

Boletín Tarifario

ZNI

III trimestre 2024



Contenido

Introducción.....	5
1. Estructura Tarifaria (CREG 091 - 2007)	7
2. Resolución CREG 101 026 de 2022.....	8
3. Regulación Subsidios.....	9
3.1. Resolución MME 40239 (13-07-2022).....	9
3.2. Resolución MME 40292 (05-08-2022).....	10
4. Áreas geográficas de las ZNI	10
5. Territorial Occidente	12
5.1. Cargo de Generación (G).....	12
5.2. Combustible	15
5.3. Pérdidas.....	17
5.4. Componente de Distribución (D)	18
5.5. Componente de Comercialización (C).....	21
5.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)	23
5.7. Tarifas Aplicadas.....	26
5.8. Subsidios	27
6. Territorial Suroriente.....	29
6.1. Cargo de Generación (G).....	29
6.2. Combustible	32
6.3. Pérdidas.....	34
6.4. Componente de Distribución (D)	35
6.5. Componente de Comercialización (C).....	37
6.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)	39

6.7.	Tarifas Aplicadas.....	41
6.8.	Subsidios	42
7.	Territorial Suroccidente	44
7.1.	Cargo de Generación (G).....	44
7.2.	Combustible	48
7.3.	Pérdidas.....	51
7.4.	Componente de Distribución (D)	52
7.5.	Componente de Comercialización (C).....	56
7.6.	Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)	58
7.7.	Tarifas Aplicadas.....	62
7.8.	Subsidios	64
8.	Territorial Nororiente	65
8.1.	Cargo de Generación (G).....	65
8.2.	Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI.....	66
8.3.	Combustible	66
8.4.	Pérdidas.....	67
8.5.	Componente de Distribución (D)	67
8.6.	Componente de Comercialización (C).....	69
8.7.	Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)	70
8.8.	Tarifas Aplicadas.....	71
8.9.	Subsidios	71
9.	Generadores Puros.....	72
10.	Áreas de Servicio Exclusivo (ASE)	73
10.1.	Tarifas aplicadas	73
10.2.	Subsidios ASE	75

11.	Información consolidada de Tarifas Aplicadas para el trimestre.....	76
12.	Información consolidada de Subsidios para el trimestre	78
13.	Soluciones Solares Fotovoltaicas Individuales (SSFVI)	80
14.	Resolución SSPD No. 20211000859995 (24-12-2021).....	83
15.	Anexo 1 Tarifas aplicadas Territorial Occidente.....	85
16.	Anexo 2 Tarifas aplicadas Territorial Suroriente.....	86
17.	Anexo 3 Tarifas aplicadas Territorial Suroccidente	87
18.	Anexo 3 Tarifas aplicadas Territorial Nororiente	88

Proyectó:

Geraldin Sánchez Castiblanco

Marco Aurelio Pérez Vargas

Yesid Fabián Castro Operador

Luis Gabriel Osorio Bernal

Revisó

Soraida Serrano Díaz

Coordinadora Grupo ZNI – DTGE

Héctor Horacio Suarez Bernal

Director Técnico de Gestión de Energía

Aprobó:

Héctor Horacio Suarez Bernal

Director Técnico de Gestión de Energía

Tabla de Figuras

Figura 1 Comportamiento del promedio trimestral componente (G) Territorial Occidente	15
Figura 2 Eficiencia de Consumo combustible Territorial Occidente.....	17
Figura 3 Comportamiento Pérdidas Territorial Occidente	18
Figura 4 Comportamiento Componente (D) Territorial de Occidente	21
Figura 5 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Occidente	23
Figura 6 Comportamiento CUPS Territorial Occidente	26
Figura 7 Distribución de subsidios por empresa en el tercer trimestre 2024 (COP) – Territorial Occidente	29
Figura 8 Comportamiento del promedio trimestral Componente (G) Territorial Suroriente	31
Figura 9 Eficiencia de Consumo combustible Territorial Suroriente	34
Figura 10 Comportamiento pérdidas Territorial Suroriente	35
Figura 11 Comportamiento Componente (D) Territorial Suroriente	37
Figura 12 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Suroriente.....	39
Figura 13 Comportamiento CUPS Territorial Suroriente.....	41
Figura 14 Distribución de subsidios por empresa en el tercer trimestre 2024 (COP) – Territorial Suroriente	44
Figura 15 Comportamiento del promedio trimestral Componente (G) Territorial Suroccidente	48
Figura 16 Eficiencia de Consumo combustible Territorial Suroccidente.....	51
Figura 17 Comportamiento Pérdidas Territorial Suroccidente	52
Figura 18 Comportamiento Componente (D) Territorial Suroccidente.....	55
Figura 19 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Suroccidente	58
Figura 20 Comportamiento CUPS Territorial Suroccidente	62
Figura 21 Distribución de subsidios por empresa en el tercer trimestre 2024 (COP) – Territorial Suroccidente.....	65
Figura 22 Distribución de subsidios por empresa en el tercer trimestre 2024 (COP) – ASE	76
Figura 23 Distribución de la tarifa promedio aplicada a estrato 1 por departamentos.....	77

Introducción

El presente Boletín Tarifario pone en conocimiento de los interesados la información de Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica (CUPS) y las Tarifas aplicadas por los prestadores del servicio de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas (ZNI), esto para el tercer trimestre de 2024; los datos y análisis mostrados se hicieron con base en la información cargada y certificada en el Sistema Único de Información – SUI.

Para elaborar el presente Boletín Tarifario, el Grupo de Zonas No Interconectadas – GZNI de la Dirección Técnica de Gestión de Energía – DTGE, realizó análisis a los cargos de generación, distribución y comercialización que conforman el CUPS, también analizó las respectivas tarifas aplicadas por los prestadores a sus suscriptores y los datos de consumo de combustible destinado a la generación de energía eléctrica en ZNI; la estructura del presente informe se realiza de acuerdo a la ubicación por territoriales.

Este Boletín está compuesto por catorce secciones y tres anexos. La primera sección expone la estructura tarifaria a partir de la Resolución CREG 091 del año 2007 y sus modificaciones; la segunda describe la nueva Resolución CREG No. 101 026 de 2022 la cual define la nueva metodología de cálculo del CUPS que deberán aplicar los prestadores del servicio cuando la tecnología con la que se presta el servicio de energía eléctrica domiciliaria sea a través de Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV); la tercera aborda las Resoluciones MME 40239 de 2022 y MME 40292 de 2022 que establecen el procedimiento para la distribución de giros de subsidios para el servicio público domiciliario de energía eléctrica en las ZNI mediante tipo de tecnología Diésel y Soluciones Solares Fotovoltaicas Individuales (SSFVI); la cuarta sección realiza agrupación de la ZNI de acuerdo con la distribución por departamentos pertenecientes a las direcciones territoriales de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para mostrar el contexto tarifario de acuerdo a la información certificada en SUI por parte de los prestadores. De la quinta a la octava sección, se presenta el comportamiento de cada uno de los cargos que componen el CUPS, uso del combustible por galón, pérdidas, tarifas aplicadas y subsidios de los mercados que hacen parte de la ZNI a fin de tener una visión global de las novedades para cada una de las territoriales establecidas en la sección 4; posteriormente, en la sección novena se muestra un análisis de combustible utilizado y el valor de eficiencia para los generadores puros, en la sección décima se muestra lo relacionado con

las tarifas y subsidios aplicados para los prestadores ubicados en áreas de servicio exclusivo (ASE), en la sección décima primera se presenta la información consolidada de tarifas de referencia del SIN, en la sección décima segunda se muestra de manera general los subsidios facturados por estrato, en la décima tercera se muestra el comportamiento de la estructura tarifaria mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV), en la sección décima cuarta se presenta la nueva Resolución de cargue de información al SUI SSPD No. 20211000859995 del 24 de diciembre de 2021 y en las últimas tres secciones se presentan los anexos de tarifas aplicadas por territorial.

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.

También es necesario considerar que con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 101 026 de 2022, que se dio a partir del 1 de noviembre de 2023, 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 dejó de estar contemplada en la Resolución CREG 166 de 2020.

2. Resolución CREG 101 026 de 2022

Mediante 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.

Una vez quedó definida la tasa de descuento, entró en vigencia plena la Resolución CREG 101 026 de 2022, que tiene como objeto establecer la fórmula tarifaria general que deberán aplicar los prestadores del servicio cuando la tecnología con la que se presta el servicio de energía eléctrica domiciliaria son Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV), inicia su vigencia 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 desagrega 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.

Esto teniendo en cuenta que para los sistemas de soluciones individuales solares fotovoltaicas el cálculo del subsidio se presenta en dos esquemas.

- Esquemas de facturación prepago
- Esquema de facturación para el ciclo.

Para el trimestre analizado solo uno de los prestadores del servicio de energía eléctrica se acogió al esquema de facturación por prepago para una porción de sus usuarios.

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 departamentos pertenecientes a las direcciones territoriales de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, presentando para cada agrupación, la información que fue reportada y certificada por los prestadores del servicio de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas en el Sistema Único de Información SUI, para el tercer trimestre de 2024.

Tabla 1 Áreas geográficas Información reportada al SUI

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	# PRESTADORES
ASES	AMAZONAS	1
	ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA	1
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	1

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	# PRESTADORES
	CHOCÓ	13
SUROCCIDENTE	CAUCA	5
	NARIÑO	7
	VALLE DEL CAUCA	1
SURORIENTE	CAQUETÁ	3
	GUAVIARE	1
	META	2
	PUTUMAYO	3
	VAUPÉS	2
	VICHADA	2
	CASANARE	1
NORORIENTE	CESAR	2
NOROCCIDENTE	MAGDALENA	1

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

A nivel general, cabe destacar que actualmente existen 110 empresas registradas en RUPS para la prestación del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas, de las cuales 26 actualizaron el RUPS durante el tercer trimestre del 2024; sin embargo, para el 27 de noviembre de 2024, fecha de realización de la consulta de información para el presente boletín, se encontró que 38 empresas tenían certificada información al SUI, esto equivale al 35% del total de empresas registradas.

De acuerdo con la información certificada y usada para el análisis del presente informe, las citadas 38 empresas prestaron el servicio de energía eléctrica a 169,898 suscriptores en promedio para el trimestre (usuarios residenciales, comerciales, industriales, oficiales, provisionales y especiales) ubicados en 1751 localidades a septiembre del 2024, lo que implica un análisis para 16.307 suscriptores adicionales respecto del trimestre anterior lo que representa un incremento del 10%.

5. Territorial Occidente

5.1. Cargo de Generación (G)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de generación para el tercer trimestre de 2024 se basó en la información reportada por las empresas que prestan el servicio mediante tecnología Diésel para generación de energía.

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 productos 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 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.

Para la territorial Occidente durante el tercer trimestre de 2024 reportaron información 20 empresas que prestan el servicio en 2 departamentos y 334 localidades en promedio, así mismo, atendiendo 39.191 suscriptores en promedio, lo que representa el 25% del total de los suscriptores atendidos en la Territorial Occidente durante el periodo de análisis.

Tabla 2 Cargos Componente (G) Territorial Occidente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Julio	Agosto	Septiembre	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	EMSPUVIF	1553,37	1558,51	1723,99	1611,96
		ESPUN	1392,55	1424,43	1554,03	1457,00
	CHOCÓ	AMBAR OC.	1631,41	1652,48	1699,34	1661,08
		BOJAYA	1541,33	1609,58	1647,99	1599,63
		COSEPCU	125,15	99,47	98,63	107,75
		E.P.B.	371,60	331,48	298,46	333,85
		ELECTROCHO	1187,14	1190,69	1209,39	1195,74
		ELECTRONQUI	1159,20	1160,20	1163,53	1160,98
		ELECTRO-PACIFICO	1470,20	1473,61	1466,77	1470,19
		EMSELCA	1085,84	1119,35	1227,44	1144,21
		EMSPUVIF	1553,37	1558,51	1723,99	1611,96
		ENERBAUD	1396,39	1423,98	1439,74	1420,04
		ENERLIMPIA	1150,33	1151,55	1205,23	1169,04
		ENERLITORAL	1808,47	1813,25	1850,12	1823,95

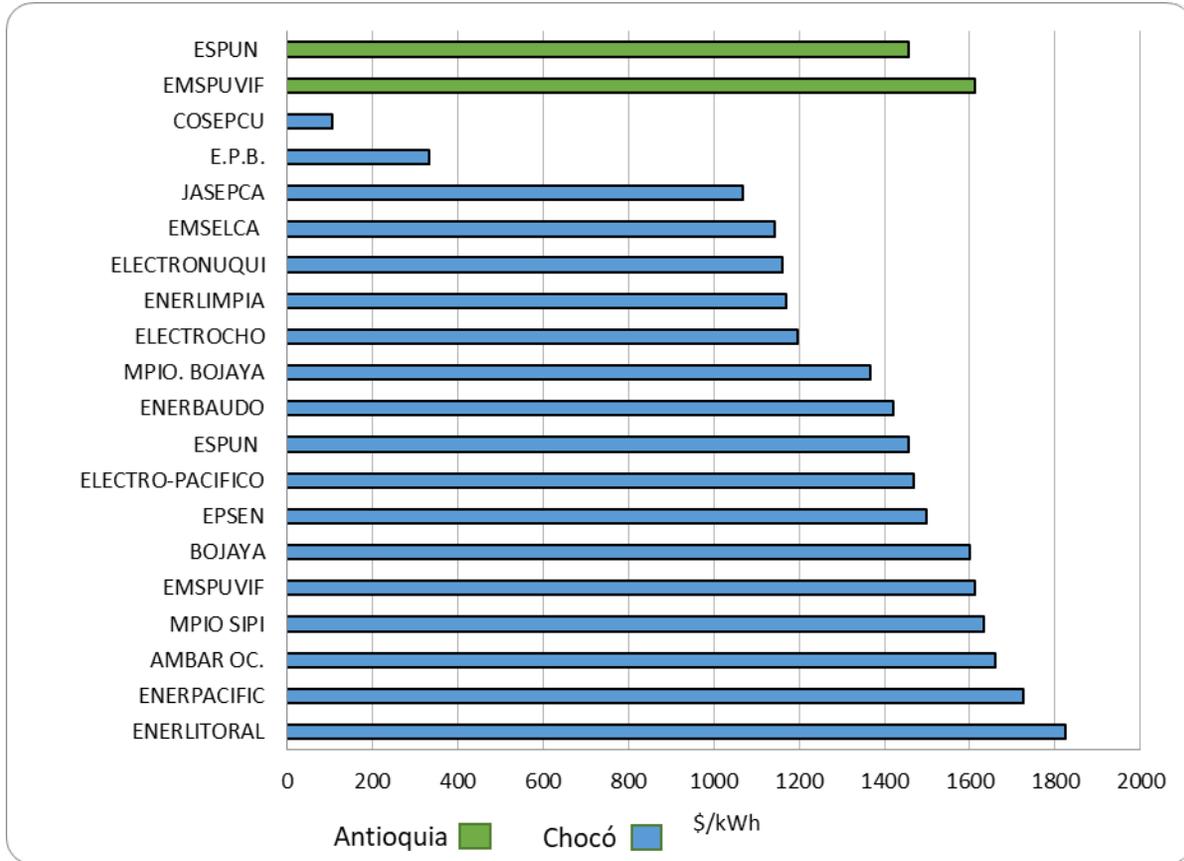
TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Julio	Agosto	Septiembre	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
		ENERPACIFIC	1707,04	1710,68	1761,85	1726,52
		EPSEN	1519,26	1469,63	1510,19	1499,69
		ESPUN	1392,55	1424,43	1554,03	1457,00
		JASEPCA	1036,69	1043,91	1128,03	1069,54
		MPIO SIPI	1560,72	1561,59	1779,96	1634,09
		MPIO. BOJAYA	1345,08	1277,81	1479,22	1367,37

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

En la Tabla anterior se evidencia que ESPUN aplica el cargo de generación Gm igual para los mercados de Antioquia y Chocó; a pesar de que cuentan con características propias como son la energía generada, la cantidad de usuarios y el valor de transporte del combustible.

El comportamiento de la empresa COSEPCU y E.P.B. durante el trimestre analizado muestra una disminución considerable en el costo de la componente de generación por lo que se requerirá al prestador y al generador puro GENSA para que informen las razones de la disminución presentada para este trimestre. Cabe aclarar que el ejercicio de generación en este caso corresponde al generador puro GENSA a quien se le reconocen costos reales mediante Resolución del MME 91873 del 2012.

Figura 1 Comportamiento del promedio trimestral componente (G) Territorial Occidente



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

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 tercer trimestre del 2024 evidenciando lo siguiente:

Para la territorial Occidente en el tercer trimestre de 2024, se contó con reporte de información en el SUI de 16 prestadores, se tuvo un consumo de combustible de 840.407 galones para el trimestre de análisis; la mayor eficiencia fue la reportada por JASEPCA para el mes de septiembre, donde presentó una eficiencia de 29,05 kWh/Gal, caso contrario al prestador EMSELCA quien presentó una eficiencia de 9.76 kWh/gal.

Tabla 3 Consumo combustible Territorial Occidente (gal)

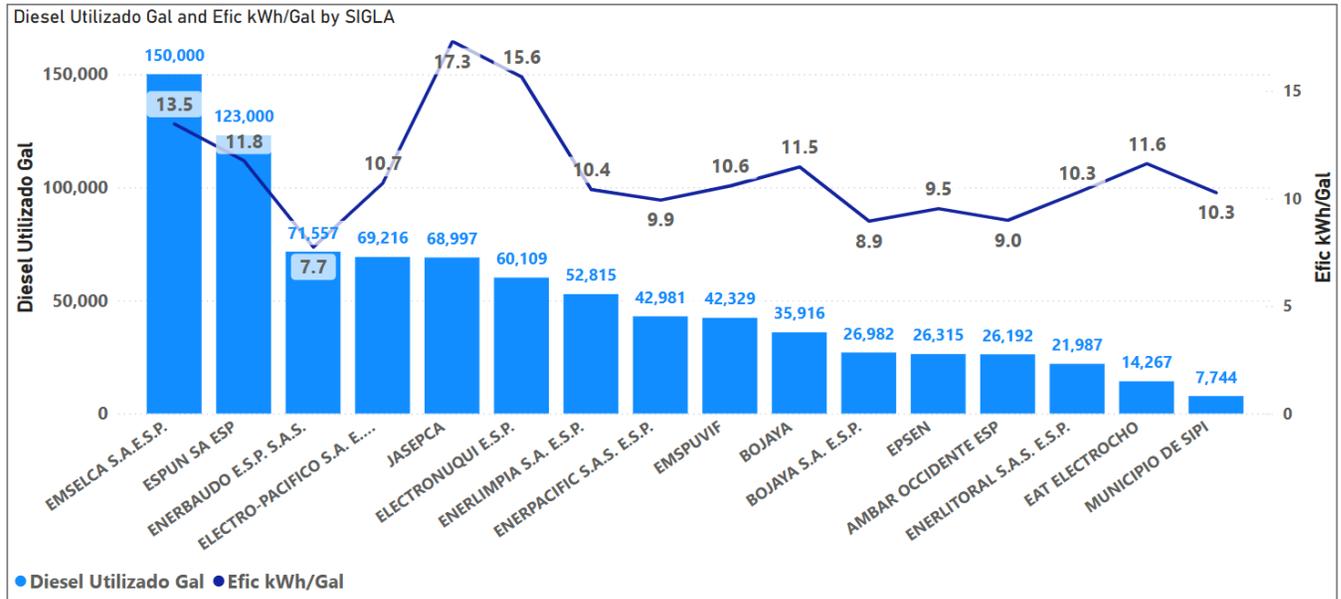
Mes	julio		agosto		septiembre	
SIGLA	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal
AMBAR OCCIDENTE ESP	8,494	9.68	8,556	9.32	9,142	8.02
BOJAYA	10,006	11.33	13,036	11.53	12,874	11.50
BOJAYA S.A. E.S.P.	8,994	9.55	8,994	8.65	8,994	8.62
EAT ELECTROCHO	6,156	11.66	6,156	11.43	1,955	12.11
ELECTRONUQUI E.S.P.	21,591	14.85	21,591	14.50	16,927	18.11
ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	23,072	10.97	23,072	11.29	23,072	9.89
EMSELCA S.A.E.S.P.	30,000	24.99	60,000	9.76	60,000	11.41
EMSPUVIF	13,849	10.61	13,929	10.57	14,551	10.57
ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	22,810	7.84	23,235	7.51	25,512	7.85
ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	17,605	11.20	17,605	10.58	17,605	9.46
ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	7,330	10.27	7,425	10.27	7,232	10.27
ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	14,327	9.94	14,327	19.84	14,327	
EPSEN	8,064	9.96	9,126	9.47	9,125	9.19
ESPUN SA ESP	39,000	12.74	43,000	10.95	41,000	11.66
JASEPCA	23,600	16.33	30,780	12.46	14,617	29.05
MUNICIPIO DE SIPI	2,662	10.27	2,583	10.26	2,499	10.26

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

La empresa EAT ELECTROCHO presenta una disminución de combustible utilizado para septiembre, sin embargo, de acuerdo a la información analizada se observó que la empresa reporta solo 4 localidades en septiembre mientras que para julio y agosto había reportado 20 localidades.

