

Boletín Tarifario

DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE

OCTUBRE- DICIEMBRE
2022



Contenido

Introducción	3
1. Actualidad tarifaria	3
2. Panorama nacional	4
3. Componente de Generación (G)	7
4. Componente de Transmisión (T)	22
5. Componente de Distribución (D)	28
6. Componente de Comercialización (C)	39
7. Componente de Pérdidas (PR)	45
8. Componente de Restricciones (R)	50
9. Opción Tarifaria	56
10. Tarifas aplicadas	58
11. Usuarios no regulados	62

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 cuarto trimestre de 2022 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 información certificada al Sistema Único de Información (SUI) a través de diferentes formatos y formularios para los periodos 10M2022, 11M2022 y 12M2022. Esta información fue reportada por 41 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.



Como se había mencionado en el boletín anterior, uno de los cambios que se presentaron en el tercer trimestre del 2022 se encuentra relacionado con la Resoluciones CREG 058 de 2008 y 068 de 2008¹ y específicamente con la prestación del servicio por parte de la empresa CELSIA COLOMBIA SA ESP en el mercado Tolima, que 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; no obstante la entrada en vigencia de esta resolución y su impacto se observa en este trimestre.

En este sentido, la senda de ajuste del cargo de distribución de CELSIA COLOMBIA mercado Tolima en su proceso de incorporación al ADD Oriente, culminó en el mes de diciembre de 2022 donde el cargo de aplicado para el CU de ese mes, corresponde al mismo del ADD.

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 cuarto trimestre de 2022 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/2022</u>	<u>Temática</u>
RESOLUCIÓN No. 501 065 DE 2022	Por la cual se actualiza la base de activos del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. y se modifican los parámetros necesarios para determinar su remuneración en el Sistema de Transmisión Nacional.

Fuente: CREG –Normatividad

2. Panorama nacional

El análisis realizado del comportamiento tarifario durante el cuarto trimestre del 2022 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.

¹ Resoluciones CREG 058 de 2008 y 068 de 2008.



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 las empresas que son incumbentes 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 41 empresas que prestan el servicio de comercialización de energía eléctrica en el país con destino al mercado regulado, los tres CU más altos para este cuarto trimestre de 2022 corresponden a EMEVASI S.A en su mercado de Sibundoy con valores de 952,13\$/kWh y 937,56 \$/kWh para los meses de octubre y diciembre respectivamente y el tercer CU mayor igual a 927,36 \$/kWh lo tiene la empresa CELSIA COLOMBIA S.A E.S.P en el mercado Tolima para el mes de octubre de 2022. 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 CELSIA COLOMBIA S.A E.S.P para el mercado Tolima en octubre de 2022 es de 770,22 \$/kWh; de las dos empresas anteriormente mencionadas CELSIA COLOMBIA S.A E.S.P es la única empresa acogida a la opción tarifaria.

En cuanto a la empresa con menor valor del CU transferido a los usuarios finales para el cuarto trimestre de 2022 se encuentra en los mercados Cali y Bogotá, de los cuales ninguno corresponde a opción tarifaria, el comercializador BIA ENERGY SAS. con valores de CU de 581,30 \$/kWh (Bogotá), y 609,62 \$/kWh (Cali) para el mes de diciembre de 2022 y ENEL X COLOMBIA con 589,47 \$/kWh en el mercado Bogotá también para diciembre de 2022.



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	664,06
POPAYAN - PURACE	OCCIDENTE	710,32
BOGOTÁ	ORIENTE	710,42
ARAUCA	ORIENTE	712,96
BOYACA	ORIENTE	729,02
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	OCCIDENTE	739,43
HUILA	ORIENTE	740,91
TULUA	OCCIDENTE	742,50
CELSIA VALLE DEL CAUCA	OCCIDENTE	744,81
CAUCA	OCCIDENTE	752,14
NARIÑO	OCCIDENTE	754,02
CAQUETA	SUR	757,56
CALDAS	CENTRO	759,60
ANTIOQUIA CREG 078/07	CENTRO	764,43
CARTAGO	OCCIDENTE	765,02
RUITOQUE	CENTRO	770,12
META	SUR	776,23
CHOCO	SIN ADD	778,13
PEREIRA	CENTRO	780,18
TOLIMA	SIN ADD	787,04
CARIBE SOL	SIN ADD	788,88
CARIBE MAR	SIN ADD	792,07
BAJO PUTUMAYO	SUR	794,21
QUINDIO	CENTRO	794,76
PUTUMAYO	SUR	795,70
NORTE DE SANTANDER	CENTRO	802,83
SANTANDER	CENTRO	806,87
CASANARE	SUR	813,46
SIBUNDOY	SUR	937,21

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De la Tabla 2 se entiende, que, en promedio, los mercados de comercialización de Sibundoy, Casanare y Santander 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 2022, entendiendo que el número de usuarios crece cada año, se realizó una revisión de esta clasificación con el número de usuarios a septiembre de 2022 manteniendo la agrupación establecida en el primer trimestre de 2022. Sin embargo, para las empresas EMCALI y EDEQ se identificó que tuvieron un aumento del número de usuarios que los haría cambiar de grupo, pero se considera no es representativo para cambiarlos del grupo actual, debido a que el número de usuarios se acerca más al rango de los grupos a los que pertenecen.

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 4807,71 \$/USD.

Grupo 1

El valor promedio para el cuarto trimestre de 2022 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 279,62 \$/kWh, 12,90 \$/kWh por debajo respecto al tercer trimestre de 2022 que representa una disminución del 4,84%. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde nuevamente a la empresa ENEL COLOMBIA para el mes de



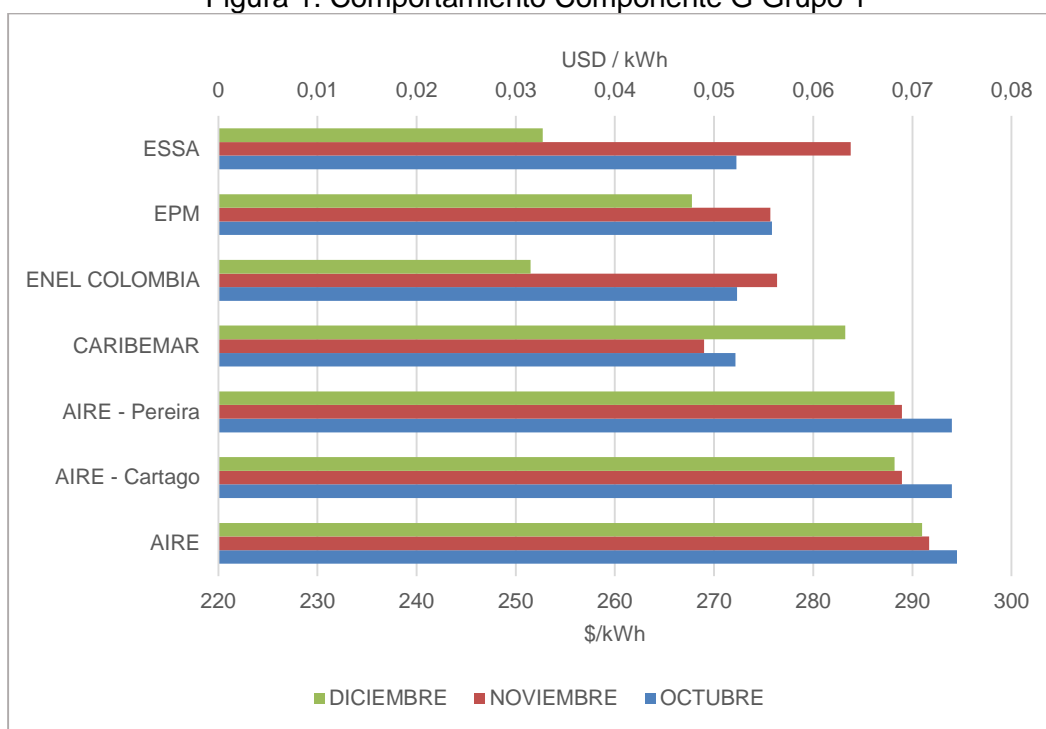
diciembre de 2022 con un valor igual a 251,49 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a AIRE con 294,49 \$/kWh para el mes de octubre de 2022. Ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

Tabla 3: valor promedio componente de generación 4 T

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
AIRE	294,49	291,70	290,97
AIRE - Cartago	293,97	288,96	288,20
AIRE - Pereira	293,97	288,96	288,20
CARIBEMAR	272,16	269,01	283,24
ENEL COLOMBIA	272,32	276,35	251,49
EPM	275,85	275,68	267,78
ESSA	272,24	283,79	252,72

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 cuarto trimestre de 2022 corresponde a 287,01 \$/kWh, 4,9% por encima del promedio del tercer trimestre del año 2022. Con un valor de 226,97 \$/kWh, CHEC S.A. E.S.P. presentó para el trimestre, el menor costo del componente G en el mes de diciembre de 2022; por otro lado, el



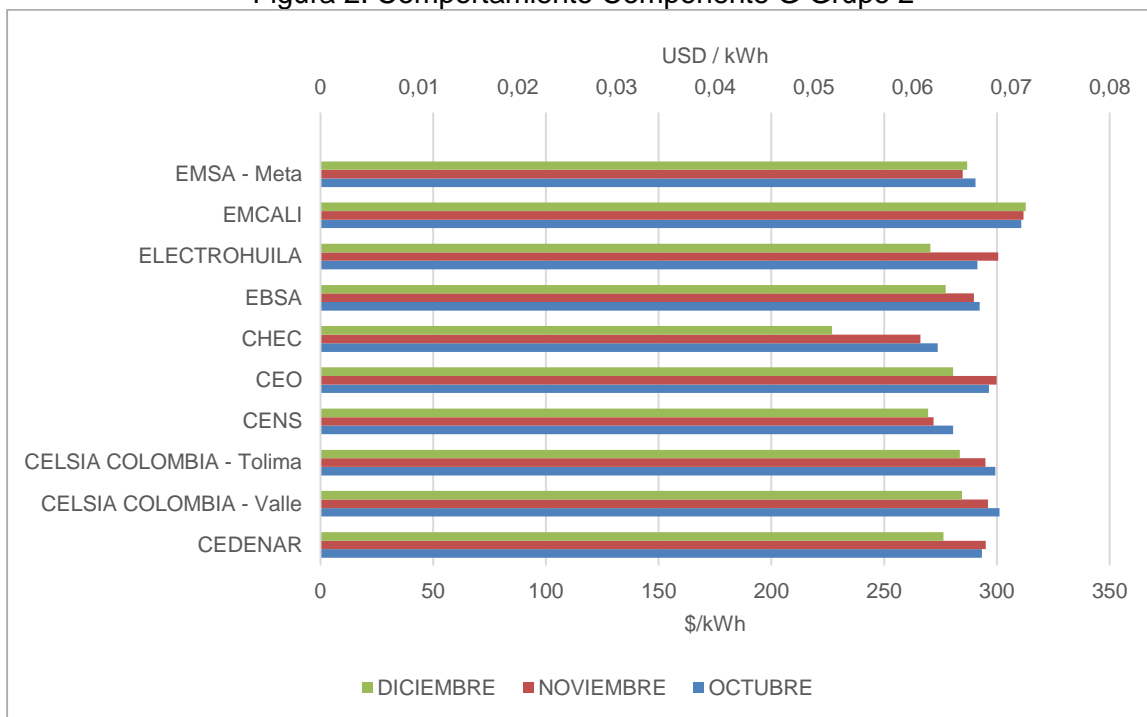
mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde a EMCALI E.I.C.E. E.S.P. para el mes de junio de 2022, con un valor igual a 312,86 \$/kWh.

Tabla 4. Comportamiento Componente G Grupo 2

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CEDENAR	293,32	295,14	276,26
CELSIA COLOMBIA - Valle	301,22	296,06	284,57
CELSIA COLOMBIA - Tolima	299,35	294,97	283,51
CENS	280,53	271,98	269,57
CEO	296,55	299,93	280,58
CHEC	273,82	266,11	226,97
EBSA	292,43	289,80	277,26
ELECTROHUILA	291,35	300,66	270,45
EMCALI	310,79	311,84	312,86
EMSA - Meta	290,53	284,91	286,90

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 284,36 \$/kWh, 4,0% por encima del promedio del tercer trimestre de 2022 equivalente a 10,86\$/kWh. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la Empresa EDEQ.



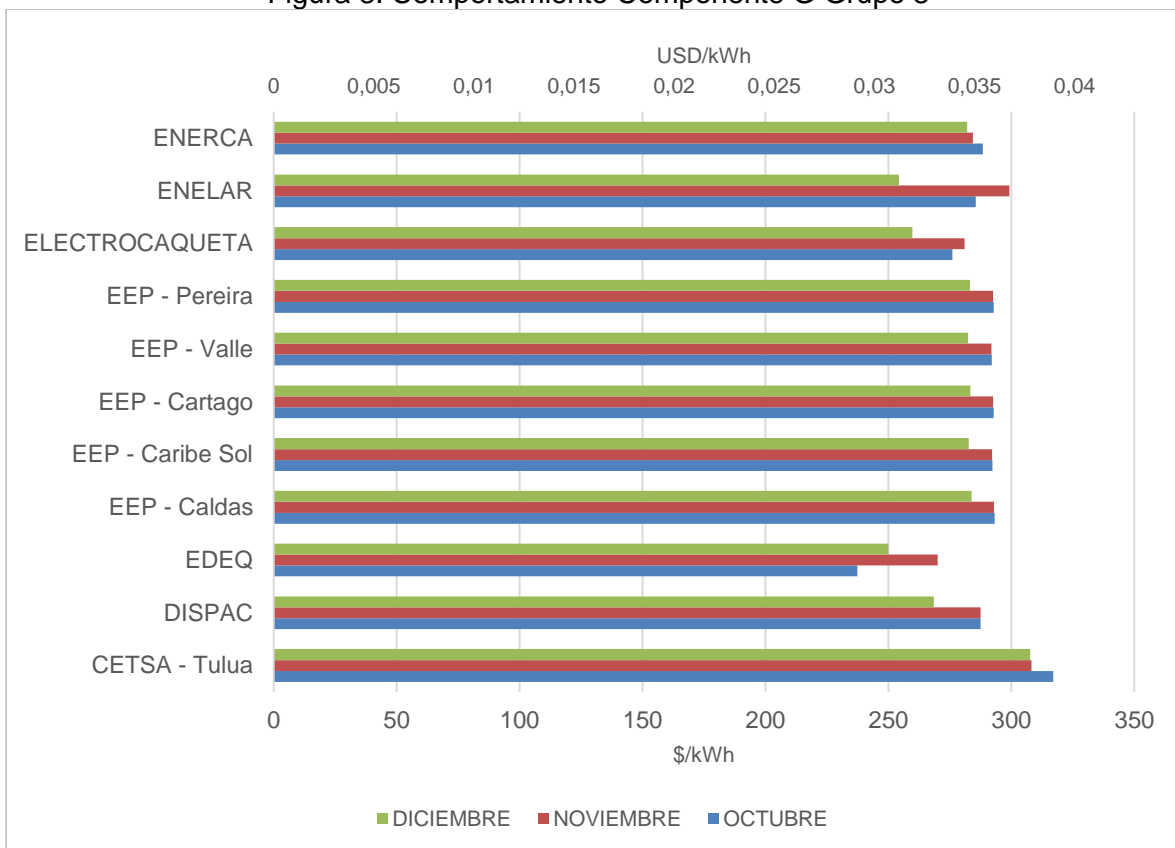
para el mes de octubre de 2022 igual a 237,31 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a CETSA S.A. E.S.P., con un valor de 317,01 \$/kWh para el mes de octubre de 2022.

Tabla 5. Comportamiento Componente G Grupo 3

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CETSA - Tuluá	317,04	308,21	307,68
DISPAC	287,46	287,48	268,50
EDEQ	237,31	269,97	249,94
EEP - Caldas	293,21	292,88	283,74
EEP - Caribe Sol	292,21	292,07	282,62
EEP - Cartago	292,77	292,52	283,24
EEP - Valle	291,96	291,86	282,33
EEP - Pereira	292,73	292,50	283,20
ELECTROCAQUETA	276,03	280,99	259,66
ENELAR	285,46	299,21	254,32
ENERCA	288,39	284,28	281,98

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., Dixel S.A. E.S.P., Dixeler S.A. E.S.P., PEESA S.A. E.S.P., ASC Ingeniería S.A.S. E.S.P., Enermás S.A. 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 289,60 \$/kWh, 9,5% por encima del promedio del tercer trimestre de 2022 y que equivale a 25,01\$/kWh. Así mismo, el menor valor reportado corresponde a ENERBIT, con un valor igual a 187,45 \$/kWh para el mes de diciembre de 2022, mientras que el valor más alto lo publicó ASC INGENIERIA en el mes de diciembre con un valor promedio en el componente de 362,48 \$/kWh.

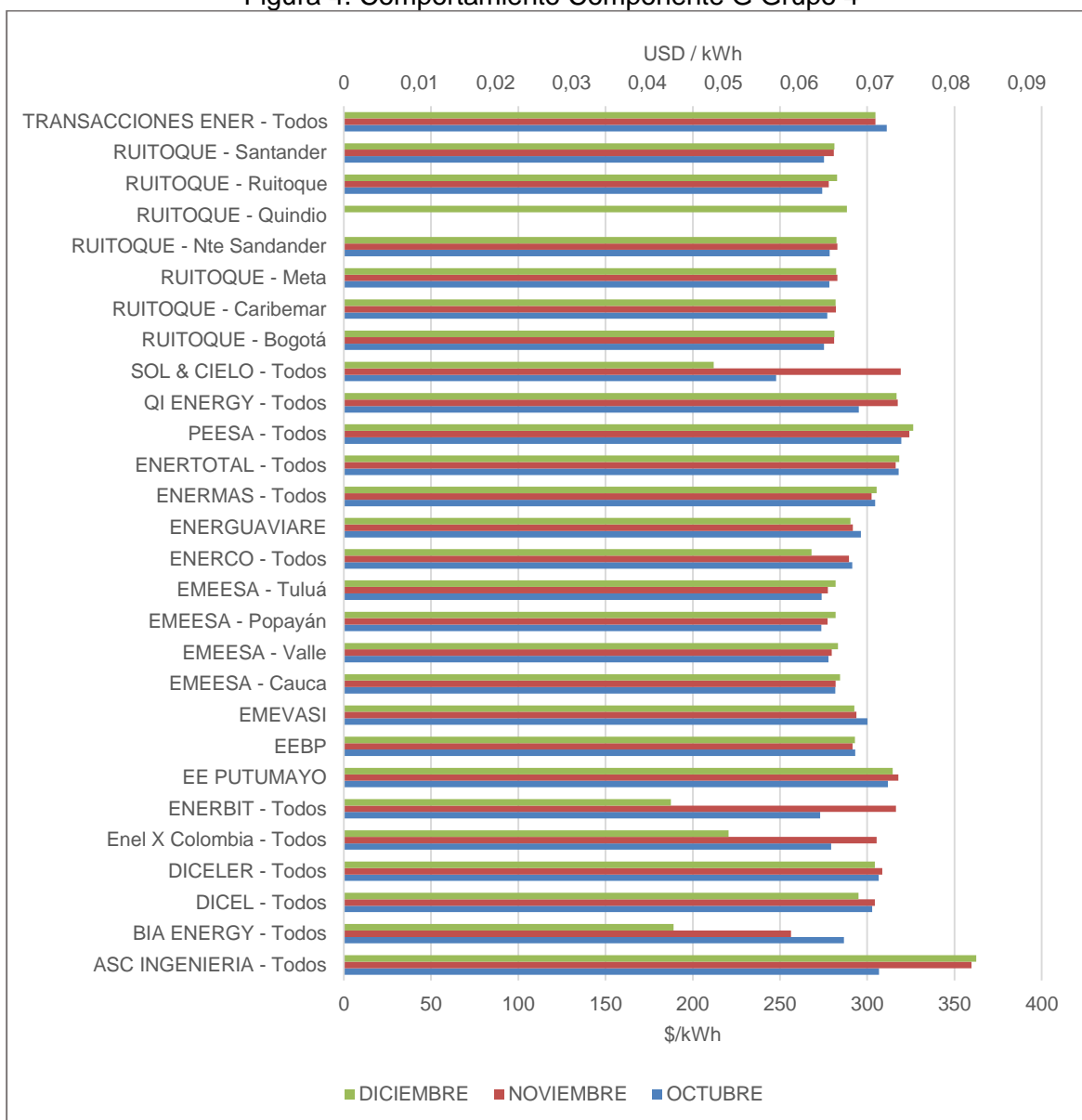
Tabla 6. Comportamiento Componente G Grupo 4

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
ASC INGENIERIA - Todos	306,67	359,79	362,48
BIA ENERGY - Todos	286,68	256,35	189,04
DICEL - Todos	302,75	304,27	295,00
DICELER - Todos	306,56	308,54	304,36
Enel X Colombia - Todos	279,21	305,33	220,58
ENERBIT - Todos	272,99	316,48	187,45
EE PUTUMAYO	311,91	317,87	314,51
EEBP	293,12	291,53	292,89
EMEVASI	300,08	293,70	292,54
EMEESA - Cauca	281,63	281,83	284,38
EMEESA - Valle	277,84	279,64	283,16
EMEESA - Popayán	273,70	277,26	281,82
EMEESA - Tuluá	273,89	277,36	281,88
ENERCO - Todos	291,36	289,50	268,00
ENERGUAVIARE	296,32	291,74	290,33
ENERMAS - Todos	304,49	302,47	305,31
ENERTOTAL - Todos	318,01	316,29	318,28
PEESA - Todos	319,52	324,13	326,38
QI ENERGY - Todos	295,17	317,43	316,85
SOL & CIELO - Todos	247,71	319,16	212,06
RUITOQUE - Bogotá	275,22	280,93	281,15
RUITOQUE - Caribemar	277,08	282,08	281,80

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
RUITOQUE - Meta	278,26	282,81	282,21
RUITOQUE - Nte Sandander	278,45	282,92	282,29
RUITOQUE - Quindío			288,36
RUITOQUE - Ruitoque	274,12	277,87	282,66
RUITOQUE - Santander	275,16	280,90	281,13
TRANSACCIONES ENER - Todos	311,24	304,74	304,74
VATIA - Todos	293,61	297,52	281,50

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 4. Comportamiento Componente G Grupo 4



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE



La información que no se muestra en la tabla para la empresa RUITOQUE, obedece estrictamente al mes en que el prestador comenzó su operación en dicho mercado.

