

Boletín Tarifario **ZNI**

I Trimestre de 2025



Contenido

Introducción:.....	8
1. Estructura Tarifaria (CREG 091 - 2007).....	9
2. Resolución CREG 101 026 de 2022	9
3. Regulación Subsidios	10
3.1. Resolución MME 40239 (13-07-2022).....	10
3.2. Resolución MME 40292 (05-08-2022).....	11
4. Áreas geográficas de las ZNI	11
5. Territorial Occidente	12
5.1. Cargo de Generación (G).....	12
5.2. Combustible	16
5.3. Pérdidas.....	18
5.4. Componente de Distribución (D)	20
5.5. Componente de Comercialización (C).....	23
5.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS).....	25
5.7. Tarifas Aplicadas	27
5.8. Subsidios	30
6. Territorial Suroriente	31
6.1. Cargo de Generación (G).....	31
6.2. Combustible	33
6.3. Pérdidas.....	35
6.4. Componente de Distribución (D)	36
6.5. Componente de Comercialización (C).....	38
6.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS).....	40
6.7. Tarifas Aplicadas	42
6.8. Subsidios	44
7. Territorial Suroccidente.....	46
7.1. Cargo de Generación (G)	46



7.2.	Combustible	48
7.3.	Pérdidas	51
7.4.	Componente de Distribución (D)	53
7.5.	Componente de Comercialización (C)	56
7.6.	Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)	58
7.7.	Tarifas Aplicadas	61
7.8.	Subsidios	63
8.	Territorial Nororiente	64
8.1.	Cargo de Generación (G)	64
8.2.	Combustible	65
8.3.	Pérdidas	67
8.4.	Componente de Distribución (D)	68
8.5.	Componente de Comercialización (C)	70
8.6.	Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)	71
8.7.	Tarifas Aplicadas	73
8.8.	Subsidios	74
9.	Generadores Puros	75
10.	Áreas de Servicio Exclusivo (ASE)	75
10.1.	Tarifas aplicadas	75
10.2.	Subsidios ASE	77
11.	Información consolidada de Tarifas Aplicadas para el trimestre	79
12.	Información consolidada de Subsidios para el trimestre	80
13.	Soluciones Solares Fotovoltaicas Individuales (SSFVI)	81
14.	Resolución SSPD No. 20211000859995 (24-12-2021)	82
15.	Comparación entre indicadores de territoriales	83
15.1.	Generación	83
15.2.	Eficiencia	85

Figuras

Figura 1 Comportamiento del promedio trimestral componente (G) Territorial Occidente	15
Figura 2 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Occidente	17
Figura 3 Combustible utilizado Vs Usuarios atendidos - Territorial Occidente	18
Figura 4 Comportamiento Pérdidas Territorial Occidente	19
Figura 5 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial de Occidente	22
Figura 6 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial de Occidente	24
Figura 7 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Occidente	25
Figura 8 Comportamiento CUPS (COP/kWh) - Territorial Occidente	27
Figura 9 Comportamiento Tarifas aplicadas (COP/kWh) - Territorial Occidente	29
Figura 10 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2025 (COP) – Territorial Occidente	30
Figura 11 Comportamiento del promedio trimestral Componente (G) Territorial Suroriente	33
Figura 12 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Suroriente	34
Figura 12 Consumo combustible en el trimestre vs Usuarios - Territorial Suroriente	35
Figura 13 Comportamiento pérdidas Territorial Suroriente	36
Figura 14 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroriente	38
Figura 15 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Suroriente	39
Figura 16 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Suroriente	40
Figura 17 Comportamiento CUPS (COP/kWh) - Territorial Suroriente	42
Figura 18 Tarifas aplicadas - Territorial Suroriente	44
Figura 19 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2025 (COP) – Territorial Suroriente	45
Figura 20 Comportamiento del promedio trimestral Componente (G) Territorial Suroccidente	48
Figura 21 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Suroccidente	50



Figura 21 Consumo combustible en el trimestre vs Usuarios - Territorial Suroccidente	50
Figura 22 Comportamiento Pérdidas Territorial Suroccidente	52
Figura 23 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroccidente	55
Figura 24 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Suroccidente	57
Figura 25 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Suroccidente	58
Figura 26 Comportamiento CUPS Territorial Suroccidente	60
Figura 27 Comportamiento Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Suroccidente	62
Figura 28 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2025 (COP) – Territorial Suroccidente	63
Figura 29 Comportamiento Generación Territorial Nororiente	65
Figura 30 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Nororiente.....	66
Figura 30 Consumo combustible en el trimestre vs Usuarios atendidos - Territorial Nororiente.....	66
Figura 31 Comportamiento Pérdidas Territorial Suroccidente	67
Figura 32 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Nororiente	69
Figura 33 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Nororiente	70
Figura 33 Comportamiento Componente de Comercialización - Territorial Nororiente	71
Figura 34 Comportamiento CUPS (COP/kWh) - Territorial Nororiente	72
Figura 35 Comportamiento Tarifas (COP/kWh) - Territorial Nororiente.....	73
Figura 36 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2025 (COP) – Territorial Suroccidente	74
Figura 37 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2025 (COP) – ASE	78
Figura 38 Distribución de la tarifa promedio aplicada a estrato 1 por departamentos.....	79
Figura 38 Comparación cargos de generación promedio a nivel territorial.....	84
Figura 38 Mapa de calor a nivel territorial respecto a eficiencias de consumo de combustible Diesel	85

:

Tablas

Tabla 1 Áreas geográficas Información reportada al SUI	12
Tabla 2 Cargos Componente (G) Territorial Occidente.....	14
Tabla 3 Consumo combustible Territorial Occidente	16
Tabla 4 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial de Occidente	21
Tabla 5 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Occidente	23
Tabla 6 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Occidente.....	26
Tabla 7 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Occidente	28
Tabla 8 Subsidios aplicados por estrato-Uso – Primer trimestre 2025 (COP - %) – Territorial Occidente.....	30
Tabla 9 Cargos Componente (G) Territorial Suroriente	32
Tabla 10 Consumo combustible Territorial Suroriente	34
Tabla 11 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroriente.....	37
Tabla 12 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial suroriente	39
Tabla 13 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Suroriente	41
Tabla 14 Tarifas Aplicadas Estrato 1 – Territorial Suroriente.....	43
Tabla 15 Subsidios aplicados por estrato-Uso – primer trimestre de 2025 (COP - %) – Territorial Suroriente.....	44
Tabla 16 Cargos Componente (G) Territorial Suroccidente.....	47
Tabla 17 Consumo combustible Territorial Suroccidente.....	49
Tabla 18 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroccidente	54
Tabla 19 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial suroccidente	56
Tabla 20 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Suroccidente	59
Tabla 21 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Suroccidente	61
Tabla 22 Subsidios aplicados por estrato-Uso – primer trimestre de 2025 (COP - %) – Territorial Suroccidente	63



Tabla 23 Cargos Componente (G) Territorial Nororiente	64
Tabla 24 Consumo combustible Territorial Nororiente	65
Tabla 25 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Nororiente	68
Tabla 26 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Nororiente	70
Tabla 27 Costos Unitarios de Prestación del Servicio Territorial Nororiente	72
Tabla 28 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Nororiente	73
Tabla 29 Subsidios aplicados por estrato-Uso – Primer trimestre de 2025 (COP - %) – Territorial Nororiente	74
Tabla 30 Consumo de combustible -Generadores Puros	75
Tabla 31 Tarifas Aplicadas Primer trimestre 2025 – ASE	77
Tabla 32 Subsidios aplicados por estrato-Uso – primer trimestre de 2025 (COP - %) – ASE	78
Tabla 33 Subsidios aplicados en el primer trimestre de 2025 (COP)	80
Tabla 34 Costo Unitario Promedio Esquema Ciclos– Primer Trimestre de 2025 (COP)	82



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, con corte al primer 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 indicador integra los componentes asociados a la generación, distribución y comercialización, permitiendo evaluar la eficiencia y sostenibilidad del servicio, así como sustentar la aplicación de tarifas y el 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 efectuó un análisis integral de los componentes que conforman el CUPS (generación, distribución y comercialización) así como de 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 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).

En seguimiento, se analiza el 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 (SSFVI). Se incluye una clasificación de los mercados ZNI agrupados 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 mercados bajo esquemas de 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.

Para el año 2009, la CREG, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 056 de 2009, consideró necesaria la actualización de los costos de inversión utilizados para remunerar las actividades de generación y distribución de energía eléctrica en las ZNI, por lo cual expidió la Resolución CREG 057 de 2009, con la que actualizó 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 2023 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 sobre la prestación del servicio de tal forma que los prestadores del servicio mediante esta tecnología reporten las variables e información que se define en la Resolución CREG 101 026 de 2022, esta información viabiliza 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 establece 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 de las localidades con más y menos de 300 usuarios, 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 de la vigencia 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.

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 primer trimestre de 2025.

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

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
SUROIENTE	CAQUETÁ	2
SUROIENTE	CASANARE	1
SUROIENTE	GUAINÍA	1
SUROIENTE	GUAVIARE	2
SUROIENTE	PUTUMAYO	4
SUROIENTE	VAUPÉS	5
SUROIENTE	VICHADA	2
SUROCCIDENTE	CAUCA	3
SUROCCIDENTE	NARIÑO	27
SUROCCIDENTE	VALLE DEL CAUCA	18

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

A junio de 2025, el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS reporta 110 empresas registradas para la prestación del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas (ZNI). De estas, 37 empresas realizaron actualización de su información durante el primer trimestre del presente año, lo que corresponde al 33,6 % del total de prestadores registrados.

De acuerdo con la información reportada se tiene que, las 65 empresas prestaron el servicio de energía eléctrica a 203.412 suscriptores en promedio para el primer trimestre de 2025 (usuarios residenciales, comerciales, industriales, oficiales, provisionales y especiales), ubicados en 1.244 localidades a marzo del 2025.

5. Territorial Occidente

5.1. Cargo de Generación (G)

El análisis efectuado para el componente de cargo de generación correspondiente al primer 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, 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. Debe resaltarse que una porción significativa del parque de generación en las ZNI opera con combustibles fósiles líquidos, lo cual puede introducir volatilidad en los costos operativos. En tal sentido, el consumo de combustible constituye una de las variables más determinantes en la configuración del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS), incidiendo directamente en la variabilidad de los cargos de generación entre diferentes mercados.

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. Para la territorial Occidente durante el primer trimestre de 2025 reportaron información 17 empresas que prestan el servicio en 2 departamentos y 287 localidades en promedio, así mismo, atendiendo 47.915 suscriptores en promedio, lo que representa el 23,6% del total de los suscriptores atendidos en ZNI durante el período de análisis.

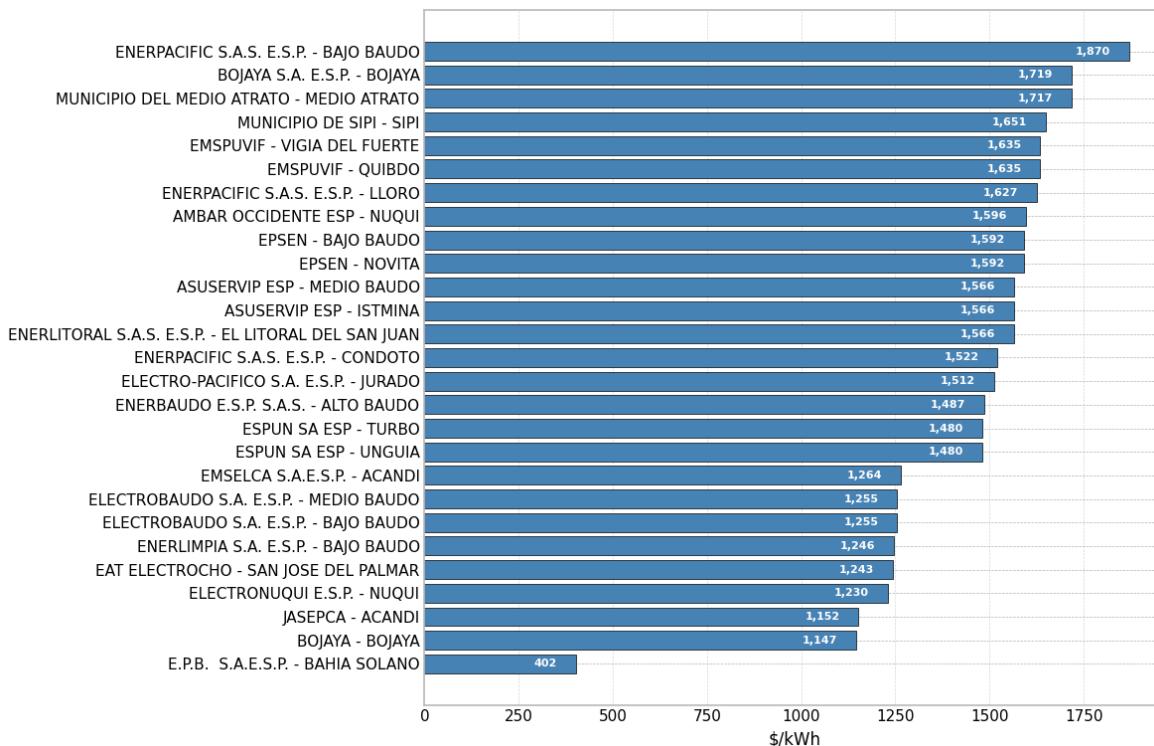
Tabla 2 Cargos Componente (G) Territorial Occidente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Enero \$/kWh	Febrero \$/kWh	Marzo \$/kWh	Promedio \$/kWh
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	EMSPUVIF	\$ 1.644	\$ 1.634	\$ 1.626	\$ 1.635
		ESPUN SA ESP	\$ 1.463	\$ 1.482	\$ 1.495	\$ 1.480
	CHOCÓ	AMBAR OCCIDENTE ESP	\$ 1.567	\$ 1.608	\$ 1.613	\$ 1.596
		ASUSERVIP ESP	\$ 1.558	\$ 1.563	\$ 1.575	\$ 1.566
		BOJAYA	\$ 1.139	\$ 1.154	\$ 1.146	\$ 1.147
		BOJAYA S.A. E.S.P.	\$ 1.702	\$ 1.714	\$ 1.741	\$ 1.719
		E.P.B. S.A.E.S.P.	\$ 432	\$ 360	\$ 413	\$ 402
		EAT ELECTROCHO	\$ 1.239	\$ 1.243	\$ 1.246	\$ 1.243
		ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	\$ 1.504	\$ 1.510	\$ 1.521	\$ 1.512
		ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	\$ 1.246	\$ 1.254	\$ 1.265	\$ 1.255
		ELECTRONUQUI E.S.P.	\$ 1.217	\$ 1.232	\$ 1.241	\$ 1.230
		EMSELCA S.A.E.S.P.	\$ 1.260	\$ 1.264	\$ 1.269	\$ 1.264
		EMSPUVIF	\$ 1.644	\$ 1.634	\$ 1.626	\$ 1.635
		ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	\$ 1.486	\$ 1.492	\$ 1.483	\$ 1.487
		ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	\$ 1.238	\$ 1.242	\$ 1.257	\$ 1.246
		ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	\$ 1.627	\$ 1.535	\$ 1.535	\$ 1.566
		ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	\$ 1.664	\$ 1.676	\$ 1.678	\$ 1.673
		EPSEN	\$ 1.584	\$ 1.585	\$ 1.608	\$ 1.592
		ESPUN SA ESP	\$ 1.463	\$ 1.482	\$ 1.495	\$ 1.480
		JASEPCA	\$ 1.161	\$ 1.144	\$ 1.151	\$ 1.152
		MUNICIPIO DE SIPI	\$ 1.645	\$ 1.651	\$ 1.656	\$ 1.651
		MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	\$ 1.711	\$ 1.723	\$ 1.719	\$ 1.717

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI



Figura 1 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 primer 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, sin reflejar diferencias técnicas, logísticas ni operativas 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 E.P.B. S.A.E.S.P. es particularmente atípico, al reportar un cargo de generación muy por debajo del promedio regional. Este comportamiento excepcional podría explicarse por el uso de una fuente hidráulica local.

ENERPACIFIC S.A.E.S.P. muestra un comportamiento ascendente y sostenidamente alto en el componente de generación, lo que indica una presión creciente sobre sus costos operativos. Esta tendencia, si no está respaldada en el precio del combustible, puede estar señalando una disminución en la eficiencia o en la disponibilidad de equipos.

5.2. Combustible

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

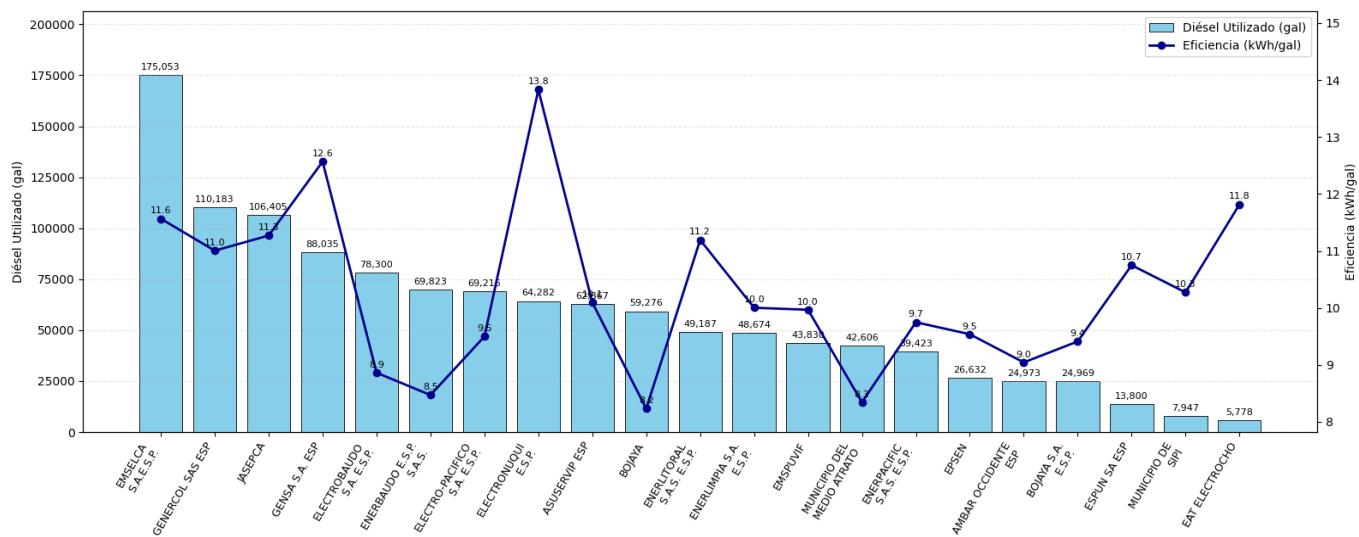
Tabla 3 Consumo combustible Territorial Occidente

Mes SIGLA	Enero		Febrero		Marzo	
	Diesel Utilizado Gal	Eficiencia kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Eficiencia kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Eficiencia kWh/Gal
AMBAR OCCIDENTE ESP	8492	8,6	8492	8,8	7989	9,8
ASUSERVIP ESP	20324	10,7	22452	8,9	20091	10,8
BOJAYA	23092	7,6	18092	8,1	18092	9,2
BOJAYA S.A. E.S.P.	8323	9,7	8323	9,4	8323	9,2
EAT ELECTROCHO	1979	11,5	1955	11,0	1844	13,0
ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	23072	9,4	23072	8,9	23072	10,3
ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	26100	9,6	26100	8,2	26100	8,8
ELECTRONUQUI E.S.P.	21591	14,3	21591	12,7	21100	14,5
EMSELCA S.A.E.S.P.	58351	12,1	58351	10,8	58351	11,8
EMSPUVIF	17165	8,8	17165	7,9	9500	15,8
ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	24398	8,5	22898	8,3	22527	8,6
ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	17064	9,8	16610	9,3	15000	11,0
ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	17208	11,1	15281	11,2	16698	11,2
ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	13141	9,7	13141	9,7	13141	9,8
EPSEN	9125	9,4	9010	9,3	8497	10,0
ESPUN SA ESP	4600	10,9	4600	10,3	4600	11,1
GENERCOL SAS ESP	36400	11,6	36383	10,6	37400	10,9
GENSA S.A. ESP	31373	12,6	23828	12,6	32834	12,5
JASEPCA	38598	12,7	35200	8,3	32607	12,8
MUNICIPIO DE SIPI	2741	10,3	2477	10,3	2729	10,3
MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	14202	8,5	14202	8,2	14202	8,4

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI



Figura 2 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Occidente



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

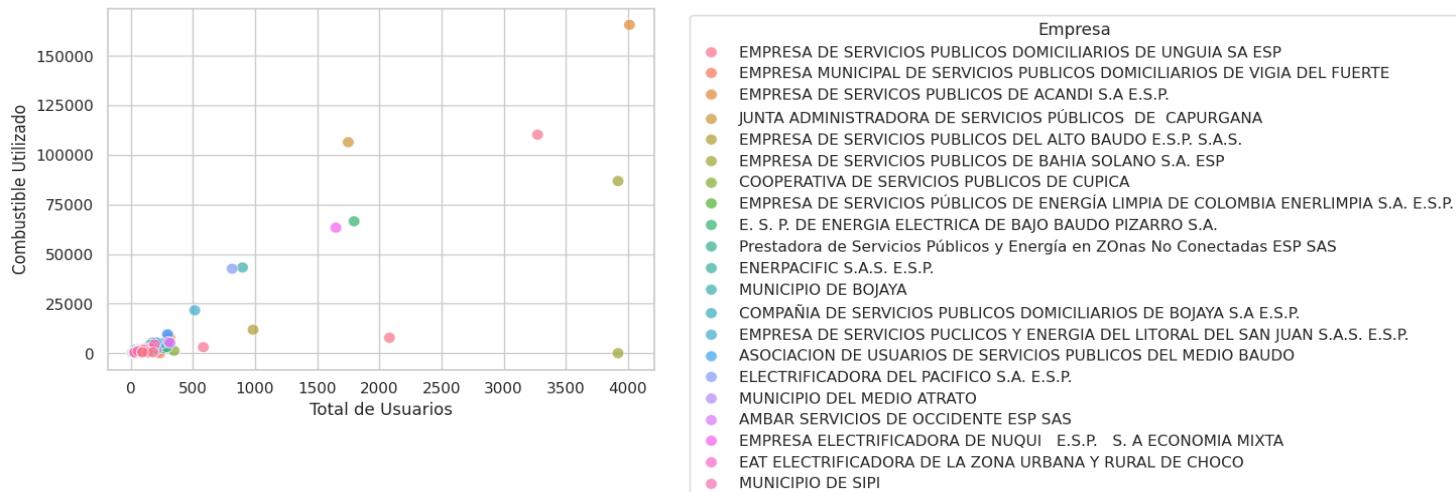
En el análisis conjunto de eficiencia y uso de combustible se observa que algunos prestadores presentan consumos muy altos con eficiencias bajas, como es el caso de BOJAYA S.A. E.S.P., que supera los 23.000 gal/mes con rendimientos entre 7,6 y 9,2 kWh/Gal, generando un fuerte impacto sobre los subsidios y evidenciando posibles deficiencias técnicas o de gestión operativa. También hay empresas con altos consumos y mejor eficiencia, como ELECTROBAUDO S.A. E.S.P. y ELECTRONUQUI E.S.P., que superan los 21.000 gal/mes pero mantienen valores iguales o superiores a 12 kWh/Gal de forma estable.

