



Boletín Tarifario

Segundo trimestre de 2024

Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible

Zonas No Interconectadas



Superservicios

Contenido

Introducción	5
1. Estructura Tarifaria (CREG 091 - 2007)	6
2. Resolución CREG 101 026 de 2022	6
3. Regulación Subsidios	7
3.1. Resolución MME 40239 (13-07-2022).....	7
3.2. Resolución MME 40292 (05-08-2022).....	8
4. Áreas geográficas de las ZNI	8
5. Territorial Occidente	9
5.1. Cargo de Generación (G)	9
5.2. Combustible	11
5.3. Pérdidas.....	13
5.4. Componente de Distribución (D)	14
5.5. Componente de Comercialización (C).....	17
5.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS).....	18
5.7. Tarifas Aplicadas	21
5.8. Subsidios	22
6. Territorial Suroriente	24
6.1. Cargo de Generación (G)	24
6.2. Combustible	26
6.3. Pérdidas.....	28
6.4. Componente de Distribución (D)	29
6.5. Componente de Comercialización (C).....	32
6.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS).....	33
6.7. Tarifas Aplicadas	35



6.8. Subsidios	37
7. Territorial Suroccidente.....	38
7.1. Cargo de Generación (G)	38
7.2. Combustible	40
7.3. Pérdidas.....	42
7.4. Componente de Distribución (D)	43
7.5. Componente de Comercialización (C).....	46
7.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS).....	47
7.7. Tarifas Aplicadas	50
7.8. Subsidios	51
8. Territorial Nororiente.....	52
8.1. Cargo de Generación (G)	52
8.2. Combustible	53
8.3. Pérdidas.....	54
8.4. Componente de Distribución (D)	54
8.5. Componente de Comercialización (C).....	55
8.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS).....	56
8.7. Tarifas Aplicadas	56
8.8. Subsidios	57
9. Generadores Puros	57
10. Áreas de Servicio Exclusivo (ASE).....	58
10.1. Tarifas aplicadas.....	58
10.2. Subsidios ASE	60
11. Información consolidada de Tarifas Aplicadas para el trimestre.....	61
12. Información consolidada de Subsidios para el trimestre.....	63
13. Soluciones Solares Fotovoltaicas Individuales (SSFVI).....	65
14. Resolución SSPD No. 20211000859995 (24-12-2021)	68

15. Anexo 1 Tarifas aplicadas Territorial Occidente.....	70
16. Anexo 2 Tarifas aplicadas Territorial Suroriente	71
16. Anexo 3 Tarifas aplicadas Territorial Suroccidente	72

Proyectó:

Geraldin Sánchez Castiblanco
Yesid Fabián Castro Operador
Luis Gabriel Osorio Bernal
Marco Aurelio Pérez Vargas

Revisó

Soraida Serrano Díaz
Coordinadora Grupo ZNI – DTGE
Omar Camilo López López
Director Técnico de Gestión de Energía

Aprobó:

Omar Camilo López López
Director Técnico de Gestión de Energía

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 segundo 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 descompone el cargo, entre otros el costo de transporte de personal para zonas de difícil acceso y usuarios dispersos, los cuales no guardan una relación directa con la potencia de la solución, caso contrario a lo definido en la Resolución CREG 091 de 2007 en donde el componente que reconoce los gastos de administración, operación y mantenimiento es una función directa de la potencia instalada de la solución individual.

Por tal razón, se establecieron lineamientos para el reporte de información sobre la prestación del servicio de tal forma que los prestadores del servicio mediante esta tecnología reporten las variables e información que se define en la Resolución CREG 101 026 de 2022, esta información viabiliza actividades de Vigilancia e Inspección que adelanta la SSPD y sirve como insumo para actividades en otras entidades del sector.

3. Regulación Subsidios

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

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

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

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

Mediante la Resolución 40239, se establece el subsidio máximo para los usuarios residenciales en las ZNI de las localidades con más y menos de 300 usuarios, a partir de una componente denominada T_e, n, m (\$ /kWh) correspondiente a la tarifa de referencia del SIN más cercano. Esta variable tiene la finalidad de igualar las tarifas de los usuarios de las ZNI y las tarifas de los usuarios del Sistema Interconectado Nacional-SIN.

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

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

Por otra parte, el cinco de agosto del 2022, el Ministerio de Minas y Energía expidió la resolución 40292, mediante la cual se establecen los subsidios a la prestación de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas – (SISFV) en las Zonas no Interconectadas (ZNI) y se deroga la Resolución 40296 del 2020.

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 caso, cada uno de los prestadores del servicio de energía eléctrica es acogido mediante el esquema de facturación por ciclo.

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 segundo trimestre de 2024.

Tabla 1 Áreas geográficas Información reportada al SUI

TERRITORIAL	DEPARTAMENTOS	NUMERO DE PRESTADORES
ASES	AMAZONAS	1
ASES	ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA	1
OCCIDENTE	ANTIOQUIA	2
OCCIDENTE	CHOCÓ	19
SUROCCIDENTE	CAUCA	5
SURORIENTE	GUAVIARE	1
SURORIENTE	META	1
SURORIENTE	PUTUMAYO	2
SUROCCIDENTE	VALLE DEL CAUCA	1
SURORIENTE	VICHADA	2
SUROCCIDENTE	NARIÑO	9



SURORIENTE	VAUPÉS	2
SURORIENTE	CAQUETA	1
SSFVI / ASES	AMAZONAS	1
SSFVI / SURORIENTE	VAUPES	1

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

A nivel general, cabe destacar que actualmente existen 109 empresas registradas en RUPS para la prestación del servicio de energía eléctrica en las zonas no interconectadas, de las cuales 22 actualizaron el RUPS durante el segundo trimestre del 2024; sin embargo, para el 28 de agosto de 2024, fecha de realización de la consulta de información para el presente boletín, se encontró que 49 empresas tenían certificada información al SUI, esto equivale al 44% del total de empresas registradas.

De acuerdo con la información reportada se tiene que, las 49 empresas prestaron el servicio de energía eléctrica a 153,590 suscriptores en promedio para el trimestre (usuarios residenciales, comerciales, industriales, oficiales, provisionales y especiales) ubicados en 1726 localidades a junio del 2024, lo que implica un análisis para 13.921 suscriptores adicionales que representan un incremento del 10% más respecto del trimestre anterior.

5. Territorial Occidente

5.1. Cargo de Generación (G)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de generación para el segundo 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 segundo trimestre de 2024 reportaron información 17 empresas que prestan el servicio en 2 departamentos y 369 localidades en promedio, así mismo, atendiendo 37.634 suscriptores en promedio, lo que representa el 24,5% del total de los suscriptores atendidos en las ZNI durante el periodo de análisis.

Tabla 2 Cargos Componente (G) Territorial Occidente

Occidente	Abril	Mayo	Junio	Promedio
ANTIOQUIA	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
ESPUN	1.378,97	1.389,81	1.395,89	1.388,22
CHOCÓ	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
AMBAR OC.	1.628,86	1.660,49	1.645,00	1.644,78
ASUSERVIP	1.598,41	1.606,78	1.608,15	1.604,45
ELECTROCHO	1.166,83	1.168,80	1.173,26	1.169,63
ELECTRONUQUI	1.115,65	1.160,91	1.149,81	1.142,12
EMSELCA	1.098,54	1.142,08	1.100,11	1.113,58
ENERLIMPIA	1.133,55	1.134,50	1.143,58	1.137,21
ENERPACIFIC	1.540,75	1.525,37	1.562,96	1.543,03
EPSEN	1.471,06	1.473,38	1.478,35	1.474,26
ESPUN	1.378,97	1.389,81	1.395,89	1.388,22
JASEPCA	1.018,08	1.019,91	1.024,92	1.020,97
MPIO. BOJAYA	1.239,81	1.269,64	1.264,84	1.258,10
E.P.B.	427,20	335,38	245,50	336,03
ENERLITORAL	1.792,94	1.795,29	1.799,41	1.795,88
BOJAYA	1.530,09	1.501,12	1.526,78	1.519,33
ELECTRO-PACIFICO	1.425,69	1.429,17	1.434,62	1.429,83
ENERBAUDO	1.361,38	1.376,92	1.391,71	1.376,67

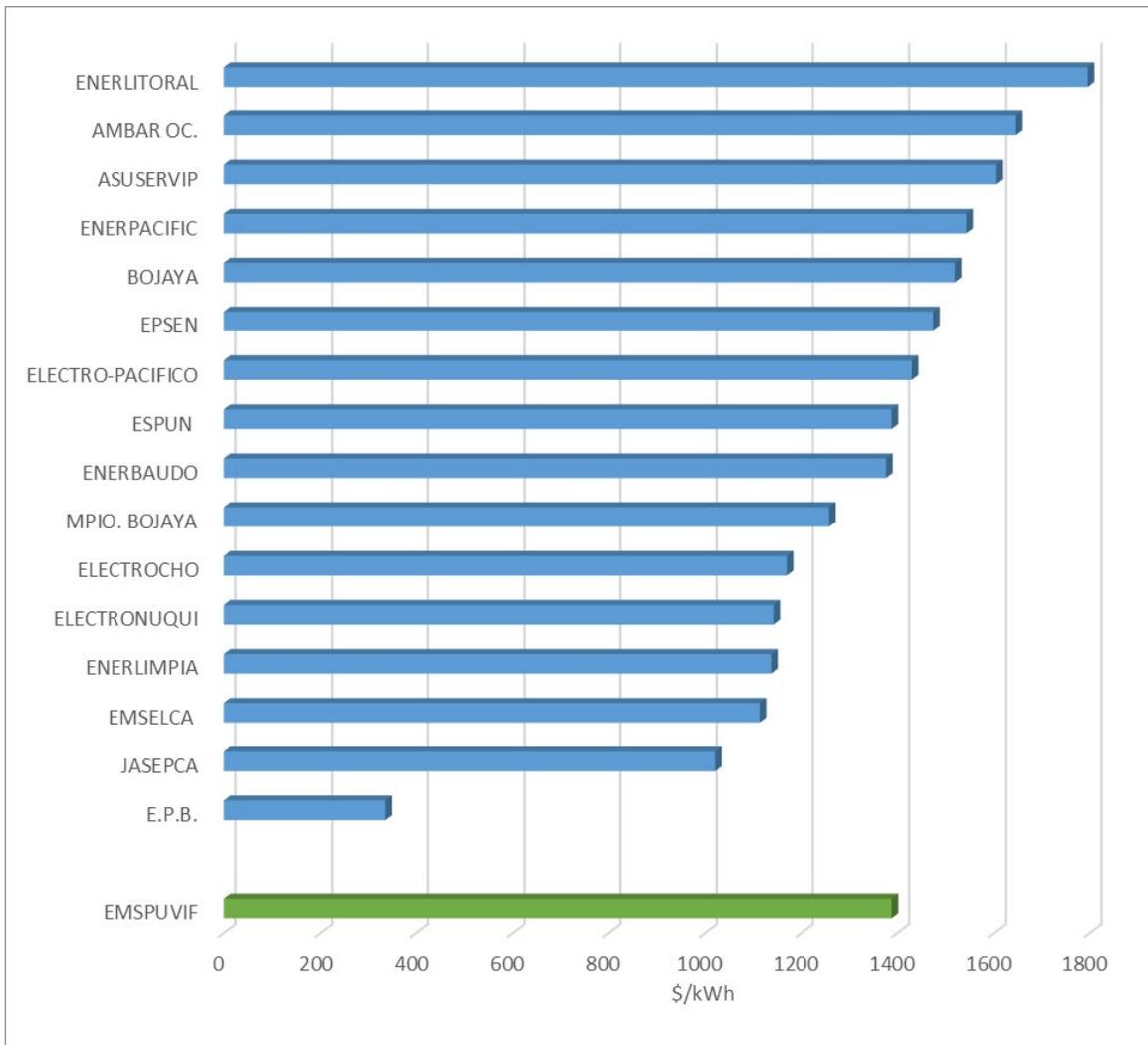
Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

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 E.P.B. durante el trimestre analizado muestra una disminución considerable en el costo de la componente de generación por lo que se requiere que tanto el prestador como el generador puro GENSA informen las razones de la variación 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 segundo trimestre del 2024 evidenciando lo siguiente:

Para la territorial Occidente en el segundo trimestre de 2024, se contó con reporte de información en el SUI de 15 prestadores, se tuvo un consumo de combustible de 875.493 galones para el trimestre de análisis; la mayor eficiencia fue la reportada por JASEPCA para el mes de mayo, donde presentó una eficiencia de 19,04 kWh/Gal, caso contrario al prestador EMSELCA quien presentó una eficiencia de 4.81 kWh/gal.



Tabla 3 Consumo combustible Territorial Occidente (gal)

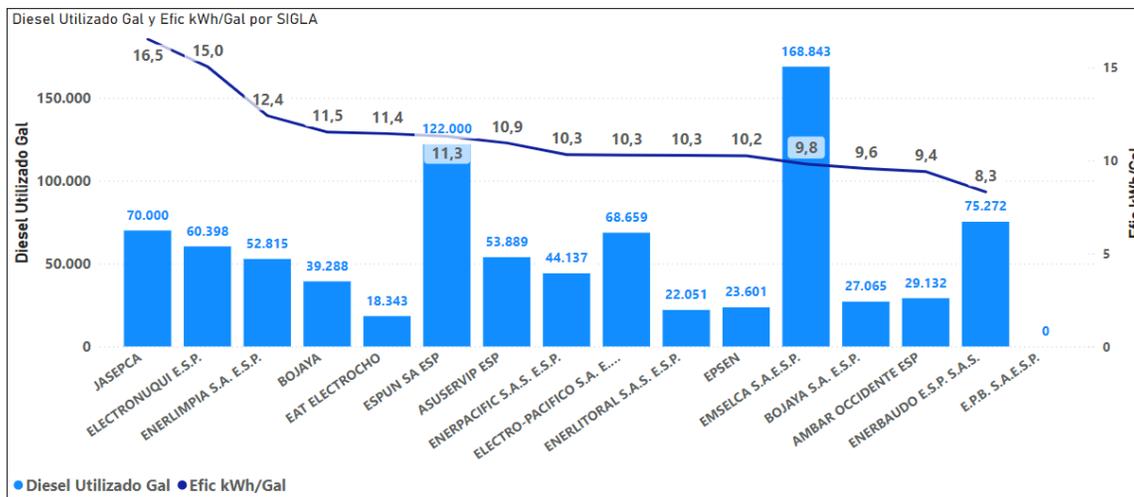
Mes SIGLA	abril		mayo		junio	
	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal
AMBAR OCCIDENTE ESP	9.600	9,68	9.799	9,39	9.733	9,14
ASUSERVIP ESP	17.963	10,73	17.963	11,32	17.963	10,76
BOJAYA	14.852	11,60	12.024	11,45	12.412	11,50
BOJAYA S.A. E.S.P.	9.391	8,90	9.391	9,59	8.283	10,30
EAT ELECTROCHO	6.231	11,05	6.179	11,51	5.933	11,79
ELECTRONUQUI E.S.P.	21.591	13,82	21.357	14,73	17.450	16,92
ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	22.515	10,37	23.072	10,32	23.072	10,17
EMSELCA S.A.E.S.P.	68.843	4,81	60.000	10,35	40.000	17,60
ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	26.299	8,32	24.556	8,59	24.417	8,02
ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	17.605	12,17	17.605	12,68	17.605	12,36
ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	7.244	10,27	7.526	10,27	7.281	10,28
ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	14.905	10,09	14.905	10,48	14.327	10,36
EPSEN	7.867	10,17	7.867	20,57	7.867	
ESPUN SA ESP	41.000	11,13	40.000	11,97	41.000	10,82
JASEPCA	15.000	15,68	25.000	19,04	30.000	14,85

Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

Si bien los datos mostrados en la tabla anterior indican que EPSN tuvo una eficiencia de 20,57 kWh/Gal par el mes de mayo, este dato presenta un error dado que, la energía generada de mayo y junio fue reportada de forma consolidada en mayo, es así que para el mes de junio no se refleja el cálculo de la eficiencia de kWh/Gal.

Por otra parte, es EMSELCA S.A.E.S.P. la empresa con mayor cantidad de Diésel utilizado en la territorial occidente con un total de 168.843 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 abril es menos de la mitad que la mostrada en el mes de mayo y poco más de la cuarta parte de la eficiencia obtenida en el mes de junio.

Figura 2 Eficiencia de Consumo combustible Territorial Occidente



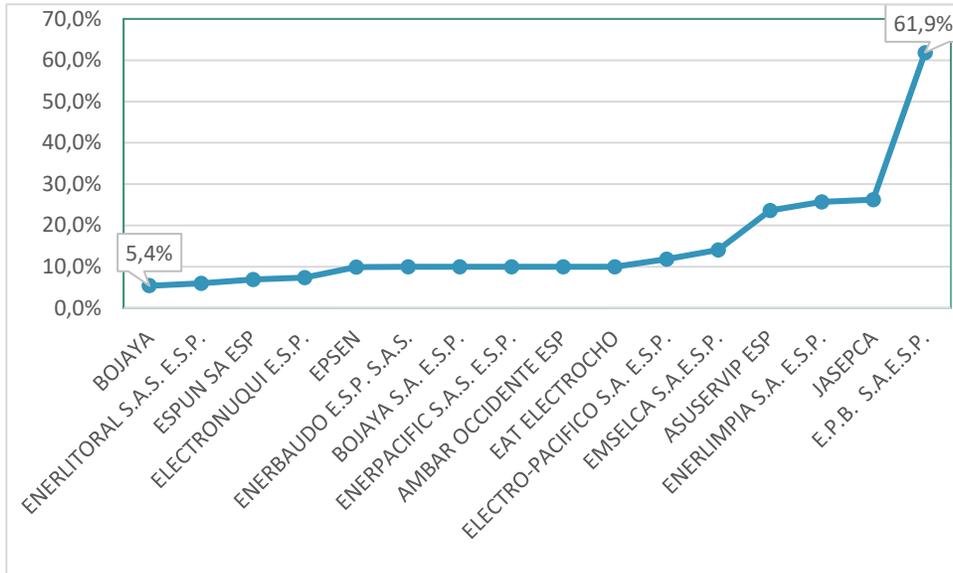
Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

La eficiencia promedio más alta para el periodo analizado la obtuvo JASEPCA con 16,5 kWh/Gal y la eficiencia promedio más baja la tuvo E.P.B. S.A. E.S.P. con 8,3 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 segundo trimestre del año en curso, se puede concluir que, al igual que el trimestre anterior, es EPB SA ESP el prestador que presenta la gestión más desfavorable en el control de pérdidas, con un 61,9% en el periodo, por otra parte el prestador Bojayá quien presenta un mejor control de perdidas comerciales con 5,4%. Sin bien, en la operación del sistema se pueden dar pérdidas técnicas, hay otras pérdidas que pueden ser ocasionadas por conexiones y uso de energía de manera ilegal por parte de los usuarios finales, también se puede dar por la falta control en la gestión de medida por parte del prestador.

Figura 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 segundo 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

Occidente	Abril	Mayo	Junio	Promedio
ANTIOQUIA	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
ESPUN	46,76	46,98	46,96	46,90
CHOCÓ	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
AMBAR OC.	184,48	185,17	184,85	184,83
ASUSERVIP	203,57	204,20	203,27	203,68
ELECTROCHO	26,06	26,16	26,11	26,11
ELECTRONUQUI	90,52	91,73	91,57	91,27
EMSELCA	36,25	31,77	31,37	33,13
ENERLIMPIA	40,75	40,65	43,66	41,69
ENERPACIFIC	181,22	181,90	181,59	181,57
EPSEN	26,06	26,16	26,11	26,11
ESPUN	46,76	46,98	46,96	46,90
JASEPCA	88,45	88,78	88,63	88,62
MPIO. BOJAYA	177,49	178,16	177,85	177,83
E.P.B.	53,73	53,73	53,73	53,73
ENERLITORAL	181,22	181,90	181,59	181,57
BOJAYA	181,22	181,90	181,59	181,57
ELECTRO-PACIFICO	140,63	141,06	140,82	140,84
ENERBAUDO	25,66	26,16	26,11	25,98

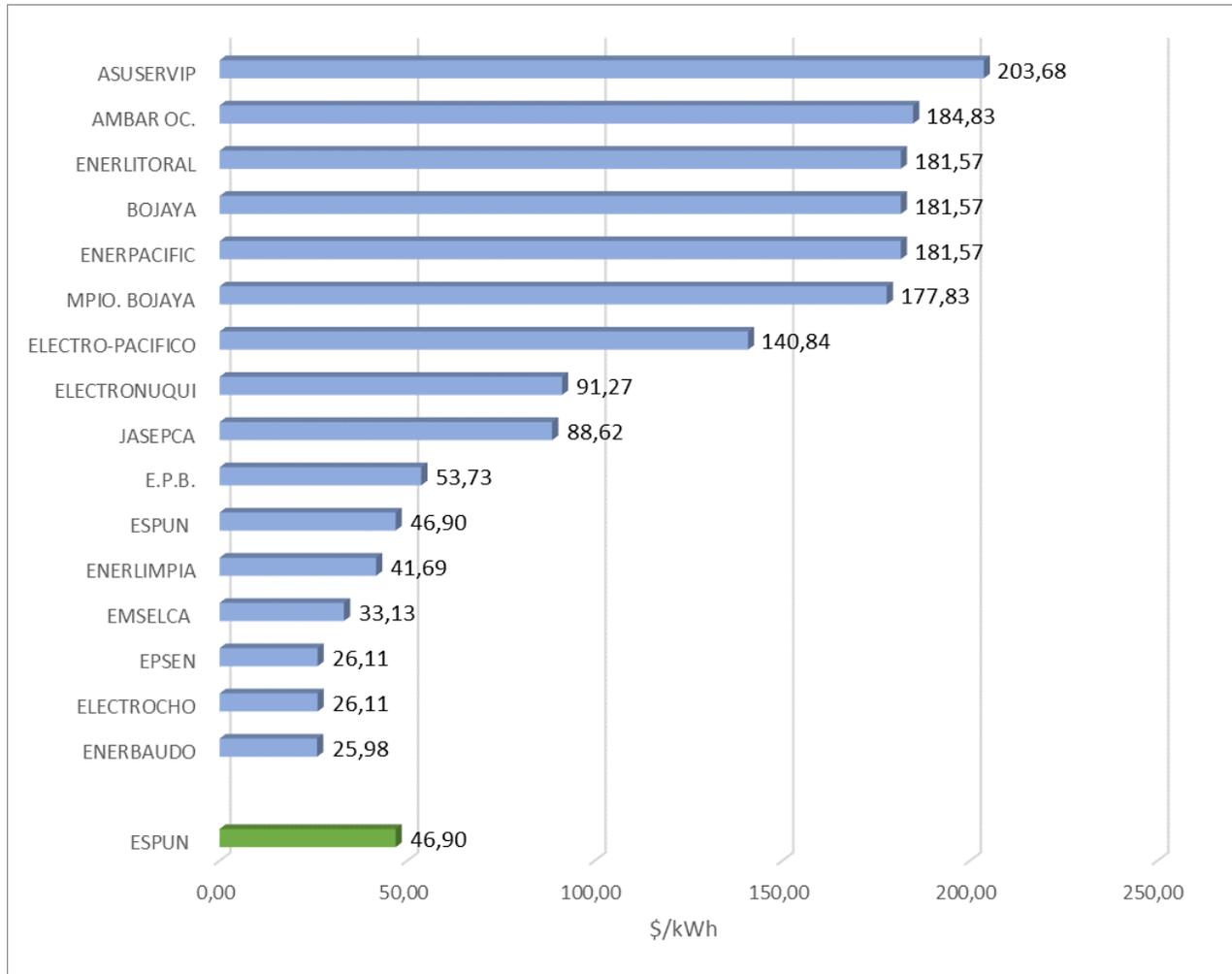
Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

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 y ASUSERVIP reportaron 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.

Figura 4 Comportamiento Componente (D) Territorial de Occidente



Fuente: SUI - Elaboración: DTGE-GZNI

¹ IPP: Índice de Precios al Productor



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 4,5% de los usuarios se les facturó de acuerdo con consumos promedio, al 71,8% de acuerdo a estimación y al 23,7% con base en diferencia de lecturas.

Tabla 5 Comportamiento del componente de Comercialización - Territorial Occidente

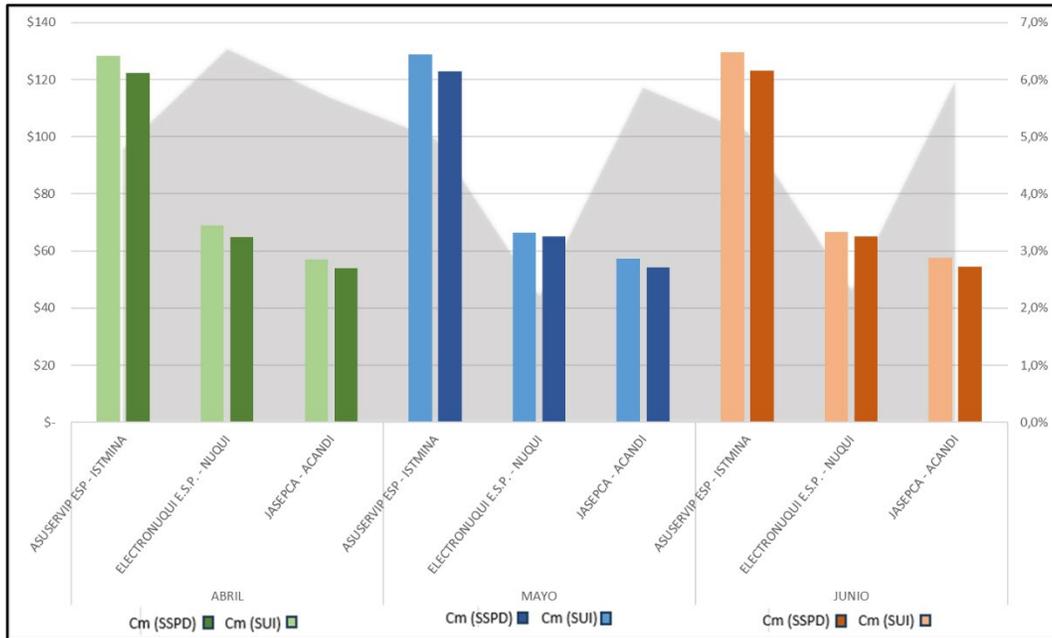
SIGLA	abril	mayo	junio
AMBAR OCCIDENTE ESP	112,0	112,0	113,0
ASUSERVIP ESP	128,0	129,0	130,0
BOJAYA	66,0	67,0	67,0
BOJAYA S.A. E.S.P.	128,0	129,0	129,0
E.P.B. S.A.E.S.P.	38,0	39,0	39,0
EAT ELECTROCHO	128,0	129,0	130,0
ELECTRONUQUI E.S.P.	69,0	66,0	67,0
ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	84,0	85,0	85,0
EMSELCA S.A.E.S.P.	46,0	46,0	47,0
ENERBAUDO E.S.P. S.A.S.	115,0	119,0	119,0
ENERLIMPIA S.A. E.S.P.	113,0	114,0	114,0
ENERLITORAL S.A.S. E.S.P.	105,0	106,0	106,0
ENERPACIFIC S.A.S. E.S.P.	114,0	114,7	115,3
EPSEN	166,0	167,0	168,0
ESPUN SA ESP	73,0	73,0	73,0
JASEPCA	57,0	57,0	58,0

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 13,6 % 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 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 segundo 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

Municipio / Empresa	Abril (\$/kWh)	Mayo (\$/kWh)	Junio (\$/kWh)
ACANDI			
EMSELCA	1.303,01	1.347,19	1.300,36
JASEPCA	1.276,70	1.279,40	1.285,06
BAGADO			
ELECTROCHOCO	1.450,78	1.453,83	1.459,27
BAHIA SOLANO			
E.P.B.	566,81	465,05	365,42
BAJO BAUDO			
ENERLIMPIA	1.413,46	1.415,10	1.428,67
ENERPACIFIC	2.201,20	2.144,60	2.259,68
EPSEN	1.826,64	1.830,31	1.836,48
BOJAYA			
MPIO. BOJAYA	1.621,22	1.655,42	1.650,06
BOJAYA	2.009,34	1.978,60	2.007,34
CONDOTO			
ENERPACIFIC	1.836,80	1.841,24	1.846,63
EL LITORAL DEL SAN JUAN			
ENERLITORAL	2.278,46	2.282,38	2.287,08
ISTMINA			
ASUSERVIP	2.107,77	2.118,46	2.119,60
LLORO			
ENERPACIFIC	1.983,85	1.988,83	1.994,17
MEDIO BAUDO			
ASUSERVIP	2.107,77	2.118,46	2.119,60
NOVITA			
EPSEN	1.826,64	1.830,31	1.836,48
NUQUI			
AMBAR OC.	2.106,02	2.142,52	2.125,47
ELECTRONUQUI	1.399,10	1.448,08	1.435,87
SAN JOSE DEL PALMAR			
ELECTROCHOCO	1.450,78	1.453,83	1.459,27
TURBO			
ESPUN	1.651,60	1.664,25	1.671,08

Municipio / Empresa	Abril (\$/kWh)	Mayo (\$/kWh)	Junio (\$/kWh)
UNGUIA			
ESPUN	1.651,60	1.664,25	1.671,08
JURADO			
ELECTRO-PACIFICO	1.808,84	1.813,64	1.819,80
ALTO BAUDO			
ENERBAUDO	1.653,06	1.674,66	1.691,55

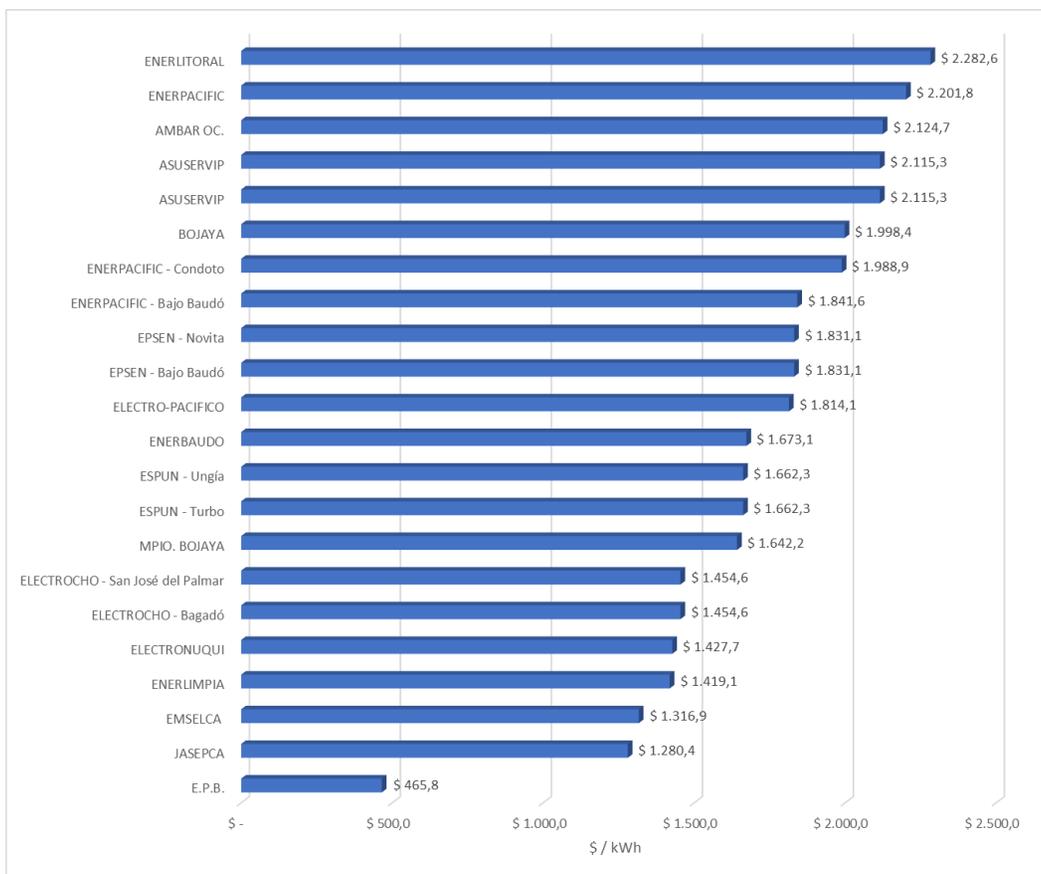
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se observa que, el comportamiento de los Costos Unitarios de Prestación del Servicio para el segundo trimestre de 2024 la empresa E.P.B., quien presta el servicio en el municipio de Bahía Solano, presentó una disminución en el valor del CUPS por lo que se requiere que tanto el prestador como el generador GENSA informen las razones de la variación presentada para este trimestre.

Es de anotar que este valor de fue E.P.B. quien presentó el CUPS más bajo con un valor promedio de 465,76 \$/kWh, así mismo, el mayor valor promedio que corresponde a la empresa ENERLITORAL por un valor de 2.282,64 \$/kWh, así, el CUPS de E.P.B. corresponde al 20% del valor de CUPS que reportó ENERLITORAL para el periodo analizado.

Por otra parte, se evidenció que las empresas ELECTROCHOCO, EPSSEN, ASUSERVIP y ESPUN reportan el mismo valor de CUPS para los diferentes municipios donde prestan el servicio de energía eléctrica, no obstante, es de tener en cuenta que este valor varía de acuerdo con la energía generada, la cantidad de usuarios, el valor de transporte del combustible y el consumo facturado medio para el año t-1, así las cosas, es muy baja la probabilidad de que los valores de CUPS sean iguales en dos mercados.

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 398,53 \$/kWh y fue el mercado de Vigía del Fuerte donde se presentó la tarifa más baja.

Tabla 7 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Occidente

Occidente	Promedio de Trimestre	Mercado Referente del SIN
ANTIOQUIA		
TURBO	398,80	ANTIOQUIA CREG 078/07
CHOCÓ		
ACANDI	398,79	CHOCO
BAGADO	398,80	CHOCO
BAHIA SOLANO	398,79	CHOCO
BAJO BAUDO	398,54	CHOCO
BOJAYA	398,79	CHOCO
CONDOTO	398,01	CHOCO
EL LITORAL DEL SAN JUAN	398,79	CHOCO
ISTMINA	398,79	CHOCO
LORO	398,01	CHOCO
MEDIO BAUDO	398,79	CHOCO
NOVITA	398,80	CHOCO
NUQUI	398,80	CHOCO
UNGUIA	398,80	CHOCO
SAN JOSE DEL PALMAR	398,80	CHOCO
JURADO	398,79	CHOCO
ALTO BAUDO	395,28	CHOCO

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

5.8. Subsidios

En esta territorial, para el segundo trimestre de 2024 el valor total de subsidios ascendió a 9.177.080.571 COP, de los cuales un 97.5% corresponden a subsidios del estrato 1 que ascendieron a 8.949.763.927 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado.

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

Mes	Abril		Mayo		Junio	
	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%
Estrato 1	\$ 2.893.688.019,2	\$ 1,0	\$ 3.037.646.738,3	\$ 1,0	\$ 3.018.429.169,8	\$ 0,9
Estrato 2	\$ 32.959.343,9	\$ 0,0	\$ 48.244.720,0	\$ 0,0	\$ 53.240.570,0	\$ 0,0

Mes	Abril		Mayo		Junio	
Oficial	\$ 50.378.670,0	\$ 0,0	\$ 48.920.723,6	\$ 0,0	\$ 48.427.853,3	\$ 0,0
Comercial - Ind.	\$ 55.539.595,4	\$ 0,0	\$ 53.942.196,8	\$ 0,0	\$ 59.182.688,4	\$ 0,0
Total	\$ 3.032.565.628,5	\$ 1,0	\$ 3.188.754.378,7	\$ 1,0	\$ 3.179.280.281,6	\$ 1,0

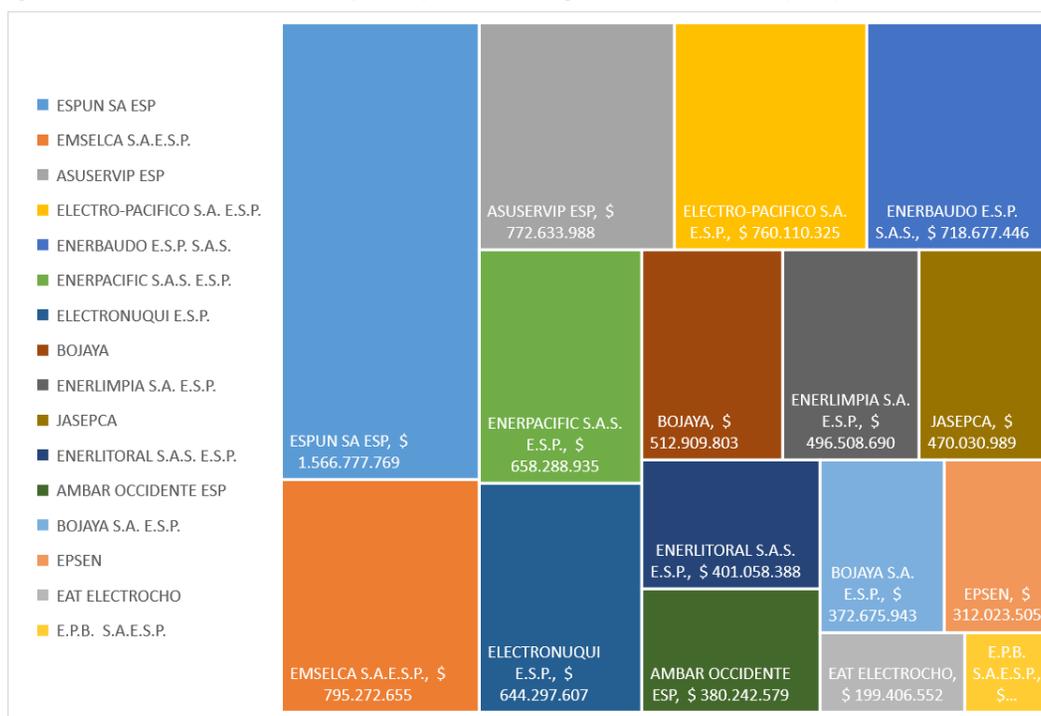
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Los subsidios reportados para el estrato 2 mostraron una tendencia de crecimiento en el trimestre analizado; por otra parte, los subsidios facturados para los usos comercial y oficial que tuvieron variaciones respecto del trimestre anterior, así:

- i) Los subsidios facturados para uso comercial correspondieron al 68,66% del trimestre anterior
- ii) Los subsidios facturados para uso comercial correspondieron al 45,16% del trimestre anterior.

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 segundo trimestre 2024 (COP) – Territorial Occidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se observa que las empresas ESPUN SA ESP, EMSELCA S.A. E.S.P. y ASUSERVIP ESP fueron las empresas que reportaron mayor porcentaje de subsidios aplicados para el trimestre, que registraron valores superiores a los 770 Millones de pesos cada una.

6. Territorial Suroriente

6.1. Cargo de Generación (G)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de generación para el segundo 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 segundo trimestre de 2024 reportaron información 10 empresas que prestan el servicio en los departamentos de Caquetá, Guaviare, Meta, Putumayo, Vaupés, y Vichada, atendiendo un promedio de, 207 localidades y 22501 suscriptores, lo que representa un 25,77% del total de los suscriptores atendidos en ZNI durante el periodo de análisis.

Tabla 9 Cargos Componente (G) Territorial Suroriente

Suroriente	Abril	Mayo	Junio	Promedio
CAQUETÁ	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
GENDECAR	1.578,38	1.583,53	1.582,23	1.581,38
GUAVIARE	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
MPIO MIRAFLORES	1.339,29	1.343,39	1.350,10	1.344,26
META	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
ELECTRIMAPIRI	1.238,20	1.247,61	1.254,83	1.246,88
PUTUMAYO	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
EMPOGUZMAN	1.099,38	1.199,05	1.201,73	1.166,72

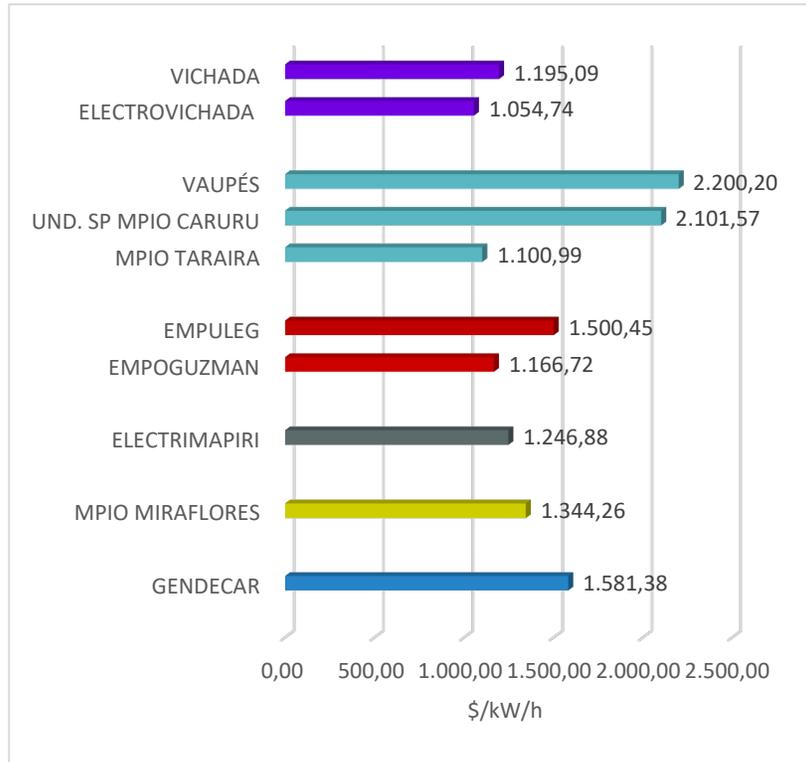
Surorientes	Abril	Mayo	Junio	Promedio
EMPULEG	1.447,70	1.754,57	1.299,07	1.500,45
VAUPÉS	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
MPIO TARAIRA	2.196,49	2.196,49	2.207,61	2.200,20
UND. SP MPIO CARURU	1.098,55	1.102,27	1.102,14	1.100,99
CEELVA S.A.S E.S.P.	1.848,26	2.004,27	2.452,18	2.101,57
VICHADA	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
ELECTROVICHADA	1.188,15	1.188,15	1.208,95	1.195,09
SIGLO XXI	1.111,59	1.022,16	1.030,48	1.054,74

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 CEELVA S.A.S. E.S.P. compra la energía al generador puro GENSA para atender la demanda de la cabecera municipal de Mitú. Cabe aclarar que en este caso al generador puro se le reconocen los costos reales mediante Resolución del MME 91873 del 2012.

Las empresas CEELVA S.A.S. E.S.P. y MPIO DE TARAIRA presentan 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 departamento del Vaupés obtienen el costo de transporte del combustible más alto en comparación con los restantes 11 grupos que cita tal anexo.

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



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

La actividad de generación eléctrica en los municipios de Puerto Leguizamo y Mitú se encuentra a cargo de Cedonar y Gensa respectivamente, dichos prestadores son clasificados como generadores puros, 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.

6.2. Combustible

Para el análisis de la información se toman los datos reportados al SUI mediante el formato IC6. Reporte Comercial Generadores Diésel, durante el segundo trimestre del 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 517.431 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; ahora bien, es necesario indicar que EMPULEG realiza la actividad de generación en localidades menores, sin embargo para el periodo de



reporte no se observó el cargue de información de uso de combustible usado por esta empresa para la generación en las citadas localidades.

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 17,17 kWh/gal para el mes de junio, en contraste, la empresa ELECTROVICHADA SA ESP presentó la eficiencia más baja con 5,85 kWh/gal en abril.

Tabla 10 Consumo combustible Territorial Suroriente

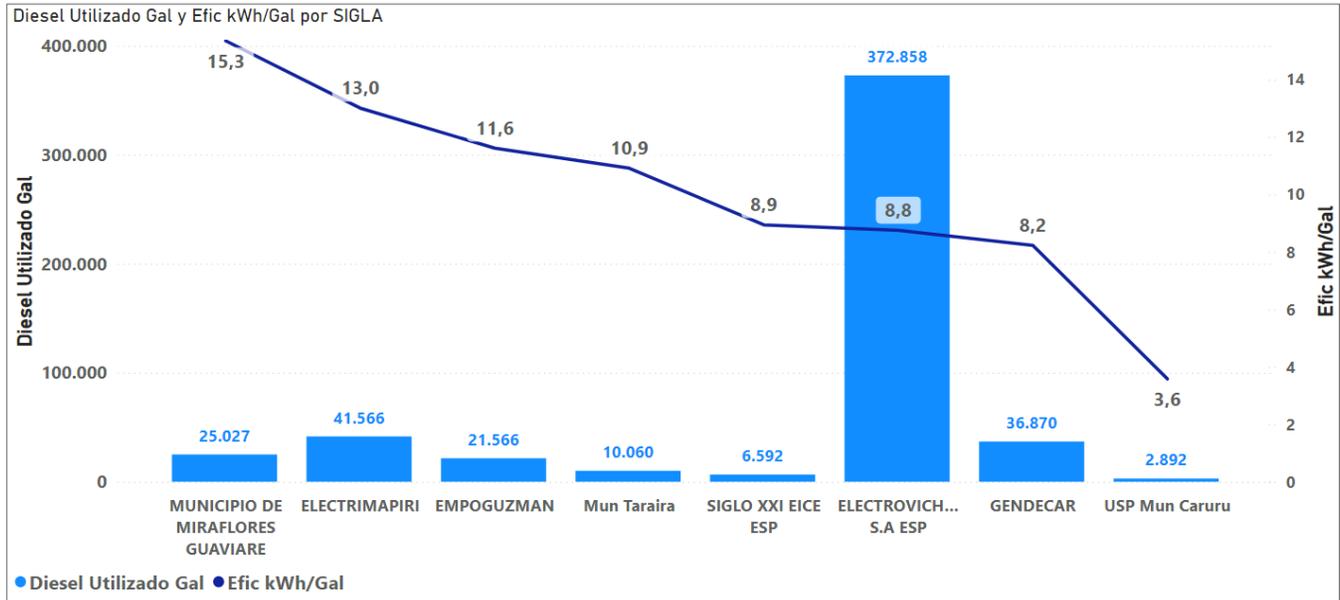
Mes SIGLA	abril		mayo		junio	
	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal
ELECTRIMAPIRI	14.351	12,85	14.033	12,99	13.182	13,19
ELECTROVICHADA S.A ESP	208.486	5,85	62.486	13,48	101.886	11,79
EMPOGUZMAN	0	NaN	6.008	11,60	15.558	11,61
GENDECAR	12.290	8,95	12.290	8,02	12.290	7,70
Mun Taraira	3.300	10,96	3.400	11,00	3.360	10,78
MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	8.828	13,89	8.828	15,28	7.371	17,17
SIGLO XXI EICE ESP	2.216	8,90	2.216	9,35	2.160	8,56
USP Mun Caruru	917	11,29	0		1.975	

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se observaron variaciones altas en el uso de combustible para ELECTROVICHADA SA ESP que pasó de 208.486 galones en abril a 62.486 galones en mayo, se presume que esta variación puede deberse a que las necesidades de generación de energía generada por Electrovichada 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. Por otra parte, la empresa EMPOGUZMAN que paso de usar 6.008 galones de combustible en mayo a 15.558 galones en junio. 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

La empresa ELECTROVICHADA reporta la mayor cantidad de Diésel utilizado que para el trimestre con un total de 372.858 galones de combustible para generar 3.263.348 kwh. 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.

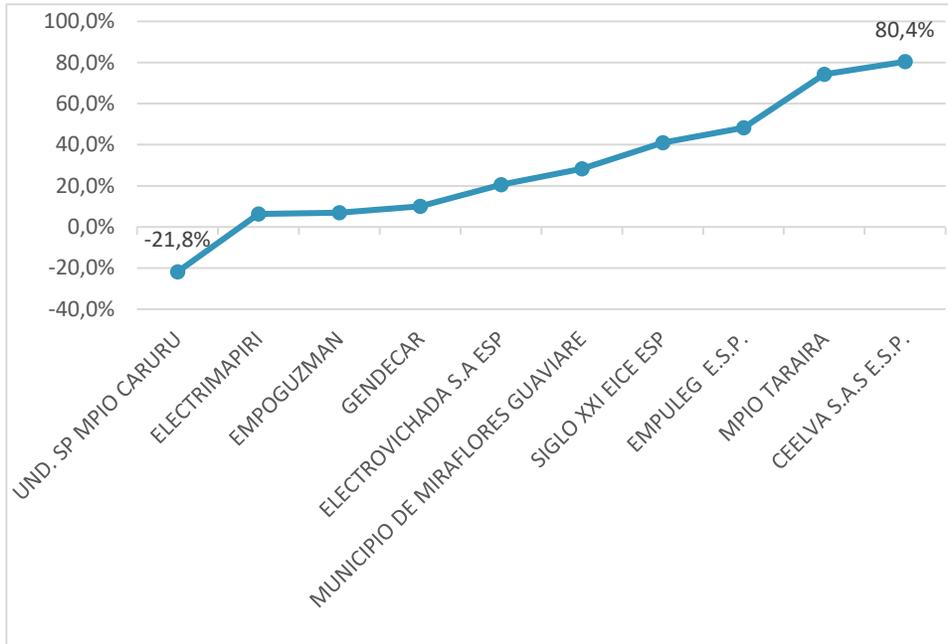
6.3. Pérdidas

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 segundo trimestre del año en curso, se puede concluir que es CEELVA S.A.S E.S.P. el prestador que presenta la gestión más desfavorable en el control de pérdidas, con un 80,4%% en el periodo; en contraste, el prestador ELECTRIMAPIRI presentó un mejor control de perdidas comerciales con 6,4%.

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



Figura 10 Comportamiento pérdidas Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Para el caso del Municipio de Caruru, las pérdidas son negativas dado que los reportes no están completos lo que impide el correcto análisis, lo anterior dado que solo reportó energía generada para abril, mientras que, para el mes de mayo reportó el formato IT3 como “Certificado No Aplica” y para el mes de junio no ha certificado información ante el SUI; por otra parte, respecto de la energía facturada solo certificó datos para los meses de abril y mayo mientras que para el mes de junio certificó la información como “Certificado No Aplica”. Así las cosas, la diferencia entre energía generada y energía facturada resulta ser negativo dado que para el periodo de análisis se obtiene mayor energía facturada que energía generada.

6.4. Componente de Distribución (D)

El análisis realizado al cargo de distribución para el segundo 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:

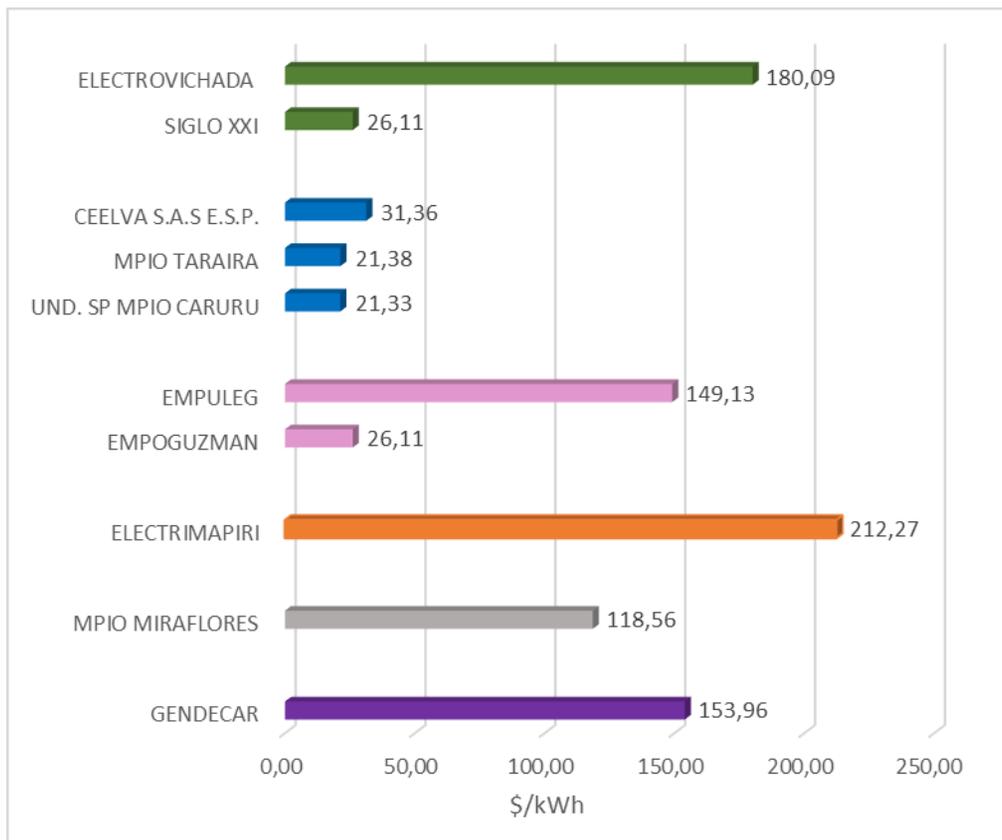
Tabla 11 Cargos Componente (D) Territorial Suroriente

Suroriente	Abril	Mayo	Junio	Promedio
CAQUETÁ	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
GENDECAR	155,32	154,03	152,54	153,96
GUAVIARE	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
MPIO MIRAFLORES	118,33	118,78	118,57	118,56
META	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
ELECTRIMAPIRI	212,04	212,70	212,07	212,27
PUTUMAYO	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
EMPOGUZMAN	26,06	26,16	26,11	26,11
EMPULEG	148,66	150,34	148,39	149,13
VAUPÉS	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
MPIO TARAIRA	21,35	21,35	21,43	21,38
UND. SP MPIO CARURU	21,18	21,43	21,39	21,33
CEELVA S.A.S E.S.P.	31,30	31,42	31,36	31,36
VICHADA	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
ELECTROVICHADA	179,52	179,52	181,22	180,09
SIGLO XXI	26,06	26,16	26,11	26,11

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Para el trimestre analizado, se observa que el prestador ELECTRIMAPIRI para el trimestre analizado reporta el cargo de distribución más alto a los valores máximos permitidos por la regulación (181,57 COP en promedio para el trimestre), se presume que, para el cálculo de esta componente, los prestadores puedan estar teniendo en cuenta los cargos de distribución del nivel de tensión 1 más la del nivel de tensión 2, así mismo, que estén teniendo en cuenta el 100% de la propiedad de activos cuando no le corresponda y/o que estén usando el IPP² definitivo.

Figura 11 Comportamiento Componente (D) Territorial Suroriente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZN

² IPP: Índice de Precios al Productor



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 7,7% de los usuarios se les facturó de acuerdo con consumos promedio, al 52,6% de acuerdo a estimación y al 39,7% con base en diferencia de lecturas.

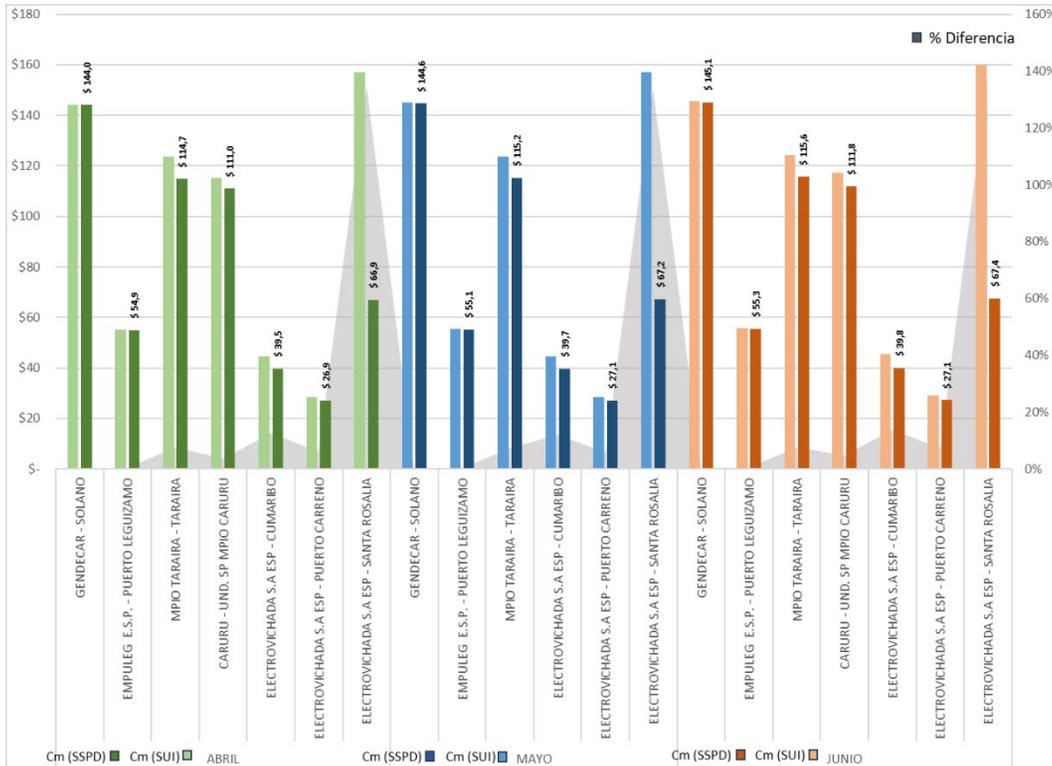
Tabla 12 Comportamiento del componente de Comercialización - Territorial suroriente

SIGLA	abril	mayo	junio
CEELVA S.A.S E.S.P.	57,0	58,0	58,0
ELECTRIMAPIRI	52,0	52,0	53,0
ELECTROVICHADA S.A ESP	76,7	76,7	78,0
EMPOGUZMAN	96,0	96,0	97,0
EMPULEG E.S.P.	55,0	55,0	56,0
GENDECAR	130,3	131,0	132,0
Mun Taraira	124,0	124,0	124,0
MUNICIPIO DE MIRAFLORES GUAVIARE	85,0	86,0	86,0
SIGLO XXI EICE ESP	44,0	44,0	44,0
USP Mun Caruru	115,0	117,0	117,0

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 50 % 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 segundo 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 Surorientado

Municipio – Empresa	Abril (\$/kWh)	Mayo (\$/kWh)	Junio (\$/kWh)
CARTAGENA DEL CHAIRA			
GENDECAR	1.699,44	1.689,19	1.671,29
CARURU			
UND. SP MPIO CARURU	1.356,99		1.363,18
CUMARIBO			
ELECTROVICHADA	1.214,82	1.214,82	1.269,01
LA PRIMAVERA			
SIGLO XXI	1.304,75	1.205,74	1.215,13
MAPIRIPAN			
ELECTRIMAPIRI	1.639,88	1.651,30	1.658,92
MIRAFLORES			
MPIO MIRAFLORES	1.691,51	1.697,02	1.704,62
MITU			
CEELVA S.A.S E.S.P.	2.142,23	2.316,04	2.813,90
PUERTO CARRENO			
ELECTROVICHADA	1.465,31	1.465,31	1.489,52
PUERTO GUZMAN			
EMPOGUZMAN	1.343,29	1.454,71	1.458,04
PUERTO LEGUIZAMO			
EMPULEG	1.812,24	2.155,21	1.647,38
SAN VICENTE DEL CAGUAN			
GENDECAR	2.020,20	2.036,87	2.041,65
SANTA ROSALIA			
ELECTROVICHADA	2.049,06	2.049,06	2.049,21
SOLANO			
GENDECAR	2.398,88	2.408,06	2.414,05
TARAIRA			
MPIO TARAIRA	2.585,45	2.585,45	2.598,62

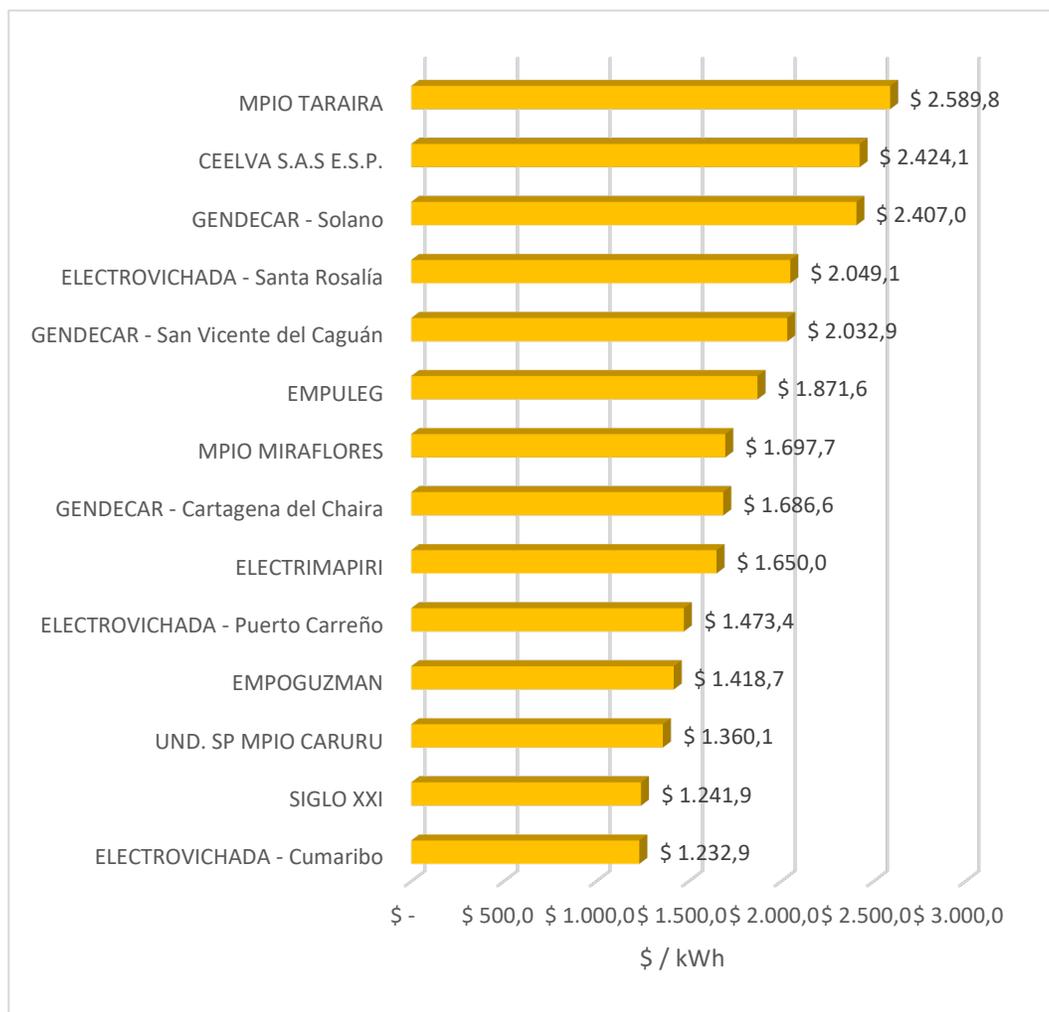
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En el municipio de Cumaribo se ubica el valor promedio del CUPS más bajo que corresponde a la empresa ELECTROVICHADA por un valor de 1.232,88 \$/kWh, por otro lado, el mayor valor promedio corresponde a la empresa MUNICIPIO DE TARAIRA por un valor de 2.589,84 \$/kWh, lo que equivale a una diferencia del 52,39%, lo anterior obedece a



que 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 364,96 \$/kWh y fue el mercado de Carurú - Vaupés donde se presentó la tarifa más baja.

Tabla 14 Tarifas Aplicadas Estrato 1 – Territorial Suroriente

Departamento - Municipio	Promedio Trimestre	Mercado Referente del SIN
CAQUETÁ		
CARTAGENA DEL CHAIRA	404,00	CAQUETÁ
SAN VICENTE DEL CAGUAN	404,00	CAQUETÁ
SOLANO	404,00	CAQUETÁ
GUAVIARE		
MIRAFLORES	318,20	GUAVIARE
META		
MAPIRIPAN	376,48	META
PUTUMAYO		
PUERTO GUZMAN	366,99	PUTUMAYO
PUERTO LEGUIZAMO	366,99	PUTUMAYO
VAUPÉS		
TARAIRA	320,48	GUAVIARE
CARURU	317,54	GUAVIARE
MITU	320,75	GUAVIARE
VICHADA		
CUMARIBO	380,73	ARAUCA
LA PRIMAVERA	367,90	ARAUCA
PUERTO CARRENO	380,73	ARAUCA
SANTA ROSALIA	380,73	ARAUCA

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



6.8. Subsidios

Para el segundo trimestre de 2024 en esta territorial, el valor total de subsidios ascendió a \$ 9.723.940.431 COP de los cuales, un 44,43% corresponden a subsidios del estrato 1 que ascendieron a \$ 4.320.335.743 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado

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

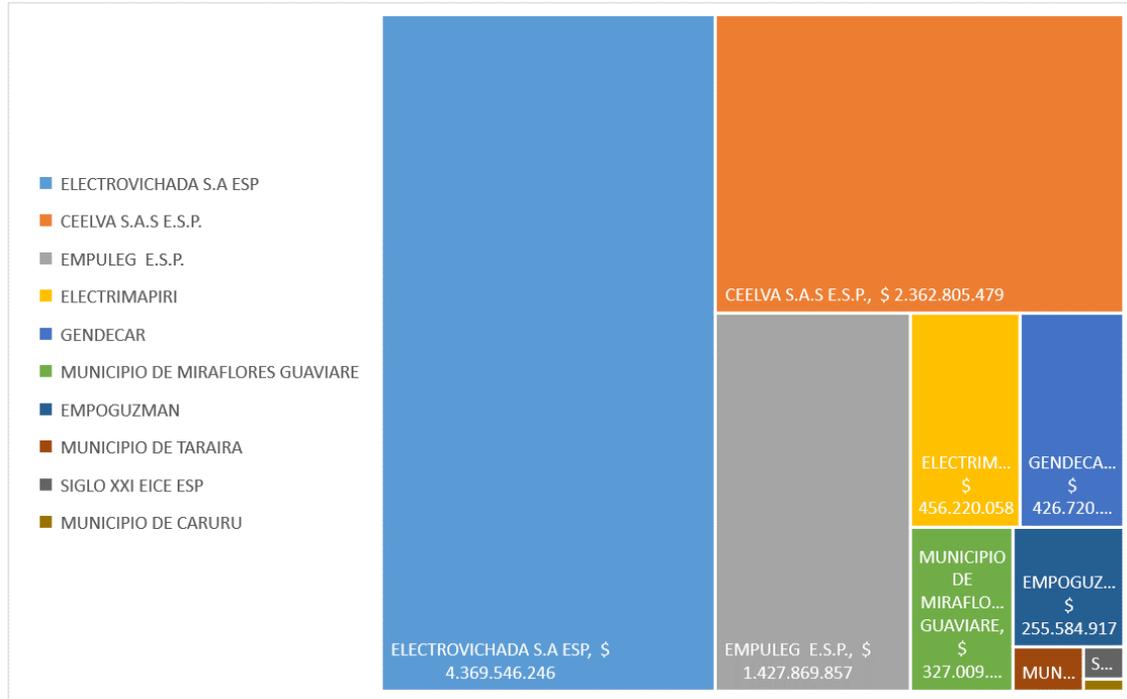
Mes	Abril		Mayo		Junio	
	Valor Subsidio \$	%	Valor Subsidio \$	%	Valor Subsidio \$	%
Estrato 1	1.396.122.898	44%	1.466.693.484	46%	1.457.519.361	44%
Estrato 2	433.969.951	14%	445.264.141	14%	389.095.214	12%
Estrato 3	24.943.284	1%	25.280.981	1%	21.910.546	1%
Oficial	996.536.679	31%	943.955.640	29%	1.112.911.662	33%
Comercial - Ind.	324.454.255	10%	338.454.071	11%	346.828.265	10%
Total	3.176.027.067	100%	3.219.648.317	100%	3.328.265.048	100%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Los subsidios reportados para el periodo no mostraron variaciones atípicas.

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

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



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se observa que la empresa ELECTROVICHADA S.A. ESP reportó \$ 4.369.546.246 COP en subsidios, siendo este el mayor valor para la territorial durante el trimestre analizado pues representa 1.85 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 44.95% del total de subsidios reportados para la territorial.

7. Territorial Suoccidente

7.1. Cargo de Generación (G)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de generación para el segundo 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 segundo trimestre de 2024 reportaron información 22 empresas que prestan el servicio en los departamentos de Cauca, Nariño y Valle del Cauca, atendiendo un promedio de, 664 localidades y 53.082 suscriptores, lo que representa un 34,56% del total de suscriptores atendidos en ZNI durante el periodo de análisis.

Tabla 16 Cargos Componente (G) Territorial Suroccidente

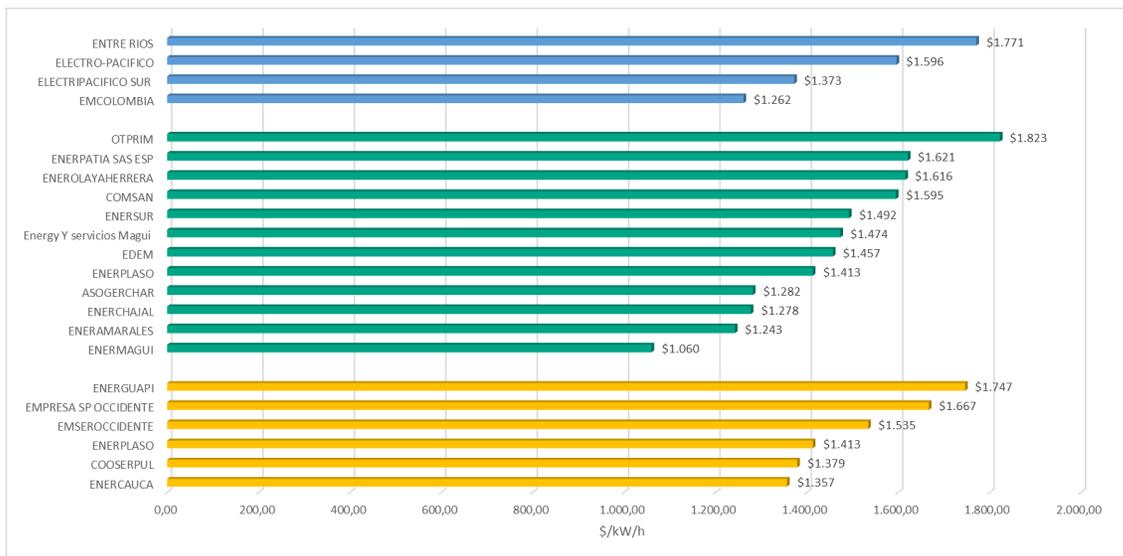
Suroccidente	Abril	Mayo	Junio	Promedio
CAUCA	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
COOSERPUL	1.373,23	1.376,82	1.387,58	1.379,21
ENERCAUCA	1.351,04	1.355,56	1.363,66	1.356,75
ENERGUAPI	1.741,26	1.750,05	1.748,39	1.746,57
ENERPLASO	1.412,32	1.412,22	1.415,01	1.413,18
EMSEROCCIDENTE	1.534,45	1.536,08	1.533,08	1.534,54
EMPRESA SP OCCIDENTE	1.661,60	1.667,60	1.672,37	1.667,19
NARIÑO	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
ENERCHAJAL	1.275,83	1.278,18	1.278,68	1.277,56
ENEROLAYAHERRERA	1.610,61	1.617,92	1.619,00	1.615,84
ENERPLASO	1.412,32	1.412,22	1.415,01	1.413,18
ENERSUR	1.488,80	1.492,05	1.496,64	1.492,50
EDEM	1.452,45	1.458,25	1.460,79	1.457,16
ENERAMARALES	1.236,80	1.239,02	1.251,97	1.242,60
ENERMAGUI	1.058,16	1.058,53	1.064,14	1.060,28
ASOGERCHAR	1.278,48	1.279,92	1.288,14	1.282,18
COMSAN	1.569,87	1.607,85	1.607,68	1.595,13
Energy Y servicios Magui	1.470,47	1.474,21	1.476,14	1.473,61
OTPRIM	1.817,49	1.824,20	1.827,30	1.823,00
ENERPATIA SAS ESP	1.613,96	1.619,69	1.630,00	1.621,22
VALLE DEL CAUCA	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
EMCOLOMBIA	1.258,10	1.261,75	1.265,28	1.261,71
ELECTRO-PACIFICO	1.425,69	1.929,17	1.434,62	1.596,49
ELECTRIPACIFICO SUR	1.367,81	1.372,97	1.377,20	1.372,66

Suroccidente	Abril	Mayo	Junio	Promedio
ENTRE RIOS	1.765,80	1.772,42	1.775,32	1.771,18

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

En la Tabla anterior se evidencia que la empresa ENERPLASO aplica 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 segundo trimestre del 2024 evidenciando lo siguiente:

Para la territorial Suroccidente se cuenta con un reporte de información en el SUI de 19 empresas prestadoras, quienes tienen un consumo de 881.460 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 ENERMAGUI S.A. E.S.P alcanzó durante el trimestre una eficiencia de 14,18 kWh/gal, caso contrario la empresa E.A.T. ENERAMARALES E.S.P. presenta una eficiencia 7,16 kWh/gal para el trimestre.

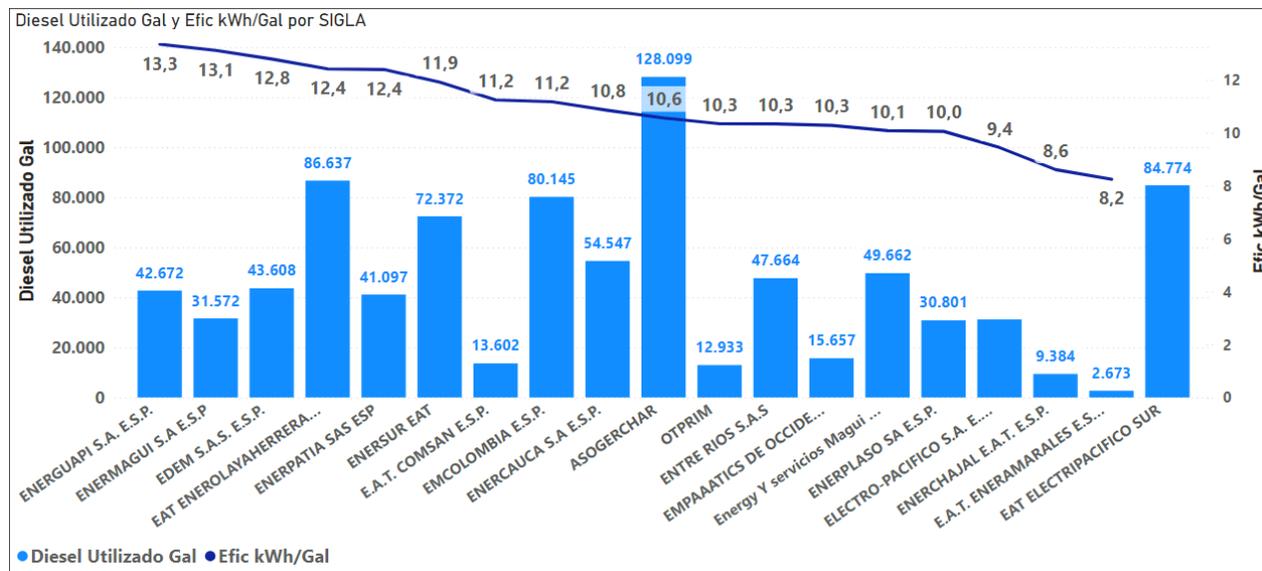
Tabla 17 Consumo combustible Territorial Suroccidente

Mes SIGLA	abril		mayo		junio	
	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal
ASOGERCHAR	43.088	10,32	43.088	11,04	41.923	10,29
E.A.T. COMSAN E.S.P.	4.534	10,82	4.534	11,67	4.534	11,21
E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	891	7,16	891	7,64	891	9,92
EAT ELECTRIPACIFICO SUR	28.258		28.258		28.258	
EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	28.879	12,32	28.879	12,69	28.879	12,21
EDEM S.A.S. E.S.P.	14.536	12,58	14.536	13,15	14.536	12,62
ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	10.387	9,81	10.387	8,57	10.387	9,93
EMCOLOMBIA E.S.P.	26.715	11,21	26.715	11,51	26.715	10,79
EMPAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P	5.195	10,28	5.321	10,28	5.141	10,26
ENERCAUCA S.A E.S.P.	18.339	10,70	18.339	11,18	17.869	10,65
ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P.	3.128	8,62	3.128	8,49	3.128	8,69
ENERGUAPI S.A. E.S.P.	14.224	13,08	14.224	13,55	14.224	13,39
Energy Y servicios Magui S.A.S E.S. P	16.554	10,02	16.554	10,49	16.554	9,71
ENERMAGUI S.A E.S.P	10.524	12,72	10.524	14,18	10.524	12,41
ENERPATIA SAS ESP	13.699	11,84	13.699	12,87	13.699	12,45
ENERPLASO SA E.S.P.	10.267	9,95	10.267	10,14	10.267	10,06
ENERSUR EAT	24.124	11,54	24.124	12,15	24.124	12,02
ENTRE RIOS S.A.S	15.888	10,34	15.888	10,34	15.888	10,32
OTPRIM	4.311	10,33	4.311	10,33	4.311	10,35

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

No se evidencia cálculo de eficiencia en el uso de combustible para la empresa EAT ELECTRIPACIFICO SUR, 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 Suroccidente



Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

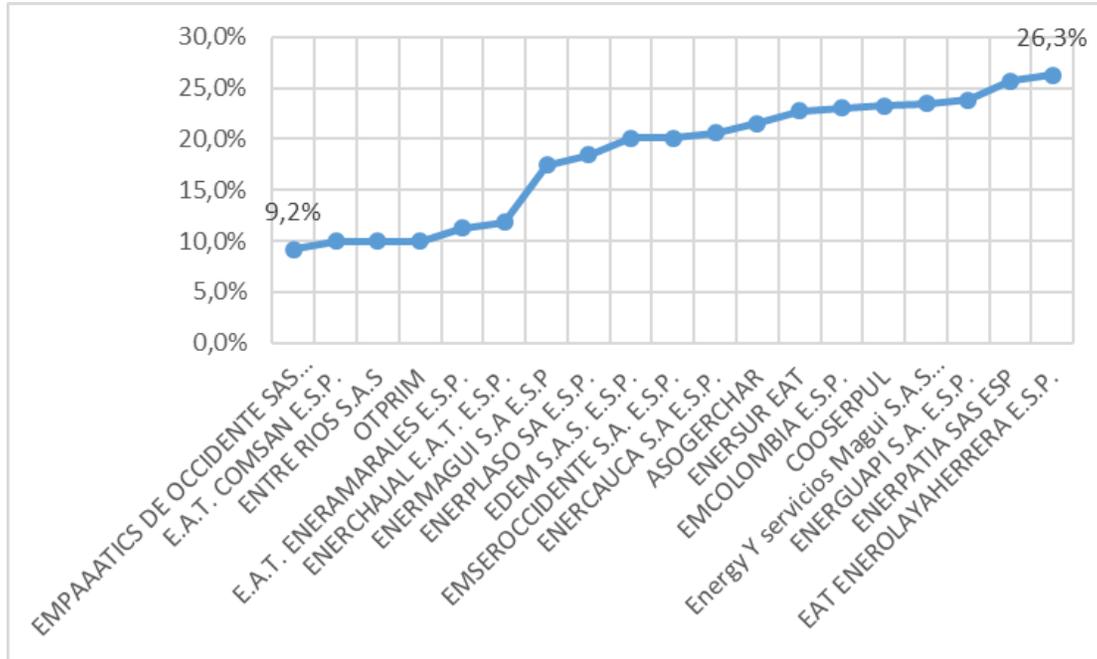
La empresa ASOGERCHAR reporta la mayor cantidad de Diésel utilizado que para el trimestre con un total de 129.119 galones de combustible para generar 1.360.221 kwh.

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 segundo trimestre del año en curso, se puede concluir que es EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P. el prestador que presenta la gestión más desfavorable en el control de pérdidas, con un 26,3% en el periodo; en contraste, el prestador EMPAAATICS DE OCCIDENTE SAS E.S.P presentó un mejor control de perdidas comerciales con 9,2%.

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 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 segundo 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 certificar 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

Suroccidente	Abril	Mayo	Junio	Promedio
CAUCA	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
COOSERPUL	159,34	161,26	161,23	160,61
ENERCAUCA	146,07	146,55	149,60	147,41
ENERGUAPI	203,27	203,70	203,83	203,60
ENERPLASO	122,05	121,34	120,81	121,40
EMSEROCCIDENTE	185,91	186,96	186,08	186,32
EMPRESA SP OCCIDENTE	181,22	181,90	181,59	181,57
NARIÑO	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
ENERCHAJAL	140,53	141,06	140,82	140,80
ENEROLAYAHERRERA	190,33	190,81	190,42	190,52
ENERPLASO	122,05	121,34	120,81	121,40
ENERSUR	208,29	209,08	208,71	208,69
EDEM	203,03	203,84	203,45	203,44
ENERAMARALES	193,48	194,21	193,87	193,85
ENERMAGUI	28,70	28,81	28,76	28,76
ASOGERCHAR	117,77	120,58	118,80	119,05
COMSAN	28,87	29,43	29,38	29,23
Energy Y servicios Magui	199,59	200,34	200,00	199,98
OTPRIM	181,22	181,90	181,59	181,57
ENERPATIA SAS ESP	199,59	200,34	200,00	199,98
VALLE DEL CAUCA	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
EMCOLOMBIA	200,30	201,12	200,95	200,79
ELECTRO-PACIFICO	140,63	141,06	140,82	140,84
ELECTRIPACIFICO SUR	181,22	181,90	181,59	181,57
ENTRE RIOS	181,22	181,90	181,59	181,57

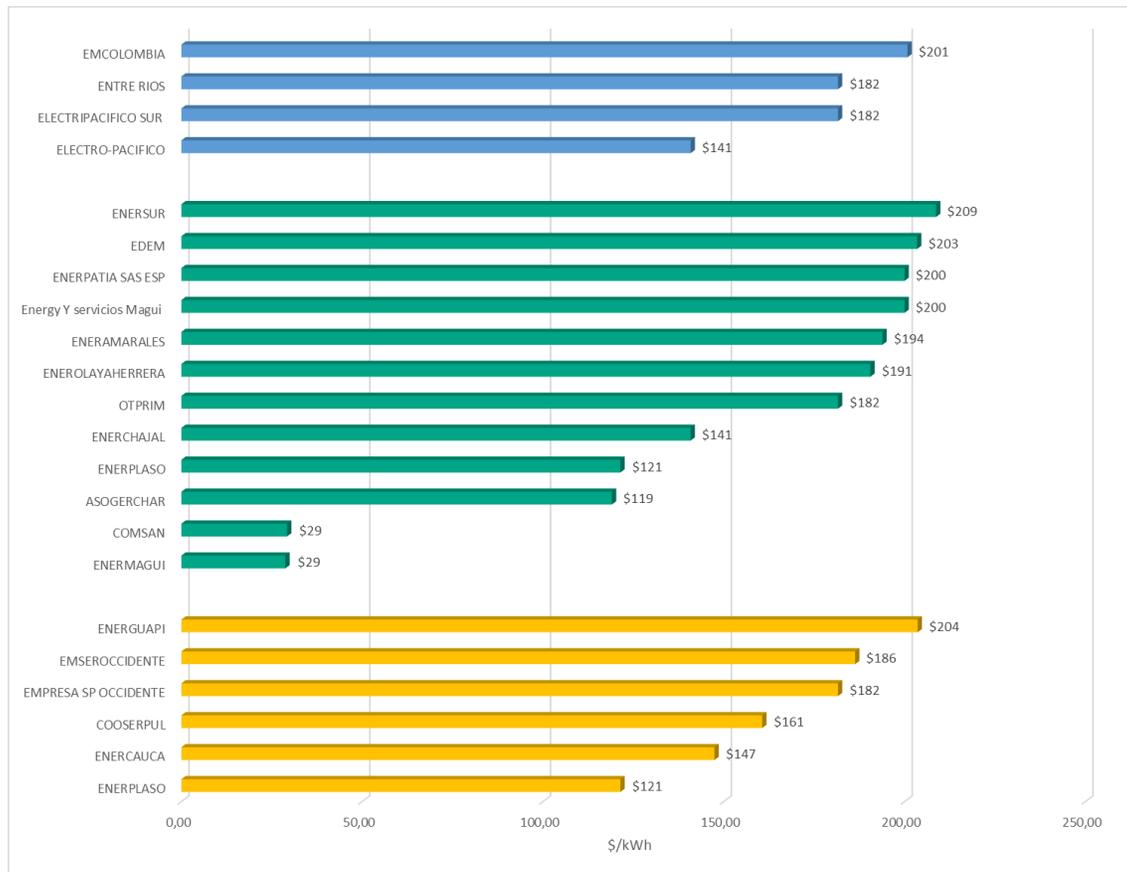
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se encuentra que ENERPLASO 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, ENEROLAYAHERRERA, ENERSUR, EDEM, ENERAMARALES, Energy Y servicios Magui, ENERPATIA SAS ESP, 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*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 96,2% de los usuarios se les facturó de acuerdo a estimación y al 3,8% con base en diferencia de lecturas; por esta territorial no se observaron mediciones de acuerdo con consumos promedio para el trimestre analizado.

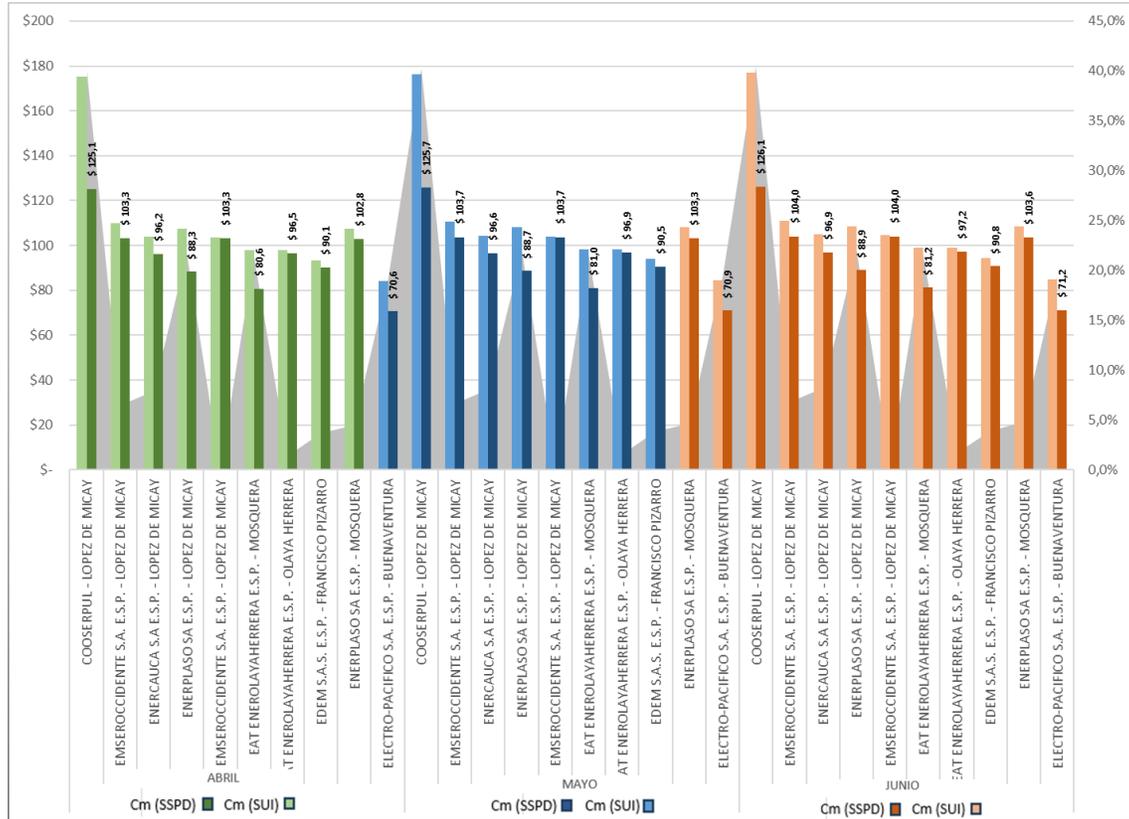
Tabla 19 Comportamiento del componente de Comercialización - Territorial suroccidente

SIGLA	abril	mayo	junio
ASOGERCHAR	98,0	99,0	99,0
E.A.T. COMSAN E.S.P.	178,0	184,0	185,0
E.A.T. ENERAMARALES E.S.P.	257,0	259,0	260,0
EAT ENEROLAYAHERRERA E.S.P.	98,0	98,0	99,0
EDEM S.A.S. E.S.P.	93,0	94,0	94,0
ELECTRO-PACIFICO S.A. E.S.P.	84,0	85,0	85,0
EMCOLOMBIA E.S.P.	99,0	100,0	100,0
ENERCAUCA S.A E.S.P.	104,0	104,0	105,0
ENERCHAJAL E.A.T. E.S.P.	110,0	111,0	112,0
ENERGUAPI S.A. E.S.P.	131,0	132,0	132,0
Energy Y servicios Magui S.A.S E.S. P	121,0	122,0	123,0
ENERMAGUI S.A E.S.P	120,0	121,0	121,0
ENERPATIA SAS ESP	83,0	84,0	84,0
ENERPLASO SA E.S.P.	107,0	108,0	109,0
ENERSUR EAT	93,0	94,0	94,0
ENTRE RIOS S.A.S	114,0	115,0	115,0
OTPRIM	106,0	107,0	107,0

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 35,71 % 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 segundo 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

Municipio – Empresa	Abril (\$/kWh)	Mayo (\$/kWh)	Junio (\$/kWh)
BUENAVENTURA			
EMCOLOMBIA	1.697,29	1.702,75	1.706,93
ELECTRO-PACIFICO	1.808,84	2.369,19	1.819,80
ELECTRIPACIFICO SUR	1.798,85	1.805,85	1.810,65
ENTRE RIOS	2.257,06	2.265,78	2.269,17
EL CHARCO			
ENERSUR	1.955,76	1.960,71	1.965,84
ASOGERCHAR	1.636,42	1.641,41	1.649,18
GUAPI			
ENERGUAPI	2.269,07	2.280,05	2.278,89
LA TOLA			
ENERPLASO	1.798,71	1.798,53	1.801,55
ENERAMARALES	1.824,72	1.829,45	1.844,59
LOPEZ DE MICAY			
COOSERPUL	1.860,37	1.867,32	1.880,00
ENERCAUCA	1.750,98	1.757,08	1.769,58
ENERPLASO	1.798,71	1.798,53	1.801,55
EMSEROCCIDENTE	2.000,77	2.004,29	2.000,54
EMPRESA SP OCCIDENTE	2.130,89	2.138,86	2.144,29
MOSQUERA			
ENEROLAYAHERRERA	2.077,73	2.086,91	2.088,13
ENERPLASO	1.798,71	1.798,53	1.801,55
EDEM	1.910,30	1.918,12	1.920,94
OLAYA HERRERA			
ENEROLAYAHERRERA	2.077,73	2.086,91	2.088,13
COMSAN	1.951,63	2.000,35	2.000,89
ROBERTO PAYAN			
ENEROLAYAHERRERA	2.077,73	2.086,91	2.088,13
ENERPATIA SAS ESP	2.076,01	2.083,62	2.095,09
SAN ANDRES DE TUMACO			
ENERCHAJAL	1.668,50	1.672,29	1.673,08
EDEM	1.910,30	1.918,12	1.920,94
TIMBIQUI			

Municipio – Empresa	Abril (\$/kWh)	Mayo (\$/kWh)	Junio (\$/kWh)
ENERCAUCA	1.750,98	1.757,08	1.769,58
EMSEROCCIDENTE	2.000,77	2.004,29	2.000,54
MAGUI			
ENERMAGUI	1.324,08	1.325,66	1.332,50
Energy Y servicios Magui	1.954,81	1.960,43	1.962,76
FRANCISCO PIZARRO			
EDEM	1.910,30	1.918,12	1.920,94
BARBACOAS			
OTPRIM	2.306,74	2.315,52	2.319,09

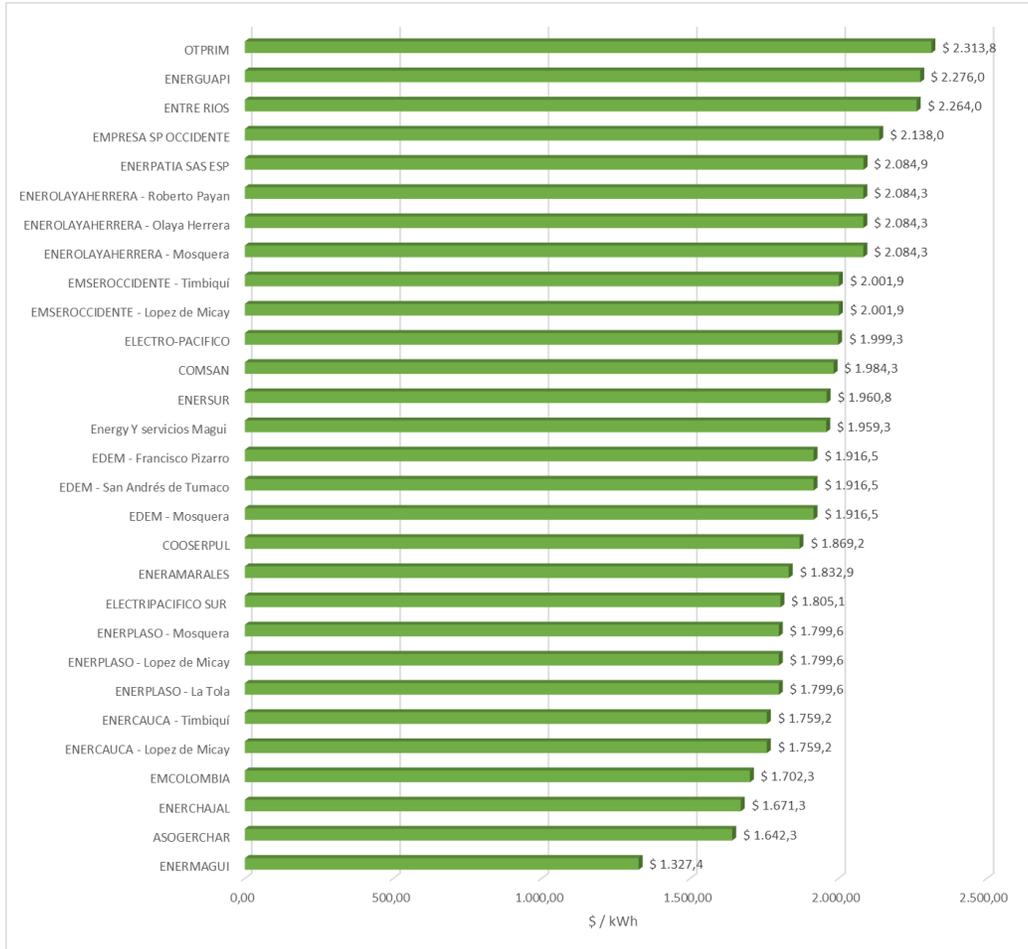
Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se evidencia que las empresas ENERPLASO, ENERCAUCA, EMSEROCCIDENTE, ENEROLAYAHERRERA y EDEM 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 MAGUI se ubica el valor promedio del CUPS más bajo que corresponde a la empresa ENERMAGUI por un valor de 1.327,42 \$/kWh, por otro lado, el mayor valor promedio corresponde a la empresa OTPRIM por un valor de 2.313,78 \$/kWh, así, el CUPS de MAGUI corresponde al 57% del valor de CUPS que reportó OTPRIM 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 407,5 \$/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 Suroccidente

Departamento - Municipio	Promedio Trimestre	Mercado Referente del SIN
CAUCA		
GUAPI	425,43	CAUCA
LOPEZ DE MICAY	425,43	CAUCA
TIMBIQUI	425,43	CAUCA
NARIÑO		
EL CHARCO	408,72	NARINO
LA TOLA	408,72	NARINO
MOSQUERA	408,72	NARINO
OLAYA HERRERA	408,72	NARINO
SAN ANDRES DE TUMACO	379,34	NARINO
ROBERTO PAYAN	408,72	NARINO
MAGUI	408,72	NARINO
FRANCISCO PIZARRO	408,72	NARINO
BARBACOAS	394,90	NARINO
VALLE DEL CAUCA		
BUENAVENTURA	385,89	VALLE DEL CAUCA

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

7.8. Subsidios

Para el segundo 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 – Segundo trimestre de 2024 (COP - %) – Territorial Suroccidente

Mes	Abril		Mayo		Junio	
	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%
Estrato 1	\$ 4.845.600.762,0	99,8%	\$ 4.943.940.282,1	99,8%	\$ 4.843.580.313,2	99,8%
Oficial	\$ 6.864.093,2	0,1%	\$ 7.908.146,4	0,2%	\$ 6.347.626,6	0,1%
Comercial - Ind.	\$ 1.427.175,5	0,0%	\$ 1.710.165,8	0,0%	\$ 1.852.880,0	0,0%
Total	\$ 4.853.892.030,7	100,0%	\$ 4.953.558.594,3	100,0%	\$ 4.851.780.819,7	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 suroccidente.

Figura 21 Distribución de subsidios por empresa en el segundo 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 Nororiente

8.1. Cargo de Generación (G)

El análisis realizado del comportamiento del cargo de generación para el segundo 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 Nororiental, durante el segundo trimestre de 2024 reportó información la empresa Soling del Sinú S.A.S. E.S.P. que presta el servicio en el departamento de Bolívar, atendiendo un promedio de, 6 localidades y 791 suscriptores, lo que representa el 0,52% del total de suscriptores atendidos en ZNI durante el periodo de análisis.

Tabla 23 Cargos Componente (G) Territorial Nororiental

Nororiental	Abril	Mayo	Junio	Promedio
BOLÍVAR	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SOLINGDELSINU	902,23	904,14	903,47	903,28

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Al ser una única empresa prestadora la que reportó y certificó información para el periodo de análisis, no se realiza un análisis de comparación entre prestadores.

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 segundo trimestre del 2024 evidenciando que se cuenta con un reporte de información en el SUI para una empresa la cual tuvo un consumo de 18.471 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 Nororiental

Mes	abril		mayo		junio	
	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal	Diesel Utilizado Gal	Efic kWh/Gal
SIGLA						
SOLINGDELSINU	6.231	11,92	6.357	11,92	5.883	11,99

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI



Se observó un comportamiento estable en el uso de combustible y en las eficiencias calculadas para cada mes de prestación en el trimestre analizado.

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 segundo trimestre del año en curso, de esta información se observó que las pérdidas para el periodo analizado fueron de 2,1%.

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 segundo trimestre del año 2024, se basó en el mercado donde Soling del Sinú S.A.S. E.S.P. opera redes 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

Nororiente	Abril	Mayo	Junio	Promedio
BOLÍVAR	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh	\$/kWh
SOLINGDELSINU	29,32	29,43	29,38	29,38

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Se observó que el componente de Distribución calculado y certificado ante el SUI por Soling del Sinú S.A.S. E.S.P. está dentro de los valores máximos permitidos por la regulación, se presume que, el prestador tuvo en cuenta los cargos de distribución del 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, de la información certificada por la empresa Soling del Sinú S.A.S. E.S.P., el 100% de los usuarios se les facturó de acuerdo a diferencia de lecturas.

Tabla 26 Comportamiento del componente de Comercialización - Territorial Nororiente

SIGLA	abril	mayo	junio
SOLINGDELSINU	101,0	102,0	102,0

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 prestador reportó valores superiores a los máximos permitidos por la regulación.

⁴ IPP: Índice de Precios al Productor



8.6. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CUPS)

El análisis realizado del comportamiento del Costo Unitario de Prestación del Servicio para el segundo trimestre del año 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 Nororiente

Municipio – Empresa	Abril (\$/kWh)	Mayo (\$/kWh)	Junio (\$/kWh)
CARTAGENA DE INDIAS			
SOLINGDELSINU	1.133,01	1.135,84	1.135,48

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 450,67 \$/kWh.

Tabla 28 Tarifas Aplicadas Estrato 1 Territorial Nororiental

Departamento - Municipio	Promedio Trimestre	Mercado Referente del SIN
BOLÍVAR		
CARTAGENA DE INDIAS	450,67	CARIBE MAR

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

8.8. Subsidios

Para el segundo 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 \$ 105.178.977 COP. A continuación, se presenta el comportamiento de los subsidios para esta territorial durante el trimestre analizado

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

Mes	Abril		Mayo		Junio	
	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%
Estrato 1	\$ 34.017.538,7	98,7%	\$ 36.998.687,5	97,9%	\$ 34.162.750,9	97,4%
Oficial	\$ 259.050,2	0,8%	\$ 269.588,0	0,7%	\$ 272.575,6	0,8%
Comercial - Ind.	\$ 178.306,8	0,5%	\$ 516.475,2	1,4%	\$ 622.097,7	1,8%
Total	\$ 34.454.895,7	100,0%	\$ 37.784.750,7	100,0%	\$ 35.057.424,2	100,0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Los subsidios reportados para el periodo no mostraron variaciones atípicas.

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	abril		mayo		junio	
	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	85.929	12,21	93.231	12,10	86.459	11,93
▣ GENSA S.A. ESP BAHIA CUPICA	3.752	13,29	505	12,95	429	12,93
CABECERA MUNICIPAL DE MITU	92.828	14,09	89.508	14,07	77.861	14,01
CIUDAD MUTIS - CABECERA MUNICIPAL	34.539	13,31	26.140	13,03	15.477	12,74
INIRIDA-CABECERA MUNICIPAL	160.412	13,17	158.773	13,10	146.543	13,05

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

Para el periodo analizado, se observó que la eficiencia promedio más alta fue de 14.05 kWh/gal en la Cabecera Municipal de Mitú, caso contrario en el municipio Puerto Leguizamo donde la eficiencia promedio fue de 12,08 kWh/gal, esto es un 15% menos de eficiencia en comparación con la GENSA en Mitú - Vaupés.

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 segundo trimestre del año 2024, se encontró que las empresas ENAM y SOPESA, prestan el servicio en 13 municipios y 41 localidades atendiendo a 39.383 suscriptores en promedio que representan el 27,93% del total analizado.

Para el segundo 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 segundo Trimestre 2024 – ASE

ASES	Promedio de Trimestre	Mercado Referente ASES
AMAZONAS		
LETICIA	354,33	ASES
PUERTO NARINO	354,33	ASES
EL ENCANTO	354,33	ASES
LA CHORRERA	354,33	ASES
LA PEDRERA	354,33	ASES
LA VICTORIA	354,33	ASES
MIRITI - PARANA	354,33	ASES
PUERTO ALEGRIA	354,33	ASES
PUERTO ARICA	354,33	ASES
PUERTO SANTANDER	354,33	ASES
TARAPACA	354,33	ASES
ARCHIPIÉLAGO DE SAN ANDRÉS, PROVIDENCIA Y SANTA CATALINA		
PROVIDENCIA	322,87	ASES
SAN ANDRES	322,87	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 segundo trimestre de 2024.

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

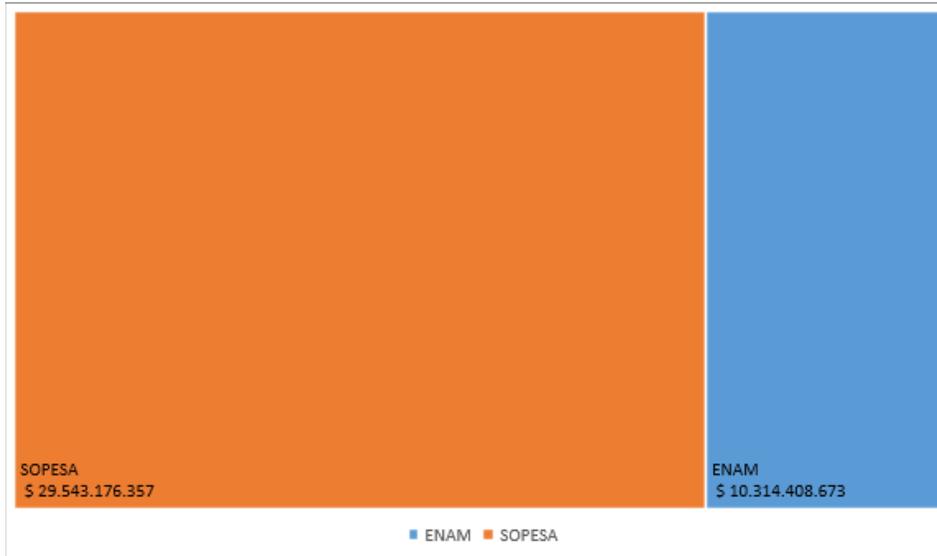
Mes	abril		mayo		junio	
Estrato-Uso	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%
Estrato 1	\$1.523.388.279	11,9%	\$1.578.627.811	11,9%	\$1.605.078.314	11,7%
Estrato 2	\$2.218.711.640	17,3%	\$2.270.095.318	17,1%	\$2.382.384.281	17,3%
Estrato 3	\$1.725.212.760	13,4%	\$1.773.018.133	13,4%	\$1.853.571.281	13,5%
Estrato 4	\$266.124.810	2,1%	\$267.364.669	2,0%	\$282.401.020	2,1%
Estrato 5	\$157.390.606	1,2%	\$142.875.920	1,1%	\$152.900.201	1,1%
Estrato 6	\$23.030.152	0,2%	\$22.385.997	0,2%	\$23.089.726	0,2%
Industrial	\$174.927.247	1,4%	\$205.063.502	1,5%	\$193.921.097	1,4%
Comercial	\$4.950.682.770	38,5%	\$5.034.950.686	38,0%	\$5.321.151.363	38,7%
Oficial	\$1.076.912.203	8,4%	\$1.191.340.479	9,0%	\$1.179.630.967	8,6%
Sector Bombeo de agua	\$64.857.738	0,5%	\$67.481.556	0,5%	\$69.994.369	0,5%
Especial Educativo	\$137.648.148	1,1%	\$155.219.271	1,2%	\$136.965.752	1,0%
Especial Asistencia	\$222.627.900	1,7%	\$251.516.966	1,9%	\$241.727.855	1,8%
Provisional	\$139.977.895	1,1%	\$141.938.080	1,1%	\$150.467.434	1,1%
Alumbrado público	\$169.527.770	1,3%	\$152.162.366	1,1%	\$159.240.698	1,2%
Total	\$12.851.019.918	100,0%	\$13.254.040.754	100,0%	\$13.752.524.358	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 segundo trimestre de 2024 en las ASE. Los subsidios facturados para el trimestre muestran que SOPESA certifica aproximadamente el 74,12% de los subsidios y ENAM el 25,88%.

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

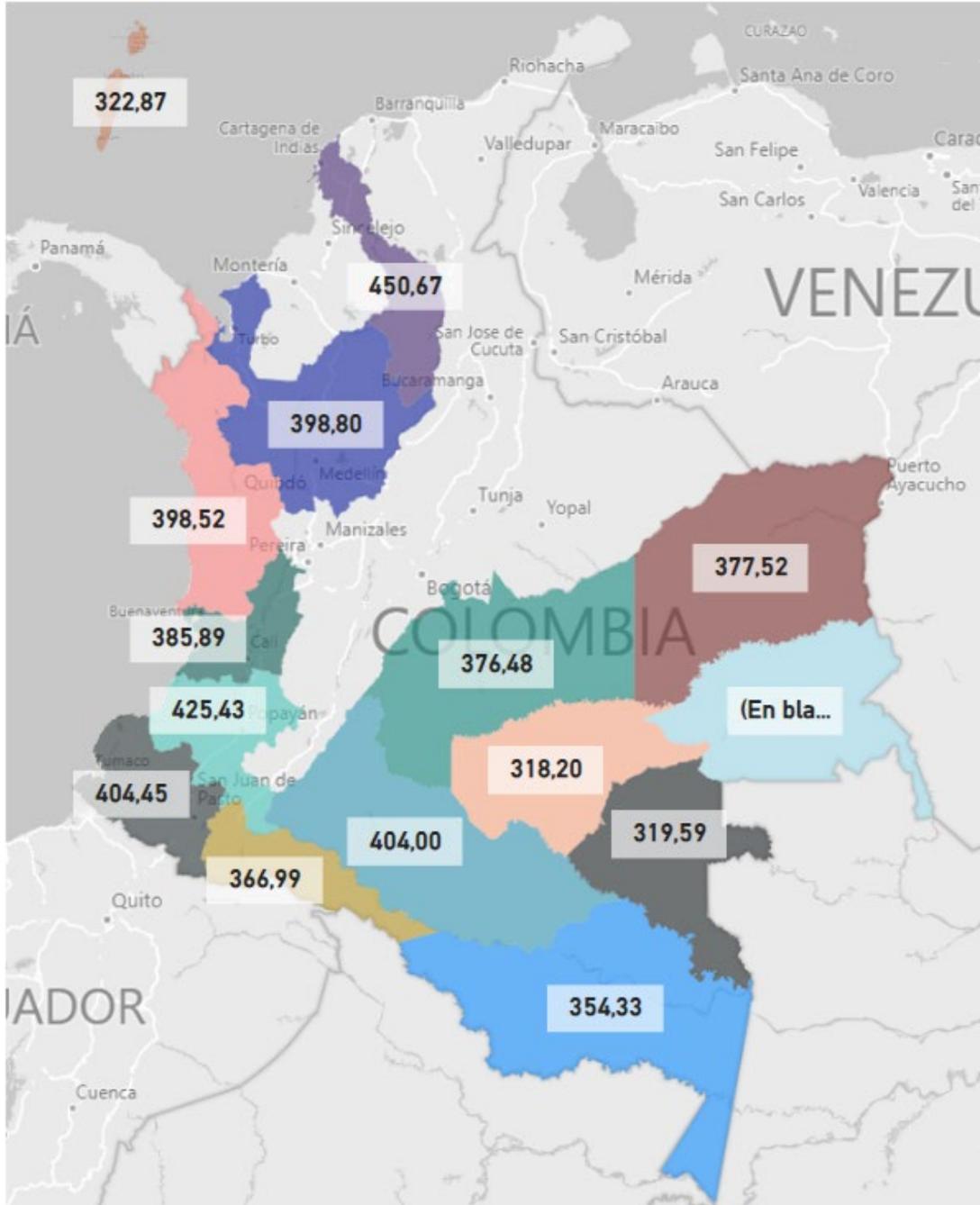


Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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 segundo 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 segundo trimestre de 2024, que reciben suministro de energía mediante tecnología Diésel.

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

Mes Estrato-Uso	abril		mayo		junio	
	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%	Valor Subsidio	%
Estrato 1	\$9.391.036.951	42,3%	\$9.681.364.293	42,5%	\$9.673.675.724	41,5%
Estrato 2	\$2.583.707.520	11,6%	\$2.631.180.967	11,5%	\$2.735.276.078	11,7%
Estrato 3	\$1.742.698.103	7,8%	\$1.788.843.049	7,9%	\$1.869.313.671	8,0%
Estrato 4	\$266.124.810	1,2%	\$267.364.669	1,2%	\$282.401.020	1,2%
Estrato 5	\$157.390.606	0,7%	\$142.875.920	0,6%	\$152.900.201	0,7%
Estrato 6	\$23.030.152	0,1%	\$22.385.997	0,1%	\$23.089.726	0,1%
Industrial	\$174.927.247	0,8%	\$205.063.502	0,9%	\$193.921.097	0,8%
Comercial	\$5.216.328.127	23,5%	\$5.289.223.208	23,2%	\$5.589.533.785	24,0%
Oficial	\$1.918.219.206	8,6%	\$1.990.552.433	8,7%	\$2.047.608.393	8,8%
Sector Bombeo de agua	\$64.857.738	0,3%	\$67.481.556	0,3%	\$69.994.369	0,3%
Especial Educativo	\$137.648.148	0,6%	\$155.219.271	0,7%	\$136.965.752	0,6%
Especial Asistencia	\$222.627.900	1,0%	\$251.516.966	1,1%	\$241.727.855	1,0%
Provisional	\$139.977.895	0,6%	\$141.938.080	0,6%	\$150.467.434	0,6%
Alumbrado público	\$169.527.770	0,8%	\$152.162.366	0,7%	\$159.240.698	0,7%
Total	\$22.208.102.172	100,0%	\$22.787.172.277	100,0%	\$23.326.115.803	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 \$ 5.365.028.373 COP, se debe tener en cuenta que, en el análisis mostrado para las ASE los subsidios promedio facturados para el sector comercial ascendieron a 5.102.261.603 COP. De lo anterior se concluye que el 95.1% de los subsidios de toda la ZNI para el sector comercial se ubican en las ASE.

En la Tabla 33 se observa que los subsidios facturados al estrato 1 son 28.746.076.968 COP lo que representa un 42.1% del total, no obstante, en las ASE los subsidios para el estrato 1 corresponden tan solo al 11.8%, esta cifra impacta en los porcentajes de asignación de subsidios para el estrato 1 de toda la ZNI pues, si se hace una estimación de subsidios excluyendo las ASE, el estrato 1 representa el 84,5% en el total de subsidios para toda las ZNI.

Tabla 34 Distribución Subsidios por estrato / Uso

Trimestre	2	
Estrato-Uso	Valor Subsidio	%
Estrato 1	\$28.746.076.968	42,1%
Estrato 2	\$7.950.164.566	11,6%
Estrato 3	\$5.400.854.823	7,9%
Estrato 4	\$815.890.499	1,2%
Estrato 5	\$453.166.727	0,7%
Estrato 6	\$68.505.875	0,1%
Industrial	\$573.911.846	0,8%
Comercial	\$16.095.085.119	23,6%
Oficial	\$5.956.380.031	8,7%
Sector Bombeo de agua	\$202.333.663	0,3%
Especial Educativo	\$429.833.171	0,6%
Especial Asistencia	\$715.872.721	1,0%
Provisional	\$432.383.409	0,6%
Alumbrado público	\$480.930.834	0,7%
Total	\$68.321.390.252	100,0%

Fuente: SUI-Elaboración: DTGE-GZNI

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 formula tarifaria general para el cálculo del costo unitario de prestación del servicio mediante Soluciones Solares Fotovoltaicas Individuales como se indica a continuación:

$$CU_m = I_m + AMGC_m$$

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

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– Segundo trimestre de 2024 (COP)

Empresa - Municipio	Abril	Mayo	Junio
EAT ELECTRIPACIFICO SUR			
CARTAGENA DEL CHAIRA	\$ 118.924,98	\$ 123.353,53	\$ 119.166,45
PUERTO LEGUIZAMO	\$ 142.645,09	\$ 147.956,94	\$ 142.934,72
VILLAGARZON	\$ 89.395,90	\$ 92.724,85	\$ 89.577,42
MOCOA	\$ 84.246,04	\$ 87.383,21	\$ 84.417,10
EGYT S.A.S. E.S.P.			
EL CARMEN	\$ 3.262,37	\$ 3.241,95	\$ 3.155,35
LA LLANADA	\$ 2.447,26	\$ 2.430,94	\$ 2.366,65
MEDIO ATRATO	\$ 2.725,88	\$ 2.708,10	\$ 2.635,92
MIRAFLORES	\$ 2.930,75	\$ 2.912,05	\$ 2.834,80
ORITO	\$ 2.703,24	\$ 2.685,70	\$ 2.614,77
PUERTO ASIS	\$ 2.792,27	\$ 2.774,33	\$ 2.701,19
PUERTO CARRENO	\$ 3.766,94	\$ 3.744,11	\$ 3.644,35
PUERTO CONCORDIA	\$ 2.730,81	\$ 2.713,04	\$ 2.640,88
PUERTO GAITAN	\$ 4.749,93	\$ 4.721,93	\$ 4.593,96
SAN MIGUEL	\$ 2.593,13	\$ 2.576,20	\$ 2.508,64
VALLE DEL GUAMUEZ	\$ 2.656,18	\$ 2.638,93	\$ 2.569,60
ELECTROFRONTRUL			
SAN ANDRES DE TUMACO	\$ 6.316,90	\$ 6.223,89	\$ 6.196,06
ENERSUR EAT			
EL CHARCO	\$ 329.488,53	\$ 341.758,09	\$ 330.157,54
ESPDELCA SAS ESP			
CARTAGENA DEL CHAIRA	\$ 180.778,69	\$ 192.828,49	\$ 176.838,32
CONDOTO	\$ 129.918,28	\$ 140.521,21	\$ 124.053,38
HATO COROZAL	\$ 200.675,37	\$ 213.990,37	\$ 207.087,45
SAN VICENTE DEL CAGUAN	\$ 185.026,85	\$ 199.597,45	\$ 176.452,49
SOLANO	\$ 285.374,70	\$ 306.620,12	\$ 271.828,77
LA MACARENA	\$ 186.903,47	\$ 200.805,73	\$ 178.240,25
MESETAS	\$ 143.934,68	\$ 154.634,93	\$ 137.363,76
PAILITAS	\$ 123.891,69	\$ 134.003,72	\$ 118.294,40
HELIOS ENERGIA S.A. ESP			
AGUSTIN CODAZZI	\$ 430.796,70	\$ 431.501,58	\$ 421.645,27
ALBANIA	\$ 513.237,88	\$ 514.104,98	\$ 502.367,02

Empresa - Municipio	Abril	Mayo	Junio
ARACATACA	\$ 436.568,37	\$ 437.285,51	\$ 427.307,93
BECERRIL	\$ 428.970,40	\$ 429.670,97	\$ 419.847,92
CARURU	\$ 449.485,85	\$ 450.226,95	\$ 439.937,51
CHIRIGUANA	\$ 409.833,99	\$ 410.496,39	\$ 401.104,18
CIENAGA	\$ 406.552,24	\$ 407.210,02	\$ 397.914,06
DIBULLA	\$ 424.786,35	\$ 425.479,36	\$ 415.759,63
EL CARMEN DE BOLIVAR	\$ 415.271,18	\$ 415.944,82	\$ 406.434,82
FONSECA	\$ 390.099,62	\$ 390.722,84	\$ 381.777,03
FUNDACION	\$ 460.281,24	\$ 461.048,08	\$ 450.564,64
LA PAZ	\$ 381.876,73	\$ 382.483,23	\$ 373.718,81
MANAURE BALCON DEL CESAR	\$ 409.816,14	\$ 410.477,32	\$ 401.071,70
MITU	\$ 399.955,58	\$ 400.603,86	\$ 391.498,94
MONTELIBANO	\$ 467.088,42	\$ 467.868,10	\$ 457.222,86
PUEBLO BELLO	\$ 423.035,66	\$ 423.724,29	\$ 414.033,68
PUERTO CAICEDO	\$ 386.861,41	\$ 387.478,72	\$ 378.612,12
PUERTO LIBERTADOR	\$ 450.371,71	\$ 451.115,19	\$ 440.813,04
PUERTO RICO	\$ 415.672,10	\$ 416.347,69	\$ 406.842,05
SAN DIEGO	\$ 421.449,99	\$ 422.136,63	\$ 412.495,39
SAN JUAN DEL CESAR	\$ 399.978,85	\$ 400.622,96	\$ 391.468,48
SAN VICENTE DEL CAGUAN	\$ 447.133,93	\$ 447.875,98	\$ 437.705,24
TIERRALTA	\$ 471.020,73	\$ 471.807,50	\$ 461.065,05
URIBIA	\$ 482.696,25	\$ 483.510,14	\$ 472.549,41
URUMITA	\$ 506.345,69	\$ 507.198,21	\$ 495.605,73
VALLEDUPAR	\$ 439.366,83	\$ 440.090,68	\$ 430.063,26

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– Segundo trimestre de 2024 (COP)

Empresa - Municipio	Abril	Mayo	Junio
ESPDELCA SAS ESP			
CARTAGENA DEL CHAIRA	\$ 172.794	\$ 172.613	\$ 163.576
CONDOTO	\$ 43.620	\$ 44.196	\$ 41.651
HATO COROZAL	\$ 290.238	\$ 289.923	\$ 275.330
SAN VICENTE DEL CAGUAN	\$ 14.336	\$ 14.487	\$ 13.672
SOLANO	\$ 80.664	\$ 81.601	\$ 77.225
LA MACARENA	\$ 231.702	\$ 233.194	\$ 220.963
MESETAS	\$ 74.348	\$ 74.823	\$ 70.954
PAILITAS	\$ 89.593	\$ 90.777	\$ 85.545

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:

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

Respecto de la Información Técnica:

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

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

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 < 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	498,49	787,11	926,01	555,61	555,61	926,01	1.111,21	463,01	463,01	1.102,75
BAGADO	498,49	782,70	-	-	-	920,23	1.104,99	-	-	1.454,62
BAHIA SOLANO	498,49	793,78	-	-	-	926,01	1.104,99	-	-	465,75
BAJO BAUDO	498,16	781,05	611,94	734,32	734,32	918,88	1.102,66	303,27	303,27	1.531,24
BOJAYA	498,32	787,11	926,01	555,61	555,61	926,01	1.111,21	463,01	463,01	1.284,13
CONDOTO	497,51	773,33	909,80	1.091,76	1.091,76	909,80	1.091,76	909,80	909,80	1.222,05
EL LITORAL DEL SAN JUAN	498,49	787,11	926,01	-	-	926,01	1.111,21	-	-	2.282,64
ISTMINA	498,49	787,11	926,01	1.111,21	1.111,21	926,01	1.111,21	-	-	2.115,28
LORO	497,51	773,33	909,80	1.091,76	1.091,76	909,80	1.091,76	909,80	909,80	1.271,06
MEDIO BAUDO	498,49	787,11	926,01	1.111,21	1.111,21	926,01	1.111,21	-	-	2.115,28
NOVITA	498,49	782,70	-	-	-	920,83	1.104,99	-	-	1.831,15
NUQUI	498,00	773,61	-	-	-	920,23	1.092,16	-	-	1.684,80
TURBO	498,49	782,70	-	-	-	920,83	1.104,99	-	-	1.662,32
UNGUIA	498,49	782,70	-	-	-	920,83	1.104,99	-	-	1.662,32
SAN JOSE DEL PALMAR	498,49	782,70	-	-	-	920,23	1.104,99	-	-	1.454,62
JURADO	-	-	-	-	-	926,01	1.111,21	-	-	-
ALTO BAUDO	494,10	805,59	947,76	1.137,31	1.137,31	947,76	1.137,31	947,76	947,76	1.673,09

16. Anexo 2 Tarifas aplicadas Territorial Suroriente

Municipio	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	504,99	850,98	1.001,15	1.201,38	1.201,38	1.001,15	1.201,38	1.001,15	1.001,15	1.686,64
CUMARIBO	475,91	809,05	-	-	-	951,83	1.142,19	-	-	1.232,88
LA PRIMAVERA	459,87	781,78	919,74	1.103,69	1.103,69	919,74	1.103,69	919,74	919,74	1.241,88
MAPIRIPAN	470,62	772,08	908,33	1.089,99	1.089,99	908,33	1.089,99	999,16	908,33	1.650,03
MIRAFLORES	397,71	676,17	-	-	-	795,49	954,59	-	-	1.697,72
PUERTO CARRENO	475,91	809,05	-	-	-	951,83	1.142,19	-	-	1.473,38
PUERTO GUZMAN	458,74	779,86	917,48	-	-	917,48	1.100,97	-	-	1.418,69
SAN VICENTE DEL CAGUAN	504,99	850,98	1.001,15	1.201,38	1.201,38	1.001,15	1.201,38	1.001,15	1.001,15	2.032,91
SANTA ROSALIA	475,91	809,05	-	-	-	951,83	1.142,19	-	-	2.049,11
SOLANO	504,99	850,98	1.001,15	1.201,38	1.201,38	1.001,15	1.201,38	1.001,15	1.001,15	2.407,00
TAIRA	400,60	681,03	801,21	961,45	961,45	801,21	961,45	-	801,21	2.589,84
CARURU	396,92	674,77	793,84	952,61	952,61	793,84	952,61	-	793,84	1.361,01
PUERTO LEGUIZAMO	458,74	779,86	-	-	-	917,48	1.100,97	-	-	1.778,84
MITU	400,94	681,57	801,88	962,26	962,26	801,88	962,26	801,88	801,88	2.424,06

17. Anexo 3 Tarifas aplicadas Territorial Suroccidente

Municipio	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										
BUENAVENTURA	361,75	565,11	664,83	797,83	797,83	896,33	991,20	434,22	434,22	1.087,38
EL CHARCO	510,91	817,91	962,25	1.154,70	1.154,70	962,25	1.154,70	-	-	1.801,55
GUAPI	531,78	857,13	1.008,39	1.210,07	1.210,07	1.008,39	1.210,07	-	-	2.276,01
LA TOLA	510,91	778,70	962,25	1.154,70	1.154,70	962,25	1.154,70	-	-	1.814,42
LOPEZ DE MICAY	531,78	857,13	1.008,39	968,06	968,06	1.008,39	1.210,07	-	-	1.913,59
MOSQUERA	510,91	791,77	962,25	1.154,70	1.154,70	962,25	1.154,70	-	-	1.932,21
OLAYA HERRERA	510,91	817,91	481,13	577,35	577,35	962,25	1.154,20	-	-	2.041,45
SAN ANDRES DE TUMACO	255,45	408,96	481,13	577,35	577,35	481,13	577,35	-	-	958,23
TIMBIQUI	531,78	857,13	1.008,39	1.210,07	1.210,07	1.008,39	1.210,07	-	-	1.880,54
ROBERTO PAYAN	510,91	817,91	962,25	1.154,70	1.154,70	962,25	1.154,70	183,21	-	2.084,58
MAGUI	510,91	817,91	962,25	1.154,70	1.154,70	962,25	1.154,70	-	-	1.643,35
FRANCISCO PIZARRO	510,91	817,91	962,25	1.154,70	1.154,70	962,25	1.154,70	-	-	1.916,45
BARBACOAS	493,63	801,73	943,22	1.131,86	1.131,86	943,22	1.131,86	943,22	943,22	2.313,78



Superservicios

Carrera 18 No. 84 – 35

Bogotá D.C, Colombia

(+571) 601-691-3005

www.superservicios.gov.co

