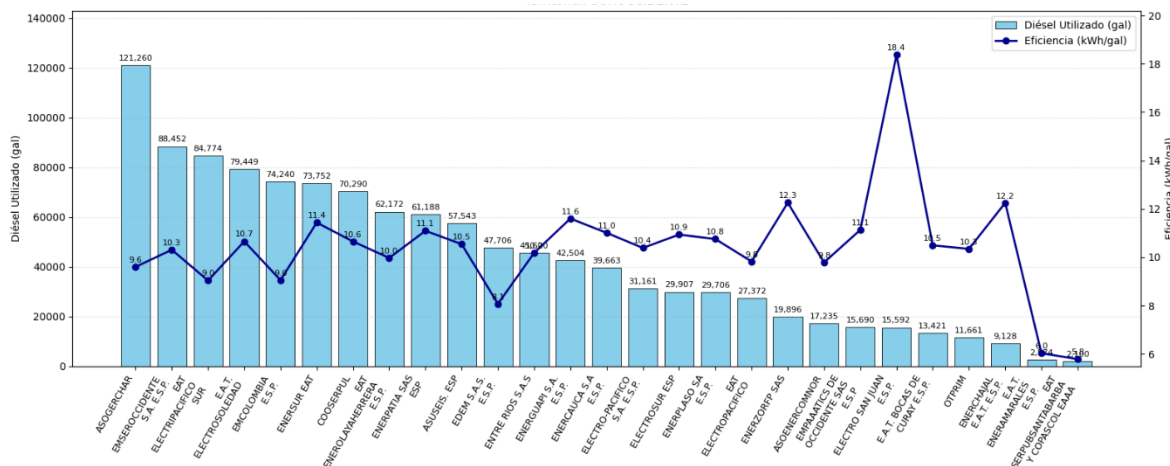
Para la territorial Suroccidente se cuenta con un reporte de información en el SUI de 27 empresas prestadoras, quienes tienen un consumo de 1.212.763 galones de combustible durante el trimestre. En la siguiente tabla se observa el consumo de combustible de cada prestador por mes y el valor de eficiencia que se obtiene de tomar los kWh de energía generada con relación a los galones de combustible consumidos, identificando que dentro del grupo de prestadores de la territorial la empresa ELECTRO SAN JUAN E.S.P. alcanzó durante el trimestre una eficiencia de 13,10 kWh/gal.

Tabla 18 Consumo combustible Territorial Suroccidente

Mes	Abril		Mayo				Junio			
	Diesel	Efic	Diesel	Δ	Efic	Δ Efic	Diesel	Δ Diesel	Efic	Δ Efic
SIGLA	Utilizado Gal	kWh/Gal	Utilizado Gal	Diesel	kWh/Gal	%	Utilizado	%	kWh/Gal	%
ASOENERCOMMOR	5745	9,66	5745	0,00	10,02	3,71	5745	0,00	9,66	-3,59
ASOGERCHAR	40420	9,79	40420	0,00	9,46	-3,35	40420	0,00	9,55	0,94
ASUSEIS. ESP	19181	10,47	19181	0,00	10,67	1,91	19181	0,00	10,48	-1,81
COOSERPUL	23430	10,64	23430	0,00	10,95	2,98	23430	0,00	10,36	-5,45
E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	4500	10,16	4500	0,00	10,37	2,07	4421	-1,76	10,94	5,47
E.A.T. ELECTROSOLEDAD	26483	10,56	26483	0,00	10,79	2,17	26483	0,00	10,61	-1,71
E.A.T. ENERAMARALE E.S.P.	877	6,78	877	0,00	7,21	6,41	820	-6,50	3,96	-45,10
EAT ELECTROPACIFICO SUR	28258	9,15	28258	0,00	8,98	-1,87	28258	0,00	8,97	-0,08
EAT ELECTROPACIFICO	9124	9,82	9124	0,00	9,83	0,07	9124	0,00	9,82	-0,11
EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	20724	10,12	20724	0,00	10,09	-0,29	20724	0,00	9,70	-3,84
EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	700	5,80	700	0,00	5,77	-0,57	700	0,00	5,77	0,07
EDEM S.A.S. E.S.P.	15902	7,98	15902	0,00	8,21	2,94	15902	0,00	8,02	-2,34
ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	7796	12,00	7796	0,00	14,20	18,39	0	-100,00	inf	
ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	10387	10,98	10387	0,00	10,78	-1,81	10387	0,00	9,39	-12,94
ELECTROSUR ESP	9916	10,94	10217	3,04	10,94	0,01	9774	-4,34	10,92	-0,13
EMCOLOMBIA E.S.P.	25900	8,53	25900	0,00	9,11	6,87	22440	-13,36	9,58	5,10
EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	5230	10,73	5230	0,00	11,52	7,43	5230	0,00	11,13	-3,42
EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	29484	10,39	29484	0,00	10,53	1,35	29484	0,00	10,00	-5,03
ENERCAUCA S.A E.S.P.	13221	11,02	13221	0,00	11,16	1,20	13221	0,00	10,84	-2,86
ENERHAJAL E.A.T. E.S.P.	3000	12,20	3000	0,00	12,85	5,32	3128	4,27	11,72	-8,79
ENERGUAPI S.A. E.S.P.	14168	11,37	14168	0,00	12,24	7,70	14168	0,00	11,18	-8,72
ENERPATIA SAS ESP	20396	11,06	20396	0,00	11,23	1,58	20396	0,00	10,98	-2,30
ENERPLASO SA E.S.P.	9902	10,71	9902	0,00	10,92	1,95	9902	0,00	10,62	-2,74
ENERSUR EAT	24584	11,33	24584	0,00	11,61	2,49	24584	0,00	11,36	-2,17
ENERZORFP SAS	6632	12,15	6632	0,00	12,50	2,88	6632	0,00	12,11	-3,09
ENTRE RIOS S.A.S	15482	10,01	15224	-1,67	10,12	1,14	14894	-2,17	10,41	2,87
OTPRIM	3887	10,33	3887	0,00	10,34	0,12	3887	0,00	10,35	0,03

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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

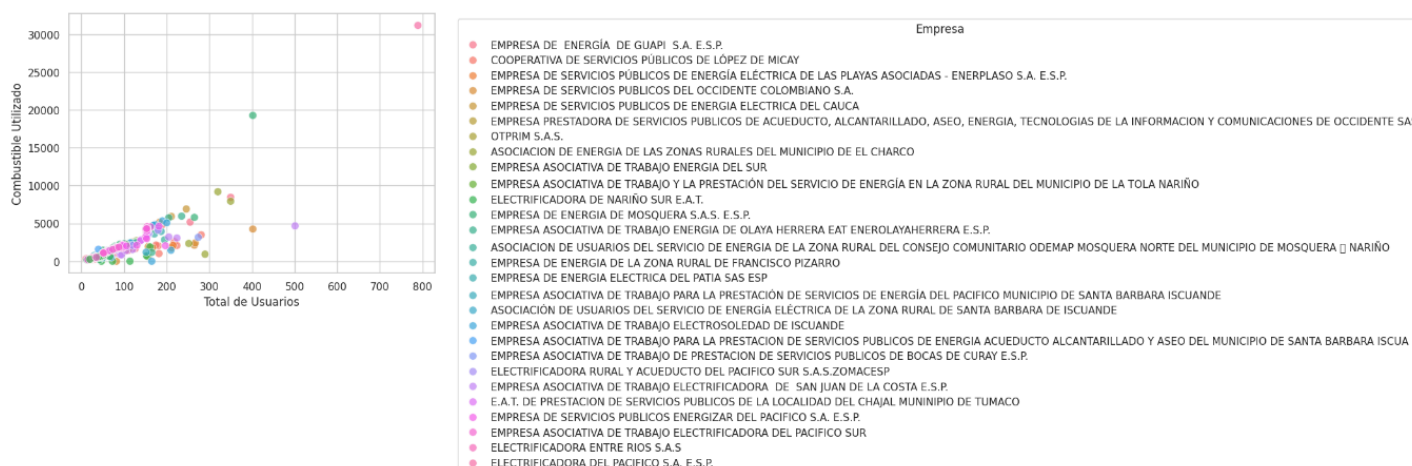


Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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 9.60 Kwh/gal.

Por otra parte, se observa que el prestador ELECTRO SAN JUAN ESP reportó cero consumo de diésel para el mes de junio. Sin embargo, se identifica que durante dicho periodo efectuó generación de energía eléctrica en seis localidades, a excepción de San Juan de la Costa, respecto de la cual no se presenta justificación o información que sustente la ausencia de generación.

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



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

La gráfica de la territorial Suroccidente evidencia un mercado altamente fragmentado, compuesto por múltiples prestadores que atienden comunidades pequeñas, usualmente entre 50 y 300 usuarios, 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.

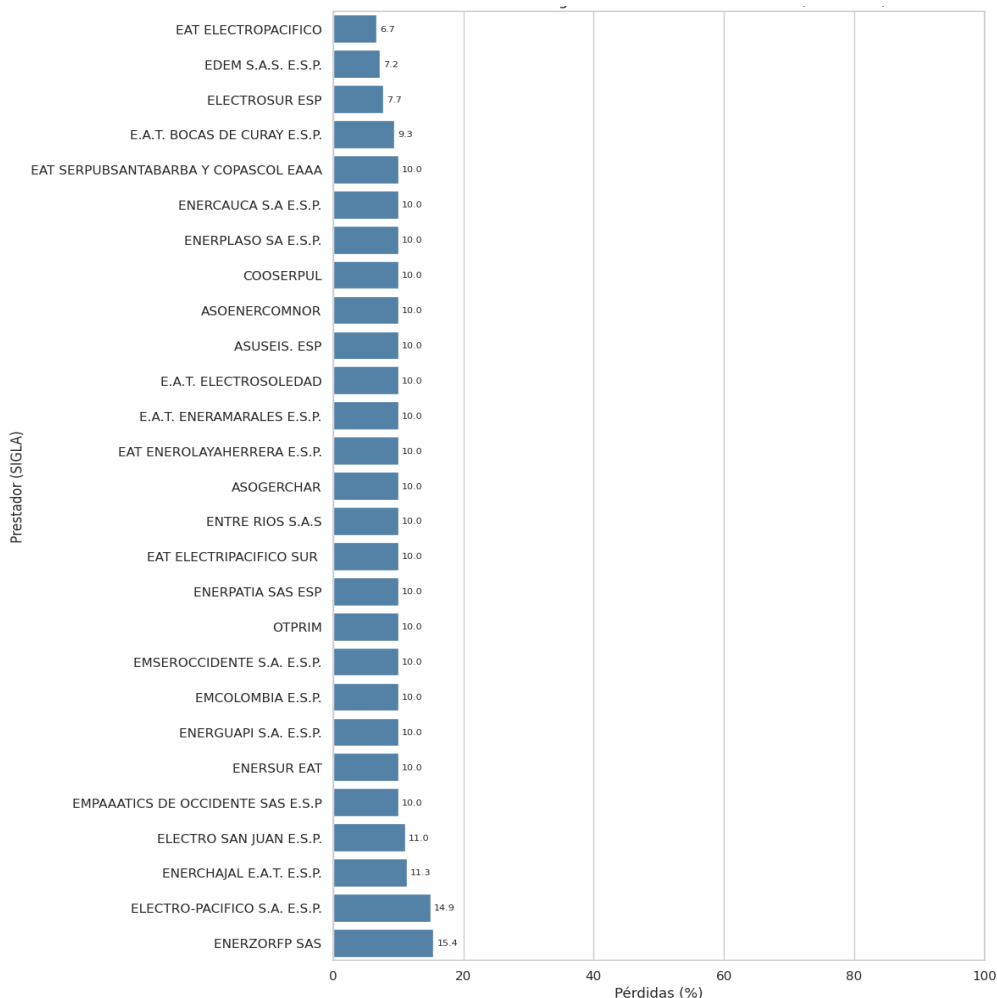
La dispersión entre empresas de tamaño similar refleja diferencias en eficiencia operativa y en el estado de las plantas, pero no en diversificación energética, pues casi todas dependen exclusivamente de grupos electrógenos a diésel.