Se identifican operadores de bajo consumo con alta eficiencia, como EAT ELECTROCHO o el Municipio de Sipí, que registran menos de 3.000 gal/mes y eficiencias superiores a 12 kWh/Gal, lo que sugiere una correcta correspondencia entre la capacidad instalada y la demanda atendida. Por otro lado, casos como GENERCOL SAS ESP y EMSELICSA S.A. E.S.P., con altos volúmenes consumidos, requieren análisis de trazabilidad para confirmar si los niveles de eficiencia observados son sostenibles o dependen de condiciones operativas temporales. 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 3 Combustible utilizado Vs Usuarios atendidos - Territorial Occidente



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

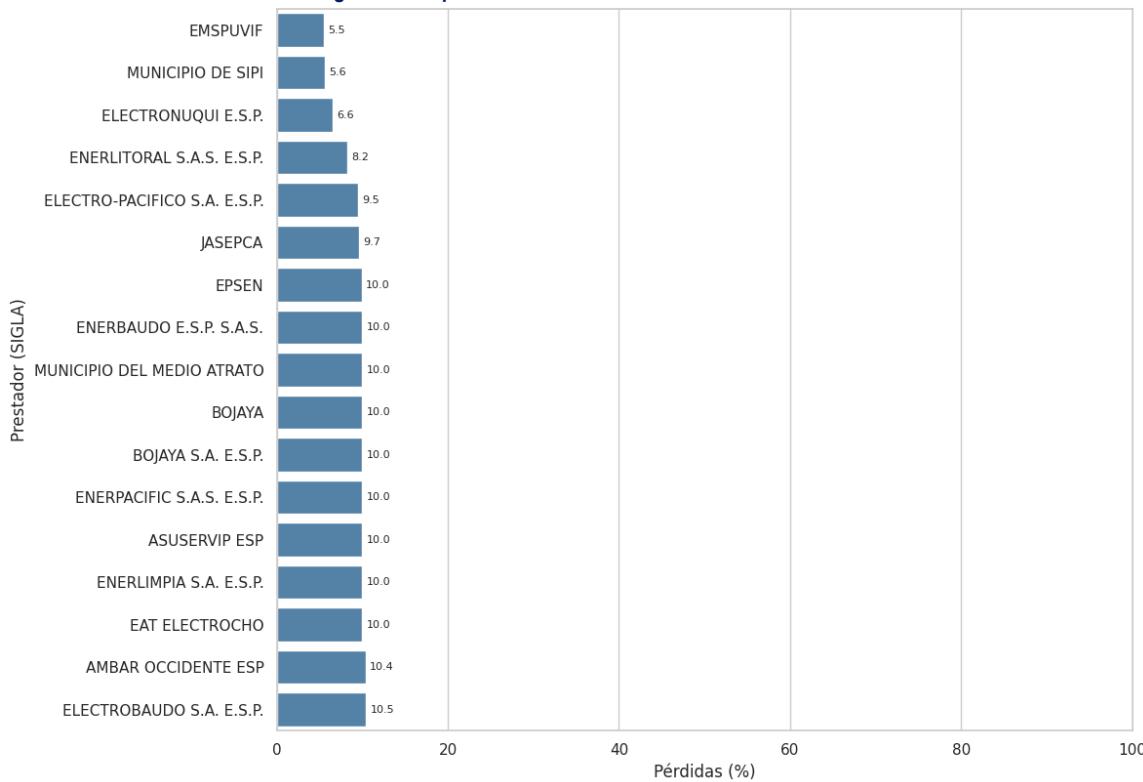
La lectura de la gráfica confirma que ELECTRONUQUÍ, ESPUN, GENERCOL y GENSA constituyen un grupo atípico frente al universo de prestadores en ZNI: su posición revela una mayor eficiencia relativa en el uso de combustible por usuario atendido. Este comportamiento no puede explicarse únicamente por economías 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.

5.3. 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 primer trimestre de 2025, se puede evidenciar lo siguiente:



Figura 4 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 5,5 % y el 10,5 %, lo que es relativamente bajo para condiciones típicas de Zonas No Interconectadas (ZNI). Prestadores como EMSPUVF, Municipio de Sipí y ELECTRONUQUI E.S.P. registran las pérdidas más bajas, cercanas al 5,5 % y 6,6 %, lo que sugiere una gestión eficiente tanto en la medición como en la facturación.

Es importante resaltar la presencia de un valor anómalo en ESPUN S.A. ESP, con una pérdida negativa (-864 %), lo que implica que la energía facturada supera ampliamente la energía generada reportada lo cual apunta a errores de reporte en el SUI.

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.

5.4. Componente de Distribución (D)

El análisis del cargo de distribución correspondiente al primer 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. El valor de este cargo está directamente vinculado con la propiedad de los activos de distribución, lo que explica la existencia de diferencias significativas entre prestadores.

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.

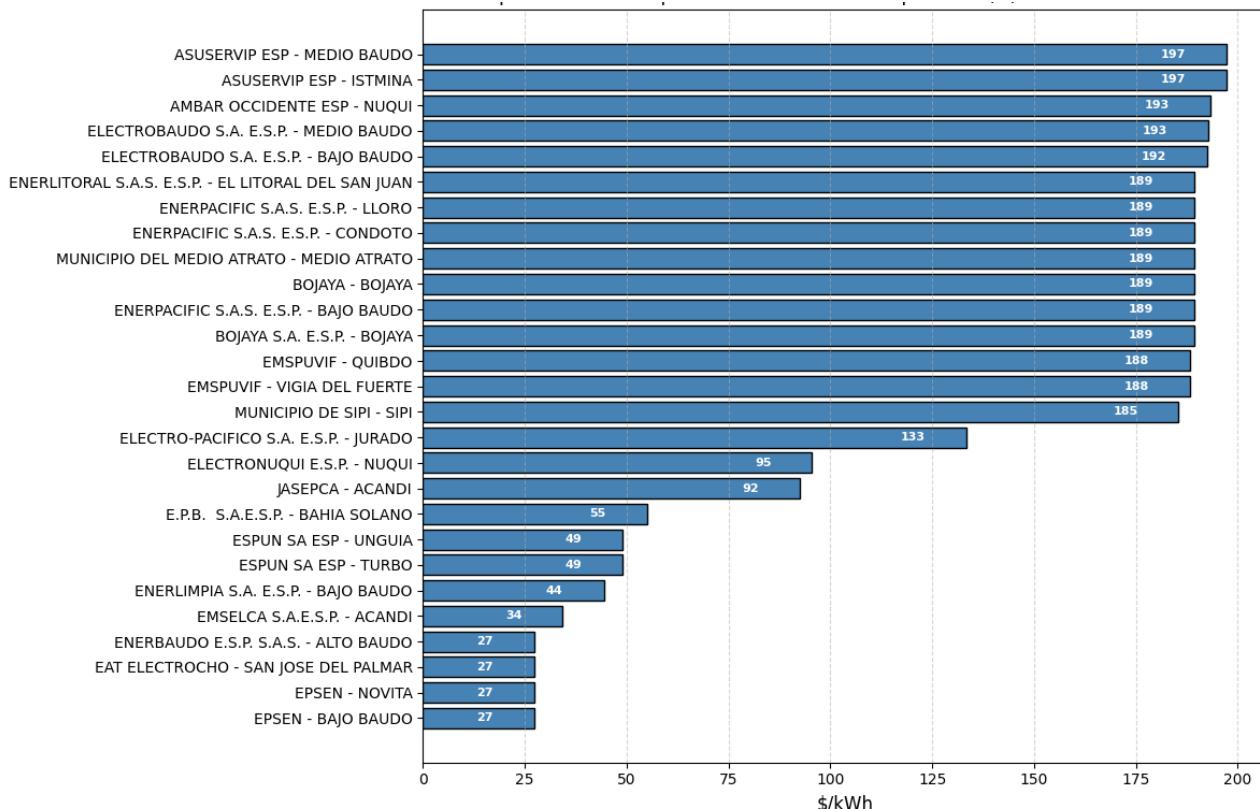
Tabla 4 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial de Occidente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Enero	Febrero	Marzo	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	EMSPUVIF	\$ 189	\$ 188	\$ 187	\$ 188
		ESPUN SA ESP	\$ 49	\$ 49	\$ 49	\$ 49
OCCIDENTE	CHOCÓ	AMBAR OCCIDENTE ESP	\$ 192	\$ 193	\$ 195	\$ 193
		ASUSERVIP ESP	\$ 196	\$ 197	\$ 198	\$ 197
		BOJAYA	\$ 189	\$ 190	\$ 190	\$ 189
		BOJAYA S.A. E.S.P.	\$ 189	\$ 190	\$ 190	\$ 189
		E.P.B. S.A.E.S.P.	\$ 55	\$ 55	\$ 55	\$ 55
		EAT ELECTROCHO	\$ 27	\$ 27	\$ 27	\$ 27
		ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	\$ 133	\$ 134	\$ 134	\$ 133
		ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	\$ 192	\$ 193	\$ 193	\$ 193
		ELECTRONUQUI E.S.P.	\$ 95	\$ 96	\$ 96	\$ 95
		EMSELCA S.A.E.S.P.	\$ 34	\$ 34	\$ 34	\$ 34
		EMSPUVIF	\$ 189	\$ 188	\$ 187	\$ 188
		ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	\$ 27	\$ 27	\$ 27	\$ 27
		ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	\$ 43	\$ 44	\$ 46	\$ 44
		ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	\$ 189	\$ 190	\$ 190	\$ 189
		ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	\$ 189	\$ 190	\$ 190	\$ 189
		EPSEN	\$ 27	\$ 27	\$ 27	\$ 27
		ESPUN SA ESP	\$ 49	\$ 49	\$ 49	\$ 49
		JASEPCA	\$ 92	\$ 93	\$ 93	\$ 92
		MUNICIPIO DE SIPI	\$ 185	\$ 186	\$ 186	\$ 185
		MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	\$ 189	\$ 190	\$ 190	\$ 189

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



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

El análisis de los cargos de distribución reportados para el primer trimestre de 2025 en la territorial Occidente evidencia una marcada dispersión de valores entre prestadores, con promedios que oscilan entre \$27/kWh y \$196/kWh. Esta variabilidad está directamente relacionada con la estructura de costos y la propiedad de los activos de distribución en cada zona, 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 EPSEN, con un cargo constante de \$27/kWh, lo que sugiere una base de activos más reducida o plenamente amortizada, así como menores costos asociados a la infraestructura de distribución. En el extremo superior destacan ASUSERVIP ESP, BOJAYA, BOJAYA S.A. E.S.P., ENERLIMPIA S.A. E.S.P. y EMSELICSA, con cargos iguales o superiores a \$190/kWh, reflejando probablemente una mayor inversión en activos propios, costos operativos más altos o condiciones geográficas y logísticas que encarecen la prestación del servicio.

La existencia de cargos intermedios, como los observados en ELECTRO-PACÍFICO S.A. E.S.P. (\$133/kWh) y ELECTRONUQUI E.S.P. (\$95/kWh), ilustra que no todos los prestadores de mayor tamaño

o cobertura presentan costos extremos, lo que sugiere que la eficiencia en la gestión de activos y la escala de operación pueden ser factores determinantes en la formación del cargo.

5.5. Componente de Comercialización (C)

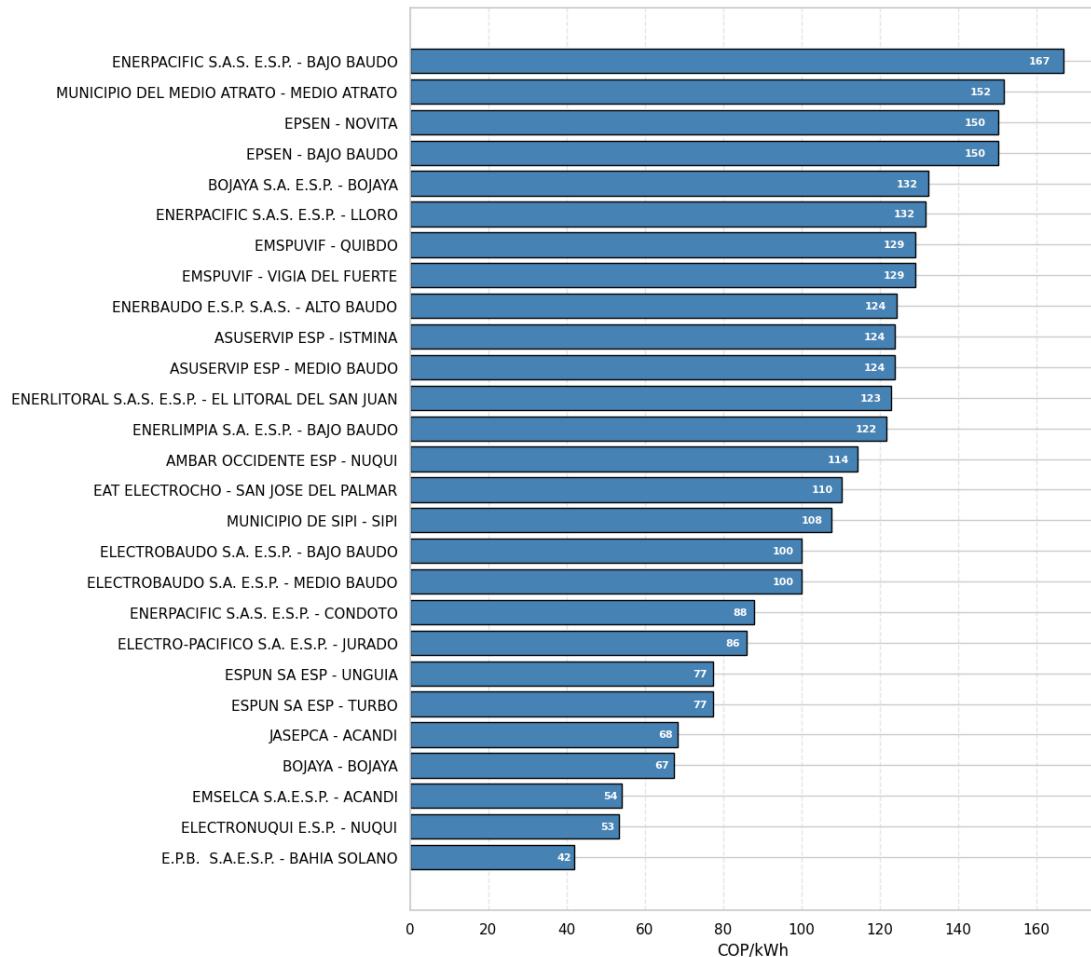
El Cargo Máximo Base de Comercialización C*o, fue establecido en el artículo 37 de la Resolución CREG 091 de 2007 y corresponde a un valor mensual de \$3.834 por factura (\$ de diciembre de 2006); éste depende de la existencia de medición o aforo de carga.

Tabla 5 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Occidente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Enero	Febrero	Marzo	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	EMSPUVIF	\$ 128	\$ 129	\$ 130	\$ 129
		ESPUN SA ESP	\$ 76	\$ 78	\$ 78	\$ 77
	CHOCÓ	AMBAR OCCIDENTE ESP	\$ 114	\$ 114	\$ 114	\$ 114
		ASUSERVIP ESP	\$ 123	\$ 124	\$ 125	\$ 124
		BOJAYA	\$ 67	\$ 67	\$ 68	\$ 67
		BOJAYA S.A. E.S.P.	\$ 131	\$ 132	\$ 134	\$ 132
		E.P.B. S.A.E.S.P.	\$ 42	\$ 42	\$ 42	\$ 42
		EAT ELECTROCHO	\$ 109	\$ 110	\$ 111	\$ 110
		ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	\$ 85	\$ 86	\$ 87	\$ 86
		ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	\$ 99	\$ 100	\$ 101	\$ 100
		ELECTRONUQUI E.S.P.	\$ 53	\$ 53	\$ 54	\$ 53
		EMSELCA S.A.E.S.P.	\$ 54	\$ 54	\$ 55	\$ 54
		EMSPUVIF	\$ 128	\$ 129	\$ 130	\$ 129
		ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	\$ 123	\$ 124	\$ 126	\$ 124
		ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	\$ 120	\$ 122	\$ 123	\$ 122
		ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	\$ 122	\$ 123	\$ 124	\$ 123
		ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	\$ 128	\$ 129	\$ 130	\$ 129
		EPSEN	\$ 149	\$ 150	\$ 152	\$ 150
		ESPUN SA ESP	\$ 76	\$ 78	\$ 78	\$ 77
		JASEPCA	\$ 68	\$ 68	\$ 69	\$ 68
		MUNICIPIO DE SIPI	\$ 107	\$ 108	\$ 109	\$ 108
		MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	\$ 150	\$ 152	\$ 153	\$ 152

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 6 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial de Occidente

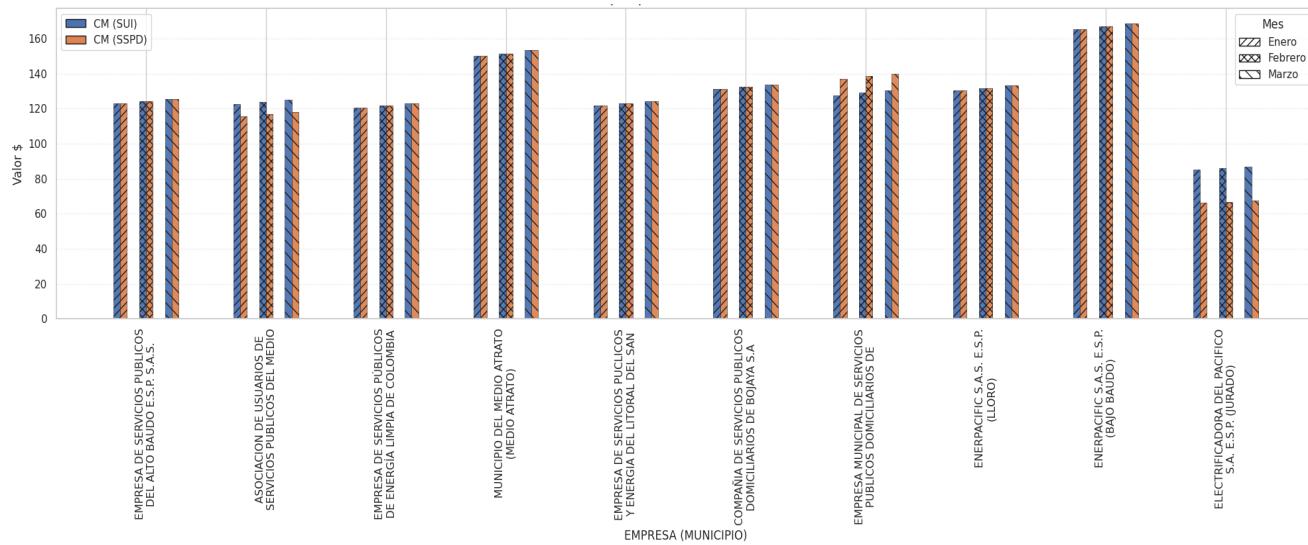


Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

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



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

5.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)

El análisis realizado del comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio para el primer trimestre de 2024, 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 6 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Occidente

TERRITORIAL	MUNICIPIO	SIGLA	Enero	Febrero	Marzo
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
OCCIDENTE	ACANDI	EMSELCA S.A.E.S.P.	\$ 1.488,2	\$ 1.492,4	\$ 1.498,3
		JASEPCA	\$ 1.450,1	\$ 1.431,8	\$ 1.440,4
	ALTO BAUDO	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	\$ 1.801,7	\$ 1.809,5	\$ 1.800,3
	BAHIA SOLANO	E.P.B. S.A.E.S.P.	\$ 575,8	\$ 496,8	\$ 556,8
	BAJO BAUDO	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	\$ 1.675,7	\$ 1.685,7	\$ 1.700,0
		ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	\$ 1.538,4	\$ 1.545,6	\$ 1.566,4
		ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	\$ 2.413,4	\$ 2.442,4	\$ 2.446,1
		EPSEN	\$ 1.935,5	\$ 1.938,7	\$ 1.966,2
	BOJAYA	BOJAYA	\$ 1.521,0	\$ 1.539,8	\$ 1.531,7
		BOJAYA S.A. E.S.P.	\$ 2.211,0	\$ 2.226,0	\$ 2.258,2
	CONDOTO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	\$ 1.961,7	\$ 1.968,8	\$ 1.973,6
	EL LITORAL DEL SAN JUAN	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	\$ 2.118,3	\$ 2.017,8	\$ 2.019,3
	ISTMINA	ASUSERVIP ESP	\$ 2.050,5	\$ 2.058,0	\$ 2.072,9
	JURADO	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	\$ 1.889,5	\$ 1.897,0	\$ 1.910,6
	LLORO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	\$ 2.121,7	\$ 2.129,8	\$ 2.135,4
	MEDIO ATRATO	MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	\$ 2.239,3	\$ 2.255,3	\$ 2.253,3
	MEDIO BAUDO	ASUSERVIP ESP	\$ 2.050,5	\$ 2.058,0	\$ 2.072,9
		ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	\$ 1.675,7	\$ 1.686,7	\$ 1.700,0
	NOVITA	EPSEN	\$ 1.935,5	\$ 1.938,7	\$ 1.966,2
	NUQUI	AMBAR OCCIDENTE ESP	\$ 2.047,2	\$ 2.094,3	\$ 2.101,0
		ELECTRONUQUI E.S.P.	\$ 1.499,9	\$ 1.517,7	\$ 1.528,3
	QUIBDO	EMSPUVIF	\$ 2.143,9	\$ 2.132,6	\$ 2.124,2
	SAN JOSE DEL PALMAR	EAT ELECTROCHO	\$ 1.512,9	\$ 1.518,5	\$ 1.523,4
	SIPI	MUNICIPIO DE SIPI	\$ 2.119,4	\$ 2.127,2	\$ 2.134,8
	TURBO	ESPUN SA ESP	\$ 1.750,9	\$ 1.773,2	\$ 1.788,0
	UNGUIA	ESPUN SA ESP	\$ 1.750,9	\$ 1.773,2	\$ 1.788,0
	VIGIA DEL FUERTE	EMSPUVIF	\$ 2.143,9	\$ 2.132,6	\$ 2.124,2

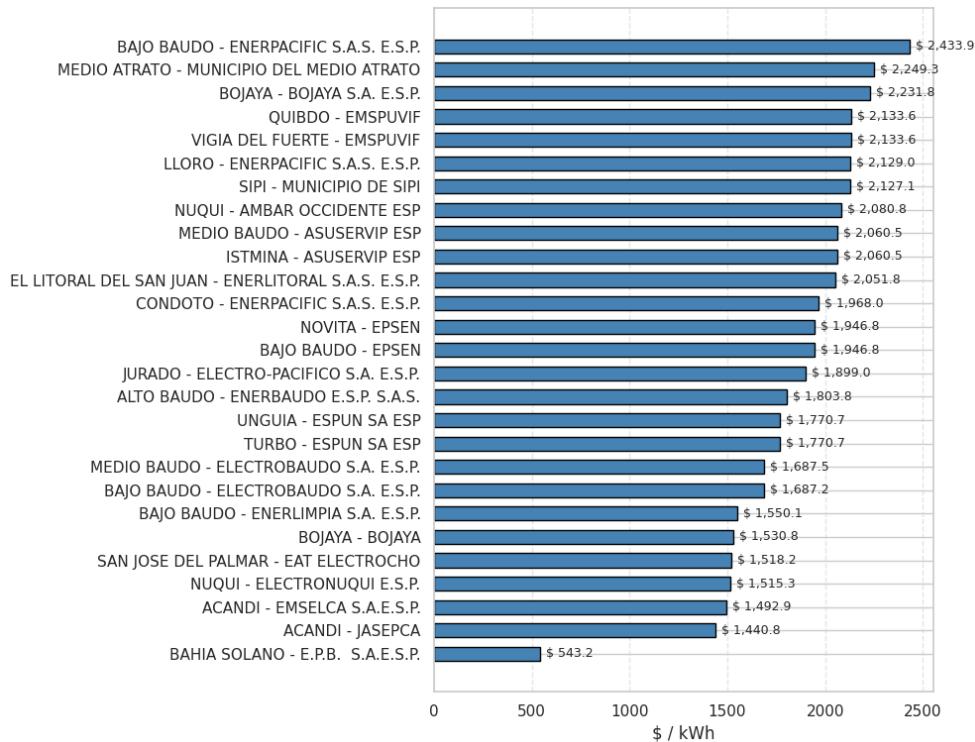
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En el primer trimestre de 2025, el CUPS reportado para la territorial Occidente presenta una dispersión significativa, con valores que van desde aproximadamente \$556 /kWh en Bahía Solano (E.P.B. S.A.E.S.P.) hasta alrededor de \$2.446/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 estables mes a mes, lo que indica que la estructura de costos fijos predomina sobre las variaciones de demanda.



Figura 8 Comportamiento CUPS (COP/kWh) - Territorial Occidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Por otra parte, se evidenció que las empresas EPSEN, ELECTROBAUDO, 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.

5.7. 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



pertenecza al SIN, se tomará 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.

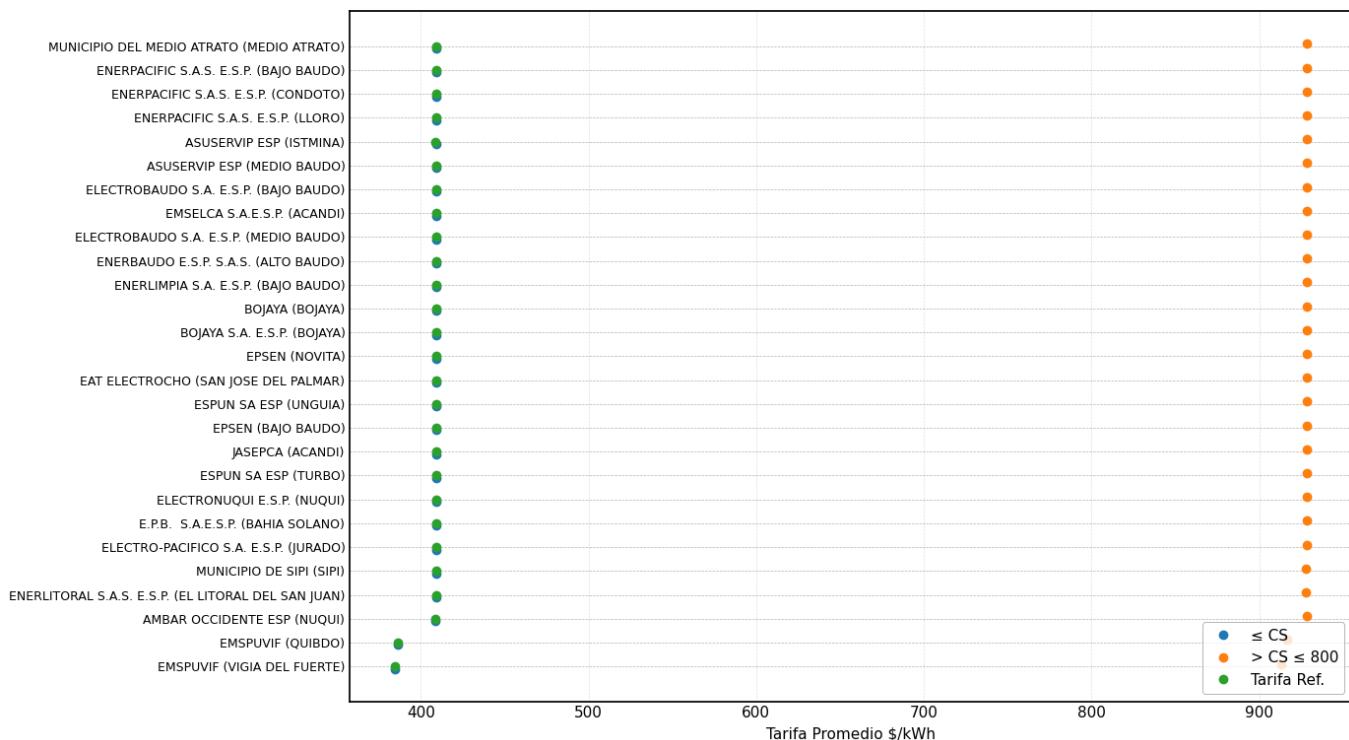
Tabla 7 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Occidente

Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1 <=CS	Estrato 1 > CS <=800	Tarifa Referencia
CHOCÓ	NUQUI	AMBAR OCCIDENTE ESP	\$ 408,67	\$ 928,16	\$ 408,67
	ISTMINA	ASUSERVIP ESP	\$ 409,29	\$ 928,16	\$ 408,96
	MEDIO BAUDO	ASUSERVIP ESP	\$ 409,29	\$ 928,16	\$ 409,29
	BOJAYA	BOJAYA	\$ 409,29	\$ 928,16	\$ 409,29
	BOJAYA	BOJAYA S.A. E.S.P.	\$ 409,29	\$ 928,16	\$ 409,29
	BAHIA SOLANO	E.P.B. S.A.E.S.P.	\$ 409,29	\$ 928,15	\$ 409,29
	SAN JOSE DEL PALMAR	EAT ELECTROCHO	\$ 409,29	\$ 928,15	\$ 409,29
	JURADO	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	\$ 409,29	\$ 928,08	\$ 409,29
	BAJO BAUDO	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	\$ 409,29	\$ 928,16	\$ 409,29
	MEDIO BAUDO	ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	\$ 409,29	\$ 928,16	\$ 409,29
	NUQUI	ELECTRONUQUI E.S.P.	\$ 409,29	\$ 928,15	\$ 409,29
	ACANDI	EMSELCA S.A.E.S.P.	\$ 409,29	\$ 928,16	\$ 409,29
ANTIOQUIA	QUIBDO	EMSPUVIF	\$ 386,09	\$ 916,69	\$ 386,09
	VIGIA DEL FUERTE	EMSPUVIF	\$ 384,91	\$ 913,18	\$ 384,91
	ALTO BAUDO	ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	\$ 409,29	\$ 928,16	\$ 409,29
	BAJO BAUDO	ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	\$ 409,29	\$ 928,16	\$ 409,29
	EL LITORAL DEL SAN JUAN	ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	\$ 409,29	\$ 927,86	\$ 409,29
	BAJO BAUDO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	\$ 409,29	\$ 928,16	\$ 409,29
	CONDOTO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	\$ 409,29	\$ 928,16	\$ 409,29
	LLORO	ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	\$ 409,29	\$ 928,16	\$ 409,29
CHOCÓ	BAJO BAUDO	EPSEN	\$ 409,29	\$ 928,15	\$ 409,29
	NOVITA	EPSEN	\$ 409,29	\$ 928,15	\$ 409,29
ANTIOQUIA	TURBO	ESPUN SA ESP	\$ 409,29	\$ 928,15	\$ 409,29
CHOCÓ	UNGUIA	ESPUN SA ESP	\$ 409,29	\$ 928,15	\$ 409,29
	ACANDI	JASEPCA	\$ 409,29	\$ 928,15	\$ 409,29
	SIPI	MUNICIPIO DE SIPI	\$ 409,29	\$ 927,86	\$ 409,29
	MEDIO ATRATO	MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	\$ 409,29	\$ 928,16	\$ 409,29

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



Figura 9 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 \$409,29/kWh para consumos iguales o inferiores al consumo de subsistencia (CS) y de \$928,16/kWh para el rango entre el CS y 800 kWh, en la mayoría de los prestadores de Chocó y Antioquia. Este patrón refleja que la mayoría de las empresas están alineando sus tarifas al valor de referencia establecido por el comercializador incumbente del Sistema Interconectado Nacional (SIN) correspondiente, de acuerdo con la metodología del artículo 2 de la Resolución MME 40239 de 2022.

En términos de convergencia regulatoria, el alineamiento tarifario observado sugiere un cumplimiento generalizado de la obligación de referenciar las tarifas de ZNI a las del SIN, lo que reduce la dispersión y facilita 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.

5.8. Subsidios

En esta territorial, para el primer trimestre de 2025 el valor total de subsidios ascendió a \$ 11.042.605.878, de los cuales un 93,3% corresponden a subsidios del estrato 1 que ascendieron a \$ 10.299.036.369. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado.

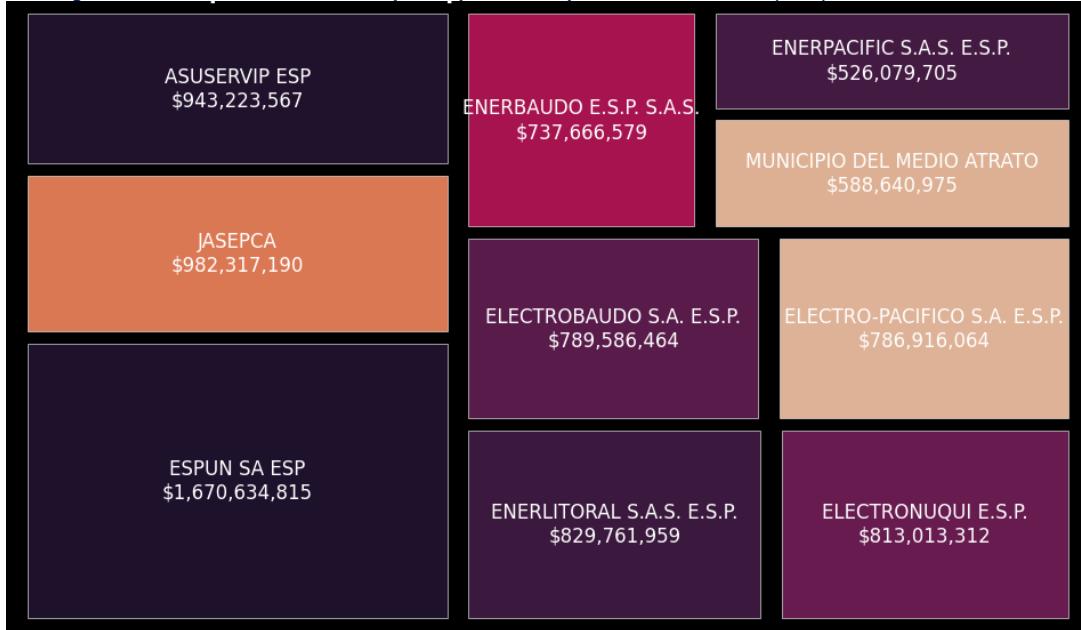
Tabla 8 Subsidios aplicados por estrato-Uso – Primer trimestre 2025 (COP - %) – Territorial Occidente

Mes	Enero Valor Subsidio	Enero %	Febrero Valor Subsidio	Febrero %	Marzo Valor Subsidio	Marzo %
Estrato 1	\$ 3.596.870.966	92.8%	\$ 3.241.105.395	93.5%	\$ 3.461.060.008	93.5%
Estrato 2	\$ 29.577.662	0.8%	\$ 16.750.670	0.5%	\$ 23.129.298	0.6%
Estrato 3	\$ 0	0.0%	\$ 0	0.0%	\$ 0	0.0%
Oficial	\$ 76.988.977	2.0%	\$ 82.691.109	2.4%	\$ 83.080.402	2.2%
Comercial - Ind.	\$ 173.911.999	4.5%	\$ 124.118.112	3.6%	\$ 133.321.279	3.6%
Total	\$ 3.877.349.605	100.0%	\$ 3.464.665.286	100.0%	\$ 3.700.590.987	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 10 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2025 (COP) – Territorial Occidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



El análisis del gráfico revela una alta concentración de los recursos en pocos prestadores dentro de la zona evaluada, con ESPUN S.A. E.S.P. liderando ampliamente, 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 ASUSERVIP E.S.P., con subsidios cercanos a mil millones de pesos, se ubican en un segundo bloque de relevancia, mientras que empresas como MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO y ENERPACIFIC presentan valores sustancialmente menores, lo que podría implicar limitaciones en economías de escala o menores volúmenes de energía facturada.

6. Territorial Suroriente

6.1. Cargo de Generación (G)

El análisis del cargo de generación correspondiente al primer 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 suroriental, durante el primer trimestre de 2025 en los departamentos de Caquetá, Guainía, Guaviare, Meta, Putumayo y Vichada, 10 empresas mediante 64 localidades atienden en promedio 220 localidades y 42541 suscriptores, lo que representa un 20,91% del total de los suscriptores atendidos en ZNI durante el periodo de análisis.

Tabla 9 Cargos Componente (G) Territorial Suroriental

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Enero	Febrero	Marzo	Promedio
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SURORIENTE	CAQUETÁ	GENDECAR	\$ 1.810	\$ 1.787	\$ 1.811	\$ 1.803
	GUAINÍA	EMELCE S.A. E.S.P.	\$ 1.364	\$ 1.373	\$ 1.382	\$ 1.373
	GUAVIARE	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	\$ 1.417	\$ 1.437	\$ 1.442	\$ 1.432
	META	ELECTRIMAPIRI	\$ 1.344	\$ 1.364	\$ 1.365	\$ 1.358
	PUTUMAYO	EMPOGUZMAN	\$ 0	\$ 1.297	\$ 1.302	\$ 866
		EMPULEG E.S.P.	\$ 1.268	\$ 1.243	\$ 1.102	\$ 1.204
	VICHADA	ELECTROVICHADA S.A ESP	\$ 1.195	\$ 1.220	\$ 1.223	\$ 1.213
		SIGLO XXI EICE ESP	\$ 1.230	\$ 1.223	\$ 1.137	\$ 1.197

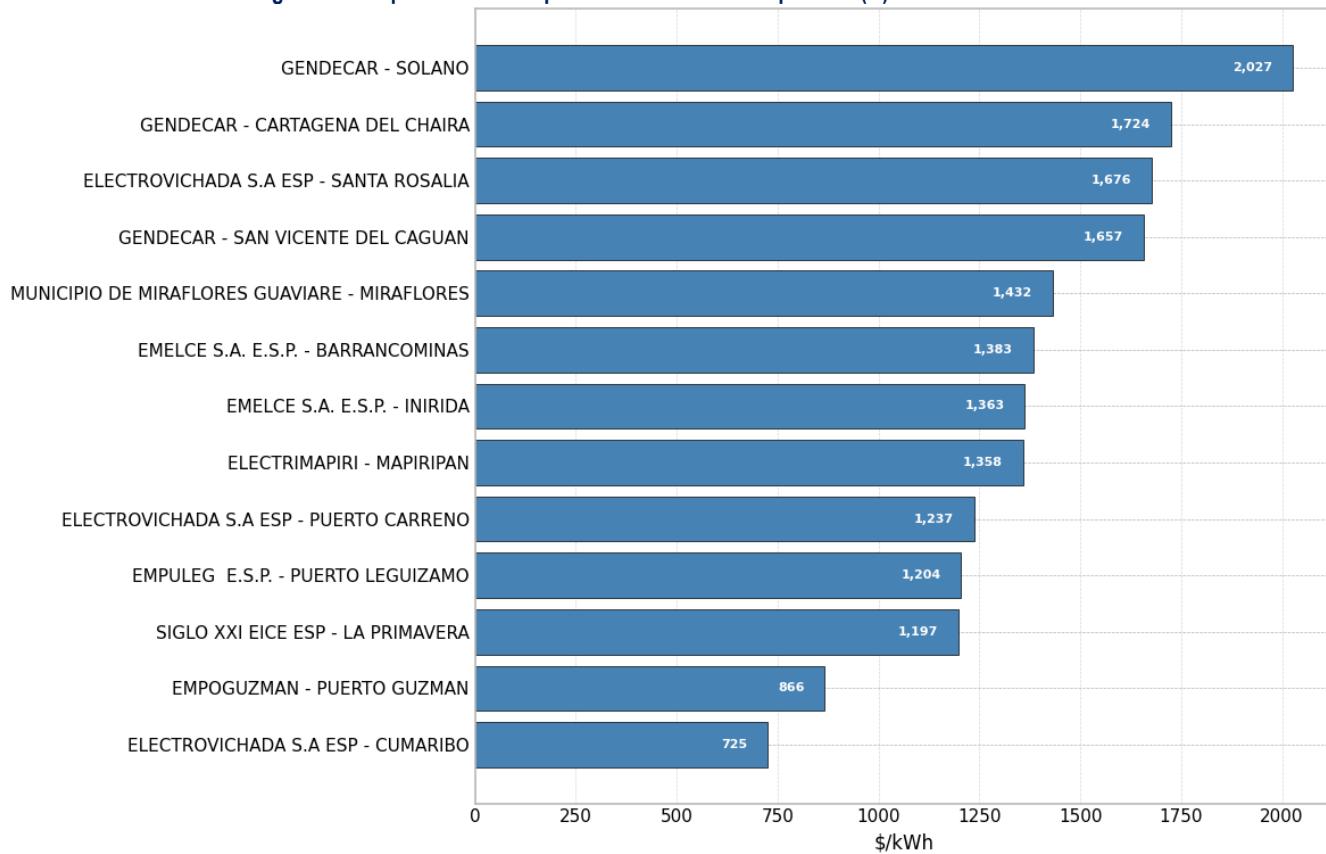
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

El componente de generación en la territorial Suroriental muestra una dispersión relevante, con promedios trimestrales que van de \$1.197/kWh (SIGLO XXI EICE ESP – Vichada) a \$1.803/kWh (GENDECAR – Caquetá). 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.

El valor \$0/kWh reportado por EMPOGUZMÁN en enero es incompatible con la metodología CREG 091/2007 y 057/2009, por lo que se presume error de reporte. Para el análisis se excluye ese mes y el cargo real del trimestre se aproxima a \$1.300/kWh (promedio feb–mar). En consecuencia, el prestador, de considerarlo necesario, debe realizar solicitud de reversión en el SUI del registro de enero, corregir y cargar la información con los soportes que crea convenientes.



Figura 11 Comportamiento del promedio trimestral Componente (G) Territorial Suroriental



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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 primer trimestre del 2025 de los cuales se evidencia lo siguiente:

Se cuenta con un reporte de información en el SUI de 8 empresas prestadoras, quienes tienen un consumo de 791.359 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.

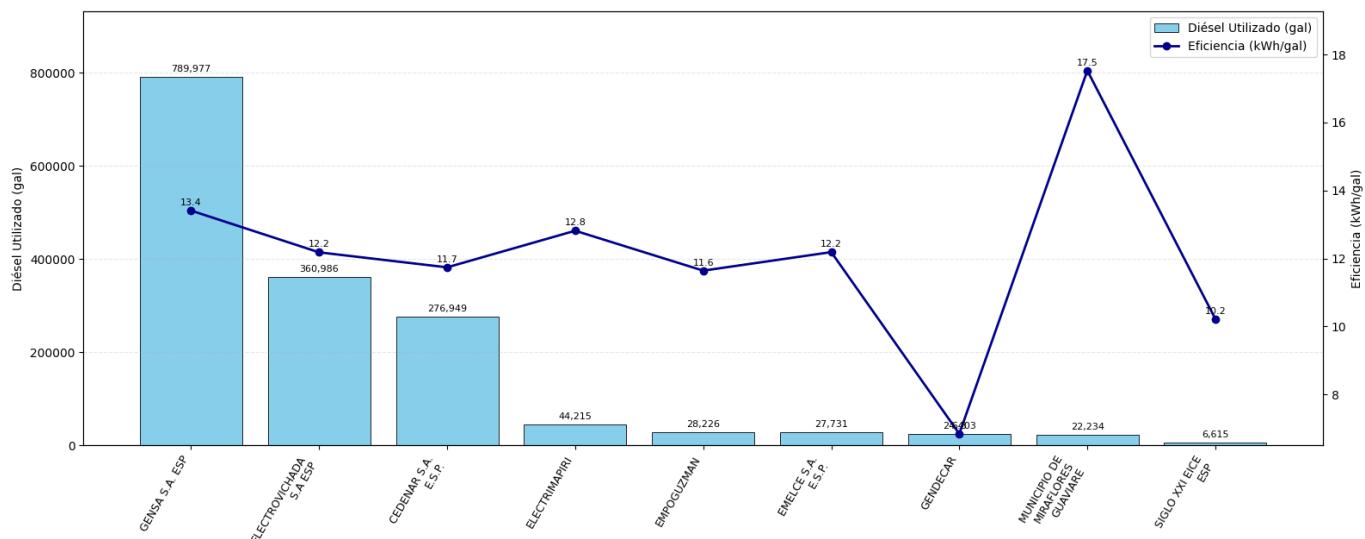


Tabla 10 Consumo combustible Territorial Suroriental

Mes	Enero		Febrero		Marzo		
	SIGLA	Diesel Utilizado Gal	Eficiencia kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Eficiencia kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Eficiencia kWh/Gal
CEDENAR S.A. E.S.P.		97800	11,5	82255	12,3	96894	11,5
ELECTRIMAPIRI		14482	13,0	14030	12,6	15703	12,8
ELECTROVICHADA S.A. ESP		152750	10,8	132486	10,2	75750	18,3
EMELEC S.A. E.S.P.		8904	12,1	8653	12,4	10174	12,0
EMPOGUZMAN		0		13744	11,6	14482	11,6
GENDECAR		8345	6,8	8345	7,1	7713	6,6
GENSA S.A. ESP		248159	13,3	248065	13,5	293753	13,5
MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE		8692	14,7	8692	14,0	4850	28,9

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 12 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Suroriental



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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

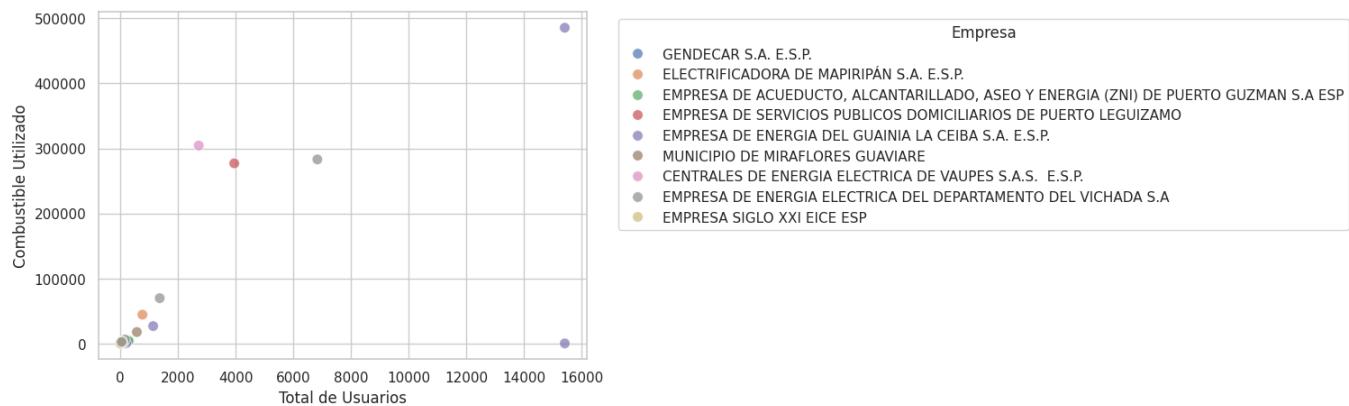
Se evidencian tendencias claras en los prestadores CEDENAR, ELECTRIMAPIRI, EMELEC y EMPOGUZMÁN (feb–mar) los cuales operan en rangos típicos de eficiencia en generación mediante



combustible diésel (11 a 13 kWh/gal) con variaciones moderadas y volúmenes de combustible relativamente estables.

Según la información reportada, existe una reducción marcada del diésel reportado en los prestadores ELECTROVICHADA (132 mil galones a 75 mil galones en marzo) y Miraflores, Guaviare (8,7 mil galones a 4,9 mil galones).

Figura 13 Consumo combustible en el trimestre vs Usuarios - Territorial Suroriental



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.

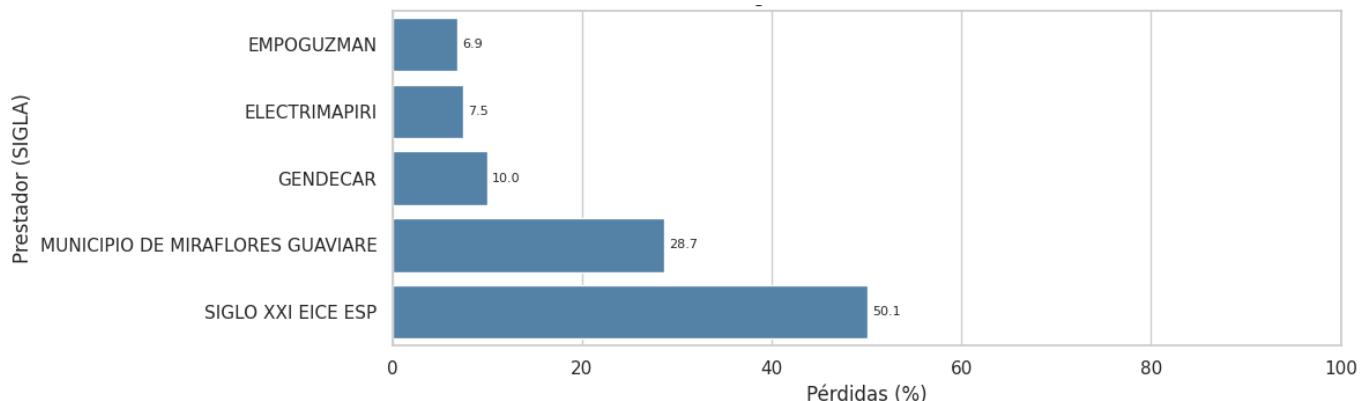
6.3. Pérdidas

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 Suroriental para el primer trimestre del año en curso, se puede concluir que SIGLO XXI EICE ESP el prestador que presenta la gestión más desfavorable en el control de pérdidas, con un 50.1% para el trimestre; en contraste, el prestador EMPOGUZMÁN que presentó un mejor control de perdidas comerciales con 6,9%.



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.

Figura 14 Comportamiento pérdidas Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

6.4. Componente de Distribución (D)

El análisis realizado al cargo de distribución para el primer 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 cálculo de este cargo se relaciona directamente con la propiedad de los activos de distribución, por lo cual se pueden presentar valores disímiles entre los prestadores.

