

# Boletín Tarifario

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

JULIO- SEPTIEMBRE  
2022

# Contenido

## Página

- Introducción ..... 3
- 1. Actualidad tarifaria ..... 3
- 2. Panorama nacional ..... 5
- 4. Componente de Transmisión (T) ..... 12
- 5. Componente de Distribución (D) ..... 15
- 6. Componente de Comercialización (C) ..... 19
- 7. Componente de Pérdidas (PR) ..... 21
- 8. Componente de Restricciones (R) ..... 23
- 9. Opción Tarifaria ..... 26
- 10. Tarifas aplicadas ..... 27
- 11. Usuarios no regulados ..... 29
- Anexo 1 ..... 32
- Anexo 2 ..... 37

**Proyectó:**  
Natalia Ximena Castro Puentes  
Rafael Ricardo Rojas Peña  
Diego Fernando Borda Tovar

**Revisó**  
Diego Fernando Borda Tovar  
Coordinador Grupo de Gestión Comercial del 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 tercer 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 7M2022, 8M2022 y 9M2022. 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.

Otro de los cambios significativos que se presentaron en el tercer trimestre del 2022 se encuentra relacionado 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; la entrada en vigencia de esta resolución y su impacto se empieza a ver en este trimestre.

Sin embargo, la metodología de cálculo de las ADD<sup>1</sup> establece una senda de aproximadamente seis meses donde mes a mes su cargo de distribución en transición por nivel de tensión va acoplándose hasta que sea igual al cargo DtUN del ADD, por esta razón, puede identificarse que en los meses siguientes a la entrada al ADD, el cargo de distribución del mercado Tolima difiere del cargo DtUN del área.

En este trimestre, el Ministerio de Minas y Energía – Minenergía definió como medida de política pública el denominado Pacto por la Justicia Tarifaria<sup>2</sup>, el cual busca reducir en el corto y mediano plazo el costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica, a partir de esfuerzos de los agentes de la cadena de prestación, principalmente, la renegociación de contratos bilaterales y el cambio del indexador empleado. Si bien se definieron estas medias en el trimestre tres, el impacto se reflejará para el último trimestre del 2022. Dichas medidas se resumen a continuación:

- **En la línea de los comercializadores:** Para octubre y noviembre de 2022 los prestadores deberán presentar una curva de crecimiento de su costo unitario igual a cero o negativa como resultado de ciertas reglas en la aplicación del PV de la opción tarifaria; a partir de diciembre de 2022 a septiembre de 2023 todos los comercializadores únicamente podrán actualizar su CU de opción tarifaria con base en un PV calculado como la variación del IPC con opción de sumar un 0,3% si corresponde a un comercializador integrado al OR que se acogió al cambio de indexadores en distribución.

<sup>1</sup> Resoluciones CREG 058 de 2008 y 068 de 2008.

<sup>2</sup> Resoluciones CREG 101 027 de 2022, CREG 101 029 de 2022 y CREG 101 031 de 2022.



En ese mismo sentido, las tarifas para estrato 1 y 2 de los meses de octubre y noviembre debían actualizarse en función del PV calculado para la opción tarifaria (negativo o cero) indicando que se congelarían o disminuirían.

Lo anterior indica que los comercializadores que se encuentren en opción tarifaria, durante los meses de octubre y noviembre de 2022 no podrán aumentar el precio de la tarifa dado los ajustes regulatorios implementados por la CREG.

Para los comercializadores que no se encontraran en opción tarifaria, sus tarifas de estratos 1 y 2 se calcularían como la variación mínima entre el IPC y los CU, medida que había adoptada desde el año 2020 debido a la pandemia y había finalizado en junio de 2022 con la finalización de la declaratoria de la emergencia sanitaria por parte del gobierno nacional.

A partir de diciembre de 2022, la Resolución CREG 101 031 de 2022 no menciona ninguna regla para el cálculo de las tarifas de estratos 1 y 2 por lo que se entiende que, de ahí en adelante, debe aplicarse lo dispuesto en la Resolución CREG 003 de 2021 y que corresponde a la variación de los IPC.

Así mismo, entendiendo la afectación en los flujos de caja por los saldos acumulados de la opción tarifaria que viene desde el año 2020 y por la restricción de desacelerar la senda de recuperación de los saldos por los efectos del pacto por la justicia tarifaria, se permitió que los comercializadores pudieran diferir sus obligaciones con el mercado en términos de compras en bolsa y cargos por uso del STN, STR y SDL.

- **En la línea de los distribuidores y transmisores:** Se le dio la opción potestativa de modificar la forma de actualización durante octubre del 2022 y 11 meses más, su ingreso regulado a través de un indexador diferente al IPP o aplicando un IPP anterior al inicio del alto crecimiento inflacionario.

- **En la línea de los generadores y comercializadores mayoristas:** A estos prestadores solo se les dio la opción de renegociar los contratos bilaterales implementando un indexador que podía ser el menor entre el IPP, el IPC, el IBR, o cualquier otro que definieran entre las partes y lo validara la CREG. Vale la pena señalar que esta renegociación de contratos impactó de manera significativa el componente de Generación, donde cerca del 85% de las ventas de energía se hacen a través de contratos.

Debe tenerse presente que los distribuidores y transmisores nacionales tenían la potestad de acogerse voluntariamente a la modificación temporal de los factores de indexación de las variables empleadas para el cálculo de los ingresos y cargos de acuerdo con las metodologías contenidas en las Resoluciones CREG 015 de 2018 y 011 de 2009, por lo que a través de la Circular CREG 095 de 2022 publicó el listado de agentes que se acogieron<sup>3</sup>:

Agente	Tipo (TN/OR-D)
ISA Intercolombia S.A. E.S.P.	TN
Celsia Colombia S.A. E.S.P.	TN
Transelca S.A. E.S.P.	TN
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	TN
Distasa S.A. E.S.P.	TN
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	TN
Ruitoque S.A. E.S.P.	OR-D
Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P.	OR-D
Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.	OR-D
Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.	OR-D
Celsia Colombia S.A. E.S.P. - Mercado Tolima	OR-D
Celsia Colombia S.A. E.S.P. - Valle del Cauca	OR-D
Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.	OR-D
Enel Colombia S.A. E.S.P.	OR-D
Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.	OR-D
Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P.	OR-D
Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P.	OR-D
Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P.	OR-D
Air-e S.A.S. E.S.P.	OR-D

Así mismo, publicó el listado de los 3 transmisores nacionales y 8 operadores de red (Distribuidores) que no se acogieron al ajuste temporal de los factores de indexación en los términos del 6 de la Resolución CREG 101 027 de 2022, modificado por el artículo 2 de la Resolución CREG 101 031 de 2022, argumentado que a pesar de no poder acogerse a la opción planteada, harán esfuerzos importantes en los componentes regulados de transmisión, distribución y comercialización, los cuales se enlistan a continuación:

3 TN: Transmisores Nacionales; OR-D: Operadores de Red (Distribuidores)



Agente	Tipo
Empresas Públicas de Medellín – EPM	TN
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	TN
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	TN
Empresas Públicas de Cartago	OR-D
Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P.	OR-D
Empresas Públicas de Medellín - EPM	OR-D
Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.	OR-D
Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.	OR-D
Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.	OR-D
Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.	OR-D
Caribemar de la Costa S.A.S. E.S.P. (AFINIA)	OR-D

Finalmente, se enlistan los 6 operadores de red (Distribuidores) que no realizaron pronunciamiento dentro del término previsto para ello:

Agente	Tipo (TN/OR-D)
Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P.	OR-D
Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	OR-D
Empresa de Energía del Casanare ENERCA S.A. E.S.P.	OR-D
Electrificadora del Huila ELECTROHUILA S.A. E.S.P.	OR-D
Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.	OR-D
Energüviare S.A. E.S.P.	OR-D

La Superservicios viene publicando mensualmente desde el año 2020 a raíz de la pandemia un documento denominado “[Información tarifaria del servicio público de energía para el comercializador integrado al operador de red](#)”, una vez se anunciaron las medidas del Pacto por la Justicia Tarifaria, se incluyeron hojas adicionales en donde se exponen en detalle los efectos que tuvieron las medidas en el componente de Transmisión, Distribución (discriminado por cargo por uso y cargo por uso unificado del ADD), así como las variaciones porcentuales por componente y por estrato de cada uno de los comercializadores integrados al Operador de Red. Con lo anterior, la Superservicios puso a disposición del público en general toda la información relacionada con estas medidas de forma transparente con el objeto de informar a los usuarios el impacto de las mismas para sus propios análisis.

Revisada la publicación de los actos administrativos por parte de la CREG, se presentan las resoluciones expedidas y publicadas en el tercer trimestre de 2022 que pueden incidir directa o indirectamente en el cálculo del costo unitario de prestación del servicio:

#### Res. CREG/2022

#### Temática

101 020 DE 2022

Por la cual se definen las condiciones para el traslado de los precios de los contratos resultantes del mecanismo presentado por Derivex S.A. E.S.P. y la Cámara de Riesgo Central de Contraparte, y se establecen los indicadores de evaluación conforme a lo previsto en la Resolución CREG 114 de 2018.

101 022 DE 2022 Por la cual se establecen las reglas para realizar la verificación de los planes de inversión de los Operadores de Red.

101 024 DE 2022 Por la cual se definen los procedimientos para las subastas del Cargo por Confiabilidad en el mercado mayorista de energía.

101 027 DE 2022 Por la cual se permite el cambio de IPP para el cálculo de componentes del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones

101 029 DE 2022 Por la cual se adoptan medidas transitorias para ajustar los precios e indexadores de contratos de energía de largo plazo y diferir las obligaciones de pago de los comercializadores

101 030 DE 2022 Por la cual se amplían los plazos previstos en el artículo 6 de la Resolución CREG 101 027 de 2022 y en el artículo 4 de la Resolución CREG 101 029 de 2022

101 031 DE 2022 Por la cual se modifican las Resoluciones CREG 101 027 y 101 029 de 2022.

## 2. Panorama nacional

El análisis realizado del comportamiento tarifario durante el tercer 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.

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 tercer trimestre de 2022 corresponden a CELSIA COLOMBIA S.A E.S.P en el mercado Tolima con un valor de 1034,16 para el mes de agosto de 2022, el segundo y tercer CU corresponde a ENERTOTAL S.A E.S.P. con valores de 1033,93 \$/kWh y 1028,86 \$/kWh ambos en el mercado Tolima para los meses de julio y agosto. 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 agosto de 2022 es de 824,85 \$/kWh; de las tres empresas anteriormente mencionadas CELSIA COLOMBIA S.A E.S. P es la única empresa acogida a la opción tarifaria para este mercado.

En cuanto a la empresa con menor valor del CU trasferido a los usuarios finales para el tercer trimestre de 2022 se encuentra en los mercados Bogotá, Boyacá y Huila, de los cuales ninguno corresponde a opción tarifaria, el comercializador PROFESIONALES EN ENERGÍA S.A E.S.P. con valores de CU de 510,06 \$/kWh, 516,96 \$/kWh y 533,69 \$/kWh para el mes de julio de 2022 respectivamente.

A modo resumen, a continuación, 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.

MERCADO	ADD	ESTRATO 4
GUAVIARE	SIN ADD	697,62
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	ORIENTE	707,07
ARAUCA	ORIENTE	712,17
BOYACA	ORIENTE	718,52
HUILA	ORIENTE	722,29
CAQUETA	SUR	728,79
POPAYAN - PURACE	OCCIDENTE	735,19
CELSIA VALLE DEL CAUCA	OCCIDENTE	738,69
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	OCCIDENTE	748,45
TULUA	OCCIDENTE	752,45
META	SUR	753,33
CAUCA	OCCIDENTE	760,98
NARIÑO	OCCIDENTE	761,46
CARIBE MAR	SIN ADD	766,21
CASANARE	SUR	766,43
CALDAS	CENTRO	769,96
RUITOQUE	CENTRO	772,27
NORTE DE SANTANDER	CENTRO	776,63

MERCADO	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	CENTRO	778,37
QUINDIO	CENTRO	780,51
CARTAGO	OCCIDENTE	783,92
PEREIRA	CENTRO	786,60
CHOCO	SIN ADD	786,85
SANTANDER	CENTRO	799,23
CARIBE SOL	SIN ADD	799,49
BAJO PUTUMAYO	SUR	816,71
PUTUMAYO	SUR	821,17
TOLIMA	SIN ADD	920,04
SIBUNDOY	SUR	964,24

De la tabla anterior se entiende, que, en promedio, los mercados de comercialización de Tolima, Sibundoy y Putumayo 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, entendiéndose que el número de usuarios crece cada año, se realizó una revisión de esta clasificación con el número de usuarios a julio de 2022 manteniendo la agrupación que fue 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

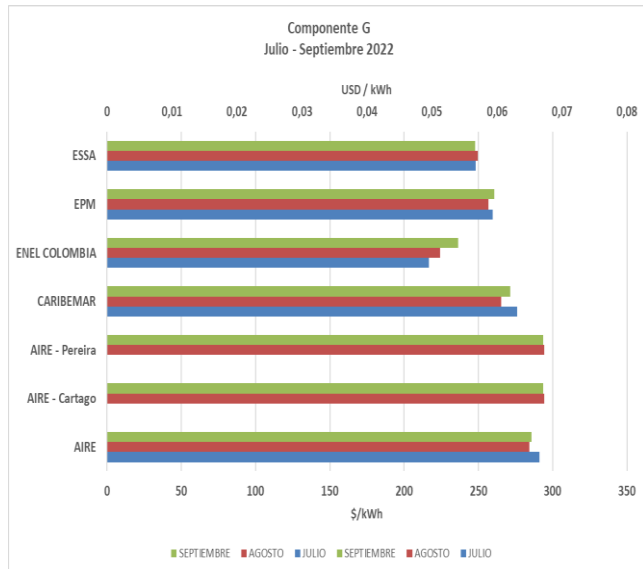


gráficas un eje horizontal secundario, expresando en USD\$/kWh; la TRM utilizada para la conversión del valor del componente que corresponde al promedio diario de los tres meses analizados en el presente informe y que son publicados por el Banco de la República, dando como resultado un valor de 4374,00 \$/USD.

### Grupo 1

El valor promedio para el tercer trimestre de 2022 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 266,72 \$/kWh, 12,68 \$/kWh por encima respecto al segundo trimestre de 2022 que representa un aumento del 11,68%. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde nuevamente a la empresa ENEL COLOMBIA para el mes de julio de 2022 con un valor igual a 216,58 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a AIRE con 294,35 \$/kWh para el mes de agosto de 2022. Nótese que estos dos últimos junto con los valores de septiembre corresponde a la variable Mc, lo que indica que estaba incursionando en los mercados Cartago y Pereira.

Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
AIRE	290,91	284,08	285,76
AIRE - Cartago		294,35	293,56
AIRE - Pereira		294,35	293,56
CARBEMAR	275,88	265,25	271,48
ENEL COLOMBIA	216,58	224,12	236,38
EPM	259,43	256,80	260,60
ESSA	248,23	249,55	247,75

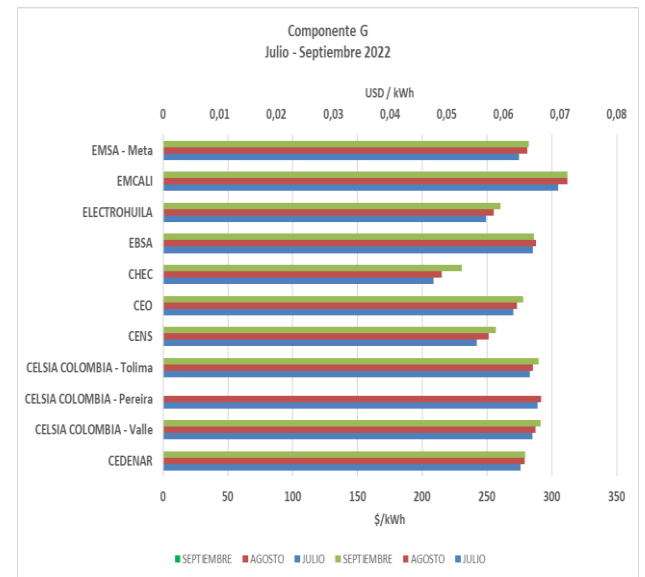


### Grupo 2

Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el tercer trimestre de 2022 corresponde a 273,50 \$/kWh, 2,4% por encima del

promedio del segundo trimestre del año 2022. Con un valor de 208,49 \$/kWh, CHEC S.A. E.S.P. presentó para el trimestre, el menor costo del componente G en el mes de julio 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 agosto de 2022, con un valor igual a 312,05 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CEDENAR	275,78	279,19	279,26
CELSIA COLOMBIA - Valle	284,77	287,19	291,37
CELSIA COLOMBIA - Pereira	288,93	291,61	
CELSIA COLOMBIA - Tolima	283,07	285,39	289,58
CENS	241,90	251,13	256,69
CEO	270,15	273,17	277,92
CHEC	208,49	215,15	230,59
EBSA	285,19	287,67	286,25
ELECTROHUILA	249,11	255,01	260,51
EMCALI	304,96	312,05	311,99
EMSA - Meta	274,43	281,18	282,36

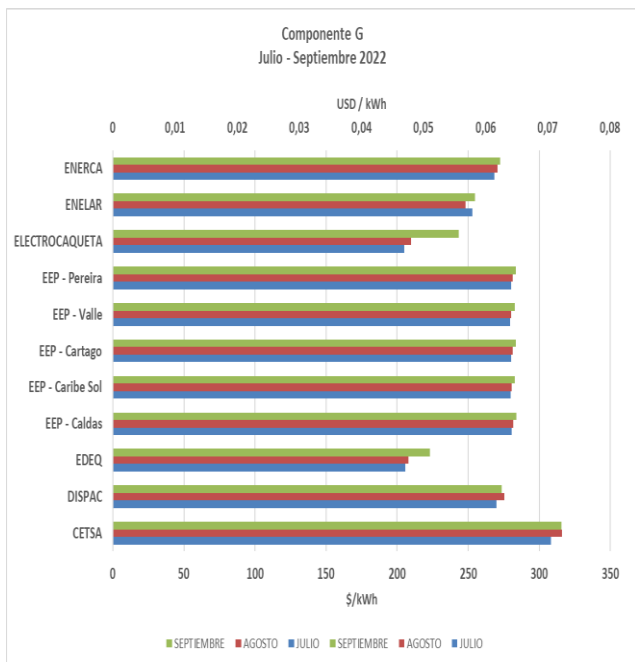


### Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 267,94 \$/kWh, 4,3% por encima del promedio del segundo trimestre de 2022 equivalente a 10,96\$/kWh. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la Empresa ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P. para el mes de julio de 2022 igual a 204,89 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a CETSA S.A. E.S.P., con un valor de 316,00 para el mes de agosto de 2022.



Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CETSA	308,04	<b>316,00</b>	315,66
DISPAC	269,85	275,37	273,42
EDEQ	205,89	207,85	222,99
EEP - Caldas	280,56	281,61	283,86
EEP - Caribe Sol	279,77	280,63	282,91
EEP - Cartago	280,21	281,17	283,44
EEP - Valle	279,56	280,37	282,67
EEP - Pereira	280,18	281,14	283,40
ELECTROCAQUETA	<b>204,89</b>	209,72	243,21
ENELAR	253,08	248,23	254,90
ENERCA	268,53	270,49	272,55

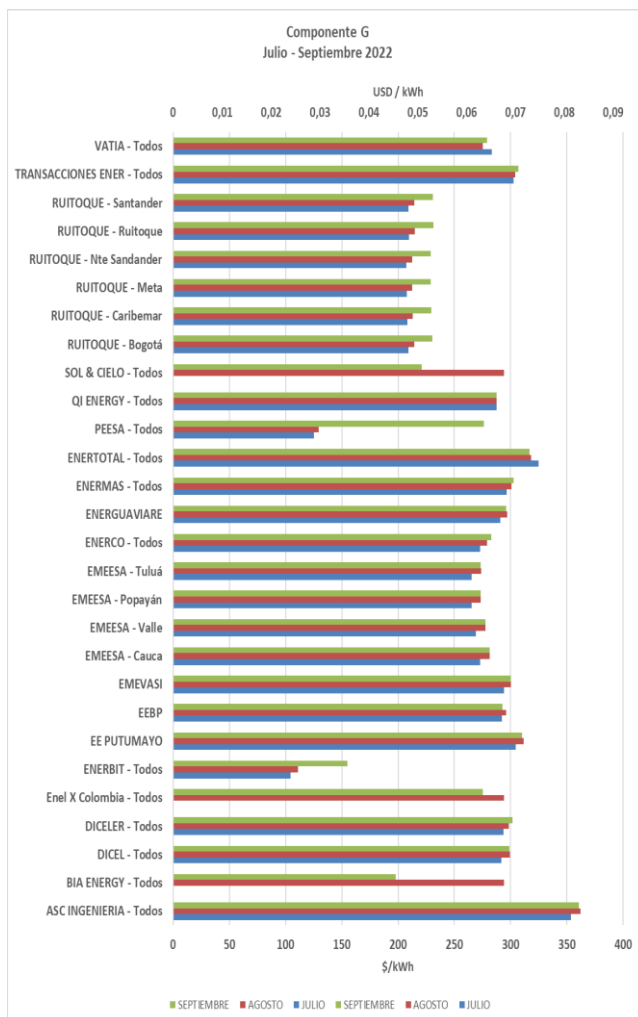


#### Grupo 4

Teniendo en cuenta que las empresas Asc Ingenieria S.A E.S.P, Bia Energy S.A E.S.P, Dicel S.A E.S.P, Diceler S.A E.S.P, Enel x Colombia S.A E.S.P, Enerbit S.A E.S.P, Enero S.A E.S.P, Enermas S.A E.S.P, Enertotal S.A E.S.P, Peesa S.A E.S.P, Qi Energy S.A E.S.P, Sol y Cielo S.A E.S.P, Transacciones Energeticas S.A E.S.P Vatia S.A. E.S.P. 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 264,59 \$/kWh, 2,7% por debajo del promedio del segundo trimestre de 2022 y que equivale a 7,28\$/kWh. Así mismo, el menor valor reportado corresponde a ENERBIT, con un valor igual a 104,59 \$/kWh para el mes de julio de 2022, mientras que el valor más alto lo publicó ASC INGENIERIA en el mes de agosto con un valor promedio en el componente de 362,06 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
ASC INGENIERIA - Todos	353,80	<b>362,06</b>	360,93
BIA ENERGY - Todos		294,34	197,65
DICEL - Todos	291,64	299,27	298,87
DICELER - Todos	293,69	298,62	301,95
Enel X Colombia - Todos		294,34	275,13
ENERBIT - Todos	<b>104,59</b>	110,96	154,73
EE PUTUMAYO	304,40	311,72	310,41
EEBP	292,09	295,95	292,86
EMEVASI	294,40	300,40	300,20
EMEESA - Cauca	272,71	281,63	281,23
EMEESA - Valle	269,23	277,73	277,45
EMEESA - Popayán	265,42	273,48	273,31
EMEESA - Tuluá	265,59	273,66	273,50
ENERCO - Todos	272,72	279,31	282,64
ENERGUAVIARE	290,79	296,80	296,22
ENERMAS - Todos	296,45	300,68	302,67
ENERTOTAL - Todos	324,67	318,14	316,96
PEESA - Todos	125,20	129,44	276,18
QI ENERGY - Todos	287,77	287,71	287,46
SOL & CIELO - Todos		294,15	221,08
RUITOQUE - Bogotá	209,19	214,24	230,68
RUITOQUE - Caribemar	208,23	213,20	229,73
RUITOQUE - Meta	207,62	212,54	229,12
RUITOQUE - Nte Sandander	207,52	212,44	229,03
RUITOQUE - Ruitoque	209,76	214,85	231,24
RUITOQUE - Santander	209,22	214,27	230,72
TRANSACCIONES ENER - Todos	302,55	304,18	306,97
VATIA - Todos	283,17	275,15	279,09







## Comportamiento de los precios de contratos bilaterales de los comercializadores

Teniendo en cuenta que alrededor 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 tercer trimestre de 2022, el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos bilaterales (Qc) fue de 86,60%, 1,67% por encima respecto al segundo 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  $Pc$ ; así mismo, un factor de ponderación  $\alpha$ , 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  $Mc$ ).

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:

$$G_{m,i,j} = Q_{c_{m-1,i}} * (\alpha_{i,j} * Pc_{m-1,i} + (1 - \alpha_{i,j}) * Mc_{m-1}) + (1 - Q_{c_{m-1,i}}) * Pb_{m-1,i} + AJ_{m,i}$$

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:

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

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

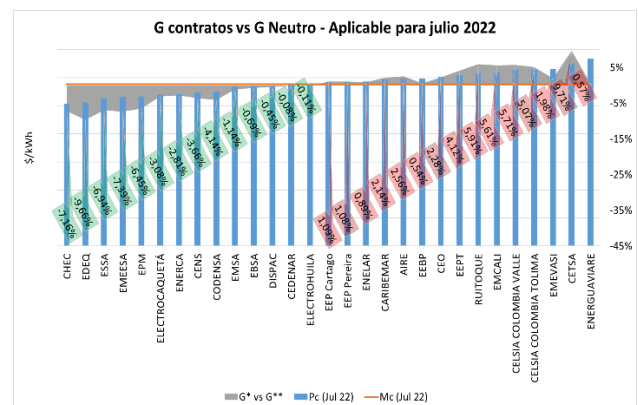
neutra, el cual se calcula de manera individual para cada Comercializador Minorista (manteniendo todo lo demás constante) y utilizando un valor de la variable  $Pc$  igual a la variable  $Mc$  del mes analizado, eliminando el factor de ponderación alfa de la ecuación:

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

Así las cosas, 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  $\alpha$ . 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  $\alpha$ .

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 tercer 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.

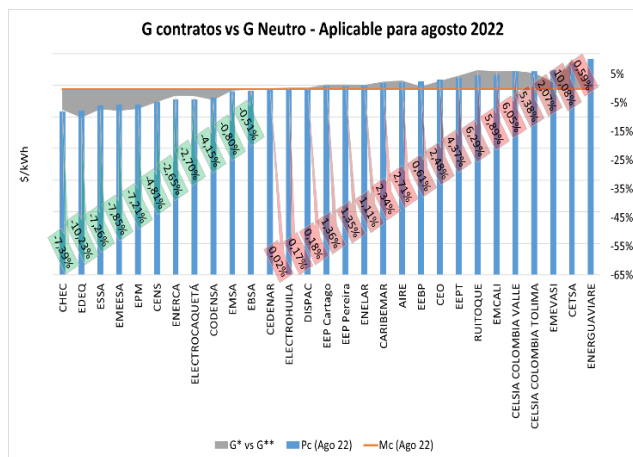
Es importante anotar que en el eje vertical primario (\$/kWh) de las siguientes gráficas, se presenta la comparación entre la variable  $Pc_{m-1}$  para cada Comercializador Minorista, versus la variable  $Mc_{m-1}$ ; por su parte, el eje vertical secundario presenta la diferencia porcentual existente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



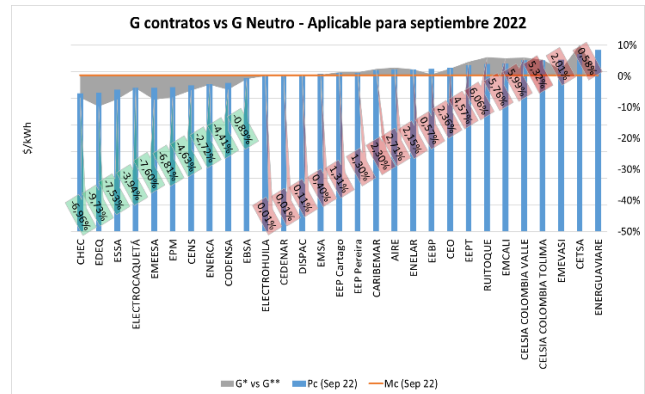


Como se observa, para el mes de julio de 2022 es posible identificar que CHEC presenta el menor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en una reducción aproximada del 7,16% de la variable  $G^*$  respecto a la variable  $G^{**}$ ; quiere esto decir que, debido al bajo  $P_c$  presentado por esta empresa, sus usuarios perciben un componente  $G$  de contratos 7,16% 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 0,57% 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 0,57% mayor al que percibiría en el caso en que la variable  $P_c$  fuera igual a la variable  $M_c$ .

Para el mes de agosto de 2022, CHEC presentó el menor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en una reducción aproximada del 7,39% 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 0,59% de la variable  $G^*$  respecto a la variable  $G^{**}$ ; pero que no corresponde al porcentaje de aumento más alto ya que este puesto le corresponde a CETSA con 10,08%.



Finalmente, para el mes de septiembre de 2022, CHEC presentó el menor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en una reducción aproximada del -6,96% 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 0,58%.



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  $\alpha$ , sino que además, al contrastar este caso con el contrafactual propuesto, el usuario teóricamente estaría percibiendo una reducción en el componente de Generación (respecto al que pagaría en el escenario contrafactual), 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  $\alpha$ , sino también un aumento en el componente de Generación (respecto al que pagaría en el escenario contrafactual), 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  $\alpha$  de cada Comercializador Minorista es diferente.

Finalmente, 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:



	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
Qc Prom (%)	88,14%	86,02%	85,64%
Pb Prom (\$/kWh)	104,97	113,46	154,13
Pc Prom (\$/kWh)	290,26	296,95	296,12

Para el caso de EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P., solo se analizó lo correspondiente a contratos bilaterales al poder tomar la información del Formato T10 reportado por XM S.A. E.S.P, debido a que presenta deficiencias en la calidad de la información. Misma suerte para el comercializador EMEESA S.A. E.S.P. ya que a la fecha no se encuentra al día en el reporte de información del Formato T9 del SUI.

### Comportamiento de los Precios en Bolsa de los comercializadores

Los comercializadores de energía 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).

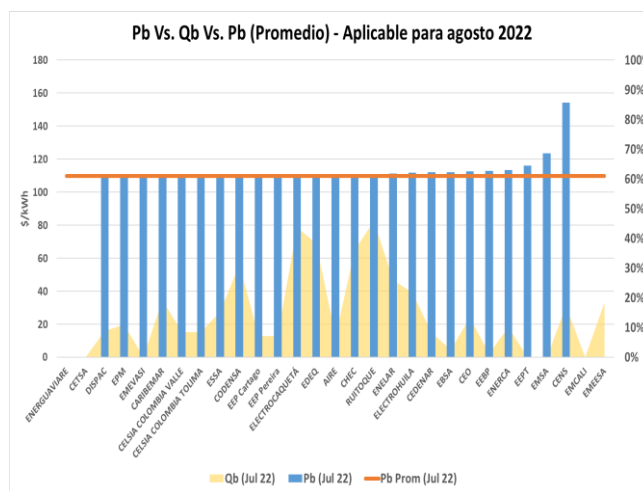
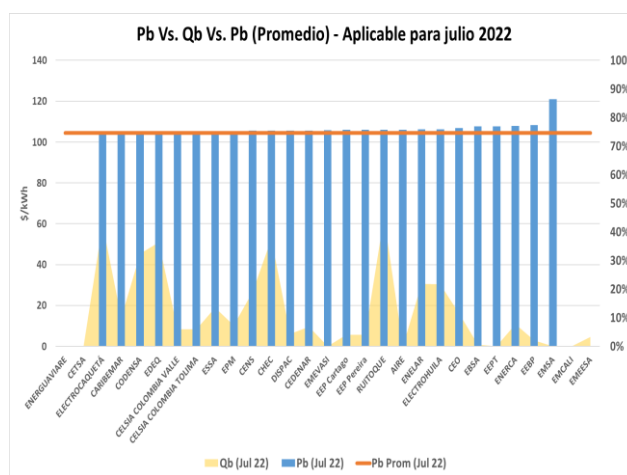
Debe tenerse presente que los precios en el mercado de la bolsa de energía se conforman diariamente hora a hora, de acuerdo con las ofertas realizadas por los agentes generadores el día anterior. Si las compras de energía en contratos permiten a los agentes conocer el precio al cual van a comprar la 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 encuentra 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 Pc, Mc, Alfa y Qc mientras que, para el aporte

de las compras en bolsa<sup>4</sup> al componente de Generación es directo y se encuentra en función del precio de bolsa (Pb) y su nivel de exposición (Qb) que se entiende, en términos generales y prácticos como:

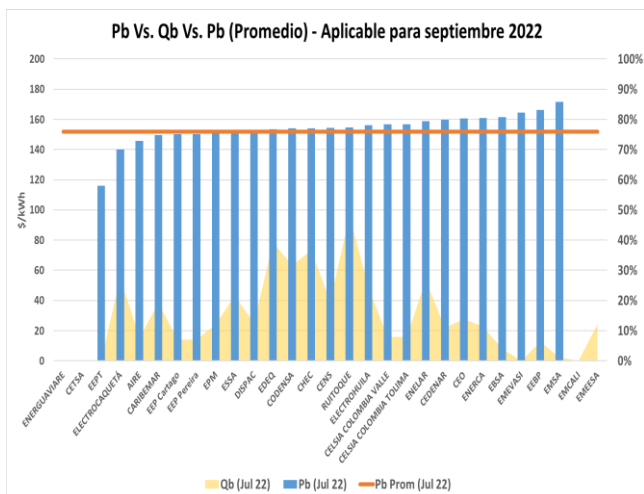
$$G_{Bolsa} = (1 - Qc_{m-1,i} - Qagd_{m-1,i}) * Pb_{m-1,i}$$

Aclarado lo anterior, se muestra un gráfico en el que 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.



<sup>4</sup> La variable Qagd 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 Qagd alcanza valores muy por debajo del 1%.



Las empresas ubicadas al final en la gráfica (EMCALI y EMEESA), 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 las empresas CETSA y ENERGUAVIARE, 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.

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 al usuario final debido a la estructura de la fórmula tarifaria.

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

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

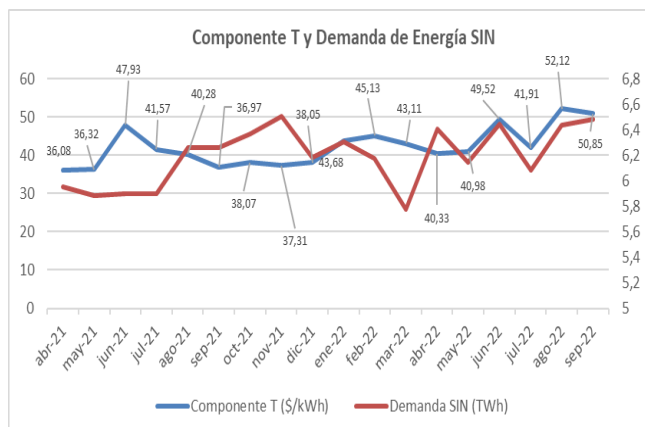
COMERCIALIZADOR	G TRANSITORIO (\$/kWh)		
	jul-22	ago-22	sep-22
AIRE	0,13	0,11	0,15
CARIBEMAR	0,11	0,09	0,16
CELSIA COLOMBIA	1,71	1,44	1,16
CHEC	0,58	0,70	0,78
CENS	0,45	0,61	0,61
CETSA	0,17	0,12	0,23
CEO	0,11	0,07	0,09
ESSA	0,62	0,67	0,74
ELECTROHUILA	0,64	0,70	0,73
ENELAR	0,00	0,00	0,04
EBSA	0,25	0,27	0,30
ENERCA	0,22	0,24	0,21
EEP	6,89	7,29	7,79
EDEQ	0,49	0,48	0,55
EMCALI	0,26	0,26	
EPM	0,47	0,43	0,59
ENEL COLOMBIA	0,14	0,15	0,18
ENERCO	15,11	18,33	17,53
ENERTOTAL	9,55	11,80	10,87
PEESA		0,51	0,45
RUITOQUE	9,87	12,06	13,04
VATIA	2,98	5,03	5,26

## 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 siguiente gráfica 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.



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.

En el primer trimestre 2021, el valor del componente T estuvo en un rango entre 43,96 \$/kWh y 36,10 \$/kWh; es decir que el mínimo estuvo 4,76 \$/kWh y su máximo 3,34 \$/kWh por encima en comparación con los datos presentado en el cuarto trimestre de 2020, el mayor valor se presentó en el mes de febrero de 2021, siendo este el muy similar al presentado en el mes de mayo de 2020. Sin embargo, dicho incremento adicional a la disminución en la demanda, se debe a la aplicación de  $\Delta T$  calculados por el LAC.

Los ajustes o  $\Delta T$  calculados por el LAC, tuvieron un promedio de 1,99 \$/kWh, con un máximo de 5,07 \$/kWh en febrero y un mínimo de -0,93 \$/kWh en enero; vale la pena recordar que estos valores son el resultado a los ajustes realizados en la facturación de meses anteriores.

Para el segundo trimestre de 2021, se puede evidenciar que el componente presentó una disminución hasta el mes de mayo de 2021 respecto del primer trimestre; sin embargo, para el mes de junio de 2021, aumentó aproximadamente 11 \$/kWh.

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 junio de 2021 que fue de 47,93 \$/kWh.

Para el último trimestre de 2021, se mantuvo el comportamiento que venía desde el tercer trimestre del año culminado en 38,05 \$/kWh. En promedio los ajustes o  $\Delta T$  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%.

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

### Julio de 2022

- Ajuste a la facturación STN de abril de 2022. i) Modificación en los ingresos del STN y STR para la participación en el Servicio LAC. ii) Modificación de la FPO del proyecto expansión STN UPME 03-2010 por Resolución MME 40173 de 2022.



- Ajuste a la facturación STN de diciembre de 2021. 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 de la FPO del proyecto ampliación "Instalación de dispositivos FACTS serie SSSC en los dos circuitos de la línea Ternera – Candelaria 220 kV" por Resolución MME 40208 de 2022.

### Agosto de 2022

- Ajuste a la facturación STN de enero 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. iii) Modificación de la FPO del proyecto ampliación "Instalación de dispositivos FACTS serie SSSC en los dos circuitos de la línea Ternera – Candelaria 220 kV" por Resolución MME 40208 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. iii) Modificación de la FPO del proyecto expansión STN UPME 05-2009 por Resolución MME 40235 de 2022. iv) Modificación de la FPO del proyecto expansión STN UPME 03-2010 por Resolución MME 40240 de 2022.

### Septiembre de 2022

- Ajuste a la facturación STN de febrero 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. iii) Modificación en el pago por atraso de EEBT por modificación en la FPO de la convocatoria UPME 03-2010 indicado en la Resolución MME 40240 de 2022.

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 septiembre de 2022 con \$ 305.132 millones y su menor valor se presentó en el mes de julio con un valor de \$ 261.477 millones. Sin embargo, estos valores son superiores a los presentados en el segundo trimestre de 2022 cuyo promedio fue de 263.298 millones de pesos.

<sup>5</sup> Información publicada por XM en el archivo liquidación STN – cargos estimados para los meses de julio, agosto y septiembre de 2022.

Por ejemplo, para el mes de julio 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 \$305.132 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 tercer trimestre de 2022<sup>5</sup>.

### Julio de 2022

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
GEB SA ESP - EEBT	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2009	\$ 8.452.150.516
GEB SA ESP - EEBT	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2010	\$ 4.192.576.712
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 15.762.535.517
CELSIA COLOMBIA - EPST	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2015	\$ 6.696.423.838
ISA - ISAT	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2018	\$ 8.155.294.620
ISA - ISAT	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 07-2017	\$ 3.743.260.328
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 381.089.305
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 254.716.572

### Agosto de 2022

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 16.709.783.906
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 403.990.838
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 270.023.745

### Septiembre de 2022

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
EPM - EPMG	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 17.904.796.660
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 406.266.773
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 271.544.558

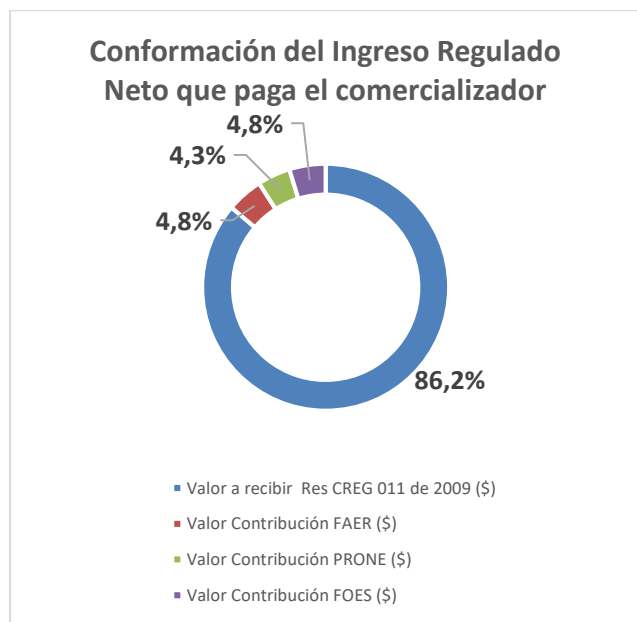
La demanda del sistema presentó diferencias en los periodos analizados, puesto que para el mes de julio decreció a 6.081 millones de kWh y para el mes de septiembre aumentó hasta llegar a 6.485 millones de kWh. La disminución en julio fue de 362 millones de kWh respecto a junio, equivalente a un 5,6% y el aumento en septiembre respecto de julio fue de 404 millones de kWh, equivalente a un 6,7%.

A continuación, se muestra el cálculo detallado del componente de Transmisión para este trimestre:

		jul-22	ago-22	sep-22
A	Ingreso Regulado Mensual (antes de compensaciones (COP))	309.373.626.976	322.049.975.877	323.990.363.048
	B	Ingreso Variante Guatapé (\$)	207.704.952	212.990.349
C	Otros Conceptos (\$)	47.638.047.408	17.383.798.489	18.582.608.391
A - B - C = D	Ingreso Regulado Bruto que pagan los comercializadores (\$)	261.527.874.616	304.453.187.039	305.195.590.540
E	Ingreso a Compensar (\$)	49.888.918	135.787.643	63.274.470
D - E = F	Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	261.477.985.698	304.317.399.396	305.132.316.070
G	Energía del SIN (kWh)	6.081.113.079	6.437.445.241	6.485.641.465
H	ΔT (\$/kWh)	-1,09	4,843337	3,798718
(F / G) + H	Componente T (\$/kWh)	41,91	52,12	50,85



En promedio para el tercer 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 de la siguiente manera:



## 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)<sup>6</sup> 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.

<sup>6</sup> 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.

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 Distribución<sup>7</sup>.

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.

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 para aquellas que se encuentran aún en la metodología de remuneración de la actividad de distribución CREG 097, mientras que, para aquellos OR con ingresos aprobados, es calculado por el LAC. Por su parte, las empresas que no se encuentran dentro de un ADD aplican el cargo de distribución obtenido como resultado de la aplicación de la metodología CREG 097 de 2008 o el cargo por uso publicado por el LAC en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018.

Ya para este trimestre, el LAC calculaba los cargos por uso de 25 empresas 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, CELSIA COLOMBIA OR Celsia Valle del Cauca, CELSIA COLOMBIA OR Tolima, CHEC, CEDENAR, CENS, CETSA, CEO, ESSA, ELECTROCAQUETÁ, ELECTROHUILA, EMSA, ENELAR, EBSA, ENERCA, EEP OR Pereira, EEP OR Cartago, EDEQ, EEBP, EEP SA, ENERGUAVIARE, DISPAC, EMEESA, EMCALI, EPM, ENEL COLOMBIA, RUITOQUE.

Se espera que, para el otro trimestre, el LAC ya esté calculando los cargos de todos los OR conforme a lo indicado al inicio del documento.

### Componente de Distribución (DtUN) (\$/kWh)

ADD Sur: Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.

<sup>7</sup> 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.



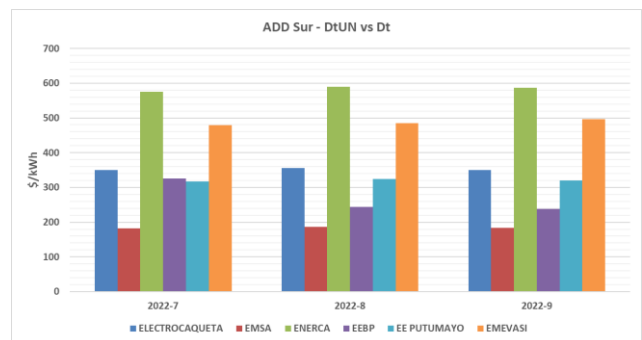
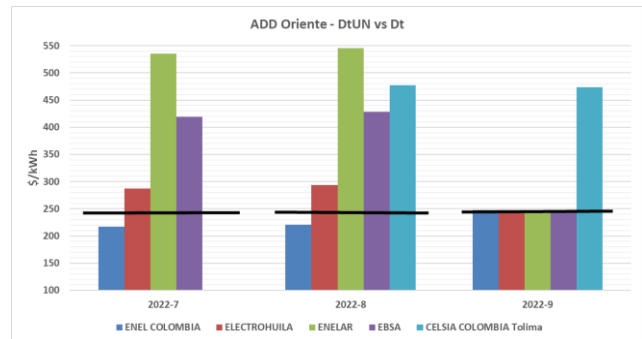
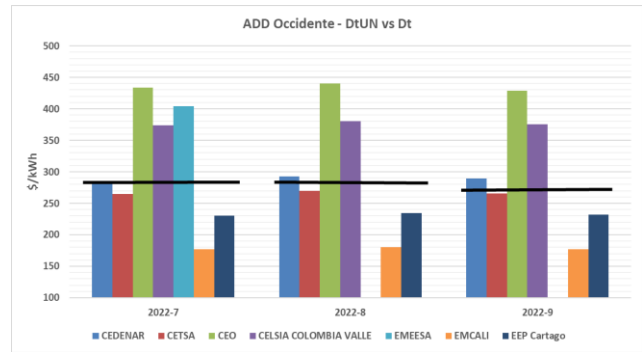
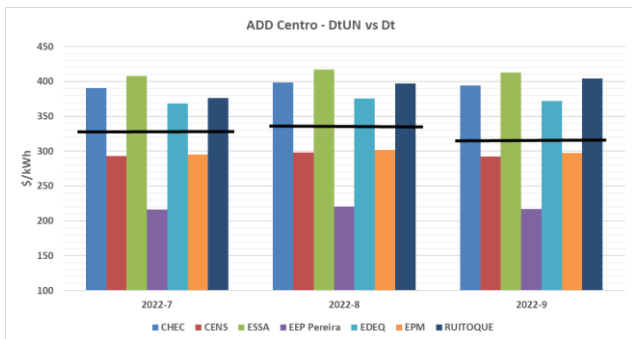
	ADD	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
	<b>CENTRO</b>	328,93	335,40	314,86
	<b>OCCIDENTE</b>	282,52	280,75	270,78
	<b>ORIENTE</b>	243,76	246,37	247,75
	<b>SUR</b>	306,58	310,19	306,80
SIN ADD	DISPAC S.A. ESP	188,82	197,56	195,56
	AIR-E S.A.S. E.S.P.	183,97	184,88	185,56
	CARIBEMAR S.A.S. E.S.P.	220,33	220,80	221,72
	ENERGUAVIARE ESP	217,55	221,15	217,03
	<b>CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.- TOLIMA</b>	<b>470,44</b>	445,55	421,42

Para el tercer trimestre de 2022, el valor más alto se presentó en julio para CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. mercado Tolima con 470,44 \$/kWh. Este OR no pertenecía a ninguna área de distribución por lo que el cargo por uso publicado por el LAC se traslada directamente al usuario. El incremento se debe al ingreso a 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.

De acuerdo con la Resolución 40227 de julio de 2022, el impacto en el valor del componente de Distribución de CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P mercado Tolima, se evidencia a partir del mes de agosto, donde inicia una senda de acople para que su cargo se unifique con el del ADD Oriente.

Por otro lado, el menor valor del componente corresponde a AIRE S.A.S. E.S.P. igual a 183,97 \$/kWh en el mes de julio 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).



A continuación, 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:

### Incentivos de calidad media (\$/kWh)



Operador de Red	MERCADO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	18,95	19,43	19,33
EBSA	BOYACA	14,33	14,68	14,61
CETSA	TULUA	12,72	13,04	12,97
CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	12,01	12,31	12,25
CARIBEMAR	CARIBE MAR	10,24	10,49	10,44
EMSA	META	9,17	9,40	9,35
CENS	NORTE DE SANTANDER	8,32	8,53	7,43
AIR-E	CARIBE SOL	8,21	8,41	8,37
EEP	CARTAGO	7,62	7,81	7,77
EDEQ	QUINDIO	7,25	7,44	7,40
ESSA	SANTANDER	6,13	6,28	6,25
EEP	PEREIRA	5,80	5,94	5,91
ENERCA	CASANARE	5,46	5,59	5,57
CHEC	CALDAS	3,20	3,28	3,26
CEDENAR	NARIÑO	2,82	2,89	2,87
EMCALI	CALI, JUMBO, PUERTO TE	2,20	2,26	2,24
CEO	CAUCA	1,75	1,79	1,84
DISPAC	CHOCO	0,98	1,00	1,00
EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	0,74	0,76	0,76
ENEL COLOMBIA	BOGOTA - CUNDINAMAR	0,23	0,23	0,23
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	-4,45	-4,56	-4,53
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	-5,21	-5,34	-5,31
ENELAR	ARAUCA	-6,61	-6,77	-6,74
ELECTROHUILA	HUILA	-7,39	-7,58	-7,54
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETA	-9,43	-9,66	-9,61
RUITOQUE	RUITOQUE	-68,01	-69,72	-69,36
EMESA	POPAYAN - PURACE	0,00	0,00	0,00
EEBP	BAJO PUTUMAYO	0,00	0,00	0,00

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; y para aquellas que continúan bajo el esquema de la Resolución CREG 097 de 2008, se realiza el cálculo con la información de los Formatos 1, 2, 3 y 5 de la Resolución SSPD 8055 de 2010. 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  $IngOR_j$ , 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 tercer trimestre de 2022 (julio, agosto y septiembre).

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<sub>j</sub> para el mes de julio de 2022, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de mayo de 2022.