### **8.3. Pérdidas**

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 Suroccidente para el segundo trimestre del año en curso, se puede concluir que es ENERZORFP E.S.P. el prestador que presenta la gestión más desfavorable en el control de pérdidas, con un 15,4% en el periodo; en contraste, el prestador EAT ELECTROPACIFICO presentó un mejor control de perdidas comerciales con 6,7%.

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

**Figura 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 segundo 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, a la fecha no se tiene disponible el total de inventario de activos, dado que el plazo máximo de reporte de dicho inventario corresponde a tres años después de la expedición de la mencionada Resolución, por lo cual se tienen datos parciales lo cual no refleja la realidad de la ZNI.

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

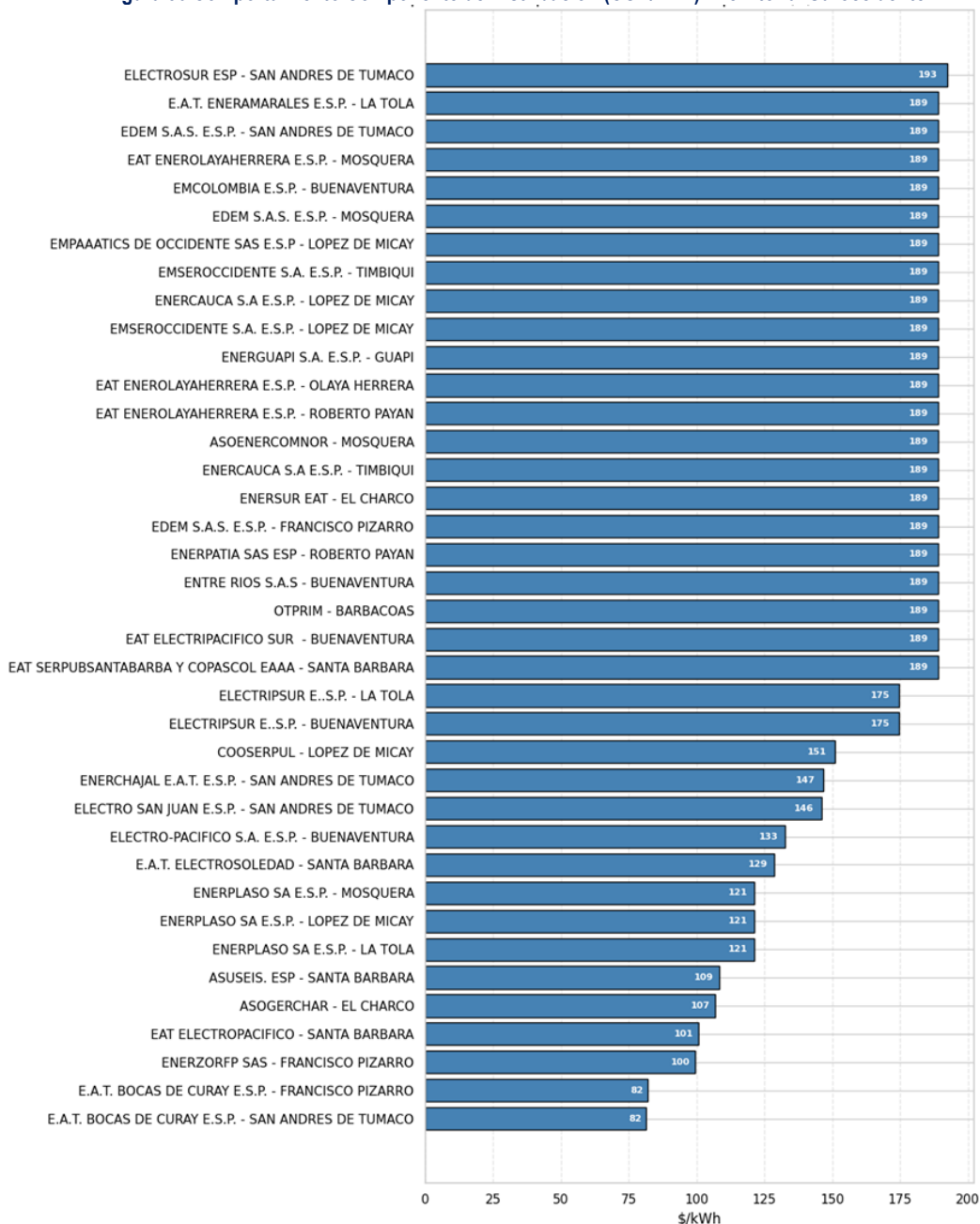
**Tabla 19 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroccidente**

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Abril	Mayo	Junio	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SUROCCIDENTE	CAUCA	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	190	190	188	189
		EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	190	190	188	189
		EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	190	190	188	189
		ENERCAUCA S.A E.S.P.	190	190	188	189
		EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	190	190	188	189
		ENERCAUCA S.A E.S.P.	190	190	188	189
		COOSERPUL	152	152	150	151
		ENERPLASO SA E.S.P.	122	121	121	121
	NARIÑO	ELECTROSUR ESP	193	193	191	193
		E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	190	190	188	189
		ENERSUR EAT	190	190	188	189
		EDEM S.A.S. E.S.P.	190	190	188	189
		ASOENERCOMMONOR	190	190	188	189
		EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	190	190	188	189
		EDEM S.A.S. E.S.P.	190	190	188	189
		EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	190	190	188	189
		EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	190	190	188	189
		ENERPATIA SAS ESP	190	190	188	189
		EDEM S.A.S. E.S.P.	190	190	188	189
		OTPRIM	190	190	188	189
		EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL	190	190	188	189
		ELECTRIPSUR E..S.P.	175	177	172	175
		ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P.	147	147	146	147
		ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	147	146	146	146
		E.A.T. ELECTROSOLEDAD	129	129	128	129
		ENERPLASO SA E.S.P.	122	121	121	121
		ENERPLASO SA E.S.P.	122	121	121	121
		ASUSEIS. ESP	109	109	108	109
		ASOGERCHAR	106	108	107	107
		EAT ELECTROPACIFICO	101	101	100	101
		ENERZORFP SAS	99	100	100	100
		E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.			82	82
		E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	81	82		82
	VALLE DEL CAUCA	EMCOLOMBIA E.S.P.	190	190	188	189
		EAT ELECTRIPACIFICO SUR	190	190	188	189
		ENTRE RIOS S.A.S	190	190	188	189
		ELECTRIPSUR E..S.P.	175	177	172	175
		ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	134	132	132	133

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

En la territorial Suroccidente el cargo de distribución es muy estable mes a mes y, al mismo tiempo, altamente disperso entre prestadores. El grueso de empresas se ubica en el tramo alto, alrededor de \$189–\$193/kWh; un segundo grupo se concentra entre \$121–\$175/kWh y un tercero, más reducido, entre \$100–\$109/kWh. Por otra parte, ELECTROSUR ESP., con cargos superiores a los valores máximos permitidos por la regulación (\$193/kWh promedio trimestre), se presume que probablemente pueden estar teniendo en cuenta para el cálculo de la componente los cargos de distribución del nivel de tensión 1 más el nivel de tensión 2, así mismo, puede que estén teniendo en cuenta el 100% de la propiedad de activos cuando no corresponde o estén usando el IPP definitivo.

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



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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



## 8.5. Componente de Comercialización (C)

El Cargo Máximo Base de Comercialización C\*o, fue establecido en el artículo 37 de la Resolución CREG 091 de 2007 y corresponde a un valor mensual que varía entre 3.834 COP y 2.739 COP<sup>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.

---

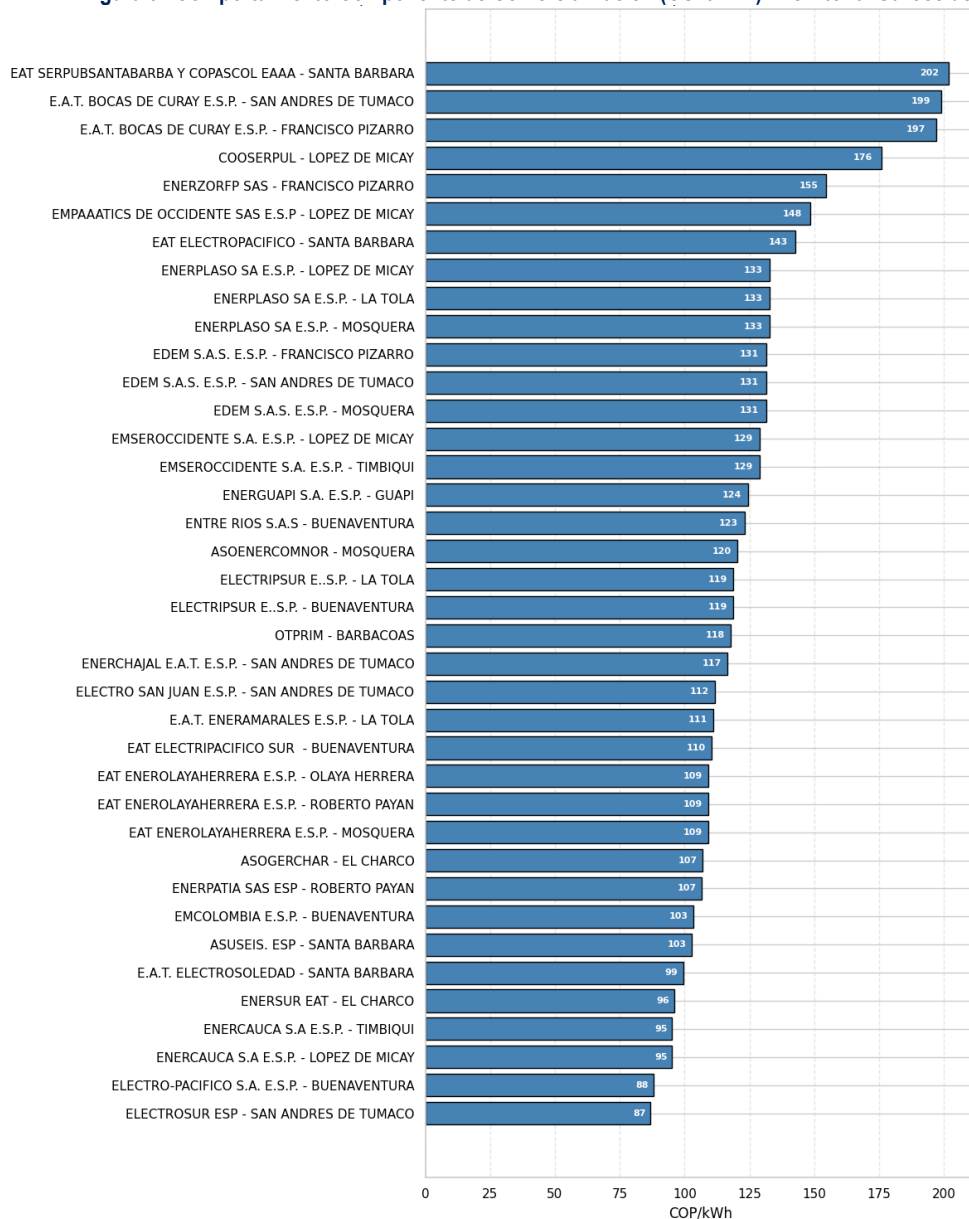
<sup>3</sup> Para los casos en los que se realiza aforos de carga