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

Tabla 11 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroriental

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Enero	Febrero	Marzo	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SURORIENTE	CAQUETÁ	GENDECAR	\$ 185	\$ 185	\$ 185	\$ 185
	GUAINÍA	EMELCE S.A. E.S.P.	\$ 207	\$ 208	\$ 208	\$ 208
	GUAVIARE	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	\$ 125	\$ 126	\$ 126	\$ 126
	META	ELECTRIMAPIRI	\$ 220	\$ 221	\$ 222	\$ 221
	PUTUMAYO	EMPOGUZMAN	\$ 0	\$ 27	\$ 27	\$ 18
		EMPULEG E.S.P.	\$ 156	\$ 157	\$ 156	\$ 156
	VICHADA	ELECTROVICHADA S.A ESP	\$ 91	\$ 91	\$ 99	\$ 94
		SIGLO XXI EICE ESP	\$ 27	\$ 27	\$ 27	\$ 27

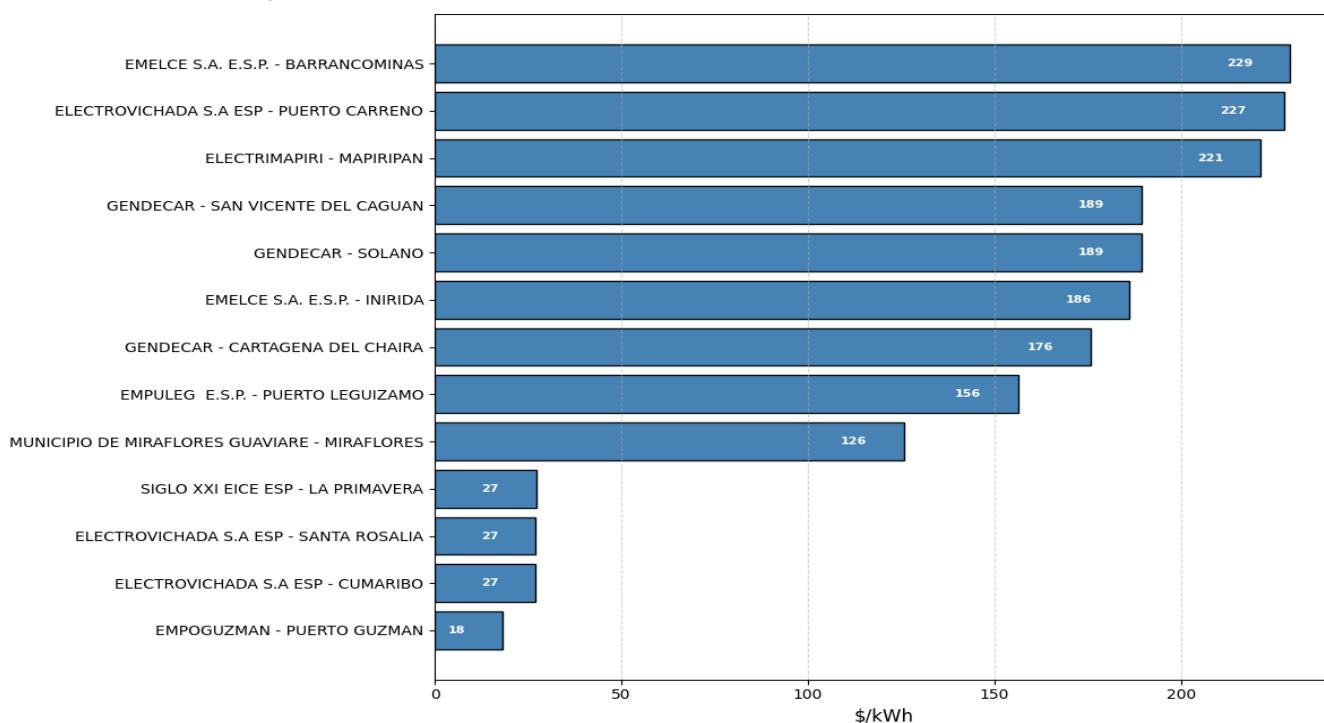
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Para el trimestre analizado, se observa que el prestador ELECTRIMAPIRI para el trimestre analizado reporta el cargo de distribución más alto a los valores máximos permitidos por la regulación, 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 IPP1 definitivo.

¹ IPP: Índice de Precios al Productor



Figura 15 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

Los rangos de los costos de distribución en la territorial Suroriente muestran un rango amplio de cargos promedio (\$27–\$221/kWh), con valores mensuales prácticamente constantes. Esa estabilidad es consistente con la naturaleza regulada y quasi 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 en SIGLO XXI y en EMPOGUZMÁN feb–mar) 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.

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 de \$3.834 por factura (\$) de diciembre de 2006); éste depende de la existencia de medición o aforo de carga.

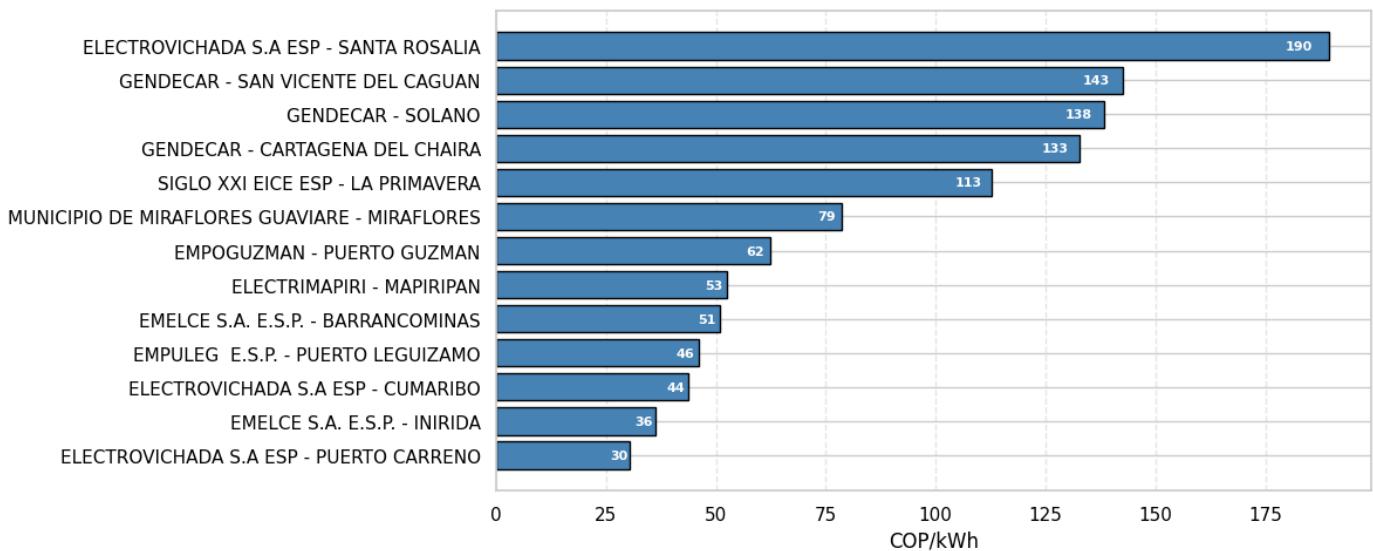
Para el cálculo del cargo de comercialización se consideran las condiciones particulares de facturación reportadas por los prestadores para sus localidades, así:

Tabla 12 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial suroriente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Enero	Febrero	Marzo	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SURORIENTE	CAQUETÁ	GENDECAR	\$ 137	\$ 138	\$ 139	\$ 138
	GUAINÍA	EMELCE S.A. E.S.P.	\$ 43	\$ 43	\$ 44	\$ 44
	GUAVIARE	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	\$ 78	\$ 79	\$ 80	\$ 79
	META	ELECTRIMAPIRI	\$ 52	\$ 53	\$ 53	\$ 53
	PUTUMAYO	EMPOGUZMAN	\$ 0	\$ 93	\$ 94	\$ 62
		EMPULEG E.S.P.	\$ 46	\$ 46	\$ 46	\$ 46
	VICHADA	ELECTROVICHADA S.A ESP	\$ 80	\$ 92	\$ 92	\$ 88
		SIGLO XXI EICE ESP	\$ 112	\$ 113	\$ 114	\$ 113

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

Figura 16 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Suroriente

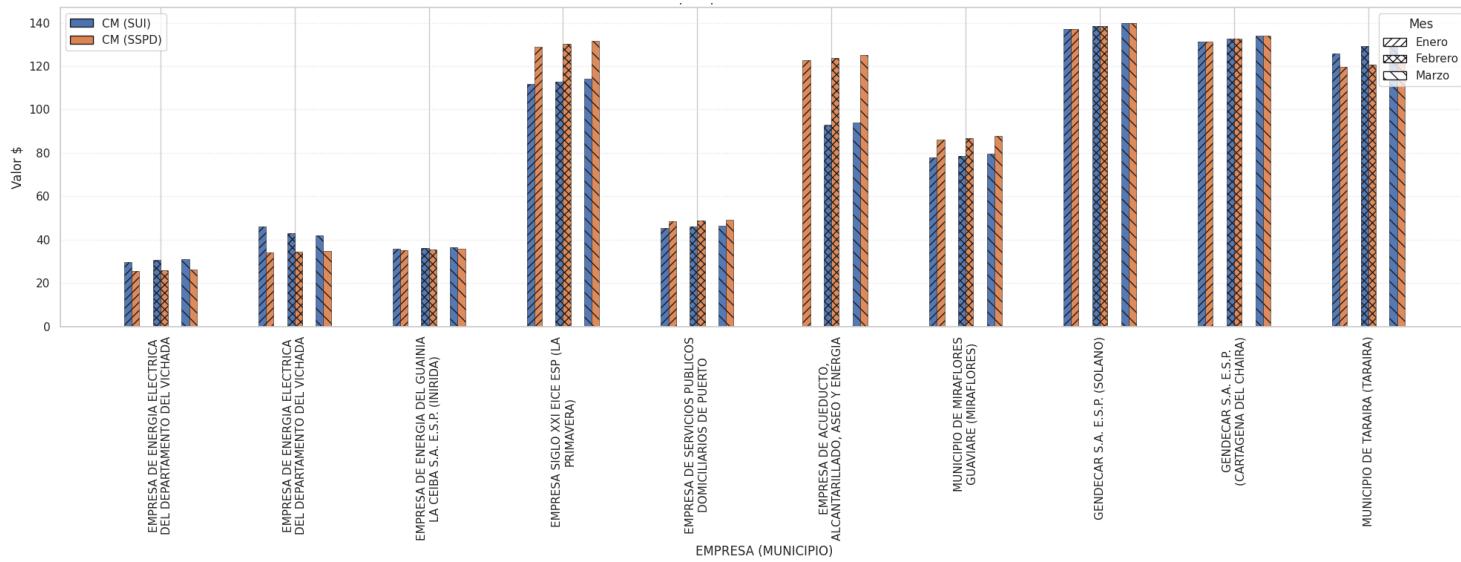


Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

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 17 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Suroriental



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 primer 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 13 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Suroriente

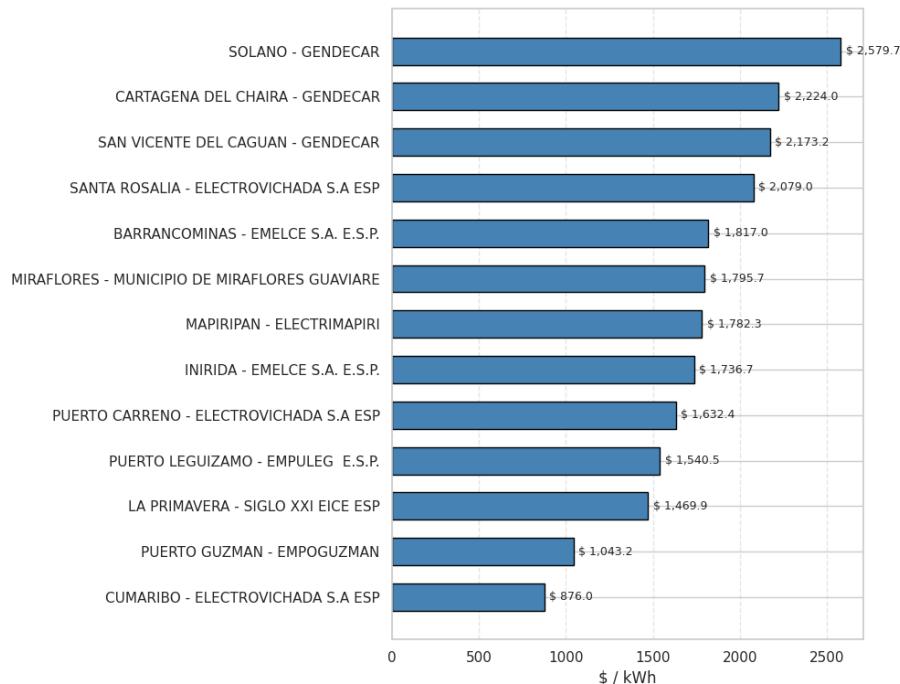
TERRITORIAL	MUNICIPIO	SIGLA	Enero	Febrero	Marzo
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SURORIENTE	BARRANCOMINAS	EMELCE S.A. E.S.P.	\$ 1.797,6	\$ 1.819,8	\$ 1.833,4
	CARTAGENA DEL CHAIRA	GENDECAR	\$ 2.246,8	\$ 2.183,8	\$ 2.241,6
	CUMARIBO	ELECTROVICHADA S.A ESP	\$ 884,1	\$ 875,8	\$ 868,0
	INIRIDA	EMELCE S.A. E.S.P.	\$ 1.733,7	\$ 1.734,0	\$ 1.742,5
	LA PRIMAVERA	SIGLO XXI EICE ESP	\$ 1.505,7	\$ 1.499,3	\$ 1.404,8
	MAPIRIPAN	ELECTRIMAPIRI	\$ 1.766,1	\$ 1.789,5	\$ 1.791,3
	MIRAFLORES	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAJIARE	\$ 1.777,5	\$ 1.801,3	\$ 1.808,3
	PUERTO CARRENO	ELECTROVICHADA S.A ESP	\$ 1.606,6	\$ 1.625,5	\$ 1.665,0
	PUERTO GUZMAN	EMPOGUZMAN	\$ 0,0	\$ 1.561,2	\$ 1.568,4
	PUERTO LEGUIZAMO	EMPULEG E.S.P.	\$ 1.611,0	\$ 1.583,4	\$ 1.427,2
	SAN VICENTE DEL CAGUAN	GENDECAR	\$ 2.177,6	\$ 2.162,0	\$ 2.180,0
	SANTA ROSALIA	ELECTROVICHADA S.A ESP	\$ 2.001,9	\$ 2.116,1	\$ 2.118,9
	SOLANO	GENDECAR	\$ 2.573,1	\$ 2.579,6	\$ 2.586,2

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 868 \$/kWh, por otro lado, el mayor valor promedio corresponde a la empresa GENDECAR en el municipio de Solano por un valor de 2.586 \$/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 18 Comportamiento CUPS (COP/kWh) - Territorial Suroriental



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Así las cosas, se observa concentración en el tramo alto en municipios atendidos por GENDECAR (Cartagena del Chairá, San Vicente del Caguán, Solano), consistente en posibles costos logísticos. EMELEC se ubica en niveles medio-altos (Barrancominas, Inírida). ELECTROVICHADA presenta heterogeneidad: muy bajo en Cumaribo y alto en Santa Rosalía, lo que sugiere diferencias locales en activos, cobertura y accesibilidad dentro del mismo operador.

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 tomará 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 para solicitar información al respecto.

Tabla 14 Tarifas Aplicadas Estrato 1 – Territorial Suroriente

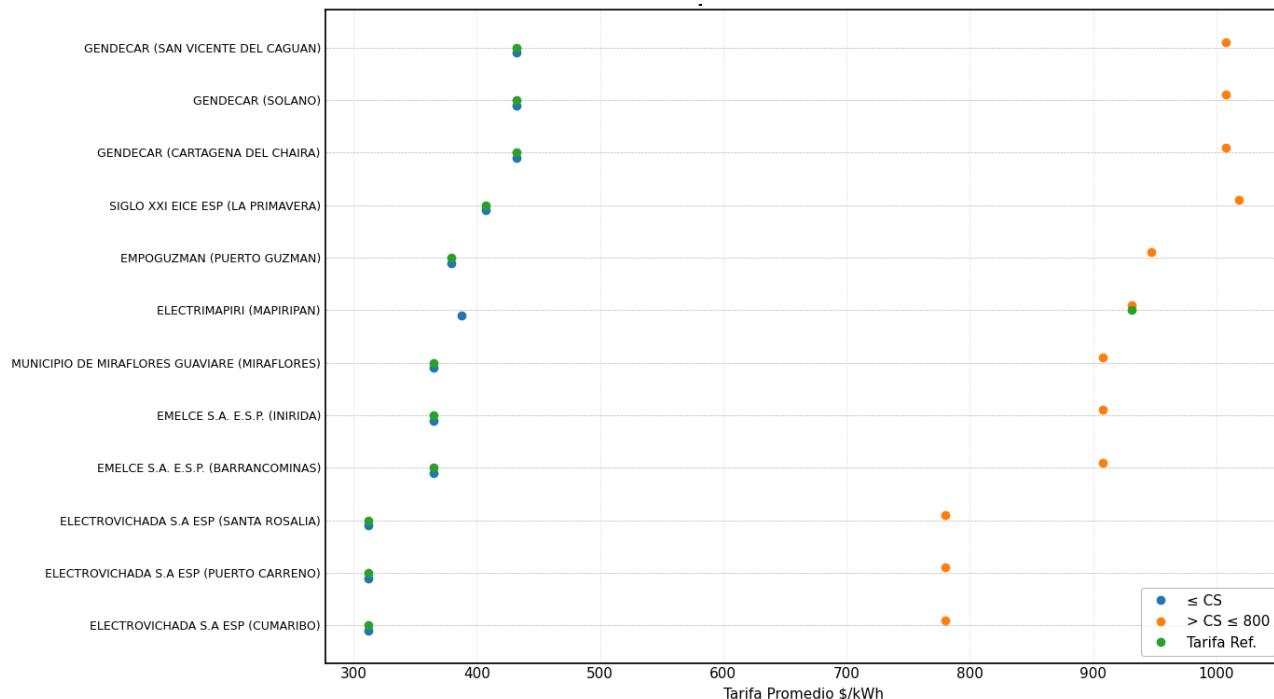
Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1 <=CS	Estrato 1 >CS <=800	Tarifa Referencia
CAQUETÁ	CARTAGENA DEL CHAIRA	GENDECAR	\$ 432,34	\$ 1.007,55	\$ 432,34
	SAN VICENTE DEL CAGUAN	GENDECAR	\$ 432,34	\$ 1.007,55	\$ 432,34
	SOLANO	GENDECAR	\$ 432,34	\$ 1.007,55	\$ 432,34
GUAINÍA	BARRANCOMINAS	EMELCE S.A. E.S.P.	\$ 364,86	\$ 907,57	\$ 364,86
	INIRIDA	EMELCE S.A. E.S.P.	\$ 364,86	\$ 907,57	\$ 364,86
GUAVIARE	MIRAFLORES	MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	\$ 364,86	\$ 907,57	\$ 364,86
META	MAPIRIPAN	ELECTRIMAPIRI	\$ 387,34	\$ 931,49	\$ 931,49
PUTUMAYO	PUERTO GUZMAN	EMPOGUZMAN	\$ 378,99	\$ 947,49	\$ 378,99
VICHADA	CUMARIBO	ELECTROVICHADA S.A ESP	\$ 312,29	\$ 780,11	\$ 312,28
	PUERTO CARRENO	ELECTROVICHADA S.A ESP	\$ 312,29	\$ 780,11	\$ 312,28
	SANTA ROSALIA	ELECTROVICHADA S.A ESP	\$ 312,29	\$ 780,11	\$ 312,28
	LA PRIMAVERA	SIGLO XXI EICE ESP	\$ 407,44	\$ 1.018,59	\$ 407,43

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Las cifras de enero–marzo 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 Caquetá (Gendecar) y Guainía (Emelec) los municipios reportan idénticos valores por bloque, indicio de que se utiliza una misma referencia y se preservan las condiciones homogéneas exigidas por la norma.

Figura 19 Tarifas aplicadas - Territorial Suroriental



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

6.8. Subsidios

Para el primer trimestre de 2025 en esta territorial, el valor total de subsidios alcanzó \$ 15.714.736.853COP de los cuales, un 44,5% corresponden a subsidios del estrato 1 por valor de \$ 6.995.944.053COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado:

Tabla 15 Subsidios aplicados por estrato-Uso – primer trimestre de 2025 (COP - %) – Territorial Suroriental

Mes	Enero Valor Subsidio	Enero %	Febrero Valor Subsidio	Febrero %	Marzo Valor Subsidio	Marzo %
Estrato 1	\$ 2.202.971.664,0	43.4%	\$ 2.337.825.975,3	44.8%	\$ 2.455.146.413,9	45.3%
Estrato 2	\$ 940.520.864,9	18.5%	\$ 917.924.445,8	17.6%	\$ 963.261.493,5	17.8%
Estrato 3	\$ 54.945.757,9	1.1%	\$ 51.970.466,7	1.0%	\$ 56.750.702,6	1.0%
Oficial	\$ 1.180.271.453,9	23.3%	\$ 1.235.250.069,3	23.7%	\$ 1.235.185.645,2	22.8%
Comercial - Ind.	\$ 696.896.681,9	13.7%	\$ 677.469.131,8	13.0%	\$ 708.346.086,5	13.1%
Total	\$ 5.075.606.422,3	100.0%	\$ 5.220.440.089,2	100.0%	\$ 5.418.690.341,5	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 suroriente, para el trimestre analizado.

Figura 20 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2025 (COP) – Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se observa que la empresa EMELCE S.A. E.S.P. reportó \$ 6.517.212.078 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 41,5% del total de subsidios reportados para la territorial.