Es EMSELCA S.A.E.S.P. la empresa con mayor cantidad de Diésel utilizado en la territorial occidente, con un total de 150.000 Galones en el trimestre analizado. Se observa que la eficiencia de consumo de combustible obtenida por la empresa EMSELCA S.A. E.S.P. para el mes de julio corresponde al uso de menos cantidad de combustible utilizado para una mayor cantidad de energía generada durante el tercer trimestre.

Figura 2 Eficiencia de Consumo combustible Territorial Occidente



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

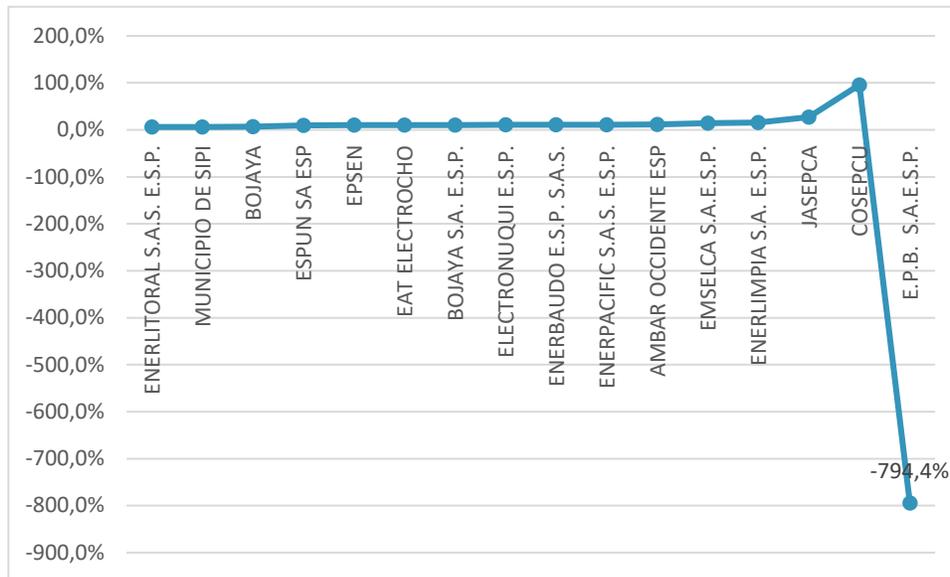
La eficiencia promedio más alta para el periodo analizado la obtuvo JASEPCA con 17,3 kWh/Gal y la eficiencia promedio más baja la tuvo ENERBAUDO S.A. E.S.P. con 7,7 kWh/Gal. Las empresas que se encuentran ubicadas en la territorial de occidente hacen parte de los grupos 1 y 2 establecidos en el anexo 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.

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 en el SUI por parte de los prestadores de la territorial de occidente para el tercer trimestre del año en curso, se puede concluir que, al igual que el trimestre anterior, es EPB SA ESP el prestador presenta una gestión de pérdidas atípica sin embargo, para el trimestre anterior ocurrió que E.P.B. SA ESP tuvo pérdidas del 61,0 % y ahora, en el presente trimestre los datos muestran pérdidas negativas (ganancia) de -794.4%; lo anterior no es posible dado que la energía facturada no puede ser mayor a la energía generada en el mismo periodo; por otra parte, el prestador ENERLITORAL S.A.S. E.S.P. presenta pérdidas por 6,2%. Sin bien, en la operación del sistema

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

Figura 3 Comportamiento Pérdidas Territorial Occidente



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

5.4. Componente de Distribución (D)

El análisis realizado al cargo de distribución para el tercer trimestre del año 2024 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.

Dado que, la Resolución de cargue de información al SUI SSPD No. 20211000859995 del 24 de diciembre de 2021, entró en vigencia a partir del 01 de julio de 2022, y es mediante el “Formato IT1. Inventario de Equipos” a través del cual los prestadores certifican el porcentaje de propiedad de activos de generación y distribución, a la fecha no se tiene disponible el total de inventario de activos, dado que el plazo máximo de reporte de dicho inventario corresponde a tres años después de la expedición de la mencionada Resolución, por lo cual se tienen datos parciales lo cual no refleja la realidad de la ZNI.

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

Tabla 4 Cargos Componente (D) Territorial de Occidente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Julio	Agosto	Septiembre	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	EMSPUVIF	179,14	179,50	178,02	178,89
		ESPUN	47,22	47,33	46,95	47,17
	CHOCÓ	AMBAR OC.	184,85	187,86	185,77	186,16
		BOJAYA	182,89	183,26	181,76	182,64
		COSEPCU	29,59	29,65	29,41	29,55
		E.P.B.	53,73	53,73	52,78	53,41
		ELECTROCHO	26,30	26,36	26,14	26,27
		ELECTRONUQUI	92,23	92,41	91,65	92,10
		ELECTRO-PACIFICO	141,83	142,11	127,98	137,31
		EMSELCA	30,98	32,35	31,22	31,52
		EMSPUVIF	179,14	179,50	178,02	178,89
		ENERBAUDO	26,30	26,36	26,14	26,27
		ENERLIMPIA	43,49	42,33	46,18	44,00
		ENERLITORAL	182,89	183,26	181,76	182,64
		ENERPACIFIC	182,89	183,26	181,76	182,64
		EPSN	26,30	26,36	26,14	26,27

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Julio	Agosto	Septiembre	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
		ESPUN	47,22	47,33	46,95	47,17
		JASEPCA	89,27	89,45	88,71	89,14
		MPIO SIPI	179,14	179,50	178,02	178,89
		MPIO. BOJAYA	179,14	179,50	178,02	178,89

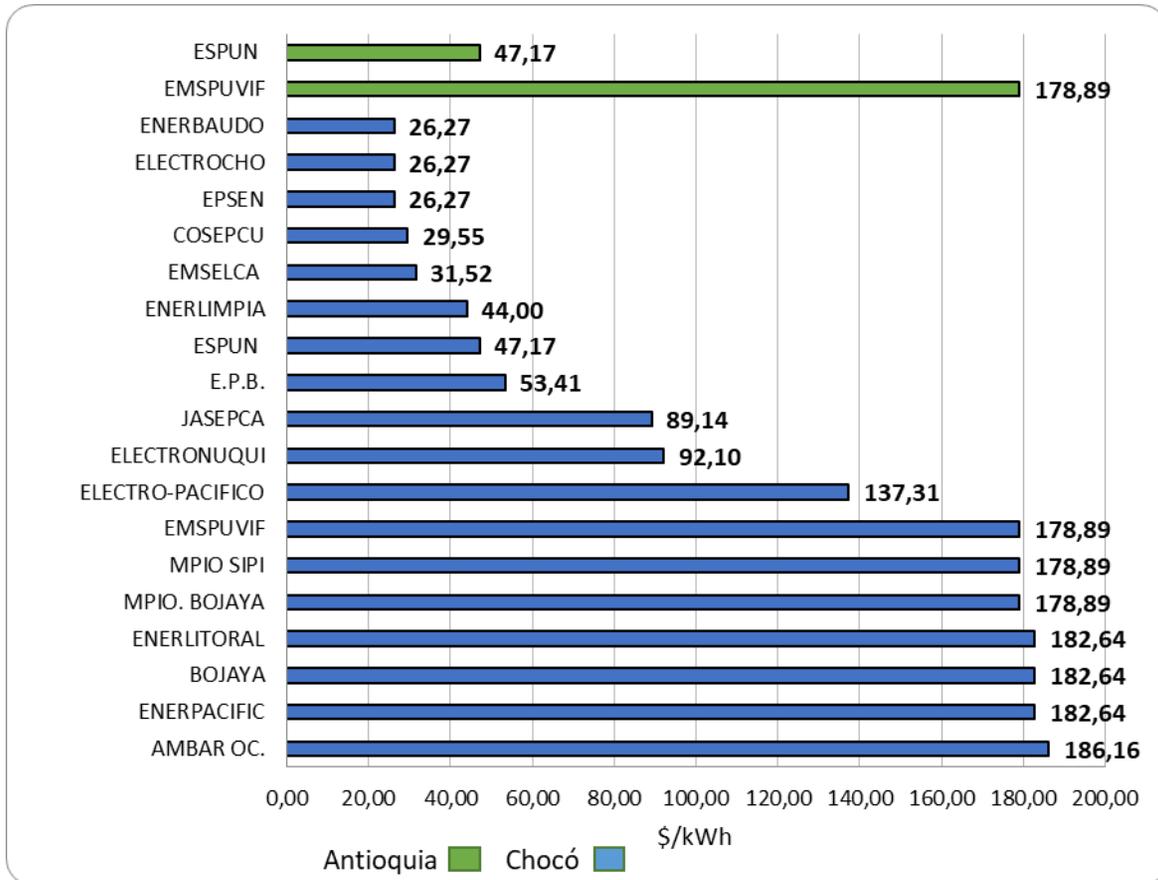
Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

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.

Para el trimestre analizado, se observa que los prestadores AMBAR reporta cargos de distribución más altos 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 o que estén usando el IPP¹ definitivo.

¹ IPP: Índice de Precios al Productor

Figura 4 Comportamiento Componente (D) Territorial de Occidente



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

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.

Para el cálculo del cargo de comercialización se consideran las condiciones particulares de facturación reportadas por los prestadores para sus localidades, de esta forma, se observó que, del total de información certificada para la territorial, a un 5,2% de los usuarios se les facturó de

acuerdo con consumos promedio, al 67,9% de acuerdo a estimación y al 26,9% con base en diferencia de lecturas.

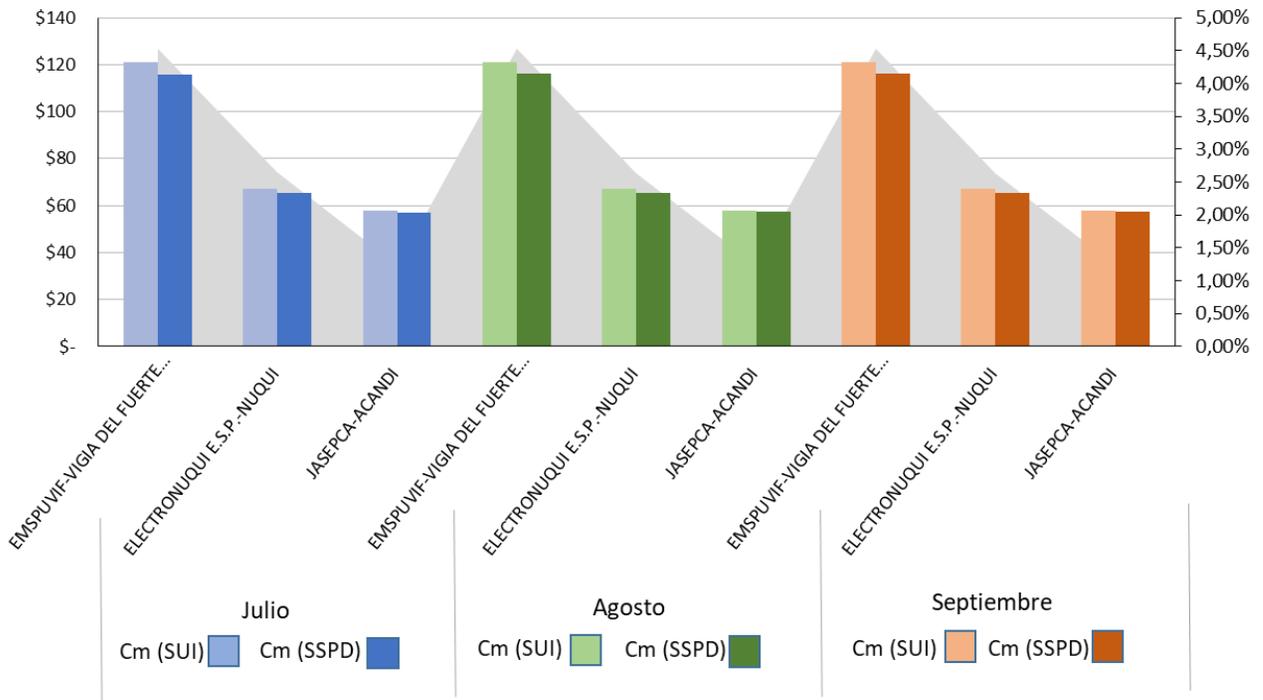
Tabla 5 Comportamiento del componente de Comercialización - Territorial Occidente

SIGLA	julio	agosto	septiembre
AMBAR OCCIDENTE ESP	113.0	113.0	113.0
BOJAYA	67.0	67.0	67.0
BOJAYA S.A. E.S.P.	130.0	130.0	130.0
COSEPCU	68.0	68.0	68.0
E.P.B. S.A.E.S.P.	39.0	39.0	39.0
EAT ELECTROCHO	130.0	130.0	154.0
ELECTROBAUDO S.A. E.S.P.	85.0	85.0	85.0
ELECTRONUQUI E.S.P.	67.0	67.0	67.0
ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	85.0	85.0	85.0
EMSELCA S.A.E.S.P.	47.0	47.0	47.0
EMSPUVIF	121.0	121.0	121.0
ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	119.0	120.0	120.0
ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	115.0	115.0	115.0
ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	106.0	107.0	107.0
ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	115.7	115.7	115.7
EPSEN	168.0	169.0	169.0
ESPUN SA ESP	74.0	74.0	74.0
JASEPCA	58.0	58.0	58.0
MUNICIPIO DE SIPI	115.0	115.0	115.0
MUNICIPIO DEL MEDIO ATRATO	125.0	125.0	125.0

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

El componente de comercialización no posee afectación de acuerdo a las zonas en las cuales se encuentre ubicado cada prestador, pero si presenta variación por número de facturas expedidas, así como la existencia de un sistema de medición y el consumo facturado medio en el año t-1 de cada mercado (CFM t-1). De esta forma, para el análisis de esta componente se tomaron las citadas variables realizando un ejercicio de comparación donde se observó que en un 17 % de los municipios se reportó valores para el componente de comercialización superiores a los máximos permitidos por la regulación, en la siguiente gráfica se muestran las empresas que superan los cargos máximos definidos por la regulación vigente:

Figura 5 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 tercer 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:

- 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 6 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Occidente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Julio	Agosto	Septiembre
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
OCCIDENTE	ACANDI	EMSELCA	\$ 1.284,25	\$ 1.322,96	\$ 1.441,92
		JASEPCA	\$ 1.298,96	\$ 1.307,28	\$ 1.400,01
	ALTO BAUDO	ENERBAUDO	\$ 1.697,32	\$ 1.728,27	\$ 1.745,56
	BAGADO	ELECTROCHO		\$ 1.479,57	
	BAHIA SOLANO	COSEPCU	\$ 236,74	\$ 208,40	\$ 206,76
		E.P.B.	\$ 505,82	\$ 461,31	\$ 423,67
	BAJO BAUDO	ELECTROCHO	\$ 1.475,30		
		ENERLIMPIA	\$ 1.436,36	\$ 1.436,80	\$ 1.500,29
		ENERPACIFIC	\$ 2.496,35	\$ 2.505,95	\$ 2.566,00
		EPSEN	\$ 1.882,67	\$ 1.827,92	\$ 1.872,77
	BOJAYA	BOJAYA	\$ 2.025,23	\$ 2.101,69	\$ 2.142,87
		MPIO. BOJAYA	\$ 1.740,72	\$ 1.666,47	\$ 1.888,78
	CONDOTO	ENERPACIFIC	\$ 1.970,57	\$ 1.972,60	\$ 2.026,06
	EL LITORAL DEL SAN JUAN	ENERLITORAL	\$ 2.298,80	\$ 2.304,69	\$ 2.344,16
	JURADO	ELECTRO-PACIFICO	\$ 1.860,63	\$ 1.864,86	\$ 1.843,13
	LLORO	ENERPACIFIC	\$ 2.118,88	\$ 2.121,18	\$ 2.173,71
	NOVITA	ELECTROCHO	\$ 1.475,30		
		EPSEN	\$ 1.882,67	\$ 1.827,92	\$ 1.872,77
	NUQUI	AMBAR OC.	\$ 2.110,37	\$ 2.137,38	\$ 2.187,36
		ELECTRONUQUI	\$ 1.447,18	\$ 1.448,60	\$ 1.451,54
	QUIBDO	EMSPUVIF	\$ 2.026,08	\$ 2.032,40	\$ 2.214,78
	SAN JOSE DEL PALMAR	ELECTROCHO		\$ 1.479,57	\$ 1.524,02
	SIPI	MPIO SIPI	\$ 2.028,29	\$ 2.029,85	\$ 2.271,00
	TURBO	ESPUN	\$ 1.668,08	\$ 1.703,71	\$ 1.847,33
UNGUIA	ESPUN	\$ 1.668,08	\$ 1.703,71	\$ 1.847,33	
VIGIA DEL FUERTE	EMSPUVIF	\$ 2.026,08	\$ 2.032,40	\$ 2.214,78	

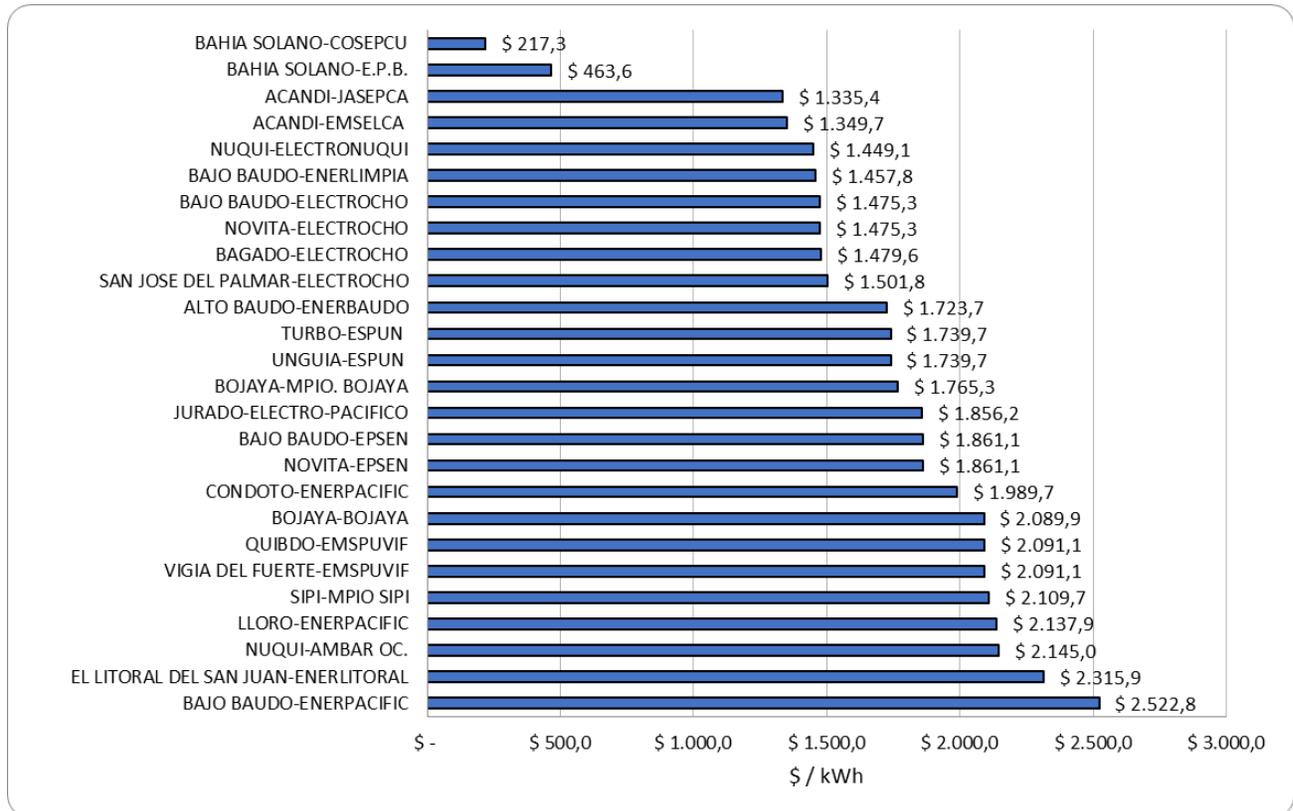
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se observa que, el comportamiento de los Costos Unitarios de Prestación del Servicio para el tercer trimestre de 2024 las empresas COSEPCU y E.P.B., quienes prestan el servicio en el municipio de Bahía Solano, con un comportamiento atípico en el valor del CUPS que requiere solicitar tanto al prestador como al generador GENSA que informen las razones de la disminución en el valor presentado para este trimestre.