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

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Abril	Mayo	Junio	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SUROCCIDENTE	CAUCA	COOSERPUL	175	176	177	176
		EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	148	149	149	148
		ENERPLASO SA E.S.P.	132	133	133	133
		EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	128	129	130	129
		EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	128	129	130	129
		ENERGUAPI S.A. E.S.P.	124	125	125	124
		ENERCAUCA S.A E.S.P.	95	95	96	95
		ENERCAUCA S.A E.S.P.	95	95	96	95
	NARIÑO	EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	201	202	203	202
		E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	199	199		199
		E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.			197	197
		ENERZORFP SAS	155	155	154	155
		EAT ELECTROPACIFICO	142	143	143	143
		ENERPLASO SA E.S.P.	132	133	133	133
		ENERPLASO SA E.S.P.	132	133	133	133
		EDEM S.A.S. E.S.P.	131	132	132	131
		EDEM S.A.S. E.S.P.	131	132	132	131
		EDEM S.A.S. E.S.P.	131	132	132	131
		ASOENERCOMMOR	120	121	121	120
		ELECTRIPSUR E..S.P.	118	119	119	119
		OTPRIM	117	118	118	118
		ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P.	116	117	117	117
		ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	101	117	117	112
		E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	110	111	112	111
		EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	108	109	110	109
		EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	108	109	110	109
		EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	108	109	110	109
		ASOGERCHAR	106	107	107	107
		ENERPATIA SAS ESP	106	107	107	107
		ASUSEIS. ESP	102	103	103	103
		E.A.T. ELECTROSOLEDAD	99	100	100	99
		ENERSUR EAT	96	96	97	96
		ELECTROSUR ESP	86	87	87	87
	VALLE DEL CAUCA	ENTRE RIOS S.A.S	122	123	124	123
		ELECTRIPSUR E..S.P.	118	119	119	119
		EAT ELECTRIPACIFICO SUR	110	110	111	110
		EMCOLOMBIA E.S.P.	103	103	104	103
		ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	87	88	88	88

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

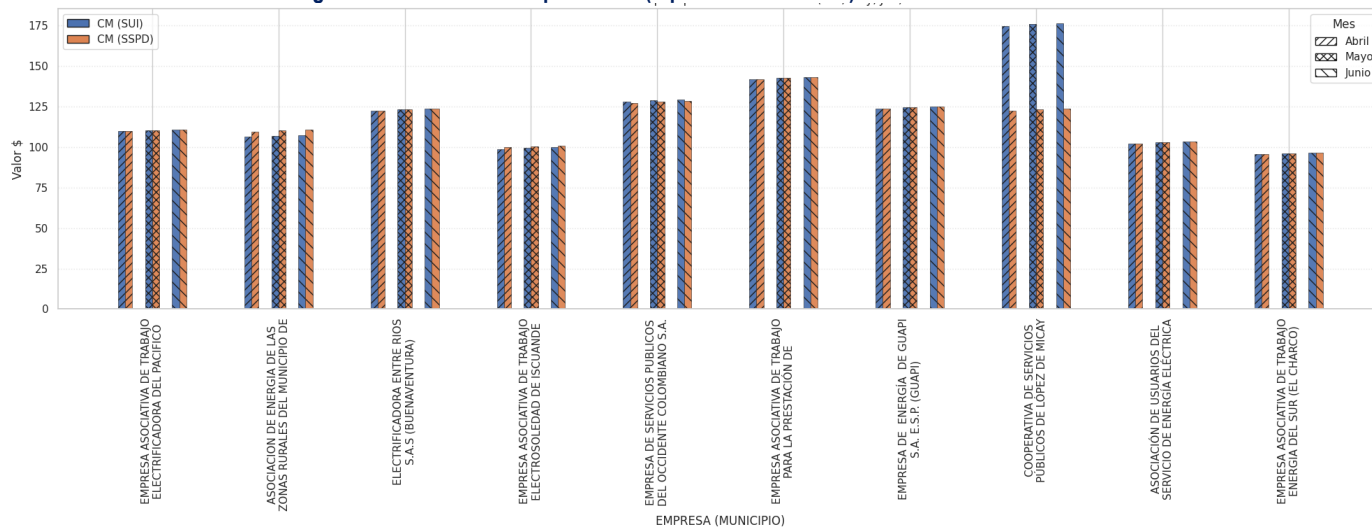
**Figura 31 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Suroccidente**



**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 usuarios 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 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. En consecuencia, se procederá a requerir a la empresa, mediante oficio, la remisión de la matriz de cálculo del componente de comercialización, con el fin de identificar detalladamente la causa de las diferencias y determinar las acciones necesarias para garantizar la calidad y consistencia del reporte de información al SUI.

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

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

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

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

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

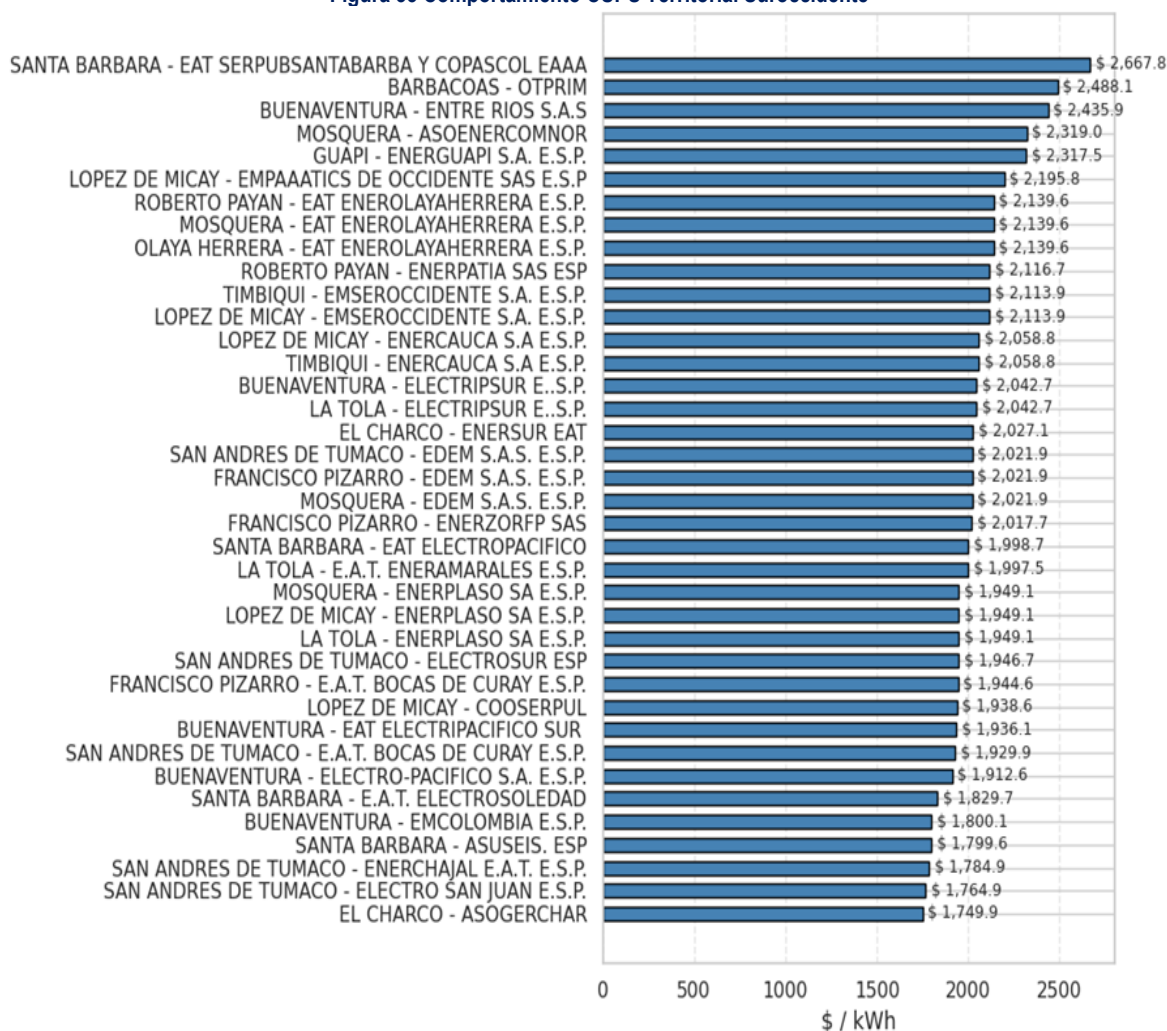
TERRITORIAL	MUNICIPIO	SIGLA	Abril	Mayo	Junio
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SUROCCIDENTE	BARBACOAS	OTPRIM	2487	2490	2487
	BUENAVENTURA	EAT ELECTROPACIFICO SUR	1934	1935	1940
		ELECTRIPSUR E.S.P.	2036	2052	2040
		ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	1915	1911	1912
		EMCOLOMBIA E.S.P.	1798	1800	1803
		ENTRE RIOS S.A.S	2435	2438	2435
	EL CHARCO	ASOGERCHAR	1746	1754	1750
		ENERSUR EAT	2025	2027	2029
	FRANCISCO PIZARRO	E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.			1945
		EDEM S.A.S. E.S.P.	2021	2021	2024
		ENERZORFP SAS	2006	2021	2026
	GUAPI	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	2323	2310	2319
	LA TOLA	E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	1990	1997	2005
		ELECTRIPSUR E.S.P.	2036	2052	2040
		ENERPLASO SA E.S.P.	1944	1943	1960
	LOPEZ DE MICAY	COOSERPUL	1934	1942	1940
		EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	2194	2197	2197
		EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	2111	2113	2118
		ENERCAUCA S.A E.S.P.	2057	2059	2060
		ENERPLASO SA E.S.P.	1944	1943	1960
	MOSQUERA	ASOENERCOMMON	2313	2319	2325
		EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	2133	2136	2150
		EDEM S.A.S. E.S.P.	2021	2021	2024
	OLAYA HERRERA	ENERPLASO SA E.S.P.	1944	1943	1960
		EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	2133	2136	2150
	ROBERTO PAYAN	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	2133	2136	2150
		ENERPATIA SAS ESP	2114	2118	2118
	SAN ANDRES DE TUMACO	E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	1930	1930	
		EDEM S.A.S. E.S.P.	2021	2021	2024
		ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	1765	1765	1765
		ELECTROSUR ESP	1939	1944	1957
	SANTA BARBARA	ENERHAJAL E.A.T. E.S.P.	1781	1783	1791
		ASUSEIS. ESP	1793	1796	1810
		E.A.T. ELECTROSOLEDAD	1826	1830	1833
		EAT ELECTROPACIFICO	1996	1999	2001
		EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	2667	2670	2667
	TIMBIQUI	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	2111	2113	2118
		ENERCAUCA S.A E.S.P.	2057	2059	2060