7. Territorial Suroccidente

7.1. Cargo de Generación (G)

El análisis acá realizado para el cargo de generación del primer 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 primer trimestre de 2025, respecto a usuarios del servicio, reportaron información 33 empresas que prestan el servicio en los departamentos de Cauca, Nariño y Valle del Cauca, atendiendo un promedio de 845 localidades y 71.047 suscriptores, lo que representa un 34,93% 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 16 Cargos Componente (G) Territorial Suroccidente

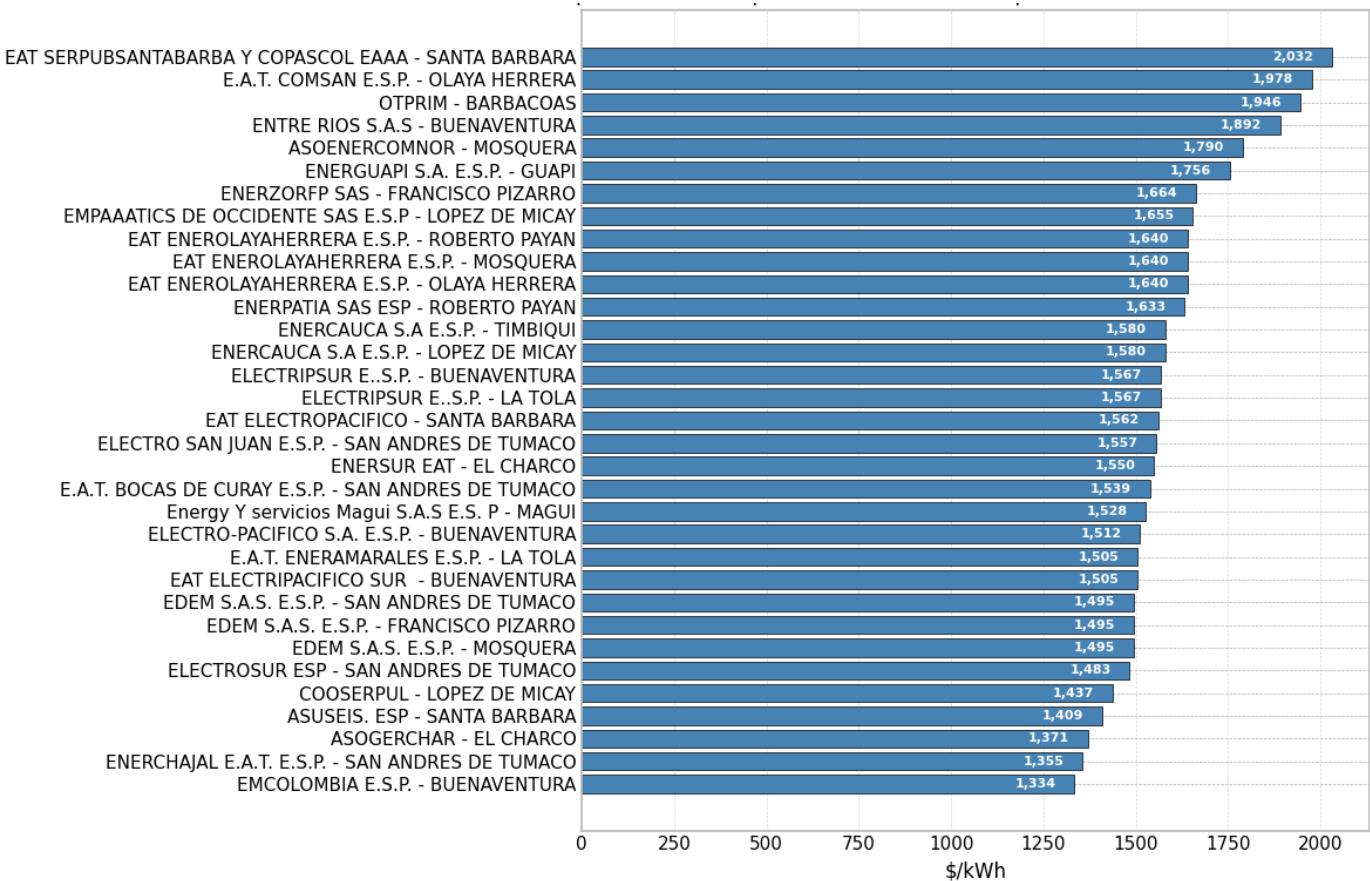
TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Enero	Febrero	Marzo	Promedio
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SUROCCIDENTE	CAUCA	COOSERPUL	\$ 1.430	\$ 1.435	\$ 1.446	\$ 1.437
		EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	\$ 1.649	\$ 1.656	\$ 1.659	\$ 1.655
		ENERCAUCA S.A E.S.P.	\$ 1.574	\$ 1.580	\$ 1.585	\$ 1.580
		ENERGUAPI S.A. E.S.P.	\$ 1.780	\$ 1.783	\$ 1.704	\$ 1.756
	NARIÑO	ASOENERCOMMOR	\$ 1.781	\$ 1.787	\$ 1.801	\$ 1.790
		ASOGERCHAR	\$ 1.364	\$ 1.367	\$ 1.382	\$ 1.371
		ASUSEIS. ESP	\$ 1.402	\$ 1.406	\$ 1.420	\$ 1.409
		E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	\$ 1.527	\$ 1.539	\$ 1.551	\$ 1.539
		E.A.T. COMSAN E.S.P.	\$ 1.972	\$ 1.980	\$ 1.980	\$ 1.978
		E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	\$ 1.501	\$ 1.506	\$ 1.509	\$ 1.505
		EAT ELECTROPACIFICO	\$ 1.558	\$ 1.562	\$ 1.566	\$ 1.562
		EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	\$ 1.632	\$ 1.637	\$ 1.651	\$ 1.640
		EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	\$ 2.027	\$ 2.033	\$ 2.036	\$ 2.032
		EDEM S.A.S. E.S.P.	\$ 1.488	\$ 1.492	\$ 1.506	\$ 1.495
		ELECTRIPSUR E..S.P.	\$ 1.566	\$ 1.571	\$ 1.565	\$ 1.567
		ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	\$ 1.532	\$ 1.550	\$ 1.589	\$ 1.557
		ELECTROSUR ESP	\$ 1.483	\$ 1.487	\$ 1.481	\$ 1.483
		ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P.	\$ 1.349	\$ 1.350	\$ 1.367	\$ 1.355
		ENERPATIA SAS ESP	\$ 1.624	\$ 1.629	\$ 1.645	\$ 1.633
		ENERSUR EAT	\$ 1.546	\$ 1.551	\$ 1.554	\$ 1.550
		ENERZORFP SAS	\$ 1.650	\$ 1.666	\$ 1.676	\$ 1.664
		Energy Y servicios Magui S.A.S E.S. P	\$ 1.539	\$ 1.521	\$ 1.523	\$ 1.528
		OTPRIM	\$ 1.940	\$ 1.947	\$ 1.953	\$ 1.946
	VALLE DEL CAUCA	EAT ELECTRIPACIFICO SUR	\$ 1.446	\$ 1.459	\$ 1.610	\$ 1.505
		ELECTRIPSUR E..S.P.	\$ 1.566	\$ 1.571	\$ 1.565	\$ 1.567
		ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	\$ 1.504	\$ 1.510	\$ 1.521	\$ 1.512
		EMCOLOMBIA E.S.P.	\$ 1.332	\$ 1.335	\$ 1.336	\$ 1.334
		ENTRE RIOS S.A.S	\$ 1.887	\$ 1.894	\$ 1.894	\$ 1.892

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 \$1,42 y \$2,03 mil/kWh, con la mayoría de agentes concentrados en un corredor de \$1,50–\$1,75 mil/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.



Figura 21 Comportamiento del promedio trimestral Componente (G) Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se distinguen tres rangos prácticos: tramo bajo de \$1,42–\$1,55 mil/kWh, donde varios operadores del Cauca muestran mejor uso de la capacidad y una base de activos más liviana; tramo medio de \$1,55–\$1,75 mil/kWh, que funciona como línea base regional con supuestos estables de horas y pérdidas; y tramo alto desde \$1,85 hasta \$2,03 mil/kWh, observado puntualmente en Nariño y Valle, asociado a menor escala efectiva, logística más costosa de ZNI y carteras de activos más intensivas.

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 primer trimestre del 2025 evidenciando lo siguiente:

Para la territorial Suroccidente se cuenta con un reporte de información en el SUI de 26 empresas prestadoras, quienes tienen un consumo de 1.049.075 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 ENERZORFP S.A.S. alcanzó durante el trimestre una eficiencia de 13,1 kWh/gal.

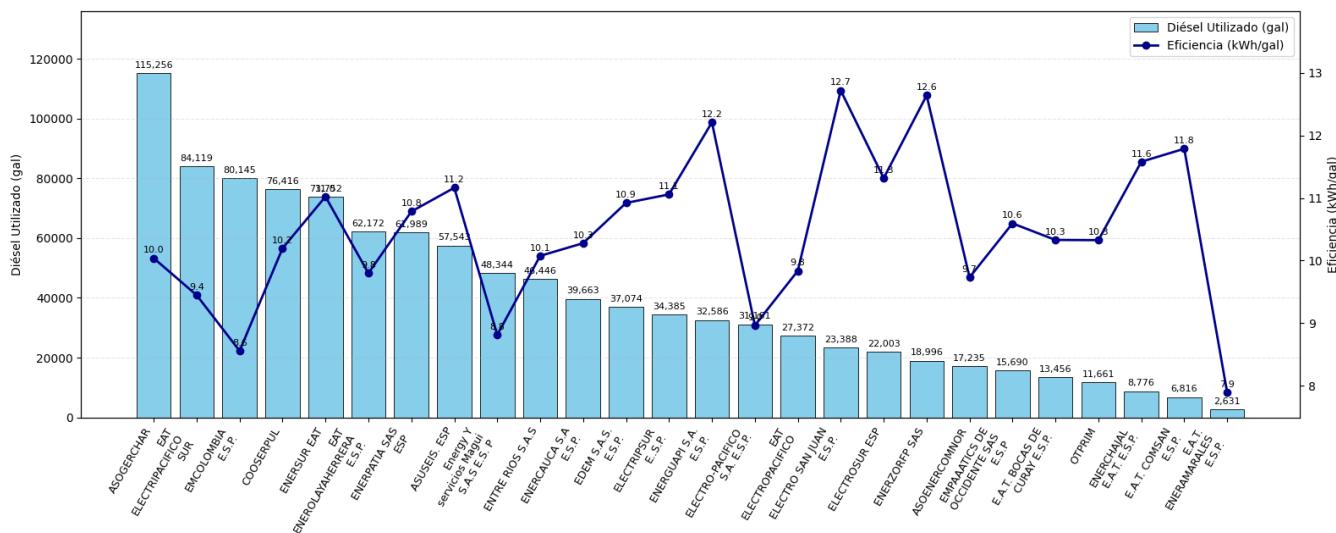
Tabla 17 Consumo combustible Territorial Suroccidente

Mes	Enero		Febrero		Marzo	
	SIGLA	Diesel Utilizado Gal	Eficiencia kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Eficiencia kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal
ASOENERCOMMOR	5745	10,0	5745	9,2	5745	10,0
ASOGERCHAR	38445	10,3	38445	9,5	38366	10,3
ASUSEIS. ESP	19181	11,4	19181	10,7	19181	11,4
COOSERPUL	26933	10,5	26933	9,4	22550	10,8
E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	4500	10,6	4456	10,0	4500	10,3
E.A.T. COMSAN E.S.P.	2272	11,9	2272	11,5	2272	12,0
E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	877	8,2	877	7,7	877	7,8
EAT ELECTRIPACIFICO SUR	28258	9,4	28258	9,3	27603	9,6
EAT ELECTROPACIFICO	9124	9,8	9124	9,8	9124	9,8
EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	20724	9,9	20724	9,2	20724	10,3
EDEM S.A.S. E.S.P.	12358	11,2	12358	10,4	12358	11,1
ELECTRIPSUR E..S.P.	11900	11,3	11900	10,5	10585	11,4
ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	7796	13,7	7796	12,3	7796	12,3
ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	10387	9,5	10387	7,6	10387	9,7
ELECTROSUR ESP	7839	11,0	7082	11,0	7082	12,1
EMCOLOMBIA E.S.P.	26715	8,3	26715	8,4	26715	9,0
EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	5230	11,3	5230	9,8	5230	10,6
ENERCAUCA S.A E.S.P.	13221	10,5	13221	9,7	13221	10,6
ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P.	3128	10,8	2520	12,6	3128	11,5
ENERGUAPI S.A. E.S.P.	14168	12,2	14168	11,3	4250	15,4
ENERPATIA SAS ESP	20663	11,2	20663	10,2	20663	11,0
ENERSUR EAT	24584	11,2	24584	10,4	24584	11,5
ENERZORFP SAS	6332	13,0	6332	11,8	6332	13,1
ENTRE RIOS S.A.S	15482	10,0	15482	10,1	15482	10,1
Energy Y servicios Magui S.A.S E.S. P	16554	9,1	15895	8,3	15895	9,0
OTPRIM	3887	10,3	3887	10,3	3887	10,3

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



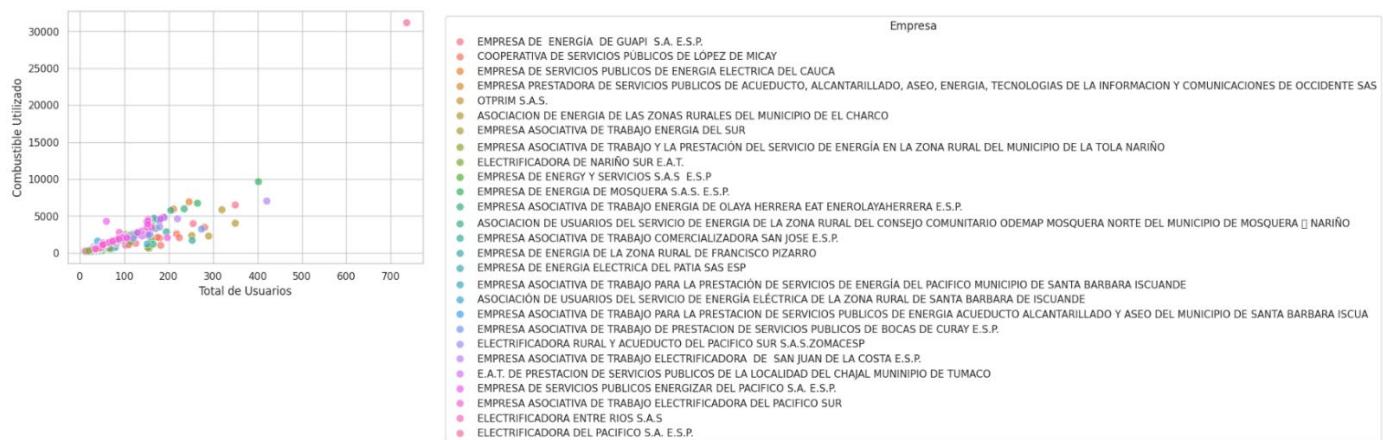
Figura 22 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

La empresa ASOGERCHAR reporta la mayor cantidad de Diésel utilizado que para el trimestre con un total de 115.256 galones de combustible con una eficiencia aproximada de 10 Kwh/gal.

Figura 23 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 explica 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.

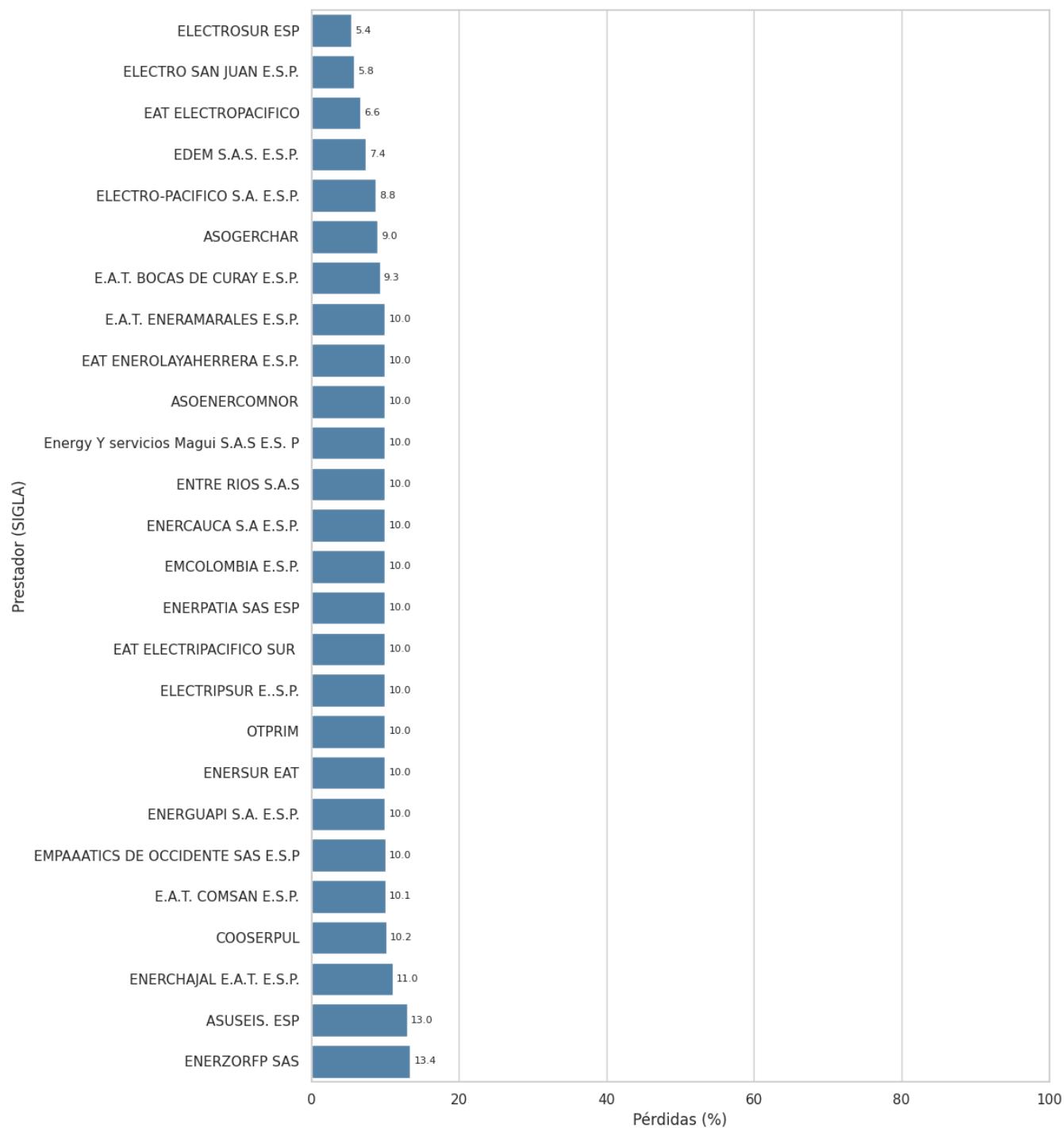
7.3. Pérdidas

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 en el SUI por parte de los prestadores de la territorial de Suroccidente para el primer 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 13,4% en el periodo; en contraste, el prestador ELECTROSUR E.S.P. presentó un mejor control de perdidas comerciales con 5,4%.

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 24 Comportamiento Pérdidas Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



7.4. Componente de Distribución (D)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de distribución para el primer 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 cálculo de este cargo se relaciona directamente con la propiedad de los activos de distribución, por lo cual se pueden presentar valores disímiles entre los prestadores.

Dado que, la Resolución de cague 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 18 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroccidente

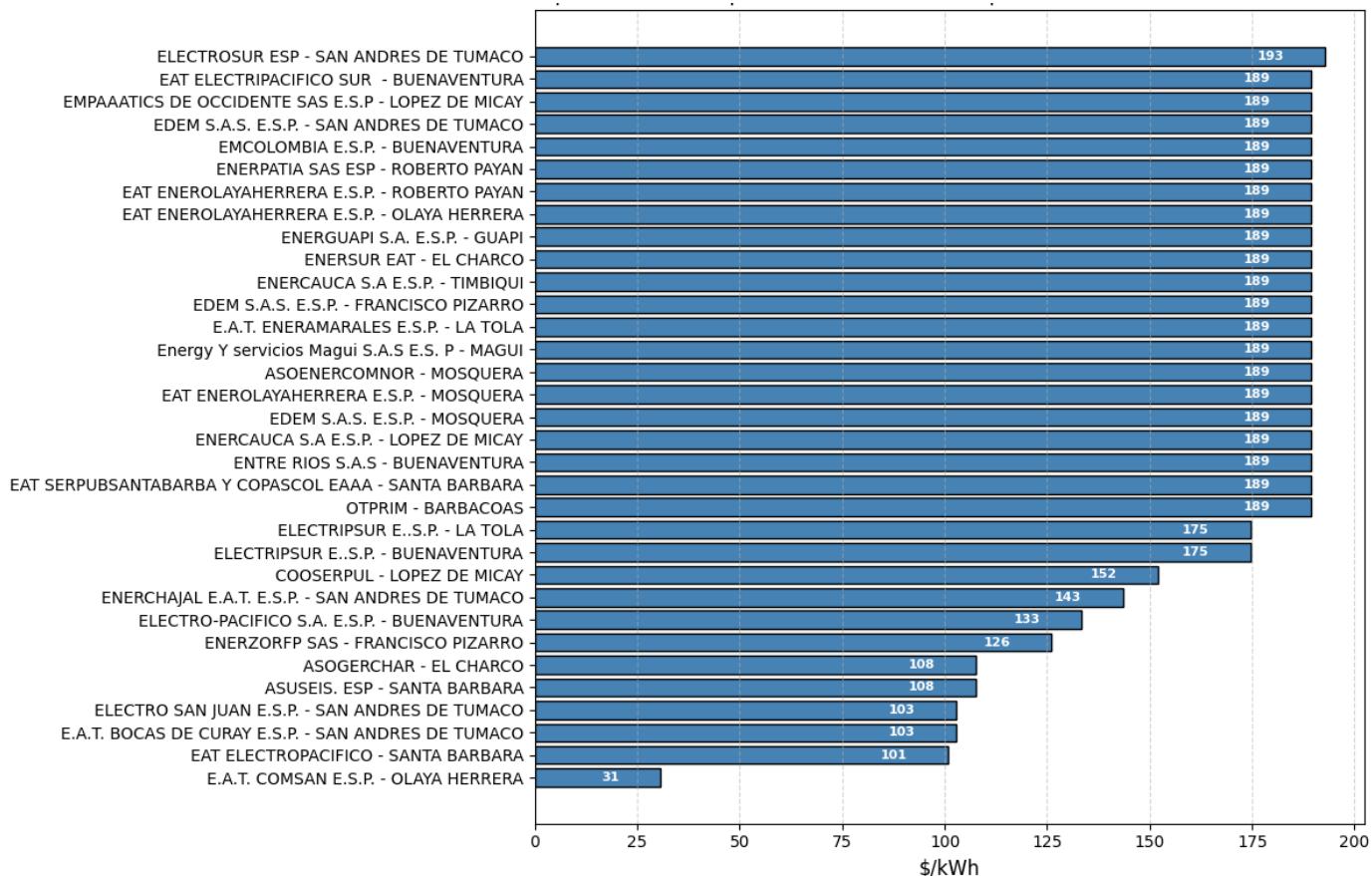
TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Enero	Febrero	Marzo	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SUROCCIDENTE	CAUCA	COOSERPUL	\$ 152	\$ 153	\$ 151	\$ 152
		EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P.	\$ 189	\$ 190	\$ 190	\$ 189
		ENERCAUCA S.A E.S.P.	\$ 189	\$ 190	\$ 190	\$ 189
		ENERGUAPI S.A. E.S.P.	\$ 189	\$ 190	\$ 190	\$ 189
	NARIÑO	ASOENERCOMMOR	\$ 189	\$ 190	\$ 190	\$ 189
		ASOGERCHAR	\$ 107	\$ 108	\$ 107	\$ 108
		ASUSEIS. ESP	\$ 107	\$ 108	\$ 108	\$ 108
		E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	\$ 102	\$ 103	\$ 103	\$ 103
		E.A.T. COMSAN E.S.P.	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31
		E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	\$ 189	\$ 190	\$ 190	\$ 189
		EAT ELECTROPACIFICO	\$ 100	\$ 101	\$ 101	\$ 101
		EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	\$ 189	\$ 190	\$ 190	\$ 189
		EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOLE EAAA	\$ 189	\$ 190	\$ 190	\$ 189
		EDEM S.A.S. E.S.P.	\$ 189	\$ 190	\$ 190	\$ 189
		ELECTRIPSUR E..S.P.	\$ 175	\$ 175	\$ 174	\$ 175
		ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	\$ 102	\$ 103	\$ 103	\$ 103
		ELECTROSUR ESP	\$ 192	\$ 193	\$ 193	\$ 193
		ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P.	\$ 142	\$ 143	\$ 145	\$ 143
		ENERPATIA SAS ESP	\$ 189	\$ 190	\$ 190	\$ 189
		ENERSUR EAT	\$ 189	\$ 190	\$ 190	\$ 189
		ENERZORFP SAS	\$ 125	\$ 127	\$ 126	\$ 126
	VALLE DEL CAUCA	Energy Y servicios Magui S.A.S E.S. P	\$ 189	\$ 190	\$ 190	\$ 189
		OTPRIM	\$ 189	\$ 190	\$ 190	\$ 189
		EAT ELECTRIPACIFICO SUR	\$ 189	\$ 190	\$ 190	\$ 189
		ELECTRIPSUR E..S.P.	\$ 175	\$ 175	\$ 174	\$ 175
		ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	\$ 133	\$ 134	\$ 134	\$ 133
		EMCOLOMBIA E.S.P.	\$ 189	\$ 190	\$ 190	\$ 189
		ENTRE RIOS S.A.S	\$ 189	\$ 190	\$ 190	\$ 189

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–\$190/kWh; un segundo grupo se concentra entre \$150–\$175/kWh y un tercero, más reducido, entre \$102–\$108/kWh. Destaca E.A.T. COMSAN E.S.P. como dato atípico con un nivel cercano a \$31/kWh, varias veces inferior al resto.



Figura 25 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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

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 de \$3.834 por factura (\$) de 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.

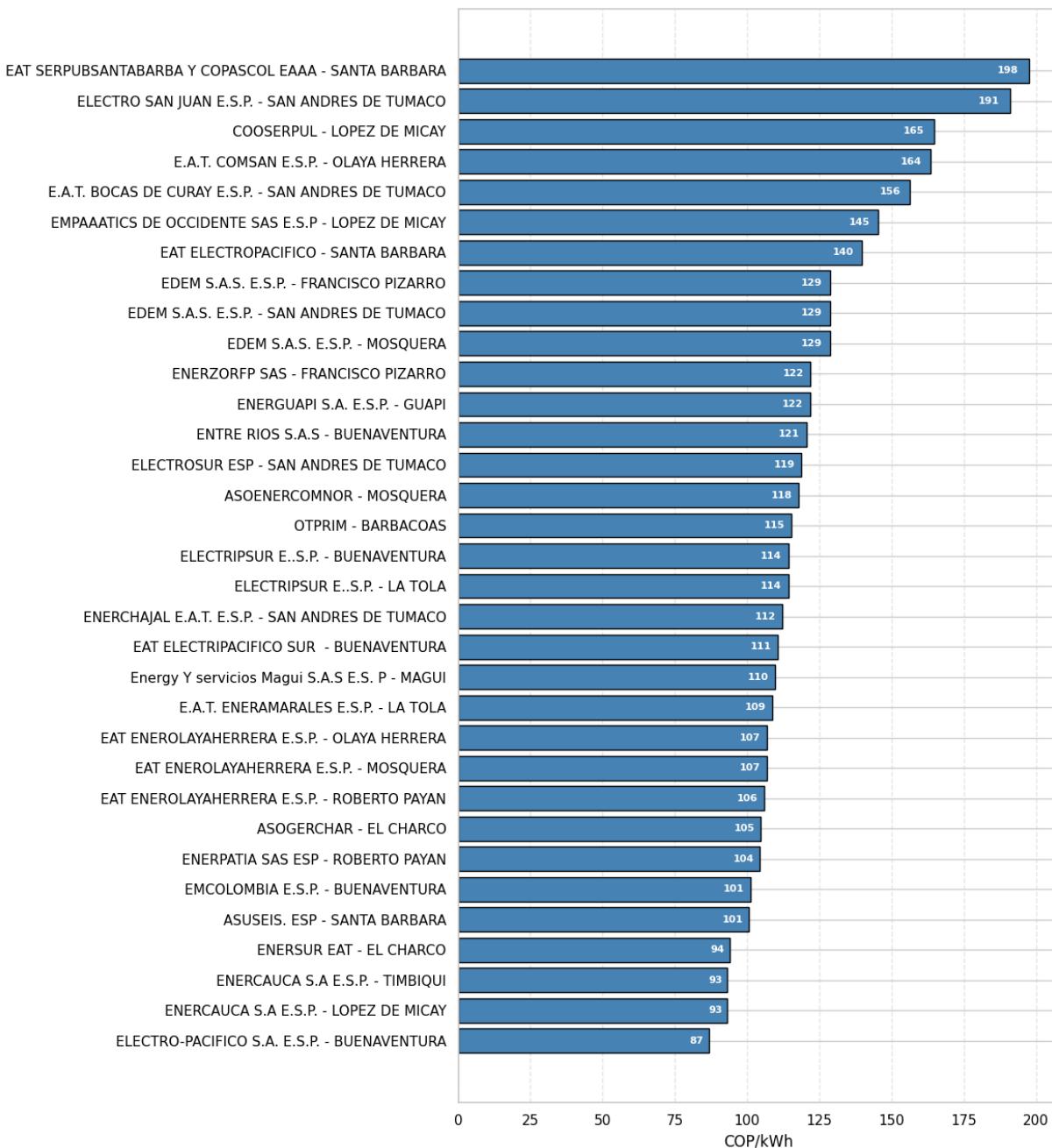
Tabla 19 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial suroccidente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Enero \$/kWh	Febrero \$/kWh	Marzo \$/kWh	PROMEDIO \$/kWh
SUROCCIDENTE	CAUCA	COOSERPUL	\$ 163	\$ 165	\$ 166	\$ 165
		EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	\$ 144	\$ 145	\$ 147	\$ 145
		ENERCAUCA S.A E.S.P.	\$ 92	\$ 93	\$ 94	\$ 93
		ENERGUAPI S.A. E.S.P.	\$ 121	\$ 122	\$ 123	\$ 122
		ASOENERCOMNOR	\$ 117	\$ 118	\$ 119	\$ 118
		ASOGERCHAR	\$ 104	\$ 105	\$ 106	\$ 105
		ASUSEIS. ESP	\$ 100	\$ 101	\$ 102	\$ 101
		E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	\$ 155	\$ 156	\$ 158	\$ 156
		E.A.T. COMSAN E.S.P.	\$ 162	\$ 163	\$ 165	\$ 164
		E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	\$ 108	\$ 109	\$ 110	\$ 109
		EAT ELECTROPACIFICO	\$ 138	\$ 140	\$ 141	\$ 140
		EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	\$ 106	\$ 106	\$ 108	\$ 106
		EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	\$ 196	\$ 198	\$ 200	\$ 198
		EDEM S.A.S. E.S.P.	\$ 127	\$ 129	\$ 130	\$ 129
		ELECTRIPSUR E.S.P.	\$ 113	\$ 114	\$ 116	\$ 114
		ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	\$ 189	\$ 191	\$ 193	\$ 191
		ELECTROSUR ESP	\$ 118	\$ 119	\$ 120	\$ 119
		ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P.	\$ 112	\$ 112	\$ 112	\$ 112
		ENERPATIA SAS ESP	\$ 103	\$ 104	\$ 106	\$ 104
		ENERSUR EAT	\$ 93	\$ 94	\$ 95	\$ 94
		ENERZORFP SAS	\$ 121	\$ 122	\$ 123	\$ 122
		Energy Y servicios Magui S.A.S E.S. P	\$ 109	\$ 110	\$ 111	\$ 110
		OTPRIM	\$ 114	\$ 115	\$ 117	\$ 115
	VALLE DEL CAUCA	EAT ELECTRIPACIFICO SUR	\$ 109	\$ 113	\$ 110	\$ 111
		ELECTRIPSUR E.S.P.	\$ 113	\$ 114	\$ 116	\$ 114
		ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	\$ 85	\$ 88	\$ 87	\$ 87
		EMCOLOMBIA E.S.P.	\$ 100	\$ 101	\$ 102	\$ 101
		ENTRE RIOS S.A.S	\$ 119	\$ 120	\$ 122	\$ 121

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



Figura 26 Comportamiento Componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Suroccidente



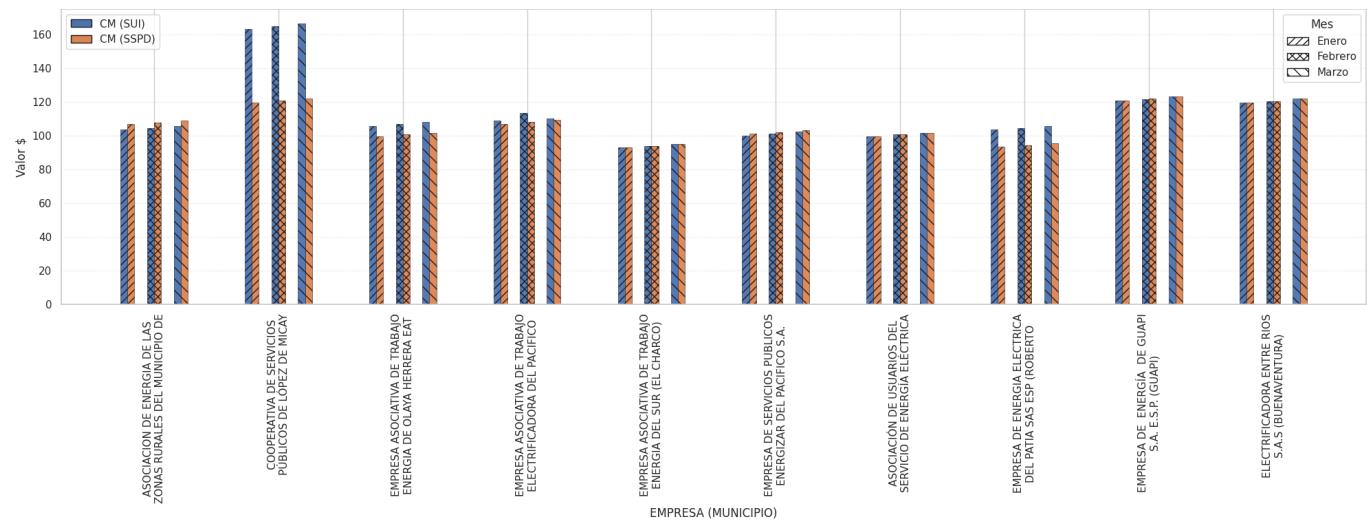
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

7.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)

El análisis realizado del comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio para el primer 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 20 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Suroccidente

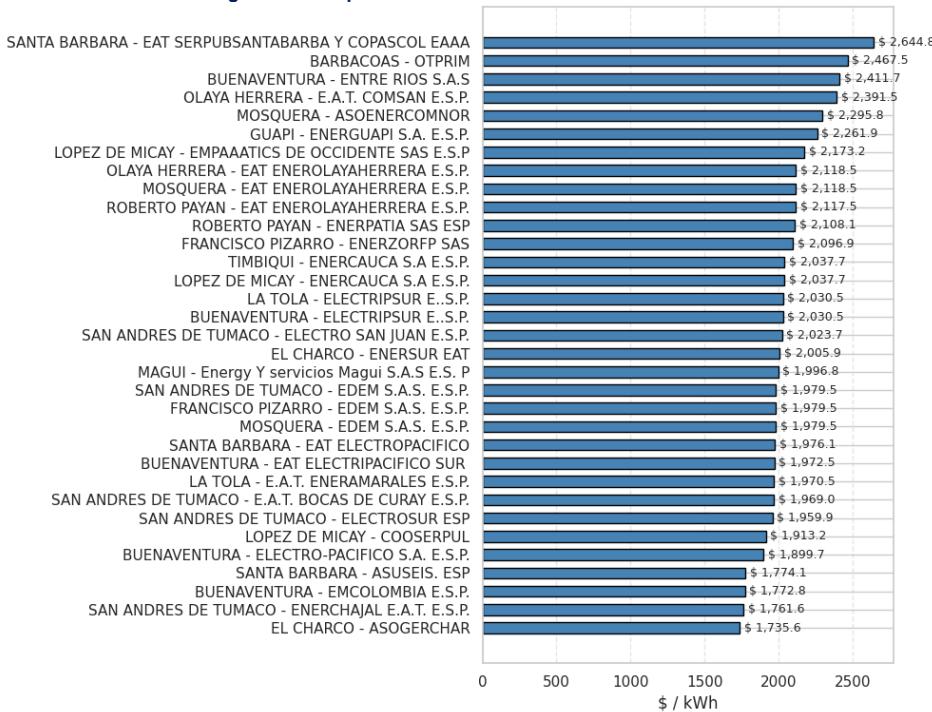
TERRITORIAL	MUNICIPIO	SIGLA	Enero	Febrero	Marzo
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SUROCCIDENTE	BARBACOAS	OTPRIM	\$ 2.458,0	\$ 2.468,1	\$ 2.476,3
	BUENAVENTURA	EAT ELECTRIPACIFICO SUR	\$ 1.904,0	\$ 1.924,5	\$ 2.089,1
		ELECTRIPSUR E.S.P.	\$ 2.028,1	\$ 2.034,9	\$ 2.028,5
		ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	\$ 1.889,5	\$ 1.899,0	\$ 1.910,6
		EMCOLOMBIA E.S.P.	\$ 1.768,4	\$ 1.773,7	\$ 1.776,3
	EL CHARCO	ENTRE RIOS S.A.S	\$ 2.405,0	\$ 2.414,2	\$ 2.415,9
		ASOGERCHAR	\$ 1.726,6	\$ 1.731,8	\$ 1.748,5
	FRANCISCO PIZARRO	ENERSUR EAT	\$ 1.999,4	\$ 2.006,8	\$ 2.011,6
		EDEM S.A.S. E.S.P.	\$ 1.969,3	\$ 1.975,7	\$ 1.993,6
		ENERZORFP SAS	\$ 2.079,3	\$ 2.100,1	\$ 2.111,2
	GUAPI	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	\$ 2.286,7	\$ 2.292,2	\$ 2.206,8
	LA TOLA	E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	\$ 1.964,3	\$ 1.971,2	\$ 1.976,1
		ELECTRIPSUR E.S.P.	\$ 2.028,1	\$ 2.034,9	\$ 2.028,5
	LOPEZ DE MICAY	COOSERPUL	\$ 1.904,0	\$ 1.911,6	\$ 1.924,1
		EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	\$ 2.164,5	\$ 2.174,9	\$ 2.180,2
		ENERCAUCA S.A E.S.P.	\$ 2.030,1	\$ 2.038,0	\$ 2.044,9
	MAGUI	Energy Y servicios Magui S.A.S E.S. P	\$ 2.007,7	\$ 1.989,7	\$ 1.993,0
	MOSQUERA	ASOENERCOMMOR	\$ 2.283,9	\$ 2.292,9	\$ 2.310,6
		EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	\$ 2.107,9	\$ 2.115,7	\$ 2.132,0
		EDEM S.A.S. E.S.P.	\$ 1.969,3	\$ 1.975,7	\$ 1.993,6
	OLAYA HERRERA	E.A.T. COMSAN E.S.P.	\$ 2.383,9	\$ 2.394,5	\$ 2.396,1
		EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	\$ 2.107,9	\$ 2.115,7	\$ 2.132,0
	ROBERTO PAYAN	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	\$ 2.107,9	\$ 2.112,7	\$ 2.132,0
		ENERPATIA SAS ESP	\$ 2.096,4	\$ 2.104,3	\$ 2.123,5
	SAN ANDRES DE TUMACO	E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	\$ 1.953,7	\$ 1.969,0	\$ 1.984,3
		EDEM S.A.S. E.S.P.	\$ 1.969,3	\$ 1.975,7	\$ 1.993,6
		ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	\$ 1.993,2	\$ 2.016,2	\$ 2.061,6
		ELECTROSUR ESP	\$ 1.956,9	\$ 1.964,1	\$ 1.958,6
		ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P.	\$ 1.753,1	\$ 1.755,4	\$ 1.776,4
	SANTA BARBARA	ASUSEIS. ESP	\$ 1.764,4	\$ 1.770,3	\$ 1.787,5
		EAT ELECTROPACIFICO	\$ 1.969,6	\$ 1.976,5	\$ 1.982,3
		EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	\$ 2.636,6	\$ 2.645,7	\$ 2.652,3
	TIMBIQUI	ENERCAUCA S.A E.S.P.	\$ 2.030,1	\$ 2.038,0	\$ 2.044,9

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se evidencia que las empresas EDEM y ENEROLAYAHERRERA 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 28 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 \$1.726,5 \$/kWh en enero para ASOERCHAR (municipio de El Charco) hasta \$2.652,3 \$/kWh en marzo de 2025 para EAT Serpusbátabara 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 enero a marzo, la mayoría de empresas mantuvo una estabilidad relativa, con variaciones menores al 1 %. Por ejemplo, OTPRIM en Barbacoas pasó de \$2.458,0 \$/kWh en enero a \$2.476,3 \$/kWh en marzo, y Electro San Juan E.S.P. en San Andrés de Tumaco aumentó ligeramente de \$1.993,2 \$/kWh a \$2.061,6 \$/kWh en el mismo periodo. No obstante, se observan casos con leves descensos, como Energuapi S.A. E.S.P. en Guapi, que bajó de \$2.286,7 \$/kWh en enero a \$2.206,8 \$/kWh en marzo, lo que podría indicar mejoras operativas.



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 tomará 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.

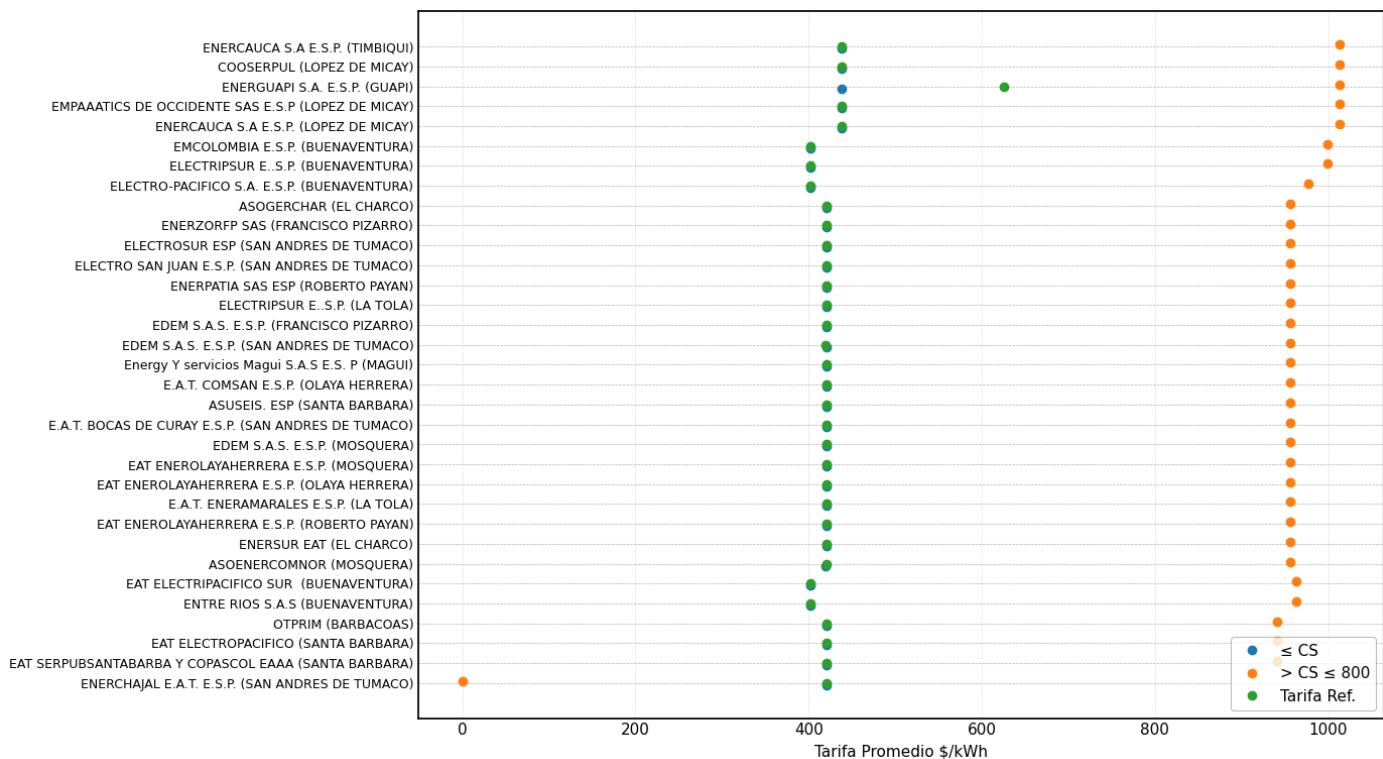
Tabla 21 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Suroccidente

Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1 <=CS	Estrato 1 >CS <=800	Tarifa Referencia
CAUCA	LOPEZ DE MICAY	COOSERPUL	\$ 437,69	\$ 1.013,86	\$ 437,69
	LOPEZ DE MICAY	EMPAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	\$ 437,69	\$ 1.013,86	\$ 437,69
	LOPEZ DE MICAY	ENERCAUCA S.A E.S.P.	\$ 437,69	\$ 1.013,86	\$ 437,69
	TIMBQUI	ENERCAUCA S.A E.S.P.	\$ 437,69	\$ 1.013,86	\$ 437,69
	GUAPI	ENERGUAPI S.A. E.S.P.	\$ 437,69	\$ 1.013,86	\$ 625,10
NARIÑO	MOSQUERA	ASOENERCOMNOR	\$ 419,51	\$ 956,80	\$ 420,51
	EL CHARCO	ASOGERCHAR	\$ 420,51	\$ 956,80	\$ 420,51
	SANTA BARBARA	ASUSEIS. ESP	\$ 420,51	\$ 956,80	\$ 420,51
	SAN ANDRES DE TUMACO	E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	\$ 420,51	\$ 956,80	\$ 420,51
	OLAYA HERRERA	E.A.T. COMSAN E.S.P.	\$ 420,51	\$ 956,80	\$ 420,51
	LA TOLA	E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	\$ 420,51	\$ 956,80	\$ 420,51
	SANTA BARBARA	EAT ELECTROPACIFICO	\$ 420,51	\$ 941,13	\$ 420,51
	MOSQUERA	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	\$ 420,51	\$ 956,80	\$ 420,51
	OLAYA HERRERA	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	\$ 420,51	\$ 956,80	\$ 420,51
	ROBERTO PAYAN	EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	\$ 420,51	\$ 956,80	\$ 420,51
	SANTA BARBARA	EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	\$ 420,51	\$ 941,13	\$ 420,51
	FRANCISCO PIZARRO	EDEM S.A.S. E.S.P.	\$ 420,51	\$ 956,80	\$ 420,51
	MOSQUERA	EDEM S.A.S. E.S.P.	\$ 420,51	\$ 956,80	\$ 420,51
	SAN ANDRES DE TUMACO	EDEM S.A.S. E.S.P.	\$ 420,51	\$ 956,80	\$ 419,51
	LA TOLA	ELECTRIPSUR E.S.P.	\$ 420,51	\$ 956,80	\$ 420,51
	SAN ANDRES DE TUMACO	ELECTRO SAN JUAN E.S.P.	\$ 420,51	\$ 956,80	\$ 420,51
	SAN ANDRES DE TUMACO	ELECTROSUR ESP	\$ 420,51	\$ 956,80	\$ 420,51
	SAN ANDRES DE TUMACO	ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P.	\$ 420,51	\$ 0,00	\$ 420,51
	ROBERTO PAYAN	ENERPATIA SAS ESP	\$ 420,51	\$ 956,80	\$ 420,51
	EL CHARCO	ENERSUR EAT	\$ 420,51	\$ 956,70	\$ 420,51
	FRANCISCO PIZARRO	ENERZORFP SAS	\$ 420,51	\$ 956,80	\$ 420,51
VALLE DEL CAUCA	MAGUI	Energy Y servicios Magui S.A.S E.S. P	\$ 420,51	\$ 956,80	\$ 420,51
	BARBACOAS	OTPRIM	\$ 420,51	\$ 941,13	\$ 420,51
	BUENAVENTURA	EAT ELECTRIPACIFICO SUR	\$ 402,40	\$ 962,68	\$ 402,40
	BUENAVENTURA	ELECTRIPSUR E.S.P.	\$ 402,40	\$ 999,58	\$ 402,40
	BUENAVENTURA	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	\$ 402,40	\$ 977,66	\$ 402,40
	BUENAVENTURA	EMCOLOMBIA E.S.P.	\$ 402,40	\$ 999,58	\$ 402,40
	BUENAVENTURA	ENTRE RIOS S.A.S	\$ 402,40	\$ 962,68	\$ 402,40

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



Figura 29 Comportamiento Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En primer lugar, se identifica un grupo de prestadores entre ellos COOSEPURL (López de Micay), EMPAAATICS DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. (López de Micay), ENERCALUCA S.A. E.S.P. (Timbío), ENERGUAPI S.A. E.S.P. (Guapi) y ASOENERCOMMOR (Mosquera) con un valor para el estrato 1 $\leq Cs$ de \$437,69/kWh. Este patrón se repite en todos los prestadores del departamento de Cauca listados en la tabla, lo que sugiere que existe una aplicación uniforme de tarifas en esa zona. Ahora bien, respecto al valor de referencia reportado por Energuapi E.S.P. constituye una desviación significativa frente al patrón regional. Esta diferencia podría obedecer a la aplicación de un nodo de referencia distinto o a un ajuste tarifario específico, pero también es posible que se trate de un error de digitación o de carga de datos.

En contraste, la mayoría de prestadores de Nariño y Valle del Cauca como ASOERCHAR (El Charco), ASUSEIS. ESP (Santa Bárbara), E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P. (San Andrés de Tumaco), E.A.T. COMSAN E.S.P. (Olaya Herrera), EAT ELECTROPACIFICO SUR (Buenaventura), ELECTRO-PACÍFICO S.A. E.S.P. (Buenaventura) y ENTRE RÍOS S.A.S. (Buenaventura)— aplican un valor uniforme para estrato 1 $\leq Cs$ de \$420,51/kWh. En conclusión, las tarifas reflejan una segmentación geográfica clara y una aplicación homogénea por bloque regional

7.8. Subsidios

Para el primer trimestre de 2025 en esta territorial, el valor total de subsidios ascendió a \$ 15.232.449.539 COP de los cuales, un 99,9% corresponden a subsidios del estrato 1 que ascendieron a \$ \$ 15.212.587.432 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado:

Tabla 22 Subsidios aplicados por estrato-Uso – primer trimestre de 2025 (COP - %) – Territorial Suroccidente

	Enero Valor Subsidio	Enero %	Febrero Valor Subsidio	Febrero %	Marzo Valor Subsidio	Marzo %
Estrato 1	\$ 5.255.212.284,2	99.9%	\$ 4.925.750.576,9	99.9%	\$ 5.031.624.571,7	99.9%
Estrato 2	\$ 0,0	0.0%	\$ 0,0	0.0%	\$ 0,0	0.0%
Estrato 3	\$ 0,0	0.0%	\$ 0,0	0.0%	\$ 0,0	0.0%
Oficial	\$ 5.887.454,1	0.1%	\$ 4.241.236,7	0.1%	\$ 5.042.081,8	0.1%
Comercial - Ind.	\$ 1.574.119,0	0.0%	\$ 1.201.948,1	0.0%	\$ 1.915.266,8	0.0%
Total	\$ 5.262.673.857,4	100.0%	\$ 4.931.193.761,7	100.0%	\$ 5.038.581.920,3	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 30 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2025 (COP) – Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

8. Territorial Nororiente

8.1. Cargo de Generación (G)

El análisis acá realizado para el cargo de generación del primer 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.