Es de anotar que el valor de COSEPCU presentó el CUPS más bajo durante el trimestre con un valor promedio de 217,30 \$/kWh, así mismo, el mayor valor promedio que corresponde a la empresa ENERPACIFIC – Bajo Baudo por un valor de 2.522,77 \$/kWh, así, el CUPS de COSEPCU corresponde al 9% del valor de CUPS que reportó ENERPACIFIC para el periodo analizado.

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

Figura 6 Comportamiento CUPS Territorial Occidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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 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, correspondientes a los mercados de comercialización incumbentes del Sistema Interconectado Nacional – SIN en esta territorial, el valor promedio la tarifa aplicada en esta territorial para el estrato 1 fue de 401,30 \$/kWh y fue el mercado de Vigía del Fuerte donde se presentó la tarifa más baja.

Tabla 7 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Occidente

Departamento	Municipio	Tarifa	Mercado Referente del SIN
ANTIOQUIA	TURBO	402,53	ANTIOQUIA
	VIGIA DEL FUERTE	380,82	ANTIOQUIA
CHOCÓ	ACANDI	402,53	CHOCO
	ALTO BAUDO	402,53	CHOCO
	BAGADO	402,40	CHOCO
	BAHIA SOLANO	402,53	CHOCO
	BAJO BAUDO	402,53	CHOCO
	BOJAYA	402,53	CHOCO
	CONDOTO	402,53	CHOCO
	EL LITORAL DEL SAN JUAN	402,53	CHOCO
	JURADO	402,53	CHOCO
	LLORO	402,53	CHOCO
	NOVITA	402,53	CHOCO
	NUQUI	402,32	CHOCO
	QUIBDO	402,53	CHOCO
	SAN JOSE DEL PALMAR	402,53	CHOCO
	SIPI	402,53	CHOCO
UNGUIA	402,53	CHOCO	

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

5.8. Subsidios

En esta territorial, para el tercer trimestre de 2024 el valor total de subsidios ascendió a 9.747.081.134 COP, de los cuales un 94.97% corresponden a subsidios del estrato 1 que

ascendieron a 9.255.991.458 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado.

Tabla 8 Subsidios aplicados por estrato-Uso – Tercer trimestre 2024 (COP - %) – Territorial Occidente

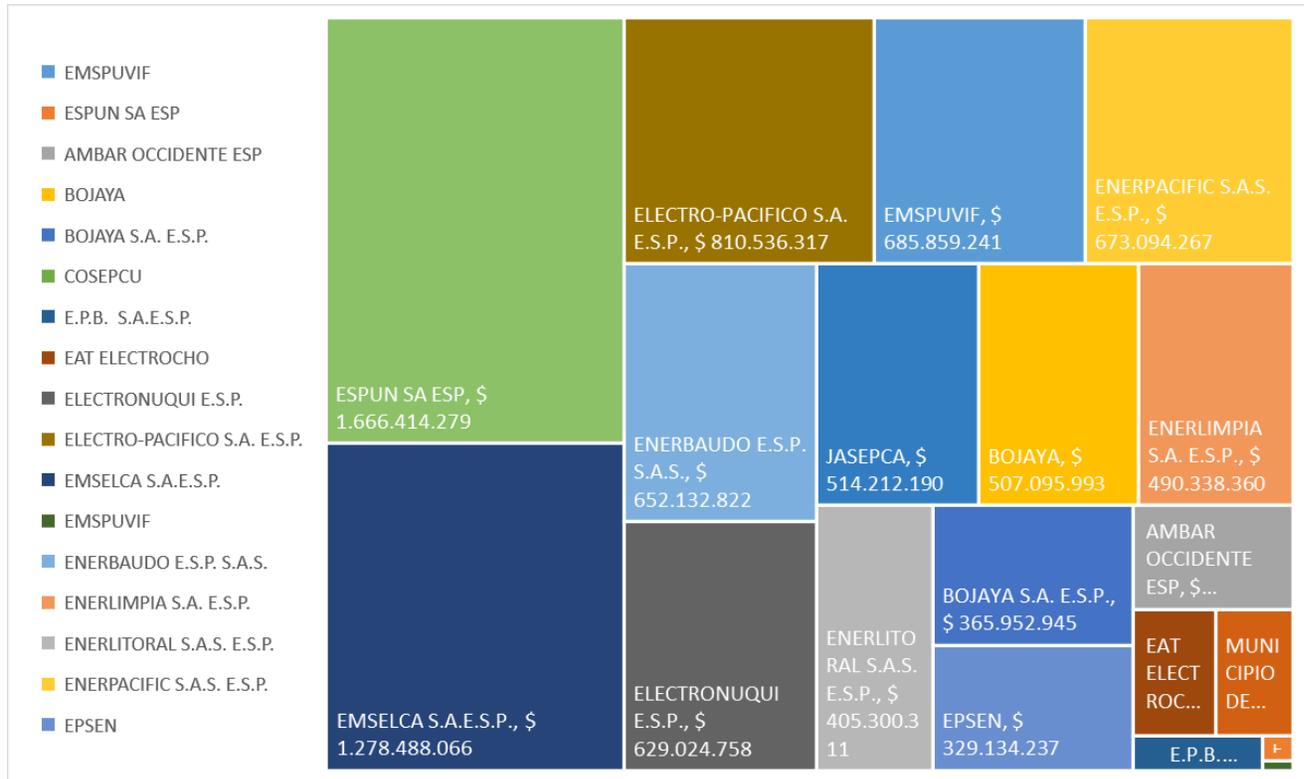
Mes	Julio		Agosto		Septiembre	
	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%
Estrato - Uso						
Estrato 1	\$ 3.024.779.689,0	95,03%	\$ 3.120.144.807,2	96,36%	\$ 3.111.066.962,6	93,54%
Estrato 2	\$ 53.354.820,3	1,68%	\$ 13.599.499,1	0,42%	\$ 65.888.793,0	1,98%
Oficial	\$ 49.512.626,2	1,56%	\$ 44.141.370,1	1,36%	\$ 59.801.486,2	1,80%
Comercial - Ind.	\$ 55.482.186,2	1,74%	\$ 60.183.112,3	1,86%	\$ 89.125.782,5	2,68%
Total	\$ 3.183.129.321,6	100,00%	\$ 3.238.068.788,6	100,00%	\$ 3.325.883.024,2	100,00%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Los subsidios reportados en agosto para el estrato 2 mostraron una disminución considerable, lo anterior debido a que EMSELCA no reportó valores de subsidios facturados para el periodo citado, es decir, el valor relacionado corresponde únicamente a la empresa JASEPCA, puesto que son las únicas empresas que facturan subsidios al estrato 2 de los usuarios que hacen parte del territorial occidente.

A continuación, se presenta un diagrama de rectángulos con la distribución de subsidios reportados por cada empresa de la dirección territorial occidente, para el trimestre analizado.

Figura 7 Distribución de subsidios por empresa en el tercer trimestre 2024 (COP) – Territorial Occidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se observa que las empresas ESPUN S.A. E.S.P., EMSELCA S.A. E.S.P., ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P., fueron las empresas que reportaron mayor porcentaje de subsidios aplicados para el trimestre, que registraron valores superiores a los 800 Millones de pesos cada una.

6. Territorial Surorientado

6.1. Cargo de Generación (G)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de generación para el tercer trimestre del año 2024 se basó en la información reportada por las empresas que prestan el servicio mediante tecnología Diésel para generación de energía.

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.

Para la territorial suroriente, durante el tercer trimestre de 2024 reportaron información 9 empresas que prestan el servicio en los departamentos de Caquetá, Guaviare, Meta, Putumayo, Vaupés, y Vichada, atendiendo un promedio de, 192 localidades y 19663 suscriptores, lo que representa un 12,34% del total de los suscriptores atendidos en ZNI durante el periodo de análisis.

Tabla 9 Cargos Componente (G) Territorial Suroriente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Julio	Agosto	Septiembre	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SURORIENTE	CAQUETÁ	GENDECAR	1619,18	1683,17	1728,34	1676,90
	GUAVIARE	MPIO MIRAFLORES	1352,94	1361,72	1398,16	1370,94
	META	ELECTRIMAPIRI	1255,74	1268,45	1302,14	1275,44
	PUTUMAYO	EMPOGUZMAN	0,00	1213,37	1347,24	853,54
		EMPULEG	1226,02	1192,74	1212,64	1210,47
	VAUPÉS	MPIO TARAIRA	2212,14	2226,31	2234,27	2224,24
		UND. SP MPIO CARURU	1107,37	1107,52	1115,62	1110,17
	VICHADA	ELECTROVICHADA	1002,96	1132,16	1118,04	1084,39

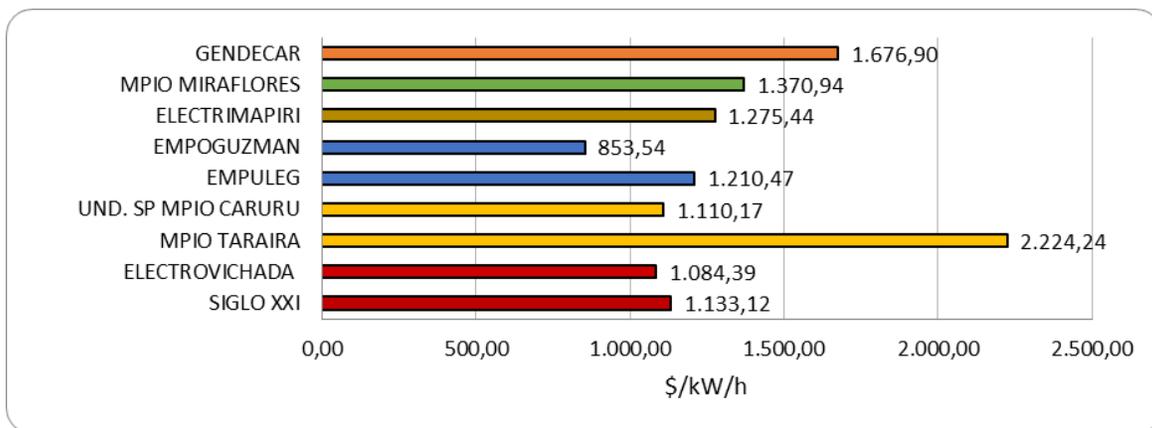
TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Julio	Agosto	Septiembre	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
		SIGLO XXI	1112,51	1114,23	1172,62	1133,12

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se observó que los valores de la componente G para el trimestre analizado mostraron un comportamiento estable, es de anotar que la empresa EMPULEG E.S.P. compra la energía al generador puro CEDENAR para atender la demanda en el municipio de Puerto Leguizamo, por tal motivo son ellos quienes asumen la responsabilidad de realizar el reporte de información correspondiente a la operación y mantenimiento de la infraestructura de generación eléctrica mediante el formato IC6. Cabe aclarar que en este caso al generador puro se le reconocen los costos reales mediante Resolución del MME 91873 del 2012.

La empresa MUNICIPIO DE TARAIRA presenta el valor más alto de generación durante el trimestre analizado, es de anotar que, de acuerdo con el Anexo único de la Resolución CREG 091 de 2007, las localidades que hacen parte del grupo 9, donde se encuentra el departamento de Vaupés, obtienen el costo de transporte del combustible más alto, en comparación con los 11 grupos restantes que cita tal anexo.

Figura 8 Comportamiento del promedio trimestral Componente (G) Territorial Suroriente



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 tercer trimestre del 2024 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 547.292 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 la empresa EMPULEG, toda vez que el combustible utilizado para la generación de este comercializador en la cabecera municipal de Puerto Guzmán – Putumayo es reportada por CEDENAR; asimismo, el reporte de información de las empresas CEELVA, EMELCE, COSEPCU y E.P.B. es realizado por el generador puro GENSA quien realiza la actividad de generación para la cabecera municipal de Inírida, Mitú, Bahía Cupica y Ciudad Mutis.

Ahora bien, es necesario indicar que EMPULEG realiza la actividad de generación en localidades menores, así como el reporte de información correspondiente al combustible utilizado para el periodo de análisis.

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, la empresa MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE alcanzó la eficiencia más alta con 15,9 kWh/gal para el mes de septiembre, en contraste, la empresa SIGLO XXI EICE ESP presentó la eficiencia más baja con 7,40 kWh/gal en julio.

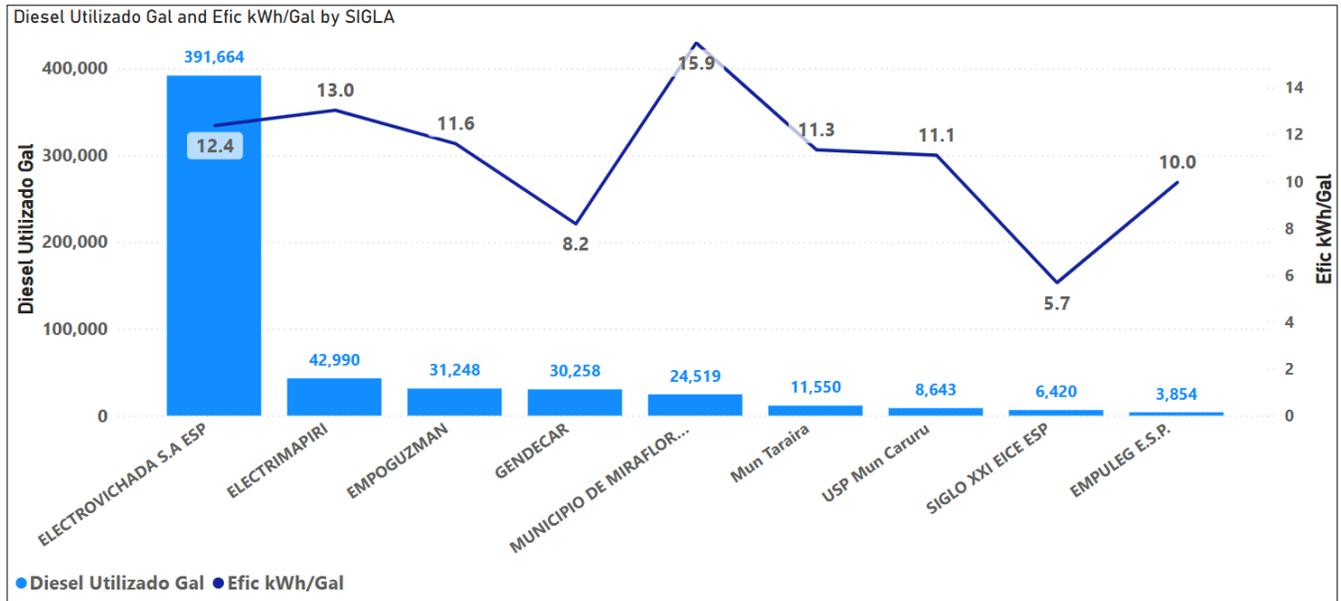
Tabla 10 Consumo combustible Territorial Suroriente

Mes	julio		agosto		septiembre	
SIGLA	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal
ELECTRIMAPIRI	13,380	13.16	14,340	13.13	15,270	12.84
ELECTROVICHADA S.A ESP	85,300	18.87	156,486	9.88	149,878	11.31
EMPOGUZMAN	0	NaN	15,746	11.61	15,502	11.61
EMPULEG E.S.P.	1,294	9.98	1,296	9.96	1,264	9.91
GENDECAR	11,424	8.40	9,442	8.26	9,392	7.85
Mun Taraira	3,850	9.73	3,850	11.03	3,850	13.28
MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	8,728	14.70	8,704	15.05	7,087	18.46
SIGLO XXI EICE ESP	2,470	7.40	1,820		2,130	8.54
USP Mun Caruru	2,680	10.38	3,049	10.46	2,915	12.47

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se observaron variaciones altas en el uso de combustible para ELECTROVICHADA SA ESP que pasó de 85.300 galones en julio a 156.486 galones en agosto, se presume que esta variación puede deberse a que las necesidades de generación de energía generada por Electrolichada están ligadas a las cantidades de energía recibida de su generador Refoenergy; las explicaciones a este comportamiento en el uso de combustible podrán ser requeridas a ELECTROVICHADA SA ESP. Finalmente vale destacar que el reporte de uso de combustible de ELECTROVICHADA S.A. ESP corresponde al combustible usado por sí mismo más lo correspondiente a la empresa REFOENERGY para el caso de Puerto Carreño.

Figura 9 Eficiencia de Consumo combustible Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

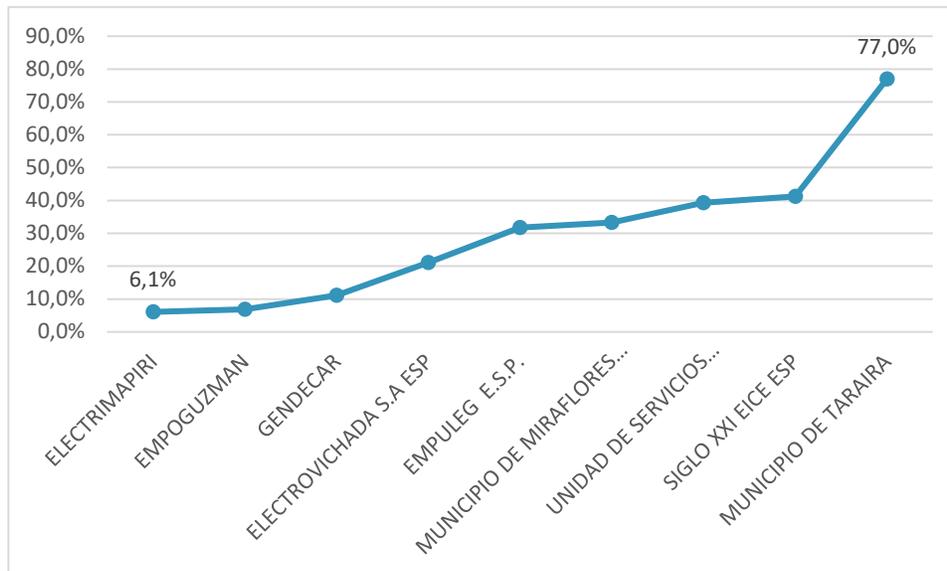
El reporte de energía generada por ELECTROVICHADA corresponde al total de energía para atender la demanda de los municipios de Cumaribo, Puerto Carreño y Santa Rosalía, valga recordar que, para el caso de Puerto Carreño, la actividad de generación es realizada conjuntamente con la empresa REFOENERGY.