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 cuarto trimestre de 2022, el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos bilaterales (Q_c) fue de 90,55%, 3,95% por encima respecto al tercer trimestre de 2022.

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:

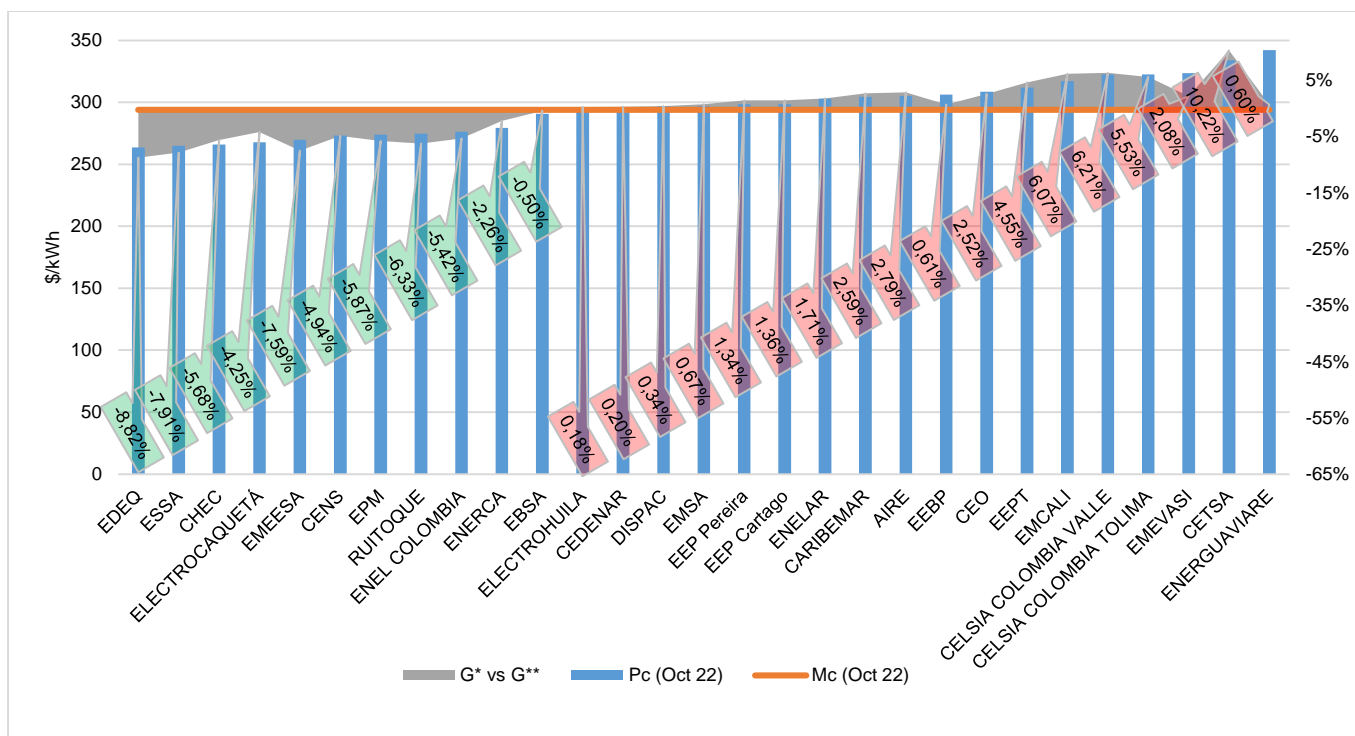
$$G^{**}_{m,i,j} = Q_{c_{m-1,i}} * (\alpha_{i,j} * Mc_{m-1} + (1 - \alpha_{i,j}) * Mc_{m-1}) \Rightarrow G^{**}_{m,i,j} = Q_{c_{m-1,i}} * Mc_{m-1}$$

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 cuarto trimestre del año 2022, 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.

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

Figura 5. Comportamiento G contratos vs G Neutro octubre 2022

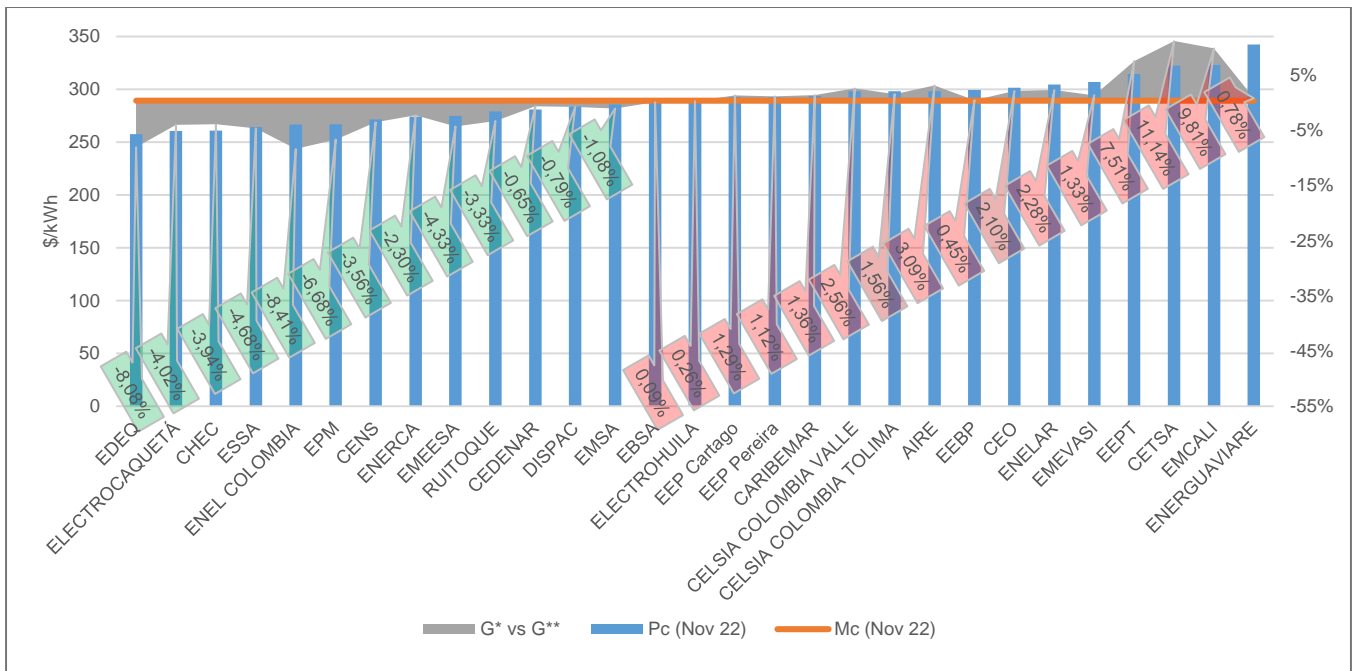


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Como se observa en la Figura 5, para el mes de octubre de 2022 es posible identificar que EDEQ presenta el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una reducción aproximada del 8,82% 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 8,82% menor al que percibirían en el caso en que la variable P_c fuera igual a la variable M_c . Por otro lado, ENERGUAVIARE, para el mismo mes presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 0,60% 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 0,60% mayor al que percibiría en el caso en que la variable P_c fuera igual a la variable M_c .

Para el mes de noviembre de 2022, EDEQ presentó el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una reducción aproximada del 8,08% de la variable G^* respecto a G^{**} . Por su parte, ENERGUAVIARE presentó nuevamente el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 0,78% de la variable G^* respecto la variable G^{**} . Ver Figura 6

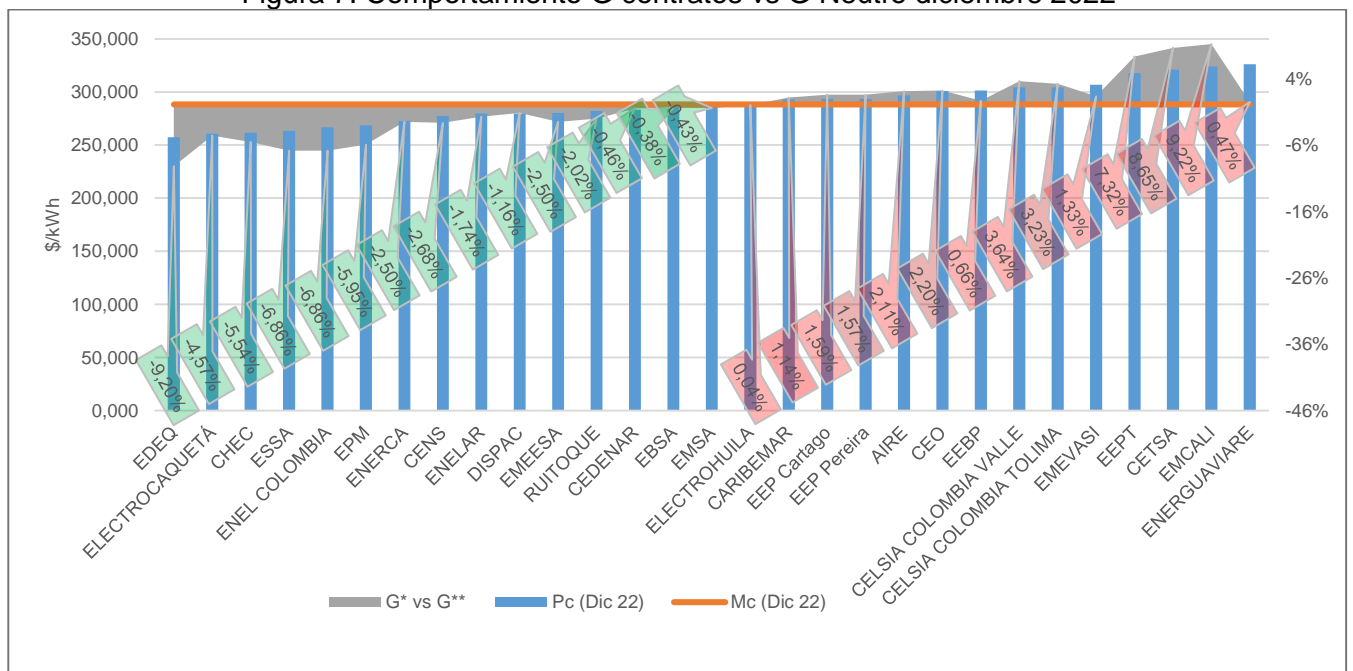
Figura 6. Comportamiento G contratos vs G Neutro noviembre 2022



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Finalmente, para el mes de diciembre de 2022, EDEQ presentó nuevamente el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una reducción aproximada del 9,20% de la variable G^* respecto a la variable G^{**} . Por su parte, ENERGUAVIARE presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que significa un aumento aproximado del 0,47%. Ver Figura 7

Figura 7. Comportamiento G contratos vs G Neutro diciembre 2022





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 4T

Variable	Octubre	Noviembre	Diciembre
Qc prom (%)	90,25%	90,39%	91,01%
Pb prom(\$/kWh)	227,705	250,369	163,312
Pc prom (\$/kWh)	293,783	287,043	287,236

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 CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P., EMCALI EICE ESP. y CELSIA COLOMBIA S.A. Para ambos casos, solo se analizó lo correspondiente a contratos bilaterales al poder tomar la información del Formato T10 reportado por XM S.A. E.S.P.

Comportamiento de los Precios en Bolsa de los comercializadores

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

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

Como se mostró en el análisis asociado a las compras en contratos bilaterales, el aporte de las compras en contratos del componente de Generación de un comercializador está en función del P_c , M_c , Alfa y Q_c mientras que, para el aporte de las compras en bolsa² al componente de Generación es directo (pass 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:

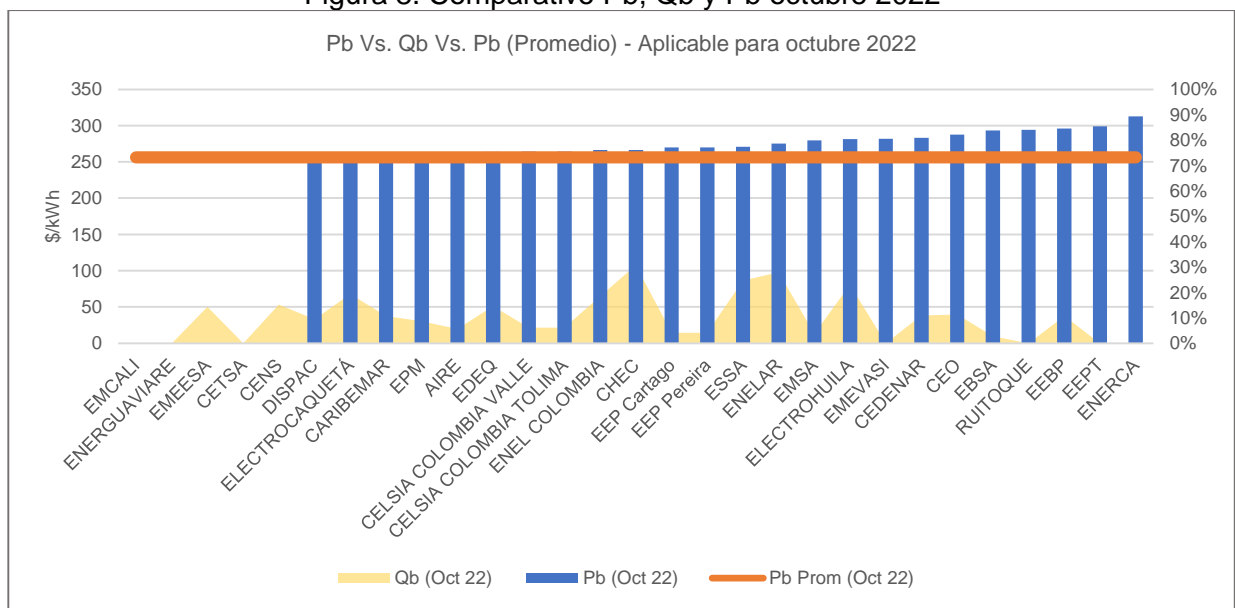
² La variable Q_{agd} corresponde a la porción de la demanda regulada cubierta con compartes al usuario AGPE y GD en el marco de la Resolución CREG 174 de 2021. A hoy, conforme a lo reportado por las empresas al SUI, la variable Q_{agd} alcanza valores muy por debajo del 1%.



$$G_{Bolsa} = (1 - Qc_{m-1,i} - Qagd_{m-1,i}) * Pb_{m-1,i}$$

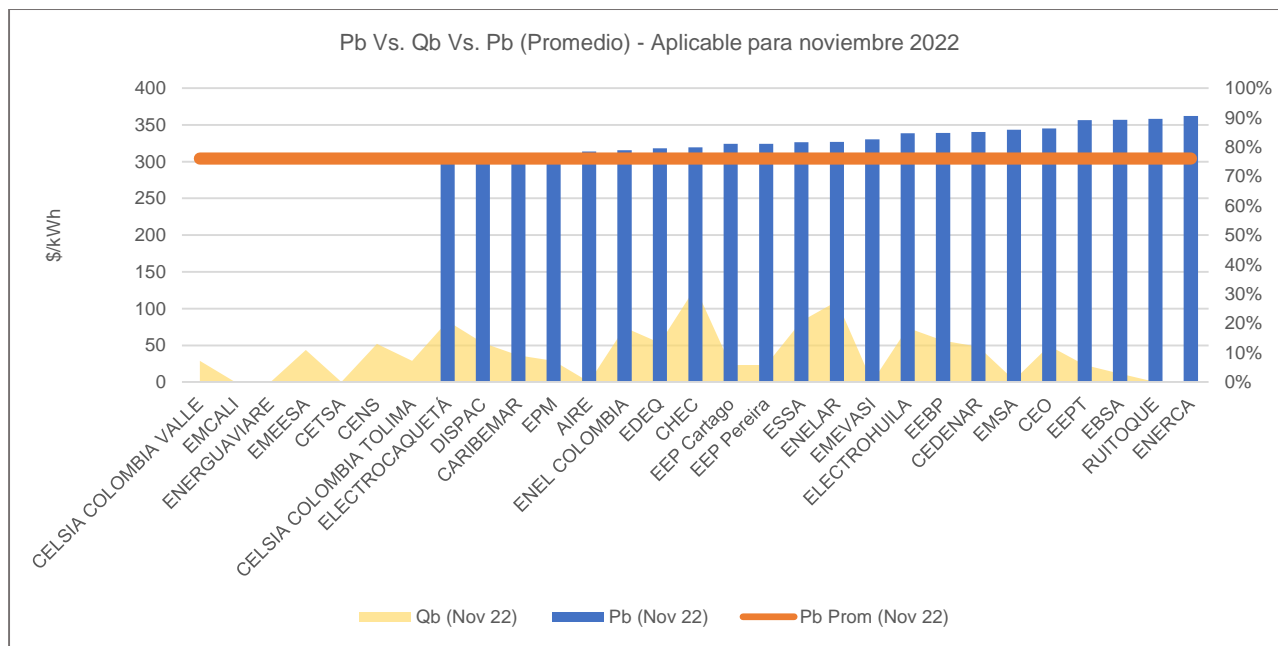
Aclarado lo anterior, en la Figura 8, Figura 9 y Figura 10 se compara mensualmente el Pb trasladado por los comercializadores en el componente de Generación para el mes m, junto con el Qb y el Pb Promedio del mercado aplicado para ese mismo mes. Lo anterior, con el objeto de evidenciar, en función de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

Figura 8. Comparativo Pb, Qb y Pb octubre 2022



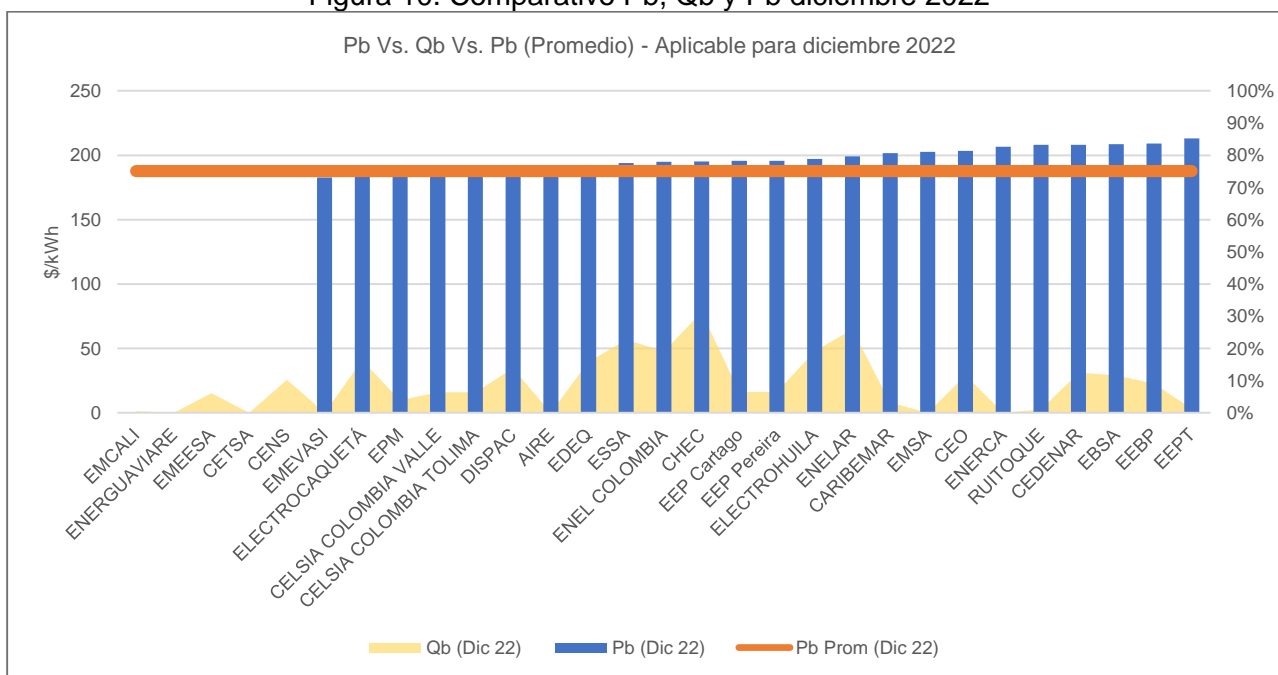
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 9. Comparativo Pb, Qb y Pb noviembre 2022



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 10. Comparativo Pb, Qb y Pb diciembre 2022



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Las empresas ubicadas al inicio en la gráfica para el mes de octubre refiriéndonos específicamente a EMEESA S.A., EMCALI EICE ESP., CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P., se encuentran en esa posición porque no han certificado la información del Formato T9 del SUI, o la calidad de esta es insuficiente no permitiendo realizar



el respectivo análisis. Para el caso de la empresa CETSA y ENERGUAVIARE ESP , que tiene valores de Pb iguales a cero, pero no se encuentra al final de la gráfica, indica que es una empresa que para ese periodo tenía el 100% de su demanda contratada a través de contratos a mediano y largo plazo. Celsia Colombia en el mercado Tolima y Valle no reportaron el Formato T9 en noviembre del 2022.