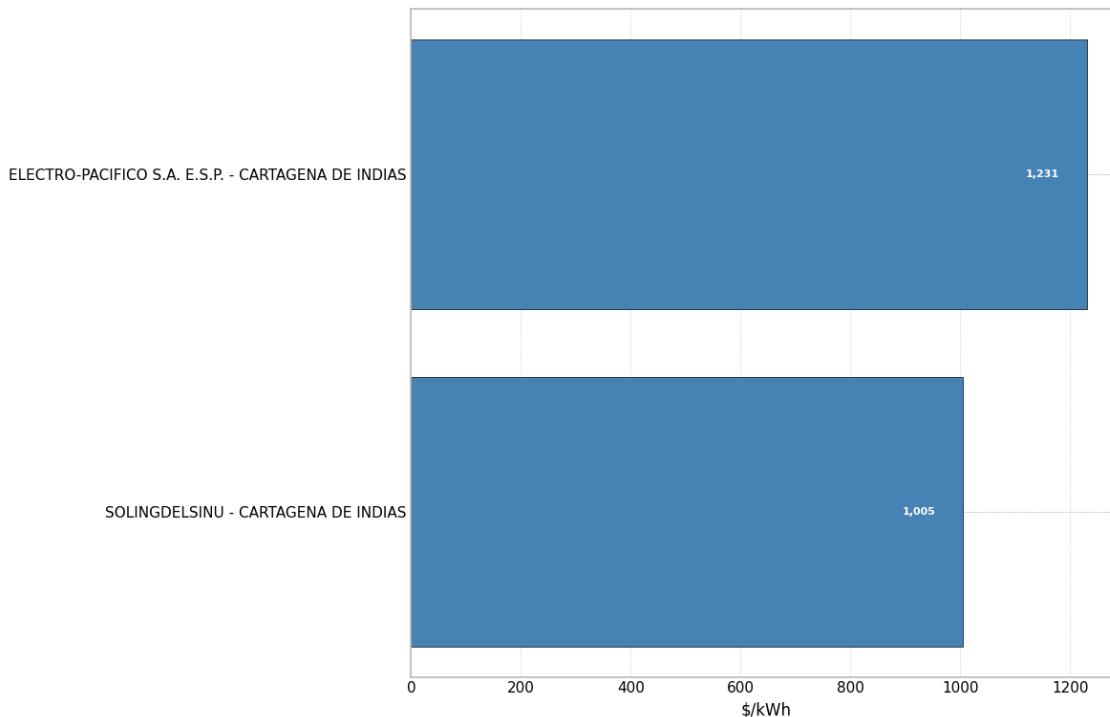
En la territorial Nororiente, durante el primer trimestre de 2025 reportó información la empresa SOLING DEL SINÚ S.A.S. E.S.P. quien presta el servicio en el departamento de Bolívar, atendiendo un promedio de, 3 localidades y 791 suscriptores, lo que representa el 0,39% del total de suscriptores atendidos en ZNI durante el periodo de análisis. Adicionalmente se debe tener en cuenta que el prestador ELECTRIFICADORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P. ha reportado la localidad Orika Isla Grande con un total de 401 suscriptores en el municipio de Cartagena de Indias, Bolívar.

Tabla 23 Cargos Componente (G) Territorial Nororiente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Enero	Febrero	Marzo	Promedio
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
NORORIENTE	BOLÍVAR	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	\$ 1.230	\$ 1.231	\$ 1.231	\$ 1.231
NORORIENTE	BOLÍVAR	SOLING DEL SINU	\$ 992	\$ 1.006	\$ 1.017	\$ 1.005

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 31 Comportamiento Generación Territorial Nororiente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

8.2. Combustible

Para el análisis de la información se toman los datos reportados al SUI mediante el formato IC6. Reporte Comercial Generadores Diésel para el primer trimestre del 2025 evidenciando que se cuenta un reporte de información en SUI la cual tuvo un consumo de 30.715 galones de combustible.

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

Tabla 24 Consumo combustible Territorial Nororiente

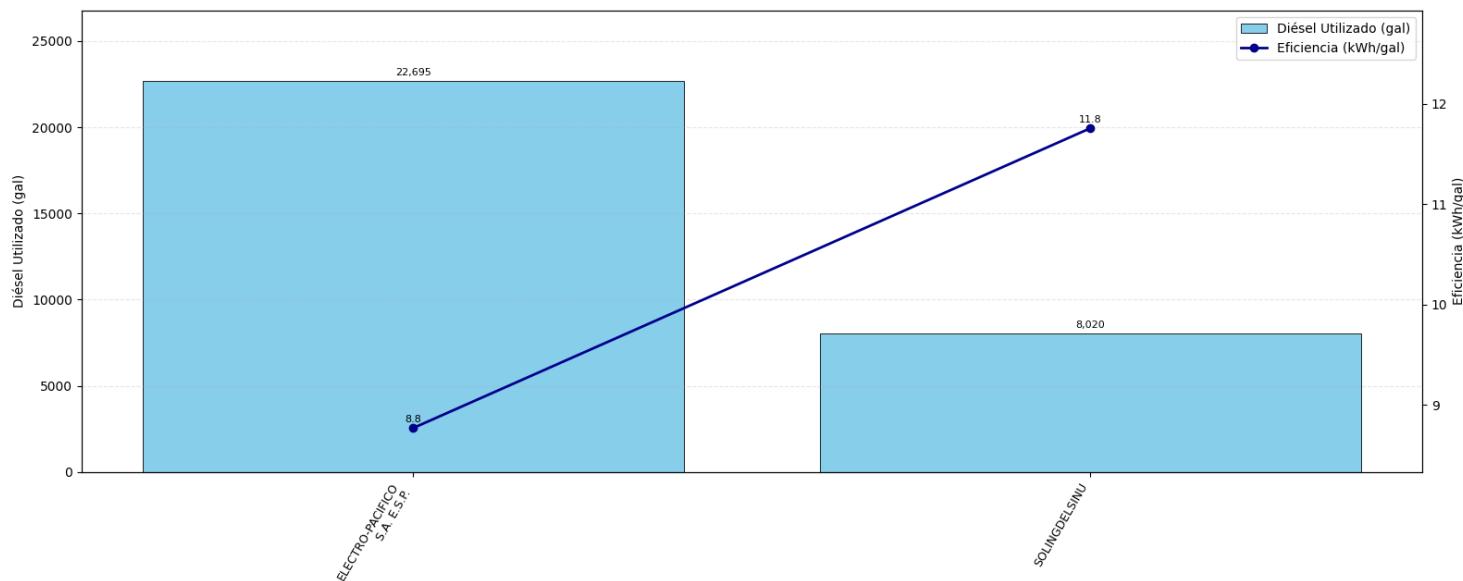
Mes	Enero		Febrero		Marzo		
	SIGLA	Diesel Utilizado Gal	Eficiencia kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Eficiencia kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Eficiencia kWh/Gal
ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.		7565	9,0	7565	8,1	7565	9,2
SOLINGDELSINU		4562	11,9	2274	11,7	1184	11,4

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



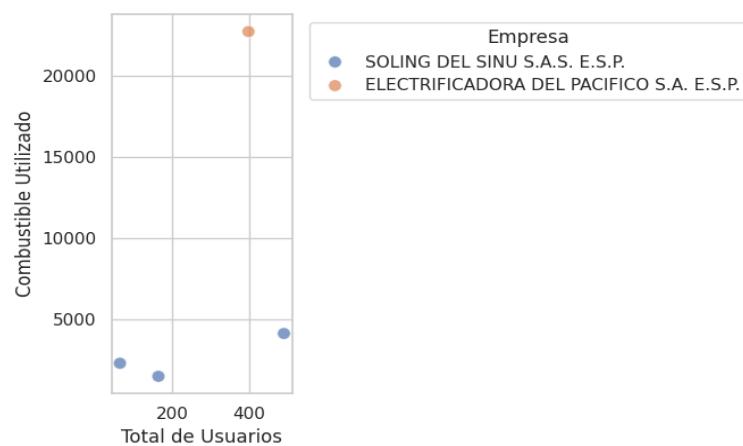
El análisis de los datos de consumo y eficiencia evidencia que SOLING DELISINU presenta una reducción sustancial en el diésel utilizado a lo largo del trimestre, pasando de 4.562 galones en enero a 2.274 galones en febrero y 1.184 galones en marzo, lo que representa una disminución acumulada de casi el 74 % respecto al primer mes. Esta reducción se logra manteniendo una eficiencia elevada y estable, con valores entre 11,4 y 11,9 kWh/galón.

Figura 32 Eficiencia de Consumo combustible en el trimestre - Territorial Nororiente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 33 Consumo combustible en el trimestre vs Usuarios atendidos - Territorial Nororiente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



SOLING, con una base de usuarios similar (entre 200 y 450), presenta consumos de combustible relativamente bajos, lo que sugiere un uso más eficiente del diésel, ya sea por mejores prácticas operativas, mayor factor de carga o incorporación de alguna medida de optimización. En cambio, la Electrificadora del Pacífico, con un número de usuarios en el mismo rango, muestra un consumo de combustible mucho más alto, lo que refleja mayor dependencia del diésel por usuario y, en consecuencia, costos unitarios significativamente más elevados.

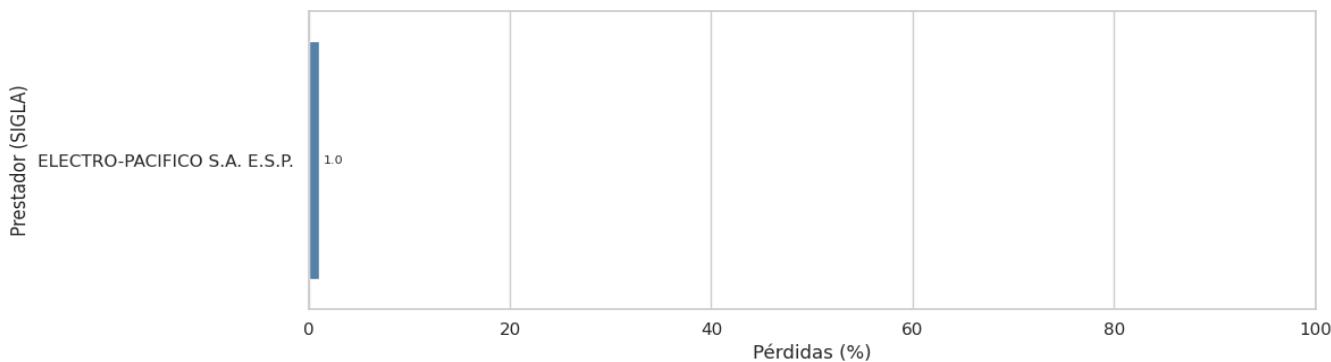
8.3. Pérdidas

Las pérdidas comerciales son producto de la diferencia entre energía generada y energía facturada; por lo anterior y conforme a la información reportada en el SUI por parte de la empresa SOLING DEL SINÚ S.A.S. E.S.P. para el primer trimestre del año en curso, de esta información se observó que las pérdidas para el periodo analizado fueron de negativa (-5,2%).

El valor negativo de pérdidas reportado por SOLING DEL SINU podría originarse en una sobreestimación de la energía facturada frente a la generada debido a la recuperación de consumos o cartera de períodos anteriores, la facturación de energía proveniente de otras fuentes no registradas en la generación del periodo, desajustes en los períodos de medición entre generación y facturación, o errores en el registro de datos operativos o comerciales, por lo que requiere verificación para confirmar su causa real.

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 34 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 primer 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 Nororiente con respecto a los cargos de distribución:

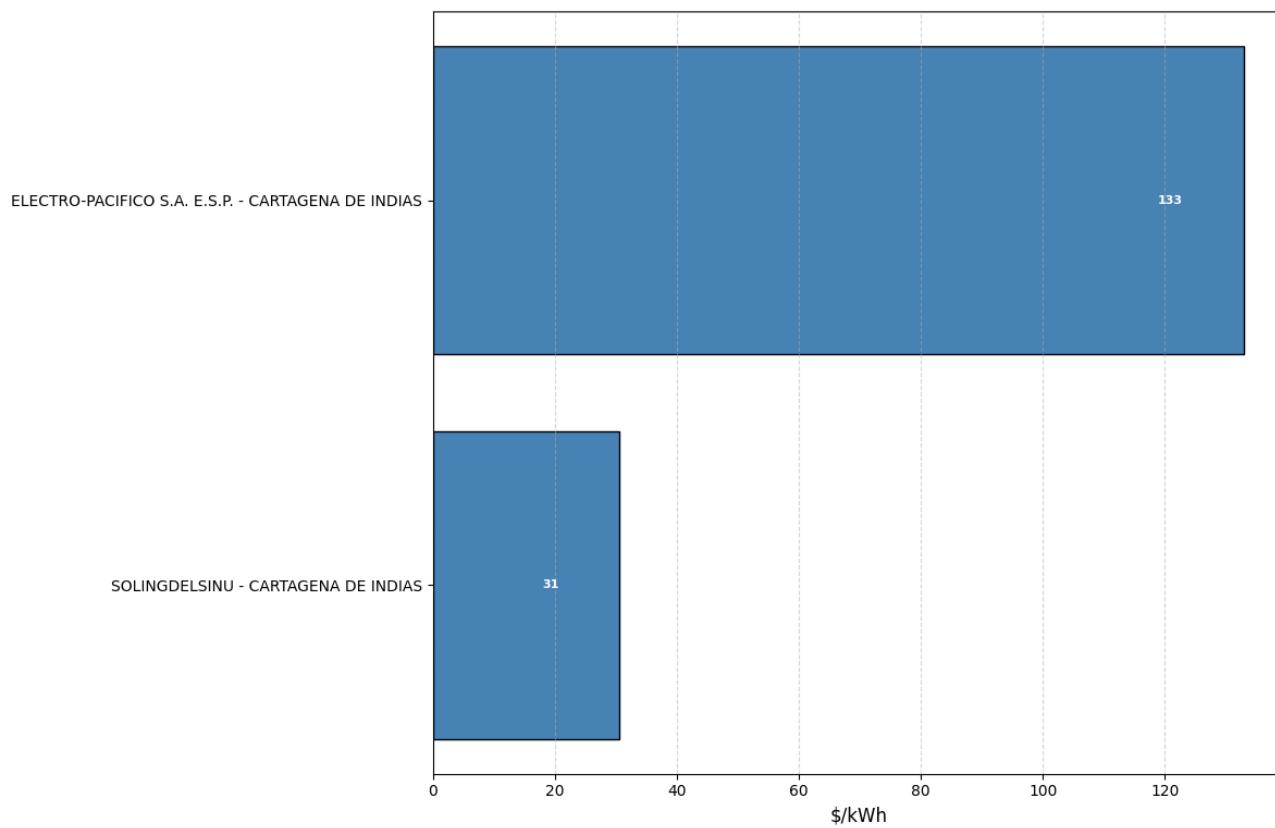
Tabla 25 Cargos Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Nororiente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Enero	Febrero	Marzo	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
NORORIENTE	BOLÍVAR	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	\$ 133	\$ 133	\$ 133	\$ 133
		SOLINGDELSINU	\$ 31	\$ 31	\$ 31	\$ 31

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



Figura 35 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Nororiente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En el componente de distribución se observa una diferencia significativa entre los valores aplicados por ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P. (\$133/kWh) y SOLING DEL SINU (\$31/kWh), ambos constantes en los tres meses analizados. Esta brecha, superior a cuatro veces, sugiere diferencias estructurales en los costos de distribución reconocidos a cada prestador, que podrían responder a variaciones en infraestructura, extensión de redes, densidad de usuarios o metodologías de cálculo aplicadas.

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 IPP2 provisional.

² IPP: Índice de Precios al Productor

8.5. Componente de Comercialización (C)

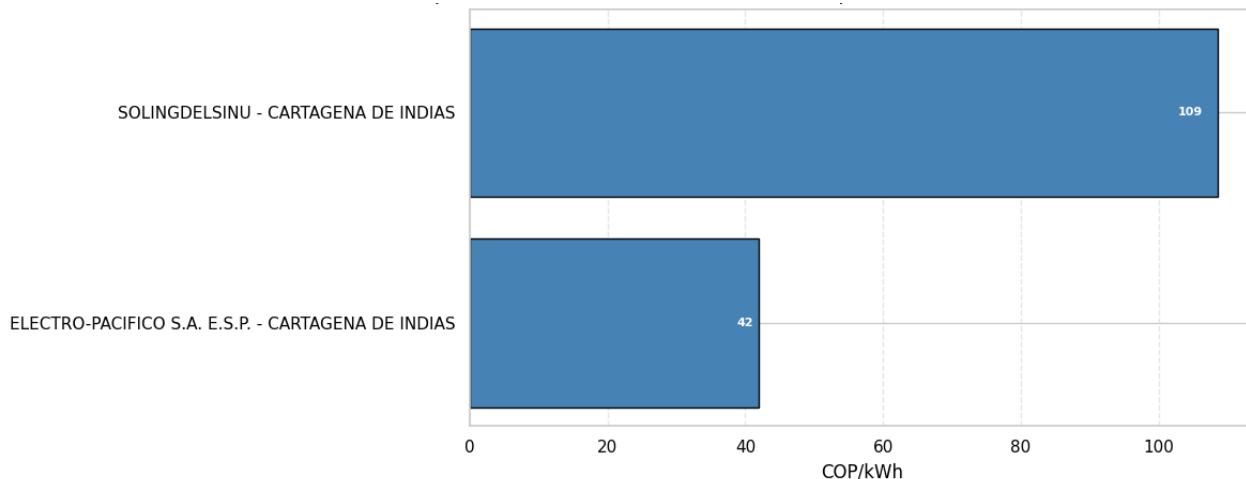
El Cargo Máximo Base de Comercialización C*o, fue establecido en el artículo 37 de la Resolución CREG 091 de 2007 y corresponde a un valor mensual de \$3.834 por factura (\$) de diciembre de 2006); éste depende de la existencia de medición o aforo de carga.

Tabla 26 Comportamiento del componente de Comercialización (COP/kWh) - Territorial Nororiente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Enero \$/kWh	Febrero \$/kWh	Marzo \$/kWh	PROMEDIO \$/kWh
NORORIENTE	BOLÍVAR	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P. SOLINGDELSINU	\$ 42 \$ 107	\$ 42 \$ 108	\$ 42 \$ 110	\$ 42 \$ 109

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 36 Comportamiento Componente de Distribución (COP/kWh) - Territorial Nororiente

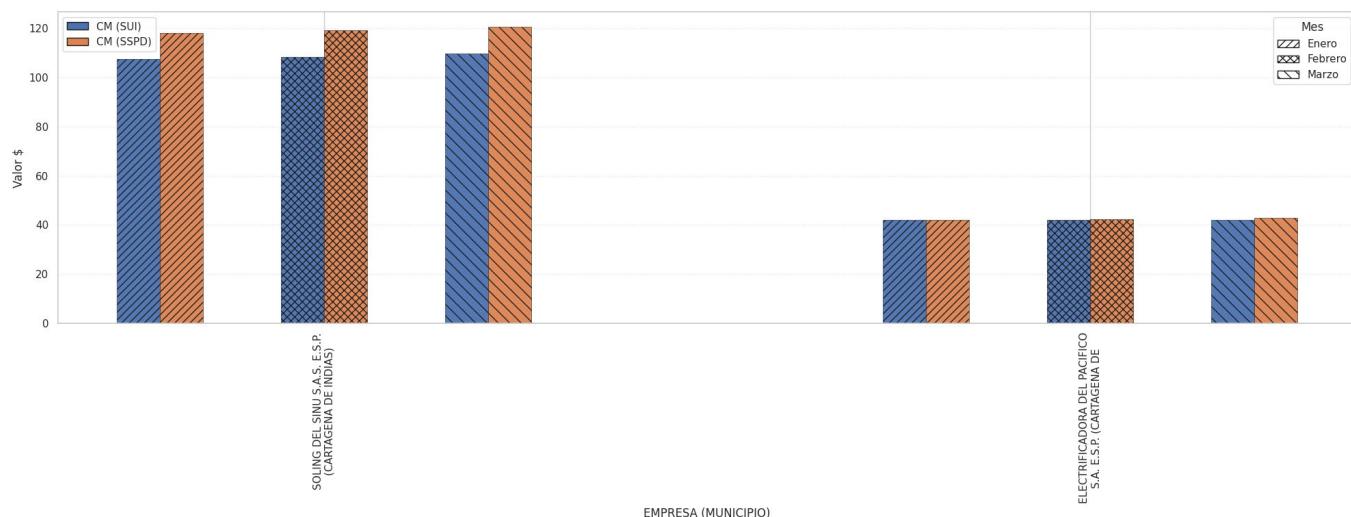


Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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).



Figura 37 Comportamiento Componente de Comercialización - Territorial Nororiente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

8.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)

El análisis realizado del comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio para el primer 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%.



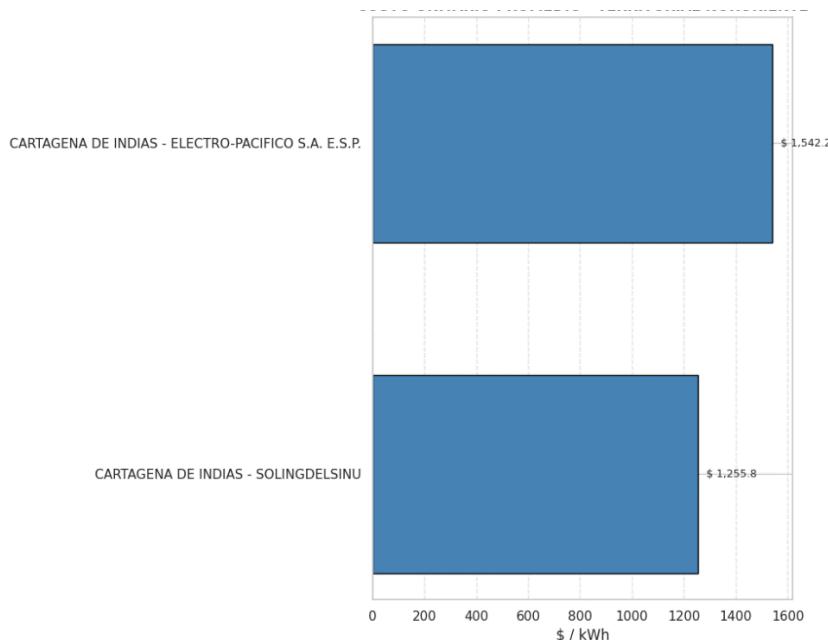
Tabla 27 Costos Unitarios de Prestación del Servicio Territorial Nororiente

TERRITORIAL	MUNICIPIO	SIGLA	Enero	Febrero	Marzo
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
NORORIENTE	CARTAGENA DE INDIAS	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	\$ 1.541,7	\$ 1.542,2	\$ 1.542,6
NORORIENTE	CARTAGENA DE INDIAS	SOLINGDELSINU	\$ 1.240,3	\$ 1.256,7	\$ 1.270,5

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 \$1.542/kWh, mientras que SOLING DELISINU, que atiende Isla Fuerte, Santa Cruz del Islote e Isla Múcura, presenta un promedio trimestral de alrededor de \$1.256/kWh. La diferencia de aproximadamente \$286/kWh sugiere que las condiciones operativas y logísticas en Orika Isla Grande generan mayores costos para ELECTRO-PACIFICO, posiblemente por factores como la escala de generación, el transporte de combustible o la densidad de usuarios, mientras que SOLING opera en contextos donde estas variables podrían ser más favorables, permitiéndole mantener un CUPS más bajo.

Figura 38 Comportamiento CUPS (COP/kWh) - Territorial Nororiente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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.



8.7. Tarifas Aplicadas

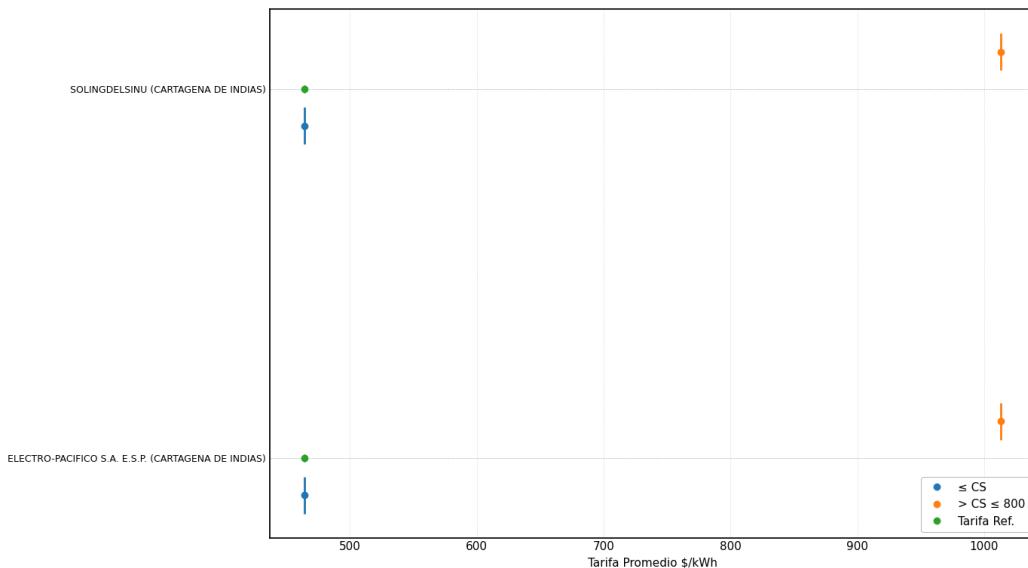
De acuerdo con lo previsto en el artículo 2 de la Resolución MME 40239 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, las tarifas a aplicar a los usuarios residenciales de las ZNI corresponden a las tarifas de referencia aplicadas a los Usuarios Residenciales de estrato e, conectado al nivel de tensión n, 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 tomará 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 28 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Nororiental

Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1 <=CS	Estrato 1 >CS <=800	Tarifa Referencia
BOLÍVAR	CARTAGENA DE INDIAS	ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	\$ 464,09	\$ 1.012,98	\$ 464,09
		SOLINGDELSINU	\$ 464,09	\$ 1.012,98	\$ 464,09

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 39 Comportamiento Tarifas (COP/kWh) - Territorial Nororiental



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

8.8. Subsidios

Para el primer trimestre de 2025 en esta territorial, el valor total de subsidios ascendió a \$ 259.192.736 COP de los cuales, un 99,8% corresponden a subsidios del estrato 1 que ascendieron a \$ 258.376.248 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado.

Tabla 29 Subsidios aplicados por estrato-Uso – Primer trimestre de 2025 (COP - %) – Territorial Nororiente

Mes	Enero - Valor Subsidio	Enero - %	Febrero - Valor Subsidio	Febrero - %	Marzo - Valor Subsidio	Marzo - %
Estrato 1	\$ 98.090.596,2	99.6%	\$ 84.205.652,3	99.7%	\$ 76.079.999,5	99.8%
Estrato 2	\$ 0,0	0.0%	\$ 0,0	0.0%	\$ 0,0	0.0%
Estrato 3	\$ 0,0	0.0%	\$ 0,0	0.0%	\$ 0,0	0.0%
Oficial	\$ 59.693,5	0.1%	\$ 21.597,2	0.0%	\$ 0,0	0.0%
Comercial - Ind.	\$ 379.715,0	0.4%	\$ 240.036,5	0.3%	\$ 115.445,9	0.2%
Total	\$ 98.530.004,0	100.0%	\$ 84.467.286,6	100.0%	\$ 76.195.445,5	100.0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Figura 40 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2025 (COP) – Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



Los subsidios reportados para el periodo mostraron variaciones debido al cague de información realizada por Electro-Pacífico S.A E.S.P. para la localidad Orika Isla Grande en el municipio de Cartagena de Indias, Bolívar.

9. 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 30 Consumo de combustible -Generadores Puros

Mes	Enero		Febrero		Marzo	
	SIGLA	Diesel Utilizado Gal	Eficiencia kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Eficiencia kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal
GENERCOL SAS ESP (Unguía)	36400	11,56	36383	10,56	37400	10,90
GENSA S.A. ESP (Bahía Solano)	31373	12,61	23828	12,61	32834	12,50
CEDENAR S.A. E.S.P. (Puerto Leguízamo)	97800	11,54	82255	12,27	96894	11,48
GENSA S.A. ESP (Inírida y Mitú)	248159	13,25	248065	13,46	293753	13,49

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Para el periodo analizado, se observó que la eficiencia promedio más alta fue de 13,49 kWh/gal en los municipios Mitú e Inírida, caso contrario en el municipio de Unguía, donde la eficiencia promedio fue de 10,56 kWh/gal por parte de GENERCOL S.A.S E.S.P.

10. Áreas de Servicio Exclusivo (ASE)

10.1. Tarifas aplicadas

De acuerdo a 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 fueron otorgadas por el Ministerio de Minas y Energía mediante contrato de concesión de exclusividad.



La primera ASE es la correspondiente a 38 localidades del departamento del Amazonas, incluyendo los municipios de Leticia y Puerto Nariño, y que es atendida por la empresa Energía para el Amazonas SA ESP (ENAM).

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

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

La segunda ASE corresponde al archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, 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 primer trimestre del año 2025, se encontró que las empresas ENAM y SOPESA, prestan el servicio en 40 localidades atendiendo a 38.943 suscriptores en promedio que representan el 19.14 % del total de suscriptores atendidos en la ZNI durante el periodo analizado.

Para el primer 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 31 Tarifas Aplicadas Primer trimestre 2025 – ASE

Departamento	Municipio	Prestador	Estrato 1 <=CS	Estrato 1 >CS <=800	Tarifa Referencia
AMAZONAS	EL ENCANTO	ENAM	\$ 364,55	\$ 1.760,21	\$ 159,47
	LA CHORRERA	ENAM	\$ 364,55	\$ 1.760,21	\$ 159,47
	LA PEDRERA	ENAM	\$ 364,55	\$ 1.760,21	\$ 159,47
	LA VICTORIA	ENAM	\$ 364,55	\$ 1.760,21	\$ 159,47
	LETICIA	ENAM	\$ 364,55	\$ 961,36	\$ 159,47
	MIRITI - PARANA	ENAM	\$ 364,55	\$ 1.760,21	\$ 159,47
	PUERTO ALEGRIA	ENAM	\$ 364,55	\$ 1.760,21	\$ 159,47
	PUERTO ARICA	ENAM	\$ 364,55	\$ 1.760,21	\$ 159,47
	PUERTO NARINO	ENAM	\$ 364,55	\$ 961,36	\$ 159,47
	PUERTO SANTANDER	ENAM	\$ 364,55	\$ 1.760,21	\$ 159,47
ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA	TARAPACA	ENAM	\$ 364,55	\$ 1.760,21	\$ 159,47
	PROVIDENCIA	SOPESA S.A. E.S.P.	\$ 331,28	\$ 625,66	\$ 529,87
	SAN ANDRES	SOPESA S.A. E.S.P.	\$ 331,28	\$ 625,66	\$ 529,87

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

10.2. 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 primer trimestre de 2025.

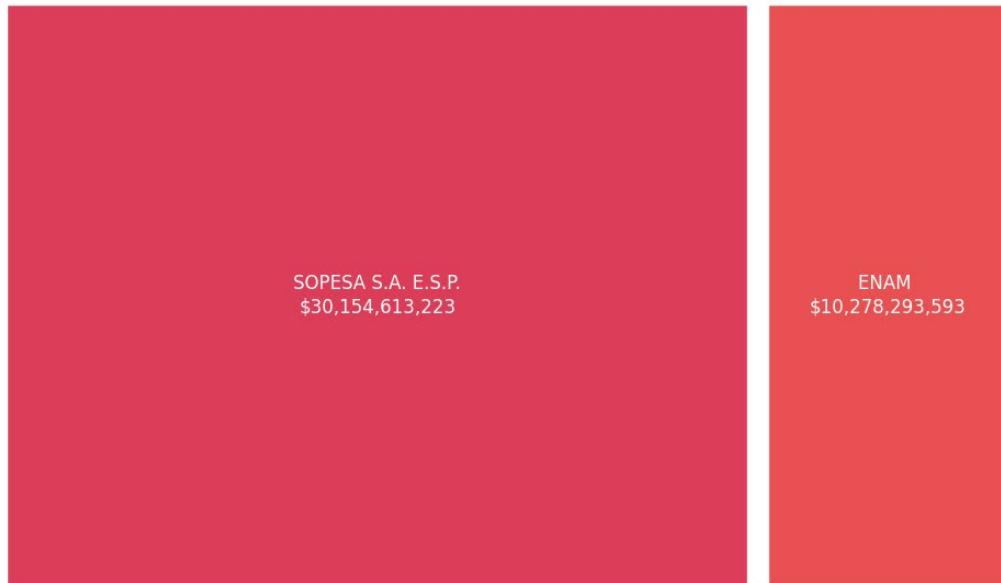
Tabla 32 Subsidios aplicados por estrato-Uso – primer trimestre de 2025 (COP - %) – ASE

	Enero - Valor Subsidio	Enero - %	Febrero - Valor Subsidio	Febrero - %	Marzo - Valor Subsidio	Marzo - %
Estrato 1	\$ 1.659.669.488	11.7%	\$ 1.558.731.906	11.3%	\$ 1.481.404.245	11.8%
Estrato 2	\$ 2.422.814.664	17.1%	\$ 2.316.332.177	16.9%	\$ 2.140.483.930	17.1%
Estrato 3	\$ 1.862.174.907	13.2%	\$ 1.798.895.699	13.1%	\$ 1.625.123.371	13.0%
Oficial	\$ 1.346.924.006	9.5%	\$ 1.301.416.548	9.5%	\$ 1.193.458.246	9.5%
Comercial - Ind.	\$ 5.978.008.608	42.2%	\$ 7.958.147.972	57.9%	\$ 5.236.471.415	41.8%
Total	\$ 14.159.931.986	100.0%	\$ 13.738.188.886	100.0%	\$ 12.534.785.944	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 primer trimestre de 2025 en las ASE.

Figura 41 Distribución de subsidios por empresa en el primer trimestre 2025 (COP) – ASE



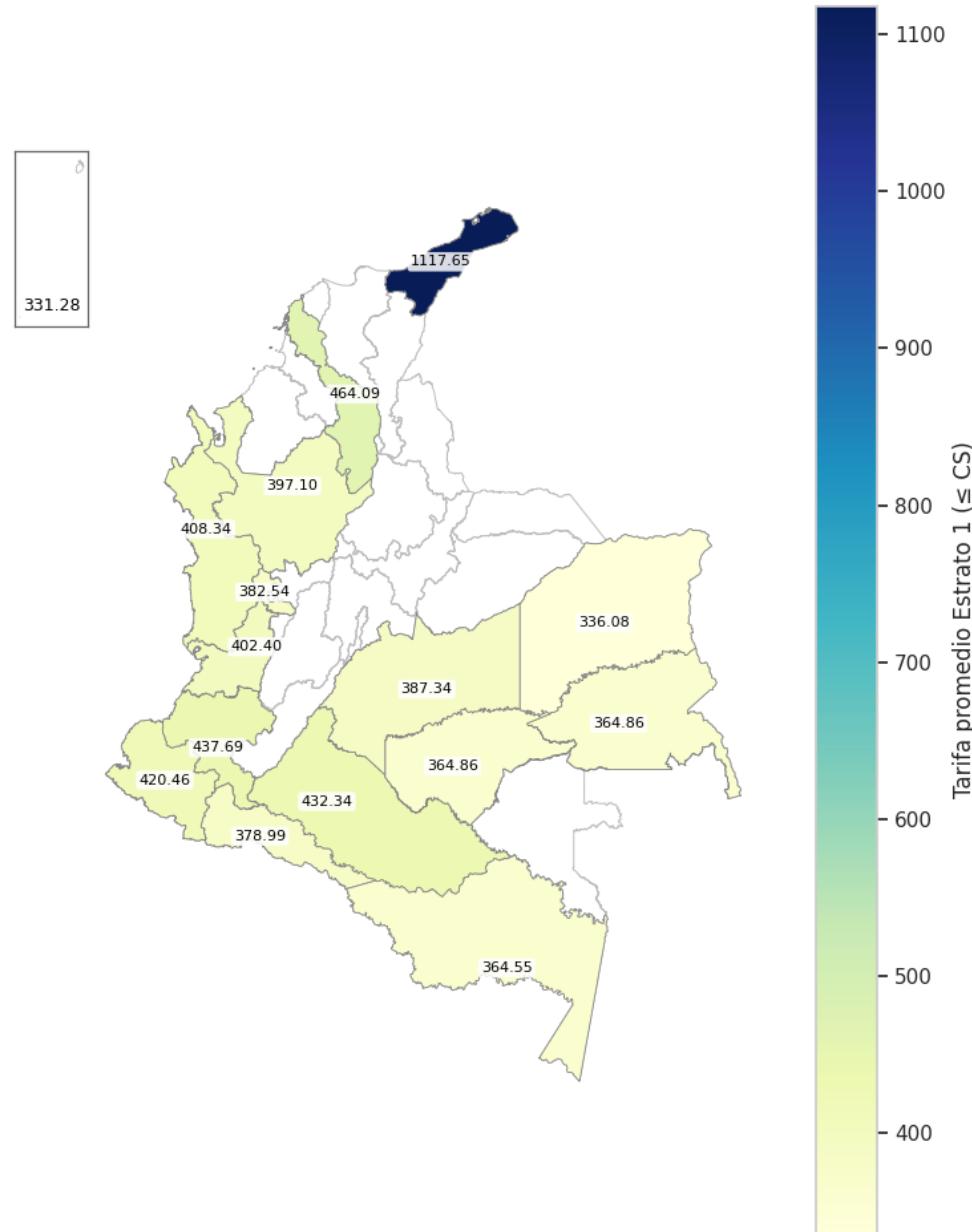
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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 entre el 41 % y el 58 % 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.

11. Información consolidada de Tarifas Aplicadas para el trimestre

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

Figura 42 Distribución de la tarifa promedio aplicada a estrato 1 por departamentos



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



12. 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 subsidiarios, para las localidades de menos de trescientos (300) usuarios subsidiarios se aplican los criterios de horas de prestación y consumos máximos subsidiarios, de acuerdo con lo indicado en la tabla del 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 primer trimestre de 2025, que reciben suministro de energía mediante tecnología Diésel.

Tabla 33 Subsidios aplicados en el primer trimestre de 2025 (COP)

Mes	Enero		Febrero		Marzo	
	Uso	VALOR SUBSIDIO	%	VALOR SUBSIDIO	%	VALOR SUBSIDIO
Estrato 1	\$ 12.812.814.999	45,0%	\$ 12.147.619.505	44,3%	\$ 12.505.315.238	46,7%
Estrato 2	\$ 3.392.913.191	11,9%	\$ 3.251.007.293	11,8%	\$ 3.126.874.721	11,7%
Estrato 3	\$ 1.917.120.665	6,7%	\$ 1.850.866.166	6,7%	\$ 1.681.874.074	6,3%
Estrato 4	\$ 629.125.863	2,2%	\$ 639.687.554	2,3%	\$ 607.991.018	2,3%
Estrato 5	\$ 177.216.511	0,6%	\$ 181.421.045	0,7%	\$ 154.671.015	0,6%
Estrato 6	\$ 83.997.939	0,3%	\$ 116.443.067	0,4%	\$ 95.182.704	0,4%
Oficial	\$ 2.610.131.584	9,2%	\$ 2.623.620.560	9,6%	\$ 2.516.766.375	9,4%
Comercial Industrial	\$ 6.850.771.123	24,1%	\$ 8.761.177.200	31,9%	\$ 6.080.169.493	22,7%
Total	\$ 28.474.091.874	100,0%	\$ 27.438.955.309	100,0%	\$ 26.768.844.639	100,0%

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 30 %, 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. No obstante, la reducción del monto total de subsidios entre enero y marzo, cercana al 6 %, indica la existencia de factores estacionales o de ajustes en los consumos medidos que podrían estar influyendo en la dinámica de gasto.

13. Soluciones Solares Fotovoltaicas Individuales (SSFVI)

Durante el año de 2020, la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible - CREG mediante la Resolución CREG No. 137 de 2020 puso en consulta el proyecto de resolución para establecer la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SSFVI), el cual propone la fórmula tarifaria general que deberían aplicar los comercializadores de energía eléctrica, para calcular los costos máximos de prestación del servicio de energía eléctrica y las tarifas aplicables a usuarios regulados, atendidos mediante soluciones individuales solares fotovoltaicas. A la fecha la resolución definitiva se encuentra en proceso de expedición por parte de la entidad reguladora.

El 3 de septiembre de 2020, la CREG expidió la Resolución No. 166 de 2020, por medio de la cual define una tarifa transitoria para el servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas mediante sistemas solares fotovoltaicos individuales AC con potencia mayor a 0.5 kW.

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 SSFVI en ZNI.

La CREG define en el artículo 6 de la Resolución 101 026 de 2022 la formula tarifaria general para el cálculo del costo unitario de prestación del servicio mediante Soluciones Solares Fotovoltaicas Individuales como se indica a continuación:

$$CU_m = I_m + AMGC_m$$



Ahora bien, dado que la Resolución 101 026 de 2022 actualiza la metodología de cálculo del CUPS, con respecto a la descrita en la resolución CREG 166 del 2020, se hace necesario ajustar los campos definidos en el nuevo lineamiento de cargue de información al SUI a partir de noviembre de 2023, el cual fue publicado por esta superintendencia en el mes de abril del 2024.

Para el primer trimestre de 2025, se obtiene del reporte de información que 3 empresas prestadoras del servicio cuentan con SSFVI. A continuación, se muestra la información de los CU promedio que las empresas han reportado a través de Promail para el trimestre analizado.

Tabla 34 Costo Unitario Promedio Esquema Ciclos– Primer Trimestre de 2025 (COP)

ID	ESP	Enero	Febrero	Marzo
48907	SOLING DEL SINUS S.A.S. E.S.P.	\$ 149.326	\$ 133.900	Sin dato
42637	HELIOS ENERGIA S.A. ESP	\$ 446.153	\$ 453.462	\$ 449.672
38851	E..A. T. ELECTRIFICADORA DE LA ZONA FRONTERA Y RURAL DE TUMACO	Sin dato	\$ 6.330	\$ 6.373

Fuente: Promail – Elaboración: GZNI

Se presume que las empresas que reportaron a través de Promail tienen interpretaciones diferentes respecto de la unidad de medida para el reporte del Cargo máximo de costo unitario.

14. 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.

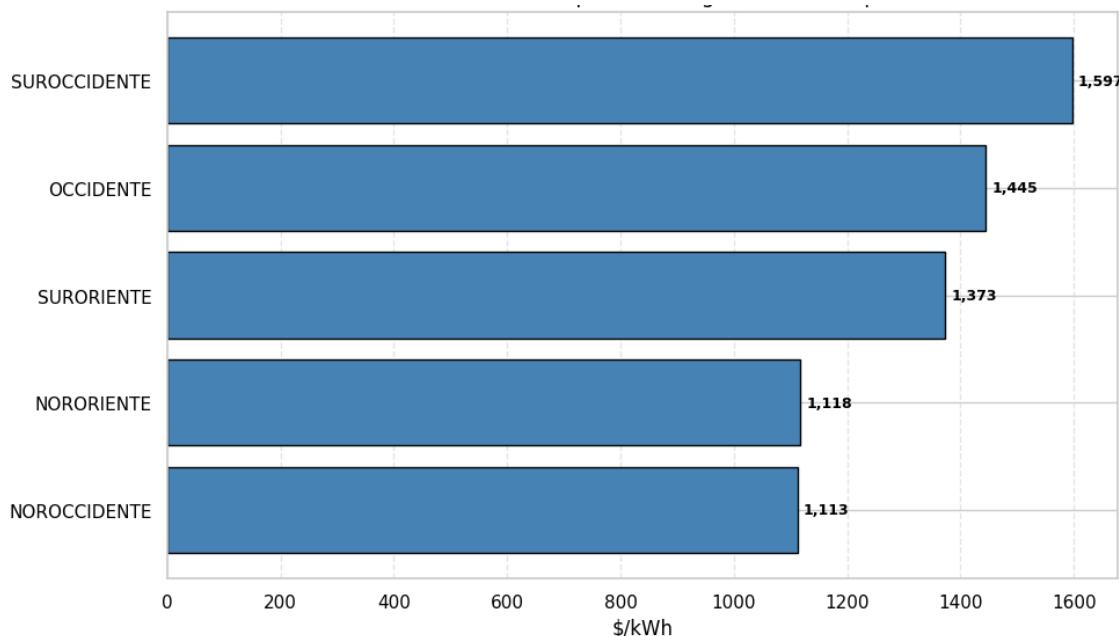
15. Comparación entre indicadores de territoriales.

15.1. 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.



Figura 43 Comparación cargos de generación promedio a nivel territorial



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

La Territorial suroccidente presenta el promedio más alto del componente de generación, con \$1.597/kWh, lo cual es coherente con las condiciones logísticas críticas en zonas como Nariño, Cauca y Valle del Cauca, donde el acceso a combustible suele implicar sobrecostos por aislamiento geográfico, ausencia de infraestructura vial y alta dependencia de generación diésel distribuida en poblaciones pequeñas.

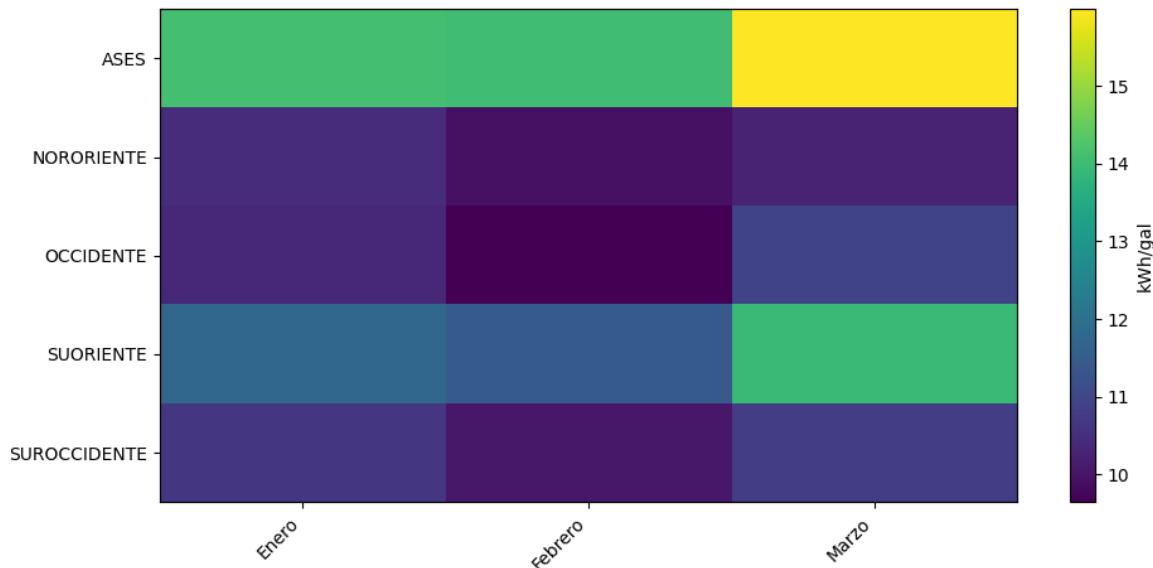
La Territorial occidente sigue con un valor también elevado (\$1.445/kWh), asociado a las condiciones heterogéneas y difíciles de su zona de cobertura (Chocó, Antioquia y Caldas), donde confluyen prestadores con distintas tecnologías y eficiencias. La presencia de mercados aislados como Nuquí o Bahía Solano puede estar jalando al alza este promedio.

Las Territoriales nororiente y noroccidente presentan los valores más bajos (\$1.118/kWh y \$1.113/kWh respectivamente), lo cual sugiere mayor estandarización operativa o presencia de soluciones con menor costo marginal. No obstante, en el caso de la territorial noroccidente, este valor corresponde a 2 prestadores del servicio, lo que limita su representatividad y hace que el análisis de dispersión no sea aplicable.

15.2. Eficiencia

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

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



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.

Carrera 18 No. 84 – 35

Bogotá D.C, Colombia

(+571) 601-691-3005

www.superservicios.gov.co

sspd@superservicios.gov.co



Superservicios