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 en el SUI por parte de los prestadores de la territorial de Suroriente para el tercer trimestre del año en curso, se puede concluir que es MUNICIPIO DE TARAIRA el prestador que presenta la gestión más desfavorable en el control de pérdidas, con un 77% en el periodo; en contraste, el prestador ELECTRIMAPIRI presentó un mejor control de perdidas comerciales con 6,1%.

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 10 Comportamiento pérdidas Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

6.4. Componente de Distribución (D)

El análisis realizado al cargo de distribución para el tercer trimestre del año 2024 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.

Dado que, la Resolución de cargue de información al SUI SSPD No. 20211000859995 del 24 de diciembre de 2021, entró en vigencia a partir del 01 de julio de 2022, y es mediante el “Formato IT1. Inventario de Equipos” a través del cual los prestadores certifican el porcentaje de propiedad de activos de generación y distribución, a la fecha no se tiene disponible el total de inventario de activos, dado que el plazo máximo de reporte de dicho inventario corresponde a tres años después de la expedición de la mencionada Resolución, por lo cual se tienen datos parciales lo cual no refleja la realidad de la ZNI.

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

Tabla 11 Cargos Componente (D) Territorial Suroriente

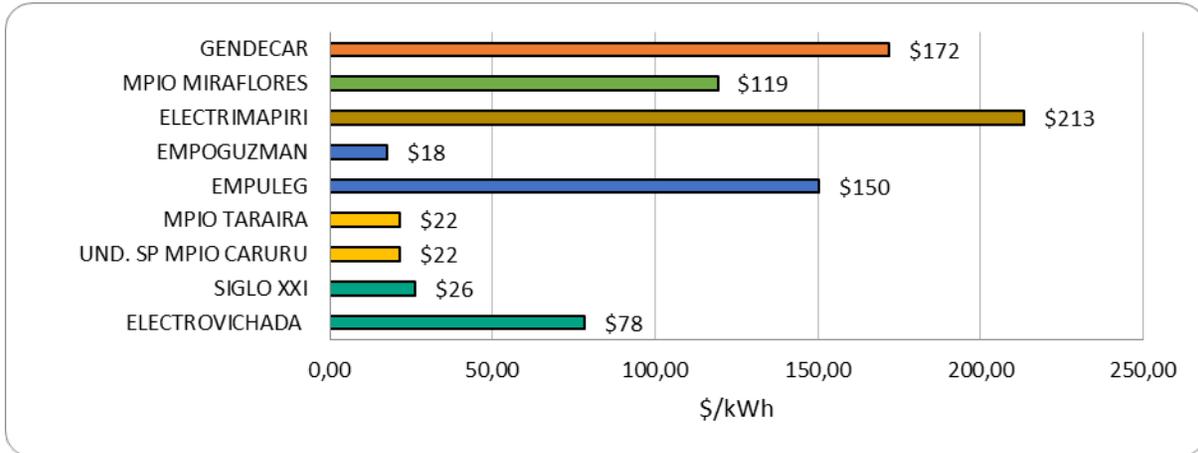
TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Julio	Agosto	Septiembre	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SURORIENTE	CAQUETÁ	GENDECAR	161,028	178,245	176,462	171,91
	GUAVIARE	MPIO MIRAFLORES	119,430	119,670	118,690	119,26
	META	ELECTRIMAPIRI	213,590	214,040	212,300	213,31
	PUTUMAYO	EMPOGUZMAN	0,000	26,360	26,140	17,50
		EMPULEG	150,820	151,060	149,460	150,45
	VAUPÉS	MPIO TARAIRA	21,390	21,540	21,590	21,51
		UND. SP MPIO CARURU	21,540	21,590	21,410	21,51
	VICHADA	ELECTROVICHADA	78,073	77,937	78,497	78,17
SIGLO XXI		26,303	26,355	26,139	26,27	

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Para el trimestre analizado, se observa que el prestador ELECTRIMAPIRI reporta cargos de distribución más altos 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 IPP² definitivo.

Figura 11 Comportamiento Componente (D) Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

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, de esta forma, se observó que, del total de información certificada para la territorial, a un 8,5% de los usuarios se les facturó de acuerdo con consumos promedio, al 51,6% de acuerdo a estimación y al 40% con base en diferencia de lecturas.

² IPP: Índice de Precios al Productor

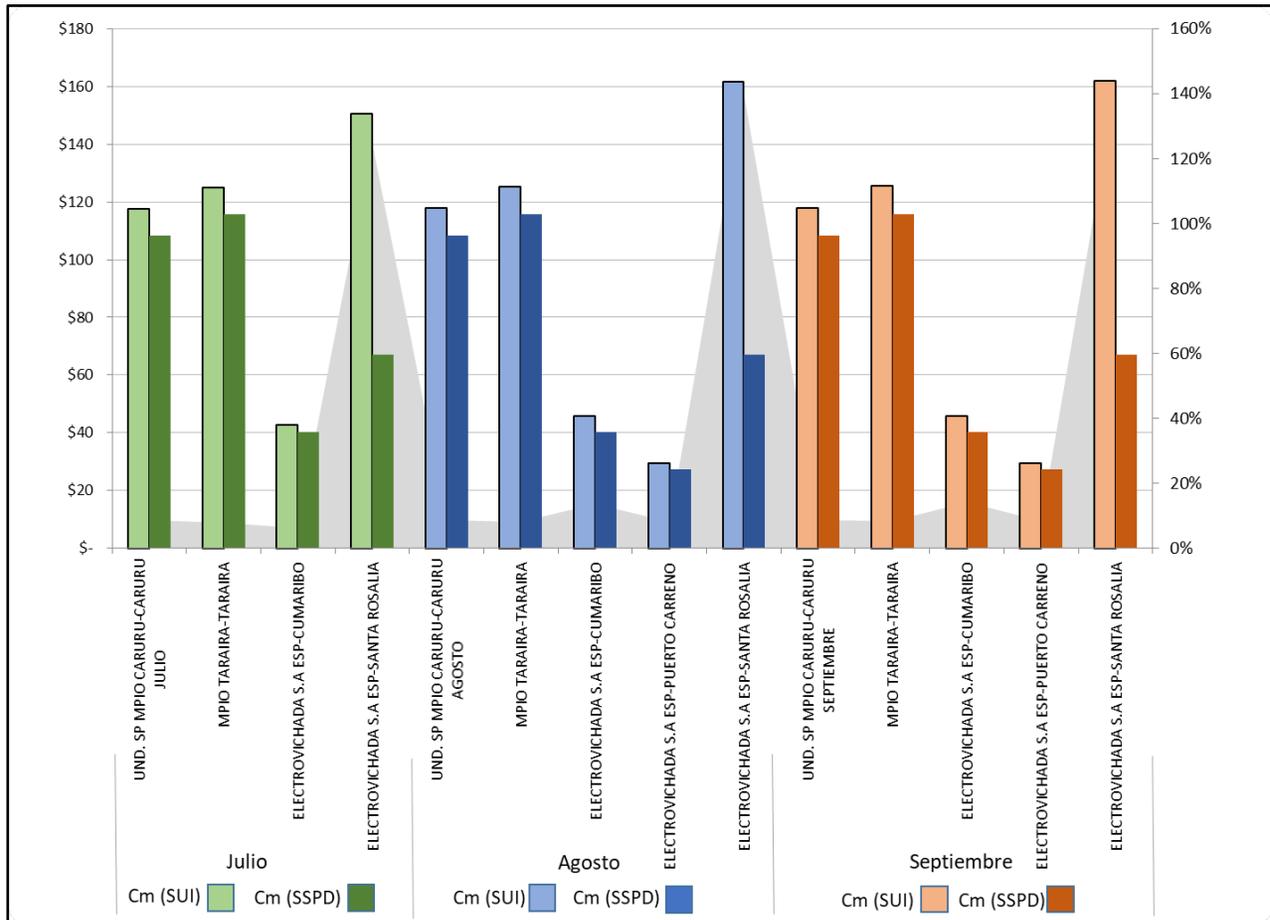
Tabla 12 Comportamiento del componente de Comercialización - Territorial suroriente

SIGLA	julio	agosto	septiembre
CEELVA S.A.S E.S.P.	58.0	58.0	59.0
ELECTRIMAPIRI	53.0	53.0	53.0
ELECTROVICHADA S.A ESP	73.7	78.7	79.0
EMPOGUZMAN	0.0	97.0	97.0
EMPULEG E.S.P.	56.0	56.0	56.0
GENDECAR	132.0	132.3	132.3
Mun Taraira	125.0	125.0	125.0
MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	86.0	86.0	86.0
SIGLO XXI EICE ESP	44.0	44.0	44.0
USP Mun Caruru	118.0	118.0	118.0

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 donde se observó que en un 38% de los municipios se reportó valores para el componente de comercialización superiores a los máximos permitidos por la regulación, a continuación, se muestran las empresas que superan los cargos máximos definidos por la regulación vigente:

Figura 12 Diferencias Componente C (reporte SUI vs. SSPD) Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

6.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)

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

- 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%.

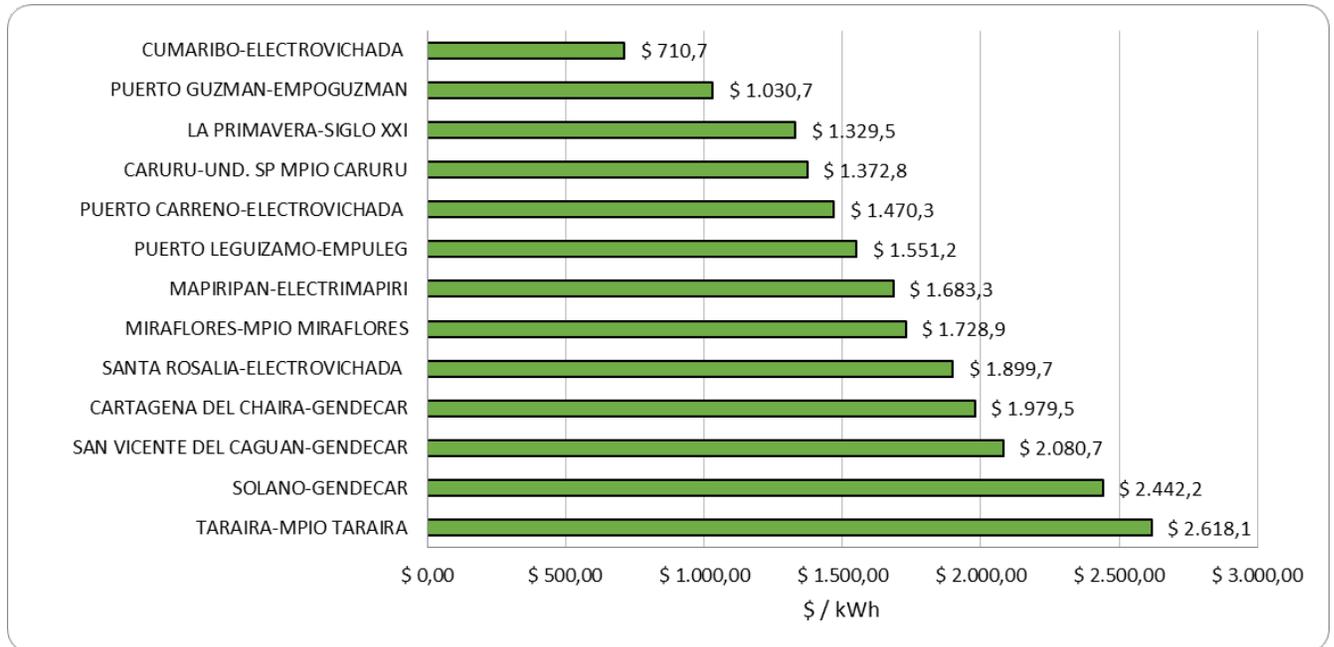
Tabla 13 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Suroriente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Julio	Agosto	Septiembre
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SURORIENTE	CARTAGENA DEL CHAIRA	GENDECAR	\$ 1.790,84	\$ 2.049,66	\$ 2.098,15
	CARURU	UND. SP MPIO CARURU	\$ 1.369,52	\$ 1.369,97	\$ 1.378,79
	CUMARIBO	ELECTROVICHADA	\$ 413,83	\$ 872,69	\$ 845,46
	LA PRIMAVERA	SIGLO XXI	\$ 1.306,61	\$ 1.308,66	\$ 1.373,31
	MAPIRIPAN	ELECTRIMAPIRI	\$ 1.661,62	\$ 1.676,29	\$ 1.711,98
	MIRAFLORES	MPIO MIRAFLORES	\$ 1.708,92	\$ 1.719,09	\$ 1.758,60
	PUERTO CARRENO	ELECTROVICHADA	\$ 1.492,13	\$ 1.468,86	\$ 1.449,88
	PUERTO GUZMAN	EMPOGUZMAN	\$ 0,00	\$ 1.471,73	\$ 1.620,25
	PUERTO LEGUIZAMO	EMPULEG	\$ 1.568,82	\$ 1.532,20	\$ 1.552,71
	SAN VICENTE DEL CAGUAN	GENDECAR	\$ 2.062,76	\$ 2.066,38	\$ 2.112,89
	SANTA ROSALIA	ELECTROVICHADA	\$ 1.892,11	\$ 1.902,77	\$ 1.904,35
	SOLANO	GENDECAR	\$ 2.423,28	\$ 2.426,61	\$ 2.476,81
	TARAIRA	MPIO TARAIRA	\$ 2.604,14	\$ 2.620,44	\$ 2.629,58

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 con un valor de 710,66 \$/kWh, por otro lado, el mayor valor promedio corresponde a la empresa MUNICIPIO DE TARAIRA con un valor de 2.618,05 \$/kWh. En este orden, el CUPS de Cumaribo corresponde al 27% del CUPS de Taraira, lo anterior podría obedecer a que en el municipio de Taraira hace parte del grupo 9, quien obtiene un costo adicional de transporte de combustible aéreo conforme a la distribución regional definido en el anexo de la Resolución 091 de 2007.

Figura 13 Comportamiento CUPS Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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, correspondientes a los mercados de comercialización incumbentes del Sistema Interconectado Nacional – SIN en esta territorial, el valor promedio la

tarifa aplicada en esta territorial para el estrato 1 fue de 369,77 \$/kWh y fue el mercado de Miraflores - Guaviare donde se presentó la tarifa más baja.

Tabla 14 Tarifas Aplicadas Estrato 1 – Territorial Suroriente

DEPARTAMENTO	Municipio	Tarifa	Mercado Referente del SIN
CAQUETÁ	CARTAGENA DEL CHAIRA	420,61	CAQUETÁ
	SAN VICENTE DEL CAGUAN	420,61	CAQUETÁ
	SOLANO	420,61	CAQUETÁ
GUAVIARE	MIRAFLORES	321,05	GUAVIARE
META	MAPIRIPAN	380,01	META
PUTUMAYO	PUERTO GUZMAN	336,51	PUTUMAYO
	PUERTO LEGUIZAMO	336,51	PUTUMAYO
VAUPÉS	CARURU	325,02	GUAVIARE
	TARAIRA	324,82	GUAVIARE
VICHADA	CUMARIBO	388,40	ARAUCA
	LA PRIMAVERA	356,05	ARAUCA
	PUERTO CARRENO	388,40	ARAUCA
	SANTA ROSALIA	388,40	ARAUCA

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

6.8. Subsidios

Para el tercer trimestre de 2024 en esta territorial, el valor total de subsidios alcanzó \$ 6.882.933.582 COP de los cuales, un 57,13% corresponden a subsidios del estrato 1 por valor de \$ 3.932.321.183 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado

Tabla 15 Subsidios aplicados por estrato-Uso – tercer trimestre de 2024 (COP - %) – Territorial Surorienté

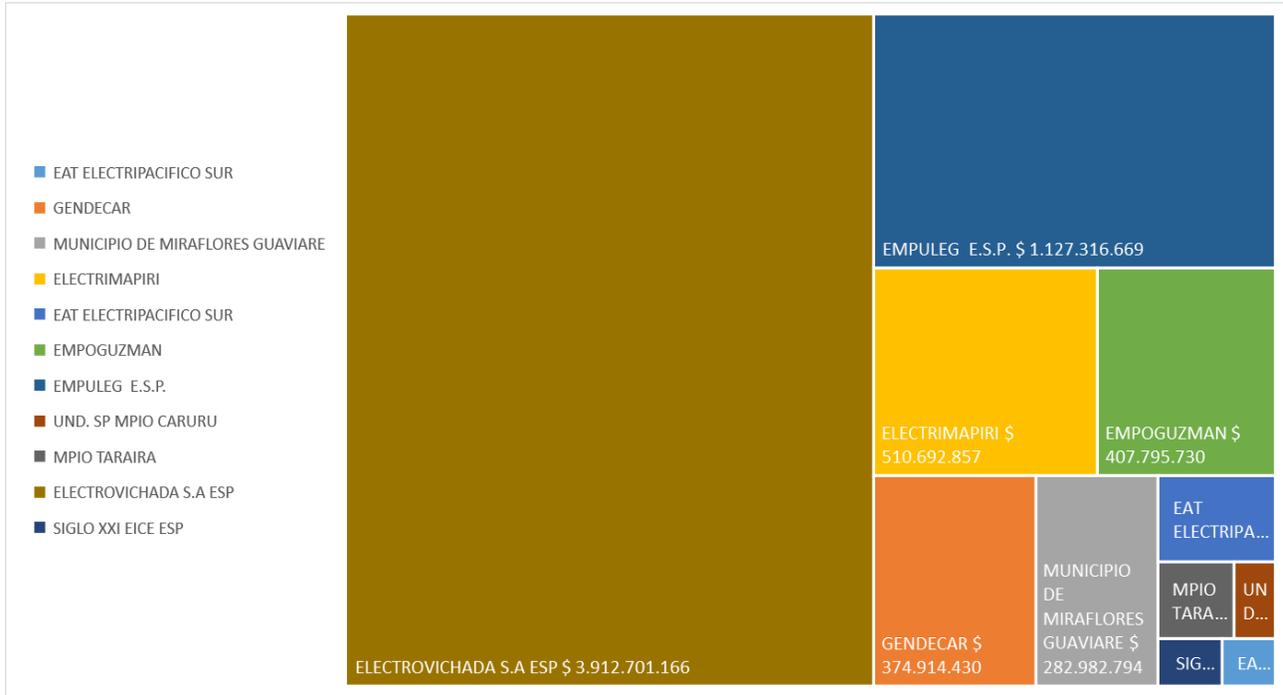
Mes	Julio		Agosto		Septiembre	
	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%
Estrato - Uso						
Estrato 1	\$ 1.259.651.743,6	57,5%	\$ 1.334.669.439,2	56,5%	\$ 1.338.000.000,4	57,4%
Estrato 2	\$ 346.964.573,5	15,8%	\$ 355.258.350,4	15,0%	\$ 356.242.790,6	15,3%
Estrato 3	\$ 20.244.587,1	0,9%	\$ 21.066.063,3	0,9%	\$ 21.383.372,7	0,9%
Oficial	\$ 386.273.431,1	17,6%	\$ 466.500.423,0	19,7%	\$ 436.794.751,4	18,8%
Comercial - Ind.	\$ 176.625.975,3	8,1%	\$ 186.440.815,6	7,9%	\$ 176.817.264,6	7,6%
Total	\$ 2.189.760.310,5	100,0%	\$ 2.363.935.091,5	100,0%	\$ 2.329.238.179,7	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 surorienté, para el trimestre analizado.