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 atener en algún punto del día su demanda, pero estas compras no pueden ser trasladadas el 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 4T

COMERCIALIZADOR	G TRANSITORIO (\$/kWh)		
	oct-22	nov-22	dic-22
AIRE	0,14	0,14	0,18
CARIBEMAR	0,16	0,19	0,22
CELSIA COLOMBIA	0,65		0,84
CHEC	0,86	0,93	0,93
CETSA	0,30	0,30	0,26
CEO	0,11	0,13	0,83
ESSA	0,66	0,72	0,69
ELECTROHUILA	0,87	0,95	0,90
EMSA		0,27	2,82
ENELAR	0,48	0,64	0,62
EBSA	0,33	0,29	0,26
ENERCA	0,27	0,36	0,28
EEP	1,83	2,32	2,25



COMERCIALIZADOR	G TRANSITORIO (\$/kWh)		
	oct-22	nov-22	dic-22
EDEQ	0,53	0,64	0,60
EPM	0,63	0,57	0,60
ENEL COLOMBIA	0,91	0,12	0,12
ENERCO	1,54	1,13	1,86
ENERTOTAL	0,49	0,43	0,43
PEESA	0,22	0,26	
RUITOQUE	1,96	2,53	1,94
SOL Y CIELO		3,76	25,34
VATIA	0,19	0,23	0,20

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

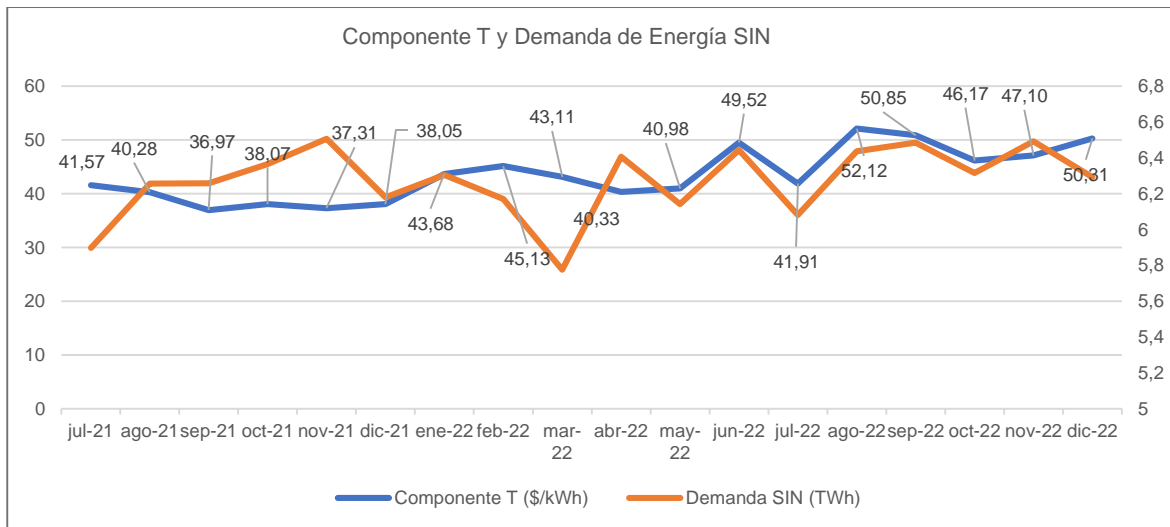
4. Componente de Transmisión (T)

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 4T



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 tercer trimestre de 2021, se evidencia que el componente fue disminuyendo mes a mes hasta llegar a 36,97 \$/kWh, estando muy por debajo respecto del valor del julio de 2021 que fue de 41,57 \$/kWh.

Para el último 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%.

Verificada la información publicada por XM en el enlace “*Liquidación STN – soporte facturación STN*”, se evidenció que los ajustes aplicados en el cuarto trimestre de 2022 se deben a las siguientes causales.

Octubre de 2022

- Ajuste a la facturación STN de julio de 2022. i) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC. ii) Modificación de la demanda transportada en el STN.
- Ajuste a la facturación STN de agosto de 2022. i) Modificación en la demanda real del STN. ii) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC. iii) Modificación en las compensaciones del STN del Grupo de Energía de Bogotá
- Ajuste a la facturación STN de abril de 2022. i) Modificación en la demanda real del STN. ii) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC.

Noviembre de 2022



- Ajuste a la facturación STN de mayo de 2022. i) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC. ii) Modificación de la demanda real del STN.
- Ajuste a la facturación STN de septiembre de 2022. i) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC. ii) Modificación de la demanda real del STN.

Diciembre de 2022

- Ajuste a la facturación STN de junio de 2022. i) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC. ii) Modificación de la demanda real del STN.

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 diciembre de 2022 con \$ 317.323 millones y su menor valor se presentó en el mes de noviembre con un valor de \$ 295.261 millones. Sin embargo, estos valores son superiores a los presentados en el tercer trimestre de 2022 cuyo promedio fue de 290.309 millones de pesos.

Por ejemplo, para el cuarto trimestre de 2022, 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 \$50.308 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 cuarto trimestre de 2022³.

Octubre de 2022

Tabla 9. Proyectos con retraso octubre 2022

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$18.441.554.807
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$279.685.457
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$418.446.023

³ Información publicada por XM en el archivo liquidación STN – cargos estimados para los meses de julio, agosto y septiembre de 2022.



Fuente: XM

Noviembre de 2022

Tabla 10. Proyectos con retraso noviembre 2022

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
Eólica Costa Atlántica S.A.S. E.S.P.	VTG	Valor Total Garantizado asociado a garantías ejecutadas	\$567.593.181
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$19.610.817.588
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$444.977.048
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$297.418.549

Fuente: XM

Diciembre de 2022

Tabla 11. Proyectos con retraso diciembre 2022

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$9.459.071.402
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$316.250.892
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$473.155.361

Fuente: XM

La demanda del sistema presentó diferencias en los periodos analizados, puesto que para el mes de noviembre aumento a 6.492 millones de kWh y para el mes de diciembre disminuyó hasta llegar a 6.292 millones de kWh. El aumento en noviembre fue de 177 millones de kWh respecto a octubre, equivalente a un 2,81% y la disminución en diciembre respecto de octubre fue de 199 millones de kWh, equivalente a un 3,08%.

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

Tabla 12. Calculo del componente de Trasmisión 4T

		oct-22	nov-22	dic-22	
A - B - C = D E	A	Ingreso Regulado Mensual (antes de compensaciones (COP))	305.636.967.465	316.465.342.659	327.923.544.778
	B	Ingreso Variante Guatape (\$)	214.214.595	217.673.867	219.510.975
	C	Otros Conceptos (\$)	19.139.686.287	20.920.806.366	10.248.477.655
	D	Ingreso Regulado Bruto que pagan los comercializadores (\$)	304.780.109.085	295.326.862.426	317.455.556.148
	E	Ingreso a Compensar (\$)	2.259.157.459	65.449.459	131.918.272

		oct-22	nov-22	dic-22
D - E = F	Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	302.520.951.626	295.261.412.967	317.323.637.876
G	Energía del SIN (kWh)	6.315.318.629	6.492.606.172	6.292.788.991
H	ΔT (\$/kWh)	1,19	1,622273	-0,119599
(F / G) + H	Componente T (\$/kWh)	46,17	47,10	50,31

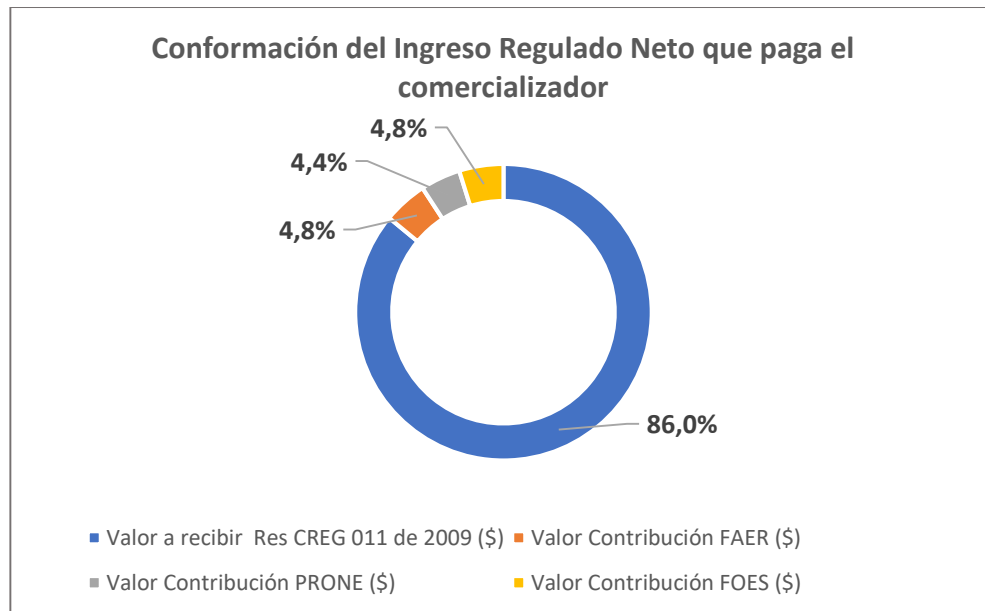
Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

Para este trimestre se resalta el efecto que tuvo en octubre de 2022 la aplicación de la Resolución CREG 101 031 de 2022, ya que gracias a que gran parte de los transmisores nacionales se acogieron al cambio de indexador aplicable a la metodología de cálculo del componente de transmisión, se logró una reducción de 3,64 \$/kWh. Lo anterior indica que, si no se hubieran acogido, el componente de transmisión hubiera correspondido a 59,81 \$/kWh.

Así mismo, para el mes octubre de 2022, los transmisores redujeron su ingreso regulado mensual antes de compensaciones en 23.000 millones de pesos pasando de 328.641 millones a 305.636 millones.

En promedio para el cuarto trimestre de 2022, 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)⁴ 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.

⁴ ADD Centro: Santander, Norte de Santander, Caldas, Risaralda, Quindío y Antioquia.

ADD Occidente: Valle del Cauca, Cauca y Nariño.

ADD Oriente: Boyacá, Arauca, Huila, Cundinamarca y Bogotá D.C.

ADD Sur: Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.



Teniendo en cuenta lo anterior, para el análisis de este componente se procedió a agrupar las empresas de acuerdo a su ADD, creando además un grupo denominado 'sin ADD', el cual corresponde a las empresas que no pertenecen a ningún Área de Distribución⁵.

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

Es importante tener en cuenta que las empresas pertenecientes a un ADD aplican el denominado 'DtUN', el cual corresponde al cargo de distribución único por nivel de tensión de cada ADD y es calculado por XM S.A. E.S.P. con información reportada por cada una de las empresas. Por su parte, las empresas que no se encuentran dentro de un ADD aplican el 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).

⁵ DISPAC S.A. E.S.P.: Chocó; AIR-E: Atlántico, La Guajira, Magdalena,; Caribemar de la Costa: Cesar, Bolívar, Córdoba y Sucre, ENERGUAVIARE E.S.P.: Guaviare; CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.: OR Tolima.



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

Tabla 13. Componente Distribución 4T

ADD	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
CENTRO	303,00	305,31	307,61	
OCCIDENTE	263,03	270,17	271,49	
ORIENTE	251,48	258,43	241,94	
SUR	305,38	299,89	305,13	
SIN ADD	DISPAC S.A. E.S.P	189,22	189,12	191,34
	ENERGUAVIARE SA ESP	212,64	183,50	186,22
	CARIBEMAR S.A.S. E.S.P.	224,50	240,94	233,67
	AIR-E S.A.S. E.S.P.	180,97	180,46	188,05

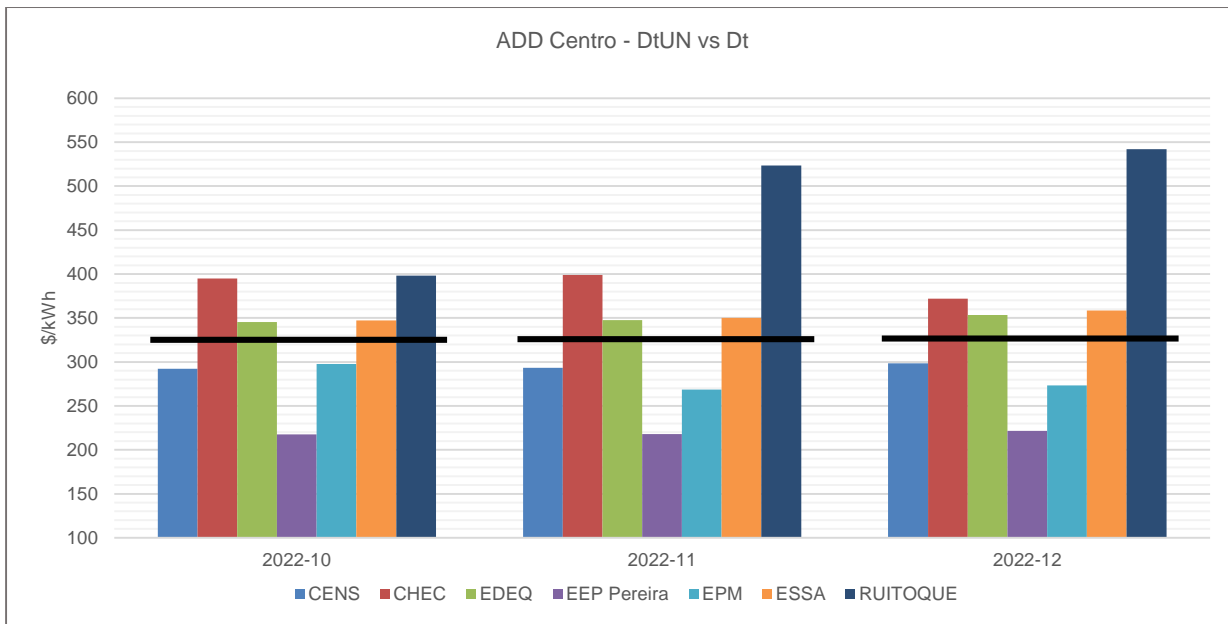
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De acuerdo con la Tabla 13, para el cuarto trimestre de 2022, el valor más alto se presentó para el ADD centro en el mes de diciembre con 307,61 \$/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 pérdidas 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 180,46 \$/kWh en el mes de noviembre de 2022.

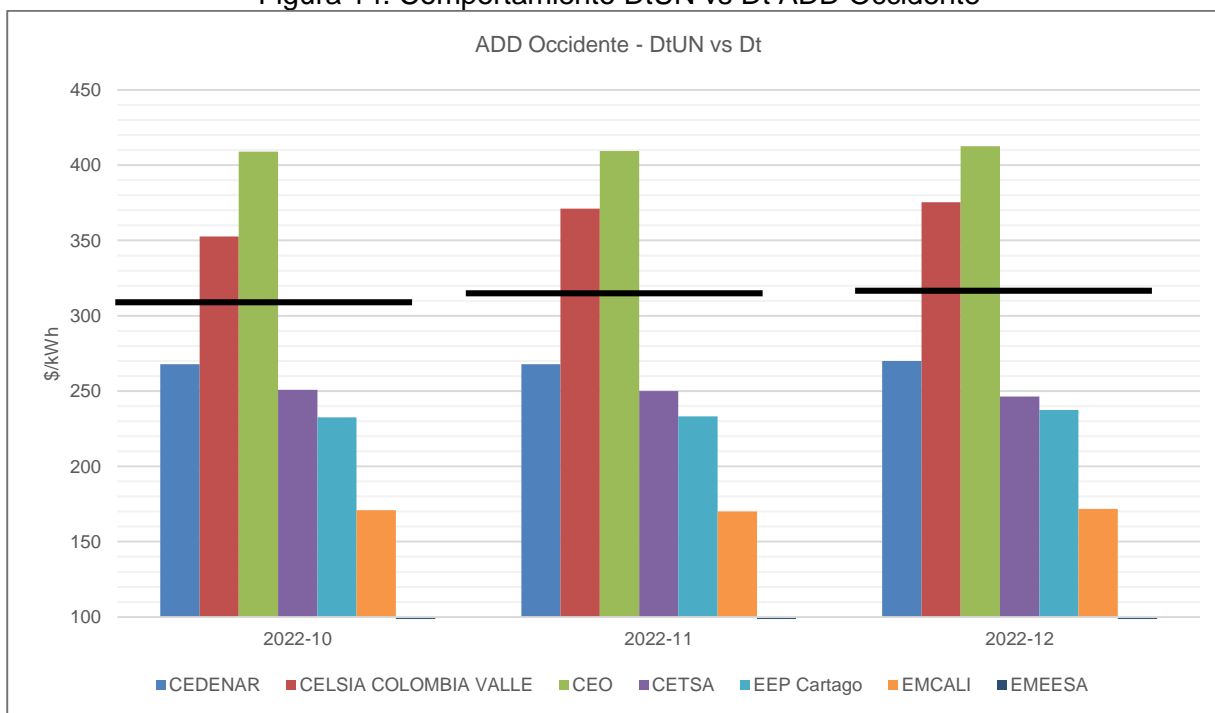
De igual manera, y con el objeto de ilustrar de mejor manera el impacto positivo que tiene la metodología de las ADD, se muestran 4 gráficas por cada una de las áreas de distribución donde se compara el cargo por uso de nivel de tensión 1 (barras) con propiedad de activos del OR de cada distribuidor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