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

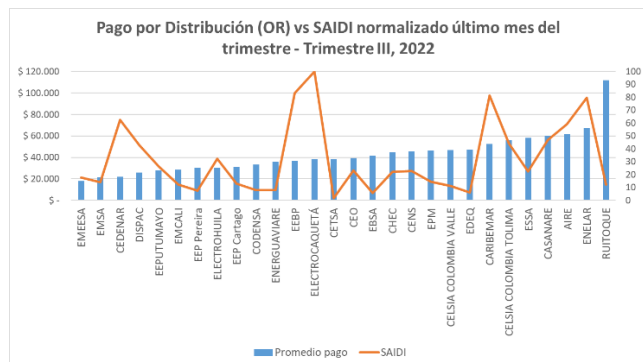
$$IngPC_{ORj} = \frac{IngOR_j\_TIII(NT_1)}{No.\_de\_usuariosOR_j\_TIII(NT_1)}$$

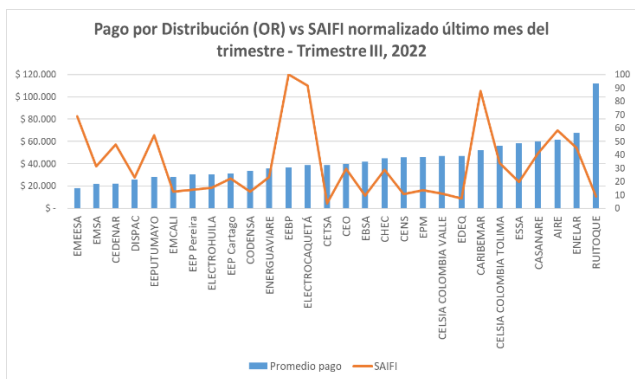
Donde:

- $IngOR_j\_TIII(NT_1)$ : Ingresos promedio del OR, para el tercer trimestre del año 2022 en nivel de tensión 1.
- $No.\_de\_usuarios\_OR_j\_TIII(NT_1)$ : Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del tercer 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 lo siguiente:





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 RUOTIQUE con el ingreso por usuario más alto (\$ 102.666) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 12,30 y 8,64 y que equivalen a 8,54 horas y 4 veces respectivamente, y a la empresa EMEESA con el ingreso por usuario más bajo (\$ 18.001) pero con unos indicadores SAIDI y SAIFI normalizados iguales a 17,59 y 68,66 y que equivalen a 12,21 horas y 32 veces respectivamente. Lo anterior, permite concluir que, en ocasiones, el nivel de ingresos del OR no siempre está relacionado con la calidad del servicio, ya que, en el caso del mayor y mínimo ingreso, la calidad puede considerarse buena.

El SAIDI y SAIFI más alto del trimestre lo presentó ELECTROCAQUETÁ con un valor de 69,42 horas y 42,76 veces con un ingreso por usuario de \$ 38.598.

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

EMPRESA	SAIDI	SAIFI	IngPC_OR
ELECTROCAQUETÁ	69,42	42,76	38.598
EEBP	57,91	46,52	36.622
CARIBEMAR	56,63	40,88	52.365
ENELAR	55,27	21,03	67.528
CEDENAR	43,49	22,12	22.075
AIRE	41,11	27,14	61.552

Finalmente, se indica que el promedio simple del ingreso promedio del trimestre de todos los OR pagado por cada usuario es igual a \$42.821.

### 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.

A continuación, 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:

		jul-22	ago-22	sep-22	
STR NORTE	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	61.897.063.496	63.448.099.295	63.126.046.516
	B	Compensación total - CAL (COP)	61.364.862	386.777.517	490.466.285
	C	Compensación total - PPA o VTG (COP)			
	A - B - C	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	61.835.698.633	63.061.321.778	62.635.580.230
	= D	ENERGÍA DEL STR (kWh)	1.504.164.803	1.648.820.868	1.609.120.664
	E	ΔSTR (\$/kWh)	-0,080025	-0,057377	-0,003395551
	(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	41,0296	38,1889	38,9220

Para el tercer trimestre de 2022, en el STR Norte se evidencia un incremento en el cargo CD4 para los meses de julio y septiembre igual a 2,33 \$/kWh y 0,73 \$/kWh respectivamente respecto del mes inmediatamente anterior; esta situación, está relacionada con variaciones negativas presentadas en los meses de julio y septiembre y un aumento para el mes de agosto en las demandas del STR Norte, sin embargo, se evidencia que los ingresos mensuales netos de los TR presentaron durante el trimestre una disminución que se representan en valores de 1.011 millones de pesos para julio y 425 millones de pesos para septiembre y un aumento de 1.225 millones de pesos para el mes de agosto.

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

		jul-22	ago-22	sep-22	
STR CENTRO SUR	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	155.231.850.281	159.856.485.126	159.048.518.021
	B	Compensación total - CAL (COP)	99.760.898	458.352.807	810.194.435
	C	Compensación total - PPA o VTG (COP)	461.302.262	472.861.716	470.461.543
	A - B - C	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	154.670.787.121	158.925.270.603	157.767.862.043
	= D	ENERGÍA DEL STR (kWh)	4.149.426.649	4.345.828.709	4.411.347.659
	E	ΔSTR (\$/kWh)	-0,210434	0,986792	-0,165023541
	(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	37,0648	37,5564	35,9991



En línea con el STR NORTE, el cargo CD4 en el STR CENTRO SUR se incrementó un 3,77 \$/kWh para el mes de julio y disminuyó 1,95 \$/kWh para el mes de septiembre. El incremento de las compensaciones totales por indisponibilidad en el STR CENTRO SUR en agosto de 2022 respecto a julio de 2022, obedece principalmente a un aumento importante de las compensaciones de los OR ENEL COLOMBIA mercado Bogotá - Cundinamarca, EMSA mercado Meta y DISPAC mercado Chocó, calculadas para agosto. Por ejemplo, ENEL COLOMBIA pasó de compensar en julio \$25 millones a compensar \$81 millones en agosto; y DISPAC no había compensado en julio, para agosto presenta compensación de \$191 millones.

Ya para septiembre de 2022, ENEL COLOMBIA paso de compensar \$81 millones en agosto a \$184 millones en septiembre, EMSA pasó de \$71 millones en agosto a \$198 millones en septiembre, ESSA de \$4 millones en agosto a \$ 95 millones en septiembre.

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 a continuación:

### Julio 2022

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
HUIM	PPA	Línea Altamira - La Plata 115 kV y Subestación La Plata a 115 Kv	259.886.466,00
METM	PPA	Proyecto Línea Catama-Santa Helena 115kV	201.415.796,00

### agosto 2022

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
HUIM	PPA	Línea Altamira - La Plata 115 kV	266.398.781,00
METM	PPA	Línea Catama - Santa Elena 115 kV	206.462.935,00

### septiembre 2022

Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
HUIM	PPA	Línea Altamira - La Plata 115 kV	265.046.582,00
METM	PPA	Línea Catama - Santa Elena 115 kV	205.414.961,00

Fuente: xm.com.co

## 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.

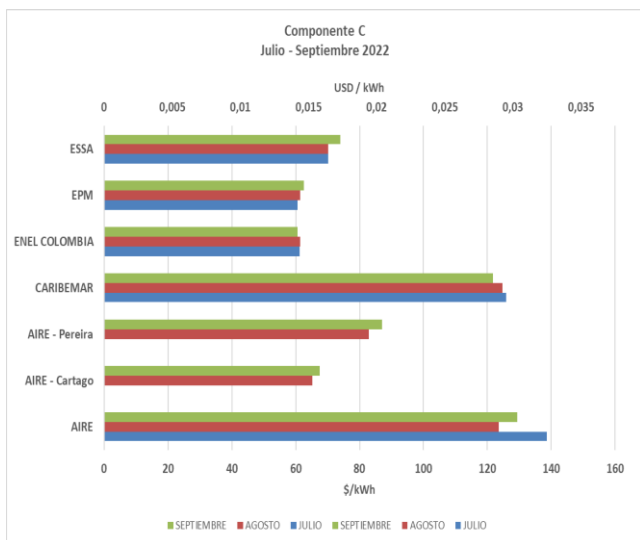
Adicionalmente, es válido recordar que la metodología para la remuneración de Comercialización en el marco de la Resolución CREG 180 de 2014 se establece como un costo máximo, por lo que regulatoriamente es posible aplicar un menor valor en este componente (a través del mo); afectando directamente el 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 \$ 4374,00 \$/USD\$.

### Grupo 1

En promedio, el componente de Comercialización presentó una variación de 3,8% respecto al segundo trimestre de 2022 pasando de 90,22 \$/kWh a 86,75 \$/kWh. El menor valor registrado en el componente de comercialización fue para Empresas Públicas de Medellín E.S.P., con un valor igual a 60,52 \$/kWh, en el mes de julio. Por otro lado, el mayor valor lo registró AIR-E mercado Caribe Sol, con 138,62 \$/kWh, en el mes de julio.

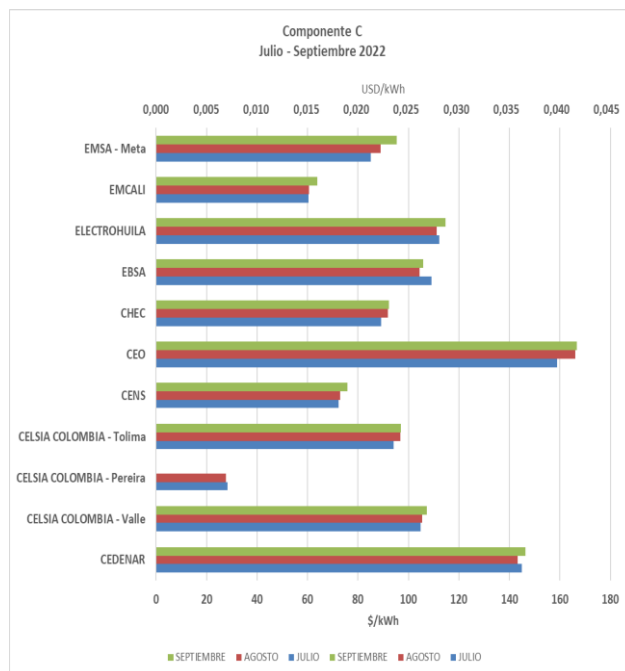
Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
AIRE	138,62	123,54	129,43
AIRE - Cartago		65,23	67,52
AIRE - Pereira		82,91	87,07
CARIBEMAR	125,86	124,71	121,82
ENEL COLOMBIA	61,23	61,34	60,54
EPM	60,52	61,32	62,54
ESSA	70,09	70,10	73,94



## Grupo 2

El grupo 2 presentó un promedio de la componente C de 99,80 \$/kWh para el tercer trimestre de 2022, estando por encima del promedio del segundo trimestre de 2022 en 11%. El menor valor presentado en el trimestre corresponde al publicado por Celsia Colombia en el mercado Pereira en el mes de agosto con un valor igual a 27,78 \$/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 septiembre, con un valor de 166,76 \$/kWh.

Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CEDENAR	144,92	143,28	146,37
CELSIA COLOMBIA - Valle	104,75	105,39	107,33
CELSIA COLOMBIA - Pereira	28,34	27,78	
CELSIA COLOMBIA - Tolima	94,19	96,79	96,99
CENS	72,40	72,90	75,72
CEO	158,85	166,00	166,73
CHEC	89,25	91,79	92,15
EBSA	109,21	104,48	105,89
ELECTROHUILA	112,30	111,20	114,63
EMCALI	60,39	60,50	63,86
EMSA - Meta	85,02	88,92	95,34

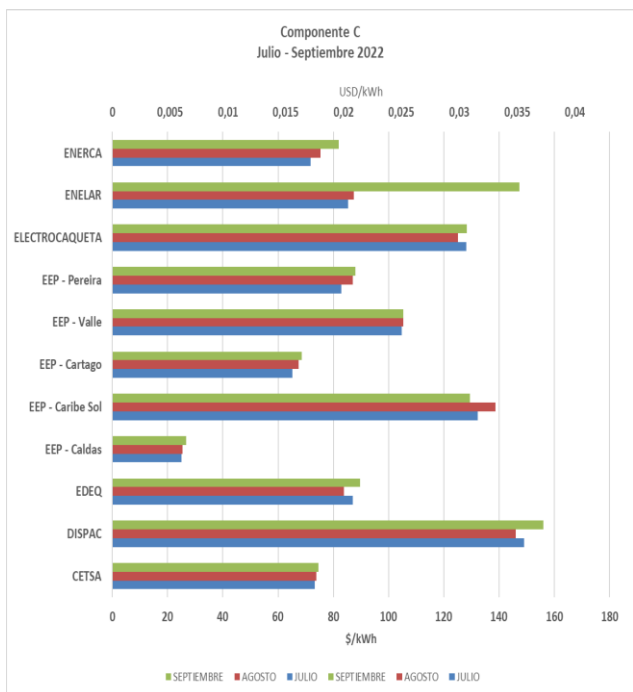


Dentro del grupo 2, las empresas CEDENAR S.A. E.S.P. y CEO S.A.S. E.S.P. presentan en promedio el costo más alto en el componente de comercialización en comparación con el resto de las empresas pertenecientes a este grupo.

## Grupo 3

En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el tercer trimestre de 2022 de 94,45 \$/kWh, 5,3% más que el anterior trimestre. Para el mes de julio 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 25,03 \$/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 septiembre de 2022 para la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. (DISPAC), con un valor de 156,08 \$/kWh.

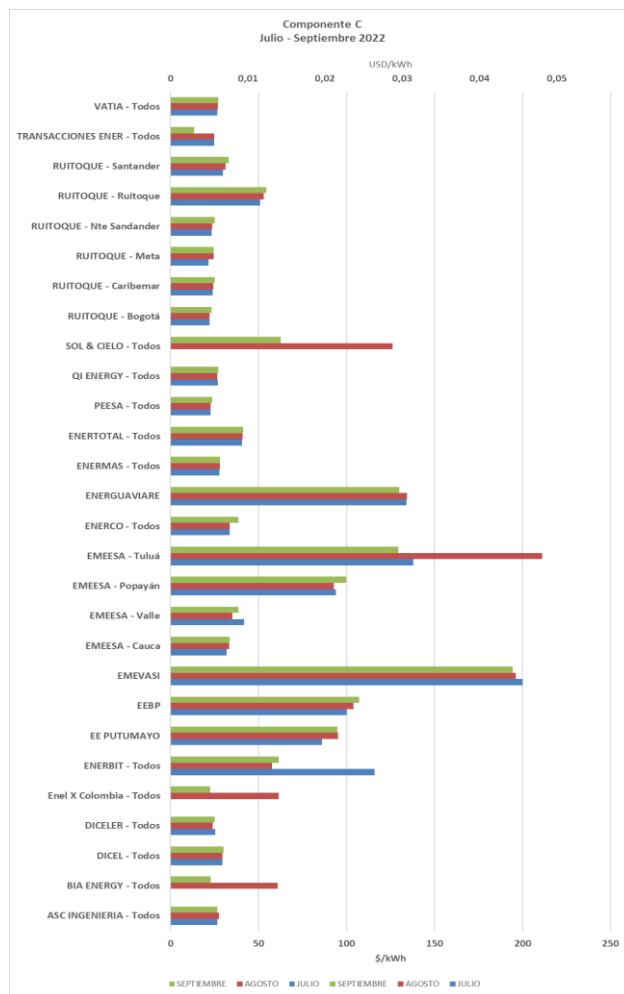
Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CETSA	73,32	73,88	74,56
DISPAC	149,12	146,06	156,08
EDEQ	87,13	83,84	89,67
EEP - Caldas	25,03	25,32	26,72
EEP - Caribe Sol	132,30	138,62	129,43
EEP - Cartago	65,23	67,52	68,59
EEP - Valle	104,75	105,39	105,39
EEP - Pereira	82,91	87,07	87,97
ELECTROCAQUETA	128,15	125,04	128,22
ENELAR	85,38	87,46	147,41
ENERCA	71,72	75,42	82,02



#### Grupo 4

Tal como se realizó en el componente de Generación, la información de las empresas ASC Ingeniería, BIA Energy, Dixel, Dixeler, Enel x Colombia, Enerbit, Enerco, Enermas, Enertotal, PEESA, QI Energy, Sol & Cielo, Transacciones Energéticas y Vatia, fue promediada de manera mensual, de acuerdo con el número de mercados atendidos.

Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
ASC INGENIERIA - Todos	26,58	27,53	26,47
BIA ENERGY - Todos		60,81	22,60
DICEL - Todos	29,48	29,39	30,14
DICELER - Todos	25,27	23,79	24,98
Enel X Colombia - Todos		61,34	22,52
ENERBIT - Todos	115,47	57,45	61,18
EE PUTUMAYO	85,93	94,98	94,41
EEBP	99,77	103,65	106,78
EMEVASI	199,35	195,55	193,91
EMEESA - Cauca	31,74	33,24	33,61
EMEESA - Valle	41,81	35,04	38,51
EMEESA - Popayán	93,69	92,41	99,46
EMEESA - Tuluá	137,42	<b>210,61</b>	128,94
ENERCO - Todos	33,42	33,38	38,50
ENERGUAVIARE	133,65	133,97	129,52
ENERMAS - Todos	27,74	27,85	27,92
ENERTOTAL - Todos	40,51	40,79	41,14
PEESA - Todos	22,61	22,59	23,68
QI ENERGY - Todos	26,74	26,47	27,20
SOL & CIELO - Todos		125,86	62,38
RUITOQUE - Bogotá	22,01	22,21	23,30
RUITOQUE - Caribemar	24,02	24,18	25,02
RUITOQUE - Meta	21,52	24,35	24,37
RUITOQUE - Nte Sandander	23,40	23,56	25,02
RUITOQUE - Ruitoque	50,71	52,80	54,36
RUITOQUE - Santander	29,78	31,12	32,96
TRANSACCIONES ENER - Todos	24,68	24,78	<b>13,47</b>
VATIA - Todos	26,47	26,80	27,16



Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 55,80 \$/kWh para el tercer 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 13,47 \$/kWh en el mes de septiembre; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mes de agosto en la Empresa Municipal de Energía Eléctrica en el mercado Tuluá con un valor igual a 210,61 \$/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, esto, sin tener en cuenta la variable CPROG.

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 reconocidas por concepto del componente de PR 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, para los mercados atendidos por el comercializador integrado al OR diferentes al mercado conformado por sus redes, se mostrará individualizado y para los comercializadores totalmente puros se mostrará como “todos”.

### Componente de Pérdidas (PR) \$/kWh

Componente PR (\$/kWh)	MERCADO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
AIR-E	CARIBE SOL	189,26	184,33	184,42
AIR-E	CARTAGO		77,80	78,02
AIR-E	PEREIRA		56,53	56,96
CARIBEMAR	CARIBE MAR	152,03	151,45	148,88
CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAU	55,83	58,08	59,19
CELSIA COLOMBIA	PEREIRA	54,05	56,15	
CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	84,36	87,70	89,26
CHEC	CALDAS	43,92	46,65	49,43
CEDEBAR	NARIÑO	51,29	53,83	54,07
CENS	NORTE DE SANTANDER	62,41	66,75	68,35
CETSA	TULUA	55,96	59,09	59,48
CEO	CAUCA	55,13	57,41	58,77
ESSA	SANTANDER	56,25	58,61	58,59
ELECTROCAQUETÁ	CAQUETA	40,64	74,68	48,57
ELECTROHUILA	HUILA	71,88	58,95	60,70
EMSA	META	64,95	67,82	68,58
ENELAR	ARAUCA	39,51	40,56	41,55
EBSA	BOYACA	62,01	64,69	64,69
ENERCA	CASANARE	51,39	111,43	112,93
EEP	CALDAS	54,92	56,88	57,74
EEP	CARIBE SOL	184,05	188,64	183,46
EEP	CARTAGO	72,28	74,93	75,80
EEP	CELSIA VALLE DEL CAU	55,00	56,97	57,76
EEP	PEREIRA	52,78	54,60	55,47
EEBP	BAJO PUTUMAYO	55,45	42,57	53,87
EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	63,25	64,35	64,20
EDEQ	QUINDIO	42,89	67,37	47,71
EMEVASI	SIBUNDOY	55,73	58,15	58,21
ENERGUAVIARE	GUAVIARE	47,82	62,80	63,57
DISPAC	CHOCO	52,62	54,56	55,21
EMEESA	CAUCA	55,42	58,69	59,12
EMEESA	CELSIA VALLE DEL CAU	53,31	56,57	56,84
EMEESA	POPAYAN - PURACE	50,83	44,50	44,62
EMEESA	TULUA	43,62	46,58	46,67
EMCALI	CALI, JUMBO, PUERTO	60,61	63,71	64,03
EPM	ANTIOQUIA CREG 078/	55,29	56,81	57,88
ENEL COLOMBIA	BOGOTA - CUNDINAM	45,62	48,70	51,08
RUITOQUE	BOGOTA - CUNDINAM	44,41	47,06	50,04
RUITOQUE	CARIBE MAR	180,00	127,97	129,45

Componente PR (\$/kWh)	MERCADO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
RUITOQUE	META	54,69	57,14	60,20
RUITOQUE	NORTE DE SANTANDER	55,47	58,77	62,45
RUITOQUE	RUITOQUE	36,61	39,08	41,71
RUITOQUE	SANTANDER	49,04	52,00	55,28
ASC INGENIERIA	TODOS	57,83	60,52	60,17
BIA ENERGY	TODOS		60,06	44,55
DICELER	TODOS	136,39	141,54	139,09
DICEL	TODOS	74,07	79,89	79,73
ENEL X COLOMBIA	TODOS		56,30	52,22
ENERBIT	TODOS	42,32	47,35	52,32
ENERCO	TODOS	78,23	82,08	80,97
ENERMAS	TODOS	83,07	86,53	86,15
ENERTOTAL	TODOS	82,44	82,31	81,82
PEESA	TODOS	39,85	44,62	74,04
QI ENERGY	TODOS	70,13	74,07	73,96
SOL & CIELO	TODOS		118,44	125,45
TRANSACCIONES ENER	TODOS	198,44	202,59	199,72
VATIA	TODOS	68,90	71,18	72,37

Con base en la tabla que contiene los valores mensuales del componente de pérdidas, se observa que el menor valor lo presentó RUITOQUE mercado Ruitoque en el mes de julio de 2022 con 36,61 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mes de agosto de 2022 para la empresa TRANSACCIONES ENERGÉTICAS con 202,59 \$/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 y 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, se muestra una tabla resumen con 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.

Res. CREG	OR	PRP	CAPj (\$)	INVCj,t (\$)	AOMPj,t (\$)	Estado
123-2020	EEP CARTAGO	SI	\$ 424.187.756	\$ 152.200.000	\$ 271.987.756	A
148-2020	EMCALI	SI	\$ 10.722.816.697		\$ 10.722.816.697	S
141-2019	CEO	SI	\$ 4.566.244.737		\$ 4.566.244.737	A
159-2019	CENS	SI	\$ 6.763.754.473		\$ 6.763.754.473	A
001-2020	CELSIA COLOMBIA Tolima	SI	\$ 6.589.880.869		\$ 6.589.880.869	A
137-2019	CELSIA COLOMBIA Valle	SI	\$ 7.399.457.553	\$ 963.868.010	\$ 6.435.589.543	A
223-2020	DISPAC	SI	\$ 1.350.754.455		\$ 1.350.754.455	A
072-2021	ELECTROHUILA	SI	\$ 5.240.552.443		\$ 5.240.552.443	A
078-2021	AIRE	SI	\$ 87.410.184.440	\$ 76.732.400.000	\$ 10.677.784.440	A
079-2021	CARIBEMAR	SI	\$ 90.911.753.943	\$ 58.210.790.981	\$ 32.700.962.962	S
027-2021	ELECTROCAQUETÁ	SI	\$ 1.117.600.000	\$ 931.156.512	\$ 186.443.488	A
140-2021	ENERGUAVIARE	SI	\$ 232.340.767	\$ 225.350.418	\$ 6.990.349	A
157-2019	CHEC	NO	\$ 7.088.747.504		\$ 7.088.747.504	N/A
193-2019	CEDENAR	NO	\$ 2.644.569.634		\$ 2.644.569.634	N/A
122-2020	CODENSA	NO	\$ 39.973.464.528		\$ 39.973.464.528	N/A
004-2020	CETSA	NO	\$ 453.982.217		\$ 453.982.217	N/A
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	EEP UTUMAYO	NO	\$ 63.093.651		\$ 63.093.651	N/A
156-2019	EPM	NO	\$ 31.852.970.795		\$ 31.852.970.795	N/A
165-2020	RUITOQUE	NO	\$ 0		\$ 0	N/A
178-2019	EEP PEREIRA	NO	\$ 3.028.500.000		\$ 3.028.500.000	N/A

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

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

La empresa CARIBEMAR para el tercer trimestre se sigue reflejando la suspensión que se ejecutó al plan de mantenimiento y reducción de pérdidas, puesto que solo puede reconocérsele el valor del mantenimiento y debe ajustarse el CAPj a reconocer, y es la razón por la cual su CPROG continua con la misma tendencia presentada en el trimestre anterior.

Finalmente, 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 tercer trimestre de 2022:

Operador de Red	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
ENERCA		57,19	58,13
ENERGUAVIARE	21,84	21,91	22,89
EMSA	17,38	17,33	18,01
AIR-E	23,48	23,00	16,78
EEBP			11,40
DISPAC	9,77	9,20	9,89
ELECTROHUILA	23,37	7,43	8,04
CELSIA COLOMBIA (Tolima)	7,57	7,58	7,91
CEO	7,38	7,26	7,57
EEP (PEREIRA)	7,27	7,19	7,47
CHEC	6,68	6,63	6,90
CARIBEMAR	11,85	11,87	6,65
CENS	5,81	5,81	6,04
EPM	5,26	5,25	5,47
EDEQ	5,23	5,22	5,44
CELSIA COLOMBIA (VALLE)	4,64	4,55	4,73
EMCALI	4,29	4,23	4,39
ENEL COLOMBIA	4,11	4,09	4,26
ESSA	3,78	3,78	3,96
EEP (CARTAGO)	3,64	3,61	3,79
CETSA	3,13	3,11	3,25
EBSA	1,48	1,47	1,53
ELECTROCAQUETÁ	1,23	1,22	1,34
ENELAR	0,17	0,17	0,17
CEDENAR	0,00	0,00	0,00
EMEESA			0,00
RUITOQUE	0,00	0,00	0,00
EE PUTUMAYO	-1,01	-1,03	-0,93

Fuente: Formatos 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.

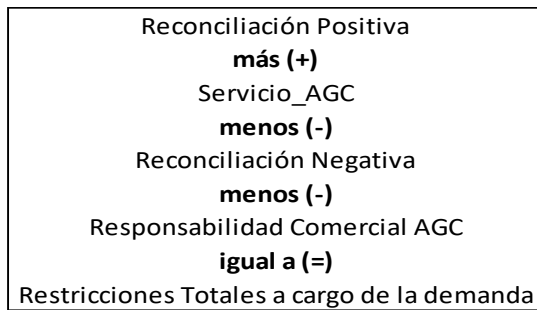
El numerador de dicho cociente se denomina CRS y está conformado por las restricciones aliviadas, desviaciones y el costo de remuneración de un activo del STN de la



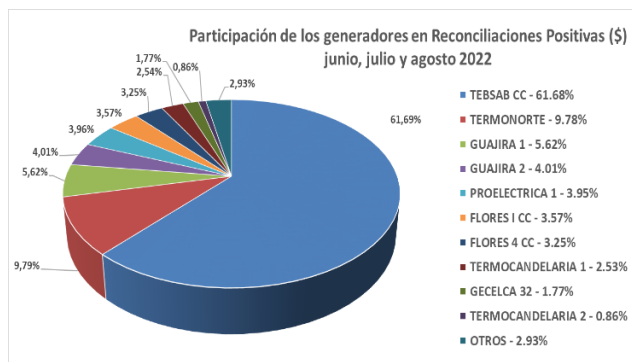
variante Guatapé. Las restricciones aliviadas son el resultado de restar o sumar a las restricciones totales (resultado de la generación por restricciones) diferentes conceptos tales como los costos del programa Apagar Paga<sup>8</sup>, la planta de regasificación de Cartagena, la opción del precio de 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 tercer trimestre de 2022, corresponden al 100,07% de las restricciones trasladadas a la demanda ya que fueron aliviadas por 0,07%.

Los conceptos asociados a restricciones son los siguientes:



De esta manera, la Superintendencia profundizará inicialmente en la conformación de las Reconciliaciones Positivas. En una primera aproximación, en el siguiente gráfico se presenta la participación en las reconciliaciones positivas pagadas a los agentes (\$) en el periodo de junio, julio y agosto de 2022:



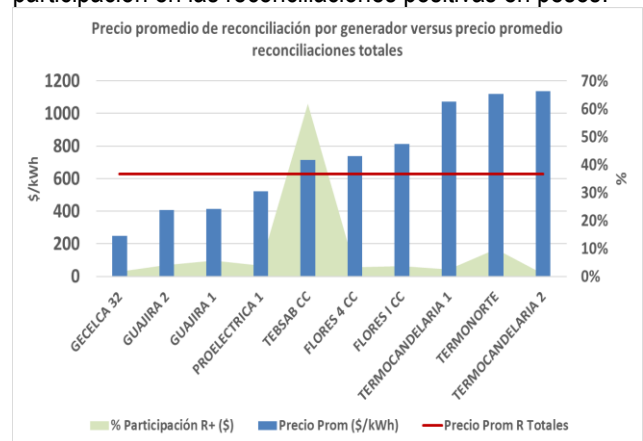
\*CC: Ciclo combinado

<sup>8</sup> En la actualidad los saldos de este rubro son iguales a cero, sin embargo, se mantienen dado que son incluidos por el ASIC en los archivos de liquidación.

En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del segundo trimestre de 2022, se mantuvo una participación de los agentes similar en las reconciliaciones positivas; a manera de ejemplo salió GUAJIRA para este tercer trimestre de 2022. TEBSA continúa siendo el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con aproximadamente el 61,68% de las mismas, valor inferior a la participación del trimestre anterior aumentando en 6,61% 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 junio, julio y agosto de 2022. Este cálculo es comparado con el precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas.

En la siguiente gráfica 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.



\*CC: Ciclo combinado

Para el tercer trimestre de 2022, el recurso con mayor participación corresponde a Tebsa con 61,69% con un precio promedio de 84,56 \$/kWh por encima al precio promedio de 628,33 \$/kW; mientras que, Termocalendaria





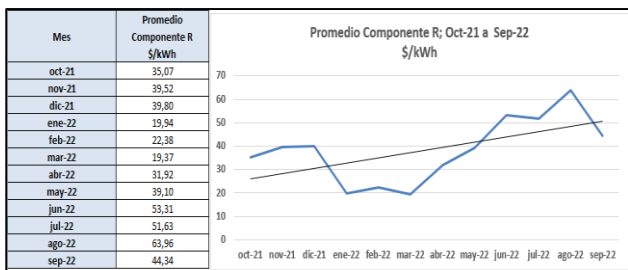
2 es el generador con participación más baja (0,86%) y con el precio promedio igual a 1138,26 \$/kWh.

El precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas para este trimestre fue de 628,33 \$/kWh, presentando un aumento de 20% correspondiente a 105,06 \$/kWh respecto del valor del trimestre anterior igual a 523,27 \$/kWh.

En lo que corresponde al componente de Restricciones trasladado a la tarifa, a continuación, se muestran los valores mensuales promedio del componente de todas las empresas comercializadoras de energía eléctrica, a partir del mes de octubre de 2021 a septiembre de 2022, en donde se puede evidenciar que el valor del componente presenta incrementos significativos.

Para el tercer trimestre de 2022, se evidenció una disminución para los meses de julio y septiembre, pero un aumento en el mes de agosto con un valor de 63,96 \$/kWh siendo el más alto dentro del rango de datos.

Es importante aclarar que los datos de los conceptos asignados de los meses de junio, julio y agosto de 2022 corresponden a los insumos para el cálculo del componente para julio, agosto y septiembre de 2022.



De igual forma, dentro del componente de Restricciones, aparte 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. Para el segundo trimestre de 2022 este concepto no contó con participación en las restricciones asignadas y quizás, ya se haya 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 con un valor de 129 millones de pesos aproximadamente, para el tercer trimestre no había estado presente, pero para el cuarto trimestre presentó un valor de 116 millones equivalente al 0,02% de las restricciones asignadas al comercializador. Nuevamente, para este primer trimestre de 2022, el valor por este concepto fue igual a cero. Para el segundo semestre de 2022 se registra para este concepto un valor de 126 millones de pesos aproximadamente, lo que se representa en 0,02% de las restricciones asignadas al comercializador, sin embargo, para el tercer trimestre de 2022 este concepto volvió a ser cero.

Adicionalmente, el componente de Restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión con una participación de 94,09% 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 37 millones de pesos, lo que representa una participación de 5,91% de los alivios trasladados a la demanda.

A continuación, se muestra la información utilizada para el cálculo de las restricciones para el tercer trimestre de 2022 y corresponde a los meses junio, julio y agosto de 2022.

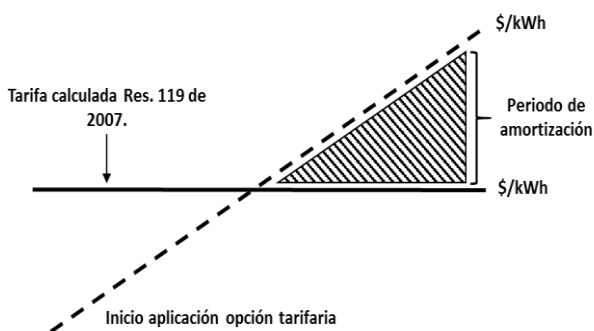


Concepto	Valor en pesos
Total Restricciones (\$)	841.464.295.532
Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	260.444.171
Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	0
Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
Res 207 /2020: Auditoria plantas termicas precios gas (\$)	0
Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	53.565.799.312
<b>Total Restricciones asignadas</b>	<b>895.290.539.015</b>
Rentas de congestión (\$)	596.516.739
Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	0
Alivio por CIOEF(\$)	0
Alivio por Ejecución de garantías (\$)	0
Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/2015 en \$	0
Alivio desviaciones Res, CREG 060/2019 (\$)	37.439.084
Alivio restricciones RES 05/2010 (\$)	0
ALIVIO POR PENALIZACION TIE (\$)	0
Remedios financieros por exportaciones TIE (\$)	0
<b>Total alivios a las restricciones asignadas</b>	<b>633.955.823</b>
<b>Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda</b>	<b>894.656.583.192</b>

## 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:



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 tercer 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.

A continuación, 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 septiembre de 2022 comparado con el último mes del trimestre inmediatamente anterior:

COMERCIALIZADOR	SA (\$) JUNIO 2022	SA (\$) SEPTIEMBRE 2022	% VARIACIÓN
CARIBEMAR DE LA COSTA	977.391.025.242	1.077.758.883.580	10,27% ↑
AIRE	846.454.764.382	909.729.016.729	7,48% ↑
ENEL COLOMBIA	902.490.363.814	771.935.844.644	-14,47% ↓
EPM	413.437.077.733	494.351.859.794	19,57% ↑
CELSIA COLOMBIA (TOLIMA)	290.843.064.161	331.535.661.771	13,99% ↑
CENS	103.892.851.109	122.587.439.324	17,99% ↑
CELSIA COLOMBIA (VALLE)	106.231.127.695	121.986.263.329	14,83% ↑
ESSA	100.396.142.204	106.151.642.474	5,73% ↑
CEDENAR	62.945.154.206	72.812.496.753	15,68% ↑
CHEC	47.735.570.258	63.463.128.936	32,95% ↑
ELECTROHUILA	44.487.822.402	49.781.406.801	11,90% ↑
EBSA	36.356.697.440	43.377.415.512	19,31% ↑
VATIA	36.633.494.367	40.991.023.127	11,89% ↑
EDEQ	37.548.782.046	40.318.793.818	7,38% ↑
EMSA	10.173.333.350	31.503.211.488	209,66% ↑
CETSA	17.001.498.893	19.557.039.419	15,03% ↑
ELECTROCAQUETÁ	11.952.319.281	16.071.026.324	34,46% ↑
ENERCA	2.579.919.089	11.834.552.417	358,72% ↑
ENERGUAVIARE	7.016.523.149	8.719.222.257	24,27% ↑
DISPAC	8.608.821.086	8.430.413.610	-2,07% ↓
EEP (PEREIRA)	3.048.350.941	7.571.403.161	148,38% ↑
EEP (CARTAGO)	2.537.344.435	4.109.471.496	61,96% ↑
QI ENERGY	3.438.670.575	3.242.791.764	-5,70% ↓
ENELAR	6.715.146.540	2.108.726.074	-68,60% ↓
EMEVASI	857.874.342	1.345.655.313	56,86% ↑
EMEESA*	165.627.801	211.652.731	27,79% ↑
RUITOQUE	748.502.741	177.660.800	-76,26% ↓
EE PUTUMAYO		76.072.480	
DICELER	62.426.881		-100,00% ↓
EMCALI	3.414.041.319		-100,00% ↓

Nota: Saldos Acumulados a septiembre 2022. Todos los niveles de tensión

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 con color rojo cuando estos aumentan y con color verde cuando estos disminuyen.

## 10. Tarifas aplicadas

Teniendo en cuenta que de acuerdo con la regulación vigente la comercialización de energía eléctrica es una actividad considerada en competencia y dado que dentro de cada mercado de comercialización existen diferentes condiciones que imposibilitan la comparación entre estos (geografía, clima, redes, etc.), a continuación se presenta el promedio simple (para el tercer 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 particular<sup>9</sup>.

### Promedio tarifa aplicada (estrato 4) por mercado (\$/kWh)

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	668,91
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERBIT	CENTRO	726,65
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	754,44
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	789,04
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	797,02
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	801,30
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	813,34
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	841,77
CALDAS	PEESA	CENTRO	665,19
CALDAS	CHEC	CENTRO	706,11
CALDAS	VATIA	CENTRO	789,29
CALDAS	EEP	CENTRO	792,04
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	797,26
CALDAS	DICEL	CENTRO	805,49
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	834,30
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	676,73
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	723,15
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	767,90
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	805,86
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	813,58
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	822,52
NORTE DE SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	826,68
PEREIRA	PEESA	CENTRO	665,47
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	721,21
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	783,35
PEREIRA	VATIA	CENTRO	789,07
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	798,30
PEREIRA	DICEL	CENTRO	805,72
PEREIRA	EEP	CENTRO	806,42
PEREIRA	CELSIA COLOMBIA	CENTRO	810,80
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	851,16
PEREIRA	AIRE	CENTRO	870,57
QUINDIO	PEESA	CENTRO	666,90
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	746,39
QUINDIO	VATIA	CENTRO	789,49
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	797,41
QUINDIO	DICEL	CENTRO	806,88
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	810,84
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	845,66
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	754,15
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	790,40
SANTANDER	PEESA	CENTRO	672,09
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	755,89
SANTANDER	ESSA	CENTRO	787,83
SANTANDER	VATIA	CENTRO	806,38
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	807,69
SANTANDER	DICEL	CENTRO	819,60
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	821,39
SANTANDER	ENERCO	CENTRO	861,06
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	861,16
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	617,08
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	BIA ENERGY	OCCIDENTE	710,18
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	738,54
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	742,66
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	751,27
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	768,15
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	813,91
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	833,09

<sup>9</sup> Dentro del Anexo 1 se detalla la información mensual de las tarifas aplicadas al estrato 4 para cada comercializador, dentro de cada mercado.



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	753,04
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	760,74
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	768,14
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	780,13
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	823,75
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	831,01
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	615,61
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	744,74
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	749,92
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	750,55
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	753,94
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	781,52
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	814,65
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	876,91
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	605,49
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	616,35
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	741,24
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	741,74
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	744,77
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	749,00
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	765,78
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	784,47
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	816,04
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	822,07
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	612,25
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	740,92
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	752,20
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	769,82
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	802,58
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	820,34
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	832,07
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	735,19
TULLUA	PEESA	OCCIDENTE	613,54
TULLUA	VATIA	OCCIDENTE	735,93
TULLUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	744,39
TULLUA	DICEL	OCCIDENTE	756,33
TULLUA	CETSA	OCCIDENTE	763,40
TULLUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	800,19
TULLUA	EMEESA	OCCIDENTE	853,40
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	696,30
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	701,97
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	738,24
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	584,93
BOGOTA - CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	683,89
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	696,27
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	703,80
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	705,54
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	715,51
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	717,65
BOGOTA - CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	721,21
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	729,31
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	730,73
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	731,53
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	732,61
BOGOTA - CUNDINAMARCA	TRANSACCIONES ENER	ORIENTE	735,90
BOYACA	PEESA	ORIENTE	585,09
BOYACA	VATIA	ORIENTE	716,06
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	723,29
BOYACA	DICEL	ORIENTE	735,44
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	741,51
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	756,77
BOYACA	EBSA	ORIENTE	771,46
HUILA	PEESA	ORIENTE	594,90
HUILA	VATIA	ORIENTE	721,71
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	733,08
HUILA	DICEL	ORIENTE	743,65
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	768,51
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	771,92

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	574,11
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	583,53
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	683,59
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	698,22
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	799,89
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	803,28
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	817,90
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	827,70
CARIBE MAR	ENERMAS	SIN ADD	827,78
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	832,19
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	863,57
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	874,88
CARIBE MAR	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	898,44
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	559,41
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	772,99
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	793,55
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	793,61
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	805,99
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	823,46
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	826,37
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	857,31
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	863,09
CARIBE SOL	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	944,75
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	786,84
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	697,60
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	766,49
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	842,85
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	953,64
TOLIMA	ENERCO	ORIENTE	962,45
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	966,68
TOLIMA	DICEL	ORIENTE	986,93
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	1028,86
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	783,05
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	873,00
CAQUETA	PEESA	SUR	608,96
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	721,70
CAQUETA	VATIA	SUR	784,90
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	797,30
CASANARE	PEESA	SUR	664,12
CASANARE	ENERCA	SUR	708,25
CASANARE	VATIA	SUR	839,38
CASANARE	QI ENERGY	SUR	852,44
CASANARE	DICEL	SUR	862,60
META	PEESA	SUR	619,79
META	RUITOQUE	SUR	716,29
META	EMSA	SUR	740,13
META	VATIA	SUR	794,94
META	QI ENERGY	SUR	808,85
META	DICEL	SUR	830,52
PUTUMAYO	VATIA	SUR	783,85
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	903,33
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	982,42

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 SuperServicios<sup>10</sup>, 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.

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

<sup>10</sup> <https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Energia/Tarifas>

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 julio, agosto y septiembre 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 tercer 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, esta últimas dependen de la condición especial que presente el usuario.

Por otro lado, en aras de establecer un valor mínimo del CU para cada nivel de tensión y por ADD, y para efectos del presente documento, la SSPD realizó un cálculo de un  $CU_{Min}$  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 251,67 \$/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 tercer trimestre de 2022, igual a 48,29 \$/kWh.
- **Componente P:** Para las ADD se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 251,67 \$/kWh y el T promedio de 48,29 \$/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, Chocó y Tolima, se calculó el valor del componente con el G de 251,67 \$/kWh y el T promedio de 48,29 \$/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 tercer 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 67,15 \$/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 tercer trimestre de 2022 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (53,31 \$/kWh).

Con base en lo anterior se obtuvieron los  $CU_{Min}$  resumidos en la siguiente tabla. 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  $CU_{Min}$  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.

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	$CU_{Min}$
CENTRO	NT1	677,58
CENTRO	NT2	587,80
CENTRO	NT3	470,81
CENTRO	NT4	414,71
OCCIDENTE	NT1	629,20
OCCIDENTE	NT2	550,05
OCCIDENTE	NT3	478,47
OCCIDENTE	NT4	414,71
ORIENTE	NT1	597,15
ORIENTE	NT2	544,63
ORIENTE	NT3	490,58
ORIENTE	NT4	414,71
SUR	NT1	659,04
SUR	NT2	608,65
SUR	NT3	448,95
SUR	NT4	414,71
CARIBE MAR	NT1	688,99
CARIBE MAR	NT2	541,85
CARIBE MAR	NT3	498,23
CARIBE MAR	NT4	423,67
CARIBE SOL	NT1	688,25
CARIBE SOL	NT2	534,62
CARIBE SOL	NT3	481,90
CARIBE SOL	NT4	436,91
CHOCO	NT1	579,67
CHOCO	NT2	531,84
TOLIMA	NT1	792,53
TOLIMA	NT2	695,34
TOLIMA	NT3	506,29
TOLIMA	NT4	416,27

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

### Nivel de Tensión 1

Para el tercer trimestre de 2022, el CU promedio más alto corresponde al sector comercial atendido por Enertotal en el mercado Tolima con un valor de 951,86\$/kWh y el valor promedio más bajo corresponde al sector Industrial, servicio prestado por ENEL COLOMBIA (antes EMGESA) con 602,72 \$/kWh en el ADD Oriente.



### Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para los meses de julio, agosto y septiembre de 2022 correspondientes al tercer trimestre, es para la empresa ISAGEN con 956,73 \$/kWh en el sector Industrial del mercado Tolima; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a COLOMBINA ENERGÍA con para el sector Oficial del sin ADD mercado Caribe Sol con 537,11\$/kWh.

### Nivel de Tensión 3

Para este nivel de tensión, el valor promedio más alto para el periodo comprendido entre julio, agosto y septiembre de 2022 corresponde a ISAGEN, con 702,38 \$/kWh en el sector Industrial en el mercado Caribe Mar; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a EPM con 449,84 \$/kWh para el sector Oficial en el ADD Sur.

### Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para este tercer trimestre del año 2022 corresponde a CARIBE MAR con 577,26 \$/kWh en el sector Industrial en el mercado Caribe Mar sin ADD; por su parte, EPM presenta el menor valor promedio con 416,60 \$/kWh en el sector Industrial para el ADD Centro.

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, Chocó y Tolima.

**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 julio de 2022 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	599,17
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	733,36
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	776,79
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	795,71
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	795,98
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	798,48
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	843,06
CALDAS	PEESA	CENTRO	601,44
CALDAS	CHEC	CENTRO	693,14
CALDAS	EEP	CENTRO	782,17
CALDAS	VATIA	CENTRO	788,40
CALDAS	DICEL	CENTRO	791,45
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	792,03
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	831,22
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	609,02
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	706,05
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	736,87
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	804,66
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	807,43
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	808,06
NORTE DE SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	816,61
PEREIRA	PEESA	CENTRO	596,11
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	670,70
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	771,45
PEREIRA	EEP	CENTRO	776,56
PEREIRA	VATIA	CENTRO	788,24
PEREIRA	DICEL	CENTRO	791,30
PEREIRA	CELSIA COLOMBIA	CENTRO	791,93
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	792,66
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	851,98
QUINDIO	PEESA	CENTRO	598,29
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	725,54
QUINDIO	VATIA	CENTRO	788,48
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	791,75
QUINDIO	DICEL	CENTRO	792,45
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	801,07
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	845,51
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	736,76
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	784,76
SANTANDER	PEESA	CENTRO	602,74
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	736,12
SANTANDER	ESSA	CENTRO	773,36
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	801,91
SANTANDER	DICEL	CENTRO	804,57
SANTANDER	VATIA	CENTRO	805,05
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	811,55
SANTANDER	ENERCO	CENTRO	848,24
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	848,28
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	549,74
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	728,68
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	743,87
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	747,75
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	755,54
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	800,96
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	836,61
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	720,45
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	744,32
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	763,93
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	766,80
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	835,73
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	554,93
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	741,59
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	745,77
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	748,57
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	750,87
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	769,48

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	818,94
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	863,19
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	551,83
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	612,70
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	727,76
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	732,20
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	742,57
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	745,73
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	751,89
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	763,95
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	814,57
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	820,28
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	556,96
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	742,08
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	749,61
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	756,88
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	785,26
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	811,12
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	835,70
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	727,88
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	546,47
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	737,03
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	740,78
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	743,44
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	743,78
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	787,21
TULUA	EMEESA	OCCIDENTE	815,81
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	690,93
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	691,85
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	723,60
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	510,06
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	678,05
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	688,74
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	703,69
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	704,68
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	707,27
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	709,82
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	714,31
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	717,07
BOGOTA - CUNDINAMARCA	TRANSACCIONES ENER	ORIENTE	726,69
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	734,19
BOYACA	PEESA	ORIENTE	516,96
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	707,32
BOYACA	VATIA	ORIENTE	710,29
BOYACA	DICEL	ORIENTE	715,71
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	730,82
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	748,23
BOYACA	EBSA	ORIENTE	759,78
HUILA	PEESA	ORIENTE	533,69
HUILA	VATIA	ORIENTE	726,63
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	733,43
HUILA	DICEL	ORIENTE	733,77
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	749,22
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	772,13
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	543,05
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	619,51
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	651,04
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	723,32
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	766,48
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	779,88
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	790,23
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	794,08
CARIBE MAR	ENERMAS	SIN ADD	798,44
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	808,76
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	852,40
CARIBE MAR	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	871,04
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	536,47
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	750,48
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	755,82
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	760,02
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	782,52
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	785,85
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	792,23
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	847,29
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	854,54
CARIBE SOL	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	917,36





MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	782,15
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	690,68
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	754,31
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	796,96
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	947,43
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	955,38
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	958,98
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	964,63
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	1033,93
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	764,89
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	850,50
CAQUETA	PEESA	SUR	575,58
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	715,27
CAQUETA	VATIA	SUR	765,40
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	768,99
CASANARE	PEESA	SUR	573,82
CASANARE	ENERCA	SUR	694,36
CASANARE	VATIA	SUR	762,52
CASANARE	DICEL	SUR	763,63
CASANARE	QI ENERGY	SUR	766,69
META	PEESA	SUR	588,40
META	RUITOQUE	SUR	681,15
META	EMSA	SUR	725,62
META	VATIA	SUR	775,51
META	QI ENERGY	SUR	780,47
META	DICEL	SUR	781,50
PUTUMAYO	VATIA	SUR	764,22
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	859,13
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	952,39

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

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	633,99
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	762,69
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	814,05
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	817,22
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	825,56
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	842,53
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	863,05
CALDAS	PEESA	CENTRO	635,99
CALDAS	CHEC	CENTRO	710,47
CALDAS	VATIA	CENTRO	809,41
CALDAS	EEP	CENTRO	817,03
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	821,44
CALDAS	DICEL	CENTRO	834,21
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	857,29
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	642,60
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	742,23
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	781,08
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	826,11
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	837,87
NORTE DE SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	851,06
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	851,85
PEREIRA	PEESA	CENTRO	630,46
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	712,91
PEREIRA	EEP	CENTRO	807,62
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	808,26
PEREIRA	VATIA	CENTRO	809,13
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	822,71
PEREIRA	CELSIA COLOMBIA	CENTRO	829,67
PEREIRA	DICEL	CENTRO	834,63
PEREIRA	AIRE	CENTRO	872,13
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	872,23

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
QUINDIO	PEESA	CENTRO	633,34
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	754,56
QUINDIO	VATIA	CENTRO	809,44
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	821,69
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	835,19
QUINDIO	DICEL	CENTRO	835,81
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	867,57
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	751,64
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	814,78
SANTANDER	PEESA	CENTRO	637,82
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	758,20
SANTANDER	ESSA	CENTRO	792,69
SANTANDER	VATIA	CENTRO	826,96
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	832,09
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	845,58
SANTANDER	DICEL	CENTRO	848,86
SANTANDER	ENERCO	CENTRO	870,28
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	870,41
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	575,90
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	756,59
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	757,41
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	769,45
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	796,60
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	BIA ENERGY	OCCIDENTE	796,44
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	837,58
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	848,29
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	756,47
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	766,65
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	786,53
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	803,37
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	821,07
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	845,45
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	580,66
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	746,87
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	758,81
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	769,34
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	771,78
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	803,16
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	829,11
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	897,44
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	564,33
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	578,31
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	755,23
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	760,83
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	767,05
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	770,89
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	790,69
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	790,95
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	830,83
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	841,29
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	581,86
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	754,43
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	770,04
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	792,56
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	808,82
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	842,10
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	847,48
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	736,64
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	572,53
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	749,77
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	762,55
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	769,46
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	779,23
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	804,78
TULUA	EMEESA	OCCIDENTE	932,40



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	707,69
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	717,78
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	738,07
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	540,78
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	698,40
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	712,77
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	718,77
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	722,03
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	733,39
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	740,03
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	747,12
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	749,80
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	749,89
BOGOTA - CUNDINAMARCA	TRANSACCIONES ENER	ORIENTE	754,78
BOGOTA - CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	766,74
BOGOTA - CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	772,22
BOYACA	PEESA	ORIENTE	548,17
BOYACA	VATIA	ORIENTE	727,75
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	740,57
BOYACA	DICEL	ORIENTE	756,22
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	757,65
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	771,94
BOYACA	EBSA	ORIENTE	774,98
HUILA	PEESA	ORIENTE	550,37
HUILA	VATIA	ORIENTE	727,87
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	743,79
HUILA	DICEL	ORIENTE	760,89
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	771,69
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	777,53
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	574,11
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	583,53
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	683,59
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	698,22
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	799,89
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	803,28
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	817,90
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	827,70
CARIBE MAR	ENERMAS	SIN ADD	827,78
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	832,19
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	863,57
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	874,88
CARIBE MAR	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	898,44
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	559,41
CARIBE SOL	EPP	SIN ADD	772,99
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	793,55
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	793,61
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	805,99
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	823,46
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	826,37
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	857,31
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	863,09
CARIBE SOL	TRANSACCIONES ENER	SIN ADD	944,75
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	786,84
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	697,60
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	766,49
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	842,85
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	953,64
TOLIMA	ENERCO	ORIENTE	962,45
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	966,68
TOLIMA	DICEL	ORIENTE	986,93
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	1028,86
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	783,05
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	873,00
CAQUETA	PEESA	SUR	608,96
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	721,70
CAQUETA	VATIA	SUR	784,90
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	797,30

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CASANARE	PEESA	SUR	664,12
CASANARE	ENERCA	SUR	708,25
CASANARE	VATIA	SUR	839,38
CASANARE	QI ENERGY	SUR	852,44
CASANARE	DICEL	SUR	862,60
META	PEESA	SUR	619,79
META	RUITOQUE	SUR	716,29
META	EMSA	SUR	740,13
META	VATIA	SUR	794,94
META	QI ENERGY	SUR	808,85
META	DICEL	SUR	830,52
PUTUMAYO	VATIA	SUR	783,85
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	903,33
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	982,42

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

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERBIT	CENTRO	726,65
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	767,27
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	773,58
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	776,28
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	777,86
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	782,63
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	799,01
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	819,19
CALDAS	CHEC	CENTRO	714,72
CALDAS	PEESA	CENTRO	758,15
CALDAS	VATIA	CENTRO	770,06
CALDAS	EPP	CENTRO	776,93
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	778,33
CALDAS	DICEL	CENTRO	790,81
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	814,40
NORTE DE SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	721,18
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	778,57
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	785,76
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	786,80
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	794,81
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	808,27
NORTE DE SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	812,38
PEREIRA	VATIA	CENTRO	769,84
PEREIRA	PEESA	CENTRO	769,85
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	770,35
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	779,52
PEREIRA	ENERBIT	CENTRO	780,02
PEREIRA	DICEL	CENTRO	791,24
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	829,27
PEREIRA	EPP	CENTRO	835,08
PEREIRA	AIRE	CENTRO	869,00
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	759,08
QUINDIO	PEESA	CENTRO	769,06
QUINDIO	VATIA	CENTRO	770,54
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	778,81
QUINDIO	DICEL	CENTRO	792,40
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	796,27
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	823,89
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	771,67
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	774,04
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	773,36
SANTANDER	PEESA	CENTRO	775,73
SANTANDER	VATIA	CENTRO	787,13
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	789,08
SANTANDER	ESSA	CENTRO	797,44



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
SANTANDER	DICEL	CENTRO	805,38
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	807,04
SANTANDER	ENERCO	CENTRO	864,65
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	864,80
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	BIA ENERGY	OCCIDENTE	623,96
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	725,59
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	727,53
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	729,53
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	736,61
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	758,25
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	803,20
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	814,37
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	753,96
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	770,22
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	771,25
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	782,19
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	811,86
CARTAGO	AIRE	OCCIDENTE	826,43
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	711,23
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	729,65
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	739,16
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	740,73
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	754,34
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	771,93
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	795,92
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	870,11
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERBIT	OCCIDENTE	639,44
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	718,91
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	725,94
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	732,19
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	734,21
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	735,67
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	754,49
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	797,01
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	798,76
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EEP	OCCIDENTE	810,34
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	697,94
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	726,25
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	736,95
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	760,04
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	807,81
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	813,02
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	813,67
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	741,06
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	720,99
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	721,64
TULUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	729,84
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	745,98
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	777,31
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	808,56
TULUA	EMEESA	OCCIDENTE	811,98
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	690,29
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	696,28
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	753,05
BOGOTA - CUNDINAMARCA	BIA ENERGY	ORIENTE	601,03
BOGOTA - CUNDINAMARCA	Enel X Colombia	ORIENTE	670,20
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	694,94
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	703,94
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	705,86
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	712,31
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	712,36
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	717,96
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENEL COLOMBIA	ORIENTE	723,08
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RANSACCIONES ENE	ORIENTE	726,22
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	728,24
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	730,40
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	733,73

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BOYACA	PEESA	ORIENTE	690,15
BOYACA	VATIA	ORIENTE	710,15
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	721,97
BOYACA	DICEL	ORIENTE	734,39
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	736,07
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	750,14
BOYACA	EBSA	ORIENTE	779,62
HUILA	PEESA	ORIENTE	700,64
HUILA	VATIA	ORIENTE	710,63
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	722,00
HUILA	DICEL	ORIENTE	736,27
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	755,87
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	794,84
CARIBE MAR	ENERBIT	SIN ADD	673,77
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	687,69
CARIBE MAR	RUITOQUE	SIN ADD	695,74
CARIBE MAR	SOL & CIELO	SIN ADD	722,65
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	730,64
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	777,67
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	802,65
CARIBE MAR	ENERMAS	SIN ADD	804,96
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	806,38
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	811,49
CARIBE MAR	CARBEMAR	SIN ADD	822,80
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	834,89
CARIBE MAR	RANSACCIONES ENE	SIN ADD	861,53
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	770,22
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	780,88
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	795,97
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	797,17
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	798,37
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	801,20
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	814,24
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	828,17
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	868,27
CARIBE SOL	RANSACCIONES ENE	SIN ADD	907,15
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	791,56
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	704,57
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	ORIENTE	833,26
TOLIMA	PEESA	ORIENTE	899,22
TOLIMA	VATIA	ORIENTE	910,33
TOLIMA	ENERCO	ORIENTE	919,10
TOLIMA	QI ENERGY	ORIENTE	919,62
TOLIMA	DICEL	ORIENTE	939,18
TOLIMA	ENERTOTAL	ORIENTE	980,66
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	772,94
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	855,90
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	728,20
CAQUETA	PEESA	SUR	744,79
CAQUETA	VATIA	SUR	763,33
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	771,01
CASANARE	ENERCA	SUR	722,41
CASANARE	PEESA	SUR	800,05
CASANARE	VATIA	SUR	819,21
CASANARE	QI ENERGY	SUR	828,57
CASANARE	DICEL	SUR	838,43
META	RUITOQUE	SUR	710,31
META	EMSA	SUR	754,93
META	PEESA	SUR	766,22
META	VATIA	SUR	773,57
META	QI ENERGY	SUR	783,23
META	DICEL	SUR	798,17
META	ENERCO	SUR	883,76
PUTUMAYO	VATIA	SUR	761,95
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	854,54
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	957,91

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



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

### julio

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
JULIO	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	799,55	736,87
JULIO	CENTRO	CHEC	CALDAS	764,13	693,14
JULIO	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	755,09	725,54
JULIO	CENTRO	EEP	PEREIRA	837,53	776,56
JULIO	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	795,83	733,36
JULIO	CENTRO	ESSA	SANTANDER	796,96	773,36
JULIO	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	716,74	736,76
JULIO	CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	707,71	736,12
JULIO	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	852,86	785,26
JULIO	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	819,55	763,95
JULIO	OCCIDENTE	CETSA	TULLUA	810,30	743,44
JULIO	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	792,98	720,45
JULIO	OCCIDENTE	EMCALI	CALJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	800,86	800,96
JULIO	OCCIDENTE	EMEESA	CAUCA	729,05	748,57
JULIO	OCCIDENTE	EMEESA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	733,54	727,76
JULIO	OCCIDENTE	EMEESA	POPAYAN - PURACE	779,12	727,88
JULIO	OCCIDENTE	VATIA	CARTAGO	759,76	744,32
JULIO	ORIENTE	EBSA	BOYACA	804,88	759,78
JULIO	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	773,45	749,22
JULIO	ORIENTE	ENEL COLOMBIA	BOGOTA - CUNDINAMARCA	661,94	704,68
JULIO	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	729,41	723,60
JULIO	ORIENTE	RUITOQUE	BOGOTA - CUNDINAMARCA	610,10	678,05
JULIO	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	906,10	854,54
JULIO	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	879,52	794,08
JULIO	SIN ADD	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	1023,74	796,96
JULIO	SIN ADD	DICELER	CARIBE MAR	792,87	808,76
JULIO	SIN ADD	DICELER	CARIBE SOL	788,57	792,23
JULIO	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	758,12	782,15
JULIO	SIN ADD	EEP	CARIBE SOL	872,81	750,48
JULIO	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	783,70	690,69
JULIO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE MAR	786,07	779,88
JULIO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	782,38	782,52
JULIO	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	781,23	651,04
JULIO	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	782,77	755,82
JULIO	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	780,38	715,27
JULIO	SUR	EMSA	META	825,28	725,62
JULIO	SUR	ENERCA	CASANARE	804,58	694,36

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

### agosto

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
AGOSTO	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	850,29	781,08
AGOSTO	CENTRO	CHEC	CALDAS	804,92	710,47
AGOSTO	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	791,53	754,56
AGOSTO	CENTRO	EEP	PEREIRA	876,03	807,62
AGOSTO	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	827,12	762,69
AGOSTO	CENTRO	ESSA	SANTANDER	834,06	792,69
AGOSTO	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	754,19	758,86
AGOSTO	CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	744,86	758,20
AGOSTO	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	880,65	808,82
AGOSTO	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	850,14	790,69
AGOSTO	OCCIDENTE	CETSA	TULLUA	845,36	769,46
AGOSTO	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	822,19	756,47
AGOSTO	OCCIDENTE	EMEESA	CAUCA	775,11	746,87
AGOSTO	OCCIDENTE	EMEESA	POPAYAN - PURACE	811,93	736,64
AGOSTO	OCCIDENTE	VATIA	CARTAGO	772,67	766,65
AGOSTO	ORIENTE	EBSA	BOYACA	806,30	774,98
AGOSTO	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	790,92	771,69
AGOSTO	ORIENTE	ENEL COLOMBIA	BOGOTA - CUNDINAMARCA	694,39	718,77
AGOSTO	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	767,17	738,07
AGOSTO	ORIENTE	RUITOQUE	BOGOTA - CUNDINAMARCA	641,94	698,40
AGOSTO	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	916,65	863,09
AGOSTO	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	898,48	817,90
AGOSTO	SIN ADD	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	1034,16	824,85
AGOSTO	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	798,81	786,84
AGOSTO	SIN ADD	EEP	CARIBE SOL	910,58	772,99
AGOSTO	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	836,00	697,60
AGOSTO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE MAR	810,31	803,28
AGOSTO	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	806,00	805,99
AGOSTO	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	794,33	683,59
AGOSTO	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	795,69	793,61
AGOSTO	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	814,65	721,70
AGOSTO	SUR	EMSA	META	873,36	740,13
AGOSTO	SUR	ENERCA	CASANARE	907,75	708,25

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

### septiembre

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
SEPTIEMBRE	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	809,82	785,76
SEPTIEMBRE	CENTRO	CHEC	CALDAS	780,57	714,72
SEPTIEMBRE	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	766,01	759,08
SEPTIEMBRE	CENTRO	EEP	PEREIRA	835,45	835,08
SEPTIEMBRE	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	788,90	767,27
SEPTIEMBRE	CENTRO	ESSA	SANTANDER	790,12	797,44
SEPTIEMBRE	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	732,01	774,04
SEPTIEMBRE	CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	723,64	773,36
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	847,20	813,67
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	821,82	798,76
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	CETSA	TULLUA	813,07	777,31
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	792,36	782,19
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	EMEESA	CAUCA	736,84	754,34
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	EMEESA	POPAYAN - PURACE	780,26	741,06
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	VATIA	CARTAGO	743,99	771,25
SEPTIEMBRE	ORIENTE	EBSA	BOYACA	807,93	779,62
SEPTIEMBRE	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	783,61	794,84
SEPTIEMBRE	ORIENTE	ENEL COLOMBIA	BOGOTA - CUNDINAMARCA	698,26	723,08
SEPTIEMBRE	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	798,81	753,05
SEPTIEMBRE	ORIENTE	RUITOQUE	BOGOTA - CUNDINAMARCA	641,61	712,36
SEPTIEMBRE	SIN ADD	AIRE	CARIBE SOL	891,69	868,27
SEPTIEMBRE	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	867,91	822,80
SEPTIEMBRE	SIN ADD	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	990,40	833,26
SEPTIEMBRE	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	778,28	791,56
SEPTIEMBRE	SIN ADD	EEP	CARIBE SOL	875,11	780,88
SEPTIEMBRE	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	804,78	704,57
SEPTIEMBRE	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE MAR	782,80	811,49
SEPTIEMBRE	SIN ADD	QI ENERGY	CARIBE SOL	777,24	814,24
SEPTIEMBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE MAR	772,10	687,69
SEPTIEMBRE	SIN ADD	VATIA	CARIBE SOL	771,84	798,37
SEPTIEMBRE	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	869,85	854,54
SEPTIEMBRE	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	826,16	728,20
SEPTIEMBRE	SUR	EMSA	META	853,77	754,93
SEPTIEMBRE	SUR	ENERCA	CASANARE	881,25	722,41

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

## Anexo 2

### CU promedio para el mercado no regulado (\$/kWh) por ADD<sup>11</sup>

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

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Industrial	Industrial Bombeo	Oficial	Alumbrado Público
CARIBEMAR DE LA COSTA		702,40	805,58			
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		669,54	717,39			
EEP S.A. ESP	835,78	810,20				809,58
EMCALI ESP		737,93				
ENEL COLOMBIA S.A. ESP		723,69				
ENERMAS		726,12				
ENERTOTAL S.A. ESP		765,39	748,01			
EPM S.A. ESP	722,92	715,15	440,50	763,35	655,99	
ISAGEN S.A. ESP			625,68			
RENOVATIO S.A. ESP		713,98				
RUITOQUE S.A. ESP		726,99	688,25		781,01	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		537,19				
VATIA S.A. ESP		566,20	686,14			

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

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

EMPRESA	Comercial	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Oficial	Provisional	Alumbrado Público
CARIBEMAR DE LA COSTA	668,20						
CEDENAR S.A. ESP					760,75	779,16	777,05
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	667,49		500,31	662,88			
CEO S.A.S ESP	675,50						
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP	700,55						
DICEL S.A. ESP	559,54						
DICELER S.A. E.S.P	535,72						
EEP S.A. ESP	548,08						
ELECTROHUILA S.A. ESP	587,48						
EMCALI ESP	639,72	720,93		727,28			777,32
ENEL COLOMBIA S.A. ESP	491,19						
ENERTOTAL S.A. ESP	635,64			739,97			
QI ENERGY	617,78						
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	484,47						
VATIA S.A. ESP	611,23						

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Oficial	Alumbrado Público
AES CHIVOR						684,74		
CARIBEMAR DE LA COSTA		658,12						
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		614,70				666,18		634,92
DICEL S.A. ESP		573,88				659,47		
DICELER S.A. E.S.P						693,24		
EBSA S.A. ESP		665,42				664,60		
ELECTROHUILA S.A. ESP		707,78	666,53			652,48		
EMCALI ESP		548,04				641,89		
ENEL COLOMBIA S.A. ESP		581,69		622,00		602,72		
ENERTOTAL S.A. ESP		737,70			738,73	716,61		
EPM S.A. ESP						671,04		
ISAGEN S.A. ESP						483,57		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP						781,94		
RENOVATIO S.A. ESP						683,77		
RUITOQUE S.A. ESP	704,23			671,84	729,93	683,09		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	498,44	471,06						
VATIA S.A. ESP		660,18				605,30		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre III 2022. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

<sup>11</sup> 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	Comercial	Industrial
CARIBEMAR DE LA COSTA	674,22	
EBSA S.A. ESP	685,19	
ENEL COLOMBIA S.A. ESP	722,79	
EMSA S.A. ESP		718,23

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Industrial	Industrial Bombeo	Alumbrado Público
CARIBEMAR DE LA COSTA		757,26		691,01	754,37		604,64
DICEL S.A. ESP		738,26			707,21		
ENEL COLOMBIA S.A. ESP		746,69			742,97		
ENERTOTAL S.A. ESP		692,98			901,48		
RUITOQUE S.A. ESP					784,96		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		567,15					
VATIA S.A. ESP		797,59					

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 1, Trimestre III 2022. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Industrial	Industrial Bombeo	Alumbrado Público
AIRE	884,57	688,10	846,59		701,24	898,27	668,37
CARIBEMAR DE LA COSTA		700,70					
DICELER S.A. E.S.P		727,94					
ENERTOTAL S.A. ESP					797,10		
EPMS.A. ESP					568,76		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P					587,92		
VATIA S.A. ESP					460,64		

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 1, Trimestre III 2022. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial
CARIBEMAR DE LA COSTA		896,03
ENEL COLOMBIA S.A. ESP		890,84
ENERTOTAL S.A. ESP		951,86

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre III 2022. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Especial Asistencial	Industrial	Industrial Bombeo	Oficial	Provisional	Alumbrado Público
AIRE		668,74						
CARIBEMAR DE LA COSTA		631,79		582,89				
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		614,57		600,46		576,38		623,65
COLOMBIANA ENERGIA SAS ESP				577,04				
DICEL S.A. ESP				616,26				
EBSA S.A. ESP				661,76				
ECOPETROL ENERGIA				551,41				
EEP S.A. ESP	681,12	659,63		660,26		679,59	655,14	667,95
ELECTROHUILA S.A. ESP				670,46				
EMCALI ESP		501,26						
EMEESA S.A. ESP				595,17				
ENEL COLOMBIA S.A. ESP		596,10		602,03		515,28		
ENERGIA Y AGUA SAS ESP				713,53				
ENERMAS		657,53						
ENERTOTAL S.A. ESP		649,09		654,38				
EPMS.A. ESP	597,68	597,08		609,49	608,49	594,68		617,59
GAP ENERGY				597,32				
GECELCA S.A. ESP				477,20				
GREENYELLOW		415,87				379,08		
ISAGEN S.A. ESP		578,84		602,93		580,35		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP				727,90				
RENOVATIO S.A. ESP		628,93		629,70				
RUITOQUE S.A. ESP		627,36		643,84		635,24		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		622,01		734,28				
VATIA S.A. ESP		626,65		632,39		631,18		

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE



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

EMPRESA	Comercial	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Industrial Bombeo	Oficial	Provisional	Alumbrado Público
CARIBEMAR DE LA COSTA	594,51							
CEENAR S.A. ESP		338,80		347,09				681,97
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	579,82	565,95	567,08	576,30	574,63	596,64		580,21
CEO S.A.S ESP	618,61			588,63		614,47		
CETSA S.A. ESP	571,58			570,89		3193,70		582,65
DICEL S.A. ESP	586,10			585,47		634,28		613,80
DICELER S.A. E.S.P	582,72			596,18				
EEP S.A. ESP	607,64			616,35				613,44
EMCALI ESP	599,62	593,70	598,96	605,88		613,16	578,65	626,54
EMEESA S.A. ESP	547,93			517,02				
ENEL COLOMBIA S.A. ESP	554,57			553,82				
ENERTOTAL S.A. ESP	616,45			609,46				
EPM S.A. ESP	548,71	555,32	555,56	559,03		557,51		
ISAGEN S.A. ESP				574,08				
QJ ENERGY	603,99							
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	642,04			484,23			516,41	
VATIA S.A. ESP	589,82							

Mínimo  Máximo  < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Oficial	Alumbrado Público
AES CHIVOR						542,76		
AIRE		610,96				646,29		
CARIBEMAR DE LA COSTA		592,80				532,52		
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		626,79	567,06			571,51	594,02	623,50
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP						529,57		
DICEL S.A. ESP		567,13	569,83			563,37	570,46	
DICELER S.A. E.S.P	585,19	587,64				581,23		
EBSA S.A. ESP		660,82		609,48	609,36	608,15		669,87
ECOPETROL ENERGIA						500,09		
EEP S.A. ESP		590,35				589,78		
ELECTROHUILA S.A. ESP		611,47	608,03			618,01	607,71	599,74
EMCALI ESP		595,29				569,13	570,25	
ENEL COLOMBIA S.A. ESP	566,00	542,29	566,51	544,13		552,73	525,11	499,60
ENERMAS		625,45				600,05		
ENERTOTAL S.A. ESP		613,74			614,37	605,66		
EPM S.A. ESP		549,81				545,58	563,17	555,51
FRANCA ENERGIA						462,95		
GAP ENERGY		558,31				558,72		
ISAGEN S.A. ESP		544,04				565,02		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						484,32		
MESSER ENERGY		424,20						
RENOVATIO S.A. ESP		582,33				578,66		
RUITOQUE S.A. ESP		581,81	577,82	572,35		579,99		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		612,87	548,68					
VATIA S.A. ESP		580,93				554,69		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre III 2022. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta)

EMPRESA	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado Público
CARIBEMAR DE LA COSTA	653,76			
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	626,25		679,89	
DICEL S.A. ESP		622,71		
DICELER S.A. E.S.P		593,43		
EBSA S.A. ESP		704,83		
ELECTROHUILA S.A. ESP	736,82		677,95	
EMCALI ESP	623,89			
ENEL COLOMBIA S.A. ESP	603,29			
EMSA S.A. ESP		666,39		522,94
ENERCA S.A. ESP		520,78		
EPM S.A. ESP	656,99	626,36	611,64	
RUITOQUE S.A. ESP	624,48			
VATIA S.A. ESP	646,30	678,45		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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



EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Industrial Bombeo	Oficial	Alumbrado Público
AES CHIVOR						536,37			
AIRE		617,15							
CARIBEMAR DE LA COSTA		593,28		581,71	572,95	556,88		586,17	643,44
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		551,65			572,06	566,07			
CEO S.A. S. ESP						606,14			
COLOMBINA ENERGÍA SAS ESP		542,62							
DICEL S.A. ESP		556,06							
DICELER S.A. E.S.P		596,96							
EBSA S.A. ESP		603,85							
ECOPETROL ENERGIA		442,98				512,31			
ELECTROHUILA S.A. ESP		584,14				594,05			
EMCALI ESP						439,25			
ENEL COLOMBIA S.A. ESP		563,13			566,17	560,31			
EMSA S.A. ESP						522,43			
ENERTOTAL S.A. ESP		641,02				825,82			
EPM S.A. ESP		548,28				554,09		561,42	
ISAGEN S.A. ESP						546,85			
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						661,25			
QI ENERGY				626,49					
RENOVATIO S.A. ESP		583,74				583,96			
RUITOQUE S.A. ESP		594,23				594,77			
SOUTH32 ENERGY S.A. S. E.S.P.						495,68			
TERPEL ENERGIA S.A. S. E.S.P		519,22				535,97			
VATIA S.A. ESP		594,33				595,18			

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Industrial Bombeo	Oficial	Alumbrado Público
AES CHIVOR						533,02			
AIRE	584,30	614,41	648,22			551,40	626,72	617,13	618,05
CARIBEMAR DE LA COSTA		563,80				553,85			
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP					550,54	533,68			
COLOMBINA ENERGÍA SAS ESP						537,11			
DICEL S.A. ESP		541,30						571,69	
EEP S.A. ESP		606,42				569,03			
EMCALI ESP						477,28			
ENEL COLOMBIA S.A. ESP				559,22		559,98			
ENERTOTAL S.A. ESP						632,88			
EPM S.A. ESP		508,70			522,49	513,60		513,83	
GAP ENERGY						548,16			
GECELCA S.A. ESP						600,03			
GREENYELLOW		445,59							
ISAGEN S.A. ESP						561,41			
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						766,08			
QI ENERGY						661,68			
RENOVATIO S.A. ESP						587,27			
RUITOQUE S.A. ESP						594,67			
TERPEL ENERGIA S.A. S. E.S.P						541,09			
VATIA S.A. ESP						585,94			

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial
CARIBEMAR DE LA COSTA		564,18				
ISAGEN S.A. ESP						539,65
RUITOQUE S.A. ESP		569,03				

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre III 2022. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Distrito de Riego	Especial Asistencial	Especial Educativo	Industrial	Industrial Bombeo	Oficial
CARIBEMAR DE LA COSTA		678,02						
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		698,34						
ENEL COLOMBIA S.A. ESP		710,44						595,43
ENERTOTAL S.A. ESP						766,88		
ISAGEN S.A. ESP						956,73		
RENOVATIO S.A. ESP		732,56						
TERPEL ENERGIA S.A. S. E.S.P		658,57						
VATIA S.A. ESP		720,39						

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE





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

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Especial Asistencial	Industrial	Oficial	Provisional
AES CHIVOR		455,76		455,48		
CARIBEMAR DE LA COSTA		517,20		480,28		
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		481,68		472,87		
DICEL S.A. ESP				520,07		
ECOPETROL ENERGIA				393,42		
EEP S.A. ESP		533,43	530,63	538,88	569,34	551,88
EMCALI ESP		506,16				
ENEL COLOMBIA S.A. ESP		481,75		461,28		
ENERMAS				556,86		
ENERTOTAL S.A. ESP				534,95		
EPM S.A. ESP		482,37		482,59	433,06	
GREENYELLOW		390,89				
ISAGEN S.A. ESP		483,53		473,19		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		559,89		578,54		
QI ENERGY	529,87	519,66				
RUITOQUE S.A. ESP		515,94	586,83	516,16	496,54	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		439,70				
VATIA S.A. ESP		510,61		517,19		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Comercial	Industrial	Oficial
AES CHIVOR		476,26	
CARIBEMAR DE LA COSTA		489,77	
CEDENAR S.A. ESP		330,32	453,26
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	490,72	492,23	
CEO S.A.S ESP		520,22	549,76
CETSA S.A. ESP		468,55	
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP	477,28	469,35	
DICEL S.A. ESP	524,90	513,87	
EEP S.A. ESP	577,26	538,18	
EMCALI ESP	531,10	515,42	543,38
EMEESA S.A. ESP	374,31	496,62	
ENEL COLOMBIA S.A. ESP	477,64	485,71	
ENERTOTAL S.A. ESP		556,01	
EPM S.A. ESP	488,32	480,93	
GAP ENERGY		493,94	
ISAGEN S.A. ESP		481,82	
VATIA S.A. ESP		526,12	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Comercial	Distrito de Riego	Industrial	Industrial Bombeo	Oficial
AES CHIVOR			486,21		
AIRE			550,43		
CARIBEMAR DE LA COSTA	553,29		489,88		
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	538,11		498,86		604,34
DICEL S.A. ESP			527,48		
EBSA S.A. ESP	552,96		552,83	548,66	
ECOPETROL ENERGIA	480,76		456,84		
ELECTROHUILA S.A. ESP	545,01	556,25	563,06		540,05
EMCALI ESP			367,08		
ENEL COLOMBIA S.A. ESP	497,56		501,27		
ENERTOTAL S.A. ESP			559,64		
EPM S.A. ESP	469,80		489,32		483,40
FRANCA ENERGIA			383,12		
GAP ENERGY	511,27				
GECELCA S.A. ESP			389,16		
GREENYELLOW			322,22		
ISAGEN S.A. ESP	494,70		391,03		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	544,40		596,44		
QI ENERGY			558,24		
VATIA S.A. ESP	530,62		527,86		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Industrial	Oficial
CARIBEMAR DE LA COSTA			514,09	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		483,15	483,96	543,13
ECOPETROL ENERGIA			443,24	
EMCALI ESP			492,96	
ENEL COLOMBIA S.A ESP		481,34	495,38	
EMSA S.A. ESP			511,61	
ENERCA S.A. ESP			395,10	
ENERMAS			536,21	
EPM S.A. ESP		445,83	466,17	449,84
GAP ENERGY			464,67	
GREENYELLOW		369,21		
ISAGEN S.A. ESP		477,10	491,11	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		653,54		
QI ENERGY	518,80	508,25		
VATIA S.A. ESP		520,23	520,08	

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Industrial	Oficial
CARIBEMAR DE LA COSTA		552,82	510,25	571,96
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		550,42		
DICEL S.A. ESP			564,42	
ECOPETROL ENERGIA			467,33	
ENEL COLOMBIA S.A ESP		532,78	554,36	
EPM S.A. ESP			507,51	
GECELCA S.A. ESP			486,51	
ISAGEN S.A. ESP			702,38	
VATIA S.A. ESP			546,44	

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Industrial
AES CHIVOR			476,02
AIRE	556,89		531,93
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP			460,51
ECOPETROL ENERGIA			450,30
ELECTROHUILA S.A. ESP			577,14
ENEL COLOMBIA S.A ESP			526,87
EPM S.A. ESP		475,29	473,16
ISAGEN S.A. ESP			486,89
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			607,70
VATIA S.A. ESP			528,35

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre III 2022. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	Áreas Comunes	Comercial	Industrial
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		502,46	
ECOPETROL ENERGIA		451,85	
ENEL COLOMBIA S.A ESP		487,41	512,26
ENERTOTAL S.A. ESP			560,50
GAP ENERGY		494,19	
ISAGEN S.A. ESP			516,42
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		589,84	

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE



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

EMPRESA	Comercial	Industrial	Oficial
CEO S.A.S ESP		394,30	
ECOPETROL ENERGIA	381,75	379,94	
EPM S.A. ESP		416,60	363,49
ISAGEN S.A. ESP		411,23	



Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Comercial	Industrial
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	450,70	425,65
ENEL COLOMBIA S.A ESP		390,00
EPM S.A. ESP		408,77
ISAGEN S.A. ESP		433,77



Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Comercial	Industrial
ECOPETROL ENERGIA		387,87
ENEL COLOMBIA S.A ESP		428,40
EPM S.A. ESP		406,85
ISAGEN S.A. ESP	417,62	419,20
MESSER ENERGY		299,69



Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 4, Trimestre III 2022. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta)

EMPRESA	Industrial
ECOPETROL ENERGIA	377,09

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



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

EMPRESA	Comercial	Industrial
CARIBEMAR DE LA COSTA		577,26
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		423,54
ECOPETROL ENERGIA	329,76	
ENEL COLOMBIA S.A ESP	438,67	435,27
ISAGEN S.A. ESP		469,30



Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	Comercial	Industrial
ENEL COLOMBIA S.A ESP		499,68
ISAGEN S.A. ESP		434,67



Fuente: SUI – Cálculos DTGE



**Carrera 18 No. 84 – 35**  
**Bogotá D.C, Colombia**  
**(57 1) 691-3005**  
**[www.superservicios.gov.co](http://www.superservicios.gov.co)**  
**[sspd@superservicios.gov.co](mailto:sspd@superservicios.gov.co)**



**PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA**



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios