



Boletín Tarifario

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

ENERO - MARZO
2023



Contenido

Introducción	3
1. Actualidad tarifaria	3
2. Panorama nacional	5
3. Componente de Generación (G)	7
4. Componente de Transmisión (T)	24
5. Componente de Distribución (D)	30
6. Componente de Comercialización (C)	41
7. Componente de Pérdidas (PR)	48
8. Componente de Restricciones (R)	52
9. Opción Tarifaria	58
10. Tarifas aplicadas	62
11. Usuarios no regulados	65

Proyectaron:

Natalia Ximena Castro Puentes
Rafael Ricardo Rojas Peña
Christian Andrés Alarcón Guevara

Revisó

Diego Fernando Borda Tovar
Coordinador Grupo de Gestión Comercial en el SIN
Baisser Antonio Jiménez Rivera
Director Técnico de Gestión de Energía

Aprobó:

Baisser Antonio Jiménez Rivera
Director Técnico de Gestión de Energía

Introducción

El boletín tarifario expone el seguimiento realizado por la SSPD a los componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio (CU) del NT1 con propiedad del Operador de Red (OR) y las tarifas de energía eléctrica durante el primer trimestre de 2023 aplicadas 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 la misma. Así mismo, 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. 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 periodos 01M2023, 02M2023 y 03M2023. Esta información fue reportada por 39 empresas, las cuales reportaron la información concerniente a usuarios regulados y no regulados en cada uno de los formatos dispuestos dependiendo el tipo de información.

1. Actualidad tarifaria

Como se indicó en el pasado boletín, durante el segundo trimestre del 2022 culminó la expedición y la entrada en firme de las aprobaciones de ingreso regulado de los OR que se encontraban pendientes, conforme al marco de la Resolución CREG 015 de 2018, por lo cual, durante el tercer trimestre del 2022, no se presentaron aprobaciones de ingreso regulado de acuerdo al marco de la Resolución CREG 015 de 2018 dando por terminada esta etapa. En este mismo sentido, se cumple la condición para derogar definitivamente la Resolución SSPD 20102400008055 de 2010.

Para este primer trimestre, se expide la Resolución CREG 101 003 de 2023 «*Por la cual se complementan las resoluciones CREG 180 de 2014 y 015 de 2018 para tramitar las solicitudes de cargos de las empresas prestadoras del servicio que atienden mercados en ZNI que se conectan al SIN, y se modifican unas disposiciones de la Resolución CREG 091 de 2007*» donde, se dan los lineamientos para la solicitud de aprobación de ingresos de las empresas ZNI que se interconectan al SIN.

De la mencionada resolución, se resaltan los siguientes puntos: **Fecha de corte:** Para los agentes que soliciten ante la Comisión la solicitud de aprobación de ingresos en este año 2023, o que éstos le sean aprobados mediante actuación de oficio por parte de la CREG, su fecha de corte será el 31 de diciembre de 2022, y que correspondería a la fecha de corte más antigua posible que permitirá la regulación; **Comercialización:** Una vez una empresa que se traslada al SIN obtenga su aprobación de ingresos, aplicará la Resolución CREG 180 y 191 de 2014 con un cargo base de comercialización de 7.000 \$₂₀₁₃/factura, su riesgo de cartera será igual a 15,22%, su factor de productividad X será igual a 0,029, sus costos financieros (CFS) serán iguales a cero por cuatro trimestres. Mientras la empresa se encuentra a la espera de su aprobación de ingresos, podrá sumar el componente C de la ZNI, los costos financieros del MEM, STR y SDL de una forma similar a lo definido en la Resolución CREG 180 de 2014; **Pérdidas:** Para el cálculo de este componente, la variable IPR será igual a agregar 10% al PR por nivel de tensión del OR donde se conecta la frontera comercial del agente al SIN.

Revisada la publicación de los actos administrativos por parte de la CREG, en la Tabla 1 se presentan las resoluciones expedidas y publicadas en el primer trimestre de 2023 que pueden incidir directa o indirectamente en el cálculo del costo unitario de prestación del servicio:

Tabla 1. Resoluciones expedidas y publicadas por la CRE 4T

<u>Res. CREG/2023</u>	<u>Temática</u>
101 003	Por la cual se complementan las resoluciones CREG 180 de 2014 y 015 de 2018 para tramitar las solicitudes de cargos de las empresas prestadoras del servicio que atienden mercados en ZNI que se conectan al SIN, y se modifican unas disposiciones de la Resolución CREG 091 de 2007

<u>Res. CREG/2023</u>	<u>Temática</u>
501 006	Por la cual se actualiza la base de activos de Intercolombia S.A. E.S.P.
501 008	Por la cual se resuelve la solicitud de revisión tarifaria de la Resolución CREG 219 de 2021 con base en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 52 de la Ley 2099 de 2021, mediante la cual se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.

Fuente: CREG –Normatividad

2. Panorama nacional

El análisis realizado del comportamiento tarifario durante el primer trimestre del 2023 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 las actualizan 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 relaciona 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 39 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 para este primer trimestre de 2023 corresponden a SOL & CIELO ENERGÍA SAS ESP en su mercado de Caribe Mar con valores de 977,86 \$/kWh

y 999,75\$/kWh para los meses de febrero y marzo respectivamente y el tercer CU mayor igual a 927,36 \$/kWh lo tiene la EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P. en el mercado Caribe Sol para el mes de marzo de 2023. Así mismo, 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. No obstante, debido a la aplicación de la metodología de la Opción Tarifaria, el CU percibido por los usuarios de SOL & CIELO ENERGÍA SAS ESP para el mercado Caribe Mar en febrero y marzo de 2023 es de 734,577 \$/kWh y 746,770 \$/kWh respectivamente; por otra parte, la EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P. en el mercado Caribe Sol, no se encuentra acogida a la Opción Tarifaria.

En cuanto a la empresa con menor valor del CU trasferido a los usuarios finales para el primer trimestre de 2023 se encuentran en el mercado Guaviare y Bogotá, de los cuales ENERGUAVIARE S.A E.S.P corresponde a opción tarifaria, el comercializador ENEL X COLOMBIA SAS ESP con valores de CU de 651,0124 \$/kWh (Bogotá), y 670,3909 \$/kWh (Bogotá) para los meses de enero y febrero de 2023 y ENERGUAVIARE S.A. E.S.P con 663,3318 \$/kWh en el mercado Guaviare también para enero de 2023.

A modo resumen, en la Tabla 2, 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 2. Promedio de tarifas estrato 4 por mercado

MERCADO	ADD	ESTRATO 4
GUAVIARE	SIN ADD	674,72
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ORIENTE	746,21
POPAYAN - PURACE	OCCIDENTE	747,74
ARAUCA	ORIENTE	749,66
BOYACA	ORIENTE	756,33
HUILA	ORIENTE	771,04
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	OCCIDENTE	779,19
CAQUETA	SUR	780,58
CALDAS	CENTRO	781,41
TULUA	OCCIDENTE	784,60

MERCADO	ADD	ESTRATO 4
NARIÑO	OCCIDENTE	785,65
TOLIMA	ORIENTE	786,19
CAUCA	OCCIDENTE	787,51
VALLE DEL CAUCA	OCCIDENTE	791,23
BAJO PUTUMAYO	SUR	791,28
META	SUR	792,12
CARTAGO	OCCIDENTE	796,34
QUINDIO	CENTRO	798,81
ANTIOQUIA	CENTRO	806,54
CASANARE	SUR	807,92
SANTANDER	CENTRO	808,48
PEREIRA	CENTRO	809,30
NORTE DE SANTANDER	CENTRO	810,04
CHOCO	SIN ADD	810,62
RUITOQUE	CENTRO	817,13
PUTUMAYO	SUR	818,12
CARIBE MAR	SIN ADD	826,13
CARIBE SOL	SIN ADD	836,14
SIBUNDOY	SUR	922,41

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De la Tabla 2 se entiende, que, en promedio, los mercados de comercialización de Sibundoy, Caribe Sol y Caribe Mar tienen la tarifa de estrato 4 más alta de 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 y se informa que para este 2023, entendiendo que el número de usuarios crece cada año, se realizó una revisión de esta clasificación con el número de usuarios a marzo de 2023 manteniendo la agrupación establecida en el cuarto trimestre de 2022.

Adicionalmente y con el objeto de mostrar el valor equivalente del componente en dólares, se incluye en las gráficas un eje horizontal secundario, expresando 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 4760,16 \$/USD.

Grupo 1

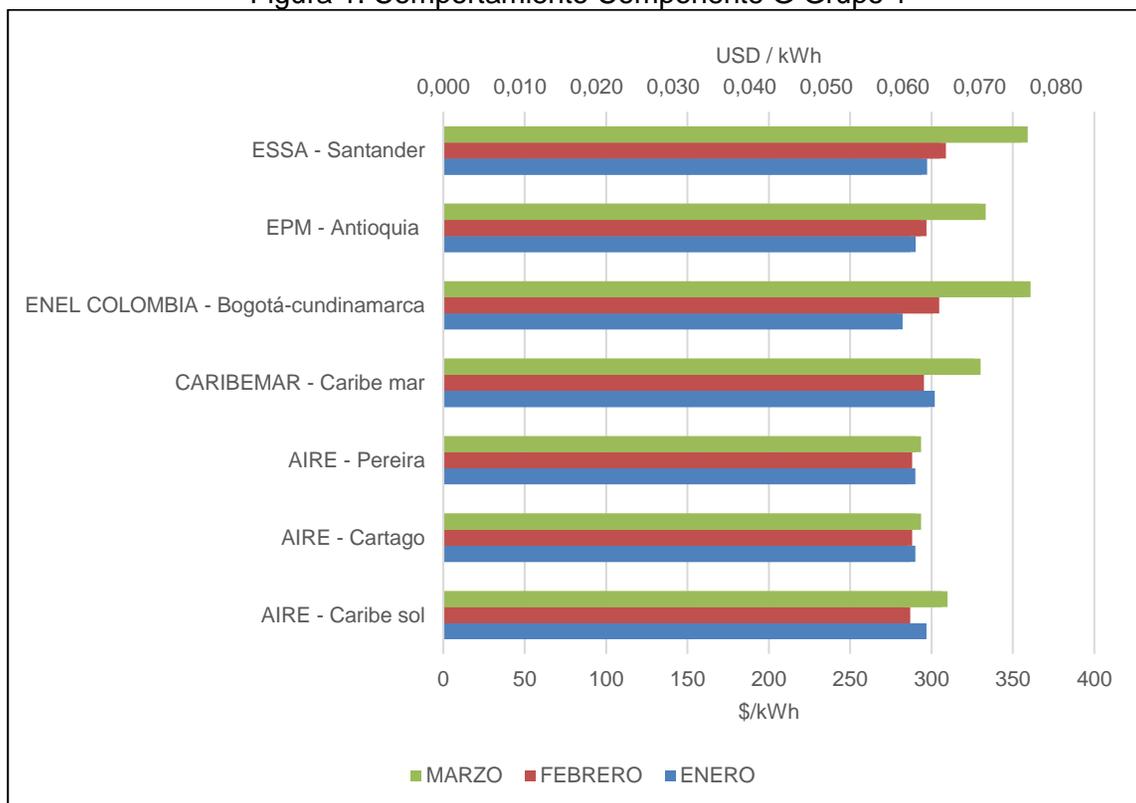
El valor promedio para el primer trimestre de 2023 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 304,64 \$/kWh, 25,01 \$/kWh por debajo respecto al cuarto trimestre de 2022 que representa un aumento del 8,95%. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde nuevamente a la empresa ENEL COLOMBIA para el mes de enero de 2023 con un valor igual a 282,18 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde también a ENEL COLOMBIA con 360,90 \$/kWh para el mes de marzo de 2023. Ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

Tabla 3: valor promedio componente de generación 4 T

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
AIRE - Caribe sol	296,94	286,91	309,76
AIRE - Cartago	289,99	288,04	293,49
AIRE - Pereira	289,99	288,04	293,49
CARIBEMAR - Caribe mar	301,95	295,25	330,08
ENEL COLOMBIA - Bogotá-Cundinamarca	282,18	304,62	360,90
EPM - Antioquia	290,20	296,97	333,24
ESSA - Santander	297,25	308,91	359,13

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 1. Comportamiento Componente G 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 primer trimestre de 2023 corresponde a 320,09 \$/kWh, 11,53% por encima del promedio del cuarto trimestre del año 2022. Con un valor de 285,40 \$/kWh, CENS S.A. E.S.P. presentó para el trimestre, el menor costo del componente G en el mes de enero de 2023; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde a CEO S.AS. E.S.P. para el mes de marzo de 2023, con un valor igual a 379,82 \$/kWh.

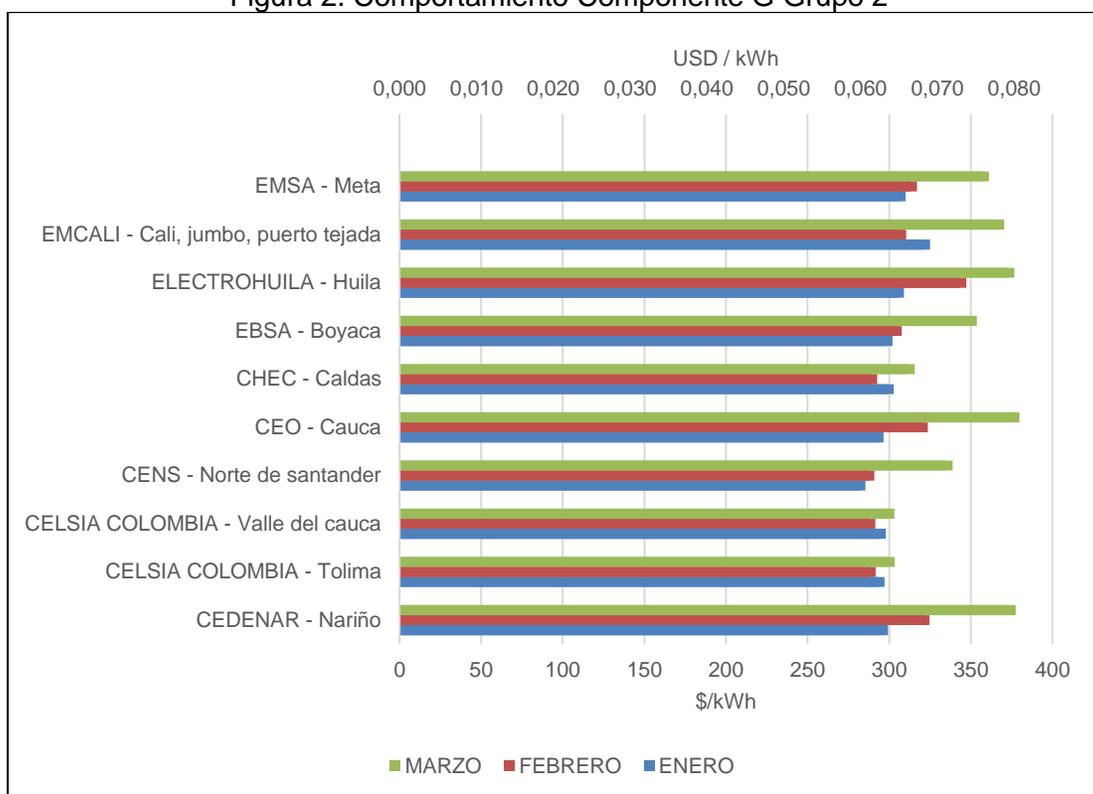
Tabla 4. Comportamiento Componente G Grupo 2

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CEDENAR - Nariño	299,19	324,66	377,45
CELSIA COLOMBIA - Tolima	297,11	291,76	303,32
CELSIA COLOMBIA - Valle del cauca	297,88	291,56	303,12
CENS - Norte de Santander	285,40	290,93	338,90

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CEO - Cauca	296,57	323,67	379,82
CHEC - Caldas	302,75	292,63	315,61
EBSA - Boyacá	302,00	307,65	353,65
ELECTROHUILA - Huila	308,96	347,22	376,76
EMCALI - Cali, jumbo, puerto tejada	325,12	310,39	370,52
EMSA - Meta	309,97	317,04	361,11

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 2. Comportamiento Componente G Grupo 2



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Grupo 3

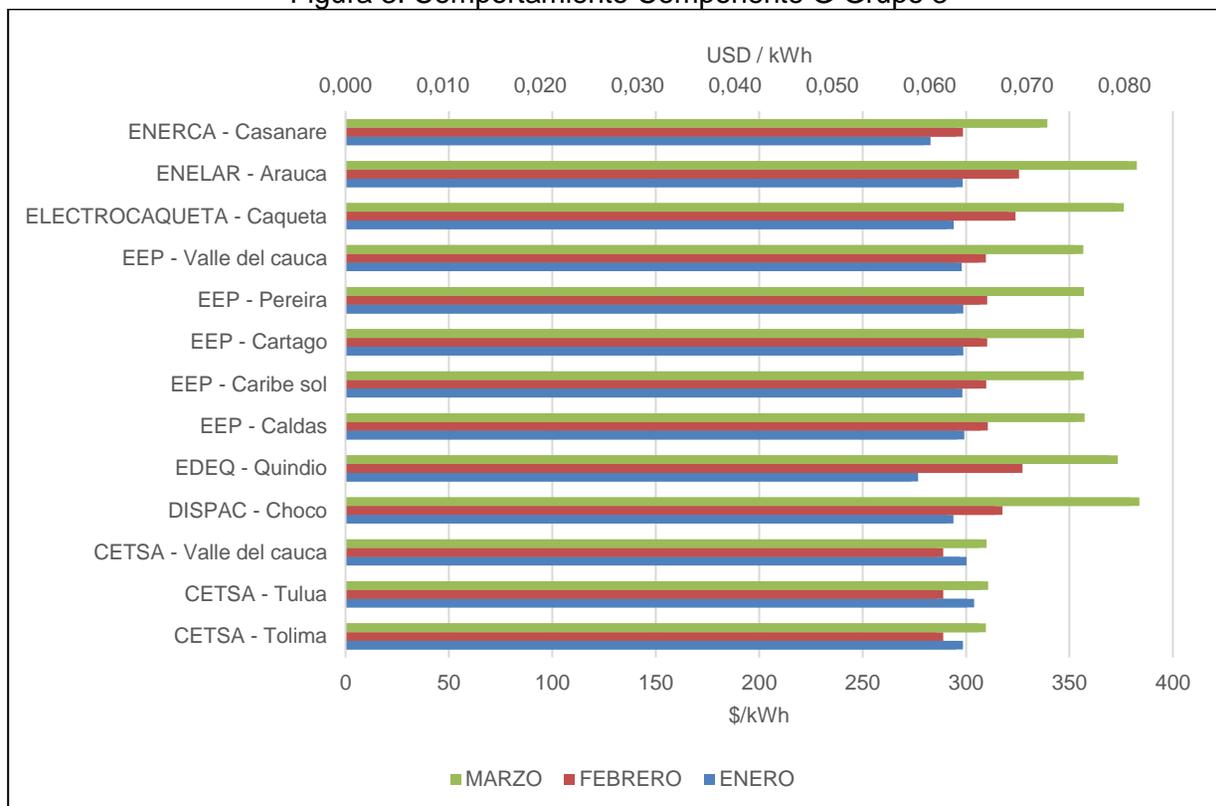
El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 318,50 \$/kWh, 11,61% por encima del promedio del cuarto trimestre de 2022 equivalente a 33,14\$/kWh. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la Empresa EDEQ. para el mes de enero de 2023 igual a 276,80 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a DISPAC S.A. E.S.P., con un valor de 383,74 \$/kWh para el mes de marzo de 2023.

Tabla 5. Comportamiento Componente G Grupo 3

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CETSA - Tolima	298,47	288,95	309,60
CETSA - Tuluá	303,83	288,99	310,70
CETSA - Valle del cauca	300,28	288,96	309,97
DISPAC - Choco	293,83	317,62	383,74
EDEQ - Quindío	276,80	327,36	373,29
EEP - Caldas	299,11	310,51	357,27
EEP - Caribe sol	298,16	309,81	356,78
EEP - Cartago	298,69	310,20	357,05
EEP - Pereira	298,65	310,17	357,04
EEP - Valle del cauca	297,91	309,63	356,65
ELECTROCAQUETA - Caquetá	293,99	323,93	376,21
ENELAR - Arauca	298,37	325,62	382,61
ENERCA - Casanare	282,84	298,58	339,37

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 3. Comportamiento Componente G 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., Dicel S.A. E.S.P., Diceler S.A. E.S.P., PEESA S.A. E.S.P., ASC Ingeniería S.A.S. E.S.P., QI Energy S.A.S. E.S.P., Enerco S.A. E.S.P., SOL & CIELO., BIA ENERGY., Enel X Colombia., ENERBIT. y TRANSACCIONES ENER tienen presencia en varios mercados de comercialización, la información de estas fue promediada de manera mensual, de acuerdo al número de mercados atendidos.

Para este grupo, el valor promedio del componente de Generación es igual a 333,52 \$/kWh, 15,17% por encima del promedio del cuarto trimestre de 2022 y que equivale a 43,92\$/kWh. Así mismo, el menor valor reportado corresponde a ENEL X COLOMBIA, con un valor igual a 261,68 \$/kWh para el mes de enero de 2023, mientras que el valor más alto lo publicó SOL Y CIELO en el mes de febrero con un valor promedio en el componente de 405,88 \$/kWh.

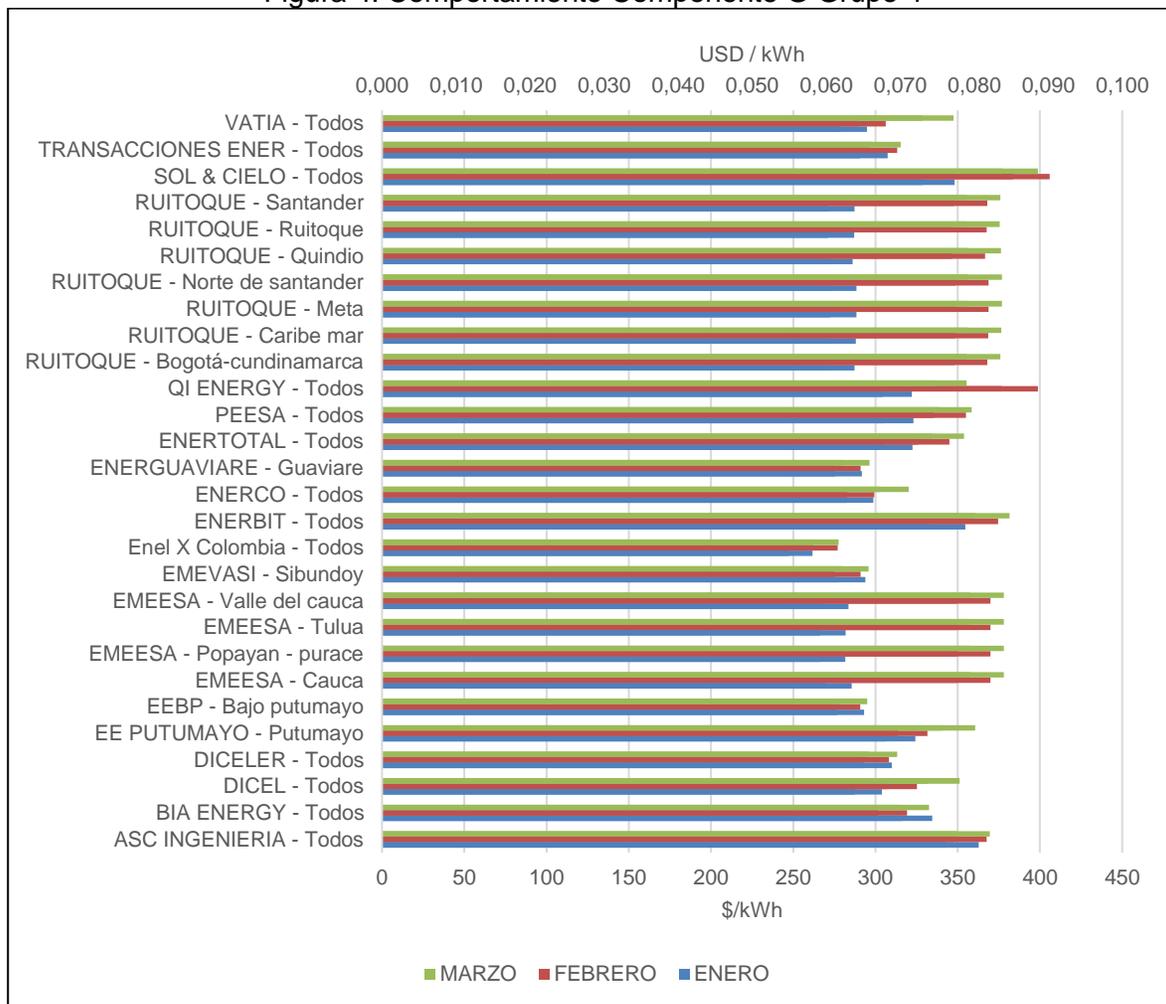
Tabla 6. Comportamiento Componente G Grupo 4

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
ASC INGENIERIA - Todos	362,83	367,61	369,52
BIA ENERGY - Todos	334,57	319,10	332,63
DICEL - Todos	303,99	325,18	351,21
DICELER - Todos	309,97	308,15	313,15
EE PUTUMAYO - Putumayo	324,29	331,64	360,52
EEBP - Bajo putumayo	292,97	290,72	295,04
EMEESA - Cauca	285,50	369,92	378,09
EMEESA - Popayán - purace	281,66	369,92	378,09
EMEESA - Tuluá	281,75	369,92	378,09
EMEESA - Valle del cauca	283,66	369,92	378,09
EMEVASI - Sibundoy	293,75	290,95	295,85
Enel X Colombia - Todos	261,68	277,02	277,58
ENERBIT - Todos	354,69	374,46	381,54
ENERCO - Todos	298,76	299,17	320,24
ENERGUAVIARE - Guaviare	291,66	290,94	296,28
ENERTOTAL - Todos	322,56	344,87	353,81
PEESA - Todos	323,15	355,05	358,42
QI ENERGY - Todos	322,17	398,74	355,40

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
RUITOQUE - Bogotá-Cundinamarca	287,34	367,94	375,87
RUITOQUE - Caribe mar	287,97	368,58	376,48
RUITOQUE - Meta	288,36	368,78	376,86
RUITOQUE - Norte de Santander	288,43	368,78	376,92
RUITOQUE - Quindío	286,06	366,64	376,26
RUITOQUE - Ruitoque	286,97	367,56	375,51
RUITOQUE - Santander	287,32	367,92	375,85
SOL & CIELO - Todos	347,97	405,88	398,83
TRANSACCIONES ENER - Todos	307,43	313,21	315,40
VATIA - Todos	294,73	306,30	347,44

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 4. Comportamiento Componente G Grupo 4



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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 primer trimestre de 2023, el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos bilaterales (Q_c) fue de 78,09%, 12,46% por debajo respecto al cuarto trimestre de 2022. Lo anterior, refleja la situación actual de los comercializadores donde solo vienen atendiendo su demanda regulada con aproximadamente un 80% de energía proveniente de contratos.

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 ; así mismo, 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 Pc igual a la variable Mc 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 vigencia 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.”

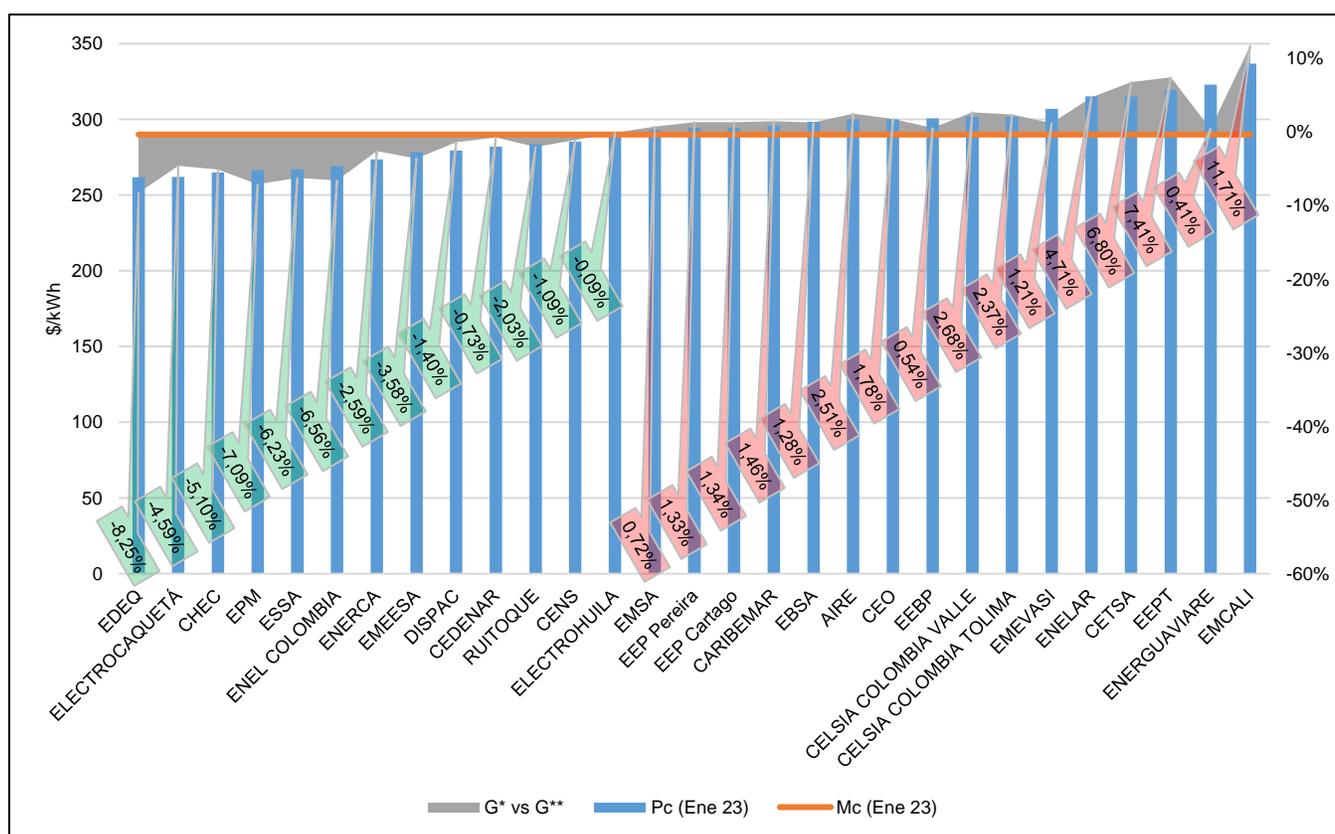
De manera inicial puede extraerse del presente análisis que en los casos donde el valor de la variable Pc de un Comercializador Minorista se encuentra por debajo de la variable Mc para un mes en particular, esto en la teoría representaría una utilidad en función de la diferencia entre estas variables 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 primer trimestre del año 2023, 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 $P_{c_{m-1}}$ para cada Comercializador Minorista, versus la variable $M_{c_{m-1}}$; 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 enero 2023



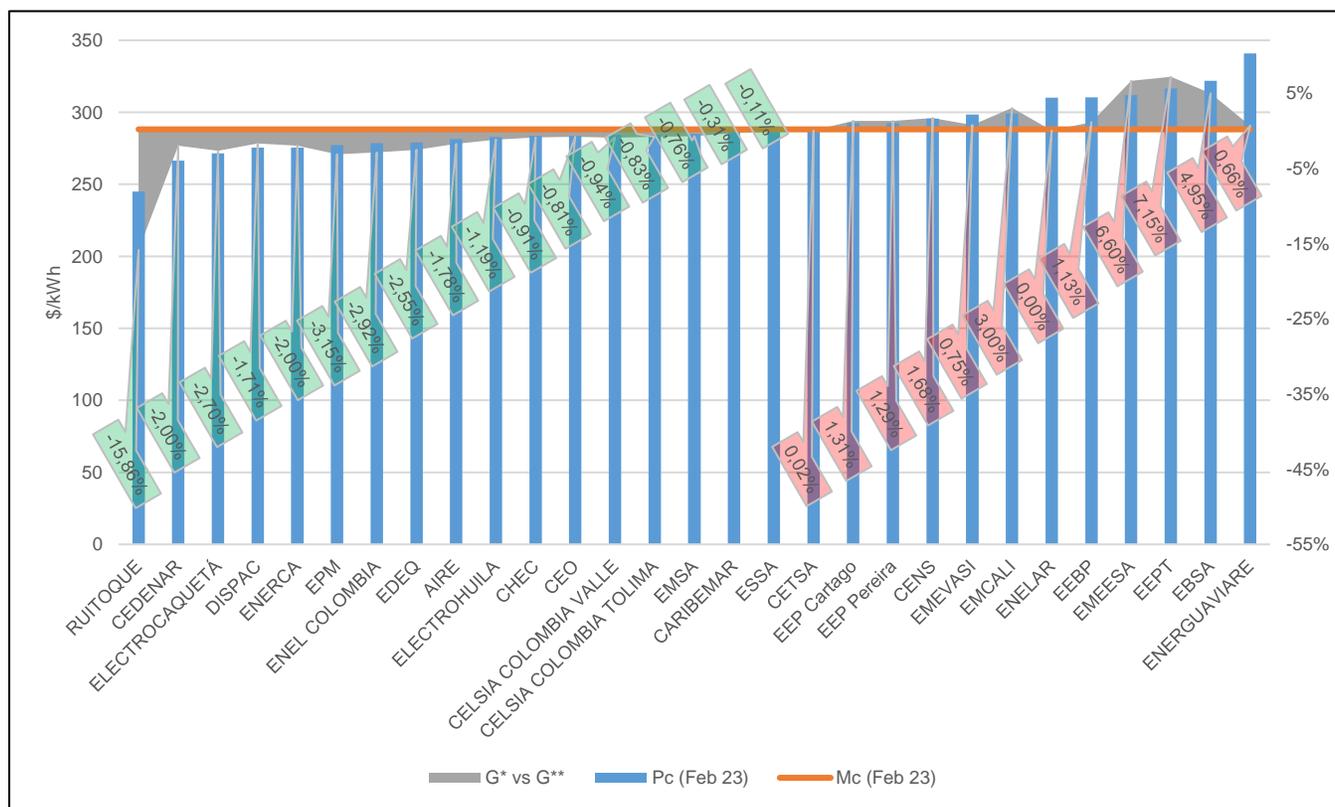
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Como se observa en la Figura 5, para el mes de enero de 2023 es posible identificar que EDEQ presenta el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una reducción aproximada del 8,25% de la variable G^* respecto a la variable G^{**} ; quiere esto decir que, debido al bajo P_c presentado por esta empresa, sus usuarios perciben un componente G de *contratos* 8,25% menor al que percibirían en el caso en que la variable P_c fuera igual a la variable M_c . Por otro

lado, EMCALI, para el mismo mes presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 11,71% de la variable G^* respecto a G^{**} ; lo anterior significa que debido a este valor de la variable P_c , un usuario de esta empresa percibe un componente G de contratos 11,71% mayor al que percibiría en el caso en que la variable P_c fuera igual a la variable M_c .

Para el mes de febrero de 2023, RUITOQUE presentó el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una reducción aproximada del 15,86% de la variable G^* respecto a G^{**} . Por su parte, ENERGUAVIARE presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 0,66% de la variable G^* respecto la variable G^{**} . Ver Figura 6

Figura 6. Comportamiento G contratos vs G Neutro febrero 2023

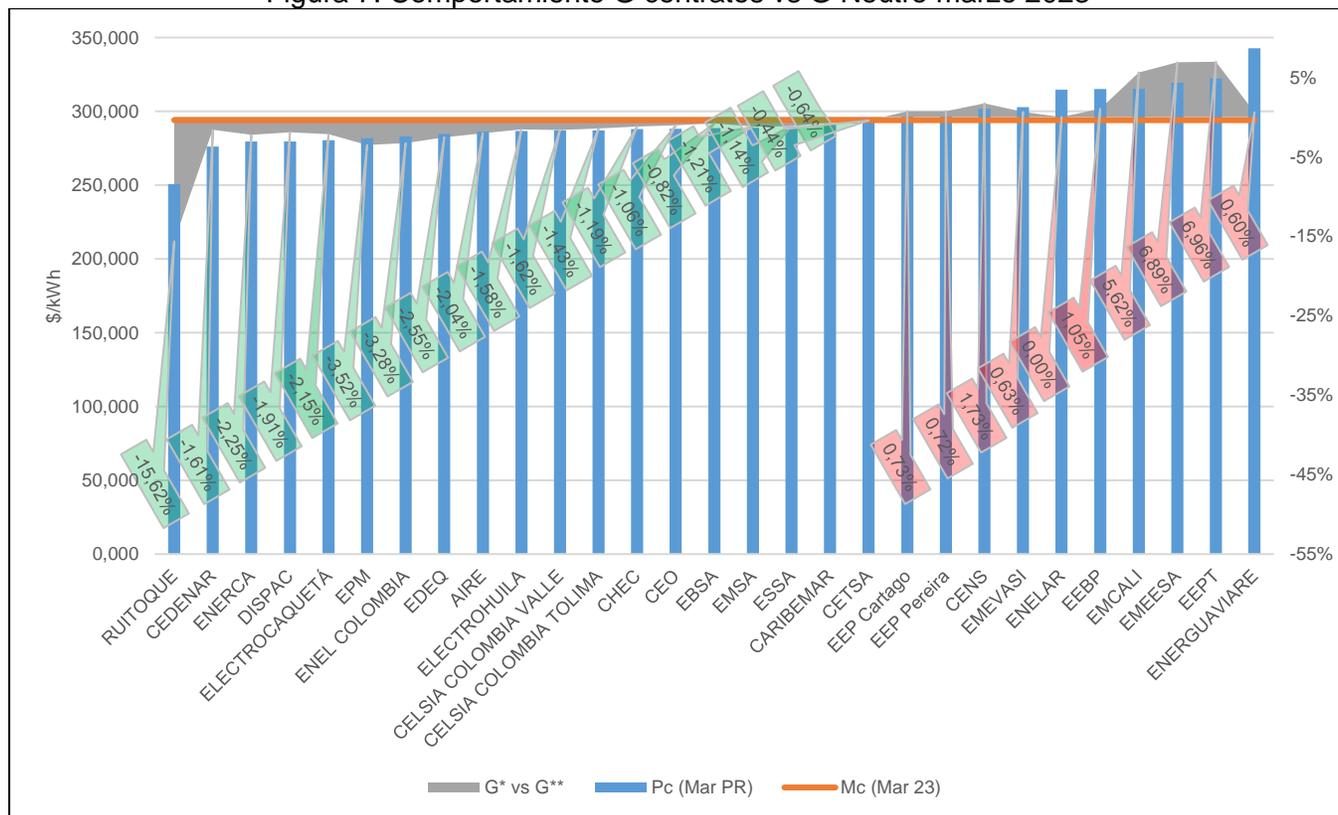


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Finalmente, para el mes de marzo de 2023, RUITOQUE presentó nuevamente el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una reducción aproximada del 15,62% de la variable G^*

respecto a la variable G^{**} . Por su parte, ENERGUAVIARE presentó nuevamente el mayor valor de la variable P_c , lo que significa un aumento aproximado del 0,60%. Ver Figura 7

Figura 7. Comportamiento G contratos vs G Neutro marzo 2023



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

Tabla 7. Promedio precios de bolsa y contratos 1T

Variable	Enero	Febrero	Marzo
Qc prom (%)	86,04%	75,14%	73,09%
Pb prom(\$/kWh)	315,68	363,43	507,48
Pc prom (\$/kWh)	291,73	289,88	293,71

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 ENELAR S.A E.S.P.; así mismo, 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 (Q_b).

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:

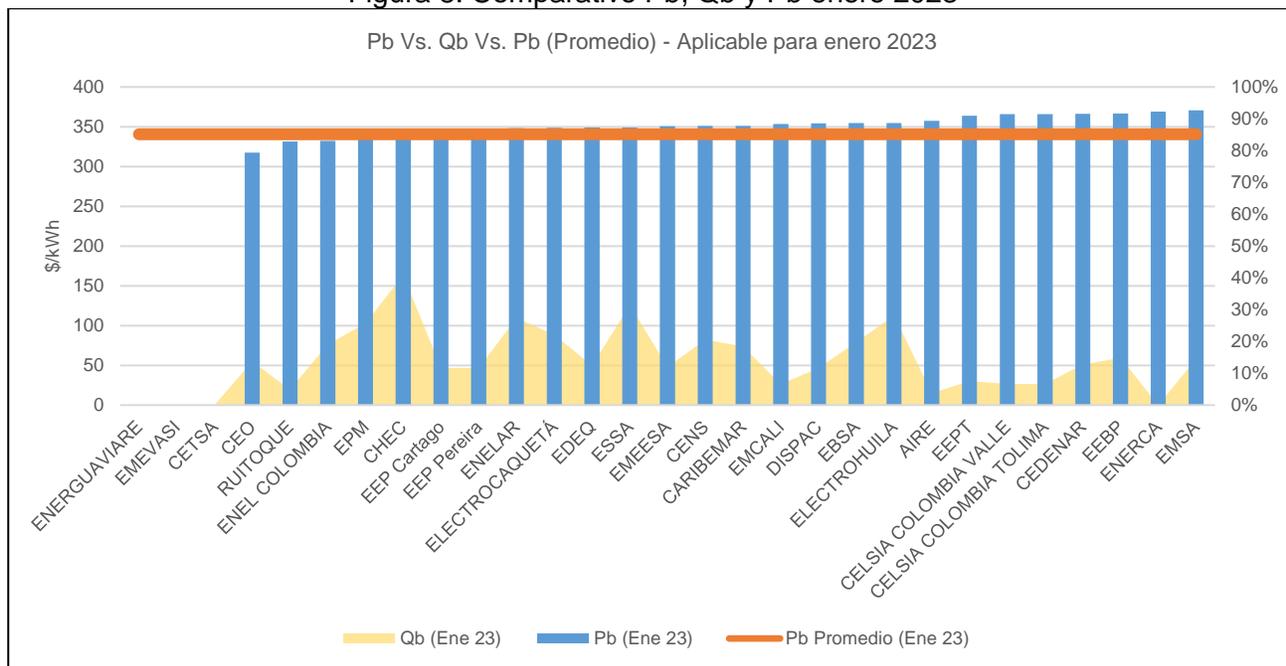
$$G_{Bolsa} = (1 - Q_{c_{m-1,i}} - Q_{agd_{m-1,i}}) * P_{b_{m-1,i}}$$

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

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%.

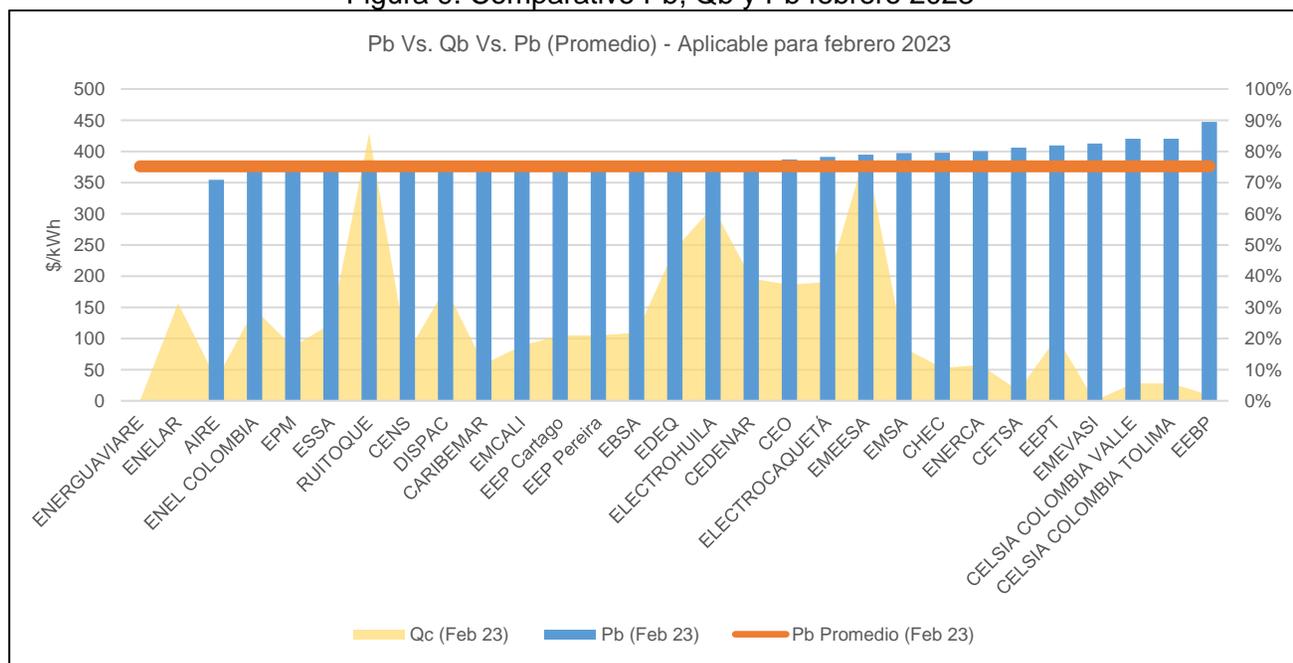
precio de bolsa y su nivel de exposición, impacta fuertemente el precio final de generación al usuario.

Figura 8. Comparativo Pb, Qb y Pb enero 2023



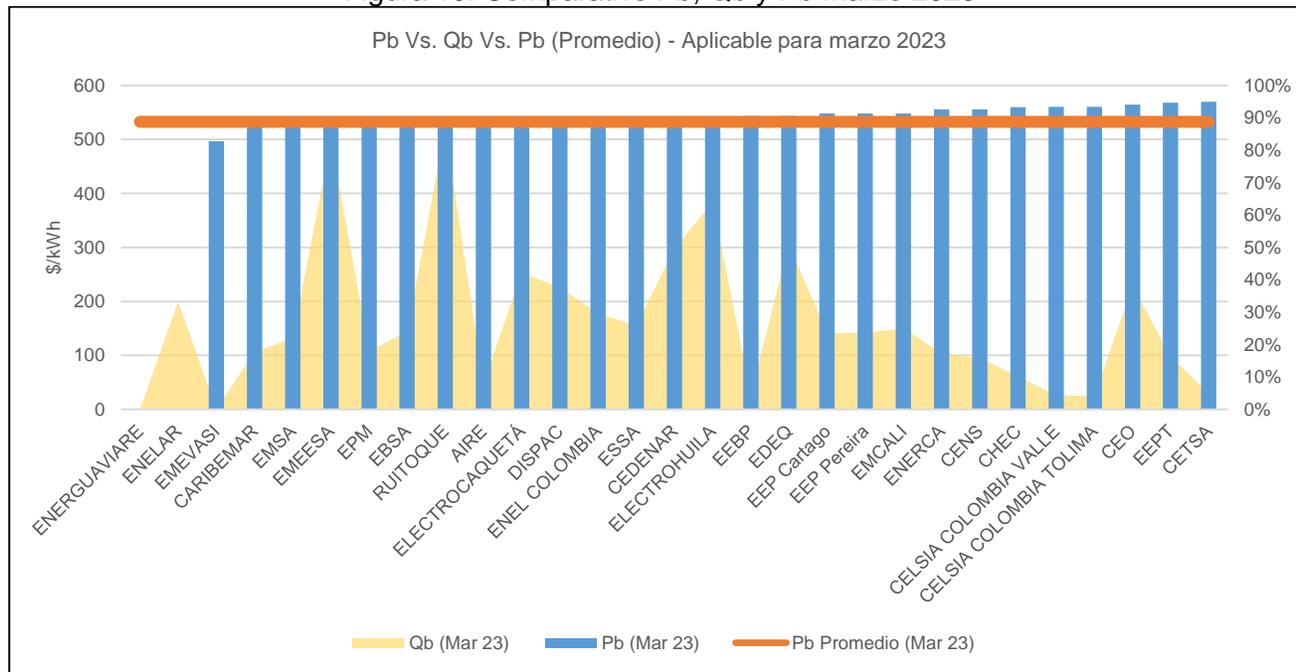
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 9. Comparativo Pb, Qb y Pb febrero 2023



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 10. Comparativo Pb, Qb y Pb marzo 2023



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Las empresas ubicadas al inicio en las gráficas refiriéndonos específicamente a ENELAR, se encuentra en esa posición porque no ha certificado la información del Formato T9 del SUI. Para el caso de las empresas EMEVASI, CETSA y ENERGUAVIARE ESP, que tienen valores de Pb iguales a cero, pero no se encuentra al final de la gráfica, 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.

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 8

Tabla 8. Valores G Transitorio 1T

COMERCIALIZADOR	G TRANSITORIO (\$/kWh)		
	Ene-23	Feb-23	Mar-23
AIRE	0,15	0,26	0,33
BIA ENERGY			0,07
CARIBEMAR	0,27	0,22	0,26
CELSIA COLOMBIA	0,74	0,81	0,98
CHEC	0,54	1,09	1,31
CETSA	0,28	0,28	0,31
CEO	0,13	0,13	0,13
ESSA	0,49	0,97	1,01
ELECTROHUILA	1,04	1,02	1,09
EMSA	8,33	14,41	18,00
ENELAR	0,12		
EBSA	0,29	0,36	0,39
ENERCA	0,49	0,57	0,59
EEP	2,52	2,82	2,86
EDEQ	0,48	0,84	0,91
DISPAC			0,02
EPM	0,71	0,62	0,84
ENEL COLOMBIA	0,34	0,22	0,20
ENERCO	1,46	1,66	1,48
ENERTOTAL	0,71	0,77	0,63
PEESA	0,02	0,02	0,03
RUITOQUE	2,26	1,93	3,15
SOL Y CIELO	32,09	16,58	16,58
VATIA	0,29	0,30	0,36
CENS	0,44	0,63	0,63
EMCALI	0,38	0,40	0,41

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

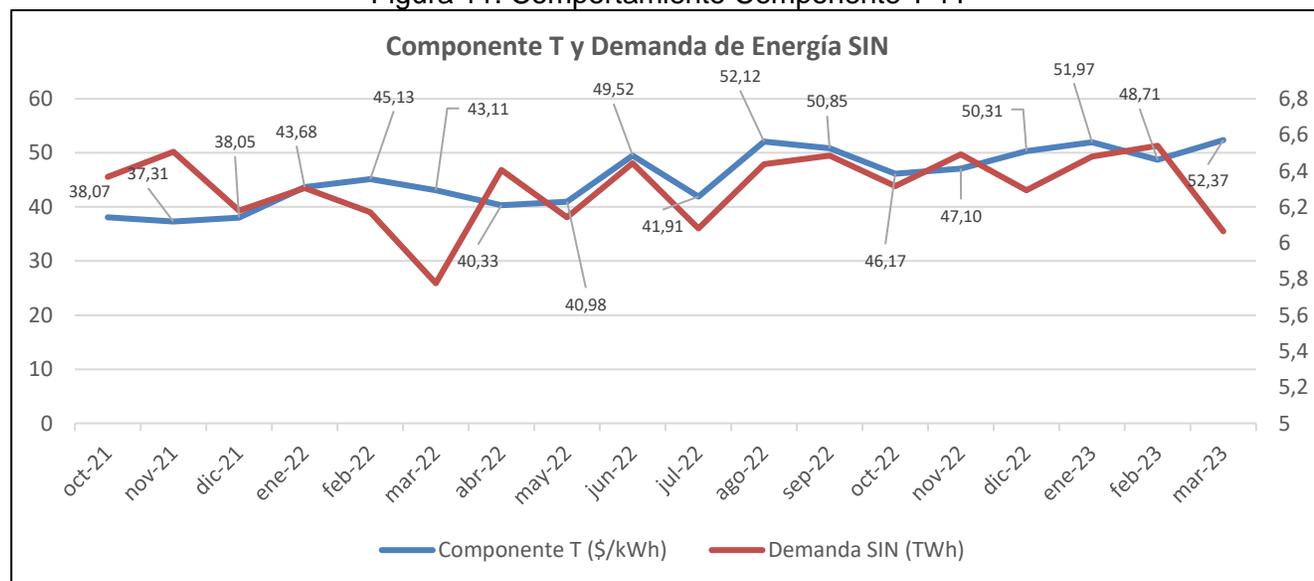
4. Componente de Transmisión (T)

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 1T



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 cuarto trimestre de 2021, se mantuvo el comportamiento que venía desde el tercer trimestre del año culminado en 38,07 \$/kWh. En promedio los ajustes o ΔT calculados por el LAC estuvieron en 0,26 \$/kWh, donde el mayor valor se presentó en el mes de noviembre de 2021 con 0,66 \$/kWh y el menor en el mes de octubre con un valor de -0,19 \$/kWh.

En lo relacionado al primer trimestre de 2022, el valor del componente de Transmisión respecto del trimestre anterior presentó un aumento promedio igual a 6,17 \$/kWh equivalente a 16,31%. El valor más alto se presentó en el mes de febrero de 2022 con un valor de 45,13 \$/kWh y un ajuste de 2,10 \$/kWh que corresponde al segundo más alto del trimestre.

En referencia al segundo trimestre de 2022, el componente de Transmisión mantuvo la tendencia que venía presentando en el primer trimestre, pero en el mes de junio tuvo un incremento significativo alcanzado un valor de 49,52 \$/kWh, el valor más alto desde enero de 2021. Adicionalmente para el mes de junio de 2022 el comportamiento de la Demanda SIN es similar al componente T, solo en términos visuales ya que ambas se incrementaron, pero revisando en detalle, este efecto de “crecimiento” fue dato a los ajustes del T aplicados en junio que corresponden a 7,8 \$/kWh asociado a ajuste en la facturación por parte del LAC y que se indica más adelante.

Para el tercer trimestre de 2022, el valor del componente de Transmisión para el mes de agosto presentó un aumento de 10,20 \$/kWh alcanzando su máximo de los últimos 8 años, y para el mes de septiembre tuvo una disminución de 1,27 \$/kWh. Respecto del trimestre anterior, presentó un aumento promedio igual a 4,68 \$/kWh equivalente a 10,73%.

Para el cuarto trimestre del 2022 el valor de componente de Transmisión finaliza similar al anterior trimestre con un valor 50,31 \$/kWh, disminuyendo 0,54 \$/kWh equivalente a -1,073%, y la demanda energética del mes de noviembre 2022 a diciembre 2022 disminuye 3,18%.

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 de mes de febrero a marzo de 2023 disminuyó en un 7,26%.

Verificada la información publicada por XM en el enlace “*Liquidación STN – soporte facturación STN*”, se evidenció que los ajustes aplicados en el primer trimestre de 2023 se deben a las siguientes causales.

Enero de 2023

- Ajuste en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC.

Febrero de 2023

- Ajuste en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC.
- Modificación en las compensaciones del STN de INTERCOLOMBIA y GEB

Marzo de 2023

- Ajuste en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC

En lo que respecta al valor del Ingreso Regulado Neto que pagan los participantes del mercado teniendo en cuenta para el cálculo del componente mensual, presentó su mayor valor en el mes de enero de 2023 con \$329.291 millones y su menor valor se presentó en el mes de marzo con un valor de \$325.843 millones. Sin embargo, estos valores son superiores a los presentados en el cuarto trimestre de 2022 cuyo promedio fue de 305.035 millones de pesos.

Por ejemplo, para el primer trimestre de 2023, 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 \$34.507 millones. 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 primer trimestre de 2023².

Enero de 2023

Tabla 9. Proyectos con retraso enero 2023

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
DISTASA - DIST	FactorReduCargo	Proyecto asociado a Convocatoria	\$ 1
DISTASA - DIST	Indexador027	Proyecto asociado a Convocatoria	\$ 2
EBSA - EBST	FactorReduCargo	Proyecto asociado a Convocatoria	\$ 1
EBSA - EBST	Indexador027	Proyecto asociado a Convocatoria	\$ 2
GEB SA ESP - EEBT	FactorReduCargo	Proyecto asociado a Convocatoria	\$ 1
GEB SA ESP - EEBT	Indexador027	Proyecto asociado a Convocatoria	\$ 2
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 9.460.428.455
CELSIA COLOMBIA - EPST	FactorReduCargo	Proyecto asociado a Convocatoria	\$ 1
CELSIA COLOMBIA - EPST	Indexador027	Proyecto asociado a Convocatoria	\$ 2
ISA - ISAT	FactorReduCargo	Proyecto asociado a Convocatoria	\$ 1
ISA - ISAT	Indexador027	Proyecto asociado a Convocatoria	\$ 2
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 473.223.243
INTERCOLOMBIA - ITCT	FactorReduCargo	Proyecto asociado a Convocatoria	\$ 1
INTERCOLOMBIA - ITCT	Indexador027	Proyecto asociado a Convocatoria	\$ 2
TRANSELCA - TRST	FactorReduCargo	Proyecto asociado a Convocatoria	\$ 1
TRANSELCA - TRST	Indexador027	Proyecto asociado a Convocatoria	\$ 2

Fuente: XM

Febrero de 2023

Tabla 10. Proyectos con retraso febrero 2023

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 9.738.648.039
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 455.711.759

² Información publicada por XM en el archivo liquidación STN – cargos estimados para los meses de enero, febrero y marzo de 2023.

Fuente: XM

Marzo de 2023

Tabla 11. Proyectos con retraso marzo 2023

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 10.108.540.906
ISA - ISAT	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 07-2017	\$ 3.797.915.354
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 473.020.582

Fuente: XM

La demanda del sistema presentó diferencias en los periodos analizados, puesto que para el mes de febrero aumento a 6.539 millones de kWh y para el mes de marzo disminuyó hasta llegar a 6.064 millones de kWh. El aumento en febrero fue de 60 millones de kWh respecto a enero, equivalente a un 0,93% y la disminución en marzo respecto de febrero fue de 474 millones de kWh, equivalente a un 7,26%.

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

Tabla 12. Cálculo del componente de Trasmisión 1T

		Ene-23	Feb-23	Mar-23
A	Ingreso Regulado Mensual (antes de compensaciones (COP))	339.662.388.482	337.470.364.126	340.627.130.139
B	Ingreso Variante Guatapé (\$)	224.633.885	228.723.525	228.543.602
C	Otros Conceptos (\$)	9.933.651.716	10.194.359.798	14.379.476.842
A - B - C = D	Ingreso Regulado Bruto que pagan los comercializadores (\$)	329.504.102.881	327.047.280.803	326.019.109.695
E	Ingreso a Compensar (\$)	213.094.384	266.662.014	176.301.193
D - E = F	Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	329.291.008.497	326.780.618.789	325.842.808.502
G	Energía del SIN (kWh)	6.479.549.068	6.539.722.802	6.064.806.612
H	ΔT (\$/kWh)	1,153	-1,260	-1,360

(F / G) + H	Componente T (\$/kWh)	51,97	48,71	52,37
---------------	-----------------------	-------	-------	-------

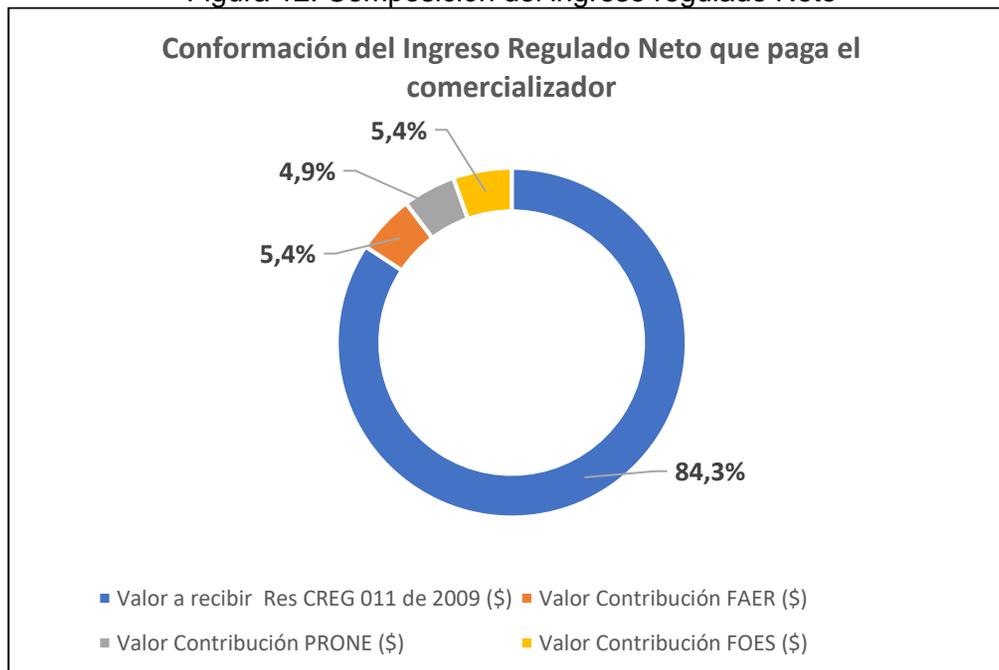
Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

Para este trimestre se resalta que para el mes de enero de 2023, el valor del componente de transmisión aumentó en 1,66 \$/kWh con relación al mes de diciembre de 2023. Pasando de 50,31 \$/kWh a 51,97 \$/kWh.

Así mismo, para el mes enero de 2023, los transmisores aumentaron su ingreso regulado mensual antes de compensaciones en 11.738 millones de pesos pasando de 327.923 millones a 339.662 millones.

En promedio para el primer trimestre de 2023, 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, 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)³ 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.

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 Distribución⁴.

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

³ 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.

⁴ 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.

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), Ruitoque (Ruitoque).

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 13. Componente Distribución 1T

	ADD	ENERO	FEBRERO	MARZO
	CENTRO	289,27	294,99	315,34
	OCCIDENTE	268,32	276,70	279,31
	ORIENTE	244,90	248,76	265,99
	SUR	297,05	297,05	294,52
SIN ADD	DISPAC S.A. E.S.P	191,17	195,34	198,11
	ENERGUAVIARE SA ESP	185,97	190,02	193,85
	CARIBEMAR S.A.S. E.S.P.	229,67	234,60	244,25
	AIR-E S.A.S. E.S.P.	185,83	190,79	200,51

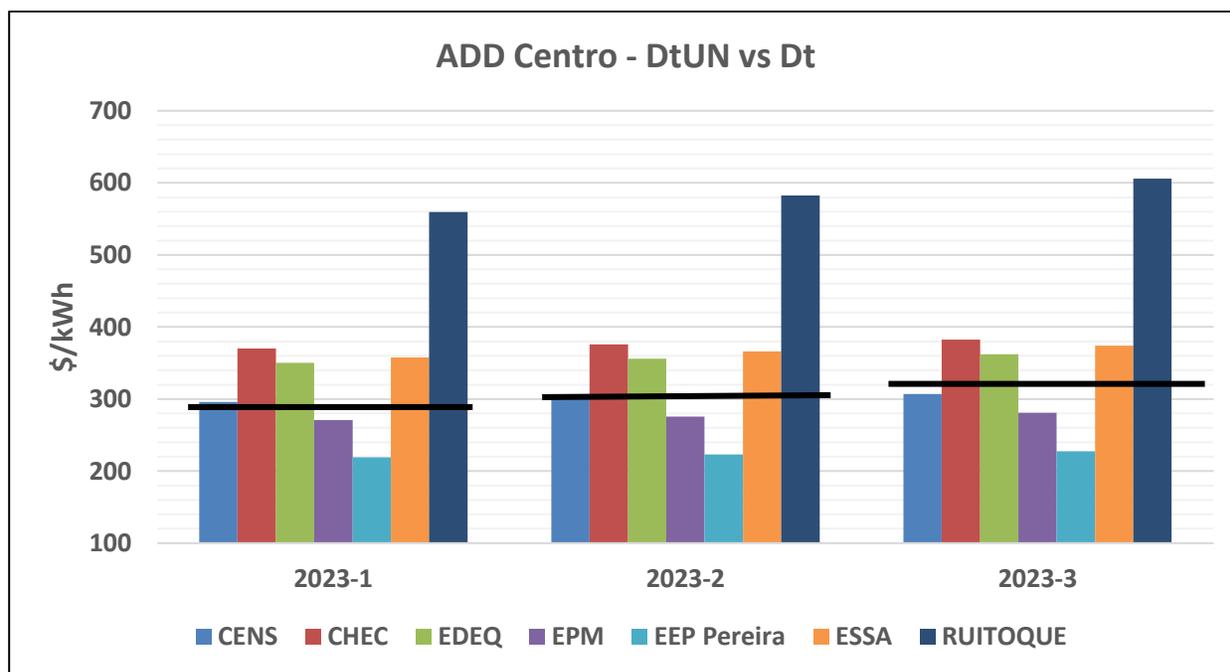
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De acuerdo con la Tabla 13, para el primer trimestre de 2023, el valor más alto se presentó para el ADD centro en el mes de marzo con 315,34 \$/kWh. Los valores de Distribución son calculados y publicados por el LAC de acuerdo con la nueva metodología de distribución donde se remunera por ingreso regulado donde se reconocen nuevos índices de perdidas reconocidas, nuevas inversiones y la variable CPROG.

Por otro lado, el menor valor del componente corresponde a AIRE S.A.S. E.S.P. igual a 185,83 \$/kWh en el mes de enero de 2023.

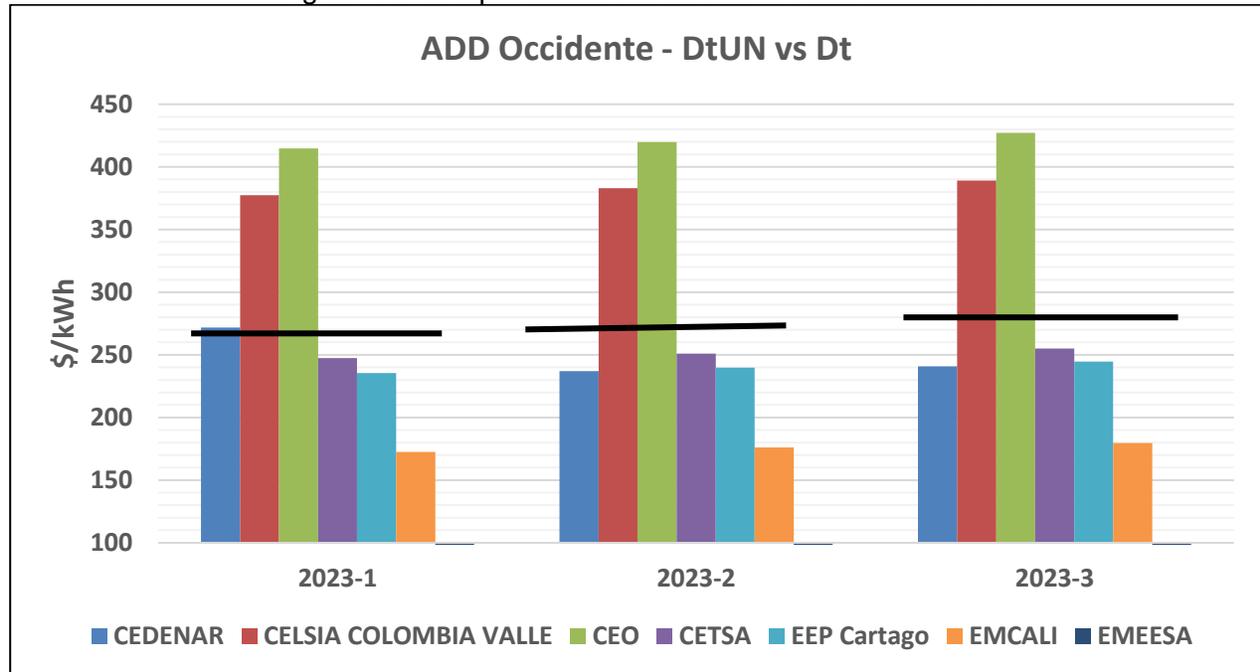
De igual manera, y con el objeto de ilustrar de mejor manera el impacto positivo que tiene la metodología de las ADD, se muestran 4 gráficas por cada una de las áreas de distribución donde se compara el cargo por uso de nivel de tensión 1 (barras) con propiedad de activos del OR de cada distribuidor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

Figura 13. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Centro



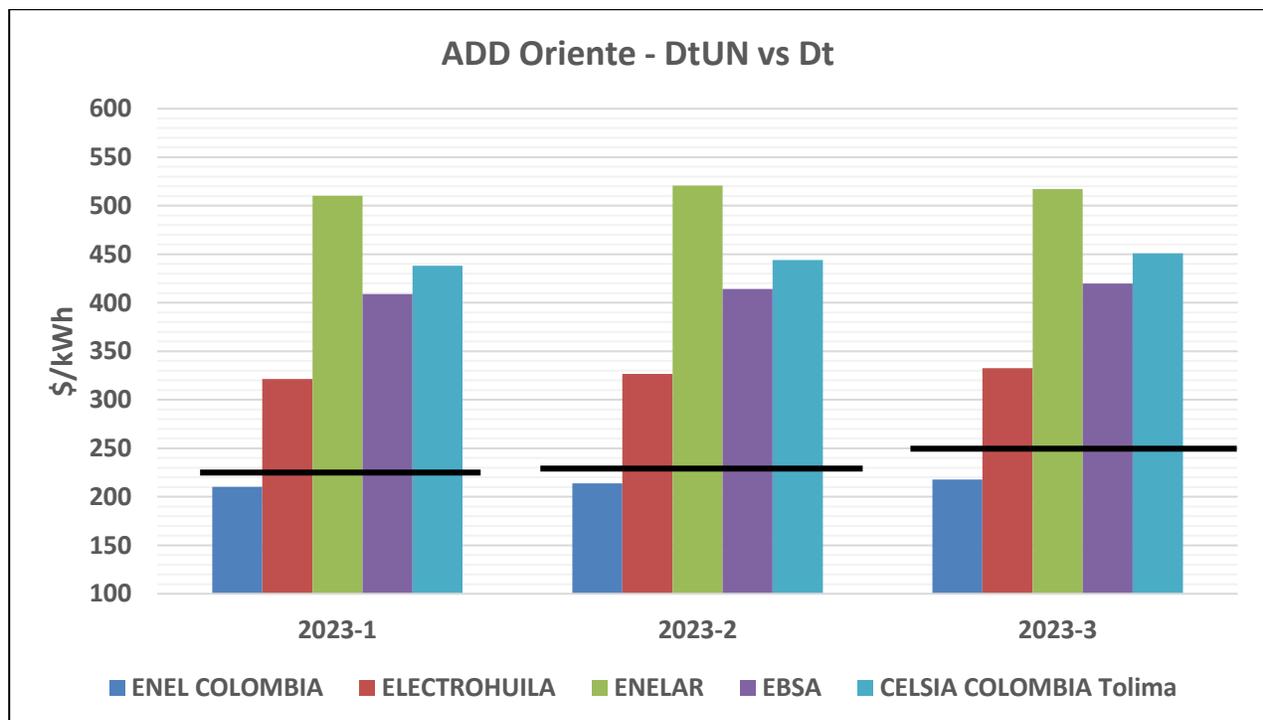
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 14. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Occidente



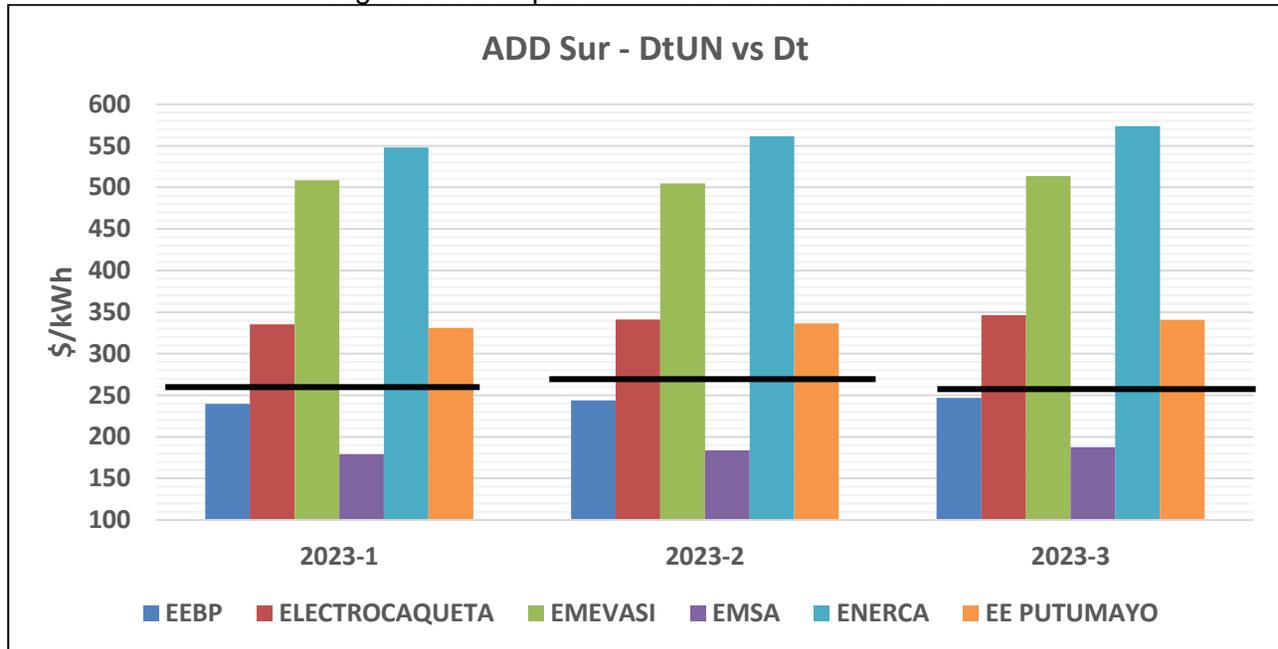
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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 14, 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 14. Incentivos de calidad media 1T

Operador de Red	MERCADO	ENERO	FEBRERO	MARZO
DISPAC	CHOCÓ	0,98	0,99	1,00
EBSA	BOYACA	14,28	14,46	14,65
ENELAR	ARAUCA	-6,59	-6,67	-6,76
ESSA	SANTANDER	6,43	6,52	6,62
CENS	NORTE DE SANTANDER	7,68	7,79	7,91
CHEC	CALDAS	3,36	3,41	3,46
ENERGIA DE PEREIRA	PEREIRA	6,09	6,18	6,27
EDEQ	QUINDIO	7,62	7,73	7,85
EMCALI EICE ESP	CALI-YUMBO-PUERTO TEJADA	2,19	2,22	2,25
CETSA	TULUA	12,28	12,43	12,60
ENERGIA DE PEREIRA	CARTAGO	8,00	8,12	8,24
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	18,23	18,45	18,69
ELECTROHUILA	HUILA	-7,79	-7,90	-8,02
ELECTROCAQUETA	CAQUETA	-9,40	-9,51	-9,64
CEO	CAUCA	1,80	1,82	1,84
CEDENAR	NARIÑO	2,68	2,71	2,75
EMSA	META	4,80	4,87	4,95
ENEL COLOMBIA	BOGOTA-CUNDINAMARCA CREG 199/16	0,22	0,22	0,23
EMEESA	POPAYAN-PURACÉ	0,00	0,00	0,00
RUITOQUE	RUITOQUE	46,03	46,60	47,21
CARIBEMAR	CARIBE MAR	10,74	10,89	11,06

Operador de Red	MERCADO	ENERO	FEBRERO	MARZO
AIR-E	CARIBE SOL	8,17	8,27	8,38
EEPSAESP	PUTUMAYO	-5,49	-5,57	-5,65
CELSIA COLOMBIA	CELSIA-VALLE DEL CAUCA	11,88	12,03	12,18
E.E.B.P.	BAJO PUTUMAYO	0,00	0,00	0,00
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	-2,90	-2,94	-2,99
ENERCA	CASANARE	-46,09	-46,77	-47,47
EE.PP.M.	ANTIOQUIA CREG 078/07	0,78	0,79	0,81

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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 primer trimestre de 2023 (enero, febrero y marzo).

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 enero de 2023, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de noviembre de 2022.

Finalmente, se procedió a calcular el valor promedio para el primer trimestre del año 2023 de la siguiente manera:

$$IngPC_{ORj} = \frac{\overline{IngOR_j_{TI}(NT_1)}}{\overline{No._de_usuariosOR_j_{TI}(NT_1)}}$$

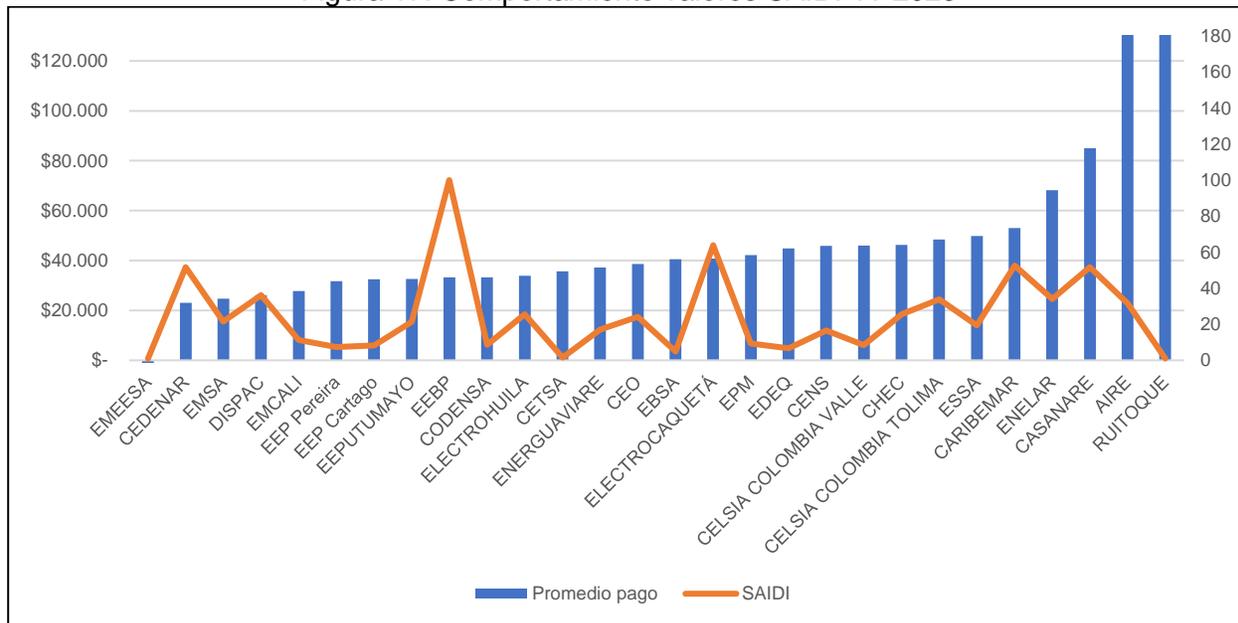
Donde:

- $\overline{IngOR_j_{TI}(NT_1)}$: Ingresos promedio del OR, para el primer trimestre del año 2023 en nivel de tensión 1.
- $\overline{No._de_usuariosOR_j_{TI}(NT_1)}$: Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del primer trimestre del año 2023.

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.

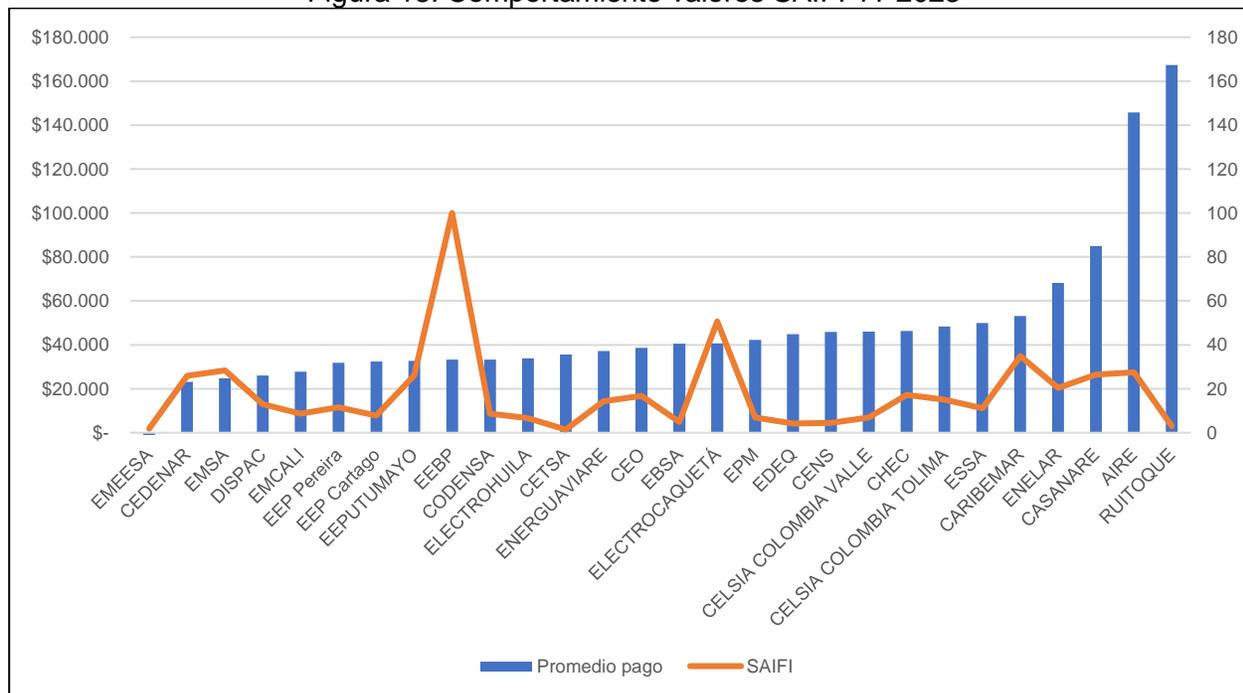
Dado lo anterior, al realizar el respectivo cálculo del ingreso promedio del OR por usuario del trimestre (eje primario) y contrastarlo contra los indicadores SAIDI y SAIFI del último mes del trimestre (ejes secundarios), pudo observarse en la Figura 17 y Figura 18

Figura 17. Comportamiento valores SAIDI 1T 2023



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 18. Comportamiento valores SAIFI 1T 2023



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 (\$ 167,407) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 1,03 y 3,03 y que equivalen a 0,27 horas y 0,77 veces respectivamente, y a la empresa EMEESA con el ingreso por usuario más bajo (\$ -44.435) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 0,95 y 1,81 y que equivalen a 0,25 horas y 0,46 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 caso de EMEESA es particular por cuanto su ingreso viene siendo afectado por la variable AIM que corresponde al ajuste de los ingresos del que trata la Resolución CREG 036 de 2019.

El SAIDI y SAIFI más alto del trimestre lo presentó EEBP con un valor de 26,21 horas y 25,37 veces con un ingreso por usuario de \$33.239.

De igual manera, en la Tabla 15 se resaltan las empresas con los indicadores SAIDI más altos en el trimestre y su SAIFI asociado.

Tabla 15. Empresas con indicadores SAIDI y SAIFI más altos

EMPRESA	SAIDI	SAIFI	IngPC_OR
EEBP	26,21	25,37	33.239
ELECTROCAQUETÁ	16,76	12,84	40.722
CARIBEMAR	13,77	8,84	53.062
CEDENAR	13,55	6,55	23.097
CASANARE	13,55	6,72	84.989
DISPAC	9,47	3,30	26.069

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 \$46.066.

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 16, 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 16. Detalle del cálculo cargos NT1 Norte

		ene-23	feb-23	mar-23	
STR NORTE	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	64.226.084.767	65.146.996.512	66.086.795.443
	B	Compensación total - CAL (COP)	397.583.449	484.725.207	90.340.438
	C	Compensación total - PPA o VTG (COP)	0	0	0
	A - B - C = D	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	63.828.501.318	64.662.271.305	65.996.455.005
	E	ENERGÍA DEL STR (kWh)	1.537.332.476	1.522.831.851	1.385.092.967
	F	ΔSTR (\$/kWh)	-0,039181	0,540148	0,144808
	(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	41,4798	43,0020	47,7925

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

Para el primer trimestre de 2023, en el STR Norte se evidencia un incremento en el cargo CD4 para todo el trimestre igual a 2,60 \$/kWh en promedio respecto del mes inmediatamente anterior; esta situación, está relacionada con variaciones negativas presentadas en los meses de febrero y marzo y un aumento para el mes de enero en las demandas del STR Norte; sin embargo, se evidencia que los ingresos mensuales netos de los STR presentaron durante el trimestre un aumento que se representan en valores de 3.048 millones de pesos para enero, un aumento de 833 millones de pesos para el mes de febrero y de 1.334 millones para el mes de marzo.

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

Tabla 17. Detalle del cálculo cargos NT4 Centro-Sur

		ene-23	feb-23	mar-23	
STR CENTRO SUR	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	147.174.531.374	149.157.839.090	151.243.886.766
	B	Compensación total - CAL (COP)	2.560.934.860	685.220.197	3.092.026.168
	C	Compensación total - PPA o VTG (COP)	486.021.287	493.166.631	500.532.679
	A - B - C = D	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	144.127.575.226	147.979.452.263	147.651.327.919
	E	ENERGÍA DEL STR (kWh)	4.290.853.452	4.202.326.658	4.036.145.950
	F	ΔSTR (\$/kWh)	0,330941	0,253423	0,100983
	(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	33,9204	35,4671	36,6832

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

En línea con el STR NORTE, en la Tabla 17 se muestra el cargo CD4 en el STR CENTRO SUR el cual disminuyó en un 1,80 \$/kWh para el mes de enero, e incrementó en 1,54 \$/kWh y 1,21 \$/kWh para los meses de febrero y marzo respectivamente. El incremento de las compensaciones totales por indisponibilidad en el STR CENTRO SUR en enero de 2023 respecto a diciembre de 2022, obedece principalmente a un aumento importante de las compensaciones de los OR EBSA mercado Boyacá, CEDENAR mercado Nariño y ESSA mercado Santander, calculadas para enero.

Así mismo, se evidencia que el STR CENTRO SUR fue compensado por Pago Por Atraso en la entrada de infraestructura (PPA) de ELECTROHUILA y EMSA tal como se muestra en la Tabla 18, Tabla 19 y Tabla 20.

enero 2023

Tabla 18. Proyectos compensados por PPA enero 23

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
HUIM	PPA	Línea Altamira – La Plata 115 kV y Subestación La Plata a 115 Kv	273.812.563,00
METM	PPA	Proyecto Línea Catama-Santa Helena 115kV	212.208.724,00

Fuente: Reportes XM

febrero 2023

Tabla 19. Proyectos compensados por PPA febrero 23

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
HUIM	PPA	Línea Altamira - La Plata 115 kV	277.838.076,00
METM	PPA	Línea Catama - Santa Elena 115 kV	215.328.555,00

Fuente: Reportes XM

marzo 2023

Tabla 20. Proyectos compensados por PPA marzo 23

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
HUIM	PPA	Línea Altamira – La Plata 115 kV y Subestación La Plata a 115 Kv	281.987.928,00
METM	PPA	Proyecto Línea Catama-Santa Helena 115kV	218.544.751,00

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 \$ 4760,16 \$/USD\$.

Grupo 1

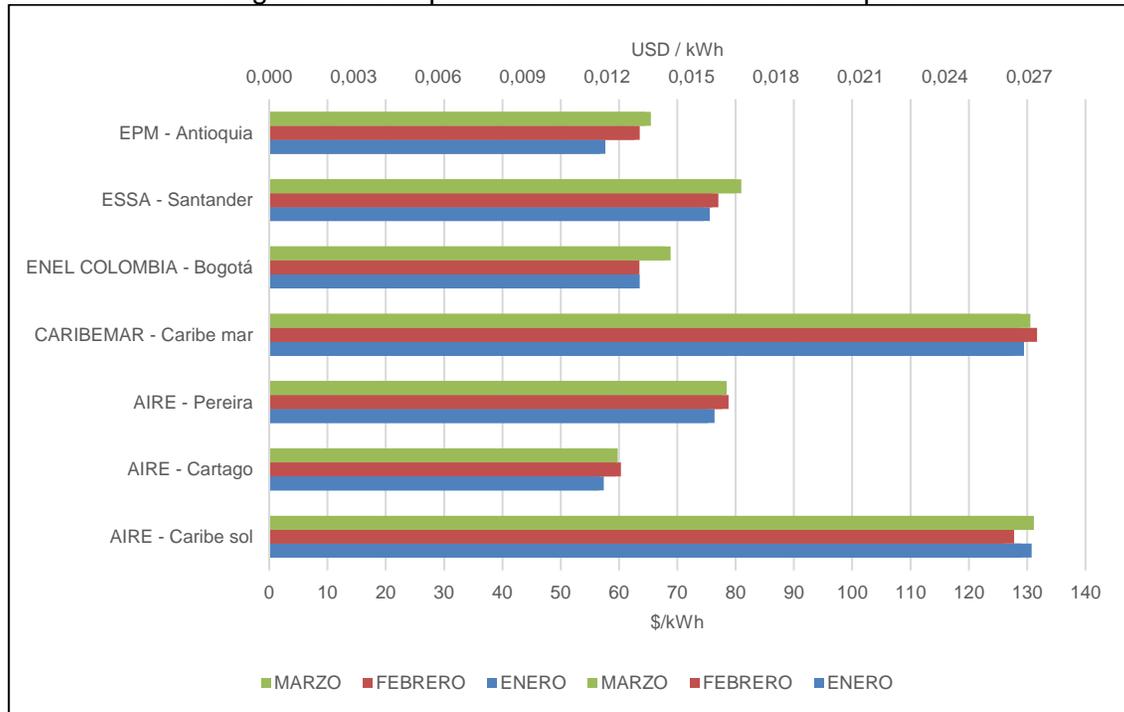
En promedio, el componente de Comercialización presentó una variación de 2,45% respecto al cuarto trimestre de 2022 pasando de 82,90 \$/kWh a 84,93 \$/kWh. El menor valor registrado en el componente de comercialización fue para AIR-E para el mercado Cartago., con un valor igual a 56,59 \$/kWh, en el mes de enero. Por otro lado, el mayor valor lo registró CARIBEMAR mercado Caribe Mar, con 129,88 \$/kWh, en el mes de febrero. Ver Tabla 21

Tabla 21. Componente Comercialización 1T Grupo 1

Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
AIRE - Caribe sol	128,95	125,97	129,31
AIRE - Cartago	56,59	59,47	58,93
AIRE - Pereira	75,32	77,69	77,36
CARIBEMAR - Caribe mar	127,63	129,88	128,73
ENEL COLOMBIA - Bogotá	62,68	62,61	67,89
ESSA - Santander	74,53	75,98	79,86
EPM - Antioquia	56,86	62,69	64,56

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 19. Componente Comercialización 1T Grupo 1



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Grupo 2

El grupo 2 presentó un promedio de la componente C de 107,63 \$/kWh para el primer trimestre de 2023, estando por encima del promedio del cuarto trimestre de 2023 en 3,1%. El menor valor presentado en el trimestre corresponde al publicado por Emcali en el mes de enero con un valor igual a 64,72 \$/kWh; en contraparte, el mayor valor del componente C fue el reportado por la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P. en marzo, con un valor de 173,68 \$/kWh. Ver Tabla 22

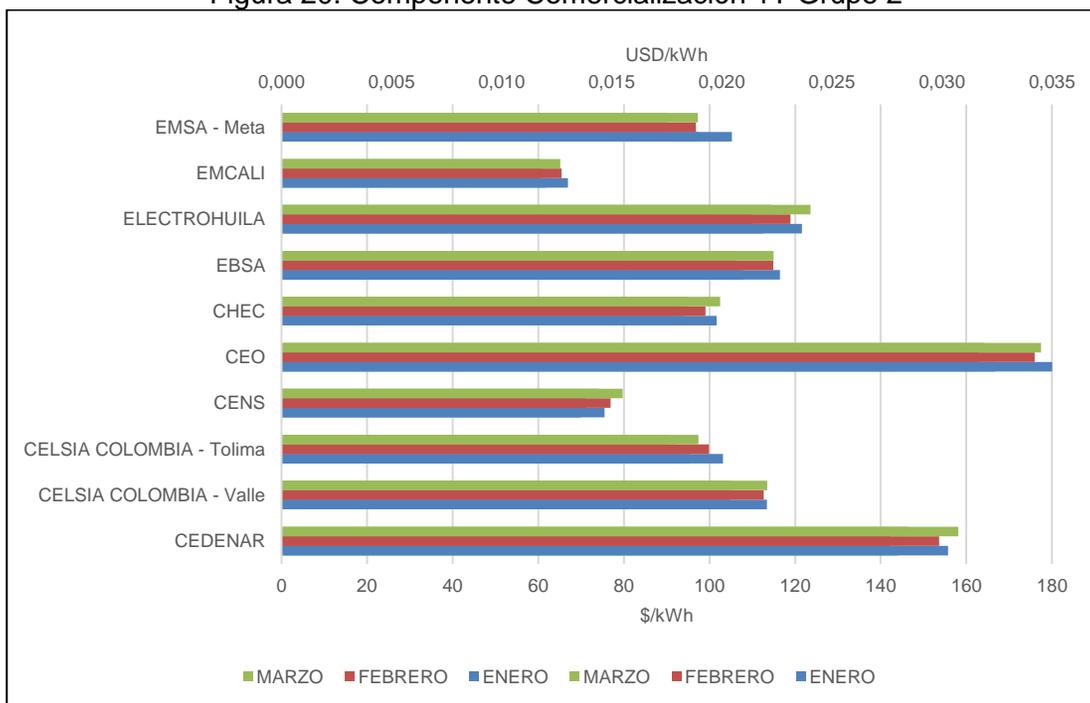
Tabla 22. Componente Comercialización 1T Grupo 2

Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CEDENAR - Nariño	145,99	148,25	152,91
CELSIA COLOMBIA - Tolima	91,74	92,97	92,07
CENS - Norte de Santander	73,14	77,42	78,54
CEO - Cauca	168,19	164,19	173,68
CHEC - Caldas	94,29	99,21	98,26
EBSA - Boyacá	109,46	110,18	109,71

Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
ELECTROHUILA - Huila	114,21	116,33	119,20
EMSA - Meta	87,59	90,80	90,93
CELSIA COLOMBIA - Valle del cauca	110,11	108,35	114,79
EMCALI - Cali, jumbo, puerto tejada	64,72	66,05	65,69

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 20. Componente Comercialización 1T Grupo 2



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Dentro del grupo 2, las empresas CEDENAR S.A. E.S.P. y CEO S.A.S. E.S.P. presentan en promedio el costo más alto en el componente de comercialización en comparación con el resto de las empresas pertenecientes a este grupo.

Grupo 3

En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el primer trimestre de 2023 de 91,44 \$/kWh, 2,4% por encima que el anterior trimestre. Para el mes de marzo de 2023 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 Valle del Cauca, con un valor igual a 23,90 \$/kWh, es importante mencionar que esta empresa actúa como comercializador

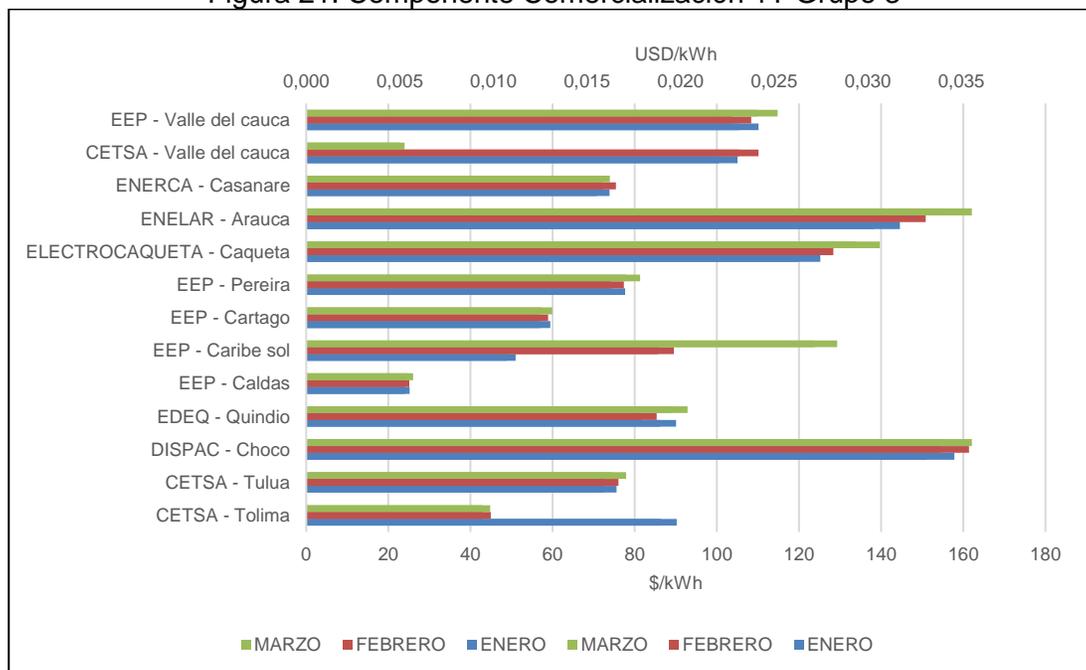
puro en este mercado; por otro lado, el mayor valor se registró en el mes de marzo de 2023 para la Empresa De Energía de Arauca S.A. E.S.P., con un valor de 162,12 \$/kWh. Ver Tabla 23

Tabla 23. Componente Comercialización 1T Grupo 3

Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CETSA - Tolima	90,19	44,95	44,80
CETSA - Tulua	75,59	76,04	77,90
DISPAC - Choco	157,82	161,41	162,10
EDEQ - Quindio	90,05	85,31	92,87
EEP - Caldas	25,17	25,07	26,04
EEP - Caribe sol	51,01	89,51	129,31
EEP - Cartago	59,47	58,93	59,91
EEP - Pereira	77,69	77,36	81,30
ELECTROCAQUETA - Caqueta	125,19	128,33	139,68
ENELAR - Arauca	144,54	150,86	162,12
ENERCA - Casanare	73,88	75,44	73,96
CETSA - Valle del cauca	105,01	110,11	23,90
EEP - Valle del cauca	110,11	108,35	114,79

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 21. Componente Comercialización 1T Grupo 3



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Grupo 4

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., Dicel S.A. E.S.P., Diceler S.A. E.S.P., Peesa S.A. E.S.P., Asc Ingeniería S.A.S. E.S.P., Qi Energy S.A.S. E.S.P., Enerco S.A. E.S.P., Sol & Cielo., Bia Energy., Enel X Colombia., Enerbit. y Transacciones ENER, fue promediada de manera mensual, de acuerdo con el número de mercados atendidos. Ver Tabla 24.

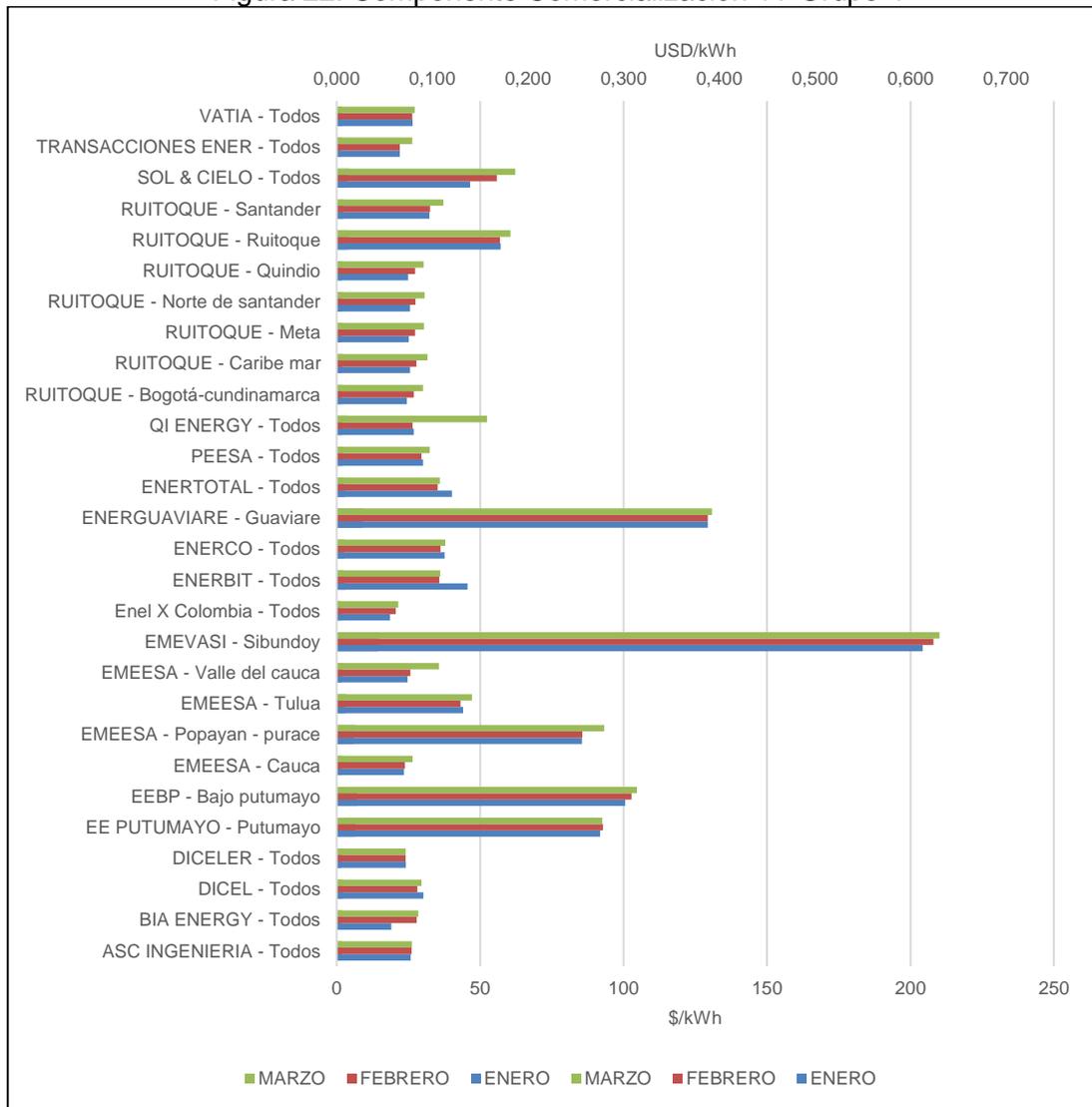
Tabla 24. Componente Comercialización 1T Grupo 4

Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
ASC INGENIERIA - Todos	25,77	26,13	26,29
BIA ENERGY - Todos	18,99	27,90	28,47
DICEL - Todos	30,27	28,17	29,51
DICELER - Todos	24,12	24,06	24,07
EE PUTUMAYO - Putumayo	91,85	92,83	92,60
EEBP - Bajo putumayo	100,61	102,75	104,68
EMEESA - Cauca	23,45	23,85	26,49
EMEESA - Popayán - purace	85,46	85,60	93,20
EMEESA - Tuluá	44,08	43,15	47,22
EMEESA - Valle del cauca	24,69	25,67	35,64
EMEVASI - Sibundoy	204,22	208,03	210,10
Enel X Colombia - Todos	18,59	20,54	21,44
ENERBIT - Todos	45,62	35,73	36,08
ENERCO - Todos	37,63	36,25	37,88
ENERGUAVIARE - Guaviare	129,36	129,41	130,84
ENERTOTAL - Todos	40,20	35,26	36,00
PEESA - Todos	30,14	29,58	32,47
QI ENERGY - Todos	26,93	26,42	52,37
RUITOQUE - Bogotá-Cundinamarca	24,48	26,89	30,15
RUITOQUE - Caribe mar	25,59	27,82	31,71
RUITOQUE - Meta	25,12	27,38	30,40
RUITOQUE - Norte de Santander	25,53	27,42	30,63
RUITOQUE - Quindío	24,96	27,33	30,30
RUITOQUE - Ruitoque	57,10	56,91	60,60
RUITOQUE - Santander	32,36	32,54	37,23
SOL & CIELO - Todos	46,47	55,86	62,28
TRANSACCIONES ENER - Todos	22,04	22,07	26,30

Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
VATIA - Todos	26,52	26,38	27,27

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 22. Componente Comercialización 1T Grupo 4



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 48,53 \$/kWh para el primer trimestre de 2023. En el trimestre analizado, el menor valor del componente C para el Grupo 4 corresponde a la empresa ENEL X, con un valor igual a 18,59 \$/kWh en el mes de enero; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mes de marzo para la Empresa de Energía del valle de Sibundoy S.A., con un valor igual a 210,10 \$/kWh.

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.

Así mismo, 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 de las 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 25 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 25. Componente de Pérdidas (PR)

Componente PR (\$/kWh)	MERCADO	ENERO	FEBRERO	MARZO
AIRE	CARIBE SOL	192,95	186,71	199,58
AIRE	RESTO	67,56	65,60	66,90
ASC INGENIERIA	TODOS	60,62	60,84	61,35
BIA ENERGY	TODOS	118,50	113,15	117,60
CARIBEMAR	CARIBE MAR	162,48	158,60	175,30
CEDENAR	NARIÑO	56,92	72,81	81,73
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	89,89	88,13	91,46
CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	59,41	58,08	60,12
CENS	NORTE DE SANTANDER	69,50	70,12	80,21
CEO	CAUCA	60,92	61,36	73,75
CETSA	RESTO	75,04	72,59	77,11
CETSA	TULUA	56,85	54,23	57,73
CHEC	CALDAS	60,20	58,20	61,95
DICEL	TODOS	79,61	84,17	90,47

Componente PR (\$/kWh)	MERCADO	ENERO	FEBRERO	MARZO
DICELER	TODOS	142,57	141,20	143,83
DISPAC	CHOCO	56,55	59,68	70,01
EBSA	BOYACA	66,68	67,28	76,13
EDEQ	QUINDIO	55,78	63,30	70,57
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	66,99	67,14	72,34
EEBP	BAJO PUTUMAYO	53,68	53,00	53,71
EEP	CARTAGO	78,69	80,62	91,04
EEP	PEREIRA	57,22	58,48	65,53
EEP	RESTO	104,11	106,73	120,00
ELECTROCAQUETA	CAQUETA	57,47	62,31	71,33
ELECTROHUILA	HUILA	68,35	74,45	79,67
EMCALI	CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	65,55	62,77	72,85
EMEESA	POPAYAN - PURACE	45,33	57,30	58,47
EMEESA	RESTO	54,32	66,84	68,37
EMEVASI	SIBUNDOY	57,43	56,69	57,70
EMSA	META	62,68	62,16	69,05
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	58,08	61,44	70,90
Enel X Colombia	TODOS	54,68	56,76	57,14
ENELAR	ARAUCA	47,29	50,74	58,59
ENERBIT	TODOS	87,64	91,37	92,97
ENERCA	CASANARE	114,40	116,29	124,72
ENERCO	TODOS	83,50	83,14	88,41
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	46,71	46,24	46,93
ENERTOTAL	TODOS	82,54	87,50	90,41
EPM	ANTIOQUIA	62,49	63,20	69,56
ESSA	SANTANDER	67,37	69,05	78,54
PEESA	TODOS	82,99	89,22	90,84
QI ENERGY	TODOS	77,78	95,36	111,73
RUITOQUE	RESTO	76,07	94,80	96,85
RUITOQUE	RUITOQUE	49,70	61,49	62,70
SOL & CIELO	TODOS	183,07	208,07	205,77
TRANSACCIONES ENER	TODOS	141,49	142,82	144,47
VATIA	TODOS	73,87	76,17	85,03

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 EMEESA en promedio para todos los mercados atendidos en el mes de enero de 2023 con 45,33 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mes de febrero de 2023 para la empresa SOL Y CIELO con 208,07 \$/kWh.

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 donde se presentó incumplimiento del mismo.

Ahora bien, aclarado lo anterior, en la Tabla 26 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 26. 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	S
141-2019	CEO	SI	\$ 4.566.244.737		\$ 4.566.244.737	A
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	A
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	ELECTROCAQUETÁ	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	A
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

Res. CREG	OR	PRP	CAPj (\$)	INVNUCj,t (\$)	AOMPj,t (\$)	Estado
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	EPUTUMAYO	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	EPPEREIRA	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 27 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 primer trimestre de 2023:

Tabla 27. valores CPROG 1T

Operador de Red	ENERO	FEBRERO	MARZO
AIR-E	18,41	18,43	18,19
CARIBEMAR	6,13	6,25	6,07
CEDENAR	12,08	24,54	0,00
CELSIA COLOMBIA CELSIA-VALLE DEL CAUCA	4,45	4,50	4,39
CELSIA COLOMBIA TOLIMA	7,11	7,21	7,02
CENS	1,56	1,59	1,56
CEO	7,21	7,30	7,13
GETSA	3,04	3,10	2,99
CHEC	6,91	7,02	6,96
DISPAC	8,91	9,89	8,82
E.E.B.P.	11,59	11,72	11,69
EBSA	0,98	0,95	0,98
EDEQ	5,41	5,47	5,44
EE.PP.M.	5,45	5,51	5,50
EPPSAESP	1,12	1,14	1,14
ELECTROCAQUETA	1,25	1,26	1,24
ELECTROHUILA	7,79	7,89	7,83
EMCALI EICE ESP	4,34	4,39	4,29
EMEESA	0,00	0,00	0,00
EMSA	6,72	6,75	6,83
ENEL COLOMBIA	4,03	4,07	3,99
ENELAR	0,14	0,14	0,14
ENERCA	57,90	58,95	58,27
ENERGIA DE PEREIRA CARTAGO	3,85	3,89	3,86
ENERGIA DE PEREIRA PEREIRA	7,41	7,63	7,49
ENERGUAVIARE	6,58	6,59	6,70
ESSA	3,97	4,02	4,00
RUITOQUE	0,00	0,00	0,00

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

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 primer trimestre de 2023, corresponden al 105,55% de las restricciones trasladadas a la demanda ya que fueron aliviadas por 5,55%.

Los conceptos asociados a restricciones son las que se encuentran en la Figura 23.

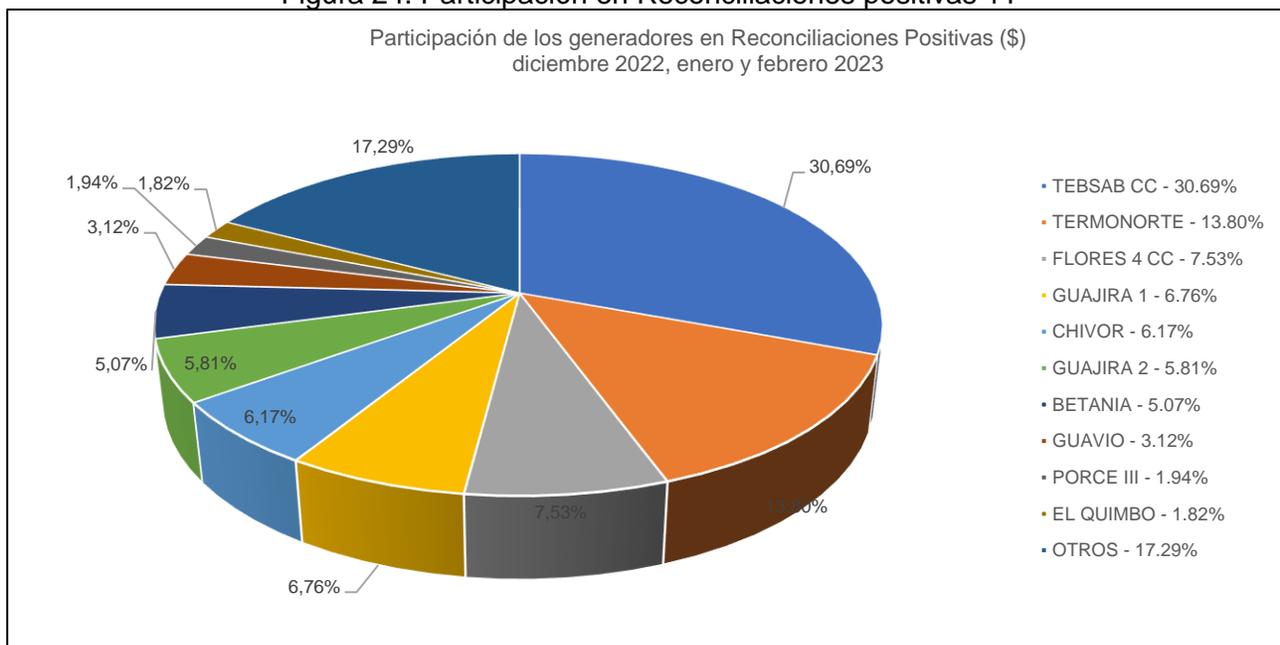
Figura 23. Formula restricciones

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 24 se presenta la participación en las reconciliaciones positivas pagadas a los agentes (\$) en el periodo de diciembre de 2022, enero y febrero de 2023.

Figura 24. Participación en Reconciliaciones positivas 1T



*CC: Ciclo combinado

Fuente: Reportes XM

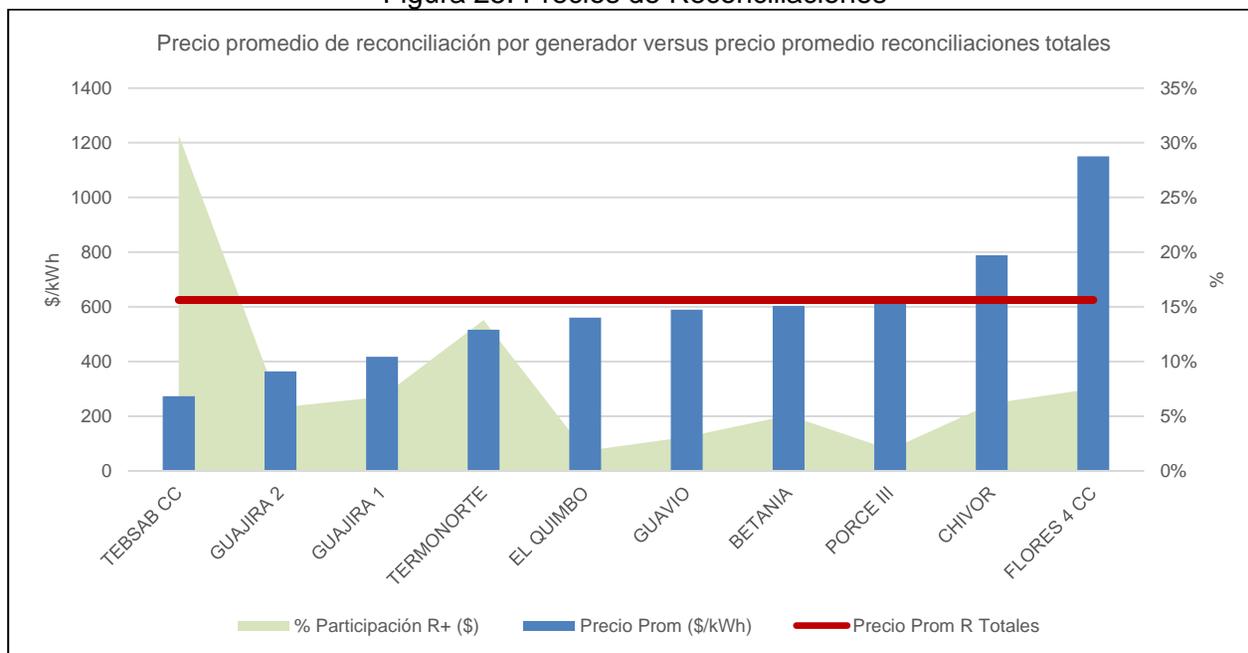
En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del cuarto trimestre de 2022, se mantuvo una participación de los agentes similar en las reconciliaciones positivas; a manera de

ejemplo TEBSAB continúa siendo el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con aproximadamente el 30,69% de las mismas, valor inferior a la participación del trimestre anterior disminuyendo en 18,7% puntos porcentuales.

Así mismo, 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 diciembre de 2022, enero y febrero de 2023. Este cálculo es comparado con el precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas.

En la Figura 25 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 25. Precios de Reconciliaciones



*CC: Ciclo combinado

Fuente: Reportes XM

Para el primer trimestre de 2023, el recurso con mayor participación corresponde a TEBSAB con 30,69% con un precio promedio de 351,60 \$/kWh por debajo del precio promedio de 625,09 \$/kWh; mientras que, el Quimbo es el generador con participación más baja (1,82%) y con el precio promedio igual a 560,17 \$/kWh.

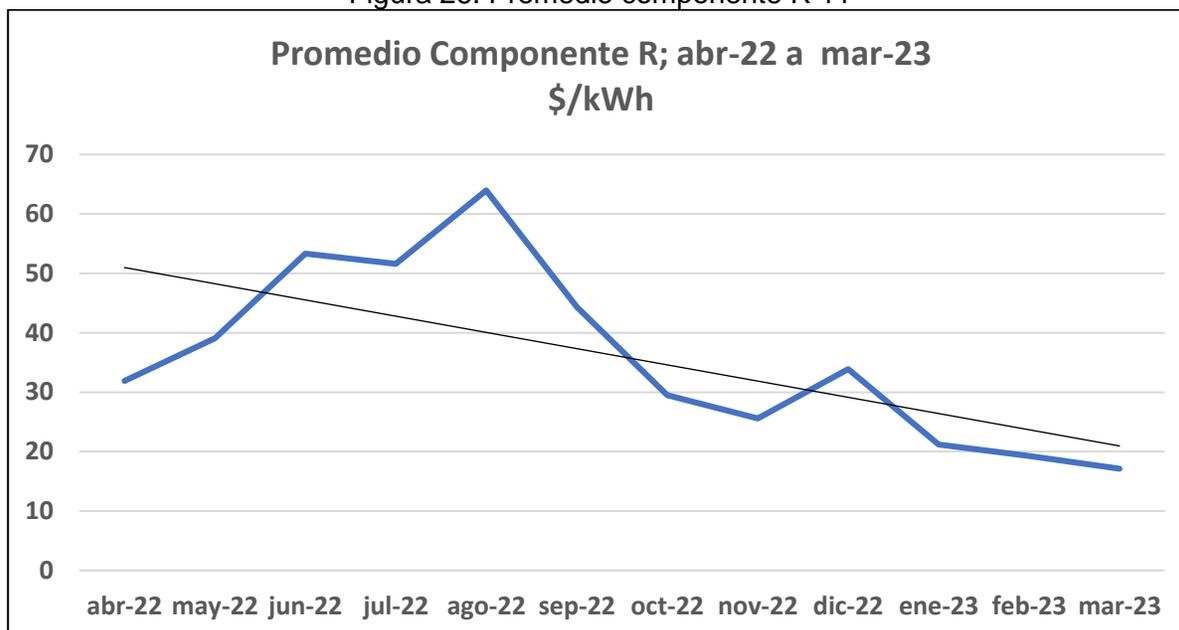
El precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas para este trimestre fue de 625,09 \$/kWh, presentando una disminución de 0,42% correspondiente a 2,65 \$/kWh respecto del valor del trimestre anterior igual a 628,33 \$/kWh.

En lo que corresponde al componente de Restricciones trasladado a la tarifa, en la Figura 26, se muestran los valores mensuales promedio del componente de todas las empresas comercializadoras de energía eléctrica, a partir del mes de abril de 2022 a marzo de 2023, en donde se puede evidenciar que el valor del componente presenta incrementos significativos.

Para el primer trimestre de 2023, se evidenció una disminución con relación al trimestre anterior, con un valor promedio de 10,44 \$/kWh.

Es importante aclarar que los datos de los conceptos asignados de los meses de enero, febrero y marzo de 2023 corresponden a los insumos para el cálculo del componente para diciembre de 2022, enero y febrero de 2023.

Figura 26. Promedio componente R 1T



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

Tabla 28. Promedio componente R 1T

Mes	Promedio Componente R \$/kWh
abr-22	31,92
may-22	39,10
jun-22	53,31
jul-22	51,63
ago-22	63,96
sep-22	44,34
oct-22	29,51
nov-22	25,56
dic-22	33,86
ene-23	21,22
feb-23	19,26
mar-23	17,12

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 16,79% del total de las restricciones asignadas por valor de \$ 60.758 millones de pesos en el trimestre. Así mismo, se tiene en cuenta un concepto denominado “Distribución saldo neto TIE fuera de mérito” que alcanzó un valor de 5 millones 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, pero en los últimos trimestres no ha presentado valores distintos a cero.

Adicionalmente, el componente de Restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión con una participación de 13,51% de los alivios a las restricciones asignadas.

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 333 millones de pesos, lo que representa una participación de 1,75% de los alivios trasladados a la demanda. Se resalta para este trimestre un alivio por ejecución de garantías por 16.127 millones de pesos equivalente al 84,74% de los alivios a las restricciones.

En la Tabla 29 se muestra la información utilizada para el cálculo de las restricciones aliviadas que trasladan a la demanda para el primer trimestre de 2023 y corresponde a los meses diciembre de 2022, enero y febrero de 2023.

Tabla 29. Detalles del cálculo Restricciones 1T

Concepto	Valor en pesos
Total Restricciones (\$)	301.019.947.601
Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	5.811.925
Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	0
Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
Res 207 /2020: Auditoria plantas térmicas precios gas (\$)	0
Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	60.758.777.692
Total Restricciones asignadas	361.784.537.218
Rentas de congestión (\$)	2.570.917.953
Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	0
Alivio por CIOEF(\$)	0
Alivio por Ejecución de garantías (\$)	16.127.468.542
Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/2015 en \$	0
Alivio desviaciones Res, CREG 060/2019 (\$)	333.040.059
Alivio restricciones RES 05/2010 (\$)	0
ALIVIO POR PENALIZACION TIE (\$)	0
Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	0
Total alivios a las restricciones asignadas	19.031.426.554
Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda	342.753.110.664

Fuente: Reportes XM

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.

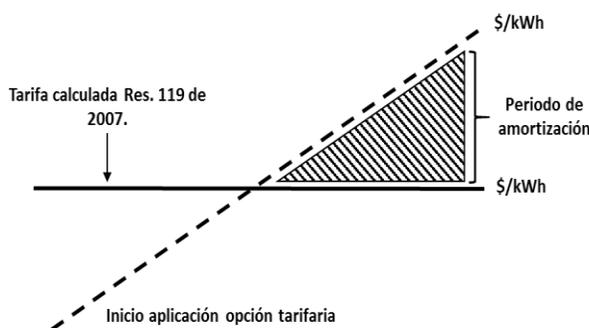
En este sentido, al modificar el CU_119 que corresponde al costo económico eficiente que debe cobrarse al usuario final regulado por uno menor, el comercializador deja de percibir parte de sus ingresos debido a que se traslada un CU menor obtenido de la metodología de la opción tarifaria (de ahora en adelante CU_012⁵). Dichos valores dejados de percibir en \$/kWh,

⁵ 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.

posteriormente son convertidos a pesos (\$) y se acumulan mes a mes denominándose Saldos 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 (Saldos 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 27. 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 obliga 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 presente 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).

Frente a la aplicación de opciones tarifarias definidas según la Resolución CREG 012 de 2020, para este primer trimestre de 2023, 30 comercializadores, continúan aplicando la senda de Opción tarifaria. En el Anexo 1. “Tarifa (estrato 4) para Empresas que aplicaron Opción Tarifaria (\$/kWh)” se pueden evidenciar los nombres de las empresas que se encuentran en Opción Tarifaria, así como la comparación del CU resultado de la Resolución CREG 119 de 2007 y el de la Resolución CREG 012 de 2020.

En la Tabla 30, nos permitimos mostrar los saldos acumulados (SA) reportados y certificados en el FORMATO T6. Opción Tarifaria de la Resolución SSPD 12515 de 2021, por cada uno de los comercializadores de energía con corte al mes de marzo de 2023 comparado con el último mes del trimestre inmediatamente anterior:

Tabla 30. Saldos acumulados 4T 2022 vs 1T 2023. Todos los NT

COMERCIALIZADOR	SA (\$) DICIEMBRE 2022	SA (\$) MARZO 2023	% VARIACIÓN
AIR-E	967.640.479.100	1.011.159.582.147	4,50% ↑
CARIBEMAR	1.174.428.304.933	1.318.792.085.843	12,29% ↑
CEDENAR	80.105.478.535	93.763.288.607	17,05% ↑
CELSIA COLOMBIA (VALLE)	129.721.134.155	133.038.346.097	2,56% ↑
CELSIA COLOMBIA (TOLIMA)	346.053.633.648	352.715.722.272	1,93% ↑
CENS	129.287.294.572	137.787.314.814	6,57% ↑
CETSA	21.190.480.938	21.777.215.913	2,77% ↑
CHEC	79.950.027.333	103.557.268.767	29,53% ↑
DISPAC	8.049.039.479	9.018.215.637	12,04% ↑
EBSA	49.124.863.532	56.111.630.265	14,22% ↑
EDEQ	44.694.661.720	55.430.821.453	24,02% ↑
EE PUTUMAYO	334.606.210	422.915.772	26,39% ↑
EE.PP.M.	542.901.768.061	597.201.463.353	10,00% ↑
ELECTROCAQUETA	21.791.567.733	29.415.800.940	34,99% ↑
ELECTROHUILA	99.701.260.536	58.320.491.772	-41,50% ↓
EMCALI EICE ESP	225.897.485	60.518.124	-73,21% ↓
EMEESA	247.665.565	336.901.680	36,03% ↑
EMEVASI	1.930.536.600	2.532.080.908	31,16% ↑
EMSA	52.509.538.493	77.110.294.688	46,85% ↑
ENEL COLOMBIA	346.610.060.135	323.206.035.265	-6,75% ↓
ENELAR	4.440.481.329	8.368.861.111	88,47% ↑
ENERCA	24.082.508.286	34.050.775.067	41,39% ↑
EEP (CALDAS)	21.209.475	35.832.999	68,95% ↑
EEP (CARTAGO)	4.824.596.426	6.022.623.894	24,83% ↑
EEP (PEREIRA)	7.803.738.540	8.038.776.145	3,01% ↑
ENERGUAVIARE	10.281.686.402	11.473.816.909	11,59% ↑
ESSA	104.048.508.945	125.483.130.769	20,60% ↑
RUITOQUE	181.644.291	270.966.611	49,17% ↑
SOLYCIELO		34.634.829	100,00% ↑
VATIA	40.177.550.940	44.231.087.113	10,09% ↑
TOTAL	4.292.360.223.397	4.619.768.499.764	7,63% ↑

Fuente: Formatos capítulo Tarifas 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.

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 28 se presenta el promedio simple (para el primer trimestre de 2023) 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 particular⁶.

⁶ Dentro del Anexo 1 se detalla la información mensual de las tarifas aplicadas al estrato 4 para cada comercializador, dentro de cada mercado.

Figura 28. Promedio tarifa aplicada (estrato 4)
1T

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	ENERCO	CENTRO	777,14
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	779,25
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	780,90
ANTIOQUIA	BIA ENERGY	CENTRO	792,44
ANTIOQUIA	DICEL	CENTRO	794,63
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	815,32
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	833,08
ANTIOQUIA	QI ENERGY	CENTRO	835,69
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	850,37
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	714,94
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	753,56
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	780,47
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	766,79
BAJO PUTUMAYO	EBBP	SUR	815,77
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	671,35
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	721,51
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	TRANSACCIONES ENER	ORIENTE	723,97
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	725,66
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	727,84
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	732,12
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	744,23
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	745,80
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	758,19
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	760,97
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	787,20
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	787,29
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	814,59
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	721,80
BOYACA	VATIA	ORIENTE	735,33
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	749,53
BOYACA	PEESA	ORIENTE	749,62
BOYACA	DICEL	ORIENTE	751,50
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	791,71
BOYACA	EBSA	ORIENTE	794,83
CALDAS	CHEC	CENTRO	734,07
CALDAS	DICEL	CENTRO	770,08
CALDAS	VATIA	CENTRO	772,99
CALDAS	EEP	CENTRO	780,48
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	796,39
CALDAS	PEESA	CENTRO	801,46
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	814,41
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERCO	OCCIDENTE	746,27
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	750,14
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	764,05
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	764,28
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	DICEL	OCCIDENTE	772,47
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	805,05
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	813,04
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	818,24
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	755,20
CAQUETA	VATIA	SUR	772,88
CAQUETA	PEESA	SUR	787,40
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	806,83
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	713,99
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	734,36
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	806,07
CARIBE MAR	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	807,64
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	810,85
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	822,32
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	834,38
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	838,07
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	856,46
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	857,78
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	860,12
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	877,98
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	919,70

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	795,58
CARIBE SOL	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	796,91
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	799,22
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	823,01
CARIBE SOL	BIA ENERGY	SIN ADD	823,42
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	828,67
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	848,51
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	859,36
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	868,31
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	875,98
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	878,59
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	768,55
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	776,40
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	780,43
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	787,19
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	831,41
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	834,04
CASANARE	ENERCA	SUR	736,51
CASANARE	QI ENERGY	SUR	814,45
CASANARE	DICEL	SUR	818,93
CASANARE	VATIA	SUR	828,25
CASANARE	PEESA	SUR	841,46
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	732,65
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	741,82
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	751,68
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	770,27
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	786,28
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	792,94
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	812,25
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	912,15
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	810,62
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	674,72
HUILA	VATIA	ORIENTE	736,08
HUILA	DICEL	ORIENTE	752,98
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	760,31
HUILA	PEESA	ORIENTE	770,71
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	780,91
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	825,24
META	EMSA	SUR	742,97
META	VATIA	SUR	770,35
META	DICEL	SUR	786,86
META	RUITOQUE	SUR	803,83
META	PEESA	SUR	810,08
META	ENERCO	SUR	812,33
META	QI ENERGY	SUR	818,40
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	736,11
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	756,12
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	763,41
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	782,91
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	787,18
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	830,52
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	843,31
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	787,05
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	787,81
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	798,31
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	822,57
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	828,53
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	836,00
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	769,71
PEREIRA	VATIA	CENTRO	772,26
PEREIRA	DICEL	CENTRO	781,62
PEREIRA	AIRE	CENTRO	799,38
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	821,68
PEREIRA	PEESA	CENTRO	831,37
PEREIRA	EEP	CENTRO	831,46
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	834,04
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	842,19
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	747,74

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
PUTUMAYO	VATIA	SUR	772,83
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	863,41
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	766,69
QUINDIO	VATIA	CENTRO	773,62
QUINDIO	DICEL	CENTRO	779,55
QUINDIO	RUITOQUE	CENTRO	802,89
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	813,93
QUINDIO	PEESA	CENTRO	826,28
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	828,72
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	804,06
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	830,21
SANTANDER	VATIA	CENTRO	791,19
SANTANDER	ESSA	CENTRO	795,93
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	796,21
SANTANDER	DICEL	CENTRO	800,96
SANTANDER	ENERCO	CENTRO	807,62
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	807,69
SANTANDER	PEESA	CENTRO	833,00
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	835,26
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	922,41
TOLIMA	ENERCO	ORIENTE	748,56
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	757,40
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	771,79
TOLIMA	DICEL	ORIENTE	778,75
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	792,69
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	795,93
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	821,68
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	822,69
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	743,33
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	760,59
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	770,72
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	780,63
TULUA	EMEESA	OCCIDENTE	790,09
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	801,18
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	802,80
TULUA	ENERBIT	OCCIDENTE	827,44
VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	741,80
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	748,18
VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	768,57
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	783,12
VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	786,29
VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	789,46
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	794,78
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	813,97
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	815,40
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	821,82
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	840,16

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 Superservicios⁷, 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.

⁷ <https://www.superservicios.gov.co/publicaciones>

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 enero, febrero y marzo de 2023, 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 primer trimestre de 2023, las opciones de estrato utilizadas para el presente informe corresponden a INDUSTRIAL, COMERCIAL, OFICIAL, PROVISIONAL y ALUMBRADO PÚBLICO, DISTRITO DE RIEGO, y ESPECIALES. 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, esta 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 294,71 \$/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 primer trimestre de 2023, igual a 51,02 \$/kWh.

Componente P: Para las ADD se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 294,71 \$/kWh y el T promedio de 51,02 \$/kWh; el IPRSTN fue definido como el promedio de la demanda real y la pérdida real 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. Así mismo 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 294,71 \$/kWh y el T promedio de 51,02 \$/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 primer trimestre de 2023 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 68,69 \$/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 primer trimestre de 2023 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (19,20 \$/kWh).

Con base en lo anterior se obtuvieron los CUMin resumidos en la Tabla 31. 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 31. Valores promedio del CUMin

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CUMin
CENTRO	NT1	668,82
CENTRO	NT2	591,12
CENTRO	NT3	480,04
CENTRO	NT4	426,09
OCCIDENTE	NT1	637,18
OCCIDENTE	NT2	560,81
OCCIDENTE	NT3	487,77
OCCIDENTE	NT4	426,09
ORIENTE	NT1	619,57
ORIENTE	NT2	554,89
ORIENTE	NT3	498,40
ORIENTE	NT4	426,09
SUR	NT1	672,42
SUR	NT2	617,32
SUR	NT3	456,94

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CUMin
SUR	NT4	426,09
CARIBE MAR	NT1	729,97
CARIBE MAR	NT2	564,67
CARIBE MAR	NT3	517,32
CARIBE MAR	NT4	438,15
CARIBE SOL	NT1	725,16
CARIBE SOL	NT2	440,36
CARIBE SOL	NT3	497,94
CARIBE SOL	NT4	450,15
CHOCO	NT1	724,06
CHOCO	NT2	544,97

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 primer trimestre de 2023, el CU promedio más alto corresponde a AIR-E para el sector Industrial ADD Oriente mercado Caribe Sol con un valor de 997,01\$/kWh y el valor promedio más bajo corresponde al sector Industrial, servicio prestado por EPM con 630,48 \$/kWh en el ADD Centro.

Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para el primer trimestre de 2023, es para la empresa TERPEL con 1.242,84 \$/kWh en el sector Industrial del mercado Occidente; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a CELSIA COLOMBIA con para el sector Industrial sin ADD en el mercado Caribe Sol con 518,14\$/kWh.

Nivel de Tensión 3

Para este nivel de tensión, el valor promedio más alto para el primer trimestre de 2023 corresponde a Ruitoque con 692,81 \$/kWh en el sector Especial Asistencial del ADD Centro; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a ISAGEN con 465,55 \$/kWh para el sector Industrial en el ADD Sur.

Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para este primer trimestre del año 2023 corresponde a ENEL COLOMBIA con 583,88 \$/kWh en el sector Comercial en el ADD Occidente; por su parte, EPM, presenta el menor valor promedio con 448,01 \$/kWh en el sector Oficial para el ADD Occidente.

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 enero de 2023 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	748,79
ANTIOQUIA	ENERCO	CENTRO	757,96
ANTIOQUIA	DICEL	CENTRO	759,56
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	765,85
ANTIOQUIA	QI ENERGY	CENTRO	777,14
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	782,41
ANTIOQUIA	BIA ENERGY	CENTRO	785,35
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	792,13
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	829,37
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	683,63
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	712,99
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	773,22
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	743,33
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	819,20
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	651,01
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	686,89
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	697,61
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	702,53
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	708,86
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	TRANSACCIONES ENER	ORIENTE	711,13
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	713,99
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	715,48
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	729,46
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	737,72
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	742,73
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	746,38
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	814,59
BOYACA	VATIA	ORIENTE	704,54
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	709,80
BOYACA	DICEL	ORIENTE	717,83
BOYACA	PEESA	ORIENTE	727,63
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	729,60
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	755,54
BOYACA	EBSA	ORIENTE	778,84
CALDAS	CHEC	CENTRO	721,46
CALDAS	VATIA	CENTRO	741,17
CALDAS	EEL	CENTRO	745,76
CALDAS	DICEL	CENTRO	747,36
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	772,36
CALDAS	PEESA	CENTRO	772,48
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	773,61
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	722,14
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERCO	OCCIDENTE	731,82
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	DICEL	OCCIDENTE	741,82
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	752,91
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	759,76
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	767,50
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	792,32
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	797,09
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	740,00
CAQUETA	VATIA	SUR	749,90
CAQUETA	PEESA	SUR	774,11
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	781,83
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	701,72
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	721,73
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	767,65
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	794,62
CARIBE MAR	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	795,93
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	799,87
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	801,73
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	808,19
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	831,97
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	832,97
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	840,64
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	841,75
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	925,76

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	782,31
CARIBE SOL	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	785,18
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	788,88
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	791,12
CARIBE SOL	EEL	SIN ADD	800,80
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	808,87
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	819,16
CARIBE SOL	BIA ENERGY	SIN ADD	822,95
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	826,34
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	844,60
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	858,37
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	739,00
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	754,82
CARTAGO	EEL	OCCIDENTE	767,02
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	773,50
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	779,04
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	799,12
CASANARE	QI ENERGY	SUR	691,51
CASANARE	ENERCA	SUR	723,85
CASANARE	VATIA	SUR	807,11
CASANARE	DICEL	SUR	810,35
CASANARE	PEESA	SUR	825,17
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	720,05
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	723,71
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	731,22
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	744,29
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	755,57
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	756,53
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	781,36
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	866,86
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	794,32
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	663,33
HUILA	VATIA	ORIENTE	704,44
HUILA	DICEL	ORIENTE	719,78
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	737,40
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	739,83
HUILA	PEESA	ORIENTE	740,39
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	811,05
META	EMS	SUR	730,20
META	RUITOQUE	SUR	739,89
META	VATIA	SUR	748,78
META	DICEL	SUR	763,48
META	QI ENERGY	SUR	781,83
META	PEESA	SUR	786,19
META	ENERCO	SUR	822,98
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	719,65
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	728,68
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	732,97
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	743,60
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	749,70
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	801,38
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	817,46
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	744,53
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	754,32
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	761,27
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	784,59
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	786,28
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	795,19
PEREIRA	VATIA	CENTRO	741,42
PEREIRA	DICEL	CENTRO	750,39
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	751,00
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	773,10
PEREIRA	PEESA	CENTRO	787,96
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	790,57
PEREIRA	AIRE	CENTRO	798,24
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	811,78
PEREIRA	EEL	CENTRO	817,17
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	734,88
PUTUMAYO	VATIA	SUR	751,18
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	848,57

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
QUINDIO	RUITOQUE	CENTRO	722,19
QUINDIO	VATIA	CENTRO	741,06
QUINDIO	DICEL	CENTRO	750,65
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	753,52
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	772,56
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	784,41
QUINDIO	PEESA	CENTRO	786,77
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	765,72
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	790,28
SANTANDER	VATIA	CENTRO	758,77
SANTANDER	DICEL	CENTRO	765,71
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	783,52
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	784,90
SANTANDER	ESSA	CENTRO	791,55
SANTANDER	PEESA	CENTRO	795,21
SANTANDER	ENERCO	CENTRO	805,41
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	805,49
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	920,55
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	725,80
TOLIMA	ENERCO	ORIENTE	734,12
TOLIMA	DICEL	ORIENTE	743,50
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	759,58
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	761,96
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	779,93
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	787,77
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	796,07
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	714,89
TULUA	EMESA	OCCIDENTE	717,40
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	729,81
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	746,73
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	763,31
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	764,93
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	773,45
TULUA	ENERBIT	OCCIDENTE	803,58
VALLE DEL CAUCA	EMESA	OCCIDENTE	710,00
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	720,33
VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	729,03
VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	737,34
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	751,55
VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	758,66
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	783,52
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	793,39
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	799,00
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	805,69
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	808,29

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

Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para febrero de 2023 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	ENERCO	CENTRO	758,44
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	761,72
ANTIOQUIA	BIA ENERGY	CENTRO	776,71
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	779,48
ANTIOQUIA	DICEL	CENTRO	783,71
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	816,02
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	839,20
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	846,78
ANTIOQUIA	QI ENERGY	CENTRO	891,79
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	697,09
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	779,32
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	789,46
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	754,53
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	811,20
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	670,39
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	708,07
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	709,45
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	712,55

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	TRANSACCIONES ENER	ORIENTE	717,89
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	729,54
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	733,19
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	734,83
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	758,33
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	782,38
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	794,97
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	799,00
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	848,27
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	707,98
BOYACA	VATIA	ORIENTE	716,45
BOYACA	DICEL	ORIENTE	741,12
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	746,37
BOYACA	PEESA	ORIENTE	747,64
BOYACA	EBSA	ORIENTE	795,04
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	806,94
CALDAS	CHEC	CENTRO	734,28
CALDAS	VATIA	CENTRO	753,92
CALDAS	DICEL	CENTRO	758,82
CALDAS	EEP	CENTRO	759,74
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	793,04
CALDAS	PEESA	CENTRO	801,53
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	837,55
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERCO	OCCIDENTE	735,33
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	737,88
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	752,52
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	755,82
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	DICEL	OCCIDENTE	768,65
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	784,01
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	818,33
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	827,90
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	755,39
CAQUETA	VATIA	SUR	759,87
CAQUETA	PEESA	SUR	791,08
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	823,73
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	714,20
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	734,58
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	794,54
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	798,87
CARIBE MAR	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	803,05
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	821,66
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	822,55
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	829,74
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	856,71
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	862,52
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	886,71
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	889,14
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	906,48
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	782,50
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	788,32
CARIBE SOL	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	792,58
CARIBE SOL	BIA ENERGY	SIN ADD	807,67
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	820,25
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	823,25
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	851,33
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	856,47
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	859,61
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	876,20
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	879,15
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	755,88
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	769,27
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	780,65
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	782,99
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	840,27
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	907,23

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CASANARE	ENERCA	SUR	736,72
CASANARE	DICEL	SUR	812,95
CASANARE	VATIA	SUR	814,49
CASANARE	PEESA	SUR	846,07
CASANARE	QI ENERGY	SUR	878,88
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	732,87
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	733,23
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	739,66
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	777,61
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	782,52
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	819,31
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	820,48
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	894,55
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	810,82
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	674,81
HUILA	VATIA	ORIENTE	717,67
HUILA	DICEL	ORIENTE	742,65
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	758,42
HUILA	PEESA	ORIENTE	772,91
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	806,11
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	825,49
META	EMSA	SUR	743,18
META	VATIA	SUR	757,38
META	DICEL	SUR	781,88
META	ENERCO	SUR	802,67
META	PEESA	SUR	819,17
META	RUITOQUE	SUR	830,14
META	QI ENERGY	SUR	859,70
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	737,53
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	751,54
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	755,53
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	773,64
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	783,15
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	832,01
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	848,81
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	767,57
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	776,48
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	798,54
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	830,73
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	844,09
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	873,34
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	751,40
PEREIRA	VATIA	CENTRO	753,08
PEREIRA	DICEL	CENTRO	770,64
PEREIRA	AIRE	CENTRO	785,43
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	821,60
PEREIRA	EEP	CENTRO	831,70
PEREIRA	PEESA	CENTRO	838,76
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	841,86
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	895,81
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	747,96
PUTUMAYO	VATIA	SUR	759,52
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	863,66
QUINDIO	VATIA	CENTRO	754,79
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	766,91
QUINDIO	DICEL	CENTRO	768,43
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	812,57
QUINDIO	RUITOQUE	CENTRO	825,26
QUINDIO	PEESA	CENTRO	831,77
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	880,33
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	802,62
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	898,64
SANTANDER	VATIA	CENTRO	771,56
SANTANDER	DICEL	CENTRO	789,95
SANTANDER	ESSA	CENTRO	791,55
SANTANDER	ENERCO	CENTRO	793,72

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	793,78
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	794,80
SANTANDER	PEESA	CENTRO	837,40
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	876,88
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	920,64
TOLIMA	ENERCO	ORIENTE	732,80
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	737,14
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	738,07
TOLIMA	DICEL	ORIENTE	768,41
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	794,91
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	796,13
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	825,20
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	886,08
TULLUA	VATIA	OCCIDENTE	731,29
TULLUA	DICEL	OCCIDENTE	756,56
TULLUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	763,50
TULLUA	CETSA	OCCIDENTE	780,82
TULLUA	PEESA	OCCIDENTE	814,82
TULLUA	EMEESA	OCCIDENTE	817,87
TULLUA	ENERBIT	OCCIDENTE	834,67
TULLUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	868,68
VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	732,12
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	736,09
VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	764,92
VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	799,31
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	800,46
VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	812,97
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	815,60
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	821,45
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	823,82
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	829,71
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	834,97

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

Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para marzo de 2023 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	792,42
ANTIOQUIA	ENERCO	CENTRO	815,01
ANTIOQUIA	BIA ENERGY	CENTRO	815,25
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	832,19
ANTIOQUIA	QI ENERGY	CENTRO	838,15
ANTIOQUIA	DICEL	CENTRO	840,62
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	847,54
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	867,91
ANTIOQUIA	ENERBIT	CENTRO	874,97
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	764,10
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	768,38
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	778,72
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	802,52
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	816,90
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	692,66
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	736,49
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	RANSACCIONES ENE	ORIENTE	742,90
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	760,04
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	760,64
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	765,43
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	773,50
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	776,48
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	783,87
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	788,57
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	813,65
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	820,51
BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	ENERBIT	ORIENTE	837,04

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	747,63
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	772,62
BOYACA	PEESA	ORIENTE	773,58
BOYACA	VATIA	ORIENTE	784,98
BOYACA	DICEL	ORIENTE	795,55
BOYACA	EBSA	ORIENTE	810,62
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	812,64
CALDAS	CHEC	CENTRO	746,47
CALDAS	DICEL	CENTRO	804,05
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	822,53
CALDAS	VATIA	CENTRO	823,88
CALDAS	PEESA	CENTRO	830,38
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	833,32
CALDAS	EPP	CENTRO	835,94
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERCO	OCCIDENTE	771,67
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	BIA ENERGY	OCCIDENTE	776,57
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	QI ENERGY	OCCIDENTE	787,41
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	VATIA	OCCIDENTE	790,41
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	DICEL	OCCIDENTE	806,96
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	PEESA	OCCIDENTE	829,34
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	834,49
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	EMCALI	OCCIDENTE	858,03
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	770,20
CAQUETA	PEESA	SUR	797,03
CAQUETA	VATIA	SUR	808,87
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	814,92
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	726,06
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	746,77
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	817,61
CARIBE MAR	RANSACCIONES ENE	SIN ADD	823,92
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	836,21
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	843,39
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	848,52
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	870,93
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	884,59
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	885,85
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	906,61
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	916,55
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	926,87
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	807,29
CARIBE SOL	RANSACCIONES ENE	SIN ADD	812,97
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	832,85
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	836,92
CARIBE SOL	BIA ENERGY	SIN ADD	839,65
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	873,88
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	875,04
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	876,89
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	893,38
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	899,43
CARIBE SOL	EPP	SIN ADD	978,50
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	780,89
CARTAGO	EPP	OCCIDENTE	793,61
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	810,78
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	821,38
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	823,78
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	854,84
CASANARE	ENERCA	SUR	748,95
CASANARE	DICEL	SUR	833,48
CASANARE	PEESA	SUR	853,15
CASANARE	VATIA	SUR	863,16
CASANARE	QI ENERGY	SUR	872,98
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	745,04
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	761,02
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	788,92
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	791,68

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	802,98
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	820,76
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	834,91
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	975,04
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	826,72
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	686,01
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	785,13
HUILA	VATIA	ORIENTE	786,13
HUILA	DICEL	ORIENTE	796,51
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	796,78
HUILA	PEESA	ORIENTE	798,84
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	839,19
META	EMSA	SUR	755,52
META	VATIA	SUR	804,90
META	ENERCO	SUR	811,33
META	QI ENERGY	SUR	813,67
META	DICEL	SUR	815,22
META	PEESA	SUR	824,89
META	RUITOQUE	SUR	841,46
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	742,12
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	779,85
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	819,03
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	825,39
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	834,80
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	842,08
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	879,75
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	811,80
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	825,68
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	839,26
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	848,36
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	859,67
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	879,09
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	806,73
PEREIRA	AIRE	CENTRO	814,47
PEREIRA	VATIA	CENTRO	822,27
PEREIRA	DICEL	CENTRO	823,84
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	833,21
PEREIRA	EPP	CENTRO	845,51
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	852,86
PEREIRA	PEESA	CENTRO	867,39
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	872,92
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	760,37
PUTUMAYO	VATIA	SUR	807,79
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	878,00
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	779,65
QUINDIO	DICEL	CENTRO	819,57
QUINDIO	VATIA	CENTRO	825,03
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	833,27
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	844,80
QUINDIO	PEESA	CENTRO	860,31
QUINDIO	RUITOQUE	CENTRO	861,24
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	819,29
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	826,26
SANTANDER	ESSA	CENTRO	804,69
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	808,93
SANTANDER	ENERCO	CENTRO	823,73
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	823,79
SANTANDER	VATIA	CENTRO	843,23
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	845,37
SANTANDER	DICEL	CENTRO	847,21
SANTANDER	PEESA	CENTRO	866,38
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	926,03
TOLIMA	ENERCO	ORIENTE	778,75
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	782,17
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	808,32
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	811,74

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	819,38
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	821,22
TOLIMA	DICEL	ORIENTE	824,33
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	855,10
TULLUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	775,19
TULLUA	VATIA	OCCIDENTE	783,81
TULLUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	792,98
TULLUA	DICEL	OCCIDENTE	795,40
TULLUA	CETSA	OCCIDENTE	796,13
TULLUA	PEESA	OCCIDENTE	825,42
TULLUA	EMEESA	OCCIDENTE	835,00
TULLUA	ENERBIT	OCCIDENTE	844,08
VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	743,20
VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	764,25
VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	788,11
VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	797,82
VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	803,45
VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	810,39
VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	831,59
VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	835,89
VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	836,93
VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	842,37
VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	888,35

Fuente: Información publicada por las E.S.P

Tarifa (estrato 4) para Empresas que aplicaron Opción Tarifaria (\$/kWh)

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
ENERO	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	790,92	784,59
ENERO	CENTRO	CHEC	CALDAS	819,32	721,46
ENERO	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	784,42	753,52
ENERO	CENTRO	EEP	PEREIRA	795,38	817,17
ENERO	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA	770,50	765,85
ENERO	CENTRO	ESSA	SANTANDER	802,61	791,55
ENERO	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	754,28	790,28
ENERO	CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	745,66	784,90
ENERO	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	845,19	817,46
ENERO	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	807,62	799,00
ENERO	OCCIDENTE	CETSA	TULLUA	776,85	764,93
ENERO	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	777,71	767,02
ENERO	OCCIDENTE	EMEESA	CAUCA	712,57	720,05
ENERO	OCCIDENTE	EMEESA	POPAYAN - PURACE	757,08	734,88
ENERO	OCCIDENTE	EMEESA	VALLE DEL CAUCA	710,00	710,00
ENERO	ORIENTE	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	795,54	779,93
ENERO	ORIENTE	EBSA	BOYACA	801,08	778,84
ENERO	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	810,33	811,05
ENERO	ORIENTE	ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	719,57	742,73
ENERO	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	815,45	773,22
ENERO	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	881,61	858,37
ENERO	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	899,29	808,19
ENERO	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	775,16	794,32
ENERO	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	727,83	663,33
ENERO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE MAR	822,11	841,75
ENERO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	812,73	844,60
ENERO	SIN ADD	SOL & CIELO	CARIBE MAR	884,23	721,73
ENERO	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	782,20	701,72
ENERO	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	777,42	808,87
ENERO	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	855,29	848,57
ENERO	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	850,84	740,00
ENERO	SUR	EMSA	META	832,84	730,20
ENERO	SUR	ENERCA	CASANARE	845,93	723,85
FEBRERO	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	801,96	798,54
FEBRERO	CENTRO	CHEC	CALDAS	812,07	734,28
FEBRERO	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	838,86	766,91
FEBRERO	CENTRO	EEP	PEREIRA	809,17	831,70
FEBRERO	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA	784,90	779,48
FEBRERO	CENTRO	ESSA	SANTANDER	817,19	791,55
FEBRERO	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	847,80	802,62
FEBRERO	CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	842,23	794,80

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
FEBRERO	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	892,56	832,01
FEBRERO	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	802,40	815,60
FEBRERO	OCCIDENTE	CETSA	TULLUA	762,96	780,82
FEBRERO	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	794,61	780,65
FEBRERO	OCCIDENTE	EMEESA	CAUCA	812,58	732,87
FEBRERO	OCCIDENTE	EMEESA	POPAYAN - PURACE	859,64	747,96
FEBRERO	OCCIDENTE	EMEESA	VALLE DEL CAUCA	812,97	812,97
FEBRERO	ORIENTE	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	789,33	796,13
FEBRERO	ORIENTE	EBSA	BOYACA	798,18	795,04
FEBRERO	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	854,75	825,49
FEBRERO	ORIENTE	ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	744,64	758,33
FEBRERO	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	850,07	789,46
FEBRERO	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	863,00	876,20
FEBRERO	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	890,56	822,55
FEBRERO	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	804,63	801,82
FEBRERO	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	724,25	674,81
FEBRERO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE MAR	949,41	856,71
FEBRERO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	945,33	859,61
FEBRERO	SIN ADD	SOL & CIELO	CARIBE MAR	977,86	734,58
FEBRERO	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	798,72	701,72
FEBRERO	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	795,06	808,87
FEBRERO	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	856,95	863,66
FEBRERO	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	882,59	755,39
FEBRERO	SUR	EMSA	META	836,71	743,18
FEBRERO	SUR	ENERCA	CASANARE	860,07	736,72
MARZO	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	882,05	811,80
MARZO	CENTRO	CHEC	CALDAS	859,45	746,47
MARZO	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	919,20	779,65
MARZO	CENTRO	EEP	PEREIRA	888,13	845,51
MARZO	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA	851,19	792,42
MARZO	CENTRO	ESSA	SANTANDER	903,24	804,69
MARZO	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	882,42	819,29
MARZO	CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	878,25	808,93
MARZO	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	961,26	842,08
MARZO	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	VALLE DEL CAUCA	826,17	831,59
MARZO	OCCIDENTE	CETSA	TULLUA	794,43	796,13
MARZO	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	856,24	793,61
MARZO	OCCIDENTE	EMEESA	CAUCA	828,27	745,04
MARZO	OCCIDENTE	EMEESA	POPAYAN - PURACE	879,91	760,37
MARZO	OCCIDENTE	EMEESA	VALLE DEL CAUCA	835,89	835,89
MARZO	ORIENTE	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	821,67	811,74
MARZO	ORIENTE	EBSA	BOYACA	878,03	810,62
MARZO	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	911,55	839,19
MARZO	ORIENTE	ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ-CUNDINAMARCA	835,42	773,50
MARZO	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	944,37	804,93
MARZO	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	910,74	893,38
MARZO	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	951,68	836,21
MARZO	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	884,61	826,72
MARZO	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	737,85	686,01
MARZO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE MAR	882,06	870,93
MARZO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	874,83	873,88
MARZO	SIN ADD	SOL & CIELO	CARIBE MAR	999,75	746,77
MARZO	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	871,53	726,06
MARZO	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	870,83	836,92
MARZO	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	890,33	878,00
MARZO	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	953,72	770,20
MARZO	SUR	EMSA	META	886,23	755,52
MARZO	SUR	ENERCA	CASANARE	908,27	748,95

Fuente: Información publicada por las E.S.P

Anexo 2

CU promedio para el mercado no regulado (\$/kWh) por ADD⁸

Nivel de Tensión 1, Trimestre I 2023. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	Alumbrado Publico	Áreas Comunes	Comercial	Industrial	Oficial
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			600,75		
ISAGEN S.A. E.S.P.				579,99	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			657,88	647,43	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		669,39	671,52	422,98	641,24
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			687,22		
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.			686,64		
RUITOQUE S.A. E.S.P.			698,64	729,58	845,58
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	763,63	791,67	763,30		
VATIA S.A. E.S.P.			521,51	642,26	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P			737,81		
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			698,04	719,53	
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP			686,84		
ENERMAS SAS ESP			671,06		
AIR-E S.A.S. E.S.P.			707,35		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			742,12		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Nivel de Tensión 1, Trimestre I 2023. ADD Occidente (Cauca, Nariño y Valle del Cauca)

EMPRESA	Alumbrado Publico	Comercial	Especial Asistencial	Industrial	Provisional
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		655,17			
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	760,26	822,23			815,28
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		633,74		649,61	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		555,11			
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELÉCTRICA S.A-E.S.P		658,66			
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		567,86			
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.		577,16			
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		553,21			
VATIA S.A. E.S.P.		571,39			
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	760,49	676,39	666,28	706,97	
ENERTOTAL S.A. E.S.P.				699,43	
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.		653,24		898,56	
QI ENERGY SAS ESP		612,54			
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		693,53			
AIR-E S.A.S. E.S.P.		672,85			
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		710,74			

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre I 2023. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Distrito De Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Oficial
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						732,54	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	489,59	491,16					
ISAGEN S.A. E.S.P.						483,60	
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.							
EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS		658,36				659,20	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		593,32				646,63	

⁸ 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	Oficial
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.						661,74	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		556,90		612,31		595,41	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		684,45	662,71			671,47	
RUITOQUE S.A. E.S.P.	704,63			668,89	743,19	686,41	
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P						678,04	
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.		573,39				664,00	
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		734,39					779,03
VATIA S.A. E.S.P.		630,48				617,75	
DICELER S.A. E.S.P.						679,16	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P		571,43				687,29	
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	430,55	694,55			717,10	645,90	
GENERSA S.A.S E.S.P.						667,06	
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP						673,80	
AIR-E S.A.S. E.S.P.		691,40				997,01	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		679,57					

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre I 2023. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	Comercial	Industrial
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	663,70	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	796,71	
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.		772,43
AIR-E S.A.S. E.S.P.		738,05

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre I 2023. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	Comercial	Industrial	Oficial
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	799,45		
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		785,00	719,02
RUITOQUE S.A. E.S.P.			752,30
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	735,50		
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	848,70		
VATIA S.A. E.S.P.			758,70
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	633,00	687,28	
AIR-E S.A.S. E.S.P.	683,06	773,46	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	751,22	975,76	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre I 2023. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	Alumbrado Publico	Áreas Comunes	Comercial	Distrito de Riego	Industrial	Industrial Bombeo
AIRE	635,04	729,01	652,21	887,63	656,39	742,69
CARIBEMAR DE LA COSTA			670,08			
DICELER S.A. E.S.P			707,65			
ENERTOTAL S.A. ESP					725,19	
EPM S.A. ESP					494,06	
GREENYELLOW			469,21			
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			566,73		779,32	
VATIA S.A. ESP					525,51	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2023. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	Alumbrado Publico	Áreas Comunes	Comercial	Distrito De Riego	Industrial	Industrial Bombeo
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			596,87		826,42	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.					497,25	
VATIA S.A. E.S.P.					523,50	
DICELER S.A E.S.P.			747,15			
ENERTOTAL S.A. E.S.P.					735,00	
AIR-E S.A.S. E.S.P.	678,41	752,51	677,77	915,09	676,01	764,88
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP			476,48			

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2023. ADD Oriente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	Alumbrado Publico	Áreas Comunes	Comercial	Especial Asistencial	Industrial	Industrial Bombeo	Oficial	Provisional
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					633,71			
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			737,72		818,72			
ISAGEN S.A. E.S.P.			543,16		583,31			
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS					630,28			
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	593,48	594,64	582,60		566,48		547,29	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	576,93	571,26	575,94		576,64	572,39	565,53	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			571,94		610,43		671,83	
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELÉCTRICA S.A-E.S.P					575,27			
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.					601,74			
RUITOQUE S.A. E.S.P.			633,64		648,80		611,30	
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.					596,11			
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.	647,31	650,98	628,42	612,92	624,26		657,58	628,32
VATIA S.A. E.S.P.			574,59		578,51			
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P			676,44					
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			625,96		635,46			
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P					638,87			
ENERGIA & AGUA SAS ESP					704,34			
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP			607,91		610,46			
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP					559,51			
ENERMAS SAS ESP			631,15					
AIR-E S.A.S. E.S.P.			621,18		884,21			
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP			429,94				423,75	
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP					582,81			
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			587,52		590,54			

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2023. ADD Occidente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	Alumbrado Publico	Áreas Comunes	Comercial	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Industrial Bombeo	Oficial
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			814,62			1242,84		
ISAGEN S.A. E.S.P.						552,75		
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	694,65		361,45	352,10		349,16		343,81
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	574,84		564,63	548,69	519,29	550,70	558,47	576,24
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.			545,16			506,81		551,11
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			559,51			548,77		
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	570,86		585,66			557,48		563,29
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGIA ELÉCTRICA S.A-E.S.P			540,55			541,64		
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	617,47		572,79			584,28		637,22
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.	599,42		456,38			533,35		
VATIA S.A. E.S.P.			566,70			560,28		

EMPRESA	Alumbrado Publico	Áreas Comunes	Comercial	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Industrial Bombeo	Oficial
DICELER S.A. E.S.P.			563,67			577,59		
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	602,61		585,50	578,76	593,59	590,60		601,81
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			589,05			505,80		
COMPANÍA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.			475,39			421,30		343,25
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP			684,27					
QI ENERGY SAS ESP		630,49						
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP						546,67		
AIR-E S.A.S. E.S.P.			599,58					
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP			555,12					
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			567,54					

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2023. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta)

EMPRESA	Alumbrado Publico	Comercial	Industrial	Oficial
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS			682,24	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		622,17		656,71
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		632,20	593,25	585,98
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		617,26		
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	775,41		650,08	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.		692,91		657,74
RUITOQUE S.A. E.S.P.		674,99		
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.			649,54	
VATIA S.A. E.S.P.		645,67	649,47	
DICELER S.A. E.S.P.			653,87	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P		606,63		
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP			799,18	
AIR-E S.A.S. E.S.P.		666,84		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		613,57		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2023. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	Alumbrado Publico	Comercial	Especial Asistencial	Industrial	Oficial
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					608,54
SOUTH32 ENERGY S.A.S. E.S.P.					443,12
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		639,08			680,64
ISAGEN S.A. E.S.P.				541,91	532,22
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS		575,87			
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		545,12			546,35
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		534,33		534,25	549,22
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		553,65		619,21	551,78
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.					657,53
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.					578,36
RUITOQUE S.A. E.S.P.		579,86			582,91
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P					535,98
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.		554,08			
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.		656,48			
VATIA S.A. E.S.P.		553,99			542,92
DICELER S.A. E.S.P.				576,80	594,83
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P					653,79
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		617,77		726,46	612,77
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P		577,67			598,11
COMPANÍA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.				695,39	
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP		580,28			581,26
QI ENERGY SAS ESP		620,57	654,39		
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		539,38			
AIR-E S.A.S. E.S.P.		584,06			600,50
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP		512,64			

CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	587,38	578,27	571,21	607,37
SOL & CIELO ENERGIA SAS ESP			908,67	

Mínimo █ Máximo █ < CU SSPD █

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 202. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	Alumbrado Público	Áreas Comunes	Comercial	Distrito De Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Industrial Bombeo	Oficial
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							597,59		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P							677,50		
ISAGEN S.A. E.S.P.							518,78		
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			530,12			540,88	518,14		
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.			523,20			539,02	526,18		528,05
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.			529,10		544,85		542,60		
RUITOQUE S.A. E.S.P.							570,34		
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P							524,86		
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.			542,30						572,61
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.			657,91				671,39		
VATIA S.A. E.S.P.							541,71		
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P							646,94		
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			580,73				587,96		
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P							597,93		
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP							588,68		
QI ENERGY SAS ESP		623,56							
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP							529,52		
AIR-E S.A.S. E.S.P.	639,57	555,25	583,34	578,49			557,00	576,13	675,00
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP			520,19						
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP							543,57		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			553,92				598,04		

Mínimo █ Máximo █ < CU SSPD █

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2023. SIN ADD (Chocó)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		521,07
RUITOQUE S.A. E.S.P.	558,68	
AIR-E S.A.S. E.S.P.	579,51	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	545,21	

Mínimo █ Máximo █ < CU SSPD █

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre I 2023. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Oficial	Provisional
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		505,97			521,03		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		591,49					
ISAGEN S.A. E.S.P.		458,40			447,37		
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		460,77			452,05		
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	465,86	463,50		463,76	462,49	410,18	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	470,82	472,39			493,44		
RUITOQUE S.A. E.S.P.		506,35	692,81		530,38	491,11	
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P		460,81			461,26		
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.					572,04		
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.		519,67	550,89		521,58	563,10	531,77
VATIA S.A. E.S.P.		473,41			466,80		
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P		486,57					
ENERTOTAL S.A. E.S.P.					528,85		
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P					474,38		
QI ENERGY SAS ESP	548,97						

ENERMAS SAS ESP				544,30		
AIR-E S.A.S. E.S.P.		513,67				
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP		485,95				
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		480,49		483,25		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre I 2023. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	Comercial	Industrial	Oficial
ISAGEN S.A. E.S.P.		465,86	
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.		340,17	352,17
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	484,51	473,13	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	467,50	472,36	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	477,30	491,84	
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.		459,04	
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A.E.S.P	515,89	487,42	
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P		460,79	
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.	468,56	515,92	
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.		524,61	
VATIA S.A. E.S.P.		477,71	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	514,00	518,08	531,59
ENERTOTAL S.A. E.S.P.		521,29	
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		559,21	
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.		616,53	606,94
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP	510,20		
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP	469,72	468,06	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP	551,06		
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP		484,89	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		490,82	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre I 2023. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá y Huila)

EMPRESA	Comercial	Distrito De Riego	Industrial	Industrial Bombeo	Oficial
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	508,60		543,34		
ISAGEN S.A. E.S.P.	468,13		349,99		
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	530,71		530,98	524,78	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	480,11		471,37		604,44
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	471,00		472,21		466,16
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	481,55		490,90		
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	522,76	526,58	538,02		515,97
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P			472,53		
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.			518,02		
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.	586,61				
VATIA S.A. E.S.P.	489,69		486,53		
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P			508,89		
ENERTOTAL S.A. E.S.P.			514,47		
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P			547,72		
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP			614,89		
QI ENERGY SAS ESP			569,34		
FRANCA ENERGIA SA ESP			615,50		
AIR-E S.A.S. E.S.P.			555,89		
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP			458,28		
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP	492,39				
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	515,12		492,24		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre I 2023. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

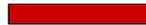
EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Industrial	Oficial
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		489,71		
ISAGEN S.A. E.S.P.		416,90	465,55	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.		431,02	442,02	503,02
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		417,92	437,25	420,86
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		437,74	509,90	
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.			488,72	
RUITOQUE S.A. E.S.P.			475,96	
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP.		550,12		
VATIA S.A. E.S.P.		510,18	446,15	
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P			448,80	
EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP			664,37	
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		515,25	554,05	
QI ENERGY SAS ESP	511,96			
ENERMAS SAS ESP			493,16	
AIR-E S.A.S. E.S.P.			529,48	
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP		483,12		
GAP ENERGY GROUP S.A.S ESP			502,84	
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.			589,89	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre I 2023. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		495,79	485,26
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	531,13	472,72	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		500,95	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	480,55		549,65
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA ELECTRICA S.A. E.S.P.			545,88
VATIA S.A. E.S.P.			511,51
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	572,97		575,23
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP	460,04		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.	513,97	534,54	523,19

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre I 2023. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Distrito De Riego	Industrial	Vivienda De Interés Social O Prioritario
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				541,17	
ISAGEN S.A. E.S.P.				513,65	
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.				445,33	
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		471,78		467,62	
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.				517,98	
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.				517,50	
AES COLOMBIA & CIA S C A E S P				469,18	
VATIA S.A. E.S.P.				490,38	
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P				553,38	
AIR-E S.A.S. E.S.P.	522,04	492,57	559,26	528,38	525,06
GREENYELLOW COMERCIALIZADORA SAS ESP		493,33			

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre I 2023. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ISAGEN S.A. E.S.P.		388,17	

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		396,07	348,44
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	481,22	478,73	
COMPANIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.		373,34	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre I 2023. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	Comercial	Industrial
ISAGEN S.A. E.S.P.		410,19
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	583,88	411,90
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		395,30
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		448,01

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre I 2023. ADD Oriente (Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

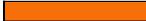
EMPRESA	Comercial	Industrial
ISAGEN S.A. E.S.P.	409,11	379,43
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.		393,07
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.		463,99
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P		479,73
MESSER ENERGY SERVICES SAS ESP		438,38

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre I 2023. ADD SUR (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	Industrial
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	449,37
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	480,10

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Nivel de Tensión 4, Trimestre I 2023. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	Comercial	Industrial	Oficial
ISAGEN S.A. E.S.P.		417,70	408,26
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.			457,44
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	404,82		410,42
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A E.S.P	452,31		
CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.		543,97	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre I 2023. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	Industrial
ISAGEN S.A. E.S.P.	409,31
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	486,41

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Boletín Tarifario

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



ENERO - MARZO
2023

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