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

Se evidencia que las empresas ELECTRIPSUR ESP, EDEM, ENERPLASO SA ESP, EMSEROCCIDENTE SA ESP, ENERCAUCA SA ESP y EAT ENEROLAYAHERRERA ESP reportan el mismo 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 usuarios,

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 \$1.746 \$/kWh en abril para ASOERCHAR (municipio de El Charco) hasta \$2.667 \$/kWh en junio de 2025 para 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, de abril a junio, la mayoría de empresas mantuvo una estabilidad relativa, con variaciones menores al 1 %. Por ejemplo, ELECTRO SAN JUAN E.S.P. en San Andrés de Tumaco sostuvo los \$1.765 \$/kWh de abril a junio, mientras que, EAT ENERAMARALES E.S.P. aumentó ligeramente de \$1.990 \$/kWh a \$2.005 \$/kWh en el mismo periodo.

## 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 usuarios residenciales de las ZNI corresponden a las tarifas de referencia aplicadas a los Usuarios 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.

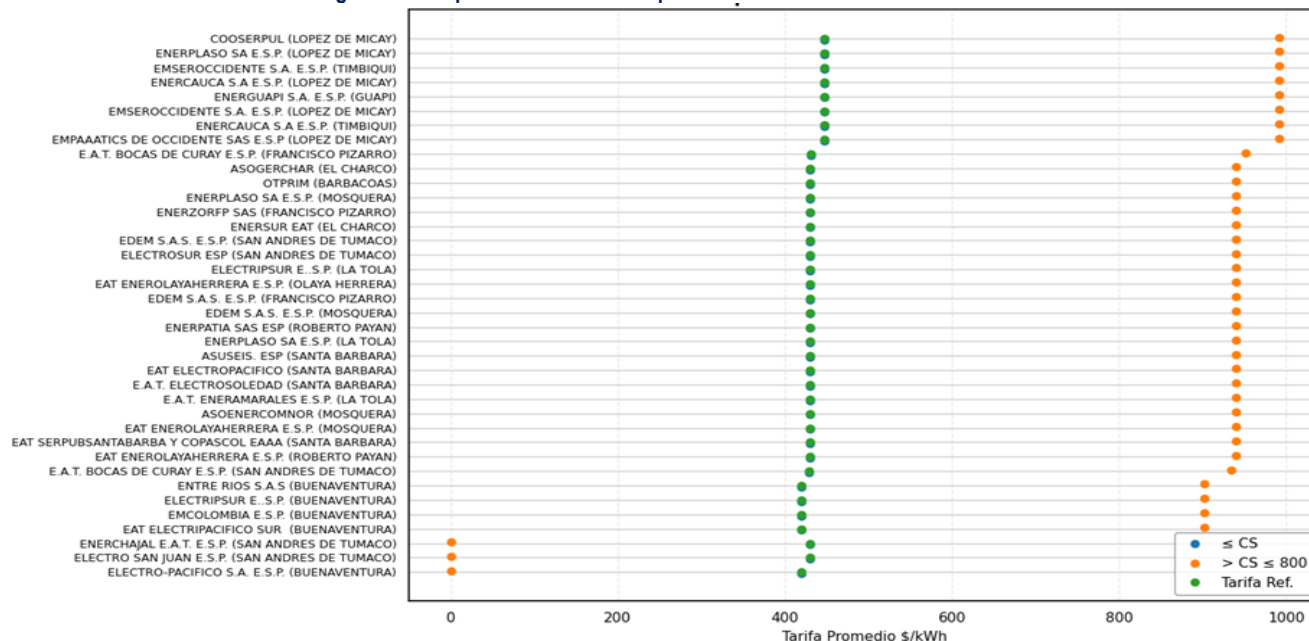
**Tabla 22 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Suroccidente**

Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1 <=CS	Estrato 1 >CS <=800	Tarifa Referencia
CAUCA	LOPEZ DE MICAY	COOSERPUL	447,12	991,48	447,11
	LOPEZ DE MICAY	EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	447,11	991,48	447,11
	LOPEZ DE MICAY	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	447,11	991,48	447,11
	TIMBIQUI	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	447,11	991,48	447,11
	LOPEZ DE MICAY	ENERCAUCA S.A E.S.P.	447,11	991,48	447,11
	TIMBIQUI	ENERCAUCA S.A E.S.P.	447,11	991,48	447,11
	GUAPI	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	447,11	991,48	447,11
NARIÑO	LOPEZ DE MICAY	ENERPLASO SA E.S.P.	447,11	991,48	447,11
	MOSQUERA	ASOENERCOMNOR	429,57	939,92	429,57
	EL CHARCO	ASOGERCHAR	429,57	939,92	429,57
	SANTA BARBARA	ASUSEIS. ESP	429,57	939,92	429,57
	FRANCISCO PIZARRO	E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	431,43	951,90	431,43
	SAN ANDRES DE TUMACO	E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	428,64	933,93	428,64
	SANTA BARBARA	E.A.T. ELECTROSOLEDAD	429,57	939,92	429,57
	LA TOLA	E.A.T. ENERAMARALEZ E.S.P.	429,57	939,92	429,57
	SANTA BARBARA	EAT ELECTROPACIFICO	429,57	939,92	429,57
	MOSQUERA	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	429,57	939,92	429,57
	OLAYA HERRERA	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	429,57	939,92	429,57
	ROBERTO PAYAN	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	429,57	939,92	429,57
	SANTA BARBARA	EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	429,57	939,92	429,57
	FRANCISCO PIZARRO	EDEM S.A.S. E.S.P.	429,57	939,92	429,57
	MOSQUERA	EDEM S.A.S. E.S.P.	429,57	939,92	429,57
	SAN ANDRES DE TUMACO	EDEM S.A.S. E.S.P.	429,57	939,92	429,57
	LA TOLA	ELECTRIPSUR E..S.P.	429,57	939,92	429,57
	SAN ANDRES DE TUMACO	ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	429,57	0,00	429,57
	SAN ANDRES DE TUMACO	ELECTROSUR ESP	429,57	939,92	429,57
	SAN ANDRES DE TUMACO	ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P.	429,57	0,00	429,57
	ROBERTO PAYAN	ENERPATIA SAS ESP	429,57	939,92	429,57
	LA TOLA	ENERPLASO SA E.S.P.	429,57	939,92	429,57
	MOSQUERA	ENERPLASO SA E.S.P.	429,57	939,92	429,57
	EL CHARCO	ENERSUR EAT	429,57	939,92	429,57
	FRANCISCO PIZARRO	ENERZORFP SAS	429,57	939,92	429,57
	BARBACOAS	OTPRIM	429,57	939,92	429,57
VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	EAT ELECTROPACIFICO SUR	419,22	902,10	419,22
	BUENAVENTURA	ELECTRIPSUR E..S.P.	419,22	902,10	419,22
	BUENAVENTURA	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	419,22	0,00	419,22
	BUENAVENTURA	EMCOLOMBIA E.S.P.	419,22	902,10	419,22
	BUENAVENTURA	ENTRE RIOS S.A.S	419,22	902,10	419,22

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



Figura 34 Comportamiento Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se identifica que las empresas ELECTRO SAN JUAN E.S.P., ENERCHAJAL E.A.T E.S.P. y ELECTROPACÍFICO S.A. E.S.P. reportaron en cero el campo correspondiente a las tarifas aplicadas para los usuarios del estrato 1 que tuvieron consumos entre 173 kWh y 800 kWh ( $173 > CS \leq 800$ ). Esta situación podría deberse a una interpretación incorrecta del lineamiento de cargue de información al SUI por parte del prestador. Por lo anterior, se procederá a emitir requerimiento a los citados prestadores con el fin de que ajusten la información reportada conforme a la normatividad vigente.

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 431,93 \$/kWh y fue el mercado de Buenaventura – Valle del Cauca donde se presentó la tarifa más baja.

## 8.8. Subsidios

Para el segundo trimestre de 2025 en esta territorial, el valor total de subsidios ascendió a 17.599.990.951 COP de los cuales, un 99,9% corresponden a subsidios del estrato 1 que ascendieron a 17.581.049.126 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado:



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

Mes	Abril Valor Subsidio (COP)	Abril %	Mayo Valor Subsidio (COP)	Mayo %	Junio Valor Subsidio (COP)	Junio %
Estrato 1	5.855.805.321	99.8%	5.966.725.181	99.9%	5.758.518.624	100.0%
Estrato 2	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%
Estrato 3	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%
Oficial	7.998.491	0.1%	6.209.334	0.1%	658.766	0.0%
Comercial - Ind.	1.191.995	0.0%	1.244.979	0.0%	1.638.259	0.0%
Total	5.864.995.807	100.0%	5.974.179.495	100.0%	5.760.815.649	100.0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

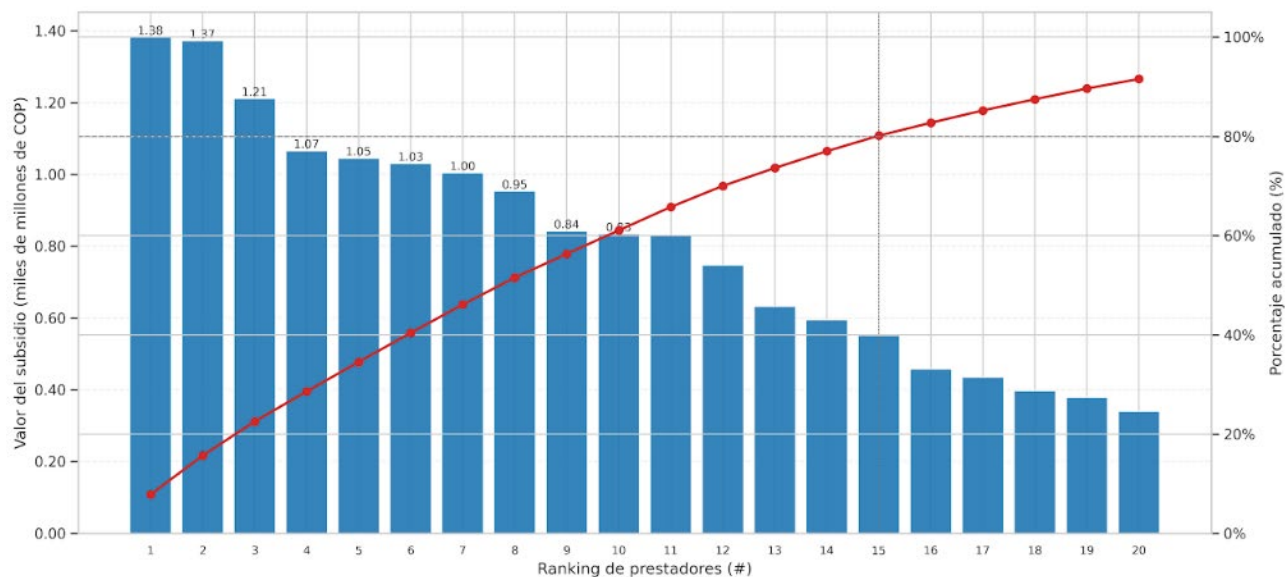
A continuación, se presenta un diagrama de rectángulos con la distribución de subsidios reportados por las 10 empresas con más asignación de subsidios de la dirección territorial suroccidente.

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



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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



#	Prestador (SIGLA)	Valor (mm COP)	% acumulado
1	ASOGERCHAR	1.38	7.9%
2	EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	1.37	15.7%
3	ENERSUR EAT	1.21	22.5%
4	E.A.T. ELECTROSOLEDAD	1.07	28.6%
5	EAT ELECTROPACIFICO SUR	1.05	34.5%
6	ENERPATIA SAS ESP	1.03	40.4%
7	COOSERPUL	1.00	46.1%
8	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	0.95	51.5%
9	ENTRE RIOS S.A.S	0.84	56.3%
10	EMCOLOMBIA E.S.P.	0.83	61.1%
11	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	0.83	65.8%
12	ASUSEIS. ESP	0.75	70.0%
13	ENERCAUCA S.A E.S.P.	0.63	73.6%
14	ELECTRIPSUR E..S.P.	0.60	77.0%
15	EDEM S.A.S. E.S.P.	0.55	80.1%
16	ELECTROSUR ESP	0.46	82.7%
17	ENERPLASO SA E.S.P.	0.44	85.2%
18	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	0.40	87.5%
19	EAT ELECTROPACIFICO	0.38	89.6%
20	ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	0.34	91.6%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 9.Territorial Nororiente

### 9.1. Cargo de Generación (G)

El análisis acá realizado para el cargo de generación del segundo trimestre de 2025 se basó en la información reportada por las empresas con prestación del servicio mediante generación distribuida con tecnología Diésel.

La determinación de los Cargos Máximos de Generación, se calculan a partir del costo regulado de la inversión para cada tecnología, los gastos de administración, operación y mantenimiento, las horas de prestación del servicio y las pérdidas reconocidas.

El prestador del servicio determina, los cargos máximos por energía generada o por capacidad disponible, como la suma de los costos de inversión y los costos de Administración, Operación y Mantenimiento, para cada tipo de tecnología, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 091 de 2007 y la resolución CREG 057 de 2009. Es importante tener en cuenta que gran parte del parque de generación instalado en las ZNI funciona con combustibles fósiles, 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 factores más significativos en las diferencias encontradas en el Costo Unitario de Prestación del Servicio CUPS.

En la territorial Nororiente, durante el segundo trimestre de 2025 solo reportó información la empresa ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P. quien presta el servicio en el departamento de Bolívar, atendiendo un promedio de 217 suscriptores. Adicionalmente se indica que el prestador SOLING DEL SINU reportó en ceros la información correspondiente al componente de generación, aunque reportó un promedio de 132 usuarios atendidos para el departamento de Bolívar, información que debe ser aclarada por parte del prestador.

Tabla 24 Cargos Componente (G) Territorial Nororiente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Abril	Mayo	Junio	Promedio
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
NORORIENTE	BOLÍVAR	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	1.135	1.130	1.101	1.122
NORORIENTE	BOLÍVAR	SOLINGDELSINU	0	0	0	0

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

### 9.2. Combustible

Para el análisis de la información se toman los datos reportados al SUI mediante el formato IC6. Reporte Comercial Generadores Diésel para el segundo trimestre del 2025 evidenciando que se cuenta un

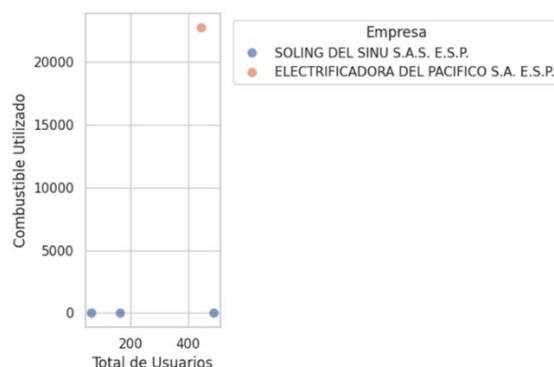
reporte de información en SUI la cual tuvo un consumo de 22.695 galones de combustible. En la siguiente tabla se observa el consumo de combustible por mes y el valor de eficiencia que se obtiene de tomar los kWh de energía generada con relación a los galones de combustible consumidos, reflejando un comportamiento lineal durante el trimestre.

**Tabla 25 Consumo combustible Territorial Nororient**

Mes	Abril		Mayo				Junio			
	Diesel	Efic	Diesel	Δ	Efic	Δ Efic	Diesel	Δ Diesel	Efic	Δ Efic
SIGLA	Utilizado Gal	kWh/Gal	Utilizado Gal	Diesel	kWh/Gal	%	Utilizado	%	kWh/Gal	%
ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	7565	12,42	7565	0,00	12,77	2,82	7565	0,00	12,14	-4,91
SOLINGDELSINU	0		0				0			

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

**Figura 37 Consumo combustible en el trimestre vs Usuarios atendidos - Territorial Nororient**



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

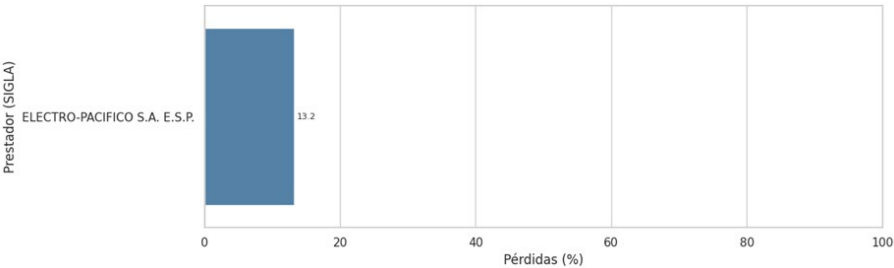
La empresa Electro-pacífico, muestra un consumo de combustible alto con referencia a la cantidad de usuarios atendidos, lo que refleja mayor dependencia del diésel por usuario y, en consecuencia, costos unitarios significativamente elevados. Por otro lado, el prestador SOLING DEL SINU, reportó valores en 0, por lo cual se requerimientos para que justifique los faltantes de reporte.

### 9.3. Pérdidas

Las pérdidas comerciales son producto de la diferencia entre energía generada y energía facturada; por lo anterior y conforme a la información reportada en el SUI por parte de la empresa ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P. para el segundo trimestre del año en curso, de esta información se observó que las pérdidas para el periodo analizado fueron de 13,2%.

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

Figura 38 Comportamiento Pérdidas Territorial Nororient



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

9.4. Componente de Distribución (D)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de distribución para el segundo 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 del sistema de distribución permite remunerar 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, donde se guarda relación con la propiedad de los activos de distribución.

A continuación, se presentan los valores reportados para la territorial Nororient con respecto a los cargos de distribución:

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

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Abril	Mayo	Junio	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
NORIENTE	BOLÍVAR	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	134	132	132	133
		SOLINGDELSINU	0	0	0	0

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Adicionalmente se indica que el prestador SOLING DEL SINU reportó en ceros la información correspondiente al componente de Distribución, para el departamento de Bolívar, información que debe ser aclarada por parte del prestador.

Se resalta que el prestador debe tener en cuenta para calcular los cargos de distribución para el nivel de tensión 1, el porcentaje de propiedad sobre los activos que usa para la prestación y el IPP<sup>4</sup> provisional.

## 9.5. Componente de Comercialización (C)

El Cargo Máximo Base de Comercialización C\*o, fue establecido en el artículo 37 de la Resolución CREG 091 de 2007 y corresponde a un valor mensual que varía entre 3.834 COP y 2.739 COP<sup>5</sup> por factura (valores a diciembre de 2006); éste depende de la existencia de medición o aforo de carga.