Figura 13. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Centro



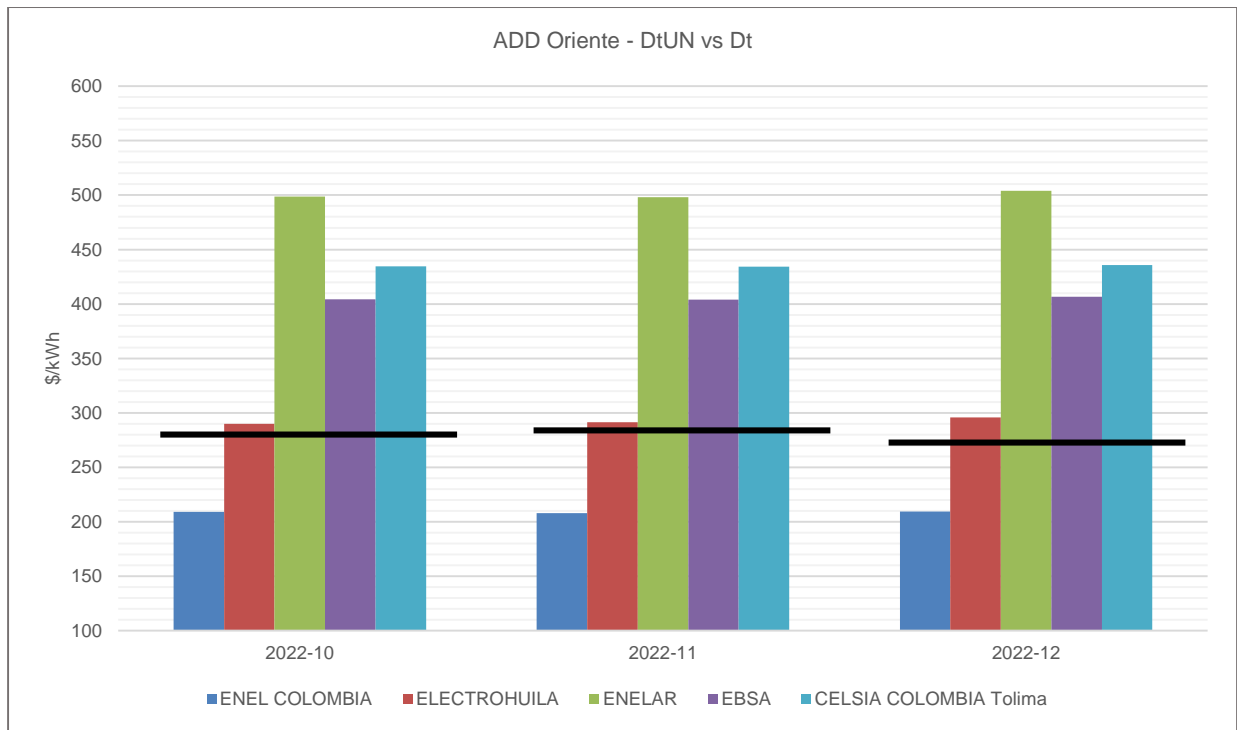
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 14. Comportamiento DtUN vs Dt ADD Occidente



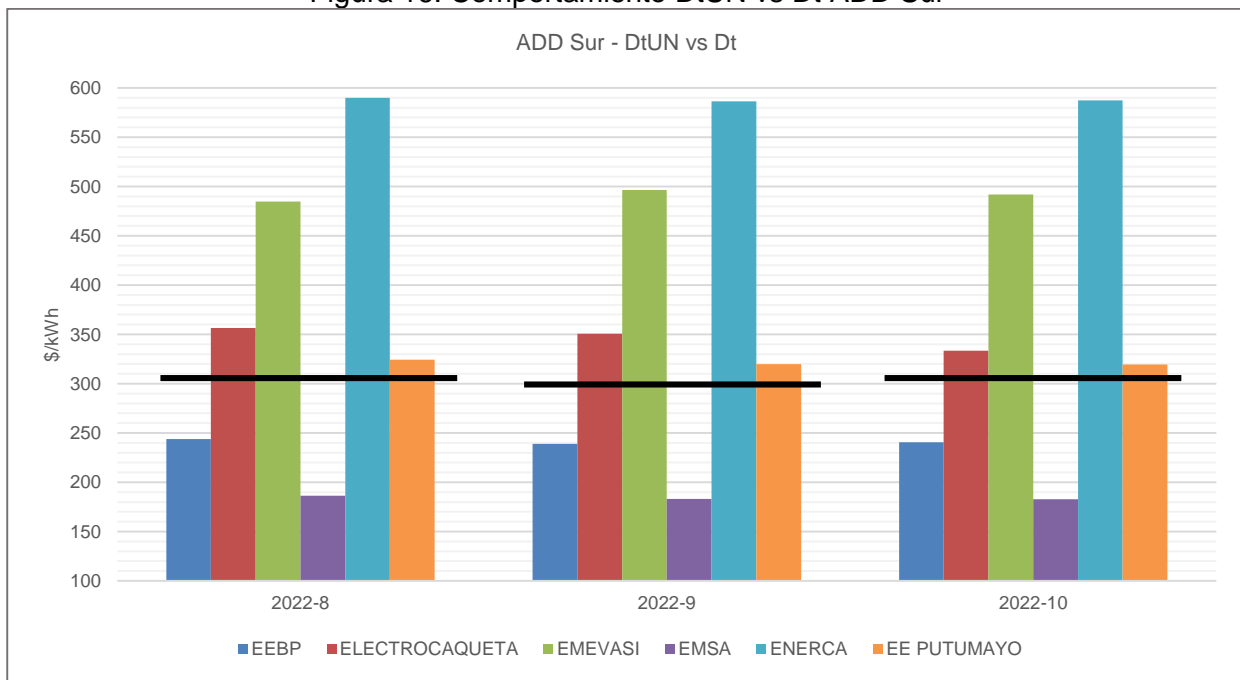
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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 4T

Operador de Red	MERCADO	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
DISPAC	CHOCÓ	0,95	0,96	0,97
EBSA	BOYACA	13,92	14,02	14,13
ENELAR	ARAUCA	-6,42	-6,47	-6,52
ESSA	SANTANDER	6,28	6,35	6,47
CENS	NORTE DE SANTANDER	7,46	7,59	7,73
CHEC	CALDAS	3,28	3,32	3,38
ENERGIA DE PEREIRA	PEREIRA	5,94	6,02	6,13
EDEQ	QUINDIO	7,43	7,53	7,67
EMCALI EICE ESP	CALI-YUMBO-PUERTO TEJADA	2,14	2,15	2,17
CETSA	TULUA	12,08	12,06	12,15
ENERGIA DE PEREIRA	CARTAGO	7,81	7,91	8,06
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	18,00	17,89	18,03
ELECTROHUILA	HUILA	-7,57	-7,70	-7,84
ELECTROCAQUETA	CAQUETA	-9,16	-9,23	-9,30
CEO	CAUCA	1,75	1,77	1,78
CEDENAR	NARIÑO	2,63	2,63	2,65
EMSA	META	9,39	4,75	4,84
ENEL COLOMBIA	BOGOTA-CUNDINAMARCA CREG 199/16	0,22	0,22	0,22
EMEESA	POPAYAN-PURACÉ	0,00	0,00	0,00
RUITOQUE	RUITOQUE	-66,10	45,19	45,54
CARIBEMAR	CARIBE MAR	10,48	10,61	10,81
AIR-E	CARIBE SOL	7,98	8,02	8,09
EPUTUMAYO	PUTUMAYO	-5,33	-5,42	-5,52
CELSIA COLOMBIA	CELSIA-VALLE DEL CAUCA	11,41	11,66	11,75
E.E.B.P.	BAJO PUTUMAYO	0,00	0,00	0,00
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	-4,55	-2,87	-2,92
ENERCA	CASANARE	5,59	-11,06	-11,27
EE.PP.M.	ANTIOQUIA CREG 078/07	0,76	0,77	0,79

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 y/o del aplicativo INDICA de XM. 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 cuarto trimestre de 2022 (octubre, noviembre y diciembre).



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 $IngOR_j$ 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 OR_j para el mes de octubre de 2022, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de agosto de 2021.

Finalmente, se procedió a calcular el valor promedio para el segundo trimestre del año 2022 de la siguiente manera:

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

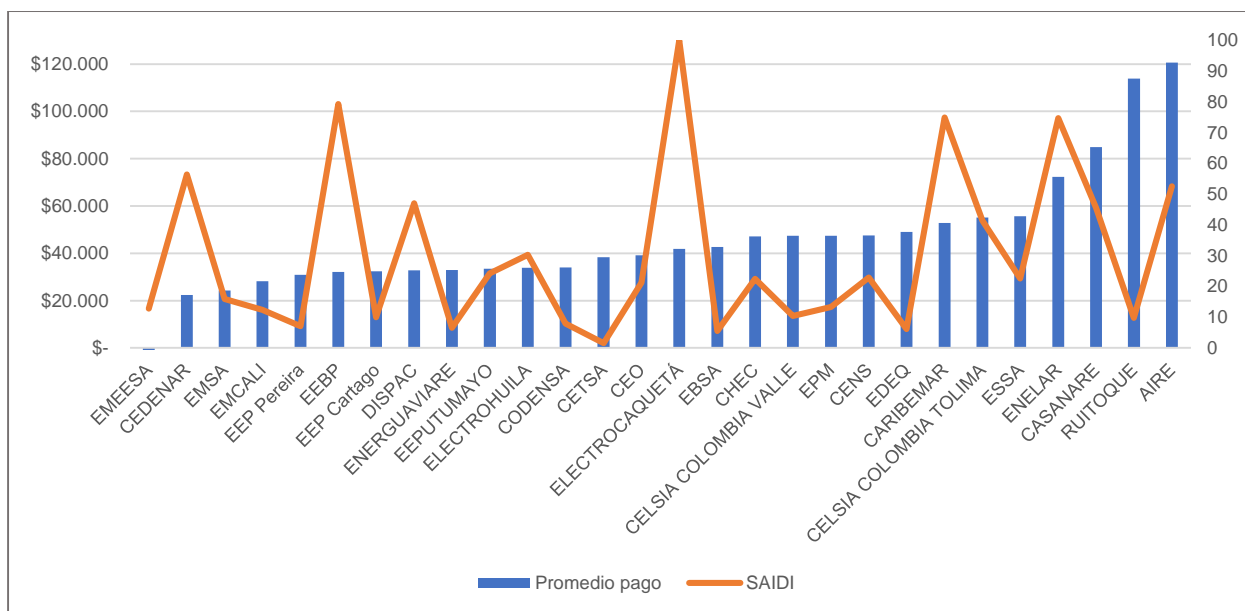
Donde:

- $\overline{IngOR_j_{TIV}(NT_1)}$: Ingresos promedio del OR, para el cuarto trimestre del año 2022 en nivel de tensión 1.
- $\overline{No.de_usuarios_OR_j_{TIV}(NT_1)}$: Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del cuarto trimestre del año 2022.

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.

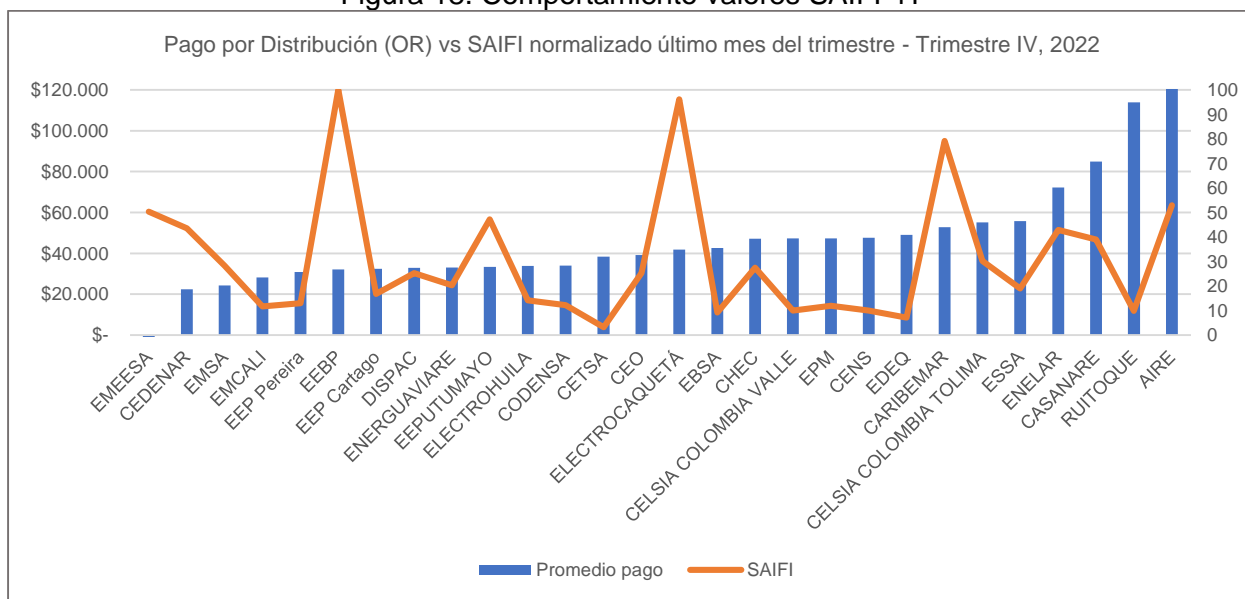
Dado lo anterior, al realizar el respectivo cálculo del ingreso promedio del OR por usuario del trimestre (eje primario) y contrastarlo contra los indicadores SAIDI y SAIFI del último mes del trimestre (ejes secundarios), pudo observarse en la Figura 17 y Figura 18

Figura 17. Comportamiento valores SAIDI 4T



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 18. Comportamiento valores SAIFI 4T



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 (\$ 113,881) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 9,81 y 9,83 y que equivalen a 9,68 horas y 6,48 veces respectivamente, y a la empresa EMEESA con el ingreso por usuario más bajo (\$ -43.551) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 12,75 y 50,36 y que



equivalen a 12,58 horas y 33,17 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 ELECTROCAQUETÁ con un valor de 98,61 horas y 63,34 veces con un ingreso por usuario de \$ 41.824.

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 más altos

EMPRESA	SAIDI	SAIFI	IngPC_OR
ELECTROCAQUETÁ	98,61	63,34	41.824
EEBP	78,18	65,86	32.080
CARIBEMAR	73,90	52,13	52.791
ENELAR	73,68	28,24	72.252
CEDENAR	55,65	28,68	22.383
AIRE	51,78	34,84	120.642

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 \$42.848.

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 NT4 Norte

		oct-22	nov-22	dic-22	
STR NORTE	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	62.482.491.848	63.367.063.047	64.363.525.998
	B	Compensación total - CAL (COP)	1.702.470.095	298.748.876	269.512.140
	C	Compensación total - PPA o VTG (COP)	0	90.206.430	0
	A - B - C = D	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	60.780.021.753	62.978.107.741	64.094.013.859
	E	ENERGÍA DEL STR (kWh)	1.520.268.205	1.554.734.801	1.466.978.878
	F	ΔSTR (\$/kWh)	0,001253111	-0,346012794	0,115023
	(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	39,9811	40,1613	43,8062

Fuente: Elaboración DTGE a partir de información de XM

Para el cuarto trimestre de 2022, en el STR Norte se evidencia un incremento en el cargo CD4 para los meses de octubre y diciembre igual a 1,05 \$/kWh y 3,64 \$/kWh respectivamente respecto del mes inmediatamente anterior; esta situación, está relacionada con variaciones negativas presentadas en los meses de octubre y diciembre y un aumento para el mes de noviembre en las demandas del STR Norte; sin embargo, se evidencia que los ingresos mensuales netos de los STR presentaron durante el trimestre una disminución que se representan en valores de 1.855 millones de pesos para octubre, un aumento de 2.198 millones de pesos para el mes de noviembre y de 1.115 millones para el mes de diciembre.

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

		oct-22	nov-22	dic-22	
STR CENTRO SUR	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	154.214.924.094	149.326.391.432	147.403.204.988
	B	Compensación total - CAL (COP)	1.542.645.670	1.361.573.904	1.556.763.736
	C	Compensación total - PPA o VTG (COP)	463.721.741	480.365.707	489.304.283
	A - B - C = D	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	152.208.556.683	147.484.451.821	145.357.136.969
	E	ENERGÍA DEL STR (kWh)	4.284.827.938	4.361.963.377	4.243.320.655
	F	ΔSTR (\$/kWh)	0,205887415	-0,030623221	-0,005596
	(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	35,7286	33,7809	34,2499

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 incrementó un 0,12 \$/kWh para el mes de octubre y disminuyó 1,94 \$/kWh para el mes de noviembre. El incremento de las compensaciones totales por indisponibilidad en el STR CENTRO SUR en octubre de 2022 respecto a septiembre de 2022, obedece principalmente a un aumento importante de las compensaciones de los OR CELSIA COLOMBIA Valle del Cauca, ENEL COLOMBIA mercado Bogotá-Cundinamarca y EBSA mercado Boyacá, calculadas para octubre.

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.

Octubre 2022

Tabla 18. Proyectos compensados por PPA octubre 22

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
HUIM	PPA	Línea Altamira - La Plata 115 kV	257.427.445,00
METM	PPA	Línea Catama - Santa Elena 115 kV	206.294.296,00

Fuente: Reportes XM

Noviembre 2022

Tabla 19. Proyectos compensados por PPA noviembre 22

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
HUIM	PPA	Línea Altamira - La Plata 115 kV	270.626.347,00
METM	PPA	Línea Catama - Santa Elena 115 kV	209.739.360,00
Colomener VI S.A.S. E.S.P.	VTG	Parque Solar Atlántico IV	90.206.430,00

Fuente: Reportes XM

Diciembre 2022

Tabla 20. Proyectos compensados por PPA diciembre 22



Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
HUIM	PPA	Línea Altamira – La Plata 115 kV y Subestación La Plata a 115 Kv	275.662.123,00
METM	PPA	Proyecto Línea Catama-Santa Helena 115kV	213.642.160,00

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 \$ 4807,71 \$/USD\$.

Grupo 1



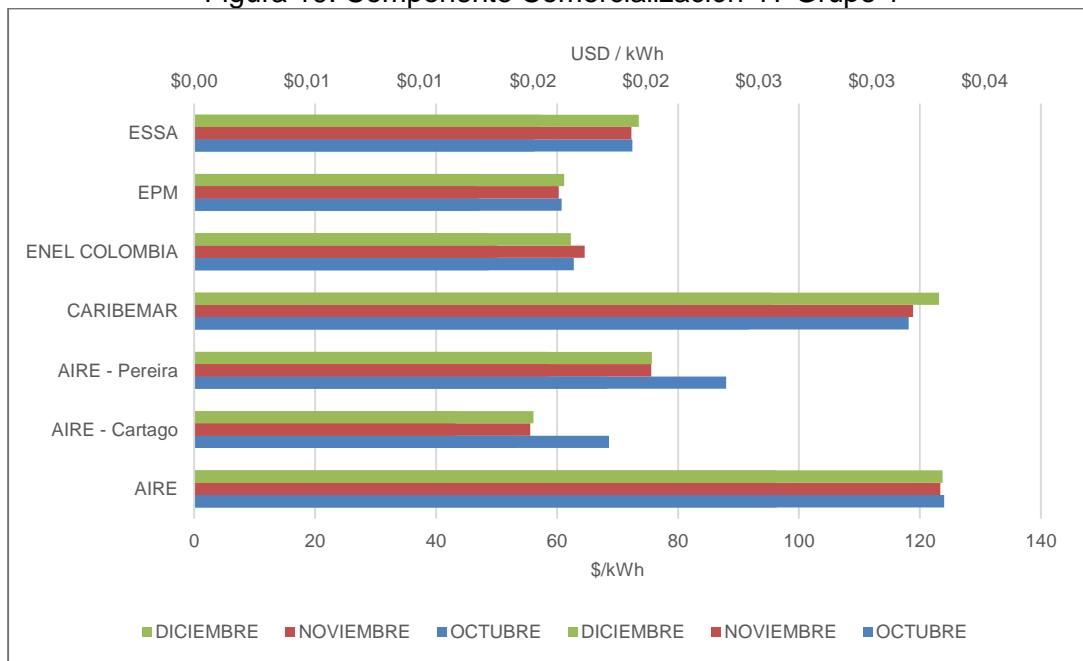
En promedio, el componente de Comercialización presentó una variación de -4,4% respecto al tercer trimestre de 2022 pasando de 86,75 \$/kWh a 82,90 \$/kWh. El menor valor registrado en el componente de comercialización fue para AIR-E para el mercado Cartago., con un valor igual a 55,58 \$/kWh, en el mes de noviembre. Por otro lado, el mayor valor lo registró AIR-E mercado Caribe Sol, con 124,03 \$/kWh, en el mes de octubre. Ver Tabla 21

Tabla 21. Componente Comercialización 4T Grupo 1

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
AIRE	124,03	123,38	123,74
AIRE - Cartago	68,59	55,58	56,11
AIRE - Pereira	87,97	75,58	75,69
CARIBEMAR	118,12	118,87	123,18
ENEL COLOMBIA	62,74	64,55	62,28
EPM	60,75	60,27	61,18
ESSA	72,43	72,30	73,52

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 19. Componente Comercialización 4T Grupo 1



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Grupo 2

El grupo 2 presentó un promedio de la componente C de 99,80 \$/kWh para el cuarto trimestre de 2022, estando por encima del promedio del segundo trimestre de 2022 en 4,6%. El menor



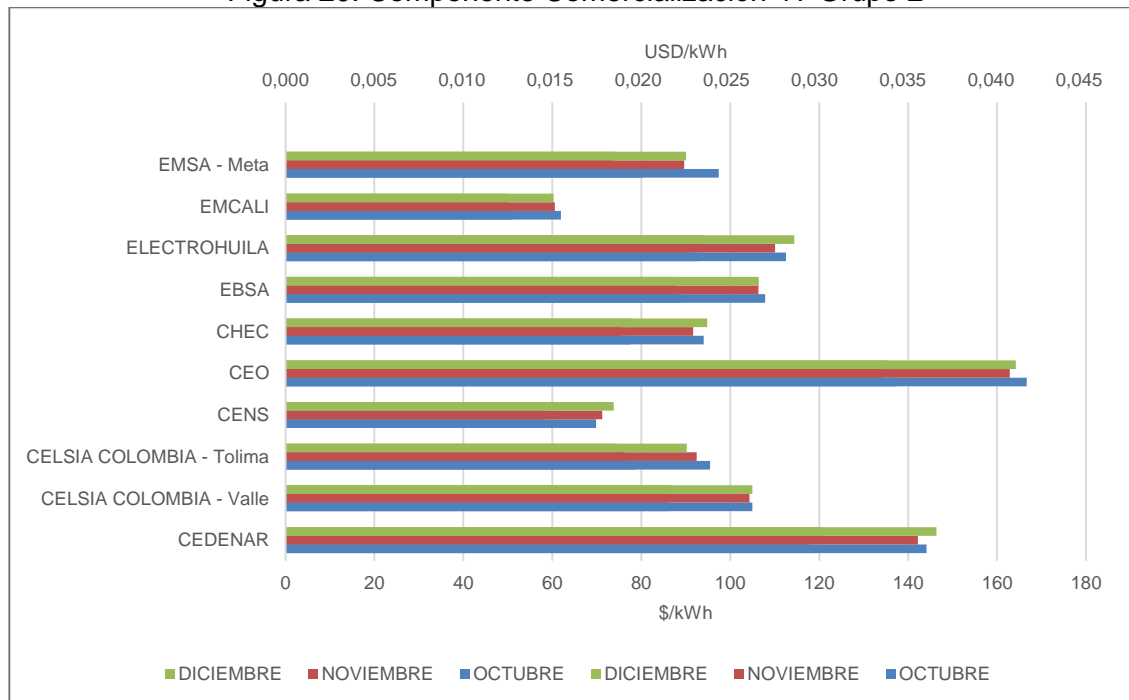
valor presentado en el trimestre corresponde al publicado por Emcali en el mes de diciembre con un valor igual a 60,26 \$/kWh; en contraparte, el mayor valor del componente C fue el reportado por la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P. en octubre, con un valor de 166,66 \$/kWh. Ver Tabla 22

Tabla 22. Componente Comercialización 4T Grupo 2

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CEDENAR	144,15	142,20	146,36
CELSIA COLOMBIA - Valle	104,96	104,31	105,01
CELSIA COLOMBIA - Tolima	95,47	92,42	90,19
CENS	69,87	71,19	73,80
CEO	166,66	162,84	164,25
CHEC	94,07	91,68	94,86
EBSA	107,83	106,33	106,42
ELECTROHUILA	112,51	110,05	114,42
EMCALI	61,93	60,57	60,26
EMSA - Meta	97,41	89,62	90,06

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 20. Componente Comercialización 4T 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

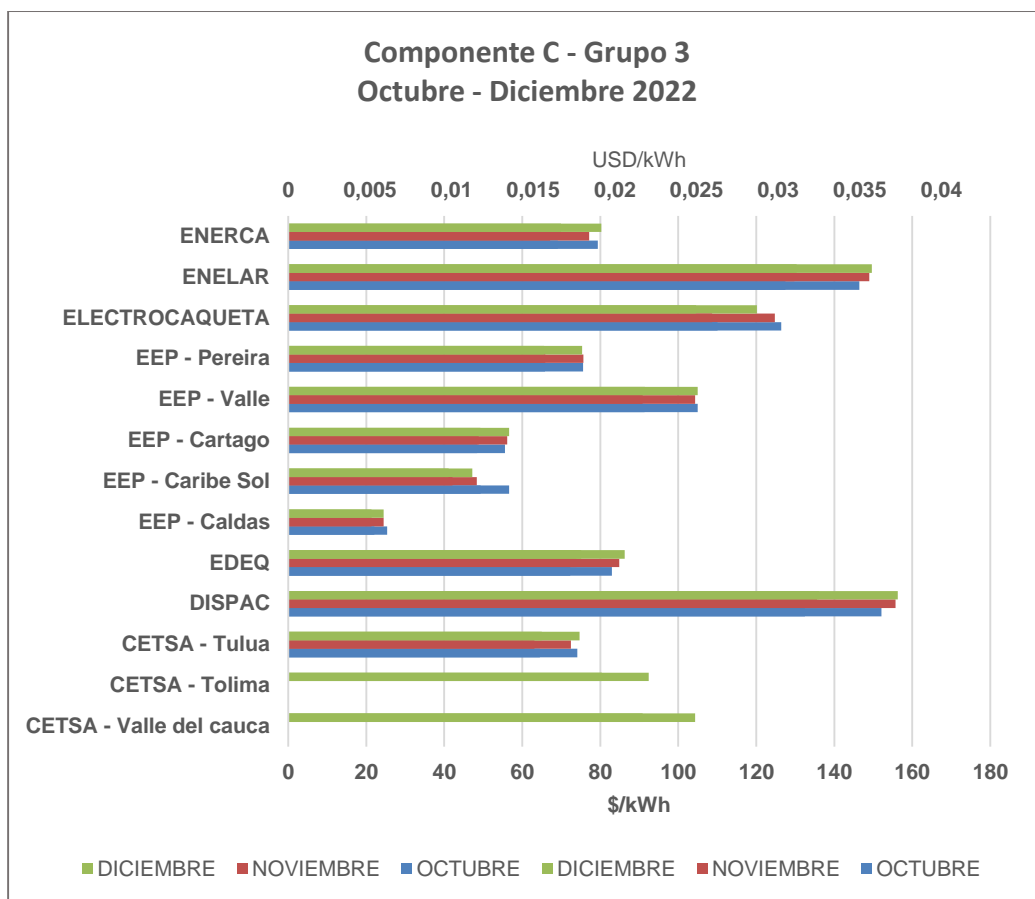
En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el cuarto trimestre de 2022 de 84,25 \$/kWh, 10,8% menos que el anterior trimestre. Para el mes de diciembre de 2022 se registró el menor valor en el componente C, correspondiente al de la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. en el mercado Caldas, con un valor igual a 24,44 \$/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 diciembre de 2022 para la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. (DISPAC), con un valor de 156,27 \$/kWh. Ver Tabla 23

Tabla 23. Componente Comercialización 4T Grupo 3

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CETSA - Valle del cauca			104,31
CETSA - Tolima			92,42
CETSA - Tulua	74,08	72,50	74,65
DISPAC	152,13	155,73	156,27
EDEQ	83,01	84,87	86,25
EEP - Caldas	25,34	24,46	24,44
EEP - Caribe Sol	56,61	48,32	47,21
EEP - Cartago	55,58	56,11	56,59
EEP - Valle	104,96	104,31	105,01
EEP - Pereira	75,58	75,69	75,32
ELECTROCAQUETA	126,42	124,80	120,14
ENELAR	146,41	149,01	149,67
ENERCA	79,35	77,12	80,29

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 21. Componente Comercialización 4T 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., Enermás S.A. 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 4T Grupo 4

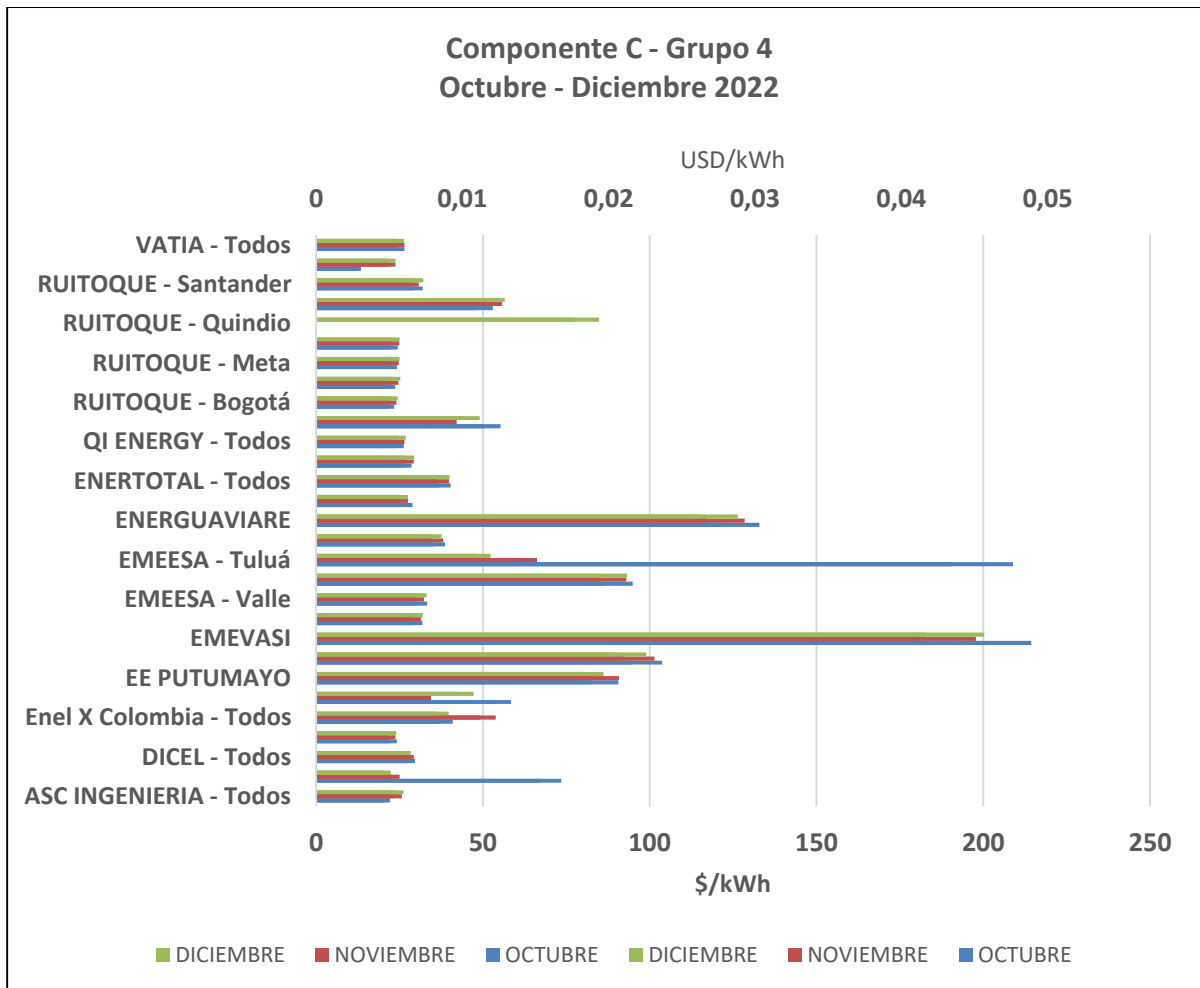
Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
ASC INGENIERIA - Todos	22,23	25,72	26,21
BIA ENERGY - Todos	73,52	25,12	22,39
DICEL - Todos	29,68	29,35	28,44
DICELER - Todos	24,26	23,79	24,05
Enel X Colombia - Todos	41,05	53,83	39,75



Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
ENERBIT - Todos	58,50	34,46	47,25
EE PUTUMAYO	90,63	90,78	86,20
EEBP	103,79	101,47	98,95
EMEVASI	214,39	197,79	200,33
EMEESA - Cauca	31,90	31,54	32,02
EMEESA - Valle	33,30	32,39	33,17
EMEESA - Popayán	94,95	93,06	93,19
EMEESA - Tuluá	208,99	66,29	52,38
ENERCO - Todos	38,68	38,09	37,62
ENERGUAVIARE	132,99	128,51	126,40
ENERMAS - Todos	28,89	27,59	27,61
ENERTOTAL - Todos	40,39	39,83	40,07
PEESA - Todos	28,63	29,32	29,41
QI ENERGY - Todos	26,36	26,48	26,87
SOL & CIELO - Todos	55,33	42,18	49,06
RUITOQUE - Bogotá	23,48	24,12	24,48
RUITOQUE - Caribemar	23,72	24,71	25,29
RUITOQUE - Meta	24,36	24,84	25,11
RUITOQUE - Nte Sandander	24,54	24,94	25,04
RUITOQUE - Quindio			84,87
RUITOQUE - Ruitoque	53,00	55,80	56,51
RUITOQUE - Santander	32,00	30,88	32,14
TRANSACCIONES ENER - Todos	13,45	23,83	23,83
VATIA - Todos	26,52	26,50	26,41

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 22. Componente Comercialización 4T Grupo 4



Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 51,97 \$/kWh para el cuarto trimestre de 2022. En el trimestre analizado, el menor valor del componente C para el Grupo 4 corresponde a la empresa TRANSACCIONES ENERGETICAS, con un valor igual a 13,45 \$/kWh en el mes de octubre; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mes de octubre para la Empresa de Energía del valle de Sibundoy S.A., con un valor igual a 214,39 \$/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	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
AIRE	CARIBE SOL	185,24	184,25	189,01
AIRE	CARTAGO	77,26	76,13	76,78
AIRE	PEREIRA	56,37	55,61	56,12
CARIBEMAR	CARIBE MAR	146,52	145,22	153,34
CEDENAR	NARIÑO	55,85	56,05	53,46
CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	60,14	58,87	57,65
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	90,57	88,95	86,83
CENS	NORTE DE SANTANDER	72,41	70,50	68,33
CEO	CAUCA	60,98	61,18	58,76
CETSA	CELSIA VALLE DEL CAUCA			60,69
CETSA	TOLIMA			91,07
CETSA	TULUA	59,11	57,39	57,86
CHEC	CALDAS	55,84	54,17	48,72
DISPAC	CHOCO	56,05	55,44	53,28
EBSA	BOYACA	65,15	64,52	62,55
EDEQ	QUINDIO	49,30	54,31	51,80
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	64,02	64,95	65,39
EEBP	BAJO PUTUMAYO	53,46	64,59	53,97
EEP	CALDAS	58,52	58,28	57,58
EEP	CARIBE SOL	185,17	183,95	181,46
EEP	CARTAGO	76,98	76,77	75,60
EEP	CELSIA VALLE DEL CAUCA	58,62	58,10	57,26

Componente PR (\$/kWh)	MERCADO	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
EEP	PEREIRA	56,17	55,96	55,26
ELECTROCAQUETA	CAQUETA	53,88	54,22	51,40
ELECTROHUILA	HUILA	64,94	66,46	61,96
EMCALI	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	63,31	63,14	63,92
EMEESA	CAUCA	58,45	58,09	59,15
EMEESA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	54,80	56,12	57,29
EMEESA	POPAYAN - PURACE	44,24	44,62	45,75
EMEESA	TULUA	47,65	46,44	47,30
EMEVASI	SIBUNDOY	57,39	56,35	56,98
EMSA	META	69,66	67,65	57,29
ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ	56,34	56,84	53,27
ENELAR	ARAUCA	45,76	47,39	41,59
ENERCA	CASANARE	114,44	171,01	113,55
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	63,08	62,46	46,91
EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	59,79	59,60	58,98
ESSA	SANTANDER	62,32	64,48	59,37
RUITOQUE	BOGOTÁ	56,91	57,60	58,23
RUITOQUE	CARIBE MAR	148,42	150,79	152,45
RUITOQUE	META	67,15	67,75	56,48
RUITOQUE	NORTE DE SANTANDER	71,87	72,76	71,28
RUITOQUE	QUINDIO			57,92
RUITOQUE	RUITOQUE	47,74	48,31	49,44
RUITOQUE	SANTANDER	62,86	63,87	64,62
ASC INGENIERIA	TODOS	50,38	59,42	60,32
BIA ENERGY	TODOS	104,23	94,65	75,95
DICEL	TODOS	79,52	82,54	77,79
DICELER	TODOS	138,69	138,99	138,96
Enel X Colombia	TODOS	54,14	89,26	80,17
ENERBIT	TODOS	78,43	88,33	53,13
ENERCO	TODOS	81,91	81,27	76,04
ENERMAS	TODOS	85,64	85,12	86,23
ENERTOTAL	TODOS	81,08	80,48	81,69
PEESA	TODOS	82,00	85,61	83,29
QI ENERGY	TODOS	75,15	81,26	78,78
SOL & CIELO	TODOS	136,26	149,20	121,47
TRANSACCIONES ENER	TODOS	141,13	139,01	139,01
VATIA	TODOS	73,79	77,26	71,36

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 RUITOQUE mercado Enelar en el mes de diciembre de 2022 con 41,59 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mes de diciembre de 2022 para la empresa AIR-E con 189,01 \$/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 dónde 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	A
141-2019	CEO	SI	\$ 4.566.244.737		\$ 4.566.244.737	S
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



Res. CREG	OR	PRP	CAPj (\$)	INVNUCj,t (\$)	AOMPj,t (\$)	Estado
223-2020	DISPAC	SI	\$ 1.350.754.455		\$ 1.350.754.455	A
072-2021	ELECTROHUILA	SI	\$ 5.240.552.443		\$ 5.240.552.443	S
078-2021	AIRE	SI	\$ 87.410.184.440	\$ 76.732.400.000	\$ 10.677.784.440	A
079-2021	CARIBEMAR	SI	\$ 90.911.753.943	\$ 58.210.790.981	\$ 32.700.962.962	S
027-2021	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
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 nos permitimos mostrar los valores de cargos CPROG (\$/kWh) de cada uno de los OR que cuentan con aprobación de ingresos, liquidado por XM para el cuarto trimestre de 2022:

Tabla 27. valores CPROG 4T

Operador de Red	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
AIR-E	16,13	14,85	15,02
CARIBEMAR	6,05	5,98	5,97
CEDENAR	0,00	0,00	0,00
CELSIA COLOMBIA CELSIA-VALLE DEL CAUCA	4,62	4,29	4,37
CELSIA COLOMBIA TOLIMA	7,72	7,20	6,96
CENS	5,87	5,83	3,73
CEO	7,30	7,03	7,08
CETSA	3,15	2,94	2,95
CHEC	6,72	6,73	6,84
DISPAC	9,18	8,67	8,74
E.E.B.P.	11,32	22,79	11,51
EBSA	1,48	1,42	1,18
EDEQ	5,31	5,30	5,35
EE.PP.M.	5,33	5,35	5,43
EEPSAESP	1,16	1,16	1,15
ELECTROCAQUETA	1,31	1,24	1,24
ELECTROHUILA	7,53	7,53	7,67
EMCALI EICE ESP	4,32	4,12	4,16
EMEESA	0,00	0,00	0,00
EMSA	17,49	17,45	5,74
ENEL COLOMBIA	4,15	3,94	3,97
ENELAR	0,16	0,14	0,14
ENERCA	56,92	114,86	57,19
ENERGIA DE PEREIRA CARTAGO	3,71	3,73	3,78
ENERGIA DE PEREIRA PEREIRA	7,26	7,28	7,37
ENERGUAVIARE	22,32	22,40	6,58
ESSA	3,86	3,88	3,94



Operador de Red	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
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 cuarto trimestre de 2022, corresponden al 103,26% de las restricciones trasladadas a la demanda ya que fueron aliviadas por 3,16%.



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

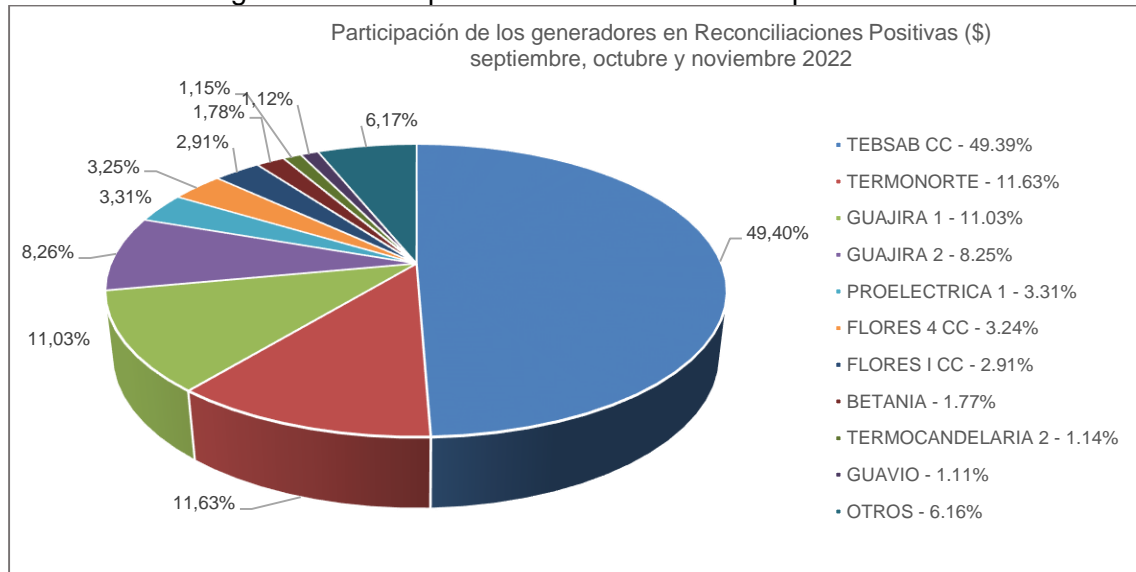
Figura 23. Formula restricciones

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 septiembre, octubre y noviembre de 2022.

Figura 24. Participación en Reconciliaciones positivas 4T



*CC: Ciclo combinado

Fuente: Reportes XM

En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del tercer 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

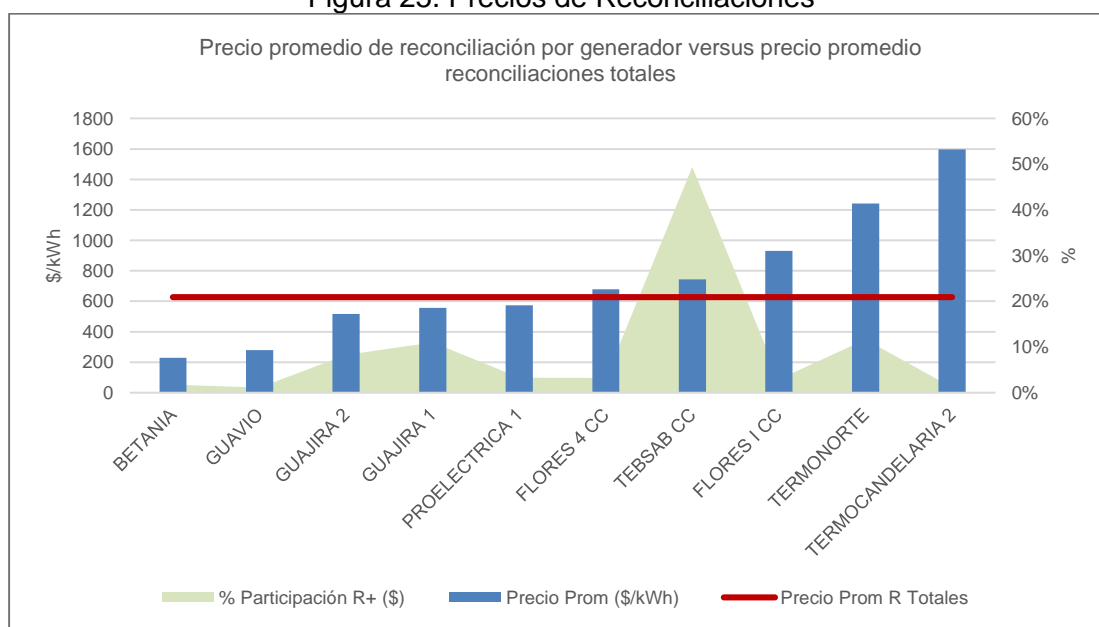


reconciliaciones positivas con aproximadamente el 49,39% de las mismas, valor inferior a la participación del trimestre anterior disminuyendo en 12,29% puntos porcentuales.

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 septiembre, octubre y noviembre de 2022. 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 cuarto trimestre de 2022, el recurso con mayor participación corresponde a Tebsab con 49,39% con un precio promedio de 116,17 \$/kWh por encima al precio promedio de 627,75



\$/kW; mientras que, Guavio es el generador con participación más baja (1,11%) y con el precio promedio igual a 279,71 \$/kWh.

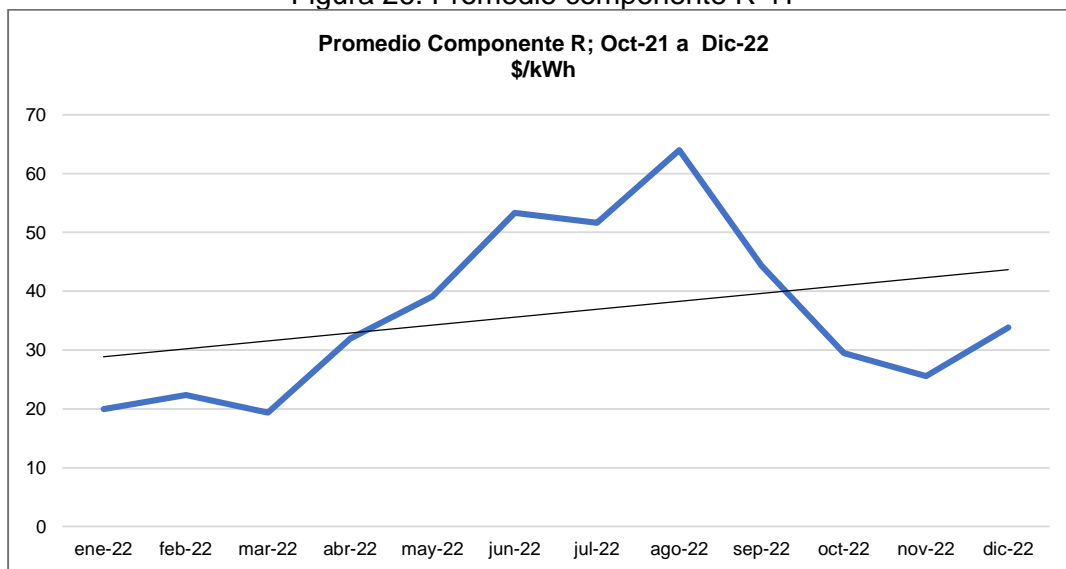
El precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas para este trimestre fue de 627,75 \$/kWh, presentando una disminución de 0,09% correspondiente a 0,58 \$/kWh respecto del valor del trimestre anterior igual a 628,33 \$/kWh.

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 enero de 2022 a diciembre de 2022, en donde se puede evidenciar que el valor del componente presenta incrementos significativos.

Para el cuarto trimestre de 2022, se evidenció una disminución para el cuarto trimestre con relación al trimestre anterior, con un valor promedio de 29,64 \$/kWh.

Es importante aclarar que los datos de los conceptos asignados de los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2022 corresponden a los insumos para el cálculo del componente para septiembre, octubre y noviembre de 2022.

Figura 26. Promedio componente R 4T



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

Tabla 28. Promedio componente R 4T



Mes	Promedio Componente R \$/kWh
ene-22	19,94
feb-22	22,38
mar-22	19,37
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

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 5,98% del total de las restricciones asignadas por valor de \$ 53.565 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 260 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 13,68% 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 325 millones de pesos, lo que representa una participación de 1,99% de los alivios trasladados a la demanda. Se resalta para este trimestre un alivio por ejecución de garantías por 13.791 millones de pesos equivalente al 84,33% 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 cuarto trimestre de 2022 y corresponde a los meses septiembre, octubre y noviembre de 2022.

Tabla 29. Detalles del cálculo Restricciones 4T

Concepto	Valor en pesos
Total Restricciones (\$)	458.491.043.242
Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	171.616.318
Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	0
Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
Res 207 /2020: Auditoria plantas termicas precios gas (\$)	0
Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	59.602.764.534
Total Restricciones asignadas	518.265.424.094
Rentas de congestión (\$)	2.237.747.601
Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	0
Alivio por CIOEF(\$)	0
Alivio por Ejecución de garantías (\$)	13.791.064.680
Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/2015 en \$	0
Alivio desviaciones Res, CREG 060/2019 (\$)	325.165.899
Alivio restricciones RES 05/2010 (\$)	0
ALIVIO POR PENALIZACION TIE (\$)	0
Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	0
Total alivios a las restricciones asignadas	16.353.978.180
Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda	501.911.445.914

Fuente: Reportes XM

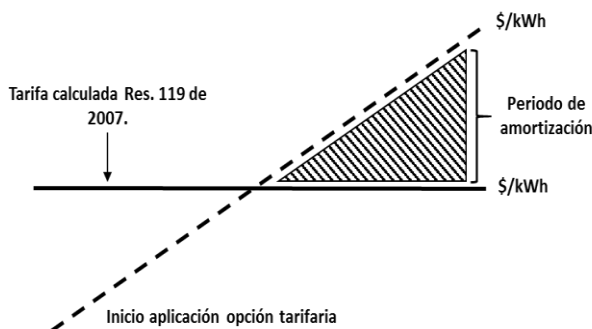


9. Opción Tarifaria

La metodología de Opción tarifaria establecida en la Resolución CREG 012 de 2020, 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.

De forma general, la metodología de la opción tarifaria permite calcular un menor valor del CU obtenido de la aplicación de la Resolución CREG 119 de 2007; no obstante, como la empresa deja de percibir parte de sus ingresos debido a que se traslada un CU obtenido de la Resolución CREG 012 de 2020, debe aplicar la opción tarifaria hasta que se recupere el valor financiado, lo que se traduce en cobros relativamente elevados, pero con incrementos parciales para el usuario, como se evidencia en la siguiente gráfica:

Figura 27. Opción Tarifaria



Fuente: Elaboración DTGE

Ahora bien, 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 Resoluciones CREG 108 y CREG 152 de 2020. En esta última, se establecen



las condiciones de aplicación de la variable PV, la cual influye directamente en la recuperación de los saldos 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 cuarto trimestre de 2022, 28 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 diciembre de 2022 comparado con el último mes del trimestre inmediatamente anterior:

Tabla 30. Saldos acumulados 3T vs 4T

COMERCIALIZADOR	SA (\$) SEPTIEMBRE 2022	SA (\$) DICIEMBRE 2022	% VARIACIÓN
AIR-E	909.729.016.729	967.640.479.100	6,37% ↑

COMERCIALIZADOR	SA (\$) SEPTIEMBRE 2022	SA (\$) DICIEMBRE 2022	% VARIACIÓN
CARIBEMAR	1.077.758.883.580	1.174.428.304.933	8,97% ↑
CEDENAR	72.812.496.753	80.105.478.535	10,02% ↑
CELSIA COLOMBIA (TOLIMA)	331.535.661.771	346.053.633.648	4,38% ↑
CELSIA COLOMBIA (VALLE)	121.986.263.329	129.721.134.155	6,34% ↑
CENS	122.587.439.324	129.287.294.572	5,47% ↑
CETSA	19.557.039.419	21.190.480.938	8,35% ↑
CHEC	63.463.128.936	79.950.027.333	25,98% ↑
DISPAC	8.430.413.610	8.049.039.479	-4,52% ↓
EBSA	43.377.415.512	49.124.863.532	13,25% ↑
EDEQ	40.318.793.818	44.694.661.720	10,85% ↑
EE PUTUMAYO	76.072.480	334.606.210	339,85% ↑
EE.PP.M.	494.351.859.794	542.901.768.061	9,82% ↑
EEP (CARTAGO)	4.109.471.496	4.824.596.426	17,40% ↑
EEP (PEREIRA)	7.571.403.161	7.803.738.540	3,07% ↑
ELECTROCAQUETA	16.071.026.324	21.791.567.733	35,60% ↑
ELECTROHUILA	49.781.406.801	99.701.260.536	100,28% ↑
EMCALI EICE ESP	2.096.585.885	225.897.485	-89,23% ↓
EMEESA	203.589.194	247.665.565	21,65% ↑
EMEVASI	1.345.655.313	1.930.536.600	43,46% ↑
EMSA	31.503.211.488	52.509.538.493	66,68% ↑
ENEL COLOMBIA	385.967.922.322	346.610.060.135	-10,20% ↓
ENELAR	2.108.726.074	4.440.481.329	110,58% ↑
ENERCA	11.834.552.417	24.082.508.286	103,49% ↑
ENERGUAVIARE	8.719.222.257	10.281.686.402	17,92% ↑
ESSA	106.151.642.474	104.048.508.945	-1,98% ↓
QIENERGY	3.242.791.764		-100,00% ↓
RUITOQUE	247.805.258	181.644.291	-26,70% ↓
VATIA	37.467.016.465	40.177.550.940	7,23% ↑

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.

Finalmente, la Superservicios se permite aclarar que los Saldos Acumulados (SA) de **Enel Colombia**, **Electrohuila** y **Ruitoque** presentados en boletines anteriores, por una situación presentada al momento de extraer la información del SUI, se evidenció una duplicidad en los montos de SA que no correspondían, pero que son ajustados en el presente boletín.

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 cuarto trimestre de 2022) 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)
4T

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	BIA ENERGY	CENTRO	726,05
ANTIOQUIA CREG 078/07	Enel X Colombia	CENTRO	739,69
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	750,53
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	752,47
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	763,65
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	764,39
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERBIT	CENTRO	770,62
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	772,94
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	793,44
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	810,50
CALDAS	CHEC	CENTRO	711,41
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	752,42
CALDAS	EEP	CENTRO	755,22
CALDAS	VATIA	CENTRO	756,61
CALDAS	DICEL	CENTRO	762,48
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	787,36
CALDAS	PEESA	CENTRO	791,70
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	758,36
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	773,34
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	773,51
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	775,02
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	779,46
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	815,10
NORTE DE SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	945,02
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	744,53
PEREIRA	VATIA	CENTRO	756,44
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	763,42
PEREIRA	DICEL	CENTRO	764,38
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	768,97
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	802,76
PEREIRA	EEP	CENTRO	802,89
PEREIRA	PEESA	CENTRO	806,18
PEREIRA	AIRE	CENTRO	812,07
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	740,34
QUINDIO	VATIA	CENTRO	756,70
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	765,07
QUINDIO	DICEL	CENTRO	765,08
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	797,64
QUINDIO	PEESA	CENTRO	805,05
QUINDIO	RUITOQUE	CENTRO	813,11
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	927,35
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	757,03
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	776,67
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	758,78
SANTANDER	VATIA	CENTRO	774,04
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	775,21
SANTANDER	DICEL	CENTRO	779,07
SANTANDER	ESSA	CENTRO	791,55
SANTANDER	PEESA	CENTRO	813,00
SANTANDER	ENERCO	CENTRO	815,19
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	815,32
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	939,66
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	BIA ENERGY	OCCIDENTE	658,52
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	710,60
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	721,47
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	737,11
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	739,75
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	769,71
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	781,69
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	796,60
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	751,61
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	753,61
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	756,60
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	759,21
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	775,37
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	793,74

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	711,44
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	718,87
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	723,41
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	723,95
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	746,37
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	752,89
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	777,34
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	862,85
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	700,24
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	712,01
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	712,25
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	719,88
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	723,29
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	734,62
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	761,15
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	779,96
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	781,60
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	796,80
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	823,79
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	719,27
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	727,25
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	736,60
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	741,12
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	756,49
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	795,80
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	801,59
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	710,32
TULUA	ENERBIT	OCCIDENTE	662,65
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	714,60
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	723,81
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	727,56
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	749,50
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	765,45
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	766,39
TULUA	EMEESA	OCCIDENTE	776,83
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	689,71
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	693,36
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	755,81
BOGOTÁ	ENERBIT	ORIENTE	624,33
BOGOTÁ	BIA ENERGY	ORIENTE	648,57
BOGOTÁ	Enel X Colombia	ORIENTE	656,70
BOGOTÁ	TRANSACCIONES ENER	ORIENTE	674,84
BOGOTÁ	RUITOQUE	ORIENTE	688,50
BOGOTÁ	ENERCO	ORIENTE	693,03
BOGOTÁ	VATIA	ORIENTE	703,44
BOGOTÁ	ENERTOTAL	ORIENTE	704,97
BOGOTÁ	QI ENERGY	ORIENTE	710,98
BOGOTÁ	DICEL	ORIENTE	716,17
BOGOTÁ	DICELER	ORIENTE	721,65
BOGOTÁ	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	725,73
BOGOTÁ	PEESA	ORIENTE	754,58
BOGOTÁ	ENERMAS	ORIENTE	865,06
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	706,54
BOYACA	VATIA	ORIENTE	710,24
BOYACA	DICEL	ORIENTE	721,54
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	726,75
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	735,44
BOYACA	PEESA	ORIENTE	737,84
BOYACA	EBSA	ORIENTE	764,80
HUILA	VATIA	ORIENTE	709,94
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	723,18
HUILA	DICEL	ORIENTE	724,37
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	741,70
HUILA	PEESA	ORIENTE	749,38
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	796,88



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	761,91
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	765,99
TOLIMA	ENERCO	ORIENTE	767,09
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	773,61
TOLIMA	DICEL	ORIENTE	789,02
TOLIMA	CETSA	ORIENTE	810,40
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	813,13
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	830,71
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	689,46
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	743,39
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	757,63
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	762,95
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	763,50
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	764,05
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	771,54
CARIBE MAR	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	788,83
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	797,58
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	798,12
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	801,84
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	804,47
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	828,58
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	837,54
CARIBE MAR	ENERMAS	SIN ADD	962,18
CARIBE SOL	BIA ENERGY	SIN ADD	740,03
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	749,29
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	776,80
CARIBE SOL	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	778,34
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	781,93
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	783,46
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	794,73
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	805,39
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	807,24
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	819,37
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	841,11
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	778,13
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	664,06
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	754,32
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	834,10
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	725,92
CAQUETA	VATIA	SUR	756,12
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	763,26
CAQUETA	PEESA	SUR	784,96
CASANARE	ENERCA	SUR	711,20
CASANARE	QI ENERGY	SUR	810,62
CASANARE	VATIA	SUR	831,96
CASANARE	DICEL	SUR	835,01
CASANARE	PEESA	SUR	853,49
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	888,53
META	EMSA	SUR	727,06
META	RUITOQUE	SUR	748,15
META	VATIA	SUR	762,13
META	DICEL	SUR	776,17
META	QI ENERGY	SUR	778,61
META	PEESA	SUR	803,95
META	ENERCO	SUR	837,55
PUTUMAYO	VATIA	SUR	757,31
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	834,10
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	937,21

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 octubre, noviembre y diciembre de 2022, 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 cuarto trimestre de 2022, las opciones de estrato utilizadas para el presente informe corresponden a INDUSTRIAL, COMERCIAL, OFICIAL, PROVISIONAL y ALUMBRADO PÚBLICO. Lo anterior, teniendo en cuenta que el análisis realizado por la SSPD corresponde a costos de prestación del servicio y no a tarifas de energía eléctrica, estas últimas dependen de la condición especial que presente el usuario.

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

Componente G: Se calcula como una ponderación entre la contratación y la exposición a bolsa de la siguiente manera: El 85% del precio promedio de compra en contratos no regulados publicado por XM más el 15% del precio promedio de bolsa del trimestre. Realizado el cálculo, se determina que es igual a 270,46 \$/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 cuarto trimestre de 2022, igual a 48,83 \$/kWh.

Componente P: Para las ADD se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 270,46 \$/kWh y el T promedio de 48,83 \$/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 270,46 \$/kWh y el T promedio de 48,83 \$/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 cuarto trimestre de 2022 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 67,16 \$/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 cuarto trimestre de 2022 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (29,64 \$/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	656,26
CENTRO	NT2	577,35
CENTRO	NT3	463,71
CENTRO	NT4	409,56
OCCIDENTE	NT1	619,18
OCCIDENTE	NT2	544,04
OCCIDENTE	NT3	471,24
OCCIDENTE	NT4	409,56
ORIENTE	NT1	601,57
ORIENTE	NT2	538,12
ORIENTE	NT3	481,87
ORIENTE	NT4	409,56
SUR	NT1	654,42
SUR	NT2	600,55
SUR	NT3	440,41
SUR	NT4	409,56
CARIBE MAR	NT1	725,44



ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CUMin
CARIBE MAR	NT2	558,22
CARIBE MAR	NT3	505,39
CARIBE MAR	NT4	430,48
CARIBE SOL	NT1	657,78
CARIBE SOL	NT2	510,41
CARIBE SOL	NT3	464,92
CARIBE SOL	NT4	418,41
CHOCO	NT1	572,60
CHOCO	NT2	523,82

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 cuarto trimestre de 2022, el CU promedio más alto corresponde a AIR-E para el sector Distrito de Riego sin ADD mercado Caribe Sol con un valor de 887,63\$/kWh y el valor promedio más bajo corresponde al sector Industrial, servicio prestado por ISAGEN con 610,53 \$/kWh en el ADD Oriente.

Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para el cuarto trimestre de 2022, es para la empresa TERPEL con 837,94 \$/kWh en el sector Industrial del mercado Centro; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a EPM con para el sector Distrito de Riego sin ADD en el mercado Caribe Sol con 520,63\$/kWh.

Nivel de Tensión 3

Para este nivel de tensión, el valor promedio más alto para el cuarto trimestre de 2022 corresponde a Celsia Colombia con 607,17 \$/kWh en el sector Oficial del ADD Oriente; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a CEDENAR con 442,87 \$/kWh para el sector Comercial en el ADD Sur.

Nivel de Tensión 4



El valor del CU promedio más alto para este cuarto trimestre del año 2022 corresponde a ENEL COLOMBIA con 581,40 \$/kWh en el sector Industrial en el mercado Caribe Mar sin ADD; por su parte, ISAGEN presenta el menor valor promedio con 410,48 \$/kWh en el sector Industrial 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 Octubre de 2022 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	728,20
CAQUETA	VATIA	SUR	758,31
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	766,15
CAQUETA	PEESA	SUR	780,94
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	687,69
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	736,29
CARIBE MAR	RUTOQUE	SIN ADD	745,77
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	773,11
CARIBE MAR	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	786,76
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	787,26
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	790,25
CARIBE MAR	CARBEMAR	SIN ADD	798,12
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	816,59
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	816,92
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	818,48
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	819,04
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	895,44
CARIBE MAR	ENERMAS	SIN ADD	949,38
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	758,74
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	774,32
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	777,61
CARIBE SOL	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	778,45
CARIBE SOL	EPP	SIN ADD	788,71
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	792,70
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	802,77
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	807,08
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	821,81
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	841,92
CARIBE SOL	BIA ENERGY	SIN ADD	894,57
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	745,82
CARTAGO	EPP	OCCIDENTE	751,69
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	754,78
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	760,08
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	784,86
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	791,92
CASANARE	ENERCA	SUR	709,38
CASANARE	VATIA	SUR	813,83
CASANARE	DICEL	SUR	817,05
CASANARE	QI ENERGY	SUR	822,38
CASANARE	PEESA	SUR	829,56
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	709,61
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	718,13
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	719,58
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	734,64
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	739,79
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	746,94
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	769,09
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	861,08
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	700,75
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	714,44
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	714,86
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	729,26
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	735,02
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	736,68
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	747,95
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	771,31
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	779,69
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EPP	OCCIDENTE	792,32

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	728,20
CAQUETA	VATIA	SUR	758,31
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	766,15
CAQUETA	PEESA	SUR	780,94
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	687,69
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	736,29
CARIBE MAR	RUTOQUE	SIN ADD	745,77
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	773,11
CARIBE MAR	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	786,76
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	787,26
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	790,25
CARIBE MAR	CARBEMAR	SIN ADD	798,12
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	816,59
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	816,92
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	818,48
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	819,04
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	895,44
CARIBE MAR	ENERMAS	SIN ADD	949,38
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	758,74
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	774,32
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	777,61
CARIBE SOL	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	778,45
CARIBE SOL	EPP	SIN ADD	788,71
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	792,70
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	802,77
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	807,08
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	821,81
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	841,92
CARIBE SOL	BIA ENERGY	SIN ADD	894,57
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	745,82
CARTAGO	EPP	OCCIDENTE	751,69
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	754,78
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	760,08
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	784,86
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	791,92
CASANARE	ENERCA	SUR	709,38
CASANARE	VATIA	SUR	813,83
CASANARE	DICEL	SUR	817,05
CASANARE	QI ENERGY	SUR	822,38
CASANARE	PEESA	SUR	829,56
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	709,61
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	718,13
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	719,58
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	734,64
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	739,79
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	746,94
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	769,09
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	861,08
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	700,75
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	714,44
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	714,86
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	729,26
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	735,02
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	736,68
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	747,95
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	771,31
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	779,69
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EPP	OCCIDENTE	792,32

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	776,14
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	686,96
HUILA	VATIA	ORIENTE	710,75
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	718,42
HUILA	DICEL	ORIENTE	723,22
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	740,23
HUILA	PEESA	ORIENTE	742,09
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	794,84
META	EMSA	SUR	744,48
META	RUITOQUE	SUR	747,20
META	VATIA	SUR	768,05
META	QI ENERGY	SUR	777,42
META	DICEL	SUR	779,54
META	PEESA	SUR	801,54
META	ENERCO	SUR	860,26
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	714,54
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	727,92
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	735,36
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	737,95
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	787,12
NARIÑO	CEDEVAR	OCCIDENTE	798,74
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	799,32
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	749,91
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	771,65
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	776,81
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	777,11
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	777,79
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	805,15
NORTE DE SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	941,43
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	751,67
PEREIRA	VATIA	CENTRO	753,66
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	761,00
PEREIRA	DICEL	CENTRO	761,74
PEREIRA	PEESA	CENTRO	793,72
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	797,52
PEREIRA	EEP	CENTRO	800,84
PEREIRA	AIRE	CENTRO	830,38
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	844,04
POPAYAN - JURACE	EMEESA	OCCIDENTE	708,50
PUTUMAYO	VATIA	SUR	759,17
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	832,55
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	738,45
QUINDIO	VATIA	CENTRO	754,41
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	760,43
QUINDIO	DICEL	CENTRO	762,56
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	792,71
QUINDIO	PEESA	CENTRO	793,27
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	922,56
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	753,64
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	774,04
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	770,78
SANTANDER	VATIA	CENTRO	771,55
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	773,36
SANTANDER	DICEL	CENTRO	776,33
SANTANDER	ESSA	CENTRO	791,55
SANTANDER	PEESA	CENTRO	801,75
SANTANDER	ENERCO	CENTRO	827,54
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	827,69
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	935,02

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	952,13
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	770,22
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	854,26
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	855,24
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	859,60
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	869,25
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	886,45
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	907,68
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	709,42
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	721,81
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	730,64
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	750,13
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	750,38
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	774,91
TULUA	EMEESA	OCCIDENTE	865,34

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

Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para Noviembre de 2022 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	BIA ENERGY	CENTRO	716,98
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	750,54
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	757,45
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	767,71
ANTIOQUIA CREG 078/07	Enel X Colombia	CENTRO	771,37
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	773,22
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	786,24
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	786,74
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	806,89
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERBIT	CENTRO	822,97
CALDAS	CHEC	CENTRO	707,03
CALDAS	EEP	CENTRO	753,80
CALDAS	VATIA	CENTRO	759,55
CALDAS	DICEL	CENTRO	760,11
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	781,34
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	781,62
CALDAS	PEESA	CENTRO	788,04
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	756,58
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	768,90
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	777,44
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	778,42
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	799,15
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	812,35
NORTE DE SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	937,36
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	750,89
PEREIRA	VATIA	CENTRO	760,13
PEREIRA	DICEL	CENTRO	763,80
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	782,30
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	796,30
PEREIRA	AIRE	CENTRO	800,13
PEREIRA	EEP	CENTRO	800,84
PEREIRA	PEESA	CENTRO	802,63
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	807,46
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	738,45
QUINDIO	VATIA	CENTRO	759,84
QUINDIO	DICEL	CENTRO	764,04
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	781,50
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	791,12
QUINDIO	PEESA	CENTRO	801,70
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	918,51
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	774,04
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	775,06



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	773,36
SANTANDER	VATIA	CENTRO	777,37
SANTANDER	DICEL	CENTRO	779,33
SANTANDER	ESSA	CENTRO	791,55
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	792,67
SANTANDER	ENERCO	CENTRO	807,38
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	807,49
SANTANDER	PEESA	CENTRO	809,83
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	930,89
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	BIA ENERGY	OCCIDENTE	677,86
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	718,16
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	726,74
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	740,52
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	749,39
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	768,09
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	778,71
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	790,81
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	751,69
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	753,97
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	760,08
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	765,52
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	767,61
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	789,07
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	709,62
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	722,05
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	728,39
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	744,52
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	751,21
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	755,17
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	772,70
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	868,14
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	709,02
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	717,48
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	724,82
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	736,65
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	746,48
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	746,74
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	759,52
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	775,61
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	778,40
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	797,31
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	723,85
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	726,72
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	734,94
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	743,30
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	747,72
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	791,01
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	798,74
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	708,50
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	719,65
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	729,56
TULUA	EMEESA	OCCIDENTE	730,95
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	741,67
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	745,20
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	761,23
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	764,11
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	700,36
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	720,05
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	753,05
BOGOTÁ	BIA ENERGY	ORIENTE	671,00
BOGOTÁ	TRANSACCIONES ENER	ORIENTE	674,35
BOGOTÁ	RUITOQUE	ORIENTE	691,74
BOGOTÁ	ENERTOTAL	ORIENTE	706,36
BOGOTÁ	ENERCO	ORIENTE	707,04
BOGOTÁ	VATIA	ORIENTE	714,46
BOGOTÁ	Enel X Colombia	ORIENTE	721,97
BOGOTÁ	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	723,08
BOGOTÁ	DICEL	ORIENTE	723,55
BOGOTÁ	DICELER	ORIENTE	728,04
BOGOTÁ	QI ENERGY	ORIENTE	736,47
BOGOTÁ	PEESA	ORIENTE	758,93
BOGOTÁ	ENERMAS	ORIENTE	866,72

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	714,40
BOYACA	VATIA	ORIENTE	721,46
BOYACA	DICEL	ORIENTE	729,90
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	736,81
BOYACA	PEESA	ORIENTE	743,04
BOYACA	EBSA	ORIENTE	758,75
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	762,13
HUILA	VATIA	ORIENTE	720,62
HUILA	DICEL	ORIENTE	734,92
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	742,94
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	746,78
HUILA	PEESA	ORIENTE	753,96
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	794,84
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	687,69
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	736,63
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	769,17
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	785,42
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	786,02
CARIBE MAR	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	789,86
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	797,97
CARIBE MAR	CARBEMAR	SIN ADD	798,12
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	807,51
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	808,31
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	824,92
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	829,34
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	842,16
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	876,06
CARIBE MAR	ENERMAS	SIN ADD	962,71
CARIBE SOL	BIA ENERGY	SIN ADD	705,45
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	753,34
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	774,87
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	777,53
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	777,68
CARIBE SOL	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	778,29
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	792,70
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	796,94
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	812,49
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	827,71
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	836,23
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	776,14
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	650,14
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	740,08
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	747,56
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	759,68
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	759,82
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	770,83
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	779,53
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	794,38
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	760,44
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	831,76
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	720,92
CAQUETA	VATIA	SUR	755,51
CAQUETA	PEESA	SUR	777,79
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	779,46
CASANARE	ENERCA	SUR	709,38
CASANARE	DICEL	SUR	866,52
CASANARE	VATIA	SUR	869,68
CASANARE	PEESA	SUR	884,37
CASANARE	QI ENERGY	SUR	896,02
META	EMSA	SUR	715,60
META	RUITOQUE	SUR	745,94
META	VATIA	SUR	765,54
META	DICEL	SUR	780,46
META	QI ENERGY	SUR	791,61
META	PEESA	SUR	800,90
META	ENERCO	SUR	832,71
PUTUMAYO	VATIA	SUR	757,07
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	831,76
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	921,92

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



Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para Diciembre de 2022 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	BIA ENERGY	CENTRO	650,54
ANTIOQUIA CREG 078/07	Enel X Colombia	CENTRO	659,60
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERBIT	CENTRO	670,11
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	736,03
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	740,11
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	756,32
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	763,49
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	775,54
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	805,81
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	826,11
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	666,98
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	678,29
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	761,34
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	749,07
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	838,00
BOGOTÁ	BIA ENERGY	ORIENTE	581,30
BOGOTÁ	Enel X Colombia	ORIENTE	589,47
BOGOTÁ	ENERBIT	ORIENTE	624,33
BOGOTÁ	ENERCO	ORIENTE	668,86
BOGOTÁ	DICEL	ORIENTE	707,20
BOGOTÁ	DICELER	ORIENTE	717,32
BOGOTÁ	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	731,04
BOGOTÁ	ENERMAS	ORIENTE	865,67
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	684,67
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	692,47
BOYACA	VATIA	ORIENTE	698,37
BOYACA	DICEL	ORIENTE	713,06
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	734,95
BOYACA	PEESA	ORIENTE	737,86
BOYACA	EBSA	ORIENTE	766,87
CALDAS	CHEC	CENTRO	712,47
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	715,28
CALDAS	VATIA	CENTRO	756,06
CALDAS	EEP	CENTRO	758,05
CALDAS	DICEL	CENTRO	767,20
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	798,72
CALDAS	PEESA	CENTRO	804,48
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	BIA ENERGY	OCCIDENTE	609,62
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	699,10
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	721,58
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	724,04
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	742,54
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	786,23
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	792,56
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	811,85
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	728,63
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	744,18
CAQUETA	VATIA	SUR	754,53
CAQUETA	PEESA	SUR	796,14
CARIBE MAR	BIA ENERGY	SIN ADD	640,81
CARIBE MAR	Enel X Colombia	SIN ADD	652,05
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	672,39
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	692,98
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	708,45
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	755,48
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	769,46
CARIBE MAR	RUIOQUE	SIN ADD	775,57
CARIBE MAR	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	789,86
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	797,96
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	798,12
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	806,96
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	839,81
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	853,54
CARIBE MAR	ENERMAS	SIN ADD	974,46

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE SOL	BIA ENERGY	SIN ADD	620,07
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	735,78
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	766,65
CARIBE SOL	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	778,29
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	781,20
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	784,01
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	790,65
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	798,79
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	822,01
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	838,52
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	845,17
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	747,42
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	755,02
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	757,47
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	757,48
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	768,66
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	807,30
CASANARE	QI ENERGY	SUR	713,48
CASANARE	ENERCA	SUR	714,84
CASANARE	VATIA	SUR	812,36
CASANARE	DICEL	SUR	821,46
CASANARE	PEESA	SUR	846,52
CASANARE	Enel X Colombia	SUR	888,53
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	680,84
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	714,98
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	715,08
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	723,71
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	756,57
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	759,96
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	790,23
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	859,34
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	617,57
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	688,10
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	704,40
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	720,39
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	726,25
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	737,97
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	775,98
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	786,72
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	792,96
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	800,77
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CETSA	OCCIDENTE	823,79
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	782,11
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	655,08
HUILA	VATIA	ORIENTE	698,44
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	704,34
HUILA	DICEL	ORIENTE	714,96
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	741,93
HUILA	PEESA	ORIENTE	752,08
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	800,96
META	EMSA	SUR	721,10
META	RUIOQUE	SUR	751,30
META	VATIA	SUR	752,79
META	QI ENERGY	SUR	766,81
META	DICEL	SUR	768,52
META	PEESA	SUR	809,39
META	ENERCO	SUR	819,68
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	696,08
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	719,41
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	743,45
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	744,70
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	746,95
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	807,29
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	809,27
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	748,80
NORTE DE SANTANDER	RUIOQUE	CENTRO	768,58
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	770,94
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	774,82
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	782,16
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	827,81
NORTE DE SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	956,26

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	655,40
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	731,03
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	746,96
PEREIRA	VATIA	CENTRO	755,54
PEREIRA	DICEL	CENTRO	767,60
PEREIRA	AIRE	CENTRO	805,69
PEREIRA	EEP	CENTRO	807,00
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	814,46
PEREIRA	PEESA	CENTRO	822,19
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	713,96
PUTUMAYO	VATIA	SUR	755,68
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	838,00
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	744,13
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	753,28
QUINDIO	VATIA	CENTRO	755,85
QUINDIO	DICEL	CENTRO	768,63
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	809,08
QUINDIO	RUITOQUE	CENTRO	813,11
QUINDIO	PEESA	CENTRO	820,20
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	940,98
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	742,38
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	781,92
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	712,89
SANTANDER	VATIA	CENTRO	773,21
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	778,91
SANTANDER	DICEL	CENTRO	781,56
SANTANDER	ESSA	CENTRO	791,55
SANTANDER	ENERCO	CENTRO	810,64
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	810,78
SANTANDER	PEESA	CENTRO	827,44
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	953,07
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	937,56
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	655,30
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	705,94
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	719,02
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	738,11
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	767,94
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	773,41
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	790,07
TOLIMA	CETSA	SIN ADD	810,40
TULLUA	ENERBIT	OCCIDENTE	662,65
TULLUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	699,13
TULLUA	VATIA	OCCIDENTE	714,75
TULLUA	DICEL	OCCIDENTE	731,31
TULLUA	EMEESA	OCCIDENTE	734,20
TULLUA	CETSA	OCCIDENTE	753,17
TULLUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	763,02
TULLUA	PEESA	OCCIDENTE	781,85

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)
OCTUBRE	CENTRO	CHEC	CALDAS	803,08	714,73
OCTUBRE	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	745,19	738,45
OCTUBRE	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	772,16	750,54
OCTUBRE	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	749,91	774,04
OCTUBRE	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	800,55	776,81
OCTUBRE	CENTRO	ESSA	SANTANDER	784,25	791,55
OCTUBRE	CENTRO	EEP	PEREIRA	801,23	800,84
OCTUBRE	OCCIDENTE	EMEESA	POPAYAN - PURACE	747,71	708,50
OCTUBRE	OCCIDENTE	EMEESA	CAUCA	706,79	709,61
OCTUBRE	OCCIDENTE	CETSA	TULLUA	785,89	750,13
OCTUBRE	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	762,10	751,69
OCTUBRE	OCCIDENTE	VATIA	CARTAGO	733,21	760,08
OCTUBRE	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	802,75	779,69
OCTUBRE	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	832,27	798,74
OCTUBRE	ORIENTE	ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ	717,52	723,08
OCTUBRE	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	816,77	753,05
OCTUBRE	ORIENTE	EBSA	BOYACA	796,68	768,76
OCTUBRE	ORIENTE	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	927,36	770,22
OCTUBRE	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	794,37	794,84
OCTUBRE	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	784,63	686,96
OCTUBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	773,41	687,69
OCTUBRE	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	762,86	776,14
OCTUBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	766,36	792,70
OCTUBRE	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	841,87	798,12
OCTUBRE	SIN ADD	QIENERGY	CARIBE MAR	780,42	819,04
OCTUBRE	SIN ADD	QIENERGY	CARIBE SOL	774,20	821,81
OCTUBRE	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	865,35	841,92
OCTUBRE	SUR	ENERCA	CASANARE	872,41	713,57
OCTUBRE	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	843,87	728,20
OCTUBRE	SUR	EMSA	META	843,32	744,48
OCTUBRE	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	847,61	832,55
NOVIEMBRE	CENTRO	CHEC	CALDAS	790,35	707,03
NOVIEMBRE	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	785,62	738,45
NOVIEMBRE	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	772,81	750,54
NOVIEMBRE	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	792,64	768,90
NOVIEMBRE	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	757,95	774,04
NOVIEMBRE	CENTRO	ESSA	SANTANDER	799,16	791,55
NOVIEMBRE	CENTRO	EEP	PEREIRA	802,32	800,84
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	EMEESA	POPAYAN - PURACE	755,80	708,50
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	EMEESA	CAUCA	712,33	709,62
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	CETSA	TULLUA	780,96	745,20
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	768,45	751,69
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	VATIA	CARTAGO	743,69	760,08
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	801,46	778,40
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	839,33	798,74
NOVIEMBRE	ORIENTE	ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ	728,24	723,08
NOVIEMBRE	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	834,85	753,05
NOVIEMBRE	ORIENTE	EBSA	BOYACA	786,31	758,75
NOVIEMBRE	ORIENTE	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	808,27	759,82
NOVIEMBRE	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	809,86	794,84
NOVIEMBRE	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	742,61	650,14
NOVIEMBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	794,56	687,69
NOVIEMBRE	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	763,68	776,14
NOVIEMBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	769,50	792,70
NOVIEMBRE	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	853,16	798,12
NOVIEMBRE	SIN ADD	QIENERGY	CARIBE MAR	822,35	824,92
NOVIEMBRE	SIN ADD	QIENERGY	CARIBE SOL	792,71	827,71
NOVIEMBRE	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	859,65	836,23
NOVIEMBRE	SUR	ENERCA	CASANARE	912,99	709,38
NOVIEMBRE	SUR	EMSA	META	814,44	715,60
NOVIEMBRE	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	836,53	720,92
NOVIEMBRE	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	846,80	831,76



MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
DICIEMBRE	CENTRO	CHEC	CALDAS	761,13	712,47
DICIEMBRE	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	781,32	744,13
DICIEMBRE	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	778,69	756,32
DICIEMBRE	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	804,16	774,82
DICIEMBRE	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	778,59	781,92
DICIEMBRE	CENTRO	ESSA	SANTANDER	778,27	791,55
DICIEMBRE	CENTRO	EEP	PEREIRA	806,06	807,00
DICIEMBRE	OCCIDENTE	EMEESA	POPAYAN - PURACE	773,41	713,96
DICIEMBRE	OCCIDENTE	EMEESA	CAUCA	728,18	715,08
DICIEMBRE	OCCIDENTE	CETSA	TULUA	795,87	753,17
DICIEMBRE	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	771,60	757,47
DICIEMBRE	OCCIDENTE	VATIA	CARTAGO	738,23	757,48
DICIEMBRE	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	802,22	786,72
DICIEMBRE	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	835,93	807,29
DICIEMBRE	ORIENTE	ENEL COLOMBIA	BOGOTÁ	692,80	731,04
DICIEMBRE	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	782,52	761,34
DICIEMBRE	ORIENTE	EBSA	BOYACA	780,26	766,87
DICIEMBRE	ORIENTE	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	785,97	767,94
DICIEMBRE	ORIENTE	ELECTROHUI LA	HUILA	774,86	800,96
DICIEMBRE	SIN ADD	ENERGUAVI ARE	GUAVIARE	737,06	655,08
DICIEMBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	778,22	692,98
DICIEMBRE	SIN ADD	QIENERGY	CARIBE SOL	790,63	766,65
DICIEMBRE	SIN ADD	QIENERGY	CARIBE MAR	783,24	769,46
DICIEMBRE	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	757,58	782,11
DICIEMBRE	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	885,06	798,12
DICIEMBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	767,22	798,79
DICIEMBRE	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	883,53	845,17
DICIEMBRE	SUR	ENERCA	CASANARE	872,10	714,84
DICIEMBRE	SUR	EMSA	META	825,28	721,10
DICIEMBRE	SUR	ELECTROCA QUETA	CAQUETA	825,00	728,63
DICIEMBRE	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	857,76	838,00

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 IV 2022. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	Alumbrado Publico	Áreas Comunes	Comercial	Industrial	Industrial Bombeo	Oficial
CARIBEMAR DE LA COSTA			709,32			
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP			636,86	658,24		
EEP S.A. ESP	769,25	799,90	773,41			
ELECTROHUILA S.A. ESP			693,57			
EMCALI ESP			721,74			
ENEL COLOMBIA S.A. ESP			695,25			
ENERMAS			686,06			
ENERTOTAL S.A. ESP			706,34	709,99		
EPM S.A. ESP		688,42	678,79	436,15	736,09	645,12
ISAGEN S.A. ESP			551,18	592,59		
RENOVATIO S.A. ESP			680,17			
RUITOQUE S.A. ESP			712,70	694,95		830,15
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			607,28			
VATIA S.A. ESP			551,80	651,19		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2022. ADD Occidente (Cauca, Nariño y Valle del Cauca)

EMPRESA	Alumbrado Publico	Comercial	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Oficial	Provisional
CARIBEMAR DE LA COSTA		627,97					
CEDENAR S.A. ESP	747,96	814,00					804,57
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		650,10		483,54	650,28		
CEO S.A.S ESP		645,60					
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		674,30					
DICEL S.A. ESP		569,68					
DICELER S.A. E.S.P		504,01					
EEP S.A. ESP		536,64					
ELECTROHUILA S.A. ESP		568,93					
EMCALI ESP	750,12	636,67	658,69		697,44		
ENEL COLOMBIA S.A. ESP		607,30					
ENERTOTAL S.A. ESP		589,86			698,48		
QI ENERGY		606,85					
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		616,51					
VATIA S.A. ESP		578,12					

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2022. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	Alumbrado Publico	Áreas Comunes	Comercial	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial
AES CHIVOR							680,65
CARIBEMAR DE LA COSTA			624,87				
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	607,74		597,29				656,20
DICEL S.A. ESP			568,31				668,69
DICELER S.A. E.S.P							670,58
EBSA S.A. ESP			649,42				636,06
ELECTROHUILA S.A. ESP			685,02	694,07			659,39
EMCALI ESP			552,31				652,42
ENEL COLOMBIA S.A. ESP			562,96		614,18		595,59
ENERTOTAL S.A. ESP			671,89			710,51	685,42
EPM S.A. ESP							673,53
GENERSA S.A.S. E.S.P.							673,28

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	Alumbrado Publico	Áreas Comunes	Comercial	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial
ISAGEN S.A. ESP							610,53
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							751,96
RENOVATIO S.A. ESP							680,64
RUITOQUE S.A. ESP		706,77			673,83	733,09	686,89
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		473,17	462,70				
VATIA S.A. ESP			645,97				623,44

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2022. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	Comercial	Industrial
CARIBEMAR DE LA COSTA	632,73	
EBSA S.A. ESP	666,94	
EMSA S.A. ESP		749,31
ENEL COLOMBIA S.A ESP	762,43	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2022. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	Comercial	Industrial	Oficial
CARIBEMAR DE LA COSTA	732,28	717,19	
DICEL S.A. ESP	722,73		723,96
ENEL COLOMBIA S.A ESP	710,67		721,07
ENERTOTAL S.A. ESP	608,83	684,54	611,86
RUITOQUE S.A. ESP			741,94
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	803,48		677,58
VATIA S.A. ESP	741,66		771,16

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2022. 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 IV 2022. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	Alumbrado Publico	Áreas Comunes	Comercial	Especial Asistencial	Industrial	Industrial Bombeo	Oficial	Provisional
AIRE			617,66					
CARIBEMAR DE LA COSTA			592,49		599,82			
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	600,64		588,42		574,34		551,90	
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP					560,51			
DICEL S.A. ESP					601,16			
EBSA S.A. ESP					629,68			
EEP S.A. ESP	645,83	655,54	633,05		631,34		654,26	631,63
ELECTROHUILA S.A. ESP					610,41			
EMCALI ESP			589,64					
EMEESA S.A. ESP					575,43			
ENEL COLOMBIA S.A ESP			576,39		592,10		593,73	
ENERGIA Y AGUA SAS ESP					695,53			
ENERMAS			629,59					



EMPRESA	Alumbrado Publico	Áreas Comunes	Comercial	Especial Asistencial	Industrial	Industrial Bombeo	Oficial	Provisional
ENERTOTAL S.A. ESP			607,49		613,50			
EPM S.A. ESP	597,50	578,80	585,30		587,31	582,89	577,04	
GAP ENERGY					575,97			
GECELCA S.A. ESP					473,95			
GREENYELLOW			422,23				425,45	
ISAGEN S.A. ESP			555,45		582,63			
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					661,30			
RENOVATIO S.A. ESP			609,02		608,72			
RUITOQUE S.A. ESP			621,09		639,10		615,25	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			755,83		837,94			
VATIA S.A. ESP			593,47		598,82		597,65	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2022. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	Alumbrado Publico	Áreas Comunes	Comercial	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Industrial Bombeo	Oficial
CARIBEMAR DE LA COSTA			552,84					
CEDENAR S.A. ESP	657,31		338,89	348,13		348,73		345,81
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	557,65		550,51	541,34	544,72	553,81	551,79	570,06
CEO S.A.S ESP			588,31			578,15		584,62
CETSA S.A. ESP	564,23		554,03			543,27		572,57
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP						529,77		
DICEL S.A. ESP	603,25		551,27			575,73		625,11
DICELER S.A E.S.P			543,12			559,02		
EEP S.A. ESP	589,34		577,07			591,28		
EMCALI ESP	603,23		576,03	573,09	577,93	582,53		590,55
EMEESA S.A. ESP			535,14			532,84		
ENEL COLOMBIA S.A ESP			546,60			534,68		
ENERTOTAL S.A. ESP			582,09			574,67		
EPM S.A. ESP			539,19	536,43	536,48	547,83		546,47
GREENYELLOW			531,73					
ISAGEN S.A. ESP						538,72		
QI ENERGY		609,74	590,82					
RENOVATIO S.A. ESP			578,80					
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			735,13			709,34		
VATIA S.A. ESP			558,73			564,14		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2022. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	Alumbrado Publico	Áreas Comunes	Comercial	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Oficial
AES CHIVOR							526,30	
AIRE			570,57				597,32	
CARIBEMAR DE LA COSTA			550,00				543,76	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	560,18	649,74	551,66	543,55			548,13	568,45
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP							520,59	
DICEL S.A. ESP			563,99	568,21			568,30	568,96
DICELER S.A E.S.P		553,28	556,34				544,37	
EBSA S.A. ESP	642,59		635,29		581,72	580,35	581,50	
EEP S.A. ESP			569,56				570,67	
ELECTROHUILA S.A. ESP	581,22		589,37	587,13			589,35	584,81
EMCALI ESP			569,33				562,02	554,95
ENEL COLOMBIA S.A ESP	519,98	547,75	535,09	558,81	525,83		543,39	533,77
ENERMAS			589,25				578,75	
ENERTOTAL S.A. ESP			563,65			574,78	570,82	
EPM S.A. ESP	536,49		531,74				527,69	543,60
FRANCA ENERGIA							499,74	
GAP ENERGY			535,09				536,25	
GECELCA S.A. ESP							536,80	
ISAGEN S.A. ESP			524,59				557,01	

EMPRESA	Alumbrado Publico	Áreas Comunes	Comercial	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Oficial
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							558,67	
MESSER ENERGY			525,43					
RENOVATIO S.A. ESP			570,14				572,62	
RUITOQUE S.A. ESP		574,27	574,79	567,86	561,33		582,54	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		611,95	628,42					
VATIA S.A. ESP			552,77				549,15	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2022. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta)

EMPRESA	Alumbrado Publico	Comercial	Industrial	Oficial
CARIBEMAR DE LA COSTA		641,65		
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		634,32		676,66
DICEL S.A. ESP			665,72	
EBSA S.A. ESP			692,65	
ELECTROHUILA S.A. ESP		697,27		671,75
EMCALI ESP		618,20		
EMSA S.A. ESP	638,09		668,15	
ENEL COLOMBIA S.A. ESP		619,68		
ENERCA S.A. ESP			684,04	
EPM S.A. ESP		650,52	622,86	601,29
RUITOQUE S.A. ESP		709,08		
VATIA S.A. ESP		686,21	684,16	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2022. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	Alumbrado Publico	Comercial	Industrial	Oficial
AES CHIVOR				522,61
AIRE		561,79		562,14
CARIBEMAR DE LA COSTA	580,99	564,51	540,55	583,84
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		534,64		550,26
CEO S.A.S ESP			585,38	
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		530,32		520,35
DICEL S.A. ESP		546,88		549,80
DICELER S.A. E.S.P				560,13
EBSA S.A. ESP		559,52		569,20
ELECTROHUILA S.A. ESP		562,22		590,84
EMCALI ESP				521,67
EMSA S.A. ESP				567,62
ENEL COLOMBIA S.A. ESP		535,39		537,36
ENERTOTAL S.A. ESP		606,87		635,38
EPM S.A. ESP		535,12	534,90	530,13
GECELCA S.A. ESP		515,36		510,21
GREENYELLOW		469,35		451,03
ISAGEN S.A. ESP		516,54		528,48
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				625,54
QI ENERGY		618,66		594,66
RENOVATIO S.A. ESP		550,87		558,38
RUITOQUE S.A. ESP		579,50		577,16
SOUTH32 ENERGY S.A.S. E.S.P.				467,29
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		600,81		611,07
VATIA S.A. ESP		554,03		564,61

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Distrito de Riego	Especial Asistencial
AES CHIVOR				
AIRE	551,24	533,98	556,60	564,35
CARIBEMAR DE LA COSTA			525,70	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP				

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Distrito de Riego	Especial Asistencial
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP				
DICEL S.A. ESP			530,76	
EEP S.A. ESP			568,63	
EMCALI ESP				
ENEL COLOMBIA S.A. ESP			524,59	
ENERTOTAL S.A. ESP				
EPM S.A. ESP			520,63	
GAP ENERGY				
GECELCA S.A. ESP				
GREENYELLOW			471,24	
ISAGEN S.A. ESP				
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				
QI ENERGY		622,44		
RENOVATIO S.A. ESP				
RUITOQUE S.A. ESP				
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P				
VATIA S.A. ESP				

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2022. SIN ADD (Chocó)

EMPRESA	Comercial	Industrial
CARIBEMAR DE LA COSTA	534,39	
ISAGEN S.A. ESP		521,37
RUITOQUE S.A. ESP	558,41	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2022. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Especial Asistencial	Industrial	Oficial	Provisional
AES CHIVOR		449,32		450,70		
CARIBEMAR DE LA COSTA		480,95		483,38		
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		462,47		454,14		
DICEL S.A. ESP				531,90		
ECOPETROL ENERGIA						
EEP S.A. ESP		511,95	508,29	516,95	547,27	528,80
EMCALI ESP		485,90				
ENEL COLOMBIA S.A. ESP		465,89		459,79		
ENERMAS				535,76		
ENERTOTAL S.A. ESP				498,81		
EPM S.A. ESP		467,29		466,38	415,28	
GECELCA S.A. ESP				409,67		
GREENYELLOW		479,68				
ISAGEN S.A. ESP		465,17		453,44		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		531,75		546,41		
QI ENERGY	530,79					
RUITOQUE S.A. ESP		503,03	580,50	512,57	489,51	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		498,63				
VATIA S.A. ESP		484,33		486,58		

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2022. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	Comercial	Industrial	Oficial
AES CHIVOR		457,81	
CARIBEMAR DE LA COSTA		480,17	
CEDENAR S.A. ESP		340,27	430,32
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	472,37	470,81	
CEO S.A.S ESP		507,04	524,10
CETSA S.A. ESP		452,12	
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP	461,56	457,91	

EMPRESA	Comercial	Industrial	Oficial
DICEL S.A. ESP	463,42	510,12	
EEP S.A. ESP	553,14	517,99	
EMCALI ESP	511,43	504,28	524,60
EMEESA S.A. ESP	528,72	490,04	
ENEL COLOMBIA S.A. ESP	468,71	469,20	
ENERTOTAL S.A. ESP		523,12	
EPM S.A. ESP	470,94	472,68	
GAP ENERGY		473,27	
GECELCA S.A. ESP		476,69	
GREENYELLOW	548,21		
ISAGEN S.A. ESP		462,58	
RENOVATIO S.A. ESP	483,97		
VATIA S.A. ESP		497,55	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2022. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá y Huila)

EMPRESA	Comercial	Distrito de Riego	Industrial	Industrial Bombeo	Oficial
AES CHIVOR			468,82		
AIRE			501,74		
CARIBEMAR DE LA COSTA	510,77		487,49		
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	489,64		474,72		607,17
DICEL S.A. ESP			517,19		
EBSA S.A. ESP	523,79		522,97	526,43	
ELECTROHUILA S.A. ESP	525,19	534,63	542,49		519,56
EMCALI ESP			453,36		
ENEL COLOMBIA S.A. ESP	477,73		484,77		
EPM S.A. ESP	480,09		479,15		473,35
FRANCA ENERGIA			466,94		
GAP ENERGY	484,13				
GECELCA S.A. ESP			481,01		
GREENYELLOW			419,71		
ISAGEN S.A. ESP	470,11		368,85		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	503,23		562,89		
QI ENERGY	541,66		553,90		
VATIA S.A. ESP	500,08		498,87		

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2022. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Industrial	Oficial
CARIBEMAR DE LA COSTA			483,22	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		453,87	460,05	515,24
EMCALI ESP			455,80	
EMSA S.A. ESP			490,26	
ENEL COLOMBIA S.A. ESP		456,27	465,32	
ENERCA S.A. ESP			533,02	
ENERMAS			502,38	
EPM S.A. ESP		442,87	464,56	447,66
GAP ENERGY			513,82	
GECELCA S.A. ESP		452,39	493,68	
GREENYELLOW		465,97		
ISAGEN S.A. ESP		455,48	486,53	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		531,88		
QI ENERGY	513,17			
VATIA S.A. ESP		533,16	488,79	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2022. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Industrial
CARIBEMAR DE LA COSTA	519,72	511,61	541,37
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	544,72		531,53

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Industrial
DICEL S.A. ESP			556,65
ENEL COLOMBIA S.A. ESP	496,81		535,38
EPM S.A. ESP		493,39	501,93
GECELCA S.A. ESP	501,20		497,11
GREENYELLOW	423,15		435,79
ISAGEN S.A. ESP			491,49
VATIA S.A. ESP			518,71

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2022. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Industrial
CARIBEMAR DE LA COSTA	519,72	511,61	541,37
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	544,72		531,53
DICEL S.A. ESP			556,65
ENEL COLOMBIA S.A. ESP	496,81		535,38
EPM S.A. ESP		493,39	501,93
GECELCA S.A. ESP	501,20		497,11
GREENYELLOW	423,15		435,79
ISAGEN S.A. ESP			491,49
VATIA S.A. ESP			518,71

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2022. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	Comercial	Industrial	Oficial
CEO S.A.S ESP		373,13	
ECOPETROL ENERGIA			
EPM S.A. ESP	413,66	409,08	348,17
GECELCA S.A. ESP	412,50	410,41	
ISAGEN S.A. ESP		390,86	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2022. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	Comercial	Industrial
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	434,32	414,59
ENEL COLOMBIA S.A. ESP		414,93
EPM S.A. ESP		396,39
ISAGEN S.A. ESP		410,48

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2022. ADD Oriente (Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	Comercial	Industrial
ECOPETROL ENERGIA		
ENEL COLOMBIA S.A. ESP		415,15
EPM S.A. ESP		395,55
GECELCA S.A. ESP		411,61
ISAGEN S.A. ESP	400,98	382,96
MESSER ENERGY		396,60

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2022. ADD SUR (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	Industrial
GECELCA S.A. ESP	423,25

Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2022. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)



EMPRESA	Comercial	Industrial	Oficial
CARIBEMAR DE LA COSTA		547,16	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP			451,04
ENEL COLOMBIA S.A. ESP	403,78	581,40	405,92
GECELCA S.A. ESP	388,91		391,06
ISAGEN S.A. ESP			408,92

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2022. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	Industrial
ENEL COLOMBIA S.A. ESP	482,35
ISAGEN S.A. ESP	407,28

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Carrera 18 No. 84 – 35
Bogotá D.C, Colombia
(57 1) 691-3005
www.superservicios.gov.co
sspd@superservicios.gov.co



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios