



BOLETÍN TARIFARIO

ENERGÍA ELÉCTRICA

Dirección Técnica de Gestión de Energía - Superintendencia
Delegada para Energía y Gas Combustible

ABRIL– JUNIO 2024
DICIEMBRE 2024



El boletín tarifario de energía eléctrica expone el seguimiento realizado por la SSPD a los componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio (CU) del NT1 con propiedad de activos del Operador de Red (OR) y las tarifas de energía eléctrica durante el segundo trimestre de 2024 calculadas y publicadas por los comercializadores a los usuarios regulados y las observadas para usuarios no regulados

Proyectaron:

Natalia Ximena Castro Puentes
Rafael Ricardo Rojas Peña
Profesionales del Grupo de Gestión Comercial en el SIN

Revisaron:

Nelson Yesid González Castro
Coordinador Grupo de Gestión Comercial en el SIN

Héctor Horacio Suárez Bernal
Director Técnico de Gestión de Energía

Aprobó:

Héctor Horacio Suárez Bernal
Director Técnico de Gestión de Energía



Contenido

Introducción	8
Condiciones para la lectura, interpretación y uso de la Información.....	9
Interpretación y uso de la información	9
Operación Estadística.....	12
Control de cambios al boletín	12
1. Actualidad tarifaria	13
2. Panorama nacional.....	14
3. Componente de Generación (G).....	17
4. Componente de Transmisión (T)	34
5. Componente de Distribución (D).....	40
6. Componente de Comercialización (C)	52
7. Componente de Pérdidas (PR).....	61
8. Componente de Restricciones (R).....	67
9. Opción Tarifaria	74
10. Tarifas aplicadas.....	77
11. Usuarios no regulados.....	81
Anexo 1.....	87
Anexo 2.....	91



Lista de Figuras

Figura 1. Valor promedio componente de generación 2T – Grupo 1	18
Figura 2. Valor promedio componente de generación 2T – Grupo 2	20
Figura 3. Valor promedio componente de generación 2T – Grupo 3	21
Figura 4. Valor promedio componente de generación 2T – Grupo 4	23
Figura 5. Comportamiento G contratos vs G Neutro abril 2024	26
Figura 6. Comportamiento G contratos vs G Neutro mayo 2024	27
Figura 7. Comportamiento G contratos vs G Neutro junio 2024	28
Figura 8. Comparativo Pb, Qb y Pb abril 2024	31
Figura 9. Comparativo Pb, Qb y Pb mayo 2024	31
Figura 10. Comparativo Pb, Qb y Pb junio 2024.....	32
Figura 11. Comportamiento Componente T 2T	35
Figura 12. Composición del ingreso regulado Neto	40
Figura 13. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Centro	43
Figura 14. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Occidente.....	43
Figura 15. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Oriente	44
Figura 16. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Sur	44
Figura 17. Comportamiento valores SAIDI 2T 2024	48
Figura 17. Comportamiento valores SAIDI 2T 2024	48
Figura 19. Componente Comercialización 2T Grupo 1.....	54
Figura 19. Componente Comercialización 2T Grupo 2.....	56



Figura 21. Componente Comercialización 2T Grupo 3.....	57
Figura 22. Componente Comercialización 2T Grupo 4.....	58
Figura 23. COT de mercado abril - junio 2024 (\$/kWh)	61
Figura 24. Fórmula restricciones	68
Figura 25. Participación en Reconciliaciones positivas 2T	69
Figura 26. Precios de Reconciliaciones	70
Figura 27. Promedio componente R 2T 2024	71
Figura 28. Opción Tarifaria	75
Figura 29. Promedio tarifa aplicada (estrato 4) 2T 2024.....	78



Lista de Tablas

Tabla 1. Condiciones de lectura	9
Tabla 2. Resoluciones expedidas y publicadas por la CREG 1T.....	14
Tabla 3. Promedio de tarifas estrato 4 por mercado.....	16
Tabla 4. valor promedio componente de generación 2T – Grupo 1.....	17
Tabla 5. valor promedio componente de generación 2T – Grupo 2.....	19
Tabla 6. valor promedio componente de generación 2T – Grupo 3.....	20
Tabla 7. valor promedio componente de generación 2T – Grupo 4.....	22
Tabla 8. Promedio precios de bolsa y contratos 2T	29
Tabla 9. Valores G Transitorio (\$/kWh) 2 T	33
Tabla 10. Proyectos con retraso abril 2024	37
Tabla 11. Proyectos con retraso mayo 2024	38
Tabla 12. Proyectos con retraso junio 2024.....	38
Tabla 13. Cálculo del componente de Transmisión 2T	39
Tabla 14. Componente Distribución 2T.....	42
Tabla 15. Incentivos de calidad media 2T 2024.....	45
Tabla 16. Empresas con indicadores SAIDI y SAIFI más altos 2T 2024	49
Tabla 17. Detalle del cálculo cargos CD4 Norte	50
Tabla 18. Detalle del cálculo cargos CD4 Sur	51
Tabla 19. Proyectos compensados por PPA abril 2024.....	52
Tabla 20. Proyectos compensados por PPA mayo 2024.....	52



Tabla 21. Proyectos compensados por PPA junio 2024	52
Tabla 22. Componente Comercialización 2T Grupo 1	53
Tabla 23. Componente Comercialización 2T Grupo 2	55
Tabla 24. Componente Comercialización 2T Grupo 3	56
Tabla 25. Componente Comercialización 2T Grupo 4	58
Tabla 26. Listado de Comercializadores acogidos al COT	59
Tabla 27. Listado de Comercializadores NO acogidos al COT	60
Tabla 28. Componente de Pérdidas (PR) 2T	62
Tabla 29. CAP por OR existentes	64
Tabla 30. valores CPROG 2T 2024	66
Tabla 31. Promedio componente R 2T 2024	71
Tabla 32. Detalles del cálculo Restricciones 2T	73
Tabla 34. Saldos acumulados 1T 2024 vs 2T 2024. Todos los NT	77
Tabla 35. Valores promedio del CUmin	84



Introducción

El boletín tarifario de energía eléctrica expone el seguimiento realizado por la SSPD a los componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio (CU) del NT1 con propiedad de activos del Operador de Red (OR) y las tarifas de energía eléctrica durante el segundo trimestre de 2024 calculadas y publicadas por los comercializadores a los usuarios regulados y las observadas para usuarios no regulados.

El documento contiene una breve descripción de la reciente normativa que incide en la fórmula tarifaria o en el cálculo de ésta. Asimismo, presenta un análisis del comportamiento de los diferentes componentes que conforman el CU del mercado regulado, en el NT1 con propiedad del OR durante el trimestre y las tarifas aplicadas para los estratos 4. También se puede observar cómo ha sido la evolución y el impacto que ha generado la aplicación de la opción tarifaria y su recuperación en el marco de la Resolución CREG 101 028 de 2023. Finalmente, se presentan los valores estimados de las tarifas promedio de los usuarios no regulados. En los anexos del documento se presenta la información detallada con el resultado del presente análisis.

La base de datos usada para este informe corresponde con la información certificada al Sistema Único de Información (SUI) a través de diferentes formatos y formularios para los períodos 4M2024, 5M2024 y 6M2024. Esta información fue reportada por 36 empresas, las cuales entregaron la información concerniente a usuarios regulados y no regulados en cada uno de los formatos dispuestos dependiendo el tipo de información.



Condiciones para la lectura, interpretación y uso de la Información

El presente Boletín Tarifario incluye el análisis de la información reportada por los prestadores en el SUI para el segundo trimestre de 2024, a través de los formatos establecidos en el capítulo tarifario de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021. Adicionalmente, incorpora datos provenientes de diversas fuentes como XM, BANREP y O3, permitiendo así un análisis integral del comportamiento tarifario en Colombia durante la vigencia en mención.

Interpretación y uso de la información

- La información base del presente boletín proviene de los Formatos establecidos en el capítulo tarifario (T3, T4, T6, T7, T8, T9, T10, T11, T12) y los Formatos comerciales TC1 y TC2, conforme a lo dispuesto en la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, para los meses de abril, mayo y junio de 2024, certificada por los prestadores en el SUI.
- Los datos publicados pueden sufrir cambios debido a las solicitudes de modificación (reversión) presentadas por los prestadores del servicio y autorizadas conforme a lo estipulado en la Resolución SSPD No 20171000204125 de 2017. Por tal motivo, es importante considerar que la fecha de cierre de los archivos de datos trabajados, corresponde al 20 de noviembre de 2024.

Tabla 1. Condiciones de lectura

Reporte/ Fuente	Condiciones
Formato T3. Tarifas Publicadas Formato T4. Actualización Tarifas Publicadas	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, filtrando por mercado, cargo horario, estrato/sector y tipo de tarifa.
Formato T6. Opción Tarifaria 168/2008	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con el campo 11 “Sam” y el campo 8 “CUv”, filtrando por mercado y NT y PROP
Formato T7. Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 – UR	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador,



Reporte/ Fuente	Condiciones
Formato T8. Actualización Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 – UR	relacionada con los campos 3 “Gm”,4 “Tm”,5 “Pmm”,6 “Dnm”,7 “Cvm”,8 “Rm” y 9 “CUvm”, filtrando por mercado y NT y PROP
Formato T9. Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 – UR	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, filtrando por mercado.
Formato T10. Información ASIC y LAC – Comercializador	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con el campo 4 “DMRE” y el campo 6 “PRRE”, filtrando por empresa.
Formato T11. Información ASIC y LAC – Distribuidor	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con el campo 2 “Dt1” y el campo 28 “CPROG”, filtrando por empresa.
Formato T12. Información ASIC y LAC – Distribuidor	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, filtrando por ADD.
Formato T13. Información General	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, relacionada con el campo 2 “STN MO”, filtrando por la zona sur o norte del cargo del nivel de tensión 4 del STR.
Formato TC1. Caracterización de Usuarios Formato TC2. Facturación a Usuarios	A partir de estos formatos se descarga un reporte del SUI a través del SQL para traer la información relacionada con los usuarios No Regulados (NR), filtrando por el tipo de tarifa del TC2.
Formato CS1. SAIDI y SAIFI.	Se tiene en cuenta la información reportada en el SUI del trimestre, por cada prestador, relacionada con el campo 1 “SAIDI Acumulado”



Reporte/ Fuente	Condiciones
<p>Variables Macroeconómicas</p>	<p>y el campo 2 “SAIFI Acumulado”, filtrando por mercado.</p> <p>Con el objetivo de analizar la evolución de las variables del entorno macroeconómico que regulatoriamente impactan las tarifas, se obtienen los datos sobre el Índice de Precios al Consumidor (IPC), Índice de Precios al Productor (IPP), Tasa Representativa del Mercado (TRM)</p> <p>IPC https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc</p> <p>IPP https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-del-productor-ipp</p> <p>TRM https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/trm</p> <p>Esta información se encuentra integrada en los cálculos y análisis de los componentes que tienen una afectación directa.</p>
<p>Información de XM</p>	<p>Se extrae la información de XM a través de los canales disponibles para tal fin (Portal Privado, Sinergox, Chatbot y el FTP a través de Filezilla), correspondiente al detalle de las liquidaciones definitivas por ADD, Deltas STN, Deltas STR, Causas, Afac, trsm y el precio de bolsa nacional ponderado.</p>



Reporte/ Fuente	Condiciones
Información O3	Se extrae la información por prestador relacionada con número de usuarios y consumo por trimestre.

Fuente: Elaboración propia DTGE

Operación Estadística

El Boletín Tarifario de Energía Eléctrica, es uno de los productos de la operación estadística del Componente Comercial Energía, el cual está basado en el aprovechamiento de registros administrativos (formatos SUI), que corresponde a fuente de datos secundaria.

La operación estadística Componente Comercial Energía cuenta con información obtenida a partir de los datos reportados en el SUI por los prestadores del servicio de energía eléctrica inscritos en el Registro Único de Prestadores de servicio -RUPS, administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios-SSPD, conforme a las disposiciones de la Ley 142 de 1994, y cuyas empresas tienen registradas las actividades de comercialización de energía eléctrica, así como con la información certificada en los formatos dispuestos en el capítulo tarifario de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021.

De esta forma, la Dirección Técnica de Gestión de Energía de la SSPD realiza de forma trimestral, un análisis detallado de cada uno de los componentes del CU y presenta el ranking de empresas según la tarifa calculada para el estrato 4. Esto permite mostrar el comportamiento de las tarifas finales aplicadas a los usuarios regulados y no regulados del país.

Control de cambios al boletín

A la fecha de la presente publicación, no se realizaron modificaciones al documento.

Fecha	Documentos modificados	Modificaciones



1. Actualidad tarifaria

Como se indicó en el pasado boletín del primer trimestre de 2024, para el mes de diciembre de 2023, la Comisión expidió la Resolución CREG 101 028 de 2023 la cual ofreció una solución a los comercializadores que les permitiera finalizar la aplicación de la opción tarifaria y recuperar los saldos acumulados a una fecha de corte en un periodo de hasta máximo 120 meses. Si bien, por recuperación de Saldos Acumulados de la opción tarifaria se espera un incremento en las tarifas (comportamiento evidenciado en octubre de 2023), la mencionada resolución transforma los Saldos Acumulados en la variable COT con el objeto de mantener la misma senda de costos unitarios que venían pagando los usuarios, pero terminando por completo la acumulación de saldos acumulados. La variable COT debe ser calculada por cada comercializador a partir de la siguiente fórmula:

$$COT_{n,t,j,m} = \frac{SAOT_{n,m-1,t,j}}{VR_{n,t,j,m-2}}$$

El valor resultante de la aplicación de la anterior fórmula, se suma al componente de Comercialización del Costo Unitario de Prestación del Servicio por lo que lo impacta de manera importante.

De igual forma, la comisión expidió la Resolución CREG 101 029 de 2024 la cual tiene el fin principal de evitar incentivos negativos o algún un tipo de margen o remuneración que pueda considerarse como un costo ineficiente, modificando la tasa actualmente reconocida por los saldos acumulados en la variable $SA_{n,m,i}$ y la variable PV, esto guarda relación directa con lo dispuesto en la Resolución CREG 012 de 2020, relativas a la opción tarifaria del servicio público domiciliario de energía eléctrica (i.e. de las cuales hacen parte las variables relativas al $SA_{n,m,i,j}$ y el PV), así como también, tienen una relación de conexidad con la Resolución CREG 101 028 de 2023, con respecto a la recuperación de los saldos acumulados por parte de los comercializadores, a efectos de que esta última no se vea afectada y pueda ser aplicada de manera correcta por parte de los agentes.

Revisada la publicación de los actos administrativos por parte de la CREG, en la Tabla 2 se presentan las resoluciones expedidas y publicadas en el segundo trimestre de 2024 que



pueden incidir directa o indirectamente en el cálculo del costo unitario de prestación del servicio:

Tabla 2. Resoluciones expedidas y publicadas por la CREG 1T

Res. CREG/2024	Temática
101 038	Por la cual se amplía el período de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022.
101 040	Por la cual se establecen medidas transitorias para aumentar la oferta de energía ante el Fenómeno del Niño.
101 041	Por la cual se dictan medidas transitorias para el despacho de plantas hidráulicas con embalse disponible ante el Fenómeno del Niño.
101 043	Por la cual se establecen un programa transitorio para la participación activa de la demanda en la bolsa de energía
101 039	Por la cual se modifican las reglas para realizar la verificación de los planes de inversión
101 045	Por la cual se crean nuevas actividades para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica

Fuente: CREG – Normatividad

2. Panorama nacional

El análisis realizado del comportamiento tarifario durante el segundo trimestre del 2024 inicia con la observación agregada de cada uno de los componentes que conforman el CU de energía eléctrica y así obtener el comportamiento final en cada mercado, el cual es calculado mediante la Resolución CREG 119 de 2007 y las normas que la actualiza o modifican. Posteriormente se presenta un análisis detallado de cada componente.

Es importante anotar que dentro del presente análisis y debido a la existencia de empresas comercializadoras de energía eléctrica con presencia en más de un mercado, se decidió utilizar un promedio simple de los componentes para cada uno de los mercados en los que la empresa tenga presencia, excepto para los comercializadores que son integrados al operador de red en



alguno de los mercados en los que prestan el servicio, en estos casos se relaciona el valor de dicho mercado y aparte se relacionan los demás mercados en los que presta el servicio; sin embargo, en aras de permitir una comparación adecuada entre cada uno de los comercializadores, en el anexo 1 se presenta de manera desagregada por mercado y área de distribución el comportamiento de la tarifa de estrato 4, que corresponde al CU de NT1 con propiedad del OR de cada comercializador en dicho mercado.

Resultado del análisis, se encuentra que de las 36 empresas que reportaron información sobre la prestación del servicio de comercialización de energía eléctrica en el país con destino al mercado regulado, los tres CU más altos aplicados para este segundo trimestre de 2024 corresponden a QI ENERGY para el mes de mayo con valores de 1.387,60\$/kWh, 1.250,06\$/ y 1.219,82\$/kW para los mercados Caribe Sol, Bogotá-Cundinamarca y Cali-Yumbo y Puerto Tejada respectivamente. Asimismo, se debe tener en cuenta que no siempre la tarifa más alta indica un mal cálculo o mala aplicación de la metodología tarifaria, los valores pueden ser elevados por efecto de los componentes generales del sistema o propios del comercializador y para los casos en particular, QI ENERGY no se encuentra acogida a la Opción Tarifaria en los mercados Caribe sol y Bogotá-Cundinamarca, pero si vienen recuperando saldos de opción tarifaria en el marco de la Resolución CREG 101 028 de 2023.

En cuanto a las empresas con menor valor del CU para el segundo trimestre de 2024, se encuentra la empresa PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P. con valor de 686,44 \$/kWh, COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ. con valor de 714,69 \$/kWh y CELSIA COLOMBIA en el mercado Cali - Yumbo - Puerto Tejada con un valor de 720,60 \$/kWh todos para el mes de junio de 2024; dichos valores corresponden al resultado de la aplicación de la metodología establecida a través de la Resolución CREG 119 de 2007.

A modo de resumen, en la Tabla 3 se indican las tarifas promedio por mercado para el trimestre, aclarando que corresponde a promedios simples de las tarifas de estrato 4 de todos los comercializadores que venden energía al usuario regulado en un mercado en específico.



Tabla 3. Promedio de tarifas estrato 4 por mercado

MERCADO	ADD	ESTRATO 4
META	SUR	848,08
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	OCCIDENTE	862,01
CASANARE	SUR	865,27
BOYACÁ	ORIENTE	866,89
NARIÑO	OCCIDENTE	867,77
PEREIRA	CENTRO	869,62
VALLE DEL CAUCA	OCCIDENTE	873,13
TULUÁ	OCCIDENTE	875,96
PUTUMAYO	SUR	878,26
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ORIENTE	886,38
RUITOQUE	CENTRO	889,42
BAJO PUTUMAYO	SUR	892,38
ANTIOQUIA	CENTRO	893,09
ARAUCA	ORIENTE	899,93
CALDAS	CENTRO	901,76
CAQUETÁ	SUR	904,43
CAUCA	OCCIDENTE	906,12
TOLIMA	ORIENTE	907,41
HUILA	ORIENTE	909,65
SANTANDER	CENTRO	914,43
NORTE DE SANTANDER	CENTRO	918,23
CARIBE SOL	SIN ADD	922,94
CHOCÓ	SIN ADD	926,01
QUINDÍO	CENTRO	931,41
CARTAGO	OCCIDENTE	938,36
CARIBE MAR	SIN ADD	971,14
SIBUNDOY	SUR	1055,58

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De la Tabla 3 se entiende que, en promedio, los mercados de comercialización de Quindío, Cartago y Caribemar tienen la tarifa de estrato 4 más alta del país.

Para entender estos comportamientos, en las siguientes secciones se realiza el análisis desagregado de cada uno de los componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio, de acuerdo con la información certificada por los prestadores en cumplimiento de lo dispuesto en la Resolución SSPD 12515 de 2021.



3. Componente de Generación (G)

Teniendo en cuenta el tamaño de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica, para el análisis del componente de Generación se determinó agrupar a las empresas de acuerdo con el número de usuarios, esto con el objetivo de crear grupos con características “similares” y poder realizar un análisis particular de cada grupo.

Dado lo anterior, se crearon cuatro (4) grupos tal como se muestra a continuación: grupo 1, empresas con más de 750.000 usuarios; grupo 2, empresas con número de usuarios entre 200.000 y 749.999; grupo 3, empresas con número de usuarios entre 50.000 y 199.999 y Grupo 4, empresas con menos de 49.999 usuarios. La información del número de usuarios fue consultada del SUI.

Adicionalmente y con el objeto de mostrar el valor equivalente del componente en dólares, se incluye en las gráficas un eje horizontal secundario, expresado en USD\$/kWh; la TRM utilizada para la conversión del valor del componente que corresponde al promedio diario de los tres meses analizados en el presente informe y que son publicados por el Banco de la República, dando como resultado un valor de 3.925,99 \$/USD.

Grupo 1

El valor promedio para el segundo trimestre de 2024 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 368 \$/kWh, 33,89 \$/kWh por encima respecto al primer trimestre de 2024 que representa un aumento del 10,14%. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde al prestador Celsia Colombia para el mes de junio de 2024 con un valor igual a 298,08 \$/kWh en el mercado Cali - yumbo - puerto tejada, mientras que el mayor valor corresponde a AIRE, con 459,64 \$/kWh para el mes de mayo de 2024. Ver Tabla 4 y Figura 1.

Tabla 4. valor promedio componente de generación 2T – Grupo 1

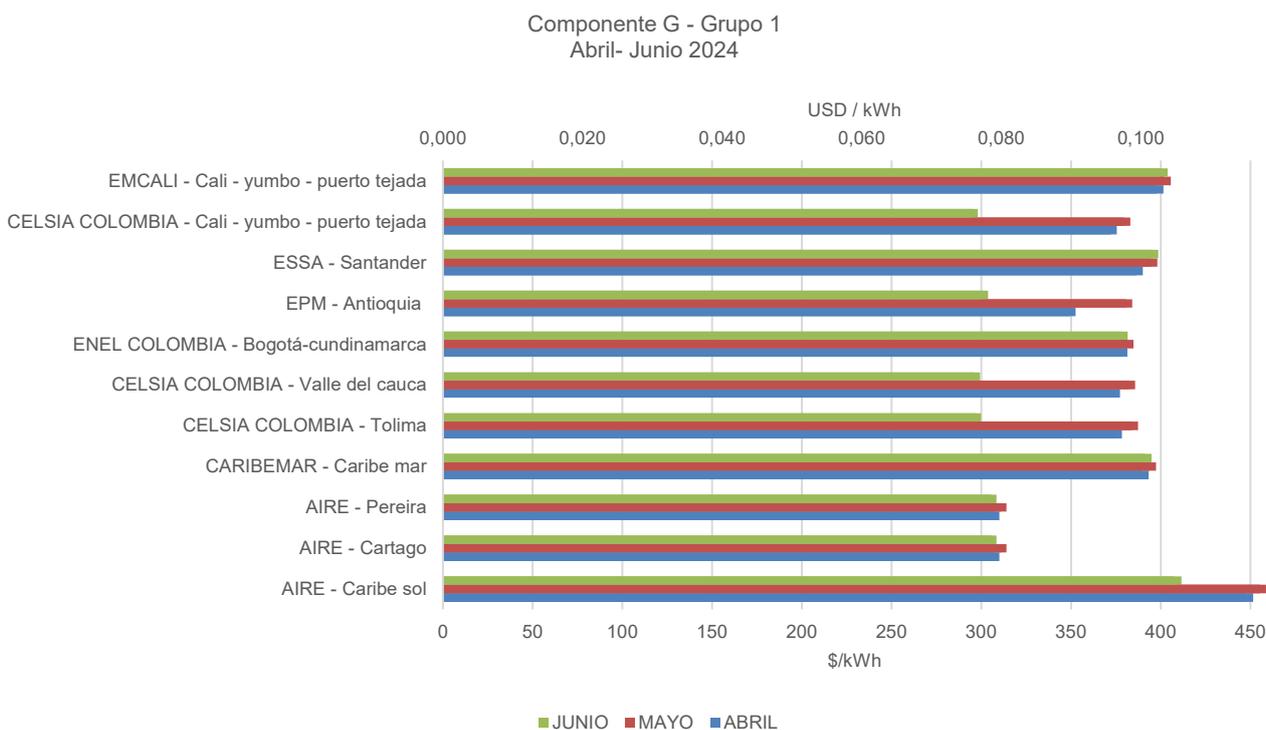
Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
AIRE - Caribe sol	451,51	459,64	411,59
AIRE - Cartago	310,02	314,09	308,41
AIRE - Pereira	310,02	314,09	308,41



Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CARIBEMAR - Caribe mar	393,24	397,44	394,86
CELSIA COLOMBIA - Tolima	378,36	387,43	299,93
CELSIA COLOMBIA - Valle del cauca	377,31	385,81	299,25
ENEL COLOMBIA - Bogotá-Cundinamarca	381,34	384,78	381,58
EPM - Antioquia	352,52	384,17	303,80
ESSA - Santander	390,11	398,17	398,55
CELSIA COLOMBIA - Cali - yumbo - puerto tejada	375,49	383,00	298,08
EMCALI - Cali - yumbo - puerto tejada	401,46	405,68	403,83

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 1. Valor promedio componente de generación 2T – Grupo 1



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Grupo 2

Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el segundo trimestre de 2024 corresponde a 378,74 \$/kWh, 3,95% por encima del promedio del primer trimestre del año 2024. Con un valor de 303,21 \$/kWh, CEDENAR presentó para el



trimestre, el menor costo del componente G en el mes de junio de 2024; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde a la ELECTROHUILA S.A. ESP. para el mes de junio de 2024, con un valor igual a 402,46 \$/kWh. Ver Tabla 5 y Figura 2.

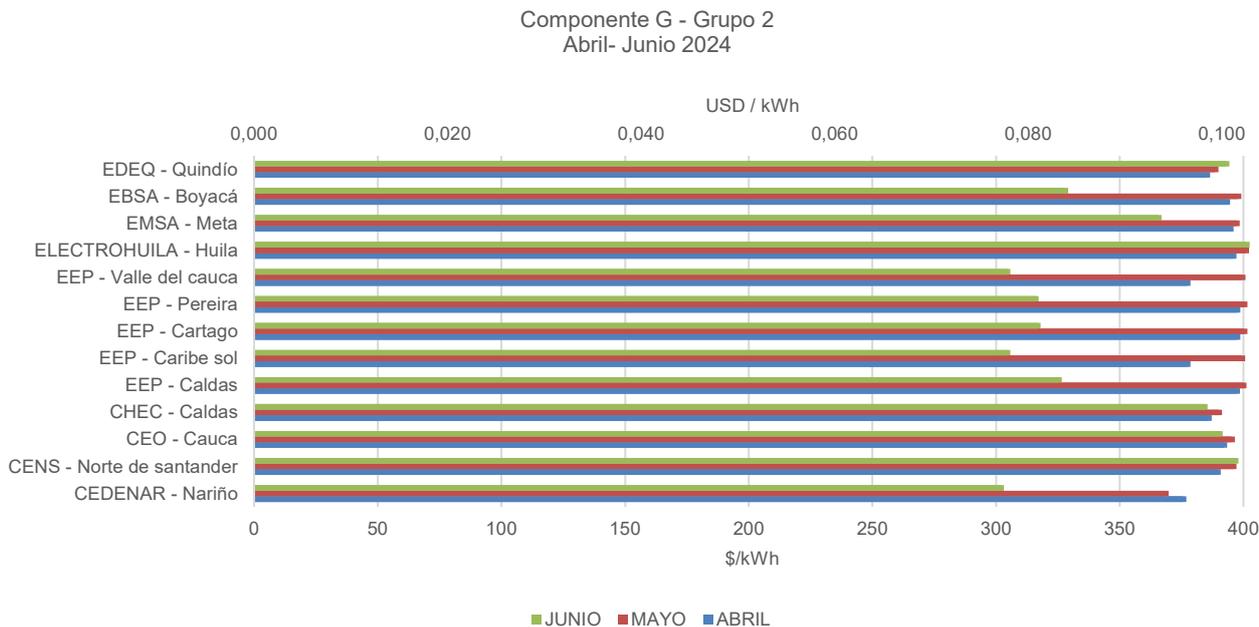
Tabla 5. valor promedio componente de generación 2T – Grupo 2

Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CEDENAR - Nariño	376,93	369,75	303,21
CENS - Norte de Santander	390,83	397,22	397,94
CEO - Cauca	393,42	396,48	391,65
CHEC - Caldas	387,12	391,39	385,45
EEP - Caldas	398,62	401,29	326,59
EEP - Caribe sol	378,53	400,66	305,76
EEP - Cartago	398,72	401,59	317,96
EEP - Pereira	398,72	401,62	317,24
EEP - Valle del cauca	378,57	400,80	305,73
ELECTROHUILA - Huila	397,24	402,29	402,46
EMSA - Meta	396,01	398,53	366,92
EBSA - Boyacá	394,65	399,10	329,14
EDEQ - Quindío	386,47	389,85	394,30

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE



Figura 2. Valor promedio componente de generación 2T – Grupo 2



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 375,50 \$/kWh, 4,41% por encima del promedio del primer trimestre de 2024 equivalente a 15,87 \$/kWh. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la Empresa CETSA para el mes de junio de 2024 igual a 288,28 \$/kWh en el mercado Tuluá, mientras que el mayor valor corresponde a la ENELAR con un valor de 435,14 \$/kWh para el mes de junio de 2024. Ver Tabla 6 y Figura 3.

Tabla 6. valor promedio componente de generación 2T – Grupo 3

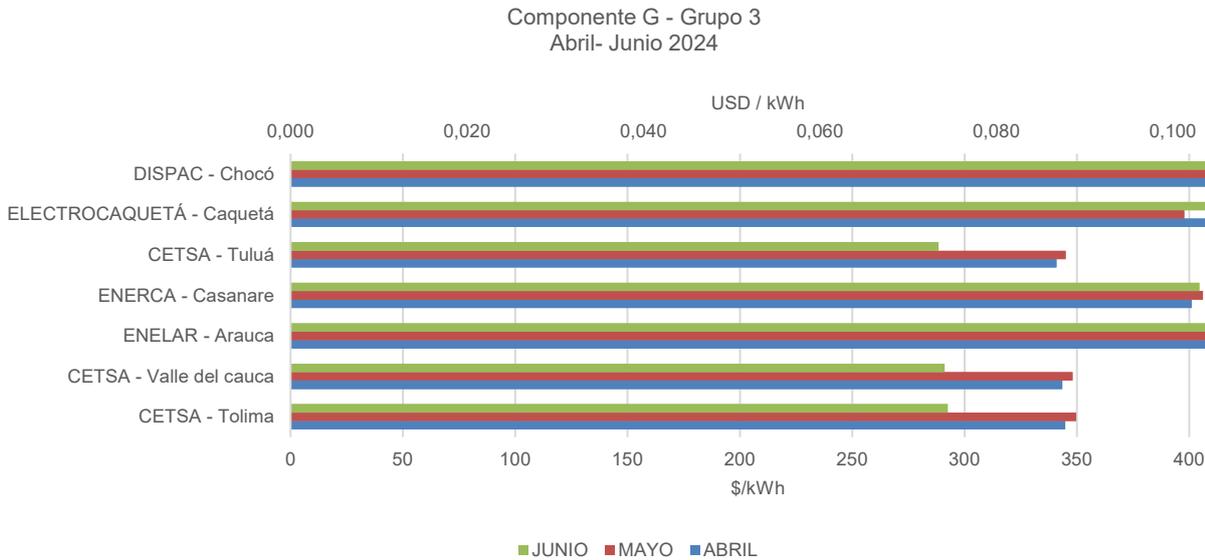
Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CETSA - Tolima	344,73	349,52	292,47
CETSA - Valle del cauca	343,42	347,96	291,06
ENELAR - Arauca	407,51	416,39	435,14
ENERCA - Casanare	401,02	405,99	404,47
CETSA - Tuluá	340,84	344,91	288,28
ELECTROCAQUETÁ - Caquetá	425,41	397,70	410,21



Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
DISPAC - Chocó	409,71	416,31	412,35

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 3. Valor promedio componente de generación 2T – Grupo 3



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Grupo 4

Teniendo en cuenta que las empresas Vatia S.A. E.S.P., Enertotal S.A. E.S.P., PEESA S.A. E.S.P., ASC Ingeniería S.A.S. E.S.P., Enel X Colombia., ENERBIT e ITALENER S.A. ESP, tienen presencia en varios mercados de comercialización, la información de estas fue promediada de manera mensual, de acuerdo con el número de mercados atendidos.

Para este grupo, el valor promedio del componente de Generación es igual a 412,48 \$/kWh, 7,95% por encima del promedio del primer trimestre de 2024 y que equivale a 30,38 \$/kWh. Asimismo, el menor valor reportado corresponde a PEESA, con un valor igual a 232,20 \$/kWh para el mes de junio de 2024, mientras que el valor más alto lo publicó QI ENERGY en el mes de mayo de 2024 con un valor promedio en el componente de 665,04 \$/kWh. Ver Tabla 7 y Figura 4.



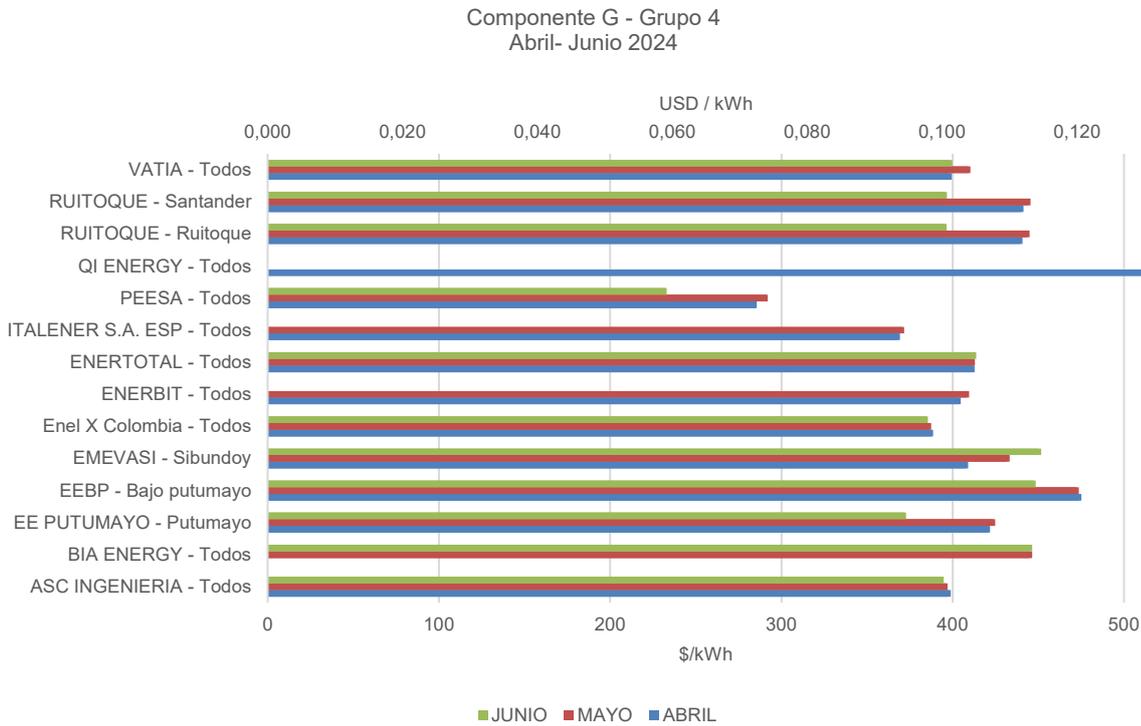
Tabla 7. valor promedio componente de generación 2T – Grupo 4

Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
ASC INGENIERIA - Todos	397,64	395,73	393,57
BIA ENERGY - Todos	449,52	444,93	444,93
EE PUTUMAYO - Putumayo	420,50	423,46	371,56
EEBP - Bajo putumayo	473,70	472,14	447,15
EMEVASI - Sibundoy	407,70	431,84	450,25
Enel X Colombia - Todos	387,41	386,21	384,33
ENERBIT - Todos	403,39	408,32	
ENERTOTAL - Todos	411,51	411,76	412,35
ITALENER S.A. ESP - Todos	368,05	370,55	
PEESA - Todos	284,77	291,01	232,20
QI ENERGY - Todos	511,83	665,04	382,74
RUITOQUE - Ruitoque	439,33	443,52	395,18
RUITOQUE - Santander	439,87	444,15	395,29
VATIA - Todos	398,11	409,13	398,55

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE



Figura 4. Valor promedio componente de generación 2T – Grupo 4



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Se reitera que, desde agosto de 2023, ENERCO no ha reportado la información al SUI correspondiente.

Asimismo, las empresas BIA ENERGY, PEESA y TRANSACCIONES ENERGÉTICAS han omitido reportar la información para algunos meses o podrían no presentar usuarios regulados para esos periodos pero que sería poco probable, lo cual se puede ver en los espacios en blanco de la Tabla 7.

De otra parte, la información de la empresa SOL & CIELO ha sido excluida del presente boletín, debido a que se encuentra en proceso de revisión, lo que podría ocasionar variaciones en el promedio reportado.

Comportamiento de los precios de contratos bilaterales de los comercializadores

Teniendo en cuenta que históricamente cerca del 85% de las compras de energía eléctrica con destino al mercado regulado se realizan a través de contratos bilaterales, los cuales tienen un impacto directo en la conformación del componente de Generación, es importante realizar un



análisis del comportamiento que estos han tenido durante el trimestre. Para el segundo trimestre de 2024, el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos bilaterales (Q_c) fue de 73,58%, 6,53% por encima respecto al primer trimestre de 2024.

En primera instancia y de acuerdo con el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007 (si bien ya se encuentra derogado, es aplicable para el presente análisis) el componente de Generación contempla dentro de su cálculo un costo promedio ponderado por energía (\$/kWh), de las compras propias del comercializador minorista a través de contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes $m-1$, correspondiente a la variable P_c ; asimismo, un factor de ponderación α , calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997 y un costo promedio ponderado por energía (\$/kWh), de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de energía mayorista en el mes $m-1$ con destino al mercado regulado (variable M_c).

Si bien el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007 actualmente se encuentra derogado y fue sustituido por la Resolución CREG 101 002 de 2022, define el componente de Generación mediante la siguiente fórmula:

$$G_{m,i,j} = Q_{c_{m-1,i}} * (\alpha_{i,j} * P_{c_{m-1,i}} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{c_{m-1}}) + (1 - Q_{c_{m-1,i}}) * P_{b_{m-1,i}} + A_{J_{m,i}}$$

Para efectos del presente análisis teórico sólo se tendrá en cuenta lo asociado a los contratos bilaterales con destino al mercado regulado y se definirá esta nueva fórmula (únicamente con ocasión del presente análisis) como un $G^*_{m,i,j}$ de contratos de acuerdo a lo siguiente:

$$G^*_{m,i,j} = Q_{c_{m-1,i}} * (\alpha_{i,j} * P_{c_{m-1,i}} + (1 - \alpha_{i,j}) * M_{c_{m-1}})$$

Nótese que este nuevo G^* se traduce en el costo máximo a trasladar al usuario final regulado, únicamente contemplando las compras de energía mediante contratos bilaterales. El presente análisis propone contrastar un escenario real con un escenario contrafactual creado a través de la utilización de una variable $G^{**}_{m,i,j}$ de contratos neutra, el cual se calcula de manera individual para cada Comercializador minorista (manteniendo todo lo demás constante) y utilizando un valor de la variable P_c igual a la variable M_c del mes analizado, eliminando el factor de ponderación alfa de la ecuación:



$$G^{**}_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * (\alpha_{i,j} * Mc_{m-1} + (1 - \alpha_{i,j}) * Mc_{m-1}) \Rightarrow G^{**}_{m,i,j} = Qc_{m-1,i} * Mc_{m-1}$$

Ahora bien, con la entrada en vigor de la Resolución CREG 101 002 de 2022 se modificó la fórmula para el cálculo del componente de Generación del Costo Unitario de Prestación del Servicio y se incorporaron nuevas variables. Teniendo en cuenta que el Formato T9 de la Resolución SSPD 12515 de 2021 no se ajustaba a esta nueva realidad, a partir del periodo 4M2022 las empresas empezaron a reportar la variable W1 cuya definición es: “W1_{m-1,i}: Ponderador de los precios de los contratos resultantes de las convocatorias públicas a las que hace referencia la Resolución CREG 130 de 2019 o aquella que la modifique, sustituya o adicione, del comercializador i, en el mes m-1”.

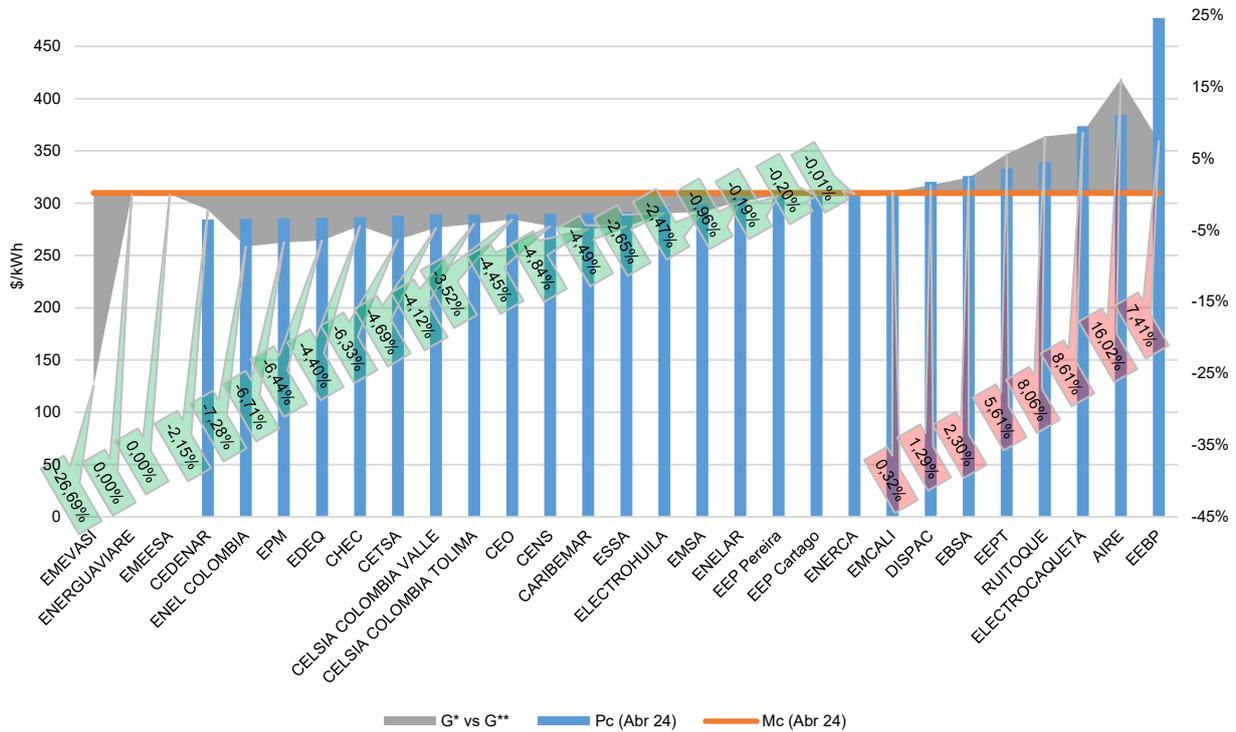
De manera inicial puede extraerse del presente análisis que en los casos donde el valor de la variable Pc de un comercializador minorista se encuentra por debajo de la variable Mc para un mes en particular, esto en la teoría representaría una utilidad en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación α . En contraparte, cuando el valor de la variable Pc de un comercializador minorista se encuentra por encima de la variable Mc para un mes en particular, representaría en teoría una pérdida en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación α .

Así las cosas, el objetivo de este análisis se basa en identificar el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado, para cada uno de los meses del segundo trimestre del año 2024, de la variable $G^{*}_{m,i,j}$ de contratos respecto a la variable $G^{**}_{m,i,j}$ de contratos neutra para un usuario regulado atendido por cada uno de los comercializadores minoristas del mercado, incluyendo en el cálculo la variable W1.

Es importante anotar que en el eje vertical primario (\$/kWh) de las siguientes gráficas, se presenta la comparación entre la variable Pc_{m-1} para cada comercializador minorista, versus la variable Mc_{m-1} ; por su parte, el eje vertical secundario presenta la diferencia porcentual existente entre las variables $G^{*}_{m,i,j}$ de contratos y $G^{**}_{m,i,j}$ de contratos neutra para el mes analizado.



Figura 5. Comportamiento G contratos vs G Neutro abril 2024



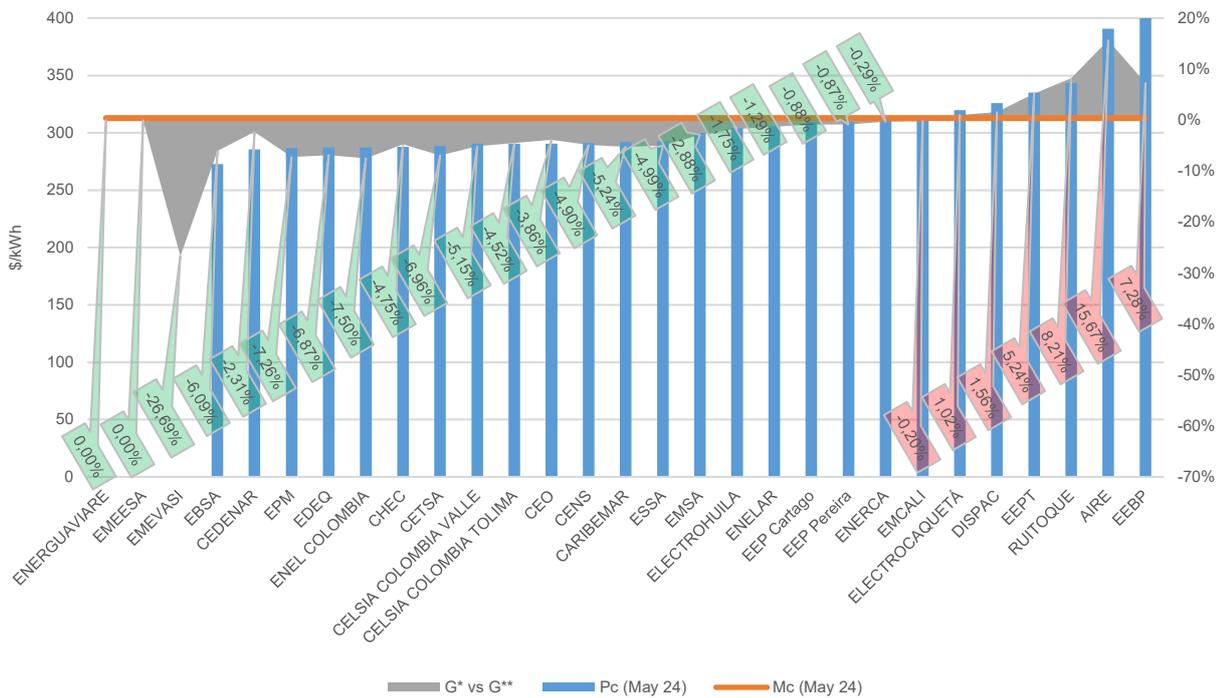
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Como se observa en la Figura 5, para el mes de abril de 2024 es posible identificar que la EEBP presentó el mayor valor de la variable Pc, lo que se traduce en un aumento aproximado del 7,41% de la variable G* respecto a la variable G**; esto quiere decir que, debido al alto Pc presentado por esta empresa, sus usuarios perciben un componente G de contratos 7,41% mayor al que percibirían en el caso en que la variable Pc fuera igual a la variable Mc. Por otro lado, EMEVASI, para el mismo mes presentó el menor valor de la variable Pc, lo que se traduce en una disminución aproximada del 26,69% de la variable G* respecto a G**; lo anterior significa que debido a este valor de la variable Pc, un usuario de esta empresa percibe un componente G de contratos 26,69% menor al que percibiría en el caso en que la variable Pc fuera igual a la variable Mc.

Para el mes de mayo de 2024, EMEVASI presentó el menor valor de la variable Pc, lo que se traduce en una reducción aproximada del 26,69% de la variable G* respecto a G**. Por su parte, la EEBP nuevamente presentó el mayor valor de la variable Pc, lo que se traduce en un aumento aproximado del 7,28% de la variable G* respecto la variable G**. Ver Figura 6.



Figura 6. Comportamiento G contratos vs G Neutro mayo 2024

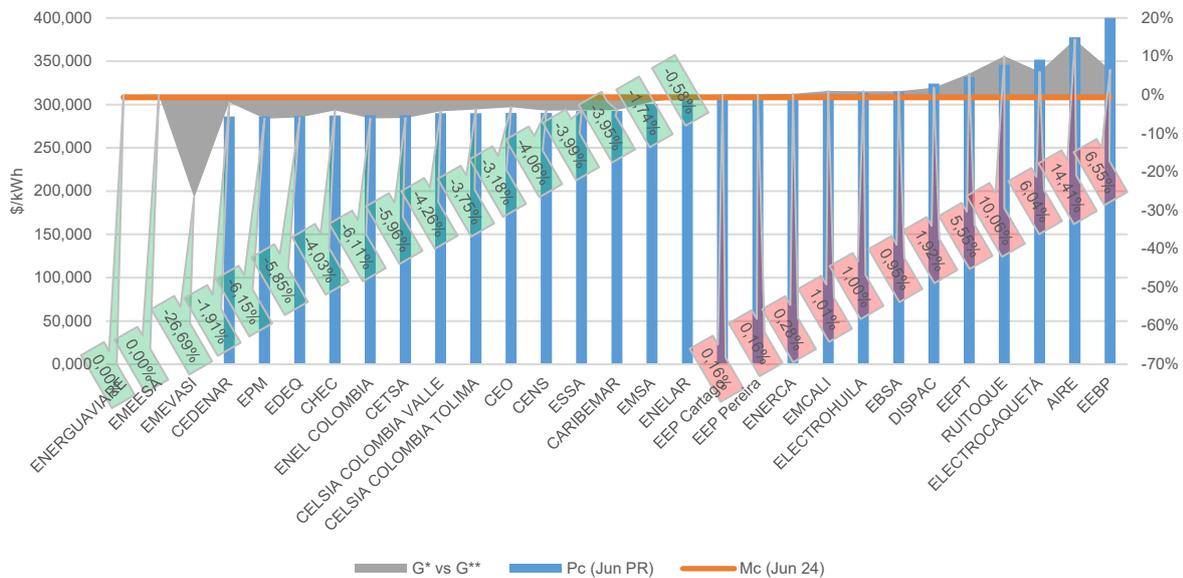


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Finalmente, para el mes de junio de 2024, EMEVASI presentó nuevamente el menor valor de la variable Pc, lo que se traduce en una reducción aproximada del 26,69% de la variable G* respecto a la variable G**. Por su parte, la EEBP presentó el mayor valor de la variable Pc, lo que significa un aumento aproximado del 6,55%. Ver Figura 7.



Figura 7. Comportamiento G contratos vs G Neutro junio 2024



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

A partir del análisis realizado, cuando el valor de la variable P_c de un Comercializador minorista es menor que el valor de la variable M_c del mes correspondiente, se tendrá que hipotéticamente no solo existe una utilidad en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación α , sino que además, al contrastar este caso con el actual propuesto, el usuario teóricamente estaría percibiendo una reducción en el componente de Generación (respecto al que pagaría en el escenario actual), lo que a su vez conllevaría a una disminución en el valor del CU.

En contraparte, cuando el valor de la variable P_c de un Comercializador minorista es mayor que el valor de la variable M_c del mes correspondiente, no sólo se presentaría teóricamente una pérdida en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación α , sino también un aumento en el componente de Generación (respecto al que pagaría en el escenario actual), lo que a su vez conllevaría a un alza en el valor del CU.

Es importante anotar que, si bien la variable P_c se encuentra ordenada de forma ascendente, esto no implica que el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado presente el mismo comportamiento, toda vez que el factor de ponderación α de cada comercializador minorista es diferente.



Finalmente, en la Tabla 8 se muestra un resumen de los promedios mensuales del porcentaje de la demanda regulada atendida a través de contratos bilaterales (Qc Prom), precio promedio de compra de energía en bolsa con destino al mercado regulado (Pb Prom) y el precio promedio de compra de energía en contratos bilaterales con destino al mercado regulado (Pc Prom) que incidieron en el cálculo de los componentes de generación del trimestre:

Tabla 8. Promedio precios de bolsa y contratos 2T

Variable	Abril	Mayo	Junio
Qc prom (%)	71,29%	71,11%	78,33%
Pb prom(\$/kWh)	626,72	794,05	316,28
Pc prom (\$/kWh)	313,47	311,17	312,62

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Se presentaron empresas que no habían certificado el Formato T9 del capítulo de tarifas de la Resolución SSPD 12515 de 2021 al corte de la elaboración del informe, como lo es el caso de EMEESA S.A E.S.P y ENERGUAVIARE S.A E.S.P; asimismo, algunas empresas que sí realizaron el respectivo reporte, la información no cuenta con la calidad requerida. Por lo tanto, para ambos casos, solo se analizó lo correspondiente a contratos bilaterales al poder tomar la información del Formato T10 reportado por XM S.A. E.S.P.

Comportamiento de los Precios en Bolsa de los comercializadores

Los comercializadores de energía eléctrica dentro de su autonomía administrativa, y de acuerdo con las condiciones del mercado energético del país, pueden optar por no atender la totalidad de su demanda regulada a través de contratos bilaterales a mediano y largo plazo; lo que permite, cuando sea necesario, cubrir la porción de su demanda no cubierta por estos con compras de energía a través del mercado spot o bolsa de energía, también llamado exposición en bolsa (Qb).

Debe tenerse presente que los precios en el mercado de la bolsa de energía se conforman diariamente hora a hora, de acuerdo con las ofertas realizadas por los agentes generadores el día anterior. Si las compras de energía en contratos permiten a los agentes conocer el precio al



cual van a comprar la energía para atender mercado regulado en el mediano y largo plazo, actualizado por un indexador que generalmente es el IPP y que es pactado en las cláusulas de los contratos firmados entre las partes, las compras en bolsa presentan un riesgo y es la volatilidad del precio al estar sujeto al comportamiento y especulación de los agentes que participan en el mercado. Y dado el caso que un comercializador se encuentre con una alta exposición y se presente un incremento súbito en el precio de bolsa, impactará de forma negativa el componente de Generación trasladado al usuario final.

Como se mostró en el análisis asociado a las compras en contratos bilaterales, el aporte de las compras en contratos del componente de Generación de un comercializador está en función del P_c , M_c , Alfa y Q_c mientras que, para el aporte de las compras en bolsa¹ al componente de Generación es directo (passthrough) y se encuentra en función del precio de bolsa (P_b) y su nivel de exposición (Q_b) que se entiende, en términos generales y prácticos como:

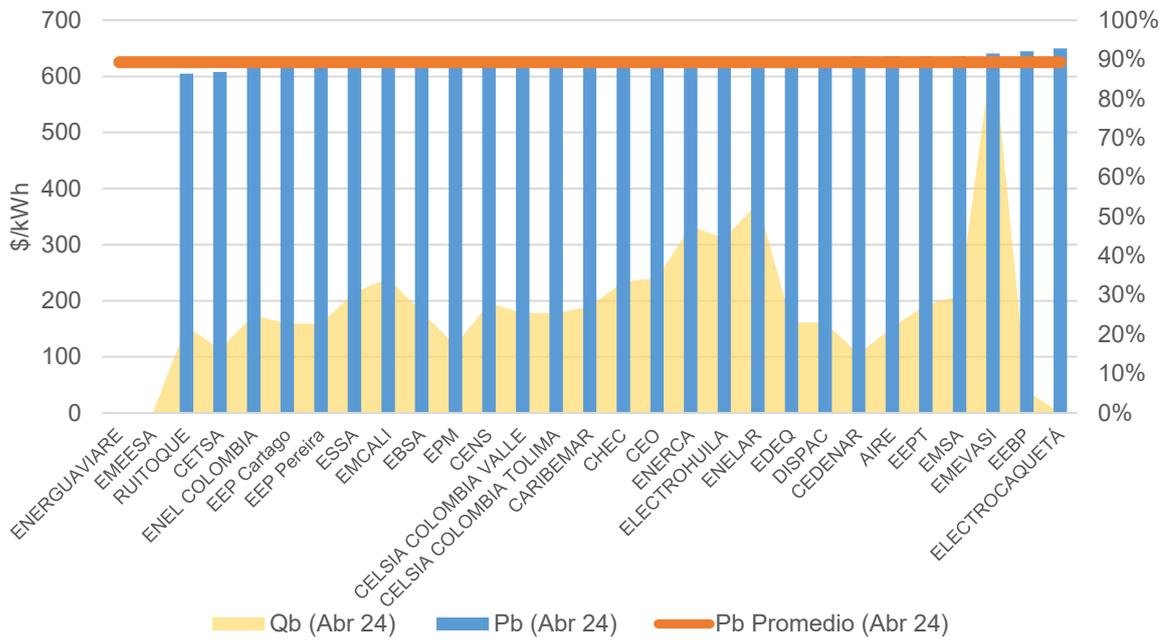
$$G_{Bolsa} = (1 - Q_{c_{m-1,i}} - Q_{agd_{m-1,i}}) * P_{b_{m-1,i}}$$

Aclarado lo anterior, en la Figura 8, Figura 9 y Figura 10 se compara mensualmente el P_b trasladado por los comercializadores en el componente de Generación para el mes m , junto con el Q_b y el P_b Promedio del mercado aplicado para ese mismo mes. Lo anterior, con el objeto de evidenciar, en función de la fórmula anteriormente mostrada, como un incremento en el precio de bolsa y su nivel de exposición, impacta fuertemente el precio final de generación al usuario.

¹ La variable Q_{agd} corresponde a la porción de la demanda regulada cubierta con compartes al usuario AGPE y GD en el marco de la Resolución CREG 174 de 2021. A hoy, conforme a lo reportado por las empresas al SUI, la variable Q_{agd} alcanza valores muy por debajo del 1%.

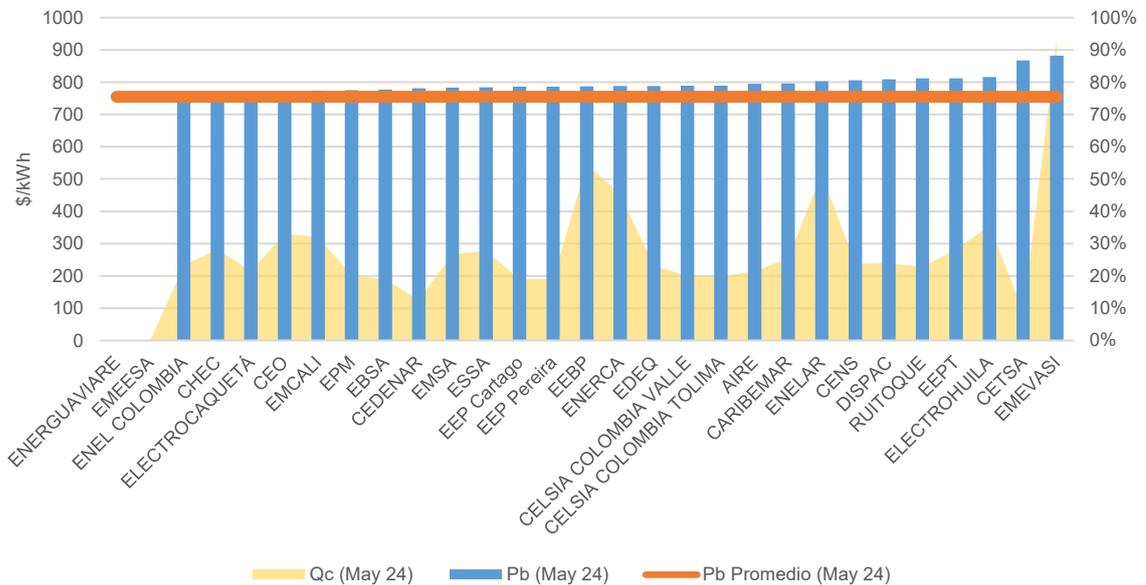


Figura 8. Comparativo Pb, Qb y Pb abril 2024



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

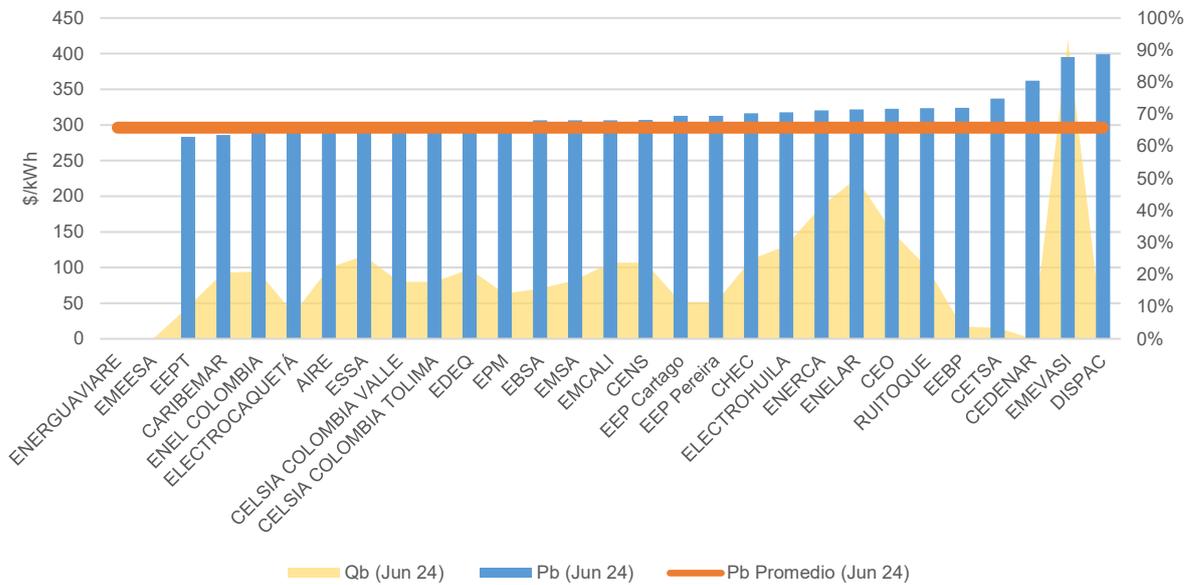
Figura 9. Comparativo Pb, Qb y Pb mayo 2024



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE



Figura 10. Comparativo Pb, Qb y Pb junio 2024



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Las empresas ubicadas al inicio en las gráficas refiriéndonos específicamente a EMEESA y ENERGUAVIARE ESP, se encuentran en esa posición porque no certificaron todos los meses la información del Formato T9 del SUI. Para las empresas que tienen valores de Pb iguales a cero, indica que son empresas que para esos periodos tenía el 100% de su demanda contratada a través de contratos a mediano y largo plazo.

Los demás casos donde se liquida un Pb, pero el Qb es igual a cero, indica que las empresas, si bien están cubiertas 100% en contratos, por situaciones del día a día que se presentan en la demanda horaria, deben recurrir a compras en bolsa para atender en algún punto del día su demanda, pero estas compras no pueden ser trasladadas al usuario final debido a la estructura de la fórmula tarifaria.

Se resalta que la información tenida en cuenta para la construcción de este análisis corresponde al Formato T9 del SUI.



Traslado por parte de los comercializadores de compras AGPE y GD al componente de Generación

De acuerdo con la información del Formato T9 del capítulo de tarifas del SUI certificada por los Comercializadores que atienden mercado regulado, se tiene que vienen trasladando el siguiente G Transitorio, que corresponde al valor en \$/kWh que se incluye en el componente de Generación del comercializador y proviene de todas las compras de energía realizadas al usuario AGPE y GD con base en lo definido en la Resolución CREG 174 de 2021. Ver Tabla 9

Tabla 9. Valores G Transitorio (\$/kWh) 2 T

COMERCIALIZADOR	Abr-24	May-24	Jun-24
AIRE	0,59	0,79	0,61
CARIBEMAR	0,46	0,66	0,64
CELSIA COLOMBIA	1,49	2,32	1,85
CHEC	3,01	3,48	2,52
CETSA	1,08	1,84	2,79
ESSA	1,29	1,56	1,55
ELECTROHUILA	2,41	2,98	2,77
EMSA	0,51	0,67	0,62
ENELAR	0,31	0,49	0,27
EBSA	1,64	1,63	1,69
ENERCA	1,26	1,06	0,77
EEP	4,79	4,23	3,78
DISPAC	0,18	0,18	0,23
EPM	1,18	1,58	1,32
ENEL COLOMBIA	1,26	1,32	0,63
RUITOQUE	6,39	5,69	5,55
CENS	1,36	1,54	1,45
VATIA	1,15	0,91	1,00
ENERTOTAL	2,37	2,02	2,33
ENERBIT	0,48		
SOL Y CIELO	199,20	189,71	197,69



COMERCIALIZADOR	Abr-24	May-24	Jun-24
ENEL X COLOMBIA	0,34	0,31	0,31
BIA ENERGY	0,01	0,01	0,01
EDEQ	1,83	1,52	1,45
EMCALI	1,05	0,83	1,18
CEO	0,31	0,23	0,19

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

4. Componente de Transmisión (T)

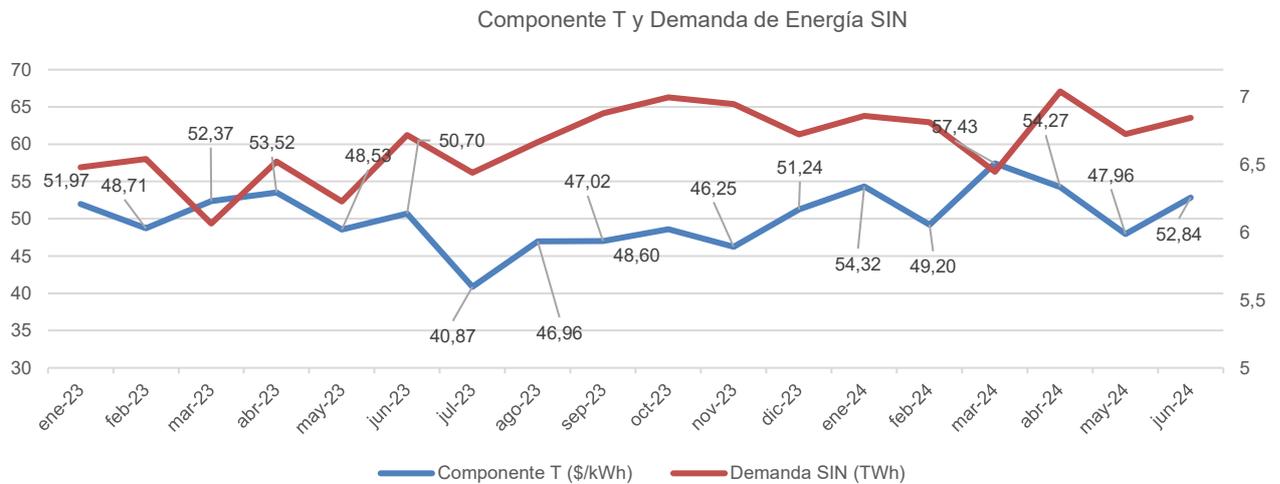
El valor del componente de Transmisión es establecido mediante la Resolución CREG 011 de 2009 y es liquidado por XM S.A. E.S.P. en calidad de Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), a través de los cargos por uso del STN y corresponde a un solo valor a nivel nacional para todas las empresas.

El componente de Transmisión es calculado mediante una relación entre los ingresos mensuales del transmisor y la demanda de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Con base en lo anterior, es importante anotar que los ingresos del transmisor cambian cada vez que este solicita a la CREG la actualización de su base de activos y/o de otra variable involucrada en la mencionada resolución; dichas solicitudes no presentan una periodicidad definida, mientras la demanda de energía sí presenta variaciones mensuales.

En la Figura 11 se muestra el comportamiento del componente T (\$/kWh) respecto del comportamiento de la demanda de energía en Teravatios hora (TWh) en el SIN con los valores del eje secundario; lo anterior con el propósito de ilustrar con claridad en una sola gráfica los valores de T y la demanda en el SIN.



Figura 11. Comportamiento Componente T 2T



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Con base en los análisis de los trimestres anteriores, los cuales se mantienen en el presente documento, se observó que, al presentarse una menor demanda de energía eléctrica, mayor será el valor del componente de Transmisión, esto bajo el supuesto de ingresos del transmisor constantes por periodos de tiempo superiores a la variación de la demanda del SIN.

Para el primer trimestre del 2023 el componente de Transmisión finalizó con un valor de 52,37 \$/kWh, aumentando 2,06 \$/kWh con respecto al trimestre anterior, y la demanda energética del mes de febrero al mes de marzo de 2023 disminuyó en un 7,26%.

En el caso del segundo trimestre del 2023 el componente de Transmisión finalizó con un valor de 50,70 \$/kWh, disminuyendo 1,66 \$/kWh con respecto al trimestre anterior, y la demanda energética del mes de mayo al mes de junio de 2023 aumentó en un 7,87%.

En referencia al tercer trimestre del 2023 el componente de Transmisión presentó un valor de 44,95 \$/kWh en promedio, disminuyendo 9,83 \$/kWh con respecto al trimestre anterior, y la demanda energética del mes de junio al mes de julio de 2023 disminuyó en un 4,16%.

Durante el cuarto trimestre del 2023 el componente de Transmisión presentó un valor de 48,70 \$/kWh en promedio, aumentando 3,75 \$/kWh con respecto al trimestre anterior, y la demanda energética del mes de septiembre al mes de octubre de 2023 aumentó en un 1,68%.



En lo relacionado al primer trimestre de 2024, el valor del componente de Transmisión para el mes de enero presentó un aumento de 3,084 \$/kWh, para el mes de febrero tuvo una disminución de 1,55 \$/kWh respecto del mes anterior, seguido de un aumento de 8,23 \$/kWh para el mes de marzo de 2024.

Finalmente, para el segundo trimestre de 2024 el valor del componente de Transmisión finaliza con un valor de 52,84 \$/kWh, disminuyendo 4,59 \$/kWh equivalente a -8 %, y la demanda energética del mes de enero a junio de 2024 disminuye 2,77%.

Verificada la información publicada por XM en el enlace “Liquidación STN – soporte facturación STN”, se evidenció que los ajustes aplicados en el segundo trimestre de 2024 se deben a las siguientes causales:

Abril de 2024

- Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC.
- Modificación de la demanda real en el STN.
- Modificación energía transportada por el STN
- Modificación por parte del DANE de la serie preliminar del IPP de octubre 2023 afectando los ingresos a INTERCOLOMBIA por la convocatoria Variante Guatapé.
- Modificación de las compensaciones de INTERCOLOMBIA por ajuste sobre el registro del activo BT SABANALARGA 3 450 MVA 500 kV

Mayo de 2024

- Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC.
- Modificación de la demanda real en el STN.
- Modificación de las compensaciones de INTERCOLOMBIA por ajuste sobre los registros del activo BL2 CARTAGO A SAN MARCOS 230 KV, BL1 PANAMERICANA A TULCÁN 138 kV y BL3 CHINÚ A CERROMATOSO 500 kV

Junio de 2024

- Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC.
- Modificación de la demanda real en el STN.



- Modificación de las compensaciones de TRANSELCA por ajuste sobre los índices del activo FACTS SSSC SANTA MARTA A GUAJIRA 2-1 220 KV
- Modificación de las compensaciones de INTERCOLOMBIA por ajuste sobre los índices de los activos ANCON SUR (ISA) - ESMERALDA 2 230 kV y SABANALARGA 1 450 MVA 500/220/34.5 kV.
- Modificación de la energía transportada por el STN.

En lo que respecta al valor del Ingreso Regulado Neto que pagan los participantes del mercado tenido en cuenta para el cálculo del componente mensual, presentó su mayor valor en el mes de abril de 2024 con \$355.798 millones y su menor valor se presentó en el mes de junio con un valor de \$350.492 millones. Sin embargo, estos valores son superiores a los presentados en el primer trimestre de 2024 cuyo promedio fue de 346.185 millones de pesos.

Por ejemplo, para el segundo trimestre de 2024, el aumento en los ingresos totales de los Transmisores se debe principalmente a una disminución en las compensaciones por pago por atraso en la entrada de infraestructura (PPA, Resolución. CREG 022 DE 2001) que ascendieron a \$5.567 millones, lo que se traduce a una disminución del 62,03% con respecto al trimestre anterior. Así mismo, para este trimestre no se presentaron pagos asociados a garantías ejecutadas. A continuación, se presenta la descripción de los proyectos que presentaron retrasos y el responsable, tenidos en cuenta por XM en la liquidación de los cargos estimados del STN para el segundo trimestre de 2024.

Abril de 2024

Tabla 10. Proyectos con retraso abril 2024

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
EMSD - EMSA	PPA	Subestación Catama 115 kV con transformación 40 MVA 115/34.5 kV. Nuevos circuitos Ocoa-Catama 115 kV y Catama-Suria 115 kV.	\$ 213.569.886

Fuente: XM



Mayo de 2024

Tabla 11. Proyectos con retraso mayo 2024

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
EMSA - EMSD	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 346.630.498

Fuente: XM

Junio de 2024

Tabla 12. Proyectos con retraso junio 2024

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
GEB SA ESP - EEBT	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 10-2019	\$ 420.584.298
GEB SA ESP - EEBT	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2010	\$ 4.239.681.807
EMSA - EMSD	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 346.709.249

Fuente: XM

La demanda del sistema presentó diferencias en los periodos analizados, puesto que para el mes de abril aumentó en 593 millones de kWh y para el mes de mayo disminuyó hasta llegar a 6.724 millones de kWh, seguido de un aumento para el mes de junio de 2024 llegando a 6.844 millones de kWh. Es decir, un aumento del 1,77% con respecto al mes de mayo de 2024.

En la Tabla 12, se muestra el cálculo detallado del componente de Transmisión para este trimestre:



Tabla 13. Cálculo del componente de Transmisión 2T

		Abr-24	May-24	Jun-24
A	Ingreso Regulado Mensual (antes de compensaciones (COP))	356.455.403.696	351.461.022.812	355.831.634.407
B	Ingreso Variante Guatapé (\$)	226.051.255	222.717.781	225.564.117
C	Otros Conceptos (\$)	345.962.015	346.630.498	5.006.975.354
A - B - C = D	Ingreso Regulado Bruto que pagan los comercializadores (\$)	355.883.390.426	350.891.674.533	350.599.094.936
E	Ingreso a Compensar (\$)	84.843.338	81.350.808	106.853.402
D - E = F	Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	355.798.547.088	350.810.323.725	350.492.241.534
G	Energía del SIN (kWh)	7.039.272.771	6.724.910.648	6.844.185.338
H	ΔT (\$/kWh)	3,722	-4,202	1,627
(F / G) + H	Componente T (\$/kWh)	54,27	47,96	52,84

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

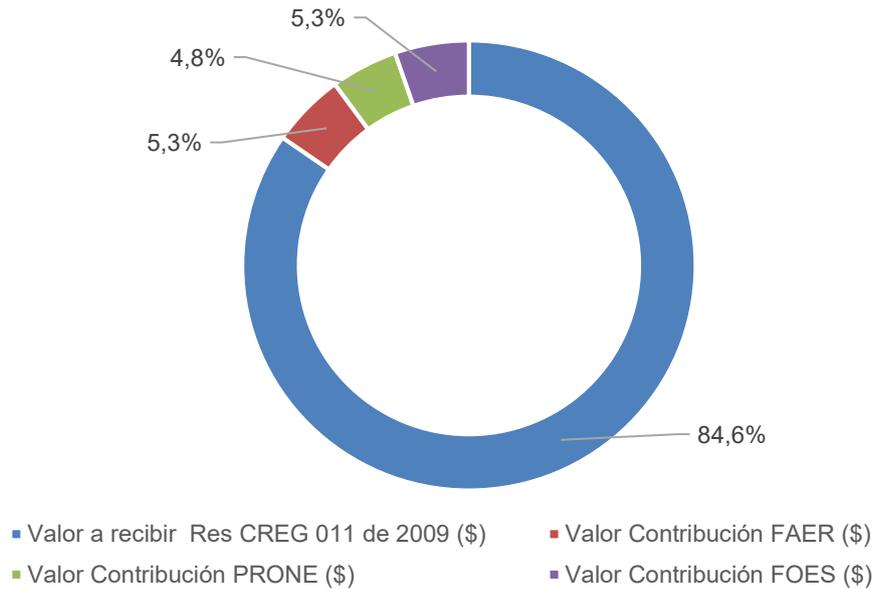
Para este trimestre se resalta que, en el mes de abril de 2024, el valor del componente de transmisión disminuyó en 3,17 \$/kWh con relación al mes de marzo de 2024. Pasando de 57,43 \$/kWh a 54,27 \$/kWh.

Asimismo, para el mes abril de 2024, los transmisores aumentaron su ingreso regulado mensual antes de compensaciones en 2.851 millones de pesos pasando de 353.604 millones a 356.455 millones.

En promedio para el segundo trimestre de 2024, el Ingreso Regulado Neto que pagan los comercializadores está conformado no solo por la remuneración de los transportadores, sino por la inclusión dentro de este ingreso de los cobros para los fondos para el sector eléctrico denominados FAER, FOES y PRONE, y que se muestran en la Figura 12.



Figura 12. Composición del ingreso regulado Neto



Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

5. Componente de Distribución (D)

Para el análisis del componente de Distribución es importante anotar que mediante el Decreto 388 de 2007, modificado por los Decretos 1111 de 2008, 3451 de 2008 y 2492 de 2014, el Gobierno Nacional estableció las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, ordenando a la CREG conformar dentro de la metodología que establece la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD)² las cuales se definen como el “*Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley*”, y se establece que debe existir un cargo único por Nivel de Tensión por cada ADD.

² ADD Centro: Santander, Norte de Santander, Caldas, Risaralda, Quindío y Antioquia.
 ADD Occidente: Valle del Cauca, Cauca y Nariño.
 ADD Oriente: Boyacá, Arauca, Huila, Cundinamarca y Bogotá D.C.
 ADD Sur: Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.



Teniendo en cuenta lo anterior, para el análisis de este componente se procedió a agrupar las empresas de acuerdo a su ADD, creando además un grupo denominado 'sin ADD', el cual corresponde a las empresas que no pertenecen a ningún Área de Distribución³.

De acuerdo con la expedición de la Resolución 40227 de 05 de julio de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, se actualizaron las áreas de distribución ADD, y se incorporó a la empresa CELSIA COLOMBIA SA ESP Mercado Tolima al Área de Distribución Oriente ADD ORIENTE, ya que antes no pertenecía a ningún área de distribución y trasladaba su cargo de distribución directamente al usuario final. Esta entrada se dio a partir del mes de agosto de 2022, pero su impacto se vio reflejado en el último trimestre del 2022

Es importante tener en cuenta que las empresas pertenecientes a un ADD aplican el denominado 'DtUN', el cual corresponde al cargo de distribución único por nivel de tensión de cada ADD y es calculado por XM S.A. E.S.P. con la información de los cargos liquidados por el LAC y la energía facturada certificada en el Formato TC3 del SUI. Por su parte, las empresas que no se encuentran dentro de un ADD aplican su cargo de distribución (cargo por uso) publicado por el LAC en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018.

Ya para este trimestre, el LAC calcula los cargos por uso de 26 operadores de red correspondiente a 28 mercados de comercialización que se encontraban con aprobación de ingresos en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018: Air-e (Caribe Sol), Caribe Mar de la Costa (Caribe Mar), Celsia Colombia (Celsia Valle del Cauca), Celsia Colombia (Tolima), Chec (Caldas), Cedenar (Nariño), Cens (Norte de Santander), Cetsa (Tuluá), Ceo (Cauca), Essa (Santander), ElectroCaquetá (Caquetá), ElectroHuila (Huila), Emsa (Meta), Enelar (Arauca), Ebsa (Boyacá), Enerca (Casanare), Eep (Pereira), Eep (Cartago), Edeq (Quindío), Eebp (Bajo Putumayo), Eeputumayo (Putumayo), EnerGuaviare (Guaviare), Dispac (Chocó), Emeesa (Popayán Puracé), Emcali (Cali), Epm (Antioquia), Enel Colombia (Bogotá Cundinamarca) y Ruitoque (Ruitoque).

³ DISPAC S.A. E.S.P.: Chocó; AIR-E: Atlántico, La Guajira, Magdalena, Caribemar de la Costa: Cesar, Bolívar, Córdoba y Sucre, ENERGUAVIARE E.S.P.: Guaviare; CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.: OR Tolima.



Si bien la empresa de Energía del Valle de Sibundoy (Sibundoy) cuenta con aprobación de ingresos a través de la Resolución CREG 501 037 de 2022, el LAC no ha podido realizar los cálculos del componente de distribución por cuanto no han remitido la información necesaria para tal fin. La Dirección Técnica de Gestión de Energía a través del Grupo de Gestión Operativa en el SIN se encuentra haciendo seguimiento a esta situación.

Tabla 14. Componente Distribución 2T

	ADD	ABRIL	MAYO	JUNIO
	CENTRO	297,046	285,694	282,138
	OCCIDENTE	254,702	251,438	260,808
	ORIENTE	266,134	257,123	257,947
	SUR	252,514	243,938	244,096
SIN ADD	DISPAC S.A. E.S.P	183,464	184,171	181,921
	ENERGUAVIARE SA ESP	192,422	192,480	188,881
	CARIBEMAR S.A.S. E.S.P.	231,454	217,159	193,755
	AIR-E S.A.S. E.S.P.	160,930	148,470	133,252

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

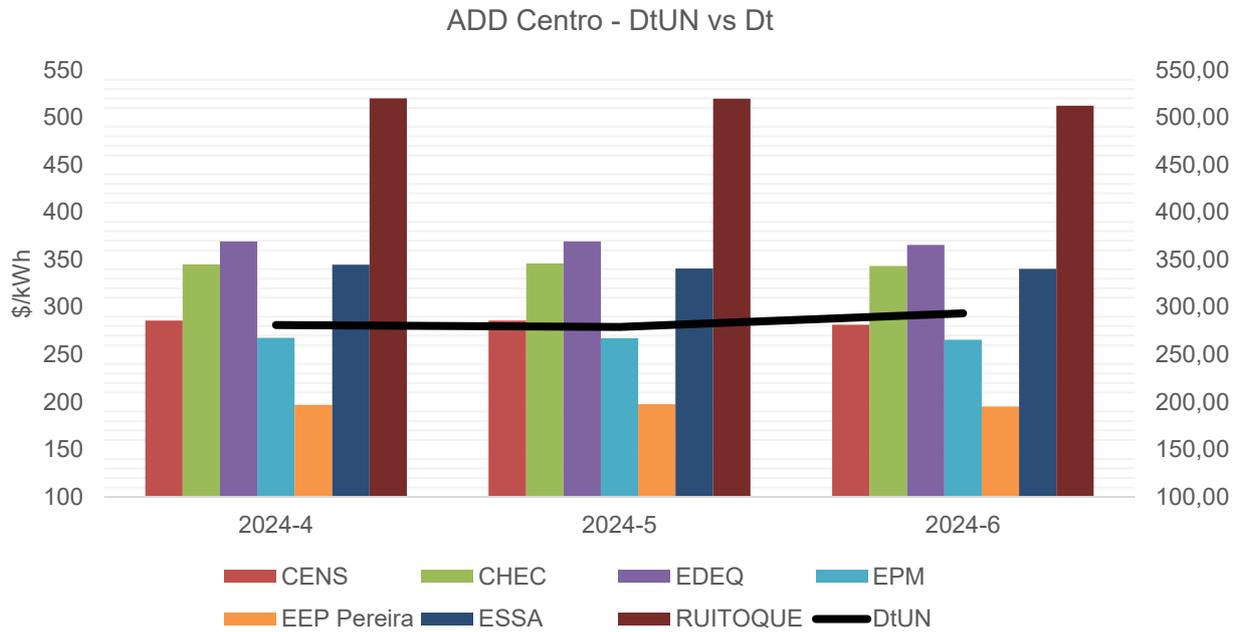
De acuerdo con la Tabla 14, para el segundo trimestre de 2024, el valor más alto se presentó para el ADD centro en el mes de abril de 2024 con 297,04 \$/kWh. Los valores de Distribución son calculados y publicados por el LAC de acuerdo con la metodología de distribución donde se remunera por ingreso regulado donde se reconocen nuevos índices de pérdidas reconocidas, nuevas inversiones y la variable CPROG.

Por otro lado, el menor valor del componente corresponde a DISPAC igual a 133,25 \$/kWh en el mes de junio de 2024.

De igual manera, y con el objeto de ilustrar de mejor manera el impacto positivo que tiene la metodología de las ADD, se muestran 4 gráficas por cada una de las áreas de distribución donde se compara el cargo por uso de nivel de tensión 1 (barras) con propiedad de activos del OR de cada distribuidor contra el cargo de distribución unificado DtUN (línea en color negro). Ver Figura 13, Figura 14, Figura 15 y Figura 16.

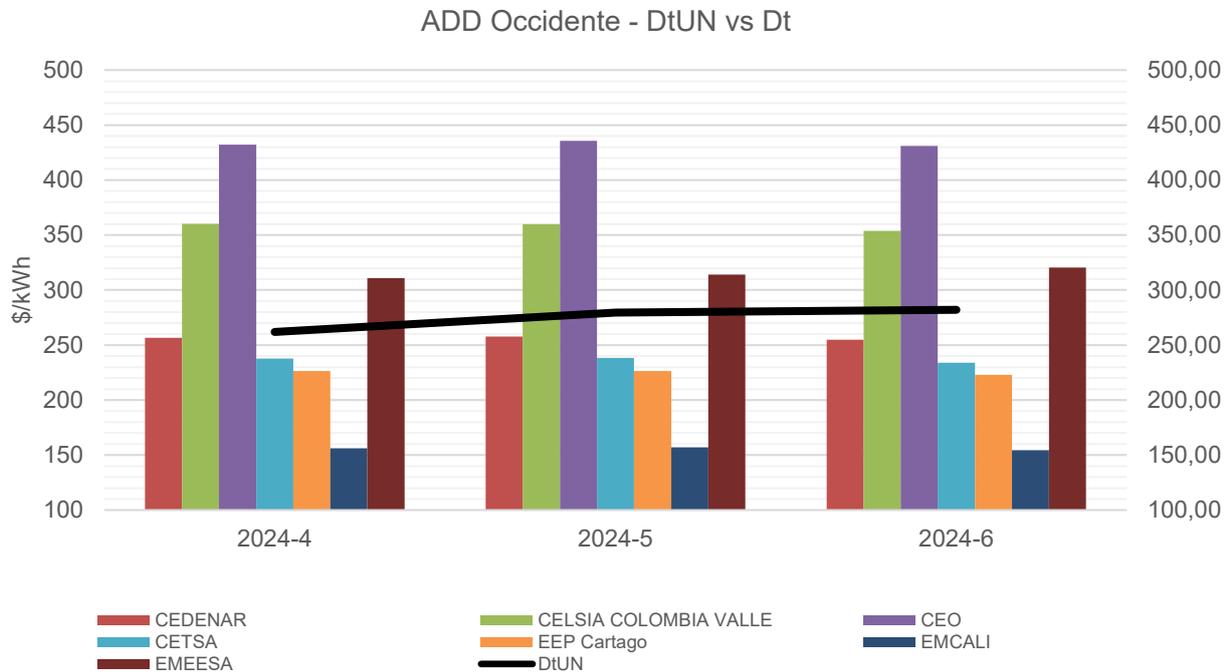


Figura 13. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Centro



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

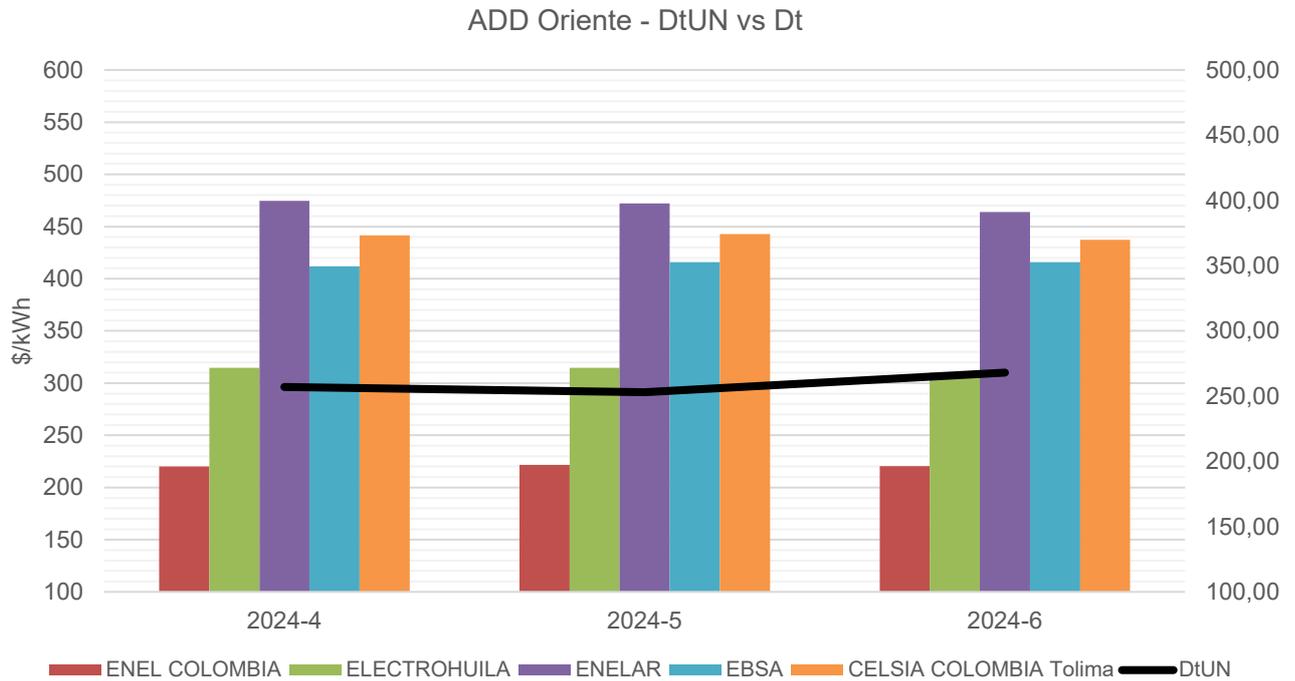
Figura 14. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Occidente



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

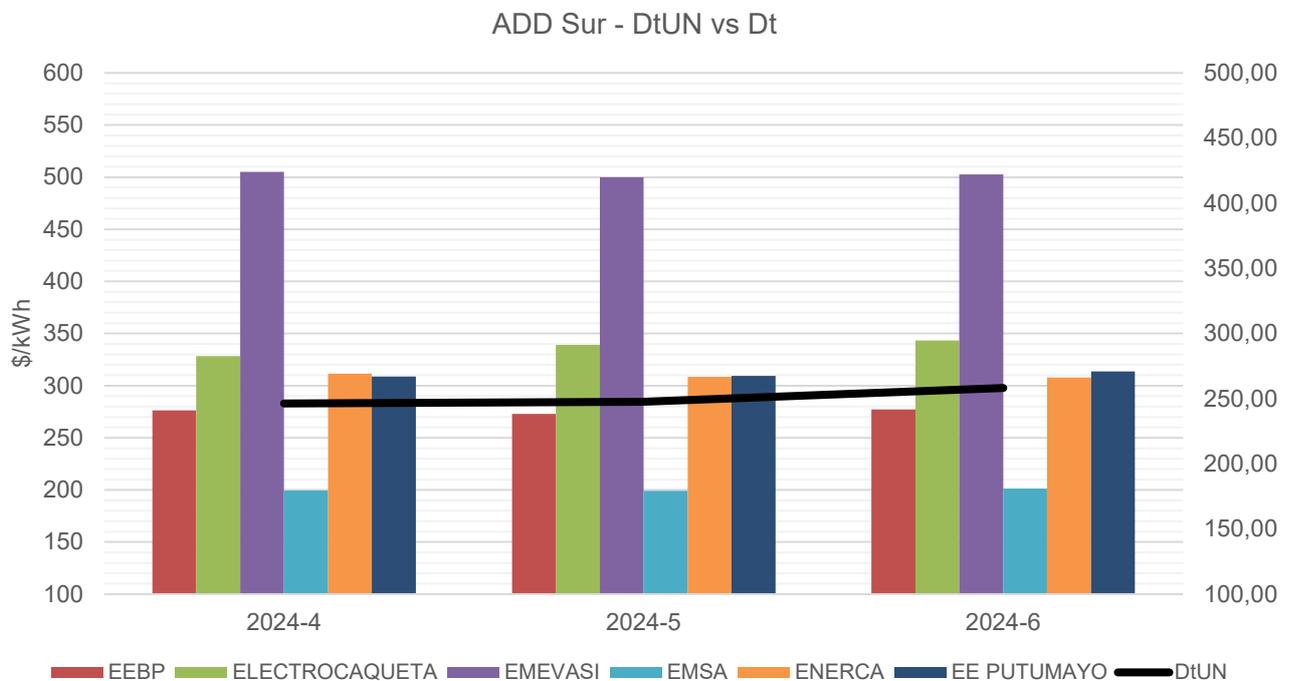


Figura 15. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Oriente



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 16. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Sur



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE



En la Tabla 15, se muestran los valores de los incentivos por calidad media (Dtcs) en \$/kWh de cada uno de los OR que se encuentran con aprobación de ingresos y que son tenidos en cuenta en el cálculo del componente de Distribución:

Tabla 15. Incentivos de calidad media 2T 2024

ID MERCA	Operador de Red	MERCADO	ABRIL	MAYO	JUNIO
157	DISPAC	CHOCÓ	5,45	5,47	5,46
158	EBSA	BOYACÁ	7,84	7,87	7,86
159	ENELAR	ARAUCA	-25,59	-25,69	-25,64
160	ESSA	SANTANDER	9,98	10,01	10,00
161	CENS	NORTE DE SANTANDER	9,02	9,06	9,04
162	CHEC	CALDAS	-0,47	-0,47	-0,47
163	EEP (PEREIRA)	PEREIRA	-0,84	-0,84	-0,84
164	EDEQ	QUINDÍO	12,88	12,93	12,90
165	EMCALI EICE ESP	CALI-YUMBO-PUERTO TEJADA	-0,01	-0,01	-0,01
166	CETSA	TULUÁ	-0,18	-0,18	-0,18
168	EEP (CARTAGO)	CARTAGO	5,92	5,94	5,93
169	CELSIA COLOMBIA (TOLIMA)	TOLIMA	11,21	11,25	11,23
170	ELECTROHUILA	HUILA	2,65	2,66	2,65
171	ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	-8,73	-8,76	-8,75
172	CEO	CAUCA	10,54	10,58	10,57
173	CEDENAR	NARIÑO	-2,66	-2,67	-2,66
175	EMSA	META	-0,08	-2,49	-2,49
176	ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA CREG 199/16	4,50	4,52	4,51
301	EMEESA	POPAYAN-PURACÉ	-7,66	-7,69	-7,67
303	RUITOQUE	RUITOQUE	0,00	0,00	0,00
443	CARIBEMAR	CARIBE MAR	6,32	6,34	6,33



ID MERCA	Operador de Red	MERCADO	ABRIL	MAYO	JUNIO
444	AIR-E	CARIBE SOL	8,07	8,10	8,08
461	EEP SAESP	PUTUMAYO	-3,95	-3,96	-3,96
561	CELSIA COLOMBIA (VALLE DEL CAUCA)	CELSIA-VALLE DEL CAUCA	-1,11	-1,12	-1,11
601	E.E.B.P.	BAJO PUTUMAYO	-16,88	-16,95	-16,92
681	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	-1,54	-1,55	-1,55
703	ENERCA	CASANARE	-16,03	-16,09	-16,06
704	EE.PP.M.	ANTIOQUIA CREG 078/07	1,81	1,82	1,81

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI.

Por otro lado, teniendo en cuenta que la calidad es fundamental en la prestación del servicio de energía eléctrica, a continuación, se realiza un comparativo entre los ingresos promedio del Operador de Red per cápita ($IngPC_{ORj}$) y los indicadores SAIDI y SAIFI, con el fin de evaluar la relación existente entre estas variables.

Para los OR que ya cuentan con aprobación de ingresos en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018, se toma la información de SAIDI reportada en el Formato CS1 de la Resolución SSPD 12515 de 2021. Los indicadores SAIDI y SAIFI tomados y tenidos en cuenta para este ejercicio, corresponden al último mes del trimestre por tratarse del indicador acumulado al periodo de corte.

Así las cosas, la variable $IngORj$, calculado para nivel de tensión 1, fue obtenida de los archivos correspondientes a la Liquidación del ADD realizada por el LAC para los meses del segundo trimestre de 2024 (abril, mayo y junio).

Luego, con el fin de calcular un valor cercano a los ingresos per cápita del OR, se procedió a realizar la relación entre la variable $IngORj$ y el número de usuarios atendidos por cada OR en el mes analizado, el cual corresponde al mes $m-2$ debido a las liquidaciones realizadas por el LAC. Quiere decir lo anterior que, por ejemplo, para calcular el Ingreso per cápita del ORj para el mes de abril de 2024, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de febrero de 2024.



Finalmente, se procedió a calcular el valor promedio para el segundo trimestre del año 2024 de la siguiente manera:

$$IngPC_{ORj} = \frac{\overline{IngOR_{j-TI}(NT_1)}}{\overline{No._de_usuariosOR_{j-TI}(NT_1)}}$$

Donde:

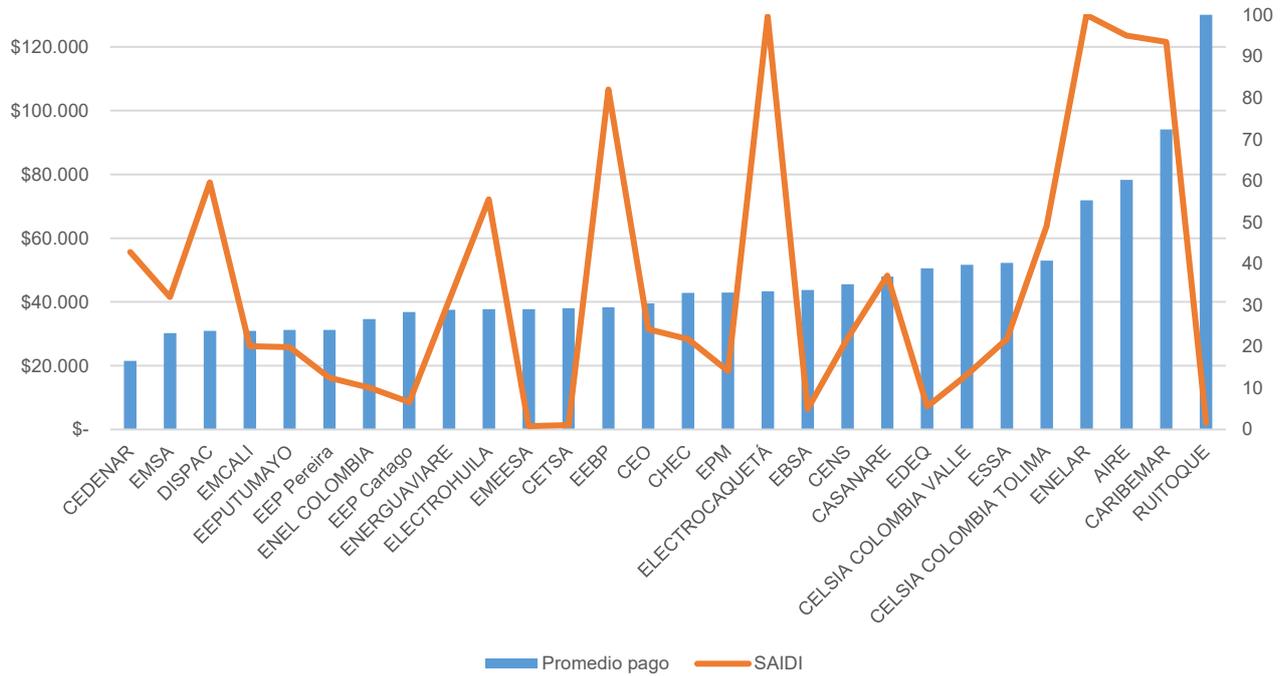
- $\overline{IngOR_{j-TI}(NT_1)}$: Ingresos promedio del OR, para el segundo trimestre del año 2024 en nivel de tensión 1.
- $\overline{No.de_usuarios_OR_{j-TI}(NT_1)}$: Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del segundo trimestre del año 2024.

Se aclara que, si bien se toman los indicadores SAIDI y SAIFI al último mes del trimestre, desde la SSPD se hace un proceso de normalización para poder presentarlos en una escala de 0 a 100, es decir, que el valor más alto de cada indicador se entiende como valor 100 y sobre ese se calculan los demás.

Dado lo anterior, al realizar el respectivo cálculo del ingreso promedio del OR por usuario del trimestre (eje primario) y contrastarlo contra los indicadores SAIDI y SAIFI del último mes del trimestre (ejes secundarios), pudo observarse en la Figura 17 y Figura 18

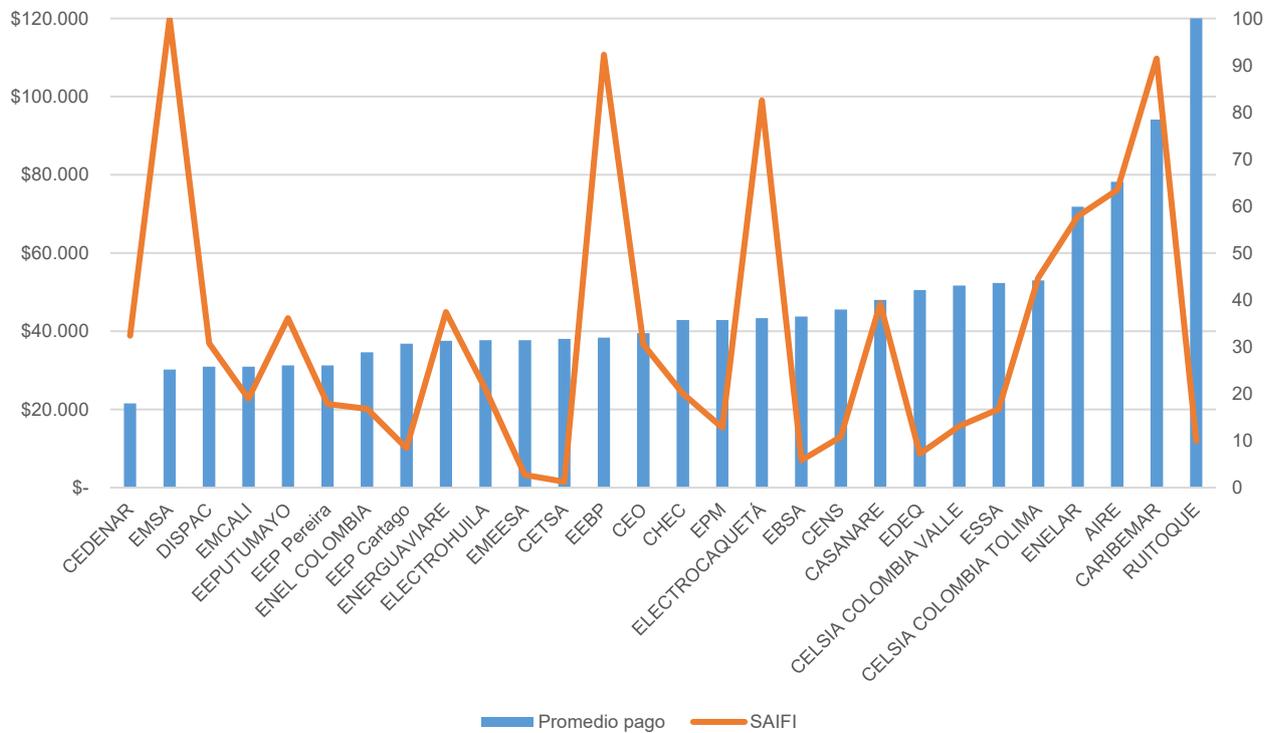


Figura 17. Comportamiento valores SAIDI 2T 2024



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 18. Comportamiento valores SAIFI 2T 2024



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE



En general, se espera que a menor ingreso per cápita vía componente de Distribución, menor será la calidad asociada a la prestación del servicio de energía eléctrica; por lo anterior puede evidenciarse a la empresa RUITOQUE con el ingreso por usuario más alto (\$ 174,551) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 1,61 y 9,94 y que equivalen a 0,63 horas y 2,54 veces respectivamente, y a la empresa CEDENAR con el ingreso por usuario más bajo (\$ 21.513) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 42,80 y 32,41 y que equivalen a 16,66 horas y 8,28 veces respectivamente. Lo anterior, permite concluir que, en ocasiones, el nivel de ingresos del OR no siempre está relacionado con la calidad del servicio.

El SAIDI y SAIFI más alto del trimestre lo presentó ENELAR con un valor de 38,92 horas y 14,78 veces con un ingreso por usuario de \$71.842.

De igual manera, en la Tabla 16 se resaltan las empresas con los indicadores SAIDI más altos en el trimestre y su SAIFI asociado.

Tabla 16. Empresas con indicadores SAIDI y SAIFI más altos 2T 2024

EMPRESA	SAIDI	SAIFI	IngPC_OR
ENELAR	38,92	14,78	71.842
ELECTROCAQUETÁ	38,78	21,09	43.378
AIRE	36,98	16,22	78.259
CARIBEMAR	36,40	23,36	94.128
EEBP	31,93	23,56	38.382

Fuente: Formatos calidad, Reportes XM, Cálculos DTGE

Finalmente, se indica que el promedio simple del ingreso promedio del trimestre de todos los OR pagado por cada usuario es igual a \$48.903.

Sistema de Transmisión Regional STR

De acuerdo con la regulación, el STR es el sistema de transporte de energía eléctrica compuesto por los activos de conexión del OR o el TR al STN y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión 4. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más OR o TR.



Los STR que existen en el país, han sido conformados a través de diferentes actos administrativos expedidos por la Comisión. En un inicio la Resolución CREG 029 del 2003 creó el Sistema de Transmisión Regional Norte (STR Norte) y el Sistema de Transmisión Regional Centro-Sur (STR Centro-Sur) indicando las empresas que lo conformaban. A la fecha, se encuentra vigente la conformación de los STR definida en el capítulo 8 de la Resolución CREG 015 de 2018.

En la Tabla 17 y la Tabla 18, se presenta el detalle para el cálculo de los cargos por nivel de tensión 4 publicados por el LAC para cada uno de los sistemas:

Tabla 17. Detalle del cálculo cargos CD4 Norte

			abr-24	may-24	jun-24
STR NORTE	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	96.248.483. 173	77.908.080. 790	78.174.720. 055
	B	Compensación total - CAL (COP)	1.114.477.3 82	40.406.592	528.412.088
	C	Compensación total - PPA (COP)	0	0	0
	C	Compensación total - VTG (COP)	0	0	0
	A - B - C = D	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	95.134.005. 791	77.867.674. 198	77.646.307. 967
	E	ENERGÍA DEL STR (kWh)	1.787.303.4 47	1.738.499.3 86	1.794.545.7 23
	F	Δ STR (\$/kWh)	1,32551968 4	-0,01874806	- 10,1367570 6
	(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	54,55	44,77	33,13

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

Para el segundo trimestre de 2024, en el STR Norte se evidencia un aumento en el cargo CD4 para todo el trimestre igual a 5,17 \$/kWh en promedio respecto del trimestre inmediatamente anterior; esta situación, está relacionada con variaciones presentadas en todo el trimestre en las demandas del STR Norte; además, se evidencia que los ingresos mensuales netos de los



STR presentaron para el mes de abril de 2024 un aumento de 15.704 millones, una disminución de 17.426 millones para el mes de mayo y una nueva disminución de 221 millones en el mes de junio.

La compensación total por indisponibilidad de activos en este STR, corresponde principalmente a los OR CARIBEMAR y AIR-E.

Tabla 18. Detalle del cálculo cargos CD4 Sur

			abr-24	may-24	jun-24
STR CENTRO SUR	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	154.628.401. 907	154.634.776. 216	154.948.755. 457
	B	Compensación total - CAL (COP)	649.465.840	302.800.468	1.056.736.416
	C	Compensación total - PPA (COP)	213.569.886	213.569.886	214.003.530
	C	Compensación total - VTG (COP)	0	0	0
	A - B - C = D	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	153.765.366. 182	154.118.405. 862	153.678.015. 511
	E	ENERGÍA DEL STR (kWh)	4.629.146.998	4.464.921.188	4.496.745.150
	F	Δ STR (\$/kWh)	0,024759901	0,025533678	- 0,669634743
	(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	33,24	34,54	33,51

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

En línea con el STR NORTE, en la Tabla 18 se muestra el cargo CD4 en el STR CENTRO SUR el cual disminuyó en un 1,55 \$/kWh para el mes de abril, y aumentó en 1,30 \$/kWh para el mes de mayo, seguido de una disminución de 1,03 \$/kWh para el mes de junio.

Asimismo, se evidencia que el para el segundo trimestre fue compensado por Pago Por Atraso en la entrada de infraestructura (PPA) de EMSA por valor de 641.143 millones de pesos, tal como se muestra en la Tabla 19, Tabla 20y Tabla 21



Abril 2024

Tabla 19. Proyectos compensados por PPA abril 2024

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
EMSD - EMSA	PPA	Subestación Catama 115 kV con transformación 40 MVA 115/34.5 kV. Nuevos circuitos Ocoa-Catama 115 kV y Catama-Suria 115 kV.	213.569.885,68

Fuente: Reportes XM

Mayo 2024

Tabla 20. Proyectos compensados por PPA mayo 2024

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
EMSD - EMSA	PPA	Subestación Catama 115 kV con transformación 40 MVA 115/34.5 kV. Nuevos circuitos Ocoa-Catama 115 kV y Catama-Suria 115 kV.	213.569.885,68

Fuente: Reportes XM

Junio 2024

Tabla 21. Proyectos compensados por PPA junio 2024

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
EMSD - EMSA	PPA	Subestación Catama 115 kV con transformación 40 MVA 115/34.5 kV. Nuevos circuitos Ocoa-Catama 115 kV y Catama-Suria 115 kV.	214.003.530,12

Fuente: Reportes XM

6. Componente de Comercialización (C)

Tal como se realizó con el componente de Generación, dentro del componente de Comercialización se agrupan las empresas de acuerdo con su número de usuarios, buscando



así comparar entre empresas de tamaño similar la gestión de su actividad comercial; así las cosas, se tienen los mismos grupos que se definieron en el componente de Generación.

Es importante mencionar que el cálculo del componente C depende en gran medida de las resoluciones particulares de aprobación del costo base de comercialización y riesgos de cartera para cada una de las empresas comercializadoras integradas al operador de red, siendo esta una de las razones principales por la cual se presentan las diferencias en este componente.

Adicionalmente, es válido recordar que la metodología para la remuneración de Comercialización en el marco de la Resolución CREG 180 de 2014 se establece como un costo máximo, por lo que regulatoriamente es posible aplicar un menor valor en este componente (a través del MO); afectando directamente el valor del CU, el cual estaría por debajo del máximo regulatorio, pero, tal como lo expresa el artículo 14.10 de la Ley 142 y el artículo 5 de la Resolución CREG 031 de 1997, el régimen de tarifas de libertad regulada establece precios máximos y se faculta al comercializador para aplicar un valor inferior siempre y cuando esté económicamente sustentado.

Similar a lo realizado con Generación, se incluye en las gráficas el eje X secundario expresando el valor del componente en USD\$/kWh. La TRM utilizada es calculada como se ha indicado en este documento, dando como resultado un valor de \$ 3.925,99 \$/USD\$.

Grupo 1

En promedio, el componente de Comercialización presentó una variación de 10,94% respecto al primer trimestre de 2024 pasando de 134,10 \$/kWh a 148,76 \$/kWh. El menor valor registrado en el componente de comercialización fue para CELSIA COLOMBIA para el mercado Cali –yumbo - puerto tejada, con un valor igual a 27,50 \$/kWh, en el mes de mayo. Por otro lado, el mayor valor lo registró AIRE en el mercado Caribe sol, con 390,51 \$/kWh, en el mes de junio. Ver Tabla 22

Tabla 22. Componente Comercialización 2T Grupo 1

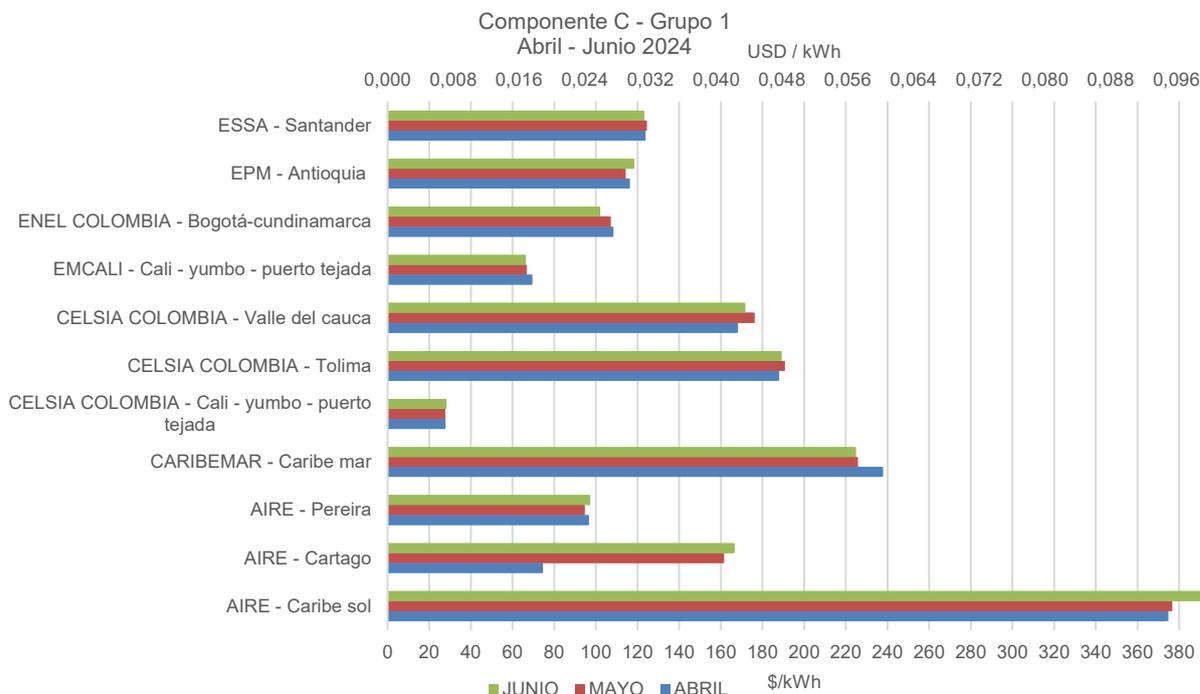
Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
AIRE - Caribe sol	373,15	374,94	390,51



Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
AIRE - Cartago	74,22	160,78	165,85
AIRE - Pereira	96,19	94,21	96,80
CARIBEMAR - Caribe mar	236,70	224,80	223,79
CELSIA COLOMBIA - Cali - yumbo - puerto tejada	27,65	27,50	28,07
CELSIA COLOMBIA - Tolima	187,01	189,88	188,35
CELSIA COLOMBIA - Valle del cauca	167,34	175,46	170,87
EMCALI - Cali - yumbo - puerto tejada	69,18	66,45	66,17
ENEL COLOMBIA - Bogotá- Cundinamarca	107,85	106,68	101,64
EPM - Antioquia	115,79	113,76	117,87
ESSA - Santander	123,27	123,83	122,64

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 19. Componente Comercialización 2T Grupo 1



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE



Grupo 2

El grupo 2 presentó un promedio de la componente C de 145,25 \$/kWh para el segundo trimestre de 2024, estando por debajo del promedio del primer trimestre de 2024 en 1,8%. El menor valor presentado en el trimestre corresponde al publicado por EEP para el mercado Caldas, en el mes de abril con un valor igual a 28,94 \$/kWh; en contraparte, el mayor valor del componente C fue el reportado por Centrales Eléctricas De Nariño S.A. E.S.P., en el mes de mayo, con un valor de 218,73 \$/kWh. Ver Tabla 23

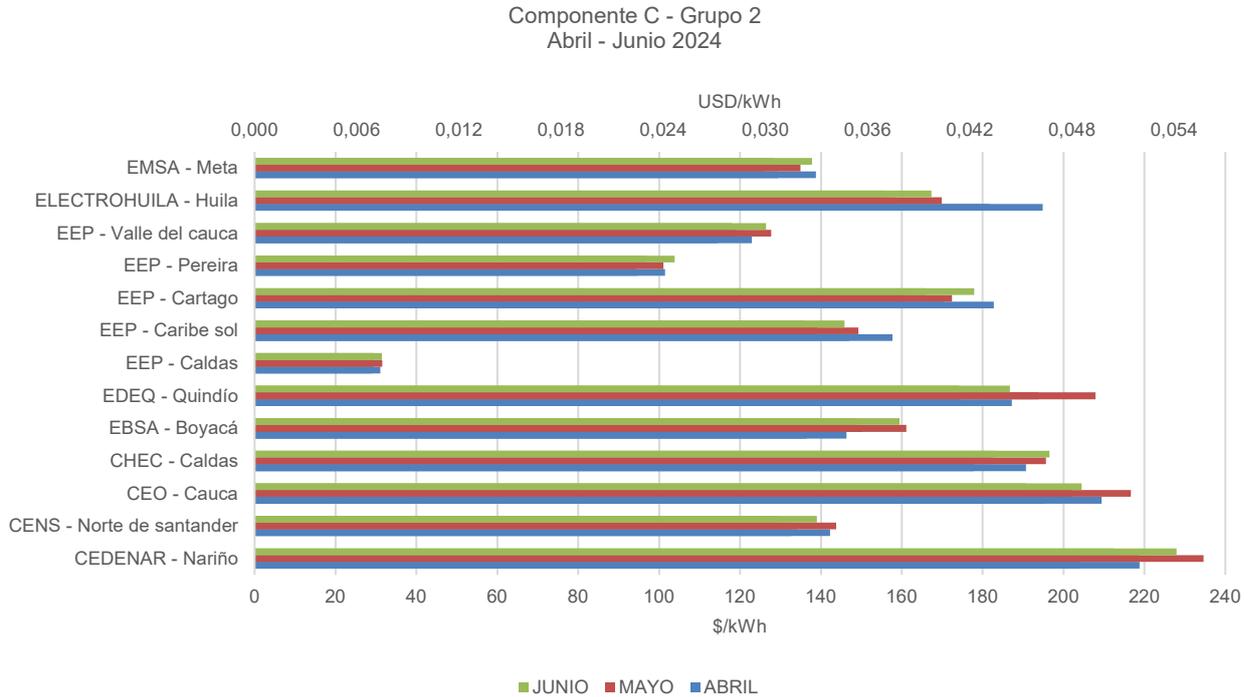
Tabla 23. Componente Comercialización 2T Grupo 2

Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CEDENAR - Nariño	204,01	218,73	212,54
CENS - Norte de Santander	132,63	134,07	129,64
CEO - Cauca	195,28	202,02	190,64
CHEC - Caldas	177,80	182,39	183,24
EBSA - Boyacá	136,45	150,21	148,69
EDEQ - Quindío	174,58	193,81	174,09
EEP - Caldas	28,94	29,39	29,37
EEP - Caribe sol	147,04	139,18	135,95
EEP - Cartago	170,37	160,78	165,85
EEP - Pereira	94,61	94,21	96,80
EEP - Valle del cauca	114,62	119,09	117,92
ELECTROHUILA - Huila	181,65	158,39	156,04
EMSA - Meta	129,36	125,85	128,47

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE



Figura 20. Componente Comercialización 2T Grupo 2



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Grupo 3

En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el segundo trimestre de 2024 de 120,33 \$/kWh, 0,2% por encima con respecto al trimestre anterior. Para el mes de abril de 2024 se registró el menor valor en el componente C, correspondiente al de la Compañía de electricidad de Tuluá S.A. E.S.P. en el mercado Tolima con un valor igual a 25,36 \$/kWh, es importante mencionar que esta empresa actúa como comercializador puro en este mercado; por otro lado, el mayor valor se registró en el mes de junio de 2024 para la Empresa de energía de Arauca., con un valor de 181,37 \$/kWh. Ver Tabla 24.

Tabla 24. Componente Comercialización 2T Grupo 3

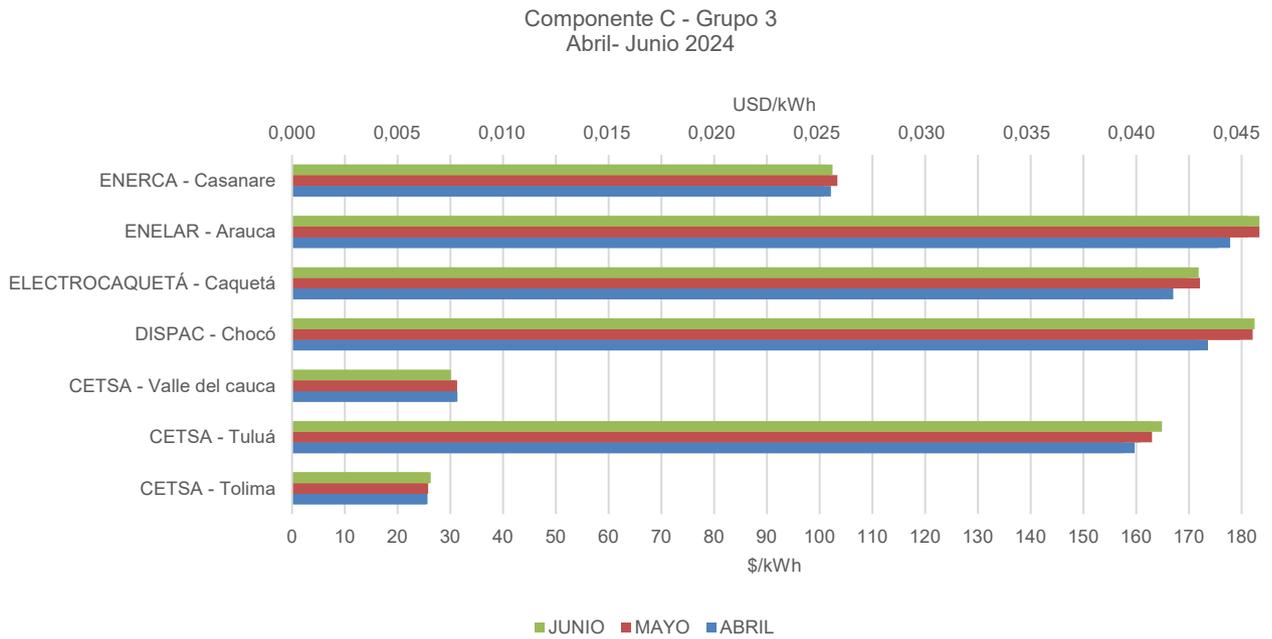
Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CETSA - Tolima	25,36	25,49	25,92
CETSA - Tuluá	157,59	160,86	162,75
CETSA - Valle del cauca	30,94	30,90	29,72



Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
DISPAC - Chocó	171,33	179,73	180,06
ELECTROCAQUETÁ - Caquetá	164,86	169,82	169,59
ENELAR - Arauca	175,51	181,26	181,37
ENERCA - Casanare	100,82	102,02	101,08

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 21. Componente Comercialización 2T Grupo 3



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Grupo 4

Teniendo en cuenta que las empresas Vatia S.A. E.S.P., Enertotal S.A. E.S.P., PEESA S.A. E.S.P., ASC Ingeniería S.A.S. E.S.P., Enel X Colombia., ENERBIT e ITALENER S.A. ESP, tienen presencia en varios mercados de comercialización, la información de estas fue promediada de manera mensual, de acuerdo con el número de mercados atendidos.

Tal como se realizó en el componente de Generación, la información de las Empresas Vatia S.A. E.S.P., Enertotal S.A. E.S.P., PEESA S.A. E.S.P., ASC Ingeniería S.A.S. E.S.P., Enel X Colombia., ENERBIT e ITALENER S.A. ESP, fue promediada de manera mensual, de acuerdo con el número de mercados atendidos. Ver Tabla 25

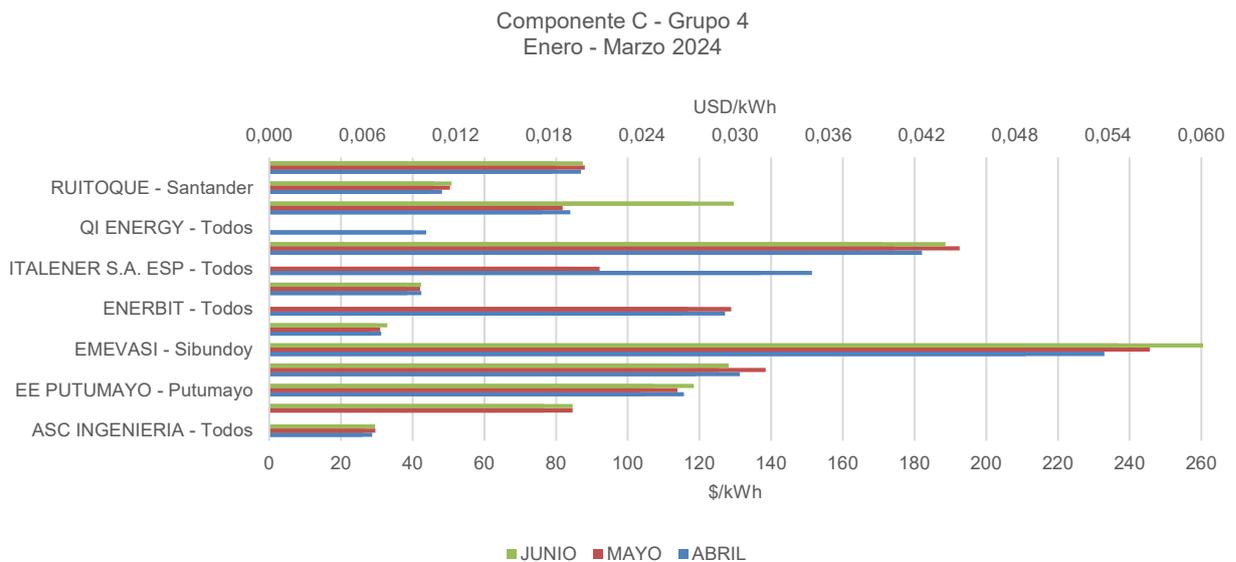


Tabla 25. Componente Comercialización 2T Grupo 4

Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
ASC INGENIERIA - Todos	25,99	26,80	26,76
BIA ENERGY - Todos	71,48	76,65	76,65
EE PUTUMAYO - Putumayo	104,83	103,19	107,32
EEBP - Bajo putumayo	118,92	125,42	116,06
EMEVASI - Sibundoy	211,07	222,49	236,96
Enel X Colombia - Todos	28,26	28,07	29,84
ENERBIT - Todos	115,18	116,75	
ENERTOTAL - Todos	38,45	38,10	38,38
ITALENER S.A. ESP - Todos	137,13	83,49	
PEESA - Todos	165,00	174,51	170,87
QI ENERGY - Todos	39,70	70,72	78,65
RUITOQUE - Ruitoque	76,11	74,16	117,41
RUITOQUE - Santander	43,66	45,68	46,08
VATIA - Todos	78,81	79,78	79,29

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 22. Componente Comercialización 2T Grupo 4



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE



Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 91,12 \$/kWh para el segundo trimestre de 2024. En el trimestre analizado, el menor valor del componente C para el Grupo 4 corresponde a la empresa ASC Ingeniería S.A.S. E.S.P., con un valor igual a 25,99 \$/kWh en el mes de abril; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mes de junio para la EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A., con un valor igual a 236,96 \$/kWh.

Ahora bien, es importante reiterar lo señalado en el capítulo de actualidad tarifaria de este documento, en el cual se indicó que a partir del mes de diciembre de 2023 se registró un incremento en el valor del componente C. Esto se debe a la entrada en vigencia de la Resolución CREG 101 028 de 2023, que transforma los saldos acumulados en la variable COT, con el objetivo de mantener la misma senda de costos unitarios que los usuarios venían pagando, pero eliminando por completo la acumulación de dichos saldos. La variable COT debe ser calculada por cada comercializador según la fórmula establecida por la regulación y luego el CAC, se encarga de calcular un COT de mercado que es el que se aplica por todos los comercializadores dependiendo del mercado. El valor resultante de esta aplicación se suma al componente de comercialización del costo unitario de prestación del servicio, lo que genera un impacto significativo en su valor.

De acuerdo con lo anterior, en la Tabla 25 se muestra el listado de comercializadores de energía eléctrica que se acogieron a lo establecido en el parágrafo del Artículo 3 de la Resolución CREG 101 028 de 2023, la cual fue comunicada mediante la Circular CREG n.º 095 de 2023, y en la Tabla 26 se muestra los comercializadores que no se acogieron a dicha Resolución.

Tabla 26. Listado de Comercializadores acogidos al COT

Agente	Tipo (C-OR/C) ⁴
Air-e S.A.S. E.S.P.	C-OR
Celsia Colombia S.A. E.S.P. - Mercado Tolima	C-OR
Celsia Colombia S.A. E.S.P. - Valle del Cauca	C-OR
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	C-OR

⁴ C-OR: Comercializadores Integrados al OR
C: Comercializadores puros



Agente	Tipo (C-OR/C)4
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	C-OR
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	C-OR
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.	C-OR
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	C-OR
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	C-OR
Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.	C-OR
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	C-OR
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	C-OR
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	C-OR
Empresa de Energía del Casanare SA ESP	C-OR
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	C-OR
Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare SA ESP	C-OR
Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	C-OR
Empresas Públicas de Medellín - EPM	C-OR
Enel Colombia S.A. E.S.P.	C-OR
QI Energía SAS ESP	C
Vatia S.A. E.S.P.	C

Fuente: Circular CREG 095 de 2023

Tabla 27. Listado de Comercializadores NO acogidos al COT

Agente	Tipo (C-OR/C)5
Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P.	C-OR
Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.	C-OR
Ruitoque S.A. E.S.P.	C-OR

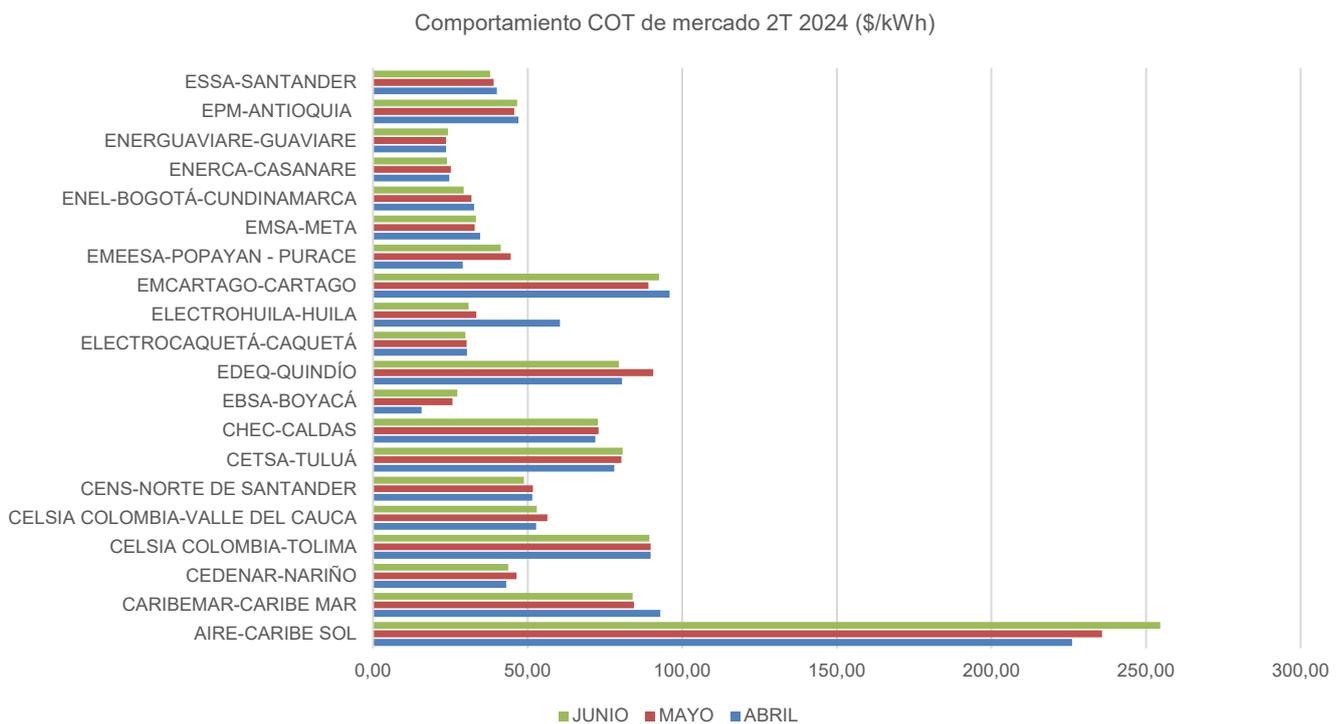
Fuente: Circular CREG 095 de 2023

⁵ C-OR: Comercializadores Integrados al OR
C: Comercializadores puros



Finalmente, en la Figura 23 se presentan los valores de la variable $COT_{n,j,m}$ aplicados en el segundo trimestre de 2024 a los usuarios de Nivel de Tensión 1, por los principales comercializadores integrados al OR con base en el documento CAC 089 de 2023, publicado en la Circular CREG 094 de 2023, los cuales son informados por el Comité Asesor de Comercialización del Sector Eléctrico (CAC) a través de su página web:

Figura 23. COT de mercado abril - junio 2024 (\$/kWh)



Fuente: Publicación web CAC

7. Componente de Pérdidas (PR)

El componente de Pérdidas reconoce al prestador el costo de las pérdidas de energía que se considera aceptable en el proceso de llevar la energía hasta el usuario final, toda vez que la existencia de estas pérdidas es inherente a la configuración de cada sistema.

Asimismo, es importante anotar que el valor de las Pérdidas presenta una relación directa con los componentes de Generación y Transmisión para el mes en que se calculan las tarifas, donde el valor de las pérdidas asociadas al componente de Generación explica



aproximadamente un 85% del componente de Pérdidas, mientras el 15% restante corresponde al valor de las pérdidas asociadas al componente de Transmisión.

Adicionalmente, para el caso de los comercializadores integrados al OR que atienden más de un mercado de comercialización, consideramos importante separar el valor del componente de su mercado de comercialización donde es incumbente respecto de los mercados donde es entrante; lo anterior, para evidenciar de manera clara el valor del componente de pérdidas de dicho mercado. Para los comercializadores que son totalmente entrantes o puros, el componente de pérdidas corresponde al promedio simple.

En ese orden de ideas, en la Tabla 28 para los mercados atendidos por el comercializador integrado al OR diferentes al mercado conformado por sus redes, se mostrará como “resto” y para los comercializadores totalmente puros se mostrará como “todos”.

Tabla 28. Componente de Pérdidas (PR) 2T

Componente PR (\$/kWh)	MERCADO	ABRIL	MAYO	JUNIO
RUITOQUE	RUITOQUE	71,07	70,00	64,62
ESSA	SANTANDER	83,22	82,69	84,66
EPM	ANTIOQUIA	71,57	75,01	63,37
ENERCA	CASANARE	94,89	93,66	95,20
ENELAR	ARAUCA	60,62	60,17	64,47
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	73,48	72,30	73,47
EMSA	META	71,47	70,02	66,93
EMEVASI	SIBUNDOY	75,85	78,04	82,61
EMCALI	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	72,48	71,38	72,82
ELECTROHUILA	HUILA	92,89	91,79	93,74
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETÁ	99,67	91,78	96,47
EEP	CARTAGO	97,52	96,01	80,54
EEP	PEREIRA	70,15	68,90	58,61
EEBP	BAJO PUTUMAYO	65,81	63,94	62,59
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	87,45	85,99	78,35
EDEQ	QUINDÍO	71,47	70,25	72,58
EBSA	BOYACÁ	85,00	83,83	72,49



Componente PR (\$/kWh)	MERCADO	ABRIL	MAYO	JUNIO
DISPAC	CHOCÓ	72,92	72,09	73,18
CHEC	CALDAS	71,83	70,77	71,54
CETSA	TULUÁ	61,75	60,77	53,80
CEO	CAUCA	87,22	85,83	86,86
CENS	NORTE DE SANTANDER	85,04	84,11	86,09
CELSIA COLOMBIA	CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA		68,01	56,79
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	100,25	99,97	82,98
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	71,55	71,16	58,58
CEDENAR	NARIÑO	71,78	68,87	59,77
CARIBEMAR	CARIBE MAR	191,64	189,69	181,50
AIRE	CARIBE SOL	123,15	104,36	114,19
RUITOQUE	OTROS MERCADOS	92,16	90,93	83,96
EEP	OTROS MERCADOS	84,30	85,24	71,38
CETSA	OTROS MERCADOS	79,58	78,57	69,36
CELSIA COLOMBIA	OTROS MERCADOS	68,58		
AIRE	OTROS MERCADOS	65,88	67,38	68,03
VATIA	TODOS	85,66	85,70	85,21
QI ENERGY	TODOS	124,95	133,64	85,24
PEESA	TODOS	67,82	67,28	57,45
ITALENER S.A. ESP	TODOS	84,61	83,18	
ENERTOTAL	TODOS	90,84	89,00	90,26
ENERBIT	TODOS	90,53	89,42	
Enel X Colombia	TODOS	85,14	83,05	83,81
BIA ENERGY	TODOS	83,91	94,31	94,31
ASC INGENIERIA	TODOS	64,58	64,11	64,65

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Con base en la tabla que contiene los valores mensuales del componente de pérdidas, se observa que el menor valor lo presentó CETSA en el mes de junio de 2024 con 53,80 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mes de abril de 2024 para la empresa CARIBEMAR con 191,64 \$/kWh en promedio para todos los mercados atendidos.



Desde el segundo trimestre 2020, se evidencian los incrementos presentados en las empresas que ingresaron al esquema para la remuneración de la actividad de distribución establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, lo anterior debido a que la metodología en mención remunera los planes de reducción y mantenimiento de pérdidas de energía que se efectúa a través de la variable CPROG en este componente. De acuerdo con la regulación, la remuneración de los planes de gestión de pérdidas se efectuará con base en los costos eficientes de reducción y mantenimiento de pérdidas y se mantendrá siempre y cuando el OR cumpla con las metas aprobadas.

La variable CPROG es el resultado, en términos generales, de dividir el Costo Anual del Plan (CAP) aprobado por la CREG a cada uno de los OR entre las ventas de energía asociadas al mercado de comercialización servido por cada uno de los OR, dando como resultado un valor \$/kWh. Se aclara que el CPROG reconoce únicamente inversión a los OR que cuentan con plan de inversiones activo.

El CAP está compuesto por dos conceptos, uno de inversión (INVNUC) y otro de mantenimiento (AOMP) y ambos se inician remunerando desde el inicio de la metodología. Al momento de evaluación del plan, si el OR incumple durante el primer año la senda de pérdidas establecida por resolución particular, se suspende la remuneración por concepto de inversión; si incumple al segundo año, se cancela el plan. Cuando se cancela el plan se debe devolver al mercado la remuneración reconocida por inversión para los años en dónde se presentó incumplimiento del mismo.

Ahora bien, aclarado lo anterior, en la Tabla 29 se muestra el resumen de los CAP de cada uno de los OR y el estado del plan, ya que a la fecha existen OR que tienen suspendido el reconocimiento de la inversión. Se aclara que el plan de reducción y mantenimiento de pérdidas se evalúa en abril de cada año.

Tabla 29. CAP por OR existentes

Res. CREG	OR	PRP	CAPj (\$)	INVNUCj,t (\$)	AOMPj,t (\$)	Estado
123-2020	EEP CARTAGO	SI	\$ 424.187.756	\$ 152.200.000	\$ 271.987.756	A
148-2020	EMCALI	SI	\$ 10.722.816.697		\$ 10.722.816.697	A
141-2019	CEO	SI	\$ 4.566.244.737		\$ 4.566.244.737	A



Res. CREG	OR	PRP	CAPj (\$)	INVNUCj,t (\$)	AOMPj,t (\$)	Estado
159-2019	CENS	SI	\$ 6.763.754.473		\$ 6.763.754.473	A
001-2020	CELSIA COLOMBIA Tolima	SI	\$ 6.589.880.869		\$ 6.589.880.869	A
137-2019	CELSIA COLOMBIA Valle	SI	\$ 7.399.457.553	\$ 963.868.010	\$ 6.435.589.543	A
223-2020	DISPAC	SI	\$ 1.350.754.455		\$ 1.350.754.455	A
072-2021	ELECTROHUILA	SI	\$ 5.240.552.443		\$ 5.240.552.443	S
078-2021	AIRE	SI	\$ 87.410.184.440	\$ 76.732.400.000	\$ 10.677.784.440	A
079-2021	CARIBEMAR	SI	\$ 90.911.753.943	\$ 58.210.790.981	\$ 32.700.962.962	S
027-2021	ELECTROCAQU ETÁ	SI	\$ 1.117.600.000	\$ 931.156.512	\$ 186.443.488	A
140-2021	ENERGUAVIARE	SI	\$ 232.340.767	\$ 225.350.418	\$ 6.990.349	S
157-2019	CHEC	NO	\$ 7.088.747.504		\$ 7.088.747.504	N/A
193-2019	CEDENAR	NO	\$ 2.644.569.634		\$ 2.644.569.634	N/A
122-2020	CODENSA	NO	\$ 39.973.464.528		\$ 39.973.464.528	N/A
004-2020	CETSA	NO	\$ 453.982.217		\$ 453.982.217	N/A
158-2019	ESSA	NO	\$ 8.015.441.240		\$ 8.015.441.240	N/A
139-2021	EMSA	NO	\$ 7.297.802.102		\$ 7.297.802.102	N/A
199-2020	ENELAR	NO	\$ 91.853.750		\$ 91.853.750	N/A
119-2020	EBSA	NO	\$ 2.677.470.146		\$ 2.677.470.146	N/A
020-2020	EDEQ	NO	\$ 1.672.018.277		\$ 1.672.018.277	N/A
017-2021	EEPUTUMAYO	NO	\$ 63.093.651		\$ 63.093.651	N/A
156-2019	EPM	NO	\$ 31.852.970.795		\$ 31.852.970.795	N/A
165-2020	RUITOQUE	NO	\$ 0		\$ 0	N/A
178-2019	EEP PEREIRA	NO	\$ 3.028.500.000		\$ 3.028.500.000	N/A

A: Activo; S: Suspendido; PRP: Plan de Reducción de Pérdidas

Fuente: Resoluciones CREG, XM S.A. E.S.P.

Finalmente, en la Tabla 30 se muestran los valores de cargos CPROG (\$/kWh) de cada uno de los OR que cuentan con aprobación de ingresos, liquidado por XM para el segundo trimestre de 2024:



Tabla 30. valores CPROG 2T 2024

Operador de Red	ABRIL	MAYO	JUNIO
AIR-E	17,91	17,67	17,62
CARIBEMAR	26,74	26,58	16,47
CEDENAR	3,19	3,18	3,20
CENS	3,58	3,55	3,53
CEO	7,98	7,97	8,03
CETSA	3,31	3,28	3,28
CHEC	6,93	6,92	6,93
DISPAC	10,15	10,08	10,05
E.E.B.P.	2,91	2,90	2,88
EBSA	1,17	1,16	1,17
EDEQ	5,23	5,20	5,20
EE.PP.M.	5,23	5,20	5,20
EEPSAESP	1,01	1,00	1,00
ELECTROCAQUETA	1,25	1,24	1,24
ELECTROHUILA	7,42	7,36	7,32
EMCALI EICE ESP	4,51	4,47	4,48
EMEESA	0,00	0,00	0,00
EMSA	4,79	4,67	4,63
ENEL COLOMBIA	4,27	4,25	4,26
ENELAR	0,15	0,15	0,15
ENERCA	17,12	16,94	16,85
ENERGUAVIARE	5,56	5,36	5,26
ESSA	3,79	3,76	3,76
RUITOQUE	0,00	0,00	0,00
CELSIA COLOMBIA (TOLIMA) TOLIMA	7,60	7,58	7,58
CELSIA COLOMBIA (CELSIA-VALLE DEL CAUCA)	4,77	4,75	4,13
EEP (PEREIRA) PEREIRA	7,26	7,22	7,22
EEP (CARTAGO) CARTAGO	3,74	3,73	3,73

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI



Respecto del incremento del cargo CPROG de CARIBEMAR DE LA COSTA, se informa que la empresa radicó derecho de petición ante XM solicitando la reactivación del reconocimiento del INVNUC correspondiente al periodo de abril de 2022 a marzo de 2023. En este, la empresa argumenta que, dado que a pesar del continuo incumplimiento de su senda, su índice de pérdidas totales (IPT) para 2023 mejoró con respecto al 2022; por lo tanto, en aplicación de las disposiciones de la Resolución CREG 167 de 2020 su plan debía ser reactivado. Así las cosas, XM accede a dicha petición e informa a la SSPD que, a partir del mes de febrero de 2024, reconocerá el valor retroactivo del CPROG en un periodo de 6 meses.

8. Componente de Restricciones (R)

En el componente de Restricciones se incluyen los sobrecostos en el sistema generados por los despachos de energía asociados a los límites técnicos de la red de transmisión o la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad; estos sobrecostos son asumidos por la demanda.

Este componente surgió como respuesta a los múltiples ataques a la red de transmisión durante el año 2000 y los primeros meses del 2001, lo que implicó que el costo de las restricciones, considerado marginal bajo condiciones de operación normal del Sistema, pasara a ser uno de los principales costos de la tarifa. De esta manera, la CREG adoptó topes para remunerar la energía que por las restricciones en la red de transmisión se encuentran fuera de mérito.

El componente de Restricciones que es trasladado a los usuarios se calcula de acuerdo con la Resolución CREG 119 de 2007 como el cociente del costo de las restricciones en pesos asignadas por el ASIC al comercializador de energía minorista y las ventas totales de energía de este correspondientes al mes m-1.

El numerador de dicho cociente se denomina CRS y está conformado por las restricciones aliviadas, desviaciones y el costo de remuneración de un activo del STN de la variante Guatapé. Las restricciones aliviadas son el resultado de restar o sumar a las restricciones totales (resultado de la generación por restricciones) diferentes conceptos tales como los costos del programa Apagar Paga, la planta de regasificación de Cartagena, la opción del precio de escasez, entre otros.



Las restricciones totales asignadas por el ASIC al comercializador minorista, las cuales tienen su origen en la Resolución CREG 034 de 2001, modificada por las resoluciones CREG 044 y 063 de 2020, y son valoradas aplicando el esquema de reconciliaciones; para este segundo trimestre de 2024, corresponden al 103,39% de las restricciones trasladadas a la demanda ya que fueron aliviadas por 3,39%.

Los conceptos asociados a restricciones son las que se encuentran en la Figura 24

Figura 24. Fórmula restricciones

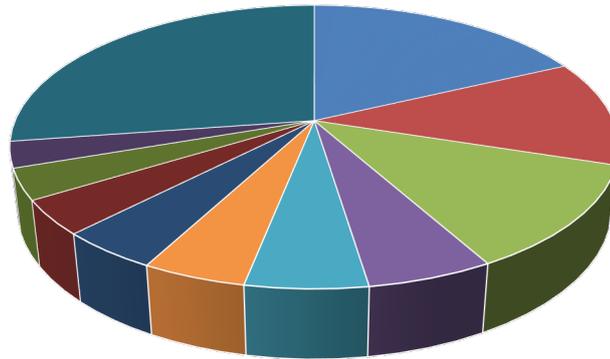
Reconciliación Positiva
más (+)
Servicio_AGC
menos (-)
Reconciliación Negativa
menos (-)
Responsabilidad Comercial AGC
igual a (=)
Restricciones Totales a cargo de la demanda

Fuente: Elaboración DTGE

De esta manera, la Superintendencia profundizará inicialmente en la conformación de las reconciliaciones positivas. En una primera aproximación, en la Figura 25 se presenta la participación en las reconciliaciones positivas pagadas a los agentes (\$) en el periodo de marzo, abril y mayo de 2024.



Figura 25. Participación en Reconciliaciones positivas 2T



- TEBSAB CC - 17.92%
- TERMONORTE - 5.67%
- TERMOCANDELARIA CC - 4.51%
- PROELECTRICA 1 - 2.96%
- TERMO SIERRA CC - 12.05%
- TERMOEMCALI CC - 5.48%
- GUAJIRA 1 - 3.92%
- OTROS - 27.35%
- FLORES 4 CC - 11.96%
- GUAJIRA 2 - 4.67%
- TERMOVALLE CC - 3.51%

*CC: Ciclo combinado

Fuente: Reportes XM

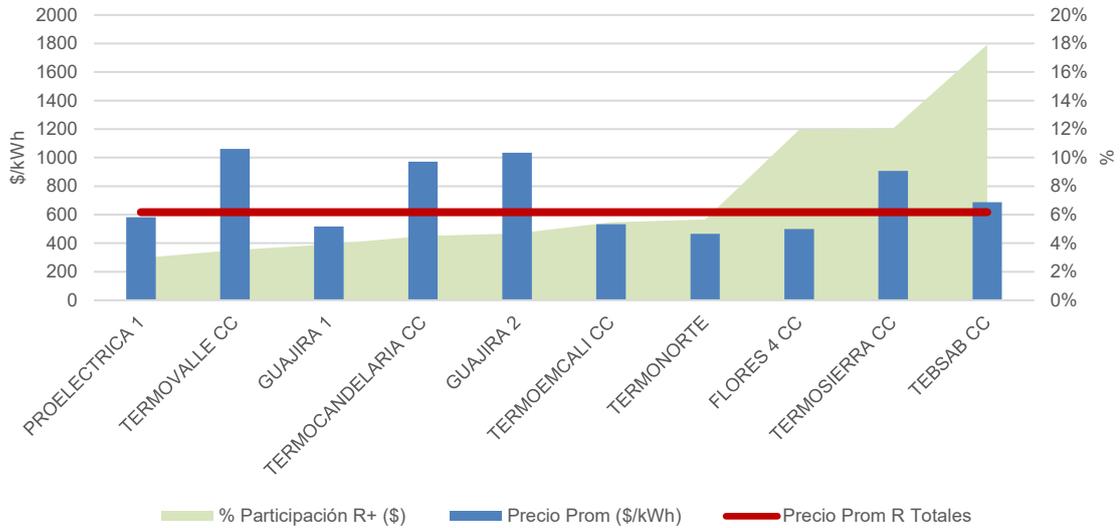
En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del primer trimestre de 2024, se presentó una variación en la participación de los agentes; a manera de ejemplo para este trimestre el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con aproximadamente el 17,92% de las mismas fue TEBSAB CC.

Asimismo, se calculó el precio aproximado en \$/kWh al que fue reconocido a los generadores el concepto de reconciliaciones positivas. Este valor se obtuvo como el cociente entre el valor total en pesos de las reconciliaciones sobre el valor total de la energía generada por reconciliaciones positivas para el periodo marzo, abril y mayo de 2024. Este cálculo es comparado con el precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas.

En la Figura 26 pueden observarse cada uno de los precios de los generadores (barras azules) y el precio promedio total calculado por la SSPD (línea roja); en el eje Y secundario se graficó la participación de los agentes en las reconciliaciones positivas indicadas en el diagrama circular. Es importante anotar que el gráfico de barras muestra los agentes que tienen alrededor del 97% de la participación en las reconciliaciones positivas en pesos.



Figura 26. Precios de Reconciliaciones



Fuente: Reportes XM

Para el segundo trimestre de 2024, dentro del ranking de los diez generadores con mayor reconciliación positiva, se encuentra que, el recurso con mayor participación corresponde a TEBSAB CC con 17,92% con un precio de 687,20 \$/kWh, el cual se encuentra por encima del precio promedio de 617,571858 \$/kWh; mientras que, PROELECTRICA 1 es el generador con participación más baja (2,96%) y con el precio promedio igual a 583,48 \$/kWh.

El precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas para este trimestre fue de 617,571858 \$/kWh, presentando una disminución del 12,14% correspondiente a 85,31354 \$/kWh respecto del valor del trimestre anterior igual a 702,8854 \$/kWh.

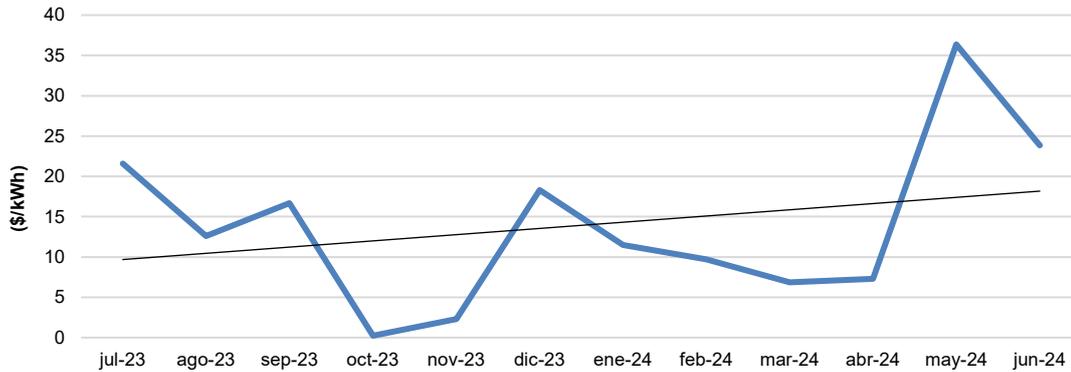
En lo que corresponde al componente de Restricciones trasladado a la tarifa, en la Figura 27, se muestran los valores mensuales promedio del componente de todas las empresas comercializadoras de energía eléctrica, a partir del mes de julio de 2023 a junio de 2024, en donde se puede evidenciar que el valor del componente presenta algunos aumentos significativos.

Para el segundo trimestre de 2024, se evidenció un aumento con relación al trimestre anterior, con un valor promedio de 13,14 \$/kWh.



Es importante aclarar que los datos de los conceptos asignados de los meses de marzo, abril y mayo de 2024 corresponden a los insumos para el cálculo del componente para abril, mayo y junio de 2024.

Figura 27. Promedio componente R 2T 2024



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

Tabla 31. Promedio componente R 2T 2024

Mes	Promedio Componente R \$/kWh
jul-23	21,58
ago-23	12,58
sep-23	16,68
oct-23	0,24
nov-23	2,29
dic-23	18,31
ene-24	11,51
feb-24	9,69
mar-24	6,85
abr-24	7,28
may-24	36,37
jun-24	23,84

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

Asimismo, dentro del componente de Restricciones, además de reconocer la generación por restricciones de la red, la CREG ha incorporado diferentes conceptos como la opción del precio



de escasez reconocida a las plantas térmicas que operaron con combustibles líquidos durante las condiciones críticas ocasionadas por el fenómeno de El Niño 2015-2016 de acuerdo con la Resolución CREG 178 de 2015. En los últimos boletines, se ha ido indicando que este concepto no contó con participación en las restricciones asignadas por lo que se entiende que ya se ha reconocido a los comercializadores todo este dinero.

Otro concepto incluido en el componente de Restricciones corresponde al ingreso regulado (IR) liquidado mensualmente por el ASIC para los generadores térmicos a gas, que respaldan sus obligaciones de energía en firme con Gas Natural Importado (GNI), con el objeto de poder proveer generación por seguridad con este combustible, de conformidad con lo definido por la CREG mediante la Resolución CREG 062 de 2013. El valor promedio a cargo del comercializador por este concepto corresponde al 8,84% del total de las restricciones asignadas por valor de \$ 51.456 millones de pesos en el trimestre.

Desde el segundo trimestre de 2021, específicamente para el mes de mayo de 2021, se inició con la inclusión de un nuevo concepto relacionado con la Resolución CREG 207 de 2020, el cual reconoce el esquema para adelantar la auditoría de la información reportada sobre costos de suministro de gas combustible y transporte de combustible declarados por los agentes generadores, el cual para este trimestre presentó un valor de \$ 247 millones, con una participación del 0,04% del total de las restricciones asignadas.

Adicionalmente, el componente de Restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión con una participación de 0,01% de los alivios a las restricciones asignadas, el cual representó una disminución significativa con respecto al trimestre anterior.

Por otro lado, el alivio por concepto de desviaciones asociado a la Resolución CREG 060 de 2019, que corresponde a la modificación realizada por la Comisión al proceso de cálculo de desviaciones y penalización contenido en el anexo A de la Resolución CREG 024 de 1995, presentó un valor de \$ 7.566 millones de pesos, lo que representa una participación de 39,70% de los alivios trasladados a la demanda.

Finalmente, en lo relacionado al valor adicional recaudado, cuando el Precio de Bolsa sea mayor que el precio de escasez de activación y las Obligaciones de Energía Firme asignadas sean mayores que la Demanda Total Doméstica, la cual incluirá el consumo de los



Autogeneradores, del que habla la Resolución CREG 024 de 2015, se establece que dicho valor será trasladado al sistema como un menor valor del costo de restricciones asignado a cada comercializador que atiende la demanda total doméstica en proporción de su demanda comercial. Este valor será calculado como el producto de la energía superior a la línea base de consumo en cada hora y la diferencia entre el precio de escasez ponderado y el precio de bolsa en cada hora específica, el cual presentó un valor de \$ 395 millones de pesos, con una participación del 2,08% en los alivios a las restricciones asignadas.

En la Tabla 32 se muestra la información utilizada para el cálculo de las restricciones aliviadas que trasladan a la demanda para el segundo trimestre de 2024 y corresponde a los meses marzo, abril y mayo de 2024.

Tabla 32. Detalles del cálculo Restricciones 2T

Concepto	Valor en pesos
Total Restricciones (\$)	530.122.549.766
Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	21.515.079
Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	0
Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
Res 207 /2020: Auditoria plantas térmicas precios gas (\$)	247.972.199
Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	51.456.934.644
Total Restricciones asignadas	581.848.971.688
Rentas de congestión (\$)	2.096.921
Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	0
Alivio por CIOEF(\$)	0
Alivio por Ejecución de garantías (\$)	11.087.584.039
Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/2015 en \$	0
Alivio desviaciones Res, CREG 060/2019 (\$)	7.566.091.991
Alivio restricciones RES 05/2010 (\$)	4.382.485
ALIVIO POR PENALIZACION TIE (\$)	0
ALIVIO Autogeneradores CREG 024/2015 en \$	395.954.564
Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	0
Total alivios a las restricciones asignadas	19.056.110.000



Concepto	Valor en pesos
Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda	562.792.861.689

Fuente: Reportes XM

Durante el segundo trimestre de 2024, específicamente en el mes de abril, se tomó en cuenta para el cálculo de restricciones el valor asignado a EPMG. Esto se debe a que, en dicho periodo, el generador embebido Jepirachi consumió energía de la red, lo que generó una demanda para EPMG que se considera como demanda comercial y, por ende, participa en la asignación de restricciones. Esta decisión se fundamenta en lo estipulado en el artículo 4 de la Resolución CREG 122 de 2003.

9. Opción Tarifaria

La metodología de la opción tarifaria no es nueva, esta fue creada en su momento a través de la Resolución CREG 168 de 2008 y venía siendo prorrogada a través de diferentes resoluciones hasta que terminó su aplicación en el mes de mayo de 2019.

La Opción Tarifaria es una metodología que permite voluntariamente al comercializador modificar el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) calculado bajo la metodología general definida a través de la Resolución CREG 119 de 2007 (de ahora en adelante CU_119) cuando éste presente incrementos súbitos que podrían afectar al usuario final; es decir, que ofrece al comercializador la posibilidad de reducir el impacto para los usuarios debido a los incrementos en las tarifas por las condiciones del mercado o cambios regulatorios.

En este sentido, al modificar el CU_119 que corresponde al costo económico eficiente que debe cobrarse al usuario final regulado por uno menor, el comercializador deja de percibir parte de sus ingresos debido a que se traslada un CU menor obtenido de la metodología de la opción tarifaria (de ahora en adelante CU_012⁶). Dichos valores dejados de percibir en \$/kWh, posteriormente son convertidos a pesos (\$) y se acumulan mes a mes denominándose Saldos

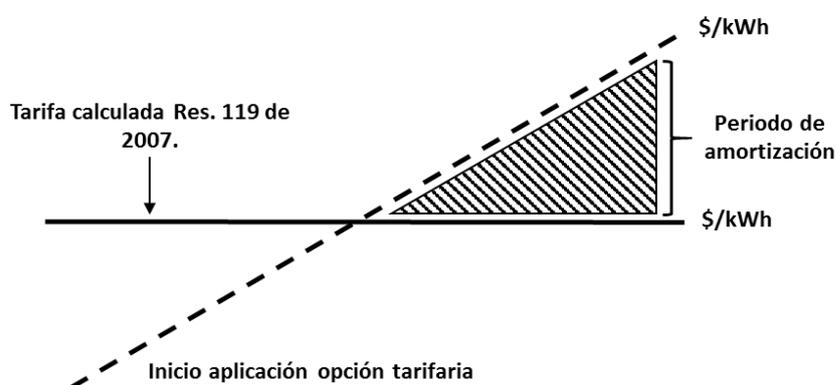
⁶ Se da el nombre de CU_012 debido a que la resolución de opción tarifaria vigente corresponde a la Res. CREG 012 de 2020 y que será explicada más adelante.



Acumulados (SA), que, conforme a la metodología, se actualizan reconociendo una tasa de interés conforme a lo establecido por la Comisión.

Por lo anterior, y hasta tanto el comercializador no recupere los valores financiados (Saldo Acumulados) como resultado de la aplicación de la metodología, deberá continuar con la misma, por lo que en algún momento se iniciarán con cobros relativamente elevados (el CU_012 será superior al CU_119), pero con incrementos parciales para el usuario gracias a la aplicación de un Porcentaje de Variación (PV), como se evidencia en la siguiente gráfica:

Figura 28. Opción Tarifaria



Fuente: Elaboración DTGE

Explicado en que consiste una opción tarifaria y habiendo indicado que la metodología era aplicable hasta mayo de 2019, luego de surtido el proceso de consulta y comentarios, a través de la Resolución CREG 012 de 2020 del 14/02/2022 la Comisión expidió la nueva metodología de opción tarifaria, metodología con el mismo espíritu de la primera, pero incorporando algunas nuevas reglas. Esta nueva opción tarifaria se expidió previendo los incrementos en el (CU) a raíz de los cambios en los cargos de Distribución como resultado de la expedición de las resoluciones particulares a los Operadores de Red en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018.

Por lo tanto, si bien la metodología de la opción tarifaria no es nueva, debido a los incrementos presentados durante el año 2020 y al impacto económico derivado de las medidas de aislamiento preventivo como consecuencia del COVID-19, la CREG publicó la Resolución CREG 058 de 2020, en la cual obligó a los comercializadores del servicio de energía eléctrica a aplicar la metodología de la opción tarifaria establecida en la Resolución CREG 012 de 2020,



cuando se presentara un incremento superior al 3% en el CU o en cualquiera de sus componentes.

La Resolución CREG 058 de 2020, en materia de la metodología de opción tarifaria ha sido modificada por la Resolución CREG 108 y 152 de 2020. En esta última, se establecen las condiciones de aplicación de la variable PV, la cual influyó directamente en la recuperación de los Saldos Acumulados por parte de los comercializadores.

Vale la pena aclarar sobre la finalización de una opción tarifaria, que, conforme a los pronunciamientos de la CREG, se entiende de la opción tarifaria definida en la Resolución CREG 012 de 2020, que cuando la metodología para el cálculo de CU de opción tarifaria opta por el primer factor de la fórmula (Costo cobrado en el mes anterior más el PV) la empresa continúa en opción mes a mes ya que no puede recuperar su Saldo Acumulado en una sola cuota (mes).

En el momento en que la metodología arroja el resultado por el segundo factor (CU calculado con base en la Resolución CREG 119 de 2007 más el saldo acumulado), se entiende que este es el último mes de aplicación de la opción tarifaria, dado que el prestador puede recuperar la totalidad del saldo acumulado en una sola cuota.

En caso de que existan diferencias entre lo calculado y lo cobrado, dichas diferencias no serán objeto de reliquidaciones posteriores, y se entienden como parte del riesgo del comercializador (a favor o en contra).

Para el caso de los comercializadores que no se acogieron a la Resolución CREG 101 028 de 2023, en la Tabla 34, se muestran los saldos acumulados (SA) reportados y certificados en el FORMATO T6. Opción Tarifaria de la Resolución SSPD 12515 de 2021, por cada uno con corte al mes de junio de 2024 comparado con el último mes del trimestre inmediatamente anterior:



Tabla 33. Saldos acumulados 1T 2024 vs 2T 2024. Todos los NT

COMERCIALIZADOR	SA (\$) MARZO 2024	SA (\$) JUNIO 2024	% VARIACIÓN
DISPAC	2.491.994.584	2.392.382.618	-4,00% ↓
ENELAR	23.524.387.215	27.053.008.636	15,00% ↑
RUITOQUE	23.541.241	21.959.517	-6,72% ↓
SOLYCIELO	319.201.741	726.832.542	127,70% ↑

Fuente: Formato T6 del SUI.

Conociendo el impacto que generan los Saldos Acumulados en el flujo de caja de los comercializadores, donde se esperan que sean recuperados en el menor tiempo posible sin afectar lesivamente al usuario, a manera indicativa, se resalta en color rojo cuando estos aumentan y con un color verde cuando estos disminuyen.

En el caso de ENELAR, se señala que el valor de los saldos de marzo de 2024 sufrirá modificaciones una vez el prestador efectúe la correspondiente reversión de información, como resultado de la evaluación integral llevada a cabo en 2023.

10. Tarifas aplicadas

Teniendo en cuenta que, de acuerdo con la regulación vigente, la comercialización de energía eléctrica es una actividad considerada en competencia y dado que dentro de cada mercado de comercialización existen diferentes condiciones que imposibilitan la comparación entre estos (geografía, clima, redes, etc.), en la Figura 29 se presenta el promedio simple (para el segundo trimestre de 2024) de la tarifa estrato 4 aplicada por cada comercializador dentro de cada uno de los mercados, con el fin de permitir al lector comparar cada una de las tarifas aplicadas por los comercializadores dentro de un mercado en particular⁷.

⁷ Dentro del Anexo 1 se detalla la información mensual de las tarifas aplicadas al estrato 4 para cada comercializador, dentro de cada mercado.



Figura 29. Promedio tarifa aplicada (estrato 4) 2T 2024

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	Enel X Colombia	CENTRO	847,71
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	858,96
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	890,77
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	890,96
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	895,37
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	926,29
ANTIOQUIA	BIA ENERGY	CENTRO	982,46
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	834,66
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	965,20
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	814,19
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	970,57
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	815,29
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	829,64
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	831,66
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ITALENER S.A. ESP	ORIENTE	847,55
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	873,86
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	880,79
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	895,91
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	947,18
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	1040,72
BOYACÁ	ENERTOTAL	ORIENTE	821,28
BOYACÁ	PEESA	ORIENTE	835,99
BOYACÁ	Enel X Colombia	ORIENTE	846,47
BOYACÁ	VATIA	ORIENTE	877,83
BOYACÁ	BIA ENERGY	ORIENTE	893,19
BOYACÁ	EBSA	ORIENTE	935,37
CALDAS	EEP	CENTRO	837,47
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	848,02
CALDAS	PEESA	CENTRO	854,58
CALDAS	Enel X Colombia	CENTRO	855,34
CALDAS	VATIA	CENTRO	939,56
CALDAS	ENERBIT	CENTRO	944,67
CALDAS	BIA ENERGY	CENTRO	967,10
CALDAS	CHEC	CENTRO	1003,46
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	774,40
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	807,47
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	820,53
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	831,26
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERBIT	OCCIDENTE	859,52
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	873,29
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	878,01
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	907,56
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	1020,44
CAQUETÁ	PEESA	SUR	825,16
CAQUETÁ	VATIA	SUR	886,98
CAQUETÁ	ELECTROCAQUETÁ	SUR	1001,15
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	870,75
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	884,52
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	917,01
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	992,29
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	1029,25
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	1037,17
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	1108,38
CARIBE SOL	Enel X Colombia	SIN ADD	740,89
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	744,20
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	766,44
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	828,02
CARIBE SOL	ITALENER S.A. ESP	SIN ADD	882,17
CARIBE SOL	ENERBIT	SIN ADD	1010,25
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	1014,24
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	1164,61
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	1171,18
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	852,67
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	907,77
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	952,48
CARTAGO	ENERBIT	OCCIDENTE	954,87
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	960,36
CARTAGO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	1042,12



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CASANARE	PEESA	SUR	830,10
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	833,19
CASANARE	VATIA	SUR	870,55
CASANARE	ENERCA	SUR	927,24
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	832,08
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	850,01
CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	884,81
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	922,21
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	932,09
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	1008,40
CHOCÓ	DISPAC	SIN ADD	926,01
HUILA	PEESA	ORIENTE	844,43
HUILA	Enel X Colombia	ORIENTE	845,15
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	847,40
HUILA	VATIA	ORIENTE	927,27
HUILA	BIA ENERGY	ORIENTE	933,88
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	982,08
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	995,39
META	Enel X Colombia	SUR	803,98
META	PEESA	SUR	810,72
META	ENERTOTAL	SUR	818,14
META	VATIA	SUR	862,53
META	BIA ENERGY	SUR	903,10
META	EMSA	SUR	908,32
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	756,54
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	821,26
NARIÑO	Enel X Colombia	OCCIDENTE	835,50
NARIÑO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	884,77
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	901,59
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	912,50
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	962,25
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	862,89
NORTE DE SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	864,53
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	929,96
NORTE DE SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	974,05
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	978,30
PEREIRA	AIRE	CENTRO	826,32
PEREIRA	Enel X Colombia	CENTRO	840,55
PEREIRA	PEESA	CENTRO	852,19
PEREIRA	VATIA	CENTRO	864,21
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	873,43
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	891,67
PEREIRA	EEP	CENTRO	896,85
PEREIRA	BIA ENERGY	CENTRO	934,68
PUTUMAYO	VATIA	SUR	839,03
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	917,48
QUINDÍO	Enel X Colombia	CENTRO	843,04
QUINDÍO	PEESA	CENTRO	854,93
QUINDÍO	ENERTOTAL	CENTRO	882,76
QUINDÍO	VATIA	CENTRO	954,45
QUINDÍO	EDEQ	CENTRO	1004,74
QUINDÍO	BIA ENERGY	CENTRO	1005,31
QUINDÍO	ENERBIT	CENTRO	1033,21
RUITOQUE	Enel X Colombia	CENTRO	832,69
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	946,14
SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	860,70
SANTANDER	PEESA	CENTRO	864,95
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	886,21
SANTANDER	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	887,67
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	922,94
SANTANDER	VATIA	CENTRO	925,77
SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	965,93
SANTANDER	ESSA	CENTRO	966,60
SANTANDER	ENERBIT	CENTRO	978,80
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	1055,58
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	777,36
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	850,11
TOLIMA	Enel X Colombia	ORIENTE	851,49
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	917,76
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	937,93
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	972,81
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	984,46
TOLIMA	BIA ENERGY	ORIENTE	997,38



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
TULUÁ	Enel X Colombia	OCCIDENTE	804,08
TULUÁ	PEESA	OCCIDENTE	817,76
TULUÁ	ENERTOTAL	OCCIDENTE	865,66
TULUÁ	CETSA	OCCIDENTE	873,23
TULUÁ	VATIA	OCCIDENTE	911,63
TULUÁ	ENERBIT	OCCIDENTE	923,59
TULUÁ	BIA ENERGY	OCCIDENTE	989,43
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	750,32
VALLE DEL CAUCA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	814,58
VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	822,27
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	876,04
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	877,74
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	881,18
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	906,08
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	922,45
VALLE DEL CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	943,61
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	971,50

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI



Es importante tener en cuenta que, dentro de los Derechos de los Usuarios, consagrados en el artículo 9, numeral 9.2, de la Ley 142 de 1994 se tiene “La libre elección del prestador del servicio y del proveedor de los bienes necesarios para su obtención o utilización”. Razón por la cual en el Anexo 1 del presente documento se presentan las tarifas aplicadas, organizadas por mercados, permitiendo así la comparación de estas en zonas con más de un prestador del servicio.

Finalmente, informamos que la Superservicios puso a disposición de todos los grupos de interés la información relacionada con el CU y las tarifas de energía aplicadas por los comercializadores integrados a los OR del nivel de tensión 1 con propiedad de activos del OR en una ventana de 12 meses pertenecientes al SIN. Lo anterior, permitirá realizar el seguimiento mensual del comportamiento del CU y la tarifa por cada uno de los interesados a la empresa de su interés.

El documento “*Información tarifaria del servicio público de energía para el comercializador integrado al operador de red*” se encuentra disponible en la página web de la Superservicios⁸, no obstante, es importante aclarar que la información presentada corresponde a los valores calculados y reportados por las empresas al SUI.

11. Usuarios no regulados

La Ley 143 de 1994 definió al usuario no regulado como la persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente.

Por otra parte, la Resolución CREG 131 de 1998 actualizó los límites para considerarse usuario no regulado, estableciendo que, para ser considerado como este tipo de usuario, una persona natural o jurídica debe contar con una demanda máxima superior a 0,1 MW o un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh, por instalación legalizada, a partir de la cual no utiliza redes públicas de transporte de energía eléctrica y la utiliza en un mismo predio o en predios contiguos.

⁸ <https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Energia/Tarifas>



Así las cosas, para un usuario no regulado las compras de energía se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor, es decir, mediante un contrato bilateral cuya definición de precio no responde a una metodología regulatoria.

Frente a los componentes regulados de la tarifa de energía eléctrica para usuarios no regulados, la Superintendencia vigila que las partes del contrato sólo puedan negociar los componentes de Generación y Comercialización.

Para hacer un seguimiento a estos precios, la SSPD realizó el cálculo del CU promedio por cada una de las empresas, por tipo de usuario, por nivel de tensión y por ADD, para compararlo con un posible valor mínimo de CU estimado para estas mismas clasificaciones con el fin de identificar datos atípicos.

El cálculo del CU promedio se realizó con la información reportada por cada una de las empresas el Formato TC2 de la Resolución SSPD 12515 de 2021 para los meses de abril, mayo y junio de 2024, usando los campos y filtros siguientes:

Resolución SSPD 12515 de 2021

- **Campo 1:** NIU
- **Campo 5:** Tipo de factura
- **Campo 12:** Tipo de Tarifa
- **Campo 14:** Consumo Usuario (kWh)
- **Campo 17:** Valor Facturación por Consumo Usuario (\$)

Esta información se complementó con la información por empresa, mercado, sector, usuario y nivel de tensión para el mismo periodo (el nivel de tensión y sector (condición especial)) se obtiene mediante un cruce del NIU del Formato TC2 con el Formato TC1. De acuerdo con la definición del campo 17 (TC2), el valor del consumo facturado no incluye subsidios ni contribuciones por lo que debería corresponder al cálculo del valor en pesos del consumo del usuario multiplicado por el CU de cada usuario.

Seguidamente, se realizó la sumatoria de los consumos y la facturación por consumo de los Campos 14 y 17 (12515 de 2021) agrupada por empresa por sector por mercado y por nivel de tensión, resultado usado para calcular el cociente entre los campos 17 y 14, obteniendo un



costo unitario de prestación del servicio promedio por empresa por sector y por nivel de tensión.

Para este segundo trimestre de 2024, las opciones de estrato utilizadas para el presente informe corresponden a Industrial, Comercial, Oficial, Provisional, Alumbrado Público, Industrial Bombeo, Especial Asistencial, Especial Educativo, Áreas Comunes, Distrito de Riego, Vivienda de Interés Social o Prioritario, y Hogar comunitario. Lo anterior, teniendo en cuenta que el análisis realizado por la SSPD corresponde a costos de prestación del servicio y no a tarifas de energía eléctrica, estas últimas dependen de la condición especial que presente el usuario.

Por otro lado, en aras de establecer un valor mínimo del CU para cada nivel de tensión y por ADD, y para efectos del presente documento, la SSPD realizó un cálculo de un CUMin de la siguiente manera:

Componente G: Se calcula como una ponderación entre la contratación y la exposición a bolsa de la siguiente manera: El 85% del precio promedio de compra en contratos no regulados publicado por XM más el 15% del precio promedio de bolsa del trimestre. Realizado el cálculo, se determina que es igual a 339,18 \$/kWh.

El valor de 85%, lo asume la Superservicios con base en las proyecciones de contratación de la demanda no regulada publicado por XM.

Componente T: Se tomó el promedio simple del valor del componente del segundo trimestre de 2024, igual a 51,69 \$/kWh.

Componente P: Para las ADD se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 339,18 \$/kWh y el T promedio de 51,69 \$/kWh; el IPRSTN fue definido como el promedio de la demanda y las pérdidas reales publicados por el ASIC en el archivo TRSM versión TXF y el IPR fue definido por la SSPD como el promedio de los valores de cada OR que ya se encuentran con aprobación de ingresos. Asimismo, se tuvo en cuenta el promedio de los CPROG del trimestre de todas las empresas que cuentan con ingresos aprobados.

Para los OR que no pertenecen a un ADD, mercados Caribe Mar, Caribe Sol y Chocó, se calculó el valor del componente con el G de 339,18 \$/kWh y el T promedio de 51,69 \$/kWh teniendo en cuenta el promedio de sus IPR, IPRSTN y CPROG particulares en caso de aplicar.



Componente D: Se tomó el valor promedio del segundo trimestre de 2024 del DtUN de cada ADD por NT y se asume que la propiedad del activo para el NT1 es del usuario por lo que se consideró un CDI de 58,66 \$/kWh correspondiente al promedio de los CDI. Para mercados sin ADD, se tomó el promedio trimestral de los cargos de distribución de cada OR.

Componente C: Para el presente análisis la SSPD lo estimó en 10 \$/kWh.

Componente R: Se tomó el promedio del segundo trimestre de 2024 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (22,50 \$/kWh).

Con base en lo anterior se obtuvieron los CUMin resumidos en la Tabla 35 igualmente, los resultados obtenidos para cada empresa, por ADD y nivel de tensión se detallan en el anexo 2 de este documento. En esta comparación, se identificaron los valores promedio obtenidos que se encuentran por debajo del CUMin calculado por la SSPD (resaltado naranja en las tablas del anexo), ya que se podría considerar que algunos de los componentes regulados se encuentran por debajo del menor valor liquidado en el mercado de energía o puede corresponder a un reporte erróneo en el nivel de tensión certificado en el Formato TC1 por parte del OR.

Tabla 34. Valores promedio del CUMin

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CUMin
CENTRO	NT1	779,30
CENTRO	NT2	632,50
CENTRO	NT3	526,76
CENTRO	NT4	470,74
OCCIDENTE	NT1	746,66
OCCIDENTE	NT2	601,01
OCCIDENTE	NT3	532,17
OCCIDENTE	NT4	470,74
ORIENTE	NT1	751,41
ORIENTE	NT2	611,14
ORIENTE	NT3	554,77
ORIENTE	NT4	470,74
SUR	NT1	737,86



ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CUMin
SUR	NT2	617,74
SUR	NT3	514,77
SUR	NT4	470,74
CARIBE MAR	NT1	578,65
CARIBE MAR	NT2	607,76
CARIBE MAR	NT3	560,84
CARIBE MAR	NT4	494,21
CARIBE SOL	NT1	521,46
CARIBE SOL	NT2	563,30
CARIBE SOL	NT3	536,72
CARIBE SOL	NT4	499,57
CHOCO	NT1	779,30
CHOCO	NT2	588,88

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, cálculos DTGE

A continuación, se presentan algunos resultados relevantes observados para cada nivel de tensión:

Nivel de Tensión 1

Para el segundo trimestre de 2024, el CU promedio más alto corresponde a BIA ENERGY SAS ESP para el sector Industrial ADD Centro con un valor de 1.079,15 \$/kWh y el valor promedio más bajo corresponde al sector Industrial, servicio prestado por AIRE con 536,87 \$/kWh en el Mercado Caribe Sol.

Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para el segundo trimestre de 2024, es para la COMPAÑÍA ENERGÉTICA DEL OCCIDENTE SAS ESP., con 882,10 \$/kWh para el sector Industrial en el ADD Occidente; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P., para el sector especial Industrial en el Mercado Caribe Sol con 568,83\$/kWh.



Nivel de Tensión 3

Para este nivel de tensión, el valor promedio más alto para el segundo trimestre de 2024 corresponde a DRUMMOND POWER SAS ESP con 1.800 \$/kWh en el sector Industrial para el mercado Caribe Sol; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. con 521,56 \$/kWh para el sector Oficial en el ADD Sur.

Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para este segundo trimestre del año 2024 corresponde a la GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A E.S.P con 568,40 \$/kWh en el sector Industrial ADD Sur; por su parte, la misma empresa, presenta el menor valor promedio con 548,57 \$/kWh en el sector Industrial para el ADD Oriente.

Finalmente, para las empresas que no pertenecen a ningún ADD, en el Anexo 2 también se incluyen las tablas separadas por mercado de comercialización, entendiéndose como mercados Caribe Mar, Caribe Sol y Chocó.

Nota Final: Los valores resaltados en color naranja de las tablas del anexo 2 de este documento, no se tuvieron en cuenta para el análisis comparativo de este capítulo y es una invitación para que las empresas revisen si dichos valores corresponden a la realidad o se deben a una posible mala calidad de la información reportada al SUI. Es importante mencionar que para esta Superintendencia la calidad de la información que allegan los agentes al SUI es una prioridad absoluta, razón por la cual se procederá a gestionar directamente con los prestadores la corrección de los reportes a los que haya lugar, lo anterior sin perjuicio de las medidas de carácter administrativo sancionador que se consideren pertinentes de acuerdo con las facultades otorgadas por la ley.

De la misma manera, se detectaron usuarios no regulados clasificados en estratos residenciales por lo que a través del equipo SUI de la DTGE, se hará el respectivo seguimiento y se informa que fueron excluidos del presente análisis. A su vez, esta es una invitación para que tanto comercializadores de energía como operadores de red, validen con mayor detalle la información certificada a través de los Formatos TC1 y TC2 de la Resolución SSPD 12515 de 2021 y tomen los correctivos que consideren pertinentes.



Anexo 1

Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para abril de 2024 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	Enel X Colombia	CENTRO	844,92
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	868,20
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	886,29
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	896,34
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	899,50
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	919,62
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	819,48
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	959,44
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	811,52
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	972,60
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	809,50
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	824,05
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ITALENER S.A. ESP	ORIENTE	827,21
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	835,49
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	860,41
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	872,28
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	890,22
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	952,17
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	1021,43
BOYACÁ	ENERTOTAL	ORIENTE	812,88
BOYACÁ	Enel X Colombia	ORIENTE	842,69
BOYACÁ	PEESA	ORIENTE	842,70
BOYACÁ	VATIA	ORIENTE	855,43
BOYACÁ	EBSA	ORIENTE	945,30
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	843,20
CALDAS	Enel X Colombia	CENTRO	848,06
CALDAS	EEP	CENTRO	859,46
CALDAS	PEESA	CENTRO	863,52
CALDAS	VATIA	CENTRO	927,17
CALDAS	ENERBIT	CENTRO	936,33
CALDAS	CHEC	CENTRO	995,03
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	787,97
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	795,54
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	810,54
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	820,32
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERBIT	OCCIDENTE	845,95
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	859,58
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	867,79
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	995,77
CAQUETÁ	PEESA	SUR	831,97
CAQUETÁ	VATIA	SUR	871,45
CAQUETÁ	ELECTROCAQUETÁ	SUR	1004,62
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	895,04
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	896,31
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	925,47
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	997,78
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	1033,74
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	1118,53
CARIBE SOL	Enel X Colombia	SIN ADD	746,01
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	761,48
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	769,80
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	855,48
CARIBE SOL	ITALENER S.A. ESP	SIN ADD	979,08
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	997,19
CARIBE SOL	ENERBIT	SIN ADD	1000,22
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	1097,77
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	1172,07
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	776,60
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	894,37
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	934,80
CARTAGO	ENERBIT	OCCIDENTE	947,04
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	982,62
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	827,50
CASANARE	PEESA	SUR	836,62
CASANARE	VATIA	SUR	855,83
CASANARE	ENERCA	SUR	912,71

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	829,03
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	832,36
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	911,51
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	911,84
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	993,18
CHOCÓ	DISPAC	SIN ADD	900,06
HUILA	Enel X Colombia	ORIENTE	839,15
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	839,45
HUILA	PEESA	ORIENTE	851,02
HUILA	VATIA	ORIENTE	929,01
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	966,07
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	1000,10
META	Enel X Colombia	SUR	798,36
META	ENERTOTAL	SUR	810,38
META	PEESA	SUR	817,43
META	VATIA	SUR	848,52
META	EMSA	SUR	911,12
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	743,92
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	821,19
NARIÑO	Enel X Colombia	OCCIDENTE	823,34
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	878,30
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	899,32
NARIÑO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	901,08
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	969,81
NORTE DE SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	864,99
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	872,61
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	919,03
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	969,33
PEREIRA	AIRE	CENTRO	819,90
PEREIRA	Enel X Colombia	CENTRO	832,76
PEREIRA	VATIA	CENTRO	852,40
PEREIRA	PEESA	CENTRO	860,99
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	864,27
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	887,01
PEREIRA	EEP	CENTRO	921,84
PUTUMAYO	VATIA	SUR	824,48
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	926,36
QUINDÍO	Enel X Colombia	CENTRO	840,21
QUINDÍO	PEESA	CENTRO	864,66
QUINDÍO	ENERTOTAL	CENTRO	878,14
QUINDÍO	VATIA	CENTRO	939,91
QUINDÍO	EDEQ	CENTRO	992,75
QUINDÍO	ENERBIT	CENTRO	1021,44
RUITOQUE	Enel X Colombia	CENTRO	829,98
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	944,53
SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	858,21
SANTANDER	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	870,51
SANTANDER	PEESA	CENTRO	874,51
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	881,56
SANTANDER	VATIA	CENTRO	915,39
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	933,70
SANTANDER	ESSA	CENTRO	955,55
SANTANDER	ENERBIT	CENTRO	971,17
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	1008,19
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	790,53
TOLIMA	Enel X Colombia	ORIENTE	846,05
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	857,47
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	910,63
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	942,93
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	969,84
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	993,30
TULUÁ	Enel X Colombia	OCCIDENTE	792,03
TULUÁ	PEESA	OCCIDENTE	817,52
TULUÁ	ENERTOTAL	OCCIDENTE	852,27
TULUÁ	CETSA	OCCIDENTE	876,25
TULUÁ	VATIA	OCCIDENTE	888,93
TULUÁ	ENERBIT	OCCIDENTE	911,25
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	756,64
VALLE DEL CAUCA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	802,74
VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	823,26
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	866,27
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	867,80
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	880,92
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	892,22
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	932,45
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	949,31

Fuente: Información publicada por las E.S.P.



Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para mayo de 2024 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	Enel X Colombia	CENTRO	855,95
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	896,28
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	897,72
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	932,81
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	932,95
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	943,74
ANTIOQUIA	BIA ENERGY	CENTRO	982,46
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	846,90
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	965,19
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	840,72
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	989,10
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	822,69
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	838,13
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	866,12
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ITALENER S.A. ESP	ORIENTE	867,90
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	886,20
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	889,29
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	905,66
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	944,69
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	1250,06
BOYACÁ	ENERTOTAL	ORIENTE	829,32
BOYACÁ	Enel X Colombia	ORIENTE	853,92
BOYACÁ	PEESA	ORIENTE	872,97
BOYACÁ	VATIA	ORIENTE	892,58
BOYACÁ	BIA ENERGY	ORIENTE	893,19
BOYACÁ	EBSA	ORIENTE	968,63
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	856,58
CALDAS	Enel X Colombia	CENTRO	866,10
CALDAS	EEP	CENTRO	874,37
CALDAS	PEESA	CENTRO	891,65
CALDAS	VATIA	CENTRO	952,38
CALDAS	ENERBIT	CENTRO	953,00
CALDAS	BIA ENERGY	CENTRO	967,10
CALDAS	CHEC	CENTRO	1016,25
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	813,60
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	814,62
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	841,51
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	855,60
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERBIT	OCCIDENTE	873,09
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	879,47
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	886,11
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	907,56
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	1219,82
CAQUETÁ	PEESA	SUR	862,94
CAQUETÁ	VATIA	SUR	900,28
CAQUETÁ	ELECTROCAQUETÁ	SUR	997,14
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	901,00
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	920,55
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	932,81
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	1011,46
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	1029,25
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	1040,60
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	1128,36
CARIBE SOL	Enel X Colombia	SIN ADD	751,36
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	776,08
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	784,69
CARIBE SOL	ITALENER S.A. ESP	SIN ADD	785,27
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	884,10
CARIBE SOL	ENERBIT	SIN ADD	1020,27
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	1026,27
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	1185,60
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	1387,60

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	890,01
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	911,94
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	959,55
CARTAGO	ENERBIT	OCCIDENTE	962,69
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	995,58
CARTAGO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	1042,12
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	841,99
CASANARE	PEESA	SUR	867,16
CASANARE	VATIA	SUR	883,28
CASANARE	ENERCA	SUR	941,86
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	860,11
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	867,67
CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	884,81
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	922,75
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	1025,14
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	1065,60
CHOCÓ	DISPAC	SIN ADD	948,69
HUILA	Enel X Colombia	ORIENTE	853,32
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	854,90
HUILA	PEESA	ORIENTE	881,49
HUILA	BIA ENERGY	ORIENTE	933,88
HUILA	VATIA	ORIENTE	948,85
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	996,28
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	1142,35
META	Enel X Colombia	SUR	812,06
META	ENERTOTAL	SUR	825,76
META	PEESA	SUR	847,40
META	VATIA	SUR	874,60
META	BIA ENERGY	SUR	903,10
META	EMSA	SUR	928,29
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	763,71
NARIÑO	Enel X Colombia	OCCIDENTE	843,27
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	856,56
NARIÑO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	876,62
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	915,75
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	916,08
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	1000,90
NORTE DE SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	867,53
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	900,55
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	943,48
NORTE DE SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	974,05
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	990,85
PEREIRA	AIRE	CENTRO	836,56
PEREIRA	Enel X Colombia	CENTRO	843,75
PEREIRA	VATIA	CENTRO	876,77
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	882,58
PEREIRA	PEESA	CENTRO	889,10
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	898,71
PEREIRA	BIA ENERGY	CENTRO	934,68
PEREIRA	EEP	CENTRO	936,19
PUTUMAYO	VATIA	SUR	851,10
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	946,42
QUINDÍO	Enel X Colombia	CENTRO	851,30
QUINDÍO	ENERTOTAL	CENTRO	890,18
QUINDÍO	PEESA	CENTRO	892,36
QUINDÍO	VATIA	CENTRO	974,09
QUINDÍO	BIA ENERGY	CENTRO	1005,31
QUINDÍO	EDEQ	CENTRO	1022,81
QUINDÍO	ENERBIT	CENTRO	1044,98
RUITOQUE	Enel X Colombia	CENTRO	840,51
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	959,28
SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	868,97
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	893,82
SANTANDER	PEESA	CENTRO	902,52
SANTANDER	ITALENER S.A. ESP	CENTRO	904,83
SANTANDER	VATIA	CENTRO	937,68
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	952,36
SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	965,93
SANTANDER	ESSA	CENTRO	977,48
SANTANDER	ENERBIT	CENTRO	986,42



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	1066,00
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	808,03
TOLIMA	Enel X Colombia	ORIENTE	859,30
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	887,33
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	923,03
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	969,13
TOLIMA	BIA ENERGY	ORIENTE	997,38
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	1019,07
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	1142,99
TULUÁ	Enel X Colombia	OCCIDENTE	810,32
TULUÁ	PEESA	OCCIDENTE	852,87
TULUÁ	ENERTOTAL	OCCIDENTE	870,56
TULUÁ	CETSA	OCCIDENTE	902,03
TULUÁ	VATIA	OCCIDENTE	922,87
TULUÁ	ENERBIT	OCCIDENTE	935,93
TULUÁ	BIA ENERGY	OCCIDENTE	989,43
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	779,64
VALLE DEL CAUCA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	821,45
VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	857,83
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	886,40
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	901,32
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	919,93
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	930,53
VALLE DEL CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	943,61
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	968,54
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	1140,28

Fuente: Información publicada por las E.S.P.

Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para junio de 2024 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	812,39
ANTIOQUIA	Enel X Colombia	CENTRO	842,27
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	842,86
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	843,74
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	888,31
ANTIOQUIA	BIA ENERGY	CENTRO	982,46
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	837,60
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	970,98
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	790,32
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	950,00
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	787,32
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	813,69
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	832,79
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	850,68
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	874,97
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	891,85
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	944,69
BOYACÁ	PEESA	ORIENTE	792,29
BOYACÁ	ENERTOTAL	ORIENTE	821,64
BOYACÁ	Enel X Colombia	ORIENTE	842,80
BOYACÁ	VATIA	ORIENTE	885,48
BOYACÁ	EBSA	ORIENTE	892,19
BOYACÁ	BIA ENERGY	ORIENTE	893,19
CALDAS	EEP	CENTRO	778,57
CALDAS	PEESA	CENTRO	808,58
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	844,28
CALDAS	Enel X Colombia	CENTRO	851,86
CALDAS	VATIA	CENTRO	939,11
CALDAS	BIA ENERGY	CENTRO	967,10
CALDAS	CHEC	CENTRO	999,11

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	720,60
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	785,67
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	813,26
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	841,73
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	845,72
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	880,12
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	880,84
CALI - YUMBO - PUERTO TEJADA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	907,56
CAQUETÁ	PEESA	SUR	780,56
CAQUETÁ	VATIA	SUR	889,21
CAQUETÁ	ELECTROCAQUETÁ	SUR	1001,69
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	795,40
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	857,52
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	892,76
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	967,64
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	1029,25
CARIBE MAR	CARBEMAR	SIN ADD	1078,25
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	686,44
CARIBE SOL	Enel X Colombia	SIN ADD	725,31
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	744,49
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	753,44
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	1019,27
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	1028,15
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	1136,15
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	891,41
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	902,88
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	916,99
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	963,08
CARTAGO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	1042,12
CASANARE	PEESA	SUR	786,53
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	830,07
CASANARE	VATIA	SUR	872,54
CASANARE	ENERCA	SUR	927,13
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	796,21
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	818,84
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	860,89
CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	884,81
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	932,38
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	1006,87
CHOCÓ	DISPAC	SIN ADD	929,28
HUILA	PEESA	ORIENTE	800,78
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	837,82
HUILA	Enel X Colombia	ORIENTE	842,98
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	847,85
HUILA	VATIA	ORIENTE	903,95
HUILA	BIA ENERGY	ORIENTE	933,88
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	989,79
META	PEESA	SUR	767,32
META	Enel X Colombia	SUR	801,52
META	ENERTOTAL	SUR	818,29
META	VATIA	SUR	864,49
META	EMSA	SUR	885,56
META	BIA ENERGY	SUR	903,10
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	762,00
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	786,02
NARIÑO	Enel X Colombia	OCCIDENTE	839,89
NARIÑO	BIA ENERGY	OCCIDENTE	876,62
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	910,72
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	916,04
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	922,11
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	815,51
NORTE DE SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	861,08
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	927,37
NORTE DE SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	974,05
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	974,73
PEREIRA	PEESA	CENTRO	806,48
PEREIRA	AIRE	CENTRO	822,50
PEREIRA	EEP	CENTRO	832,51
PEREIRA	Enel X Colombia	CENTRO	845,13
PEREIRA	VATIA	CENTRO	863,45
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	889,29
PEREIRA	BIA ENERGY	CENTRO	934,68



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
PUTUMAYO	VATIA	SUR	841,51
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	879,67
QUINDÍO	PEESA	CENTRO	807,78
QUINDÍO	Enel X Colombia	CENTRO	837,60
QUINDÍO	ENERTOTAL	CENTRO	879,95
QUINDÍO	VATIA	CENTRO	949,36
QUINDÍO	EDEQ	CENTRO	998,65
QUINDÍO	BIA ENERGY	CENTRO	1005,31
RUITOQUE	Enel X Colombia	CENTRO	827,60
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	934,61
SANTANDER	PEESA	CENTRO	817,83
SANTANDER	Enel X Colombia	CENTRO	854,93
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	882,74
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	883,25
SANTANDER	VATIA	CENTRO	924,23
SANTANDER	BIA ENERGY	CENTRO	965,93
SANTANDER	ESSA	CENTRO	966,78
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	1092,55
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	733,52
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	805,54
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	840,55
TOLIMA	Enel X Colombia	ORIENTE	849,11
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	901,74
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	906,06
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	919,61
TOLIMA	BIA ENERGY	ORIENTE	997,38
TULUÁ	PEESA	OCCIDENTE	782,90
TULUÁ	Enel X Colombia	OCCIDENTE	809,90
TULUÁ	CETSA	OCCIDENTE	841,42
TULUÁ	ENERTOTAL	OCCIDENTE	874,15
TULUÁ	VATIA	OCCIDENTE	923,11
TULUÁ	BIA ENERGY	OCCIDENTE	989,43
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	714,69
VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	785,71
VALLE DEL CAUCA	Enel X Colombia	OCCIDENTE	819,55
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	821,76
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	824,91
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	860,52
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	866,36
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	889,34
VALLE DEL CAUCA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	943,61

Fuente: Información publicada por las E.S.P.



Anexo 2

CU promedio para el mercado no regulado (\$/kWh) por ADD⁹

Nivel de Tensión 1, Trimestre 2 2024. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.			552,44		
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			670,93	825,59	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.		668,43	672,60	650,50	653,87
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			650,24		
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.			687,05		
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	903,48	765,39	753,90		
VATIA S.A. E.S.P.			741,40		
COLOMBINA ENERGÍA SAS ESP			659,87		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			652,46		
AIR-E S.A.S. E.S.P.			706,38		
RUITOQUE S.A. E.S.P.			751,00	957,48	972,60
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			744,98	748,61	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP			739,11		
BIA ENERGY SAS ESP			597,68	1079,15	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre 2 2024. ADD Occidente (Cauca, Nariño y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	Especial Asistencial	INDUSTRIAL	OFICIAL
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	773,05				
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		701,69		690,59	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		605,65			798,21
VATIA S.A. E.S.P.		568,64			
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	723,86	714,83	650,74	724,41	
COLOMBINA ENERGÍA SAS ESP		667,73			
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		730,57			
AIR-E S.A.S. E.S.P.		660,77			
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		690,80		764,36	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre 2 2024. ADD Oriente (Arauca, Bogotá, D. C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.						581,13
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS		747,55				
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		678,09				724,90
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.						705,92
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		643,07		635,08		693,84
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		708,38	783,72			706,84
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P						702,25
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		685,64				
VATIA S.A. E.S.P.		748,35				780,45
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P		726,76				705,65

⁹ Nota. En las siguientes las celdas resaltadas con el color naranja corresponden a aquellos valores promedio obtenidos que se encuentren por debajo del CUMin calculado por la SSPD. Las celdas resaltadas en rojo y verde corresponden a los valores máximos y mínimos obtenidos para cada grupo de datos.



EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A. E.S.P.		558,67				
COLOMBINA ENERGÍA SAS ESP		663,51				
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		650,61				
AIR-E S.A.S. E.S.P.		708,33				
RUITOQUE S.A. E.S.P.	788,34			667,26		797,28
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	687,97	732,40			820,82	728,23
GENERSA S.A.S E.S.P.						608,08
BIA ENERGY SAS ESP						951,38
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP		909,64				764,02

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre 2 2024. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

COMERCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS	740,49	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	917,20	
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.		836,48
AIR-E S.A.S. E.S.P.	685,44	
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	729,33	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre 2 2024. SIN ADD Caribe Mar (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		735,04	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	756,96		
VATIA S.A. E.S.P.		949,46	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	761,06		
AIR-E S.A.S. E.S.P.		759,95	
RUITOQUE S.A. E.S.P.			735,63
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		720,42	615,91

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre 2 2024. SIN ADD Caribe Sol (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	INDUSTRIAL
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		706,80
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		536,87
AIR-E S.A.S. E.S.P.	619,08	726,43
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		736,88

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre 2 2024. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
ITALCOL ENERGÍA S.A. ESP.						657,43		
ISAGEN S.A. E.S.P.						758,53		
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS						625,85		
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		592,44	616,46			592,77	571,14	



EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	615,28	576,81	585,96			584,30	569,04	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			600,01			586,85	830,53	
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.-E.S.P						585,90		
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.						604,58		
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	662,50	637,18	617,43	619,37	641,07	630,60		608,97
VATIA S.A. E.S.P.			594,61			654,49		
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P			863,39					
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A E.S.P						621,53		
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP						636,49		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			608,14			608,39		
AIR-E S.A.S. E.S.P.			619,87			798,82		
RUITOQUE S.A. E.S.P.			750,11			695,84	596,65	
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			622,80			637,56		
TERPEL ENERGÍA S.A.S E.S.P			732,85			789,49		
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP							784,45	
BIA ENERGY SAS ESP			597,68			714,25		
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP						657,00		
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP						594,37		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre 2 2024. ADD Occidente (Arauca, Bogotá, D. C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ITALCOL ENERGÍA S.A. ESP.			624,46				
ISAGEN S.A. E.S.P.						593,88	
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	689,31		357,54	352,36		346,81	342,61
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	557,57		578,38	541,30	559,92	592,09	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.			549,98			538,90	536,88
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			599,92			551,39	
COMPANÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	556,62		548,30			565,20	
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.-E.S.P			550,71			554,17	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.						584,15	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	727,72		570,17			575,22	
VATIA S.A. E.S.P.			628,76			662,39	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	583,95		609,70	620,17	617,40	592,47	636,79
COMPANÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.			863,35			882,10	626,01
QI ENERGY SAS ESP		793,56	582,76				
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			578,28				
AIR-E S.A.S. E.S.P.			596,84				
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			619,03			605,81	
TERPEL ENERGÍA S.A.S E.S.P			779,13				
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP			764,58				
BIA ENERGY SAS ESP			792,20			693,46	
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP						606,18	638,06
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP			645,69				

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Nivel de Tensión 2, Trimestre 2 2024. ADD Oriente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRAD O PÚBLICO	Áreas Comunes	COMERCIA L	Distrito de Riego	Especial Asistenci al	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ITALCOL ENERGÍA S.A. ESP.							603,26	
ISAGEN S.A. E.S.P.			543,61				569,73	
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS	663,03		662,81		632,32	598,14	641,88	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		825,10	651,47	548,79			604,62	590,68
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	542,68		557,21				545,83	543,96
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	711,65	540,26	585,03	574,38	546,03		602,83	663,60
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	608,17		630,08	603,67			641,95	608,52
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P							543,86	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.			581,56				583,29	
VATIA S.A. E.S.P.			617,57				634,39	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P			598,62				575,02	833,84
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A.E.S.P							697,48	
MESSER ENERGY SERVICES SAS ESP			699,00					
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP							570,60	
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP			616,66				618,35	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			583,37	587,94			598,24	
AIR-E S.A.S. E.S.P.			573,78				654,20	
RUITOQUE S.A. E.S.P.		579,21	623,19	577,06	577,11		598,04	
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		590,81	652,84			672,59	628,22	712,37
TERPEL ENERGÍA S.A.S E.S.P		595,93	717,53					
BIA ENERGY SAS ESP			673,82				780,98	
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP			609,61				610,48	778,30
SPECTRUM RENOVABLES SAS ESP			630,27					

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre 2 2024. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS			683,48	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		557,82		624,01
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.		574,60	536,56	542,81
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		566,89		
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	785,05		752,88	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		632,50		
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P			554,71	
VATIA S.A. E.S.P.		593,51	762,77	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P		849,21		
EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE SA ESP			864,87	
QI ENERGY SAS ESP		840,69		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		597,61		
EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	866,80			
AIR-E S.A.S. E.S.P.		608,34		
RUITOQUE S.A. E.S.P.		589,94		
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			754,36	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Nivel de Tensión 2, Trimestre 2 2024. SIN ADD Caribe Mar (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ITALCOL ENERGÍA S.A. ESP.						650,22
SOUTH32 ENERGY S.A.S. E.S.P.						476,78
ISAGEN S.A. E.S.P.					546,90	
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS		680,22				
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		550,61				638,09
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.		558,56			559,14	551,27
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		575,28			586,82	572,09
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.						760,48
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		604,65				
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P						541,85
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		604,58				
VATIA S.A. E.S.P.		576,24			751,47	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E.E.S.P						836,66
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A E.S.P		628,68				
COMPAÑIA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.					755,46	
COLOMBINA ENERGÍA SAS ESP		588,75				
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	693,84	624,37	687,22	617,32	623,88	733,77
SOL & CIELO ENERGÍA SAS ESP					776,38	
AIR-E S.A.S. E.S.P.		610,33				
RUITOQUE S.A. E.S.P.		590,54				589,77
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		636,24			777,57	695,46
TERPEL ENERGÍA S.A.S E.S.P		663,59				686,29
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP		799,12				
BIA ENERGY SAS ESP						584,62
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP						572,71

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2 Trimestre 2 2024. SIN ADD Caribe Sol (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ITALCOL ENERGÍA S.A. ESP.							590,65	
ISAGEN S.A. E.S.P.							497,73	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			623,01			538,34	582,94	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.			528,12			522,90	508,99	512,82
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			824,20		527,85		646,93	
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P							511,80	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.			698,55				676,40	
VATIA S.A. E.S.P.							552,93	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E.E.S.P							777,89	539,44
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A E.S.P							859,30	
QI ENERGY SAS ESP		827,34						
COLOMBINA ENERGÍA SAS ESP							538,32	
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP							590,42	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			618,57				568,83	
AIR-E S.A.S. E.S.P.	625,98		592,32	497,30			577,83	722,33
RUITOQUE S.A. E.S.P.							547,11	
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			737,01			586,90	586,75	
TERPEL ENERGÍA S.A.S E.S.P							836,87	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP			747,02					
BIA ENERGY SAS ESP			666,93				630,80	
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP								752,04
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP							557,44	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Nivel de Tensión 2, Trimestre 2 2024. SIN ADD (Chocó)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		530,86
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	562,65	
AIR-E S.A.S. E.S.P.	573,85	
RUITOQUE S.A. E.S.P.	551,98	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre 2 2024. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Especial Asistencial	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL	Hogar Comunitario
ITALCOL ENERGÍA S.A. ESP.		541,22			549,71			
ISAGEN S.A. E.S.P.		801,76			460,98			479,06
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	471,20	458,20			455,15			
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.		472,39			472,31	430,29		
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		502,96			493,15			
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P		452,43			452,38			
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		520,48	500,08	537,64	515,91	539,78	510,38	
VATIA S.A. E.S.P.		488,14			475,71			
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P		563,44						
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A E.S.P					600,21			
QI ENERGY SAS ESP	802,85							
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		501,15			503,28			
AIR-E S.A.S. E.S.P.		509,92						
RUITOQUE S.A. E.S.P.		570,28	1016,65		1280,74	485,13		
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		586,93						
TERPEL ENERGÍA S.A.S E.S.P		575,00						
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP		684,50						

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre 2 2024. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ITALCOL ENERGÍA S.A. ESP.	556,92		
ISAGEN S.A. E.S.P.		493,44	
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.		343,29	346,89
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	498,10	519,44	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	479,80	472,40	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	483,56	494,20	
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.		456,74	
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A-E.S.P	503,24	490,86	
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P		489,04	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		519,43	
VATIA S.A. E.S.P.	664,93	492,47	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	566,18	520,96	518,93
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A E.S.P		626,88	
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.		548,76	
QI ENERGY SAS ESP	441,53		
COLOMBINA ENERGÍA SAS ESP	501,00	497,56	
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP		546,98	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		499,66	
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	519,72	543,10	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP	764,50		
BIA ENERGY SAS ESP	479,60		
RIOPAILA ENERGÍA SAS ESP		805,43	
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP	493,89		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Nivel de Tensión 3, Trimestre 2 2024. ADD Oriente (Arauca, Bogotá, D. C., Boyacá y Huila)

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	Distrito de Riego	INDUSTRIAL	Industrial Bombeo	OFICIAL
ITALCOL ENERGÍA S.A. ESP.		506,56		577,67		
ISAGEN S.A. E.S.P.		486,72		449,69		
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS		608,44		563,09	536,05	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		529,73		552,14		
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.		505,06		494,91		483,02
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		479,32		525,37		
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.				726,54		
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		551,52	544,78	600,66		536,02
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P				487,11		
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		533,37				
VATIA S.A. E.S.P.		681,21		634,52		
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P				503,62		
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A E.S.P				617,56		
QI ENERGY SAS ESP		774,60				
FRANCA ENERGÍA SA ESP				658,65		
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP		563,71				
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		532,27		647,77		
AIR-E S.A.S. E.S.P.				510,94		
RUITOQUE S.A. E.S.P.				1810,00		
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		626,27		608,01		
TERPEL ENERGÍA S.A.S E.S.P	484,84	483,60				
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP		712,42				
BIA ENERGY SAS ESP		528,67		755,88		
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP				609,83		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre 2 2024. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	Áreas Comunes	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ITALCOL ENERGÍA S.A. ESP.		539,41		
ISAGEN S.A. E.S.P.		417,86	445,56	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		446,80	514,40	521,56
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.		457,17	443,04	437,97
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		455,36	553,78	
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.			651,17	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		497,88		
VATIA S.A. E.S.P.			510,34	
EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE SA ESP			774,43	
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A E.S.P		679,90	612,19	
QI ENERGY SAS ESP	733,06			
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP			426,09	
AIR-E S.A.S. E.S.P.			509,88	
RUITOQUE S.A. E.S.P.			510,40	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP		675,27		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre 2 2024. SIN ADD Caribe Mar (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	COMERCIAL	Especial Educativo	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.			470,67	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	504,91		474,07	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.			485,45	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	515,03		503,83	665,85
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A E.S.P	655,90			656,58
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	549,60	564,01	563,35	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP	739,79			
FUENTES DE ENERGÍAS RENOVABLES S.A.S. ESP				556,75

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Nivel de Tensión 3, Trimestre 2 2024. SIN ADD Caribe Sol (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	COMERCIAL	Distrito de Riego	INDUSTRIAL	Vivienda de Interés Social o Prioritario
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			565,31	
ISAGEN S.A. E.S.P.			427,02	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			451,99	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	492,81		478,88	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			741,13	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.			519,93	
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P			472,59	
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A.E.S.P			632,81	
AIR-E S.A.S. E.S.P.	597,93	655,39	506,96	825,52
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP	704,68			
DRUMMOND POWER SAS ESP			1800,00	
BIA ENERGY SAS ESP	629,12			

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre 2 2024. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		397,89	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.		400,91	353,20
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A.E.S.P	558,61	561,03	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre 2 2024. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		391,74
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	429,24	438,21
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.		395,36
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		433,60
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P	390,09	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P		689,95

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre 2 2024. ADD Oriente (Bogotá, D. C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.	383,47	397,12	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.		420,02	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		450,22	
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A.E.S.P		548,57	558,61
MESSER ENERGY SERVICES SAS ESP		559,86	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Nivel de Tensión 4, Trimestre 2 2024. ADD SUR (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	INDUSTRIAL
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P	562,91
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A E.S.P	568,40

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre 2 2024. SIN ADD Caribe Mar (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		398,69	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			469,31
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	443,53		444,24
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA DEL CARIBE S.A E.S.P	507,81		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		576,11	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre 2 2024. SIN ADD Caribe Sol (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.	408,28
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	715,42

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



BOLETÍN TARIFARIO

**Dirección Técnica de Gestión de Energía
Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible**

**ABRIL – JUNIO
2024**

**Carrera 18 # 84 – 35
Bogotá, D. C., Colombia
(57 1) 691-3005
www.superservicios.gov.co
sspd@superservicios.gov.co**