Figura 14 Distribución de subsidios por empresa en el tercer trimestre 2024 (COP) – Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se observa que la empresa ELECTROVICHADA S.A. ESP reportó \$ 3.912.701.166 COP en subsidios, siendo este el mayor valor para la territorial durante el trimestre analizado pues representa 3,47 veces el valor de subsidios reportado por la empresa que reportó el segundo valor más alto de subsidios; así mismo, el valor reportado por ELECTROVICHADA S.A. ESP representa el 56.85% del total de subsidios reportados para la territorial.

7. Territorial Suroccidente

7.1. Cargo de Generación (G)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de generación para el tercer trimestre del año 2024 se basó en la información reportada por las empresas que prestan el servicio mediante tecnología Diésel para generación de energía.

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 tercer trimestre de 2024 reportaron información 28 empresas que prestan el servicio en los departamentos de Cauca, Nariño y Valle del Cauca, atendiendo un promedio de, 787 localidades y 59.588 suscriptores, lo que representa un 37,39% del total de suscriptores atendidos en ZNI durante el periodo de análisis.

Tabla 16 Cargos Componente (G) Territorial Suroccidente

DEPARTAMENTO	SIGLA	Julio	Agosto	Septiembre	PROMEDIO
		\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
CAUCA	COOSERPUL	1396,54	1402,28	1444,37	1414,40
	EMPRESA SP OCCIDENTE	1633,81	1634,90	1852,94	1707,22
	EMSEROCCIDENTE	1537,78	1531,99	1570,02	1546,60
	ENERCAUCA	1375,97	1475,78	1511,91	1454,55
	ENERGUAPI	1762,22	1766,72	1802,98	1777,31
	ENERPLASO	1459,29	1464,43	1505,51	1476,41
NARIÑO	ASOENERCOMNOR	2067,37	2070,33	2104,90	2080,87

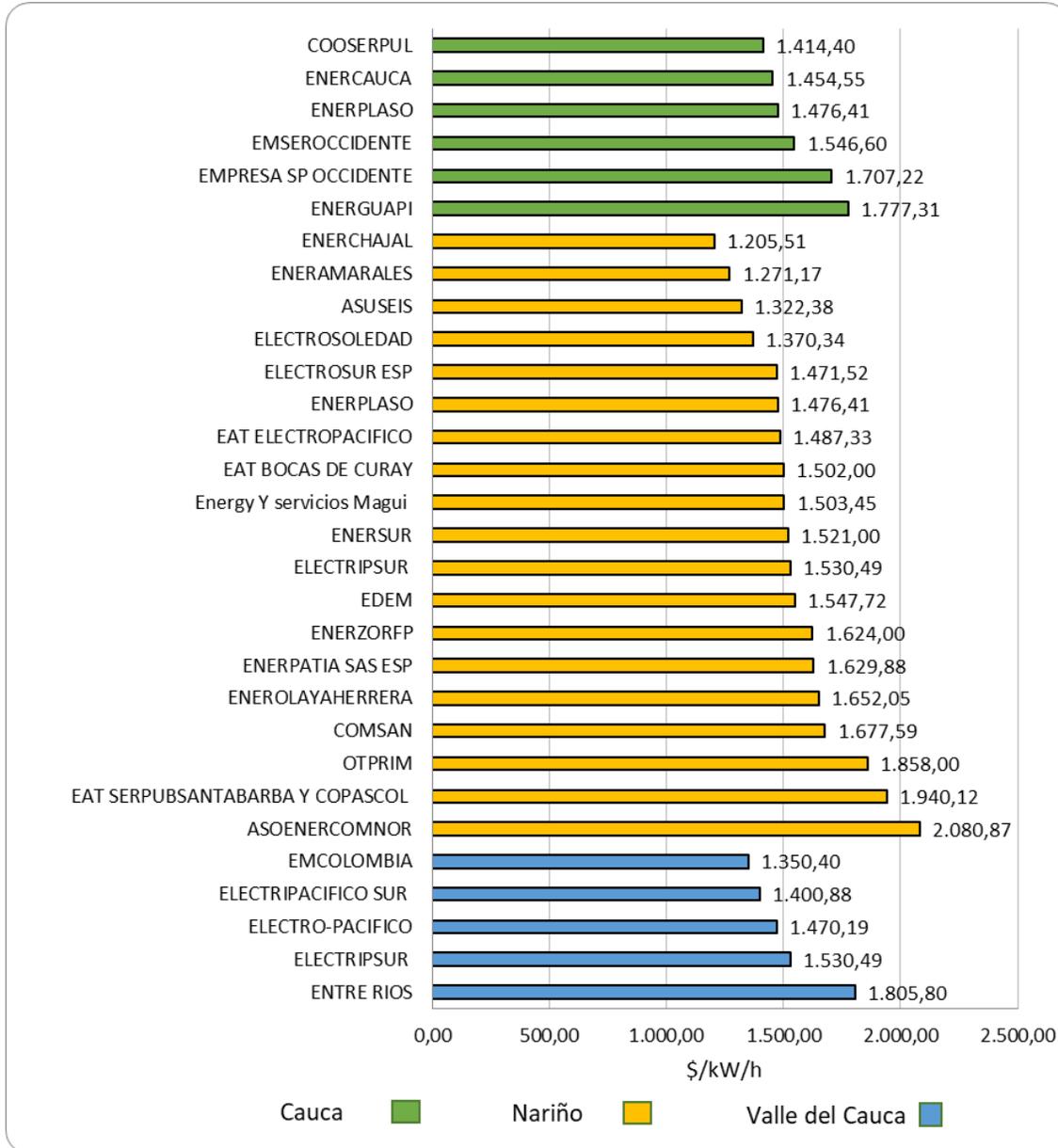
DEPARTAMENTO	SIGLA	Julio	Agosto	Septiembre	PROMEDIO
		\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
	ASUSEIS	1305,91	1309,69	1351,55	1322,38
	COMSAN	1623,43	1766,68	1642,65	1677,59
	EAT BOCAS DE CURAY	1423,00	1429,00	1654,00	1502,00
	EAT ELECTROPACIFICO	1472,18	1475,06	1514,74	1487,33
	EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL	1925,30	1928,74	1966,31	1940,12
	EDEM	1476,59	1480,40	1686,18	1547,72
	ELECTRIPSUR	1512,48	1525,33	1553,67	1530,49
	ELECTROSOLEDAD	1354,25	1357,58	1399,20	1370,34
	ELECTROSUR ESP	1402,74	1403,44	1608,38	1471,52
	ENERAMARALES	1254,59	1257,68	1301,23	1271,17
	ENERHAJAL	1252,58	1069,22	1294,73	1205,51
	Energy Y servicios Magui	1488,22	1491,52	1530,61	1503,45
	ENEROLAYAHERRERA	1635,44	1641,72	1678,98	1652,05
	ENERPATIA SAS ESP	1614,02	1618,17	1657,46	1629,88
	ENERPLASO	1459,29	1464,43	1505,51	1476,41
	ENERSUR	1502,37	1505,85	1554,77	1521,00
	ENERZORFP	1611,00	1614,00	1647,00	1624,00
	OTPRIM	1841,87	1848,34	1883,81	1858,00
VALLE DEL CAUCA	ELECTRIPACIFICO SUR	1384,35	1386,97	1431,33	1400,88
	ELECTRIPSUR	1512,48	1525,33	1553,67	1530,49

DEPARTAMENTO	SIGLA	Julio	Agosto	Septiembre	PROMEDIO
		\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
	ELECTRO-PACIFICO	1470,20	1473,61	1466,77	1470,19
	EMCOLOMBIA	1277,49	1280,28	1493,44	1350,40
	ENTRE RIOS	1791,18	1793,98	1832,23	1805,80

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En la Tabla anterior se evidencia que las empresas ENERPLASO y ELECTRIPSUR aplican un cargo de generación Gm igual para sus mercados, a pesar de que estos mercados se encuentran en departamentos diferentes, por lo anterior se infiere que el prestador no está teniendo en cuenta las características propias de cada mercado como son: i) la energía generada, ii) la cantidad de usuarios y iii) el valor de transporte del combustible.

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



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

7.2. Combustible

Para el análisis de la información se toman los datos reportados al SUI mediante el formato IC6. Reporte Comercial Generadores Diésel, durante el tercer trimestre del 2024 evidenciando lo siguiente:

Para la territorial Suroccidente se cuenta con un reporte de información en el SUI de 28 empresas prestadoras, quienes tienen un consumo de 1.187.170 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 15,0 kWh/gal, caso contrario la empresa E.A.T. SERPUBSANTABARBARA Y COPASCIL EAAA presenta una eficiencia 5,8 kWh/gal para el trimestre.

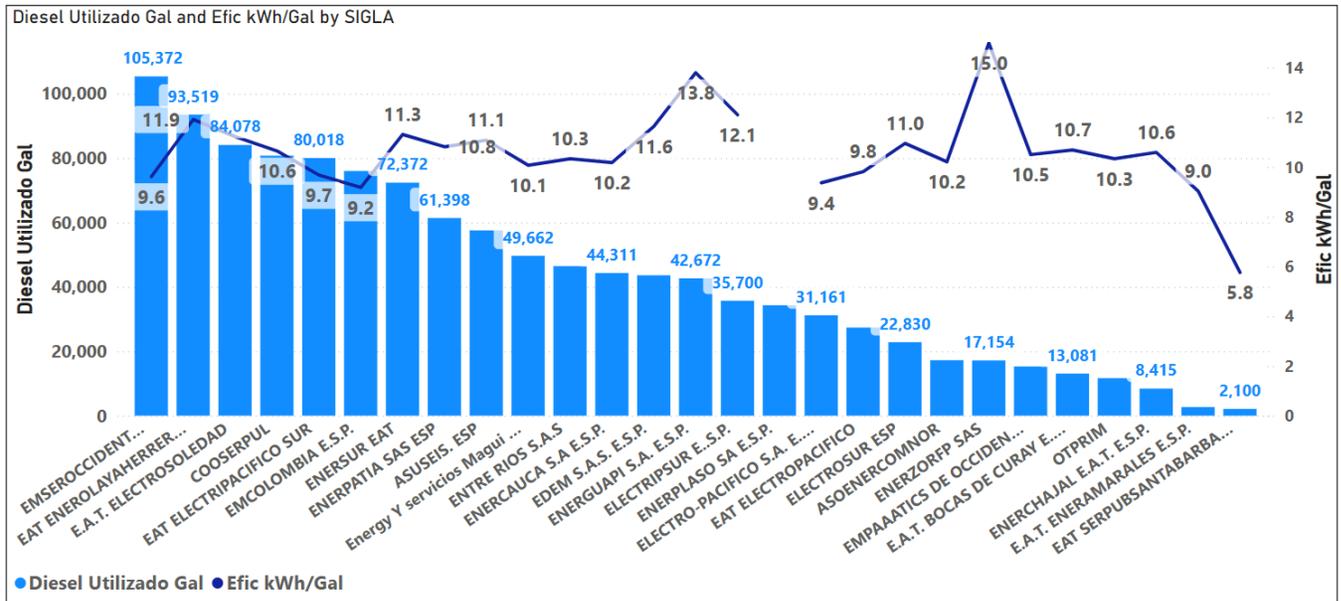
Tabla 17 Consumo combustible Territorial Suroccidente

Mes SIGLA	julio		agosto		septiembre	
	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal
ASOENERCOMNOR	5,745	10.33	5,745	10.32	5,745	10.00
ASUSEIS. ESP	19,181	11.54	19,181	11.18	19,181	10.52
COOSERPUL	26,916	10.86	26,916	10.66	26,916	10.43
E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	4,500	10.48	4,500	9.87	4,081	11.82
E.A.T. COMSAN E.S.P.	4,534	11.79	4,534	12.87	0	Infinity
E.A.T. ELECTROSOLEDAD	28,026	10.97	28,026	11.35	28,026	11.36
E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	891	8.56	891	10.46	891	8.07
EAT ELECTRIPACIFICO SUR	28,258	9.19	25,802	10.12	25,958	9.78
EAT ELECTROPACIFICO	9,124	9.80	9,124	9.83	9,124	9.81
EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	31,173	11.99	31,173	12.03	31,173	11.72
EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	700	5.79	700	5.74	700	5.75
EDEM S.A.S. E.S.P.	14,536	11.82	14,536	11.75	14,536	11.35
ELECTRIPSUR E.S.P.	11,900	12.46	11,900	12.06	11,900	11.79
ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	10,387	9.80	10,387	9.25	10,387	9.06
ELECTROSUR ESP	7,647	10.95	7,580	10.95	7,603	10.96
EMCOLOMBIA E.S.P.	26,715	9.28	26,715	8.84	22,575	9.47
EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	5,166	10.62	5,135	10.62	4,985	10.27
EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	36,280	9.99	34,546	9.64	34,546	9.20
ENERCAUCA S.A E.S.P.	17,869	9.70	13,221	10.69	13,221	10.33
ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P.	2,880	10.61	2,880	18.62	2,655	1.87
ENERGUAPI S.A. E.S.P.	14,224	13.92	14,224	13.96	14,224	13.51
Energy Y servicios Magui S.A.S E.S. P	16,554	10.16	16,554	10.20	16,554	9.85
ENERPATIA SAS ESP	20,466	11.02	20,466	10.92	20,466	10.50
ENERPLASO SA E.S.P.	11,434		11,434		11,434	
ENERSUR EAT	24,124	11.50	24,124	11.43	24,124	11.00
ENERZORFP SAS	5,598	14.70	5,778	15.33	5,778	14.92
ENTRE RIOS S.A.S	15,482	10.33	15,482	10.33	15,482	10.34
OTPRIM	3,887	10.35	3,887	10.32	3,887	10.33

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

No se evidencia cálculo de eficiencia en el uso de combustible para la empresa ENERPLASO S.A. E.S.P., lo anterior dado que para la fecha de la consulta de información no había reportado y certificado la información de energía generada a través del formato IT3.

Figura 16 Eficiencia de Consumo combustible Territorial Suoccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

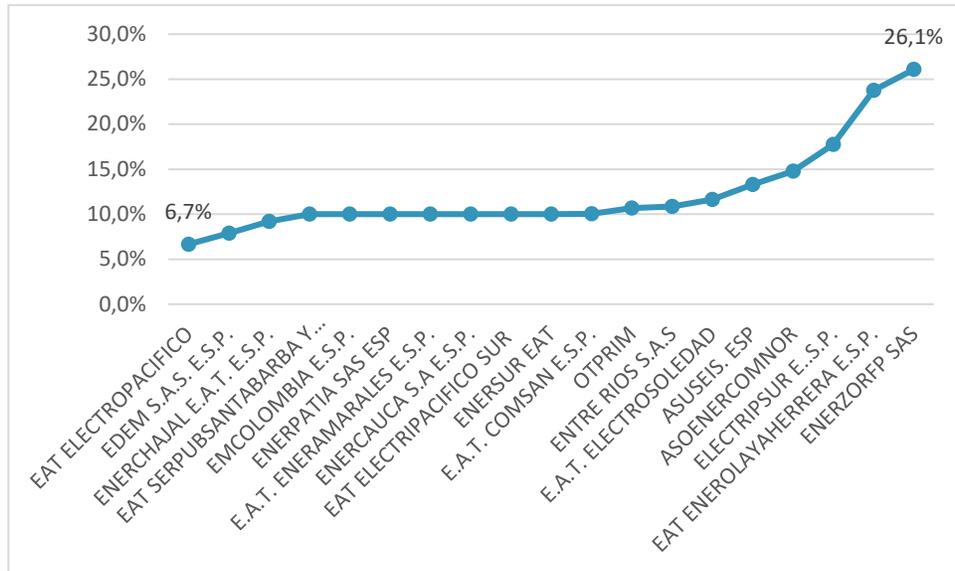
La empresa ASOGERCHAR reporta la mayor cantidad de Diésel utilizado que para el trimestre con un total de 105.372 galones de combustible para generar 611.728 kwh.

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 en el SUI por parte de los prestadores de la territorial de Suroriente para el tercer trimestre del año en curso, se puede concluir que es ENERZORFP SAS el prestador que presenta la gestión más desfavorable en el control de pérdidas, con un 26,1% en el periodo; en contraste, el prestador EAT ELECTROPACIFICO presentó un mejor control de perdidas comerciales con 6,7%.

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

Figura 17 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 tercer trimestre del año 2024, 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 cargue de información al SUI SSPD No. 20211000859995 del 24 de diciembre de 2021, entró en vigencia a partir del 01 de julio de 2022, y es mediante el “Formato IT1. Inventario de Equipos” a través del cual los prestadores certifican el porcentaje de propiedad de activos de generación y distribución, a la fecha no se tiene disponible el total de inventario de activos, dado que el plazo máximo de reporte de dicho inventario corresponde a tres años después de la expedición de la mencionada Resolución, por lo cual se tienen datos parciales lo cual no refleja la realidad de la ZNI.

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

Tabla 18 Cargos Componente (D) Territorial Suroccidente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Julio	Agosto	Septiembre	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SUROCCIDENTE	CAUCA	COOSERPUL	161,260	162,160	160,730	161,38
		EMPRESA SP OCCIDENTE	182,890	183,260	181,760	182,64
		EMSEROCCIDENTE	186,680	185,550	184,020	185,42
		ENERCAUCA	150,780	178,030	176,550	168,45
		ENERGUAPI	205,190	205,500	203,920	204,87
		ENERPLASO	129,940	129,500	129,590	129,68
	NARIÑO	ASOENERCOMNOR	202,870	203,400	201,820	202,70
		ASUSEIS	112,390	112,500	111,210	112,03
		COMSAN	29,590	29,650	29,410	29,55
		EAT BOCAS DE CURAY	99,000	99,000	98,000	98,67
		EAT ELECTROPACIFICO	97,489	97,516	96,558	97,19
		EAT SERPUBSANTABAR BA Y COPASCOL	182,894	183,262	181,760	182,64
		EDEM	205,020	205,440	203,760	204,74

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Julio	Agosto	Septiembre	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
		ELECTRIPSUR	187,830	191,760	186,020	188,54
		ELECTROSOLEDAD	134,670	134,930	133,750	134,45
		ELECTROSUR ESP	186,180	186,560	185,030	185,92
		ENERAMARALES	195,270	195,660	194,060	195,00
		ENERCHAJAL	141,830	142,110	140,950	141,63
		Energy Y servicios Magui	201,440	201,840	200,190	201,16
		ENEROLAYAHERRERA	191,610	191,840	190,340	191,26
		ENERPATIA SAS ESP	201,440	201,840	200,190	201,16
		ENERPLASO	129,940	129,500	129,590	129,68
		ENERSUR	210,860	211,320	209,550	210,58
		ENERZORFP	123,000	123,000	121,000	122,33
		OTPRIM	182,894	183,262	181,760	182,64
		VALLE DEL CAUCA	ELECTRIPACIFICO SUR	182,894	183,262	181,760
	ELECTRIPSUR		187,830	191,760	186,020	188,54
	ELECTRO-PACIFICO		141,830	142,110	127,980	137,31
	EMCOLOMBIA		202,530	202,940	201,470	202,31
	ENTRE RIOS		182,894	183,262	181,760	182,64

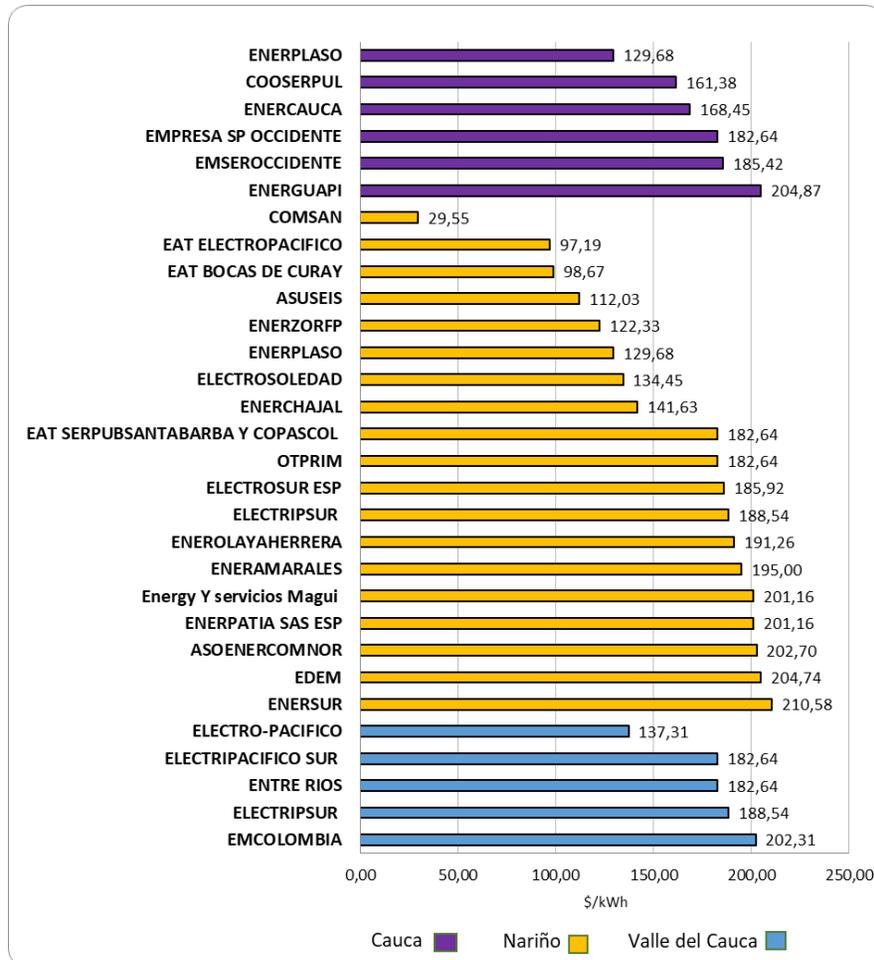
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se encuentra que ENERPLASO y ELECTRIPSUR 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.

Se observa que los prestadores ENERGUAPI, EMSEROCIDENTE, ELECTROSUR, ELECTRIPSUR, ENEROLAYAHERRERA, ENERSUR, EDEM, ENERAMARALES, Energy y servicios Magui, ENERPATIA SAS ESP, ASOENERCOMMONOR y EMCOLOMBIA para el trimestre analizado reportan los cargos de distribución más altos 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 o que estén usando el IPP³ definitivo.

Figura 18 Comportamiento Componente (D) Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

³ IPP: Índice de Precios al Productor

7.5. Componente de Comercialización (C)

El Cargo Máximo Base de Comercialización C*, 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, de esta forma, se observó que, del total de información certificada para la territorial, al 96,8% de los usuarios se les facturó de acuerdo a estimación y al 3,2% con base en diferencia de lecturas; para esta territorial no se observaron mediciones de acuerdo con consumos promedio para el trimestre analizado.

Tabla 19 Comportamiento del componente de Comercialización - Territorial suroccidente

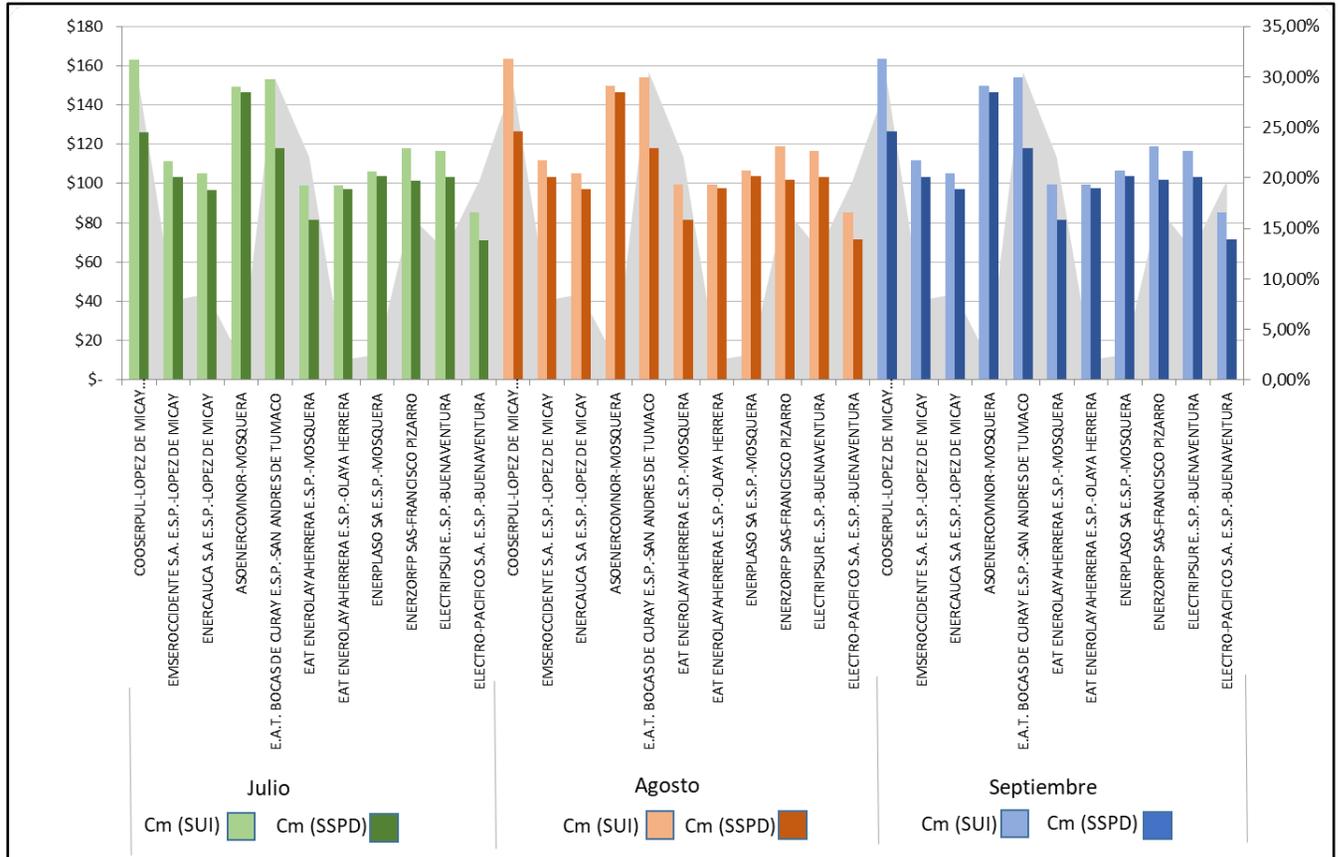
SIGLA	julio	agosto	septiembre
ASOENERCOMNOR	149.0	150.0	150.0
ASUSEIS. ESP	91.0	91.0	91.0
COOSERPUL	163.0	163.0	163.0
E.A.T. BOCAS DE CURAY E.S.P.	153.0	154.0	154.0
E.A.T. COMSAN E.S.P.	186.0	186.0	186.0
E.A.T. ELECTROSOLEDAD	92.0	92.0	92.0
E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	260.0	261.0	261.0
EAT ELECTROPACIFICO	124.0	125.0	125.0
EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	99.0	99.0	99.0
EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL EAAA	196.0	197.0	197.0
EDEM S.A.S. E.S.P.	95.0	95.0	95.0
ELECTRIPSUR E..S.P.	116.0	117.0	117.0
ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	85.0	85.0	85.0
ELECTROSUR ESP	127.0	127.0	127.0
EMCOLOMBIA E.S.P.	100.0	101.0	101.0
EMSEROCCIDENTE S.A. E.S.P.	111.0	112.0	112.0
ENERCAUCA S.A E.S.P.	105.0	105.0	105.0
ENERHAJAL E.A.T. E.S.P.	112.0	1120.0	112.0
ENERGUAPI S.A. E.S.P.	133.0	133.0	133.0
Energy Y servicios Magui S.A.S E.S. P	123.0	123.0	123.0
ENERPATIA SAS ESP	87.0	87.0	87.0
ENERPLASO SA E.S.P.	106.0	106.0	106.0
ENERSUR EAT	94.0	95.0	95.0
ENERZORFP SAS	118.0	119.0	119.0
ENTRE RIOS S.A.S	115.0	116.0	116.0
OTPRIM	108.0	108.0	108.0

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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

tomaron las citadas variables realizando un ejercicio de comparación donde se observó que en un 43% de los municipios se reportó valores para el componente de comercialización superiores a los máximos permitidos por la regulación, a continuación, se muestran las empresas que superan los cargos máximos definidos por la regulación vigente:

Figura 19 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 tercer trimestre del año 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:

- 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	DEPARTAMENTO	SIGLA	Julio	Agosto	Septiembre
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SUROCCIDENTE	BARBACOAS	OTPRIM	\$ 2.336,93	\$ 2.344,70	\$ 2.382,61
	BUENAVENTURA	ELECTRIPACIFICO SUR	\$ 1.820,22	\$ 1.823,70	\$ 1.871,48
		ELECTRIPSUR	\$ 1.984,70	\$ 2.003,15	\$ 2.028,90
		ELECTRO-PACIFICO	\$ 1.860,63	\$ 1.864,86	\$ 1.843,13
		EMCOLOMBIA	\$ 1.722,39	\$ 1.726,10	\$ 1.961,48
		ENTRE RIOS	\$ 2.288,47	\$ 2.292,18	\$ 2.333,18
		EL CHARCO	ENERSUR	\$ 1.974,66	\$ 1.979,18
	FRANCISCO PIZARRO	EDEM	\$ 1.940,38	\$ 1.945,22	\$ 2.172,18
		ENERZORFP	\$ 2.031,00	\$ 2.035,33	\$ 2.070,00
	GUAPI	ENERGUAPI	\$ 2.296,04	\$ 2.301,62	\$ 2.340,33
	LA TOLA	ELECTRIPSUR	\$ 1.984,70	\$ 2.003,15	\$ 2.028,90
		ENERAMARALES	\$ 1.849,74	\$ 1.854,08	\$ 1.900,87
		ENERPLASO	\$ 1.857,55	\$ 1.863,03	\$ 1.908,77
	LOPEZ DE MICAY	COOSERPUL	\$ 1.876,05	\$ 1.883,66	\$ 1.929,00
		EMPRESA SP OCCIDENTE	\$ 2.103,07	\$ 2.104,88	\$ 2.345,64
		EMSEROCCIDENTE	\$ 2.006,72	\$ 1.999,38	\$ 2.040,11

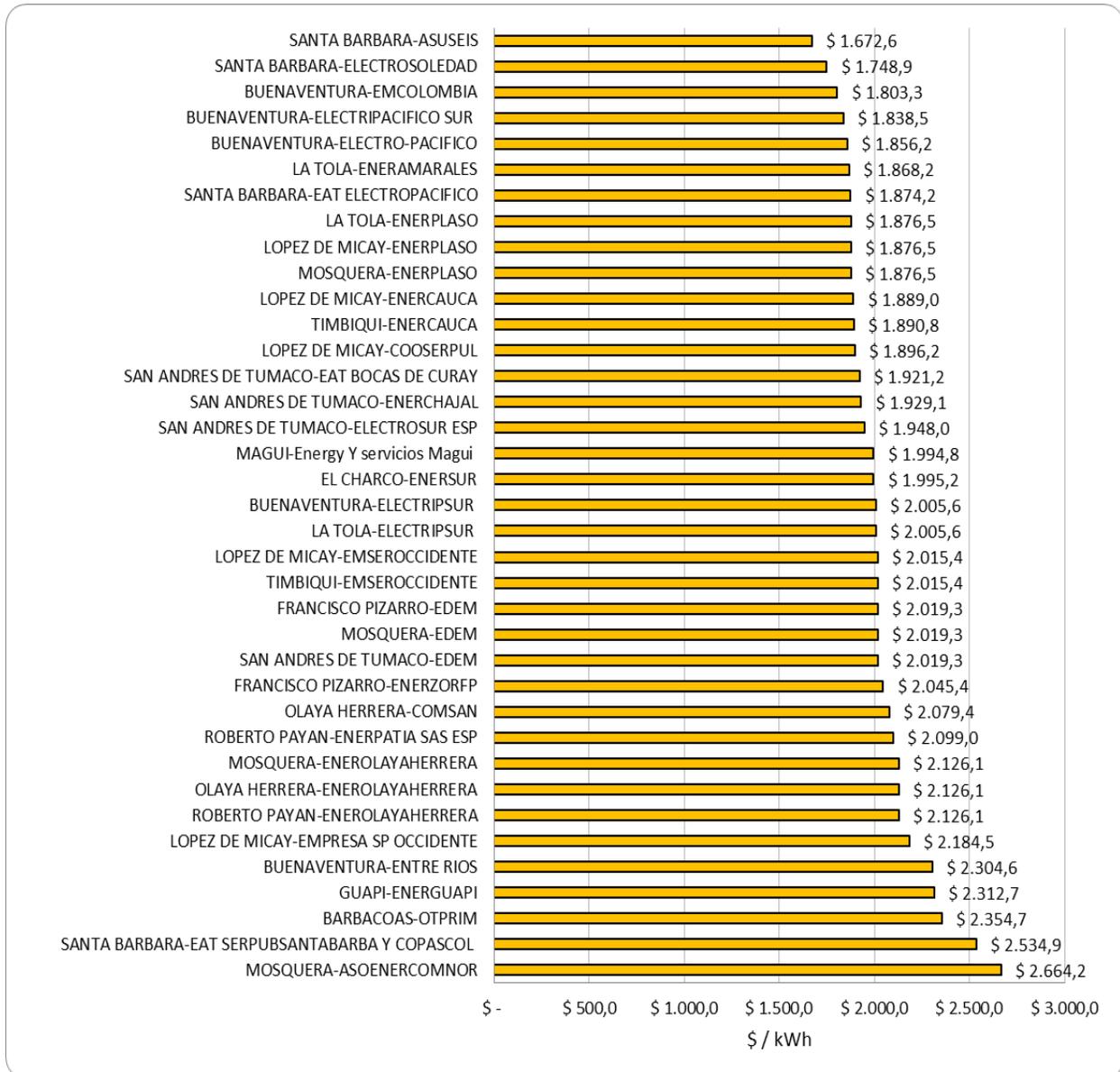
TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Julio	Agosto	Septiembre
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
		ENERCAUCA	\$ 1.784,78	\$ 1.920,36	\$ 1.961,80
		ENERPLASO	\$ 1.857,55	\$ 1.863,03	\$ 1.908,77
	MAGUI	Energy Y servicios Magui	\$ 1.978,01	\$ 1.982,32	\$ 2.024,11
	MOSQUERA	ASOENERCOMNOR	\$ 2.649,16	\$ 2.653,28	\$ 2.690,11
		EDEM	\$ 1.940,38	\$ 1.945,22	\$ 2.172,18
		ENEROLAYAHERRERA	\$ 2.107,91	\$ 2.115,31	\$ 2.155,21
		ENERPLASO	\$ 1.857,55	\$ 1.863,03	\$ 1.908,77
	OLAYA HERRERA	COMSAN	\$ 2.019,32	\$ 2.178,54	\$ 2.040,49
		ENEROLAYAHERRERA	\$ 2.107,91	\$ 2.115,31	\$ 2.155,21
	ROBERTO PAYAN	ENEROLAYAHERRERA	\$ 2.107,91	\$ 2.115,31	\$ 2.155,21
		ENERPATIA SAS ESP	\$ 2.081,56	\$ 2.086,74	\$ 2.128,74
	SAN ANDRES DE TUMACO	EAT BOCAS DE CURAY	\$ 1.833,11	\$ 1.840,78	\$ 2.089,78
		EDEM	\$ 1.940,38	\$ 1.945,22	\$ 2.172,18
		ELECTROSUR ESP	\$ 1.871,67	\$ 1.873,09	\$ 2.099,27
		ENERCHAJAL	\$ 1.645,45	\$ 2.450,22	\$ 1.691,63
	SANTA BARBARA	ASUSEIS	\$ 1.654,58	\$ 1.659,07	\$ 1.704,29
		EAT ELECTROPACIFICO	\$ 1.857,54	\$ 1.861,01	\$ 1.904,16
		EAT SERPUBSANTABARBA Y COPASCOL	\$ 2.518,45	\$ 2.523,04	\$ 2.563,28
		ELECTROSOLEDAD	\$ 1.731,07	\$ 1.735,21	\$ 1.780,28
	TIMBIQUI	EMSEROCCIDENTE	\$ 2.006,72	\$ 1.999,38	\$ 2.040,11
ENERCAUCA		\$ 1.784,78	\$ 1.925,91	\$ 1.961,80	

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se evidencia que las empresas ELECTRIPSUR, EDEM, ENERPLASO, ENERCAUCA, EMSEROCIDENTE 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.

En el municipio de SANTA BARBARA se ubica el valor promedio del CUPS más bajo que corresponde a la empresa ASUSEIS por un valor de 1.672,65 \$/kWh, por otro lado, el mayor valor promedio corresponde a la empresa ASOENERCOMNOR por un valor de 2.664,18 \$/kWh, así, el CUPS de ASUSEIS corresponde al 63% del valor de CUPS que reportó ASOENERCOMNOR para el periodo analizado.

Figura 20 Comportamiento CUPS Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

7.7. Tarifas Aplicadas

De acuerdo con lo previsto en el artículo 2 de la Resolución MME 40239 de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, las tarifas a aplicar a los usuarios residenciales de las ZNI corresponden a las tarifas de referencia aplicadas a los Usuarios Residenciales de estrato e, conectado al nivel de tensión n , para el mes de facturación m , incluido subsidio o contribución, por el

comercializador incumbente del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el departamento donde se encuentran ubicados los Usuarios Residenciales de una ZNI. En caso de que dichos usuarios se encuentren en un departamento que no pertenezca al SIN, se 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, correspondientes a los mercados de comercialización incumbentes del Sistema Interconectado Nacional – SIN en esta territorial, el valor promedio la tarifa aplicada en esta territorial para el estrato 1 fue de 412,24 \$/kWh y fue el mercado de San Andrés De Tumaco - Nariño donde se presentó la tarifa más baja.

Tabla 21 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Suoccidente

DEPARTAMENTO	Municipio	Tarifa	Mercado Referente del SIN
CAUCA	GUAPI	429,41	CAUCA
	LOPEZ DE MICAY	429,41	CAUCA
	TIMBIQUI	429,31	CAUCA
NARIÑO	BARBACOAS	412,55	NARINO
	EL CHARCO	412,55	NARINO
	FRANCISCO PIZARRO	406,23	NARINO
	LA TOLA	412,55	NARINO
	MAGUI	412,55	NARINO
	MOSQUERA	412,55	NARINO
	OLAYA HERRERA	412,55	NARINO
	ROBERTO PAYAN	412,55	NARINO
	SAN ANDRES DE TUMACO	385,75	NARINO
	SANTA BARBARA	412,55	NARINO
VALLE DEL CAUCA	BUENAVENTURA	390,83	VALLE DEL CAUCA

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

7.8. Subsidios

Para el tercer trimestre de 2024 en esta territorial, el valor total de subsidios ascendió a \$ 14.659.231.445 COP de los cuales, un 99,8% corresponden a subsidios del estrato 1 que ascendieron a \$ 14.633.121.357 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado

Tabla 22 Subsidios aplicados por estrato-Uso – Tercer trimestre de 2024 (COP - %) – Territorial Suroccidente

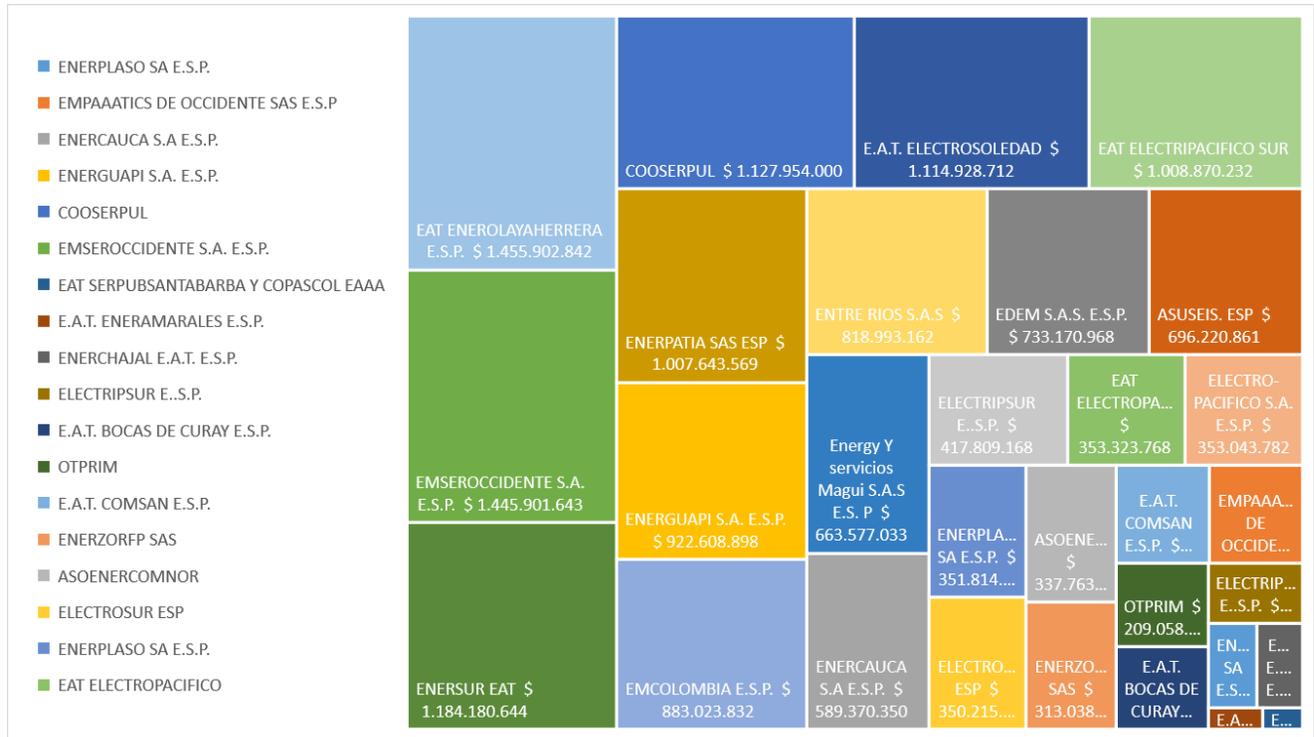
Mes	Julio		Agosto		Septiembre	
	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%
Estrato - Uso						
Estrato 1	\$ 5.828.001.308,7	99,9%	\$ 5.762.751.777,3	99,9%	\$ 5.862.243.874,3	99,9%
Oficial	\$ 4.224.959,5	0,1%	\$ 5.009.413,4	0,1%	\$ 7.186.761,7	0,1%
Comercial - Ind.	\$ 2.199.748,4	0,0%	\$ 1.674.640,1	0,0%	\$ 1.604.160,1	0,0%
Total	\$ 5.834.426.016,6	100,0%	\$ 5.769.435.830,8	100,0%	\$ 5.871.034.796,1	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 suroccidente.

Figura 21 Distribución de subsidios por empresa en el tercer trimestre 2024 (COP) – Territorial Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En esta territorial se observa que los subsidios facturados son más semejantes entre unas empresas y otras.

8. Territorial Nororient

8.1. Cargo de Generación (G)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de generación para el tercer trimestre del año 2024 se basó en la información reportada por las empresas que prestan el servicio mediante tecnología Diésel para generación de energía.

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 Nororiente, durante el tercer trimestre de 2024 reportaron información las empresas Soling del Sinú S.A.S. E.S.P. y ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P. quienes prestan el servicio en el departamento de Bolívar, atendiendo un promedio de, 8 localidades y 1.157 suscriptores, lo que representa el 0,73% del total de suscriptores atendidos en ZNI durante el periodo de análisis.

Tabla 23 Cargos Componente (G) Territorial Nororiente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Julio	Agosto	Septiembre	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
NORORIENTE	BOLÍVAR	ELECTRO-PACIFICO	1470,2	1473,61	1466,77	1.470,19
		SOLINGDELSINU	922,43	924,15	1061,11	969,23

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 tercer trimestre del 2024 evidenciando que se cuenta un reporte de información en SUI la cual tuvo un consumo de 35.249 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	julio		agosto		septiembre	
SIGLA	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal
ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	7,565	8.08	7,565	8.17	7,565	7.94
SOLINGDELSINU	3,586	11.86	5,161	11.95	3,807	11.88

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se observó una acentuación en el diésel utilizado por parte de SOLING DEL SINU para el mes de agosto el cual corresponde a un aumento de aproximadamente 18.412 kWh de energía generada respecto a la generación de los otros periodos analizados durante el trimestre.

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 tercer trimestre del año en curso, de esta información se observó que las pérdidas para el periodo analizado fueron de 3,8%; y de la información reportada por ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P. se observaron pérdidas del 12,1%.

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.

8.4. Componente de Distribución (D)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de distribución para el tercer trimestre del año 2024, 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.

Dado que, la Resolución de cargue de información al SUI SSPD No. 20211000859995 del 24 de diciembre de 2021, entró en vigencia a partir del 01 de julio de 2022, y es mediante el “Formato IT1. Inventario de Equipos” a través del cual los prestadores certifican el porcentaje de propiedad de activos de generación y distribución, a la fecha no se tiene disponible el total de inventario de activos, dado que el plazo máximo de reporte de dicho inventario corresponde a tres años después de la expedición de la mencionada Resolución, por lo cual se tienen datos parciales lo cual no refleja la realidad de la ZNI.

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

Tabla 25 Cargos Componente (D) Territorial Nororiente

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Julio	Agosto	Septiembre	PROMEDIO
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
NORORIENTE	BOLÍVAR	ELECTRO-PACIFICO	141,830	142,110	127,980	137,31
		SOLINGDELSINU	29,590	29,650	29,410	29,55

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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 IPP⁴ provisional.

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.

Para el cálculo del cargo de comercialización se consideran las condiciones particulares de facturación reportadas por los prestadores para sus localidades, de esta forma, se observó que, del total de información certificada para la territorial, al 24% de los usuarios se les facturó de acuerdo a estimación y al 76% con base en diferencia de lecturas; para esta territorial no se observaron mediciones de acuerdo con consumos promedio para el trimestre analizado.

Tabla 26 Comportamiento del componente de Comercialización - Territorial Nororiente

SIGLA	julio	agosto	septiembre
ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	85.0	85.0	85.0
SOLINGDELSINU	103.0	103.0	103.0

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

El componente de comercialización no posee afectación de acuerdo a las zonas en las cuales se encuentre ubicado cada prestador, pero si presenta variación por número de facturas expedidas, así como la existencia de un sistema de medición y el consumo facturado medio en el año t-1 de cada mercado (CFM t-1). De esta forma, para el análisis de esta componente se tomaron las citadas variables realizando un ejercicio de comparación donde se observó que el

⁴ IPP: Índice de Precios al Productor

prestador ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P. reportó valores superiores a los máximos permitidos por la regulación.

8.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)

El análisis realizado del comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio para el tercer trimestre del año 2024, 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:

- 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 27 Costos Unitarios Prestación del Servicio Territorial Nororient

TERRITORIAL	DEPARTAMENTO	SIGLA	Julio	Agosto	Septiembre
			\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
NORORIENTE	CARTAGENA DE INDIAS	ELECTRO-PACIFICO	\$ 1.860,63	\$ 1.864,86	\$ 1.843,13
		SOLINGDELSINU	\$ 1.157,08	\$ 1.159,26	\$ 1.311,20

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.

De acuerdo con las tarifas de referencia, correspondientes a los mercados de comercialización incumbentes del Sistema Interconectado Nacional – SIN en esta territorial, el valor promedio la tarifa aplicada en esta territorial para el estrato 1 fue de 455,17 \$/kWh.

Tabla 28 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Nororiente

DEPARTAMENTO	Municipio	Tarifa	Mercado Referente del SIN
BOLÍVAR	CARTAGENA DE INDIAS	455,17	CARIBE MAR

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

8.8. Subsidios

Para el tercer trimestre de 2024 en esta territorial, el valor total de subsidios ascendió a \$ 107.297.069 COP de los cuales, un 99,03% corresponden a subsidios del estrato 1 que ascendieron a \$ 317.057.521 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado.

Tabla 29 Subsidios aplicados por estrato-Uso – Tercer trimestre de 2024 (COP - %) – Territorial Nororiente

Mes	Julio		Agosto		Septiembre	
Estrato - Uso	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%
Estrato 1	\$ 98.866.004,6	99,2%	\$ 110.198.279,0	98,5%	\$ 104.842.569,3	99,4%
Oficial	\$ 299.209,6	0,3%	\$ 221.643,5	0,2%	\$ 183.947,5	0,2%
Comercial - Ind.	\$ 502.961,3	0,5%	\$ 1.478.640,1	1,3%	\$ 464.266,4	0,4%
Total	\$ 99.668.175,6	100,0%	\$ 111.898.562,5	100,0%	\$ 105.490.783,2	100,0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

El aumento del subsidio facturado que se evidenció en el mes de agosto para el sector comercial e industrial, corresponde a los valores reportados en SUI por parte de la empresa ELECTRO-PACIFICO que alcanza a superar aproximadamente \$1.00.000 respecto al subsidio reportado en los meses de julio y septiembre.

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.

Tabla 30 Consumo de combustible -Generadores Puros

Mes SIGLA	julio		agosto		septiembre	
	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal
☐ CEDENAR S.A. E.S.P.						
PUERTOLEGUIZAMO	85,133	12.00	90,964	11.60	91,088	12.46
☐ GENSA S.A. ESP						
BAHIA CUPICA	154	12.28	1	0.00	0	NaN
CABECERA MUNICIPAL DE MITU	79,940	14.13	95,353	14.21	102,280	14.02
CIUDAD MUTIS - CABECERA MUNICIPAL	28,967	13.22	24,877	13.26	19,239	13.40
INIRIDA-CABECERA MUNICIPAL	144,288	13.00	156,145	13.01	152,888	13.07

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Para el periodo analizado, se observó que la eficiencia promedio más alta fue de 14.12 kWh/gal en la Cabecera Municipal de Mitú, caso contrario en el municipio Puerto Leguizamo donde la eficiencia promedio fue de 12,02 kWh/gal, esto es un 15% menos de eficiencia en comparación con la GENSA en Mitú - Vaupés.

El cálculo de eficiencia para Bahía Cupica no se pudo obtener debido a la falta de información reportada en SUI de combustible utilizado por parte del generador puro GENSA.

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 41 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 tercer trimestre del año 2024, se encontró que las empresas ENAM y SOPESA, prestan el servicio en 13 municipios y 41 localidades atendiendo a 39.790 suscriptores en promedio que representan el 24,96% del total analizado.

Para el tercer trimestre de 2024 dentro de las ASES, en el comportamiento de la tarifa aplicada al estrato 1 se tiene que SOPESA aplico la tarifa más baja durante todo el trimestre.

Tabla 31 Tarifas Aplicadas tercer Trimestre 2024 – ASE

DEPARTAMENTO	Municipio	Tarifa	Mercado Referente ASES
AMAZONAS	EL ENCANTO	357,66	ASES
	LA CHORRERA	357,66	ASES
	LA PEDRERA	357,66	ASES
	LA VICTORIA	357,66	ASES
	LETICIA	357,66	ASES
	MIRITI - PARANA	357,66	ASES
	PUERTO ALEGRIA	357,66	ASES
	PUERTO ARICA	357,66	ASES
	PUERTO NARINO	357,66	ASES
	PUERTO SANTANDER	357,66	ASES
	TARAPACA	357,66	ASES
ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA	PROVIDENCIA	327,19	ASES
	SAN ANDRES	327,19	ASES

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 tercer trimestre de 2024.

Tabla 32 Subsidios aplicados por estrato-Uso – tercer trimestre de 2024 (COP - %) – ASE

Mes Estrato-Uso	julio		agosto		septiembre	
	VALOR SUBSIDIO	%	VALOR SUBSIDIO	%	VALOR SUBSIDIO	%
Estrato 1	\$1.556.233.925	12,0%	\$1.660.540.335	11,8%	\$1.642.546.523	11,8%
Estrato 2	\$2.297.287.891	17,7%	\$2.439.064.636	17,3%	\$2.416.223.709	17,4%
Estrato 3	\$1.778.816.610	13,7%	\$1.902.917.964	13,5%	\$1.872.205.600	13,5%
Estrato 4	\$268.323.483	2,1%	\$280.644.364	2,0%	\$288.951.173	2,1%
Estrato 5	\$151.327.416	1,2%	\$164.488.211	1,2%	\$166.606.353	1,2%
Estrato 6	\$23.477.139	0,2%	\$24.050.339	0,2%	\$25.344.722	0,2%
Industrial	\$215.619.269	1,7%	\$278.360.604	2,0%	\$243.223.581	1,7%
Comercial	\$4.890.612.830	37,6%	\$5.288.574.935	37,5%	\$5.315.862.763	38,2%
Oficial	\$1.099.188.510	8,5%	\$1.237.121.458	8,8%	\$1.182.728.098	8,5%
Sector Bombeo de agua	\$69.981.954	0,5%	\$69.621.869	0,5%	\$63.440.660	0,5%
Especial Educativo	\$113.671.635	0,9%	\$155.328.243	1,1%	\$158.696.634	1,1%
Especial Asistencia	\$231.818.295	1,8%	\$260.815.217	1,9%	\$244.662.462	1,8%
Provisional	\$143.584.080	1,1%	\$148.172.390	1,1%	\$140.615.741	1,0%
Alumbrado público	\$160.193.375	1,2%	\$175.778.137	1,2%	\$156.010.136	1,1%
Total	\$13.000.136.412	100,0%	\$14.085.478.702	100,0%	\$13.917.118.155	100,0%

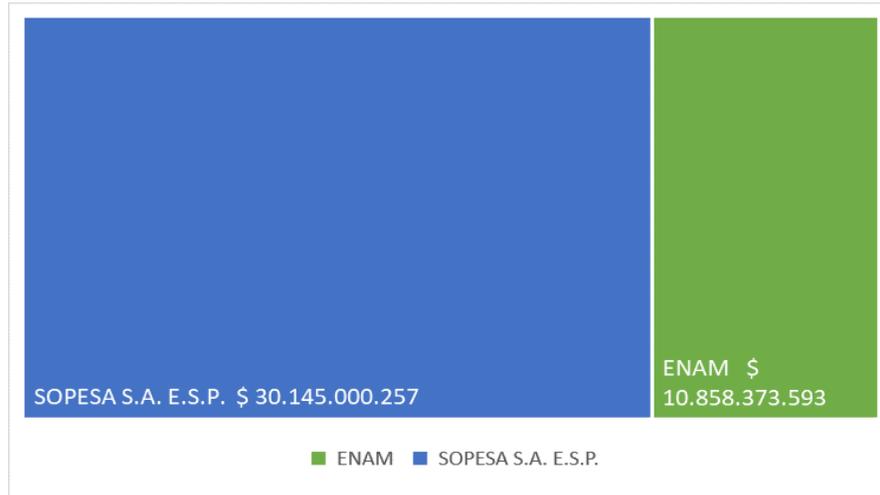
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

La distribución de subsidios por estrato no tuvo variaciones atípicas.

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 tercer trimestre de 2024 en las ASE.

Los subsidios facturados para el trimestre muestran que SOPESA certifica aproximadamente el 73,52% de los subsidios y ENAM el 26,48%.

Figura 22 Distribución de subsidios por empresa en el tercer trimestre 2024 (COP) – ASE

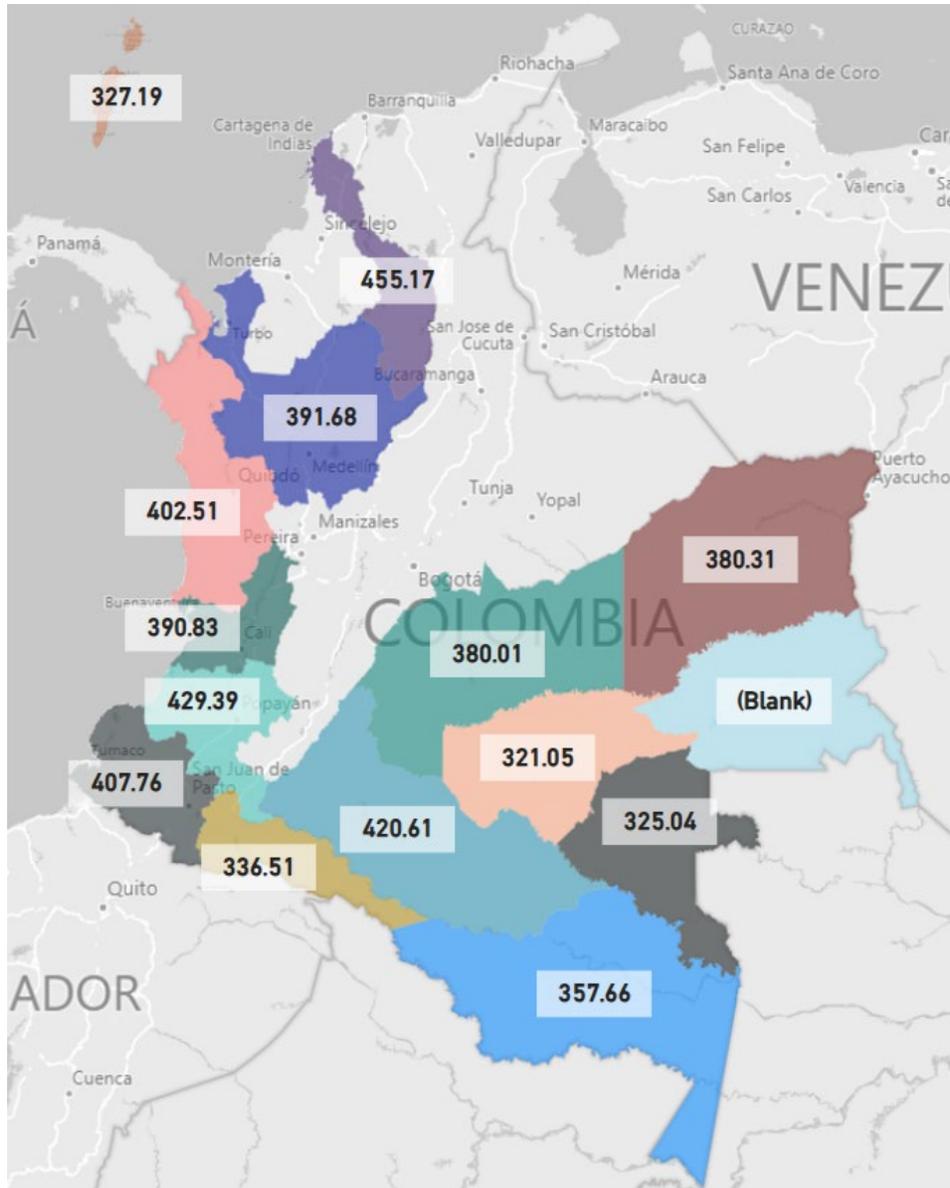


Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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. El promedio mostrado se calcula a partir de la tarifa de referencia usada en cada mercado relevante de cada departamento.

Figura 23 Distribución de la tarifa promedio aplicada a estrato 1 por departamentos



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

La empresa prestadora en el departamento de Guainía no certificó información tarifaria para el tercer trimestre de 2024 ante el SUI, en este orden, con base en los datos disponibles en el SUI no es posible obtener los promedios de tarifa aplicada en el citado departamento.

De otra parte, para los estratos y/o usos restantes, en la sección anexos del presente boletín se muestran las tablas resumen de cada una de las tarifas aplicadas para estos sectores.

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 subsidiables, para las localidades de menos de trescientos (300) usuarios subsidiables se aplican los criterios de horas de prestación y consumos máximos subsidiables, de acuerdo con lo indicado en 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 tercer trimestre de 2024, que reciben suministro de energía mediante tecnología Diésel.

Tabla 33 Subsidios aplicados en el tercer trimestre de 2024 (COP)

Mes ▲ Estrato-Uso	julio		agosto		septiembre	
	VALOR SUBSIDIO	%	VALOR SUBSIDIO	%	VALOR SUBSIDIO	%
Estrato 1	\$9.614.305.176	43,7%	\$9.893.689.453	42,4%	\$10.110.532.317	43,3%
Estrato 2	\$2.611.916.762	11,9%	\$2.761.677.742	11,8%	\$2.747.252.804	11,8%
Estrato 3	\$1.792.944.654	8,2%	\$1.917.700.087	8,2%	\$1.886.368.404	8,1%
Estrato 4	\$268.323.483	1,2%	\$280.644.364	1,2%	\$288.951.173	1,2%
Estrato 5	\$151.327.416	0,7%	\$164.488.211	0,7%	\$166.606.353	0,7%
Estrato 6	\$23.477.139	0,1%	\$24.050.339	0,1%	\$25.344.722	0,1%
Industrial	\$215.619.269	1,0%	\$278.360.604	1,2%	\$243.223.581	1,0%
Comercial	\$5.084.131.454	23,1%	\$5.489.201.730	23,5%	\$5.529.049.875	23,7%
Oficial	\$1.498.716.404	6,8%	\$1.699.648.024	7,3%	\$1.616.075.837	6,9%
Sector Bombeo de agua	\$69.981.954	0,3%	\$69.621.869	0,3%	\$63.440.660	0,3%
Especial Educativo	\$113.671.635	0,5%	\$155.328.243	0,7%	\$158.696.634	0,7%
Especial Asistencia	\$231.818.295	1,1%	\$260.815.217	1,1%	\$244.662.462	1,0%
Provisional	\$143.584.080	0,7%	\$148.172.390	0,6%	\$140.615.741	0,6%
Alumbrado público	\$160.193.375	0,7%	\$175.778.137	0,8%	\$156.010.136	0,7%
Total	\$21.980.011.095	100,0%	\$23.319.176.411	100,0%	\$23.376.830.699	100,0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se observa que la facturación de subsidios se mantuvo estable para el periodo analizado. Si bien el promedio de subsidios facturados para el sector comercial en el trimestre es de 5.367.461.020 COP, se debe tener en cuenta que, en el análisis mostrado para las ASE los subsidios promedio facturados para el sector comercial ascendieron a 5.233.937.870 COP. De lo anterior se concluye que el 97.5% de los subsidios de toda la ZNI para el sector comercial se ubican en las ASE.

En la Tabla 34 se observa que el total de subsidios facturados al estrato 1 son 29.618.526.946 COP lo que representa un 43.1% para el periodo.

Tabla 34 Distribución Subsidios por estrato / Uso

Trimestre	3	
Estrato-Uso	VALOR SUBSIDIO	%
Estrato 1	\$29.618.526.946	43,1%
Estrato 2	\$8.120.847.308	11,8%
Estrato 3	\$5.597.013.145	8,1%
Estrato 4	\$837.919.020	1,2%
Estrato 5	\$482.421.980	0,7%
Estrato 6	\$72.872.200	0,1%
Industrial	\$737.203.454	1,1%
Comercial	\$16.102.383.059	23,4%
Oficial	\$4.814.440.265	7,0%
Sector Bombeo de agua	\$203.044.483	0,3%
Especial Educativo	\$427.696.512	0,6%
Especial Asistencia	\$737.295.974	1,1%
Provisional	\$432.372.211	0,6%
Alumbrado público	\$491.981.648	0,7%
Total	\$68.676.018.206	100,0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Al margen de la información mostrada en la anterior tabla, es dable considerar que los subsidios para el estrato 1 en las ASE son solo del 7,1%, en este orden, al hacer un análisis de subsidios sin la información de las ASE se observaría que los subsidios asignados al estrato 1 representarían el 75,2% del total de subsidios para toda las ZNI. Para este análisis es importante tener en cuenta que la mayor parte de facturación en las ASE no está en el estrato 1

sino en el sector comercial por lo que las ASE generan un impacto en los porcentajes de distribución de subsidios de toda la ZNI, mostrando valores más altos en el sector comercial pero más bajos en el estrato 1.

La información de subsidios facturados para los sectores Bombeo de agua, Especial educativo, Especial asistencia y Alumbrado público corresponden únicamente a datos reportados por las ASE.

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 fórmula 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 que los actuales lineamientos de cargue para información de SISFV a través de Promail, sean formalizados a través de resolución.

A continuación, se muestra la información de los CU promedio con esquema de ciclos de facturación que las empresas han reportado a través de Promail para el trimestre analizado.

Tabla 35 Costo Unitario Promedio Esquema Ciclos– tercer trimestre de 2024 (COP)

Empresa / Municipio	Julio	Agosto	Septiembre
ENERSUR EAT			
PASTO	\$ 0	\$ 0	\$ 330.473
EAT ELECTROPACIFICO SUR			
CARTAGENA DEL CHAIRÁ	\$ 124.026	\$ 124.275	\$ 119.280
MOCOA	\$ 87.859	\$ 88.036	\$ 84.498
PUERTO LEGUÍZAMO	\$ 148.763	\$ 149.063	\$ 143.071
VILLAGARZÓN	\$ 93.230	\$ 93.418	\$ 89.663
ELECTROFRONTRUL			
SAN ANDRÉS DE TUMACO	\$ 6.230	\$ 6.272	\$ 6.199
ESPDELCA SAS ESP			
CARTAGENA DEL CHAIRÁ	\$ 171.202	\$ 168.919	\$ 156.698
SAN VICENTE DEL CAGUÁN	\$ 176.573	\$ 174.233	\$ 161.627
SOLANO	\$ 273.610	\$ 270.223	\$ 250.661
PAILITAS	\$ 117.345	\$ 570	\$ 107.269
CONDOTO	\$ 123.239	\$ 121.469	\$ 112.685

Empresa / Municipio	Julio	Agosto	Septiembre
MESETAS	\$ 124.192	\$ 629	\$ 125.095
LA MACARENA	\$ 176.038	\$ 176.038	\$ 163.301
PUERTO RICO	\$ 133.918	\$ 134.187	\$ 124.482
HATO COROZAL	\$ 190.233	\$ 187.743	\$ 174.158
PAZ DE ARIPORO	\$ 198.468	\$ 195.889	\$ 181.713
TÁMARA	\$ 117.000	\$ 115.297	\$ 106.961
TRINIDAD	\$ 185.690	\$ 183.251	\$ 169.991
EGYT S.A.S. E.S.P.			
MEDIO ATRATO	\$ 2.561	\$ 2.625	\$ 2.622
PUERTO CONCORDIA	\$ 2.566	\$ 2.630	\$ 2.627
PUERTO GAITÁN	\$ 4.466	\$ 4.580	\$ 4.579
LA LLANADA	\$ 2.299	\$ 2.356	\$ 2.353
EL CARMEN	\$ 3.067	\$ 3.144	\$ 3.141
ORITO	\$ 2.541	\$ 2.604	\$ 2.601
PUERTO ASÍS	\$ 2.625	\$ 2.690	\$ 2.688
SAN MIGUEL	\$ 2.438	\$ 2.498	\$ 2.495
VALLE DEL GUAMUEZ	\$ 2.497	\$ 2.559	\$ 2.556
MIRAFLORES	\$ 2.755	\$ 2.823	\$ 2.821
PUERTO CARREÑO	\$ 3.543	\$ 3.632	\$ 3.630
TECNOLOGIA VERDE			
LA PAZ	\$ 4.194	\$ 4.185	\$ 4.129
ARACATACA	\$ 4.258	\$ 4.248	\$ 4.193

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.

A continuación, se muestra la información de los CU promedio con esquema prepago de facturación que ESPDELCA S.A. E.S.P. reportó a través de Promail para el trimestre analizado.

Tabla 36 Costo Unitario Promedio Esquema Prepago– tercer trimestre de 2024 (COP)

Empresa / Municipio	Julio	Agosto	Septiembre
ESPDELCA SAS ESP			
CARTAGENA DEL CHAIRÁ	\$ 4.142	\$ 4.087	\$ 4.047
SAN VICENTE DEL CAGUÁN	\$ 4.272	\$ 4.215	\$ 4.174
SOLANO	\$ 6.620	\$ 6.538	\$ 6.474
PAILITAS	\$ 2.839	\$ 2.798	\$ 2.770
CONDOTO	\$ 2.982	\$ 2.939	\$ 2.910
MESETAS	\$ 3.005	\$ 3.262	\$ 3.231
LA MACARENA	\$ 4.259	\$ 4.259	\$ 4.218
PUERTO RICO	\$ 3.240	\$ 3.246	\$ 3.215
HATO COROZAL	\$ 4.602	\$ 4.542	\$ 4.498
PAZ DE ARIPORO	\$ 4.802	\$ 4.739	\$ 4.693
TÁMARA	\$ 2.831	\$ 2.789	\$ 2.762
TRINIDAD	\$ 4.493	\$ 4.434	\$ 4.390

Fuente: Promail – Elaboración: GZNI

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:

- l) 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.

Para el caso del reporte de información del periodo de noviembre y diciembre de 2023 (o periodos de inicio de prestación del servicio posterior) de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas (SISFV) en las Zonas No Interconectadas (ZNI) se presentó una metodología de cargue el 23 de julio de 2024 donde se indicó que el 20 de agosto de 2024 sería el plazo máximo para cargar la información desde noviembre de 2023 para soluciones individuales solares fotovoltaicos.

15. Anexo 1 Tarifas aplicadas Territorial Occidente

Municipio	Promedio Tarifa Aplicada < 1 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 2 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 3 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 4 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 5 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 6 = CS	Promedio Tarifa Aplicada SECTOR_OFICIAL	Promedio Tarifa Aplicada Sector Comercial e Industrial	Promedio Tarifa Sector Bombeo de Agua	Promedio Tarifa Aplicada Sector Especial Asistido	Promedio Tarifa Aplicada Estrato Residencia > 800
OCCIDENTE											
ACANDI	402,53	503,23	800,09	941,29	564,77	564,77	941,29	1.129,55	470,65	470,65	1.336,62
ALTO BAUDO	402,53	503,16	800,10	941,29	1.129,55	1.129,55	941,29	1.129,55	941,29	941,29	1.723,71
BAGADO	402,40	503,00	810,88	-	-	-	953,98	1.144,77	-	-	1.477,44
BAHIA SOLANO	402,53	503,16	800,09	-	-	-	939,62	1.129,50	-	-	340,44
BAJO BAUDO	402,53	503,16	800,09	627,53	753,04	753,04	941,29	1.129,55	313,76	313,76	1.947,23
BOJAYA	402,53	503,16	800,09	941,29	564,77	564,77	941,29	1.129,55	470,65	470,65	1.927,63
CONDOTO	402,53	503,16	800,10	941,29	1.129,55	1.129,55	941,29	1.129,55	941,29	941,29	1.989,74
EL LITORAL DEL SAN JUAN	402,53	652,81	800,09	941,29	-	-	941,29	1.129,54	-	-	2.315,89
JURADO	402,53	-	-	-	-	-	941,29	1.129,54	-	-	-
LLORO	402,53	503,16	800,10	941,29	1.129,55	1.129,55	941,29	1.129,55	941,29	941,29	2.137,92
NOVITA	402,53	503,16	800,09	-	-	-	941,29	1.129,54	-	-	1.861,11
NUQUI	402,32	502,89	796,95	-	-	-	937,59	1.125,11	183,18	-	1.704,79
QUIBDO	402,53	503,16	800,09	941,29	-	-	941,29	1.129,54	-	-	2.091,09
SAN JOSE DEL PALMAR	402,53	503,16	800,09	-	-	-	941,29	1.129,54	-	-	1.492,96
SIPI	402,53	503,16	800,09	941,29	-	-	941,29	1.129,54	-	-	2.109,71
TURBO	402,53	503,16	800,09	-	-	-	941,29	1.129,54	-	-	1.739,71
UNGUIA	402,53	503,16	800,09	-	-	-	941,29	1.129,54	-	-	1.739,71
VIGIA DEL FUERTE	380,82	476,03	721,24	848,52	-	-	848,52	1.018,55	-	-	2.091,09

16. Anexo 2 Tarifas aplicadas Territorial Suroriente

Municipio	Promedio Tarifa Aplicada < 1 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 2 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 3 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 4 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 5 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 6 = CS	Promedio Tarifa Aplicada SECTOR_OFICIAL	Promedio Tarifa Aplicada Sector Comercial e Industrial	Promedio Tarifa Sector Bombeo de Agua	Promedio Tarifa Aplicada Sector Especial Asistido	Promedio Tarifa Aplicada Estrato Residencia > 800
SURORIENTE											
CARTAGENA DEL CHAIRA	420,61	525,76	882,45	1.038,18	1.245,81	1.245,81	1.038,18	1.245,81	1.038,18	1.038,18	1.979,55
CARURU	325,02	406,28	690,67	812,56	975,07	975,07	812,56	975,07	-	812,56	1.367,06
CUMARIBO	388,40	485,50	743,41	-	-	-	797,02	802,66	-	-	802,66
LA PRIMAVERA	356,05	445,06	756,61	890,13	1.068,15	1.068,15	890,13	1.068,15	890,13	890,13	1.329,53
MAPIRIPAN	380,01	475,03	715,97	842,32	1.010,79	1.010,79	870,18	1.010,79	926,55	842,32	1.683,30
MIRAFLORES	321,05	401,31	682,23	-	-	-	802,62	963,14	-	-	1.728,86
PUERTO CARRENO	388,40	485,50	825,35	-	-	-	970,99	1.165,19	-	-	1.470,29
PUERTO GUZMAN	336,51	420,63	715,08	841,27	-	-	841,27	1.009,52	-	-	1.030,66
PUERTO LEGUIZAMO	336,51	420,63	715,08	-	-	-	841,27	1.009,53	-	-	1.416,75
SAN VICENTE DEL CAGUAN	420,61	525,76	882,45	1.038,18	1.245,81	1.245,81	1.038,18	1.245,81	1.038,18	1.038,18	2.080,68
SANTA ROSALIA	388,40	485,50	825,35	-	-	-	970,99	1.165,19	-	-	1.822,27
SOLANO	420,61	525,76	882,45	1.038,18	1.245,81	1.245,81	1.038,18	1.245,81	1.038,18	1.038,18	2.442,23
TARAIRA	324,82	406,02	690,24	812,04	974,45	974,45	812,04	920,27	-	812,04	2.619,40

17. Anexo 3 Tarifas aplicadas Territorial Suroccidente

Municipio	Promedio Tarifa Aplicada < 1 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 2 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 3 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 4 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 5 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 6 = CS	Promedio Tarifa Aplicada SECTOR_OFICIAL	Promedio Tarifa Aplicada Sector Comercial e Industrial	Promedio Tarifa Sector Bombeo de Agua	Promedio Tarifa Aplicada Sector Especial Asistido	Promedio Tarifa Aplicada Estrato Residencia > 800
SUROCCIDENTE											
BARBACOAS	412,55	515,69	774,34	910,99	1.093,19	1.093,19	910,99	1.093,19	910,99	910,99	2.354,75
BUENAVENTURA	390,83	390,83	591,75	696,17	835,41	835,41	879,40	1.048,92	340,32	340,32	1.590,40
EL CHARCO	412,55	515,69	774,34	910,99	1.093,19	1.093,19	910,99	1.093,19	-	-	1.995,21
FRANCISCO PIZARRO	406,23	507,79	761,66	896,02	1.075,29	1.075,29	896,02	1.075,29	440,57	440,57	1.450,20
GUAPI	429,41	536,77	704,54	1.024,95	1.229,94	1.229,94	1.024,95	1.229,94	-	-	2.312,66
LA TOLA	412,55	515,69	774,34	910,99	1.093,19	1.093,19	910,99	1.093,19	-	-	1.916,75
LOPEZ DE MICAY	429,41	536,77	871,20	964,95	970,62	983,95	1.024,95	1.229,94	-	-	1.972,32
MAGUI	412,55	515,69	774,34	910,99	1.093,19	1.093,19	910,99	1.093,19	-	-	1.994,81
MOSQUERA	412,55	515,69	785,91	910,99	1.093,19	1.093,19	910,99	1.093,19	-	-	2.171,51
OLAYA HERRERA	412,55	515,69	774,34	455,50	546,60	546,60	910,99	1.093,19	-	-	2.102,80
ROBERTO PAYAN	412,55	515,69	774,34	911,49	1.093,19	1.093,19	910,99	1.093,19	-	-	2.112,58
SAN ANDRES DE TUMACO	385,75	386,77	579,09	683,24	546,60	546,60	683,24	819,90	227,75	227,75	1.219,56
SANTA BARBARA	412,55	515,69	774,34	910,99	1.093,19	1.093,19	910,99	1.093,19	455,50	455,50	1.957,67
TIMBIQUI	429,31	515,69	774,34	910,99	1.093,19	1.093,19	910,99	1.093,19	455,50	455,50	1.957,67

18. Anexo 3 Tarifas aplicadas Territorial Nororiente

Municipio	Promedio Tarifa Aplicada < 1 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 2 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 3 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 4 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 5 = CS	Promedio Tarifa Aplicada < 6 = CS	Promedio Tarifa Aplicada SECTOR_OFICIAL	Promedio Terifa Apicada Sector Comercial e Industrial	Promedio Tarifa Sector Bombeo de Agua	Promedio Tarifa Aplicada Sector Especial Asistido	Promedio Tarifa Aplicada Estrato Residencia > 800
NORORIENTE											
CARTAGENA DE INDIAS	455,17	291,24	442,68	520,80	-	-	1.152,03	1.256,20	-	-	604,59

Boletín Tarifario ZNI

III trimestre 2024



Carrera 18 No. 84 – 35

Bogotá D.C., Colombia

(57 601) 691-3005

www.superservicios.gov.co

sspd@superservicios.gov.co