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

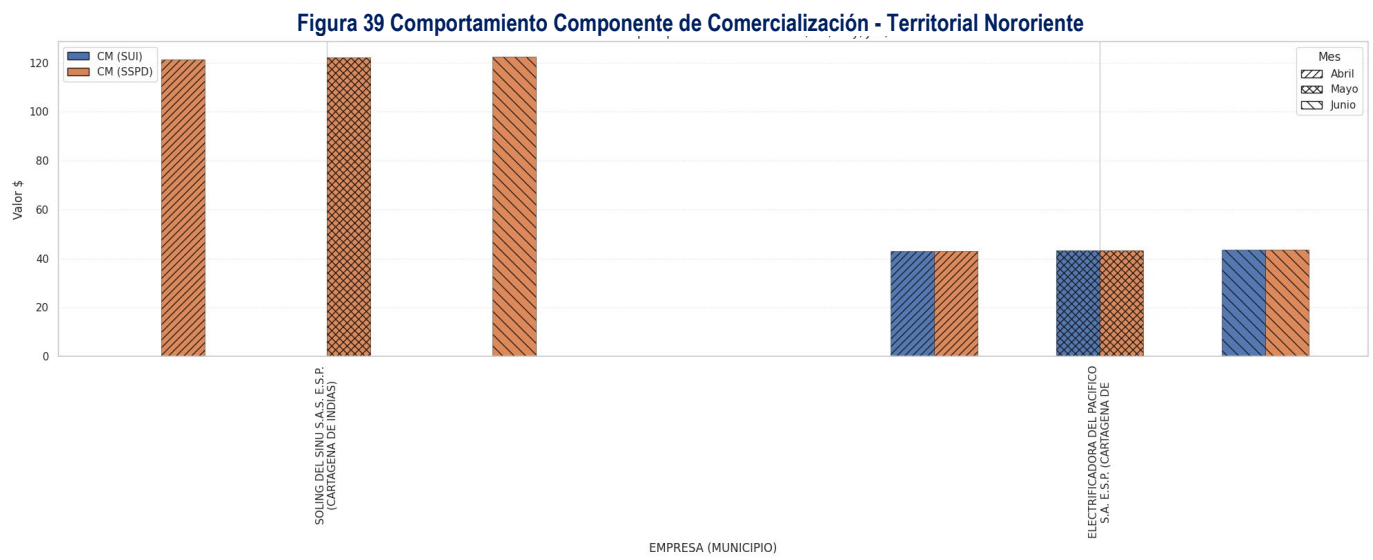
TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Abril	Mayo	Junio	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
NORORIENTE	BOLÍVAR	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	43	43	43	43
		SOLINGDELSINU	0	0	0	0

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). Sin Embargo, cabe aclarar que el prestador SOLING DEL SINU reportó en ceros la información correspondiente al componente de Comercialización, para el departamento de Bolívar, información que debe ser aclarada por parte del prestador.

<sup>4</sup> IPP: Índice de Precios al Productor

<sup>5</sup> Para los casos en los que se realiza aforos de carga



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

9.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)

El análisis realizado del comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio para el segundo trimestre del año 2025, se basó en el tipo de tecnología diésel para la generación de energía.

La fórmula tarifaria general aplicable a los usuarios 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:

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

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

Tabla 28 Costos Unitarios de Prestación del Servicio Territorial Nororient

TERRITORIAL	MUNICIPIO	SIGLA	Abril	Mayo	Junio
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
NORIENTE	CARTAGENA DE INDIAS	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	1.438	1.431	1.399
		SOLINGDELSINU	0	0	0

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

El Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS) en Cartagena de Indias muestra que ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P., encargado del servicio en Orika Isla Grande, registra valores estables cercanos



a \$1.438/kWh, mientras que SOLING DELISINU, reportó en ceros los componentes del CUPS, para el departamento de Bolívar, información que debe ser aclarada por parte del prestador.

## 9.7. Tarifas Aplicadas

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

**Tabla 29 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Nororient**

Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1 <=CS	Estrato 1 >CS <=800	Tarifa Referencia
BOLÍVAR	CARTAGENA DE INDIAS	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	474,10	0,00	474,10

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 9.8. Subsidios

Para el segundo trimestre de 2025 en esta territorial, el valor total de subsidios ascendió a 202.727.381 COP de los cuales, un 99,9% corresponden a subsidios del estrato 1 que ascendieron a 202.427.628 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios reportados por ELECTRO-PACIFICO, dado que fue el único prestador de esta territorial que durante el trimestre analizado reportó información en el SUI.

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

Mes	Abril - Valor Subsidio (COP)	Abril - %	Mayo - Valor Subsidio (COP)	Mayo - %	Junio - Valor Subsidio (COP)	Junio - %
Estrato 1	70.046.859	99.9%	67.504.800	99.9%	64.875.970	99.8%
Estrato 2	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%
Estrato 3	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%
Oficial	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%
Comercial - Ind.	85.351	0.1%	100.734	0.1%	113.668	0.2%
<b>Total</b>	<b>70.132.210</b>	<b>100.0%</b>	<b>67.605.534</b>	<b>100.0%</b>	<b>64.989.638</b>	<b>100.0%</b>

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

## 10. Generadores Puros

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

Tabla 31 Consumo de combustible -Generadores Puros

Mes	Abril		Mayo				Junio			
	Diesel Utilizado	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado	Δ Diesel %	Efic kWh/Gal	Δ Efic %	Diesel Utilizado	Δ Diesel %	Efic kWh/Gal	Δ Efic %
<b>SIGLA</b>										
CEDENAR S.A. E.S.P. (Puerto Leguízamo)	93922	11,44	87972	-6,34	12,14	6,15	83679	-4,88	12,01	-1,08
GENSA S.A. ESP (Inírida y Mitú)	277896	13,40	279616	0,62	13,46	0,41	254714	-8,91	13,58	0,91
GENSA S.A. ESP (Bahía Solano)	35478	13,23	31868	-10,18	13,01	-1,64	26306	-17,45	12,92	-0,69
GENERCOL SAS ESP (Unguía)	35400	11,17	25400	-28,25	17,39	55,76	31810	25,24	13,28	-23,62

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Para el periodo analizado, se observó que las eficiencias promedio más altas y bajas fueron de 17,39 y 11,17 kWh/gal en el municipio de Unguía por parte de GENERCOL S.A.S E.S.P.

## 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 han sido 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, que son 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 segundo trimestre del año 2025, se encontró que las empresas ENAM y SOPESA, prestan el servicio en 40 localidades atendiendo a 39.127 suscriptores en promedio que representan el 19.45 % del total de suscriptores atendidos en la ZNI durante el periodo analizado.

Para el segundo trimestre de 2025 dentro de las ASES, en el comportamiento de la tarifa aplicada al estrato 1 se tiene que la tarifa más baja fue la de SOPESA.

**Tabla 32 Tarifas Aplicadas segundo trimestre 2025 – ASE**

Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1 <=CS
AMAZONAS	EL ENCANTO	ENAM	372,32
AMAZONAS	LA CHORRERA	ENAM	372,32
AMAZONAS	LA PEDRERA	ENAM	372,32
AMAZONAS	LA VICTORIA	ENAM	372,32
AMAZONAS	LETICIA	ENAM	372,32
AMAZONAS	MIRITI - PARANA	ENAM	372,32
AMAZONAS	PUERTO ALEGRIA	ENAM	372,32
AMAZONAS	PUERTO ARICA	ENAM	372,32
AMAZONAS	PUERTO NARINO	ENAM	372,32
AMAZONAS	PUERTO SANTANDER	ENAM	372,32
AMAZONAS	TARAPACA	ENAM	372,32
ARCHIPIÉLAGO	PROVIDENCIA	SOPESA S.A. E.S.P.	339,57
ARCHIPIÉLAGO	SAN ANDRES	SOPESA S.A. E.S.P.	339,57

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 usuarios por estrato, durante el segundo trimestre de 2025.



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

Mes	Abril Valor Subsidio (COP)	Abril %	Mayo Valor Subsidio (COP)	Mayo %	Junio Valor Subsidio (COP)	Junio %
Estrato 1	1.607.980.617	11.7%	1.601.199.107	11.6%	1.662.332.434	11.3%
Estrato 2	2.343.038.225	17.1%	2.376.545.677	17.2%	2.516.822.431	17.0%
Estrato 3	1.786.835.241	13.0%	1.820.548.675	13.2%	1.916.679.526	13.0%
Oficial	1.334.375.846	9.7%	1.681.195.765	12.1%	1.775.910.730	12.0%
Comercial - Ind.	5.751.235.036	41.9%	5.419.350.931	39.1%	5.985.396.539	40.5%
Total	13.720.191.286	100.0%	13.844.281.629	100.0%	14.769.797.627	100.0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

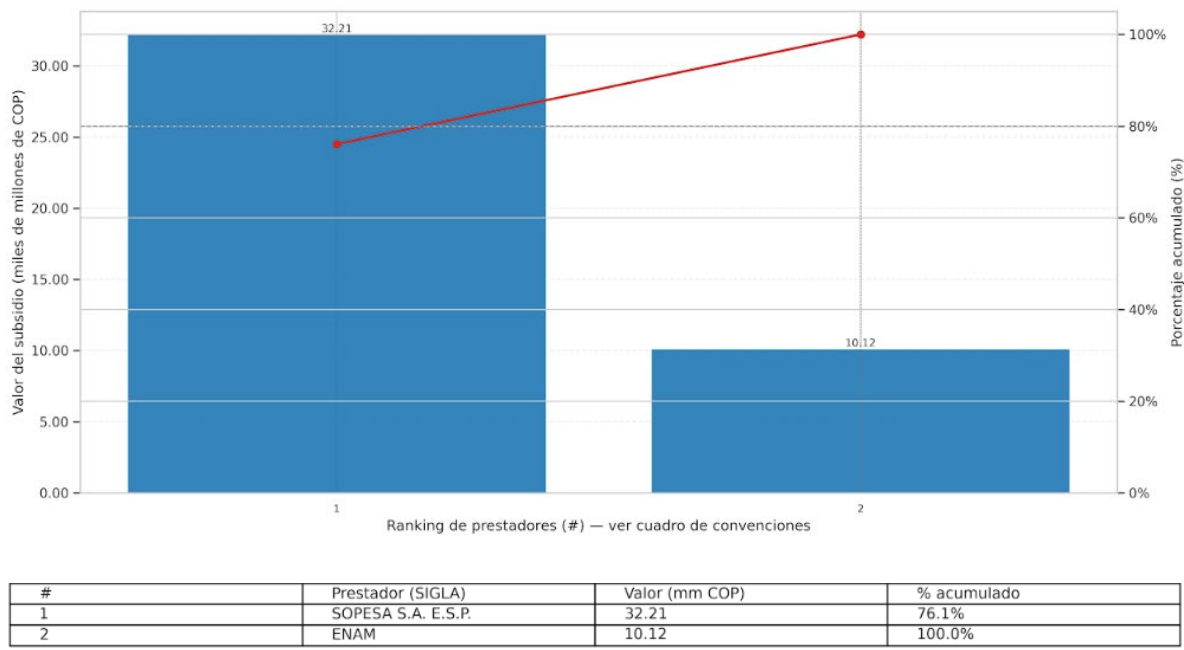
A continuación, se presenta un diagrama circular con la participación que tuvieron las empresas SOPESA y ENAM en el total de subsidios aplicados para el segundo trimestre de 2025 en las ASE.

Figura 40 Distribución de subsidios por empresa en el segundo trimestre 2025 (COP) – ASE



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 41 Pareto de subsidios por empresa en el segundo trimestre 2025 (COP) – ASE



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En este caso, la estructura de subsidios presenta un patrón muy distinto al observado a nivel nacional, con una concentración atípicamente alta en el segmento comercial e industrial, que absorbe el 40,5 % del total mensual, desplazando a los usuarios residenciales como principales beneficiarios del esquema. La participación de los estratos 1, 2 y 3 combinados apenas supera un tercio del total mensual, lo que se aparta del principio de focalización social previsto en la Ley 142 de 1994 y en los lineamientos del Fondo de Solidaridad, y podría indicar una desviación de la finalidad redistributiva del mecanismo.

## 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.

Mapa de Chile que muestra la Tarifa promedio Estrato 1 ( $\leq$  CS) por región. El mapa utiliza una escala de colores que va desde amarillo (menor tarifa) hasta azul oscuro (mayor tarifa). Las regiones están etiquetadas con sus respectivos valores numéricos.

Región	Tarifa promedio Estrato 1 ( $\leq$ CS)
Región de Aysén	372.32
Región de Magallanes	386.88
Región de Los Ríos	386.87
Región de Los Lagos	345.36
Región de Biobío	395.68
Región de Valparaíso	419.22
Región Metropolitana	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11
Región de Tarapacá	418.11
Región de Coquimbo	419.22
Región de Valparaíso	418.11
Región de Antofagasta	429.61
Región de Atacama	447.11

86

## 13. Información consolidada de Subsidios para el trimestre

Con respecto a los subsidios por menores tarifas del sector eléctrico en las ZNI, el cálculo de éstos se realiza de acuerdo a las indicaciones y fórmula establecida en el artículo 5 de la Resolución MME 40239 de 2022, para los usuarios residenciales de las localidades de más de trescientos (300) usuarios subsidiables, para las localidades de menos de trescientos (300) usuarios subsidiables se aplican los criterios de horas de prestación y consumos máximos subsidiables, de acuerdo con lo indicado en el artículo 6, y finalmente para los usuarios no residenciales de acuerdo con lo establecido en el artículo 8 de la misma Resolución MME 40239 de 2022.

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

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

Mes	Abril VALOR SUBSIDIO	Abril %	Mayo VALOR SUBSIDIO	Mayo %	Junio VALOR SUBSIDIO	Junio %
ESTRATO 1	\$ 13.831.052.587	46,3	\$ 13.666.034.181	46,2	\$ 13.441.764.472	44,4
ESTRATO 2	\$ 3.403.752.960	11,4	\$ 3.277.580.540	11,1	\$ 3.431.268.823	11,3
ESTRATO 3	\$ 1.843.649.225	6,2	\$ 1.868.367.336	6,3	\$ 1.966.459.392	6,5
ESTRATO 4	\$ 642.043.320	2,1	\$ 676.541.042	2,3	\$ 654.792.814	2,2
ESTRATO 5	\$ 161.929.298	0,5	\$ 170.095.019	0,6	\$ 156.691.520	0,5
ESTRATO 6	\$ 92.753.703	0,3	\$ 98.805.413	0,3	\$ 101.171.633	0,3
OFICIAL	\$ 2.965.601.711	9,9	\$ 3.279.922.289	11,1	\$ 3.364.466.506	11,1
COMERCIAL INDUSTRIAL	\$ 6.943.641.079	23,2	\$ 6.522.480.515	22,1	\$ 7.132.159.685	23,6
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 29.884.423.882</b>	<b>100</b>	<b>\$ 29.558.795.007</b>	<b>100</b>	<b>\$ 30.248.774.845</b>	<b>100</b>

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Una vez analizada la información, el patrón de asignación de subsidios muestra una concentración clara en los estratos más bajos, con el estrato 1 recibiendo consistentemente cerca de la mitad de los recursos y el estrato 2 y 3 sumando alrededor de un 18 % adicional, lo que refleja una focalización coherente con los principios de equidad establecidos en la Ley 142 y sus modificaciones. Sin embargo, la participación de los sectores comercial e industrial, que en algunos meses supera el 23 %, es suficientemente alta como para cuestionar la alineación de este esquema con el objetivo de proteger prioritariamente a los usuarios residenciales vulnerables, y podría estar generando presiones financieras innecesarias sobre el Fondo de Solidaridad.

La estabilidad de las proporciones por uso entre los tres meses sugiere que no hubo variaciones



estructurales relevantes en la composición de la demanda ni en la política de subsidios, lo que facilita la previsión regulatoria y presupuestal.

## 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, un último formato que recopila información con los valores de las variables necesarias para realizar el correspondiente cálculo del Costo Unitario, calculado para cada uno de los mercados atendidos por cada una de las empresas prestadoras en Zonas No interconectadas 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.

Con forme 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:

En el tercer trimestre de 2025, se obtuvo el reporte de 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 35 Costo Unitario Promedio Esquema Ciclos– Primer Trimestre de 2025 (COP)**

EMPRESA	DEPARTAMENTO	CU PROMEDIO (\$)
DISPOWER S.A.S. E.S.P.	BOLÍVAR	\$ 4.626
	CASANARE	\$ 6.720
	CESAR	\$ 14.897
	CHOCÓ	\$ 3.837
	LA GUAJIRA	\$ 4.516
	VICHADA	\$ 8.399
ELECTRIFICADORA ENTRE RIOS S.A.S	NARIÑO	\$ 4.648
EMPRESA ASOCIATIVA DE TRABAJO ENERGIA DEL SUR	NARIÑO	\$ 7.611
EMPRESA ASOCIATIVA DE TRABAJO Y LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA EN LA	NARIÑO	\$ 6.090

EMPRESA	DEPARTAMENTO	CU PROMEDIO (\$)
ZONA RURAL DEL MUNICIPIO DE LA TOLA NARIÑO		
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS DEL CAQUETA S.A.S. ESP	CAQUETÁ	\$ 5.214
	CASANARE	\$ 5.321
	CESAR	\$ 3.294
	CHOCÓ	\$ 3.488
	LA GUAJIRA	\$ 3.656
	META	\$ 4.767
EMPRESA PRESTADORA DE SERVICIOS PÚBLICOS DE ENERGÍAS GAS Y TELECOMUNICACIONES S.A.S.	CAUCA	\$ 5.695
	CESAR	\$ 5.163
	CHOCÓ	\$ 4.441
	GUAVIARE	\$ 4.954
	LA GUAJIRA	\$ 5.125
	META	\$ 6.443
	NARIÑO	\$ 4.047
	NORTE DE SANTANDER	\$ 5.470
	PUTUMAYO	\$ 4.510
	VICHADA	\$ 8.600
HELIOS ENERGIA S.A.S ESP	BOLÍVAR	\$ 4.885
	CAQUETÁ	\$ 9.091
	CASANARE	\$ 7.868
	CESAR	\$ 4.982
	CÓRDOBA	\$ 7.164
	LA GUAJIRA	\$ 6.437
	MAGDALENA	\$ 5.807
	META	\$ 5.186
	PUTUMAYO	\$ 4.398
	VAUPÉS	\$ 6.269
SOLING DEL SINU S.A.S. E.S.P.	BOLÍVAR	\$ 5.757
	CÓRDOBA	\$ 5.201
TECNOLOGIA VERDE ESP SAS	CESAR	\$ 5.466
	MAGDALENA	\$ 5.550

Fuente: Promail – Elaboración: GZNI

Se observa que el valor promedio del Costo Unitario reportado por la empresa prestadora DISPOWER, en el departamento de Cesar durante el segundo trimestre del año en curso, presenta una diferencia significativa en comparación con los demás prestadores. Se presume que esta diferencia se debe a que el prestador realiza una inversión importante en los componentes de la unidad solar fotovoltaica, o, en el peor de los casos, a un posible error en el reporte de la información. Se llevarán a cabo acciones de inspección y vigilancia para aclarar y verificar la precisión de los datos reportados.

**Figura 43. Costo Unitario Promedio de SISFV II Trimestres 2025**



Fuente: PROMAIL-Elaboración: DTGE-GZNI

Adicionalmente, se aclara que, en el reporte de información, no se encontró que alguna empresa prestadora realizara el reporte del esquema de facturación prepago, conforme a lo indica el lineamiento 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 estructuraron para el cumplimiento de los siguientes objetivos:

Respecto de la Información Comercial:

- I) Ampliar la caracterización de todos los usuarios 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:

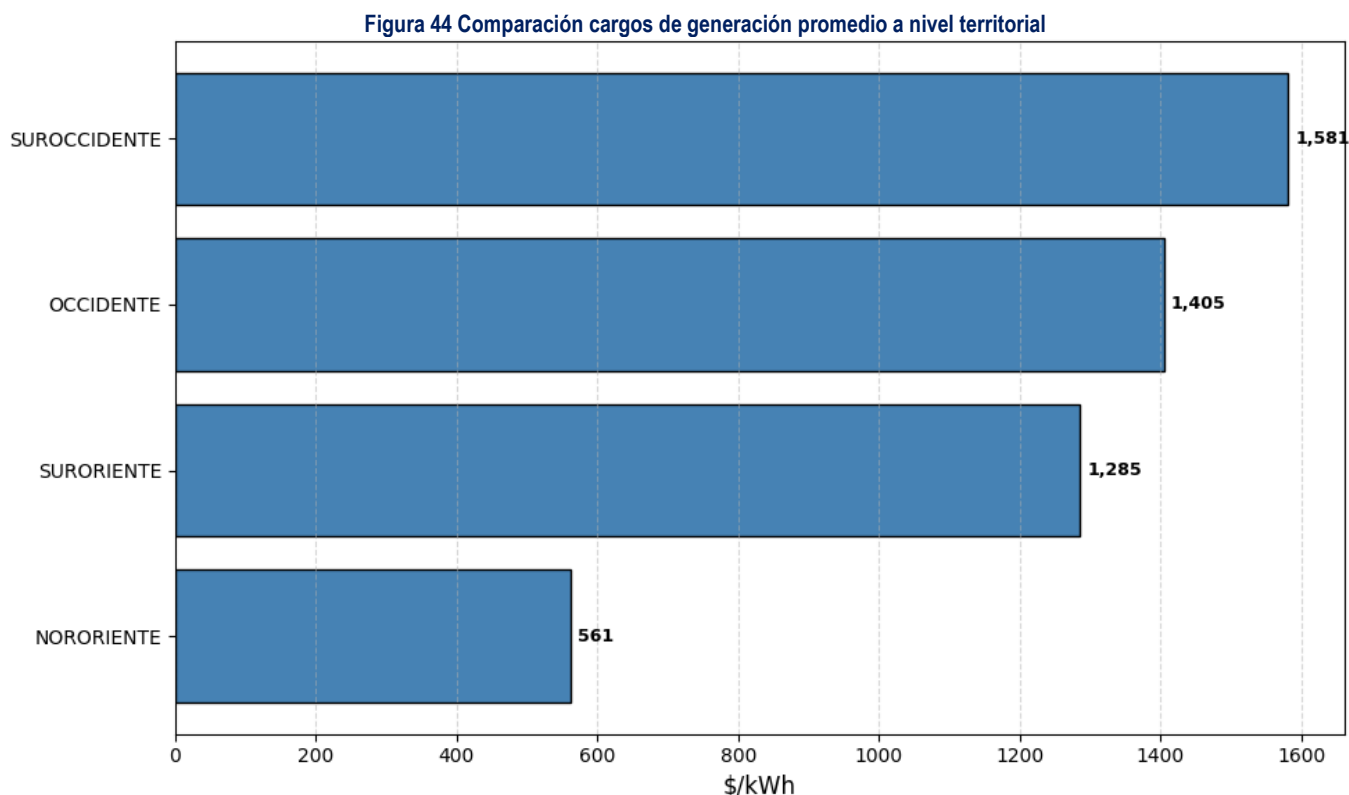
- I) Ampliar la caracterización de la infraestructura eléctrica con la que cuenta el prestador para realizar la prestación del servicio de energía eléctrica.
- II) Verificar la realización de mantenimientos a la infraestructura eléctrica de los prestadores del servicio.
- III) Vigilar el cumplimiento 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 nueva 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 usuarios atendidos y las condiciones logísticas de transporte de diésel. Esto hace que cada territorial presente realidades muy distintas en términos de eficiencia y sostenibilidad económica. A continuación, se presenta una comparación de los costos promedio de generación (\$/kWh) por territorial, que permite evidenciar esas diferencias estructurales y resalta cuáles regiones enfrentan mayores desafíos financieros y operativos.



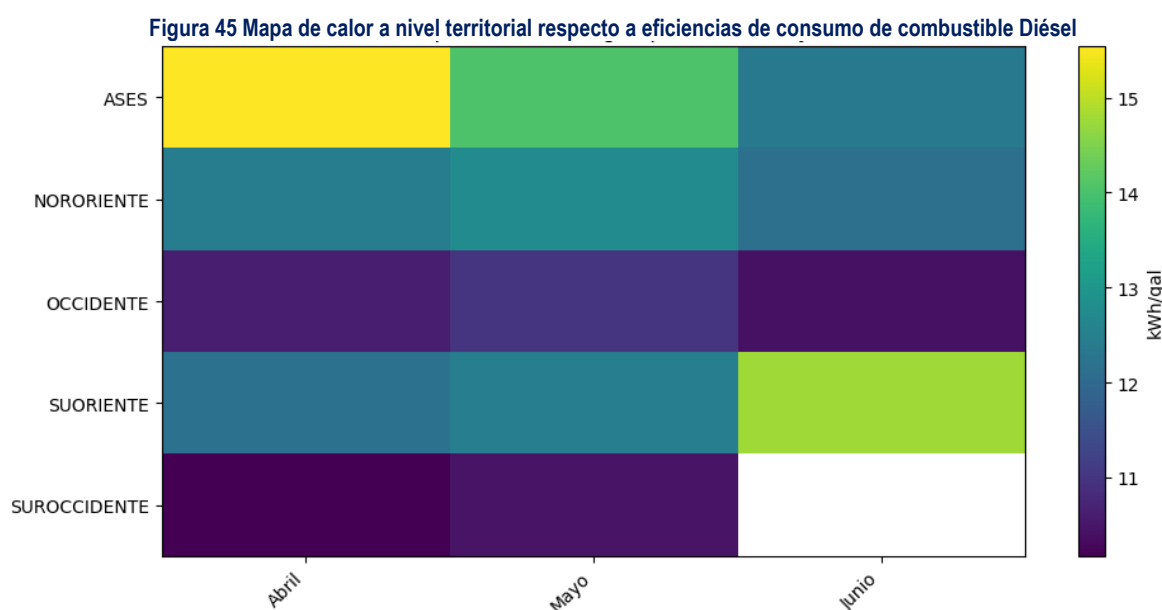
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

La Territorial suroccidente presenta el promedio más alto del componente de generación, con \$1.581/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 sobre costos 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 (\$1.405/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 Nuquí o Bahía Solano puede estar jalonando al alza 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.



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

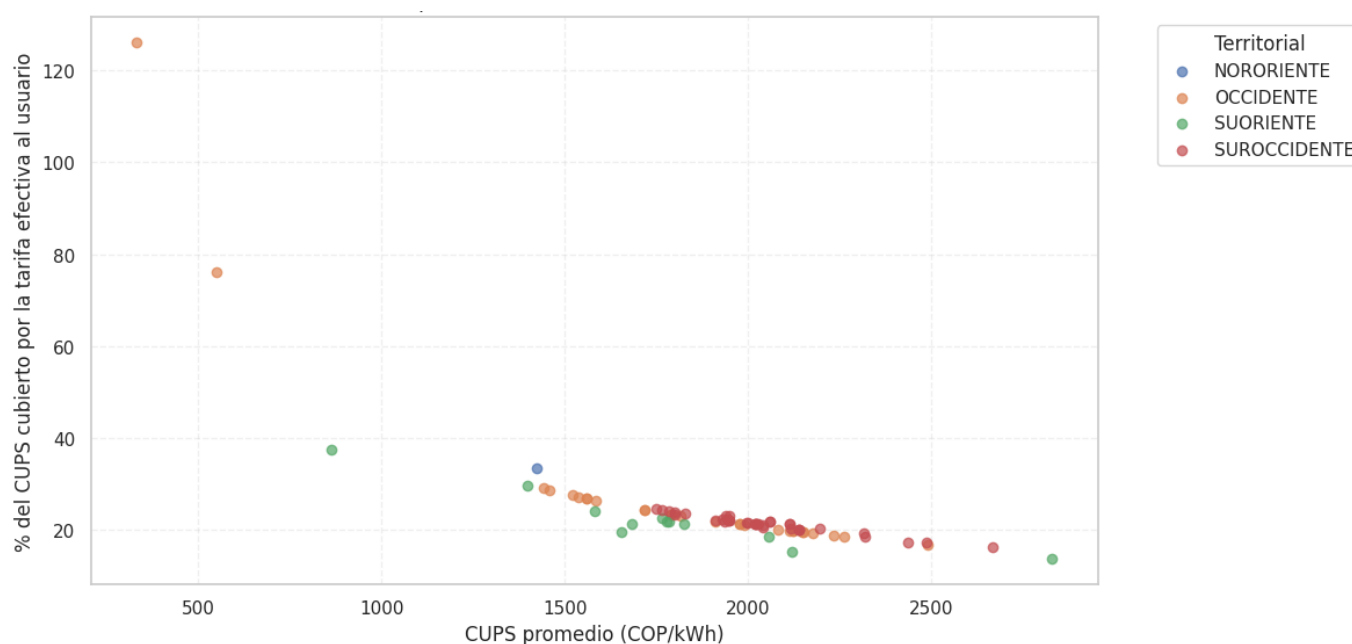
Una vez analizada la información, se observan territoriales con eficiencias consistentemente altas frente a otros con valores bajos que podrían indicar sobreconsumo de combustible o uso de equipos poco eficientes. Así mismo, en algunas territoriales la eficiencia fluctúa de un mes a otro, lo que puede 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 usuarios. 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 46 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 del 40%–60%, reflejando una menor brecha entre costo y remuneración. Las territoriales Suroccidente y Suoriente concentran la mayoría de los casos críticos, con CUPS elevados y tarifas muy por debajo del costo real, reflejando dependencia casi total de los subsidios.

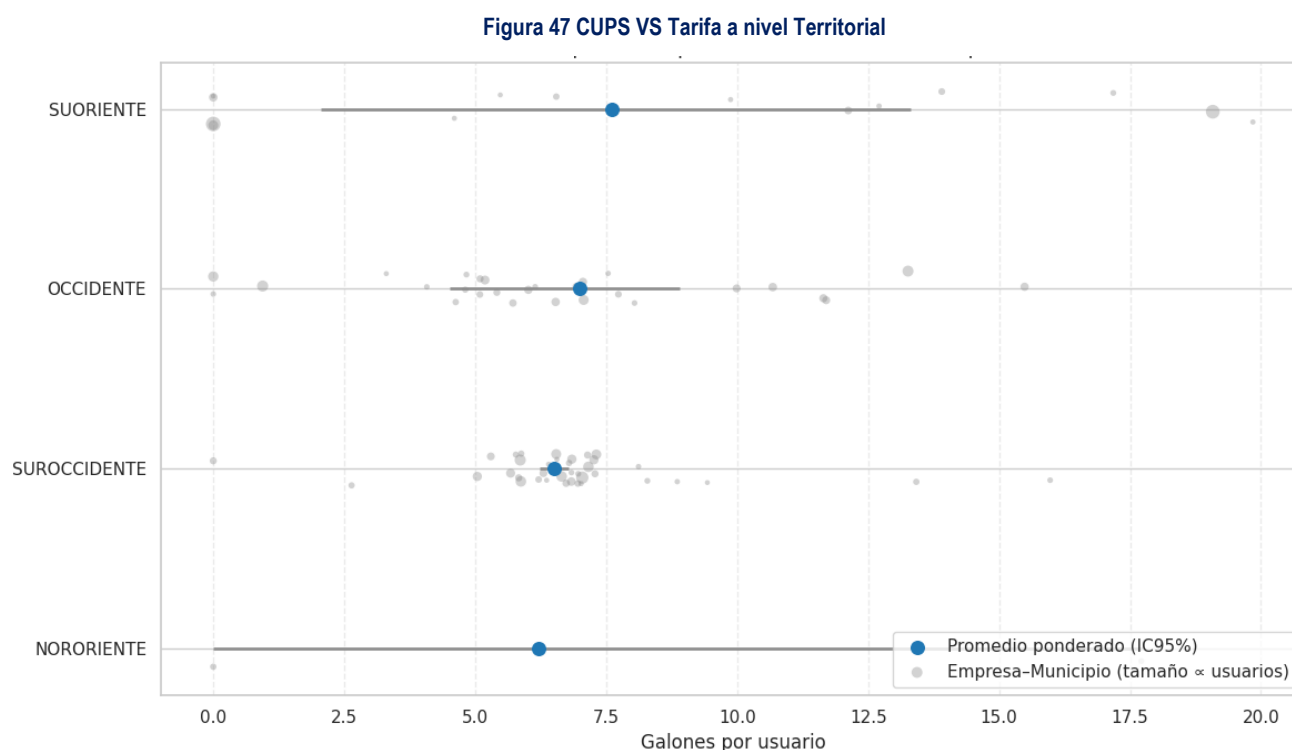
El comportamiento del indicador confirma que, en las ZNI, la tarifa aplicada al usuario cubre en promedio menos de un tercio del costo de prestación del servicio. Este patrón refleja una alta dependencia de los subsidios nacionales y subraya la necesidad de revisar la progresividad del esquema tarifario 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/Usuarios

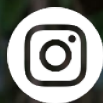
El consumo de combustible diésel constituye uno de los principales determinantes del costo unitario de prestación del servicio (CUPS) en las Zonas No Interconectadas. Analizar los galones utilizados por usuario atendido permite evaluar tanto la eficiencia del sistema de generación como la intensidad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



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 8 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 datos 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 8 galones/usuario).

Carrera 18 No. 84 – 35  
Bogotá D.C, Colombia  
(+571) 601-691-3005  
[www.superservicios.gov.co](http://www.superservicios.gov.co)  
[sspd@superservicios.gov.co](mailto:sspd@superservicios.gov.co)



**Superservicios**