



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios

# Boletín Tarifario

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

OCTUBRE-DICIEMBRE  
2019

# Contenido

## Página

Introducción	3
Actualidad tarifaria	3
Panorama nacional	4
Componente de generación	5
Componente de transmisión	9
Componente de distribución	10
Componente de comercialización	12
Componente de pérdidas	15
Componente de restricciones	15
Tarifas aplicadas	17
Usuarios no regulados	19
Anexo 1	21
Anexo 2	24

**Proyectaron:**

Kelly Andrea Toro Toro  
Diego Fernando Borda Tovar

**Revisó**

Ángela María Sarmiento Forero  
Directora Técnica de Gestión de Energía

**Aprobó:**

Diego Alejandro Ossa Urrea  
Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible





## Introducción

El presente boletín tarifario expone el seguimiento realizado por la SSPD a las tarifas de energía eléctrica durante el cuarto trimestre de 2019 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. Posteriormente se muestra el comportamiento de las tarifas para el mercado regulado durante el trimestre tanto de forma agregada como por componente. Finalmente se presentan los valores estimados de las tarifas promedio de los usuarios no regulados. En los anexos del documento se presentan los datos detallados del resultado del presente análisis.

### 1. Actualidad tarifaria

La SSPD viene trabajando en la implementación de la Resolución SSPD 20155 de 2019 “*Por la cual se expiden los lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información - SUI aplicable a los prestadores del servicio público de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional – SIN*”, para lo cual realizó un proceso de socialización liderado por la Dirección Técnica de Gestión de Energía a través de 8 talleres dirigidos a los prestadores, con el fin de minimizar el impacto generado por el cambio de lineamientos en el reporte de información.

Asimismo, durante esta fase de implementación desarrolló una agenda de pruebas piloto, en la que participaron aproximadamente 8 empresas comercializadoras y distribuidoras del sector y se probaron 60 formatos y formularios (con información comercial, tarifaria, del mercado mayorista, subsidios, financiera, técnica, base de activos y planes de inversión). Estas pruebas piloto permitieron detectar la necesidad de derogar, modificar, aclarar e incorporar nuevas variables al SUI y ajustar las frecuencias de recolección de datos sobre otras variables ya incorporadas, lo que se consolidó en la Resolución SSPD 59905 de 2019<sup>1</sup>. Entre los principales cambios se encuentran:

- Modificación parcial del anexo general.
- Modificación artículo 9. Transitoriedad para la habilitación de los cargues.
- Modificación artículo 10. Vigencia y las reglas de aplicación.
- Adición “cargue inicial” para los formatos TT3. Plan de Trabajo de Reposición o Modernización en Subestaciones - TRMS y TT10. Plan de Gestión de Riesgo.
- Derogatoria del capítulo Mercado Mayorista y el anexo E.

Por otro lado, la CREG mediante la Res. 129 de 2019 y en cumplimiento del numeral 2.2.3.8.7.6 del Decreto 1073 de 2015, estableció la fórmula de traslado en el componente de Generación (G) de los precios de los contratos resultantes de la subasta reglamentada por la Res. 40590 de 2019 de Minenergía.

En dicha fórmula se tiene en cuenta la determinación de la cantidad y precio de la energía asociada a los contratos a largo plazo resultantes de la subasta, y la incorporación transitoria del precio de tales contratos en el componente de Generación ( $G_{m,i,j}$ ) previamente definida en la Res. CREG 030 de 2018.

Aunado a lo anterior, la Res. CREG 142 de 2019 indica en su artículo 3 que los precios resultantes de los contratos suscritos por el comercializador en aplicación del mecanismo complementario de la Res. 40725 de 2019 de Minenergía, se realizará de acuerdo con lo previsto en la Res. CREG 129 de 2019.

Por otro lado, la CREG hizo público mediante la Res. CREG 144 de 2019 el proyecto de resolución “*Por el cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018*”, el cual estuvo en comentarios hasta el 21 de noviembre de 2019. Entre las modificaciones propuestas se encontraban:

- Artículo 16. Transporte de energía reactiva.
- Numeral 1.1.1 del anexo general. Cargos por uso de nivel de tensión 4
- Numeral 2.3 del anexo general. Repartición de ingresos de nivel de tensión 4
- Literal b. del numeral 5.1.9 del anexo general

<sup>1</sup> Por la cual se derogan, modifican, aclaran y adicionan algunas disposiciones de la Resolución SSPD 20192200020155 del 25 de junio de 2019



- Numeral 9.2 del anexo general.

En resumen, a continuación se presentan las resoluciones expedidas por la CREG que pueden incidir directa o indirectamente en el cálculo del costo unitario de prestación del servicio:

Res. CREG/2019	Temática
112	Actualiza la base de activos de Transelca y modifica los parámetros necesarios para determinar su remuneración en el Sistema de Transmisión Nacional
129	Establece la fórmula de traslado en el componente de compras de energía al usuario regulado de los precios del mecanismo de contratación establecido en la Res. 40590 de 2019 del Minenergía.
130	Define los principios, comportamientos y procedimientos que deben cumplir los comercializadores en la celebración de contratos de energía destinados al mercado regulado
131	Incluye los activos del Sistema Nacional de Transmisión que hacen parte de la subestación Betania
137	Actualiza los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por EPSA
138	Actualiza los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Compañía de Electricidad de Tuluá
140	Actualiza los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por Centrales Eléctricas de Nariño
141	Actualiza los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por CEO
142	Establece la fórmula de traslado en el componente de compras de energía al usuario regulado de los precios de los contratos del mecanismo complementario del que trata la Res. 40725 de 2019 del Minenergía.
144	Modifica algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018
157	Resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Central Hidroeléctrica de Caldas contra la Res. CREG 077 de 2019
158	Resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Electrificadora de Santander contra la Res. CREG 103 de 2019
159	Resuelve el recurso de reposición interpuesto por Centrales Eléctricas del Norte de Santander, contra la Res. CREG 104 de 2019
160	Modifica la Res. CREG 082 de 2018, relacionada con la convocatoria UPME 08-2017, tercer transformador 500 / 230 kV de 450 MVA en la subestación Sogamoso y se decide sobre la representación de estos activos
192	Consulta la propuesta de opción tarifaria para definir los costos máximos de prestación del servicio que podrán ser trasladados a los usuarios regulados del servicio público de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional. ()
198	Actualiza la aplicación de los subsidios a los usuarios de estratos 1 y 2 de conformidad con lo previsto en la Ley 1955 de 2019
199	Modifica algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018

## 2. Panorama nacional

El análisis realizado del comportamiento tarifario durante el cuarto trimestre de 2019 inicia con la observación agregada de cada uno de los componentes que conforman el CU de prestación del servicio de energía eléctrica para cada trimestre y así obtener el comportamiento del CU 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; 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 35 empresas que prestan el servicio de comercialización de energía eléctrica en el país con destino al mercado regulado, los tres CU más altos para el cuarto trimestre 2019 corresponden a Enertotal S.A. E.S.P. en el mercado Tolima con valores de 703,28 \$/kWh en octubre, 703,92 \$/kWh en noviembre y 693,23 \$/kWh en diciembre; se debe tener en cuenta que no siempre la tarifa más alta indica un mal cálculo o mala aplicación de la metodología tarifaria, sino que el resultado de la aplicación de la misma es elevado por efecto de los componentes generales del sistema o propios del comercializador.

En cuanto a las empresas con menor valor del CU para el cuarto trimestre de 2019 se encuentran el comercializador ENERCO S.A. E.S.P. en el mercado Costa Caribe con 437,96 \$/kWh en el mes de diciembre y Renotavio Trading S.A.S. E.S.P., con valores de 438,63 \$/kWh en noviembre y 428,68 \$/kWh en diciembre también en el mercado Costa Caribe.

Frente a la aplicación de opciones tarifarias definidas según la Res. CREG 168 de 2008, para este cuarto trimestre, solo la Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P continuaba con la senda de aplicación prevista en dicha resolución.



A modo resumen, las tarifas promedio por mercado para el trimestre son las mostradas en la siguiente tabla.

CU PROMEDIO POR MERCADO PARA EL TRIMESTRE		
MERCADO	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	CENTRO	541,12
CALDAS	CENTRO	540,89
NORTE DE SANTANDER	CENTRO	525,50
PEREIRA	CENTRO	553,13
QUINDIO	CENTRO	544,96
RUITOQUE	CENTRO	557,31
SANTANDER	CENTRO	536,64
CALI, YUMBO, PUERTO TEJAD	OCCIDENTE	540,38
CARTAGO	OCCIDENTE	543,94
CAUCA	OCCIDENTE	564,82
EPSAU	OCCIDENTE	543,02
NARIÑO	OCCIDENTE	558,55
POPAYAN	OCCIDENTE	487,46
TULUA	OCCIDENTE	538,24
ARAUCA	ORIENTE	554,42
BOGOTA	ORIENTE	519,41
BOYACA	ORIENTE	528,84
HUILA	ORIENTE	517,95
CHOCO	SIN ADD	563,70
COSTA CARIBE	SIN ADD	481,78
GUAVIARE	SIN ADD	567,87
TOLIMA	SIN ADD	571,37
BAJO PUTUMAYO	SUR	566,23
CAQUETA	SUR	551,25
CASANARE	SUR	535,44
META	SUR	542,42
PUTUMAYO	SUR	563,68
SIBUNDOY	SUR	663,43

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 a la información certificada por los prestadores en cumplimiento de lo dispuesto en la Res. SSPD 20155 de 2019, modificada por la Res. SSPD 59905 de 2019.

### 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 al 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

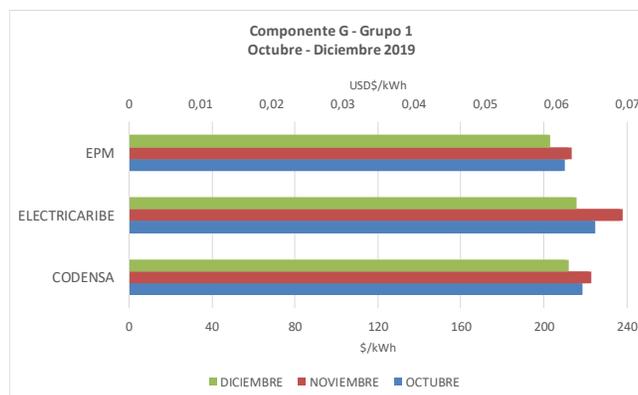
750.000 usuarios; Grupo 2, empresas con número de usuarios entre 200.000 y 749.999; Grupo 3, empresas con número de usuarios entre 50.000 y 199.999 y Grupo 4, empresas con menos de 49.999 usuarios. La información del número de usuarios fue consultada del Sistema Único de Información (SUI).

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 corresponde al promedio diario de los tres meses analizados en el presente informe y que son publicados por el Banco de la República, dando como resultado un valor de 3.404,31 \$/USD\$.

#### Grupo 1

El valor promedio para el cuarto trimestre de 2019 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 216,13 \$/kWh, un 13,8% por encima respecto al tercer trimestre de 2019. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde a EPM E.S.P. para el mes de diciembre de 2019 con un valor igual a 201,84 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., con 236,45 \$/kWh para el mes de noviembre de 2019. De igual manera, respecto al tercer semestre de 2019, el componente de Generación de las tres empresas aumentó frente al tercer bimestre y todos se encuentran por encima de los 200 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CODENSA	216,92	221,57	210,41
ELECTRICARIBE	223,36	236,45	214,32
EPM	208,46	211,81	201,84



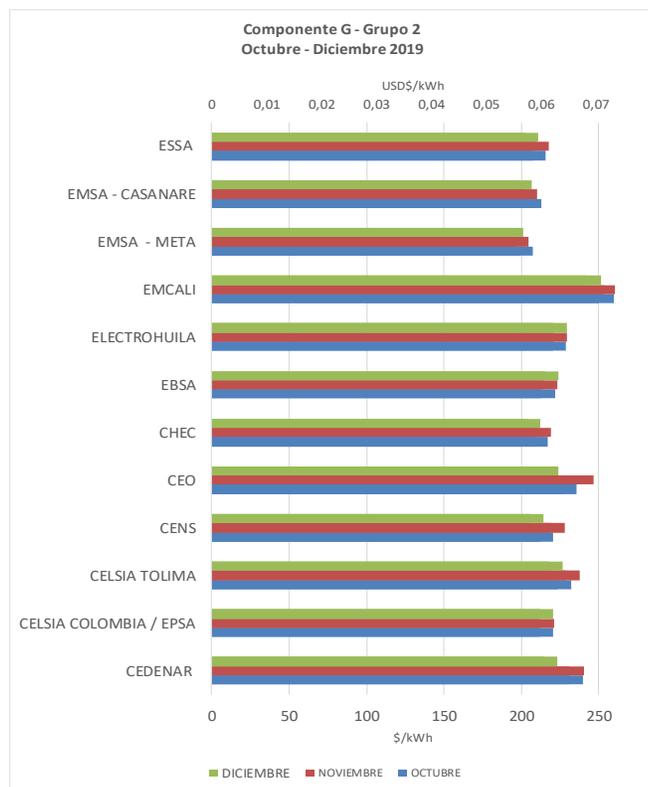
#### Grupo 2

Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el último trimestre de 2019 corresponde a 216,42 \$/kWh, 7,78% por encima del



promedio del tercer trimestre del año 2019. Con un valor de 193,40 \$/kWh, EMSA S.A. E.S.P. presentó, para el trimestre, el menor costo del componente G en el mes de diciembre de 2019; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde, al igual que en los últimos dos trimestres, a Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P. para el mes de noviembre de 2019, con un valor igual a 253,42 \$/kWh pero estando por encima en 29,06 \$/kWh respecto al valor más alto que presentó la empresa en el tercer trimestre de 2019.

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CEDENAR	230,81	231,02	214,84
CELSIA COLOMBIA			212,11
EPSA	212,03	212,49	
CELSIA TOLIMA	223,36	228,82	218,00
CENS	212,21	219,47	205,92
CEO	226,47	237,04	215,73
CHEC	209,09	210,83	204,48
EBSA	213,26	214,56	215,58
ELECTROHUILA	220,39	220,95	220,43
EMCALI	250,07	253,42	241,95
EMSA - META	199,50	196,68	193,40
EMSA - CASANARE	204,88	202,49	198,93
ESSA	207,35	209,62	202,84

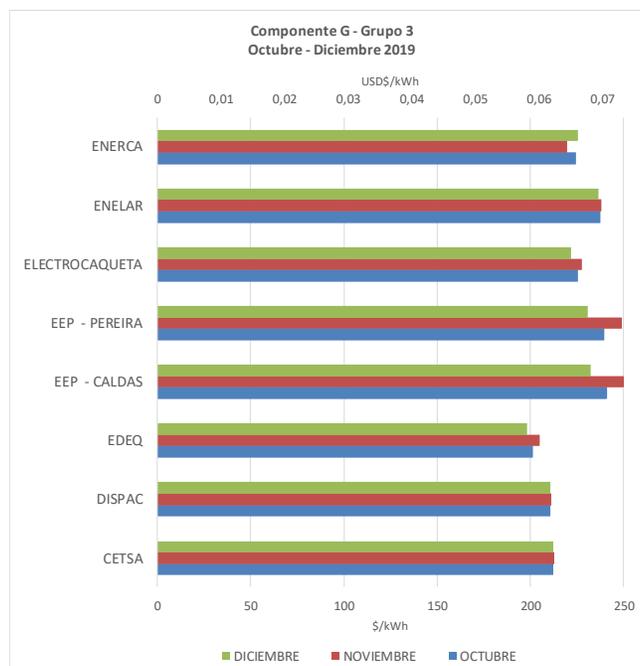


Vale la pena resaltar que desde el mes de diciembre de 2019, la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. notificó a la SSPD del cambio de nombre de la empresa a CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.

### Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 223,83 \$/kWh, 6,25% por encima del promedio del tercer trimestre de 2019. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para el componente G corresponde nuevamente a la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. para el mes de diciembre de 2019 con un valor igual a 197,86 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., con un valor de 250,41 \$/kWh para el mes de noviembre de 2019.

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CETSA	212,40	212,85	212,36
DISPAC	210,54	211,30	210,61
EDEQ	201,33	204,79	197,86
EEP - CALDAS	240,87	250,41	232,24
EEP - PEREIRA	239,68	248,85	230,42
ELECTROCAQUETA	225,46	227,46	221,75
ENELAR	237,36	238,00	236,36
ENERCA	224,51	219,42	225,13



### Grupo 4

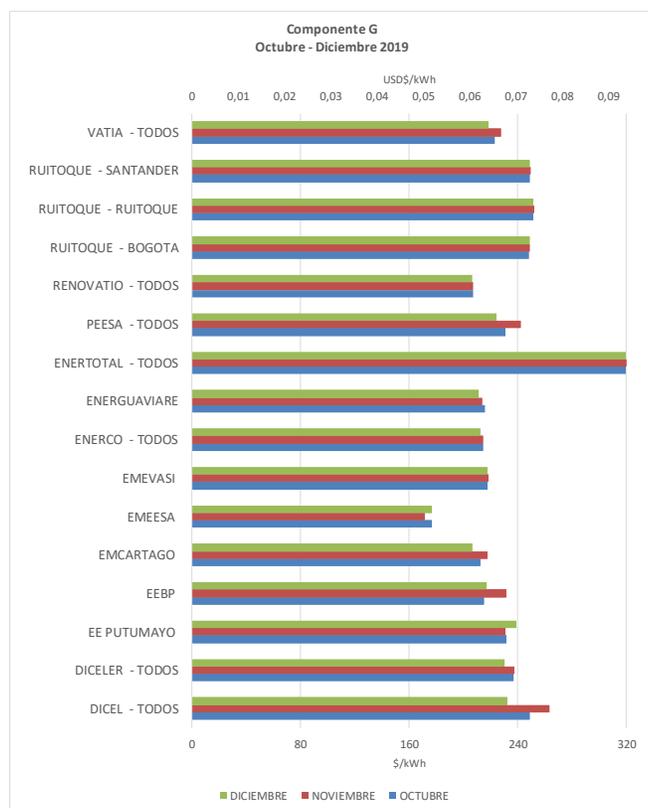
Teniendo en cuenta que las empresas Vatia S.A. E.S.P., Enertotal S.A. E.S.P., Dicel S.A. E.S.P., Diceler S.A. E.S.P., Renovatio Trading S.A.S E.S.P., PEESA S.A. E.S.P. y Enerco S.A. E.S.P. tienen presencia en varios mercados de comercialización, la información de estas fue promediada de manera mensual, de acuerdo al número de mercados atendidos.

Para este grupo, el valor promedio del componente de Generación es igual a 231,32 \$/kWh, 7,9% por encima del



promedio del tercer trimestre de 2019. Así mismo, el menor valor reportado corresponde a la empresa EMCARTAGO E.S.P., con un valor igual a 171,64 \$/kWh para el mes de noviembre de 2019, mientras el valor más alto lo publicó nuevamente Enertotal S.A. E.S.P. en el mes de noviembre con un valor promedio en el componente de 319,77 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
DICEL - TODOS	249,06	263,23	232,38
DICELER - TODOS	236,68	237,49	230,40
EE PUTUMAYO	231,29	231,20	239,14
EEBP	215,13	231,60	216,84
EMCARTAGO	212,41	217,87	206,27
EMEESA	176,63	171,64	176,74
EMEVASI	217,80	218,58	217,91
ENERCO - TODOS	214,24	214,11	212,21
ENERGUAVIARE	215,87	213,88	211,37
ENERTOTAL - TODOS	319,22	319,77	319,53
PEESA - TODOS	230,89	242,02	224,04
RENOVATIO - TODOS	206,85	207,39	206,65
RUITOQUE - BOGOTA	248,28	248,98	248,43
RUITOQUE - RUITOQUE	251,16	251,86	251,32
RUITOQUE - SANTANDER	248,43	249,14	248,59
VATIA - TODOS	223,20	227,60	218,09



<sup>2</sup> Teniendo en cuenta que el presente análisis sólo contempla el impacto de los contratos bilaterales con destino al mercado regulado y dado que las compras en bolsa se trasladan en su totalidad al usuario final, para efectos de lo acá contenido no se tendrá en consideración lo correspondiente a las compras de energía en bolsa con destino al mercado regulado.

### Comportamiento de los precios de contratos bilaterales

Teniendo en cuenta que alrededor del 80% 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.

En primera instancia y de acuerdo con el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007, 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  $Mc$ )<sup>2</sup>.

Si bien el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007<sup>3</sup> define el componente de Generación mediante la siguiente fórmula:

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

Para efectos del presente análisis 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:

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

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. Así las cosas, de manera inicial puede extraerse del presente análisis que cuando el valor de la variable  $Pc$  de un Comercializador Minorista se encuentra por debajo de la variable  $Mc$  para un mes en particular, esto generará 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

<sup>3</sup> Se aclara que, aunque la fórmula tarifaria fue modificada por la Res. CREG 129 de 2019, aún no se cuenta con la liquidación de contratos de largo plazo, por lo que por facilidad se usa la fórmula anterior.



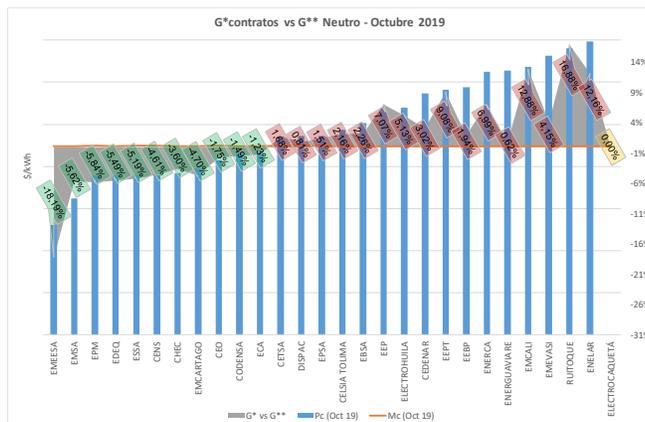
particular, se tendrá una pérdida en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación  $\alpha$ .

Ahora bien, teniendo en cuenta que lo anterior puede llegar a ocasionar un impacto en las tarifas trasladadas a los usuarios finales – toda vez que la variable  $Pc$  de cada Comercializador Minorista afecta de manera directa el valor del componente de Generación en un mes en particular –, el presente análisis propone contrastar este 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, es decir, un escenario en el cual el Comercializador Minorista no tiene utilidades o pérdidas a propósito de los contratos bilaterales con destino al mercado regulado<sup>4</sup>.

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

El objetivo de este análisis se basa en identificar el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado, para cada uno de los meses del cuarto trimestre del año 2019, 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.

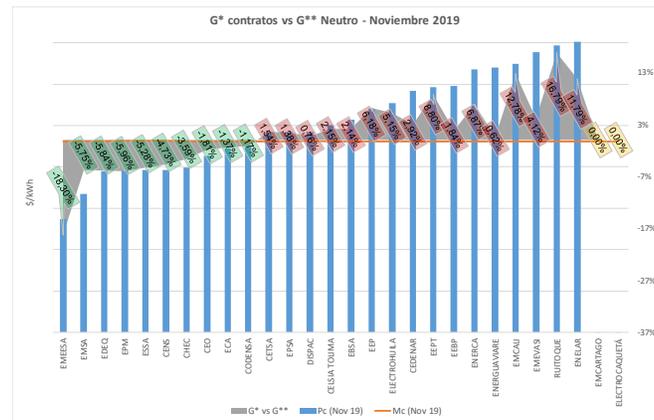
Es importante anotar que en el eje vertical primario (\$/kWh) de las siguientes gráficas, se presenta la comparación entre la variable  $Pc_{m-1}$  para cada Comercializador Minorista, versus la variable  $Mc_{m-1}$ ; por su parte, el eje vertical secundario presenta la diferencia porcentual existente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



<sup>4</sup> Es importante anotar que, si bien un cambio en la variable  $Pc$  de un Comercializador Minorista puede llegar a afectar la composición de la variable  $Mc$

Como se observa, para el mes de octubre de 2019 es posible identificar qué Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. presentó nuevamente el menor valor de la variable  $Pc$ , lo que se traduce en una reducción aproximada del 18,19% de la variable  $G^*$  respecto a la variable  $G^{**}$ ; quiere esto decir que, debido al bajo  $Pc$  presentado por esta empresa, sus usuarios perciben un componente  $G$  de contratos 18,19% menor al que percibirían en el caso en que la variable  $Pc$  fuera igual a la variable  $Mc$ . Por otro lado, nuevamente ENELAR E.S.P., para el mismo mes presentó el mayor valor de la variable  $Pc$ , lo que se traduce en un aumento aproximado del 12,16% de la variable  $G^*$  respecto a  $G^{**}$ ; lo anterior significa que debido a este valor de la variable  $Pc$ , un usuario de esta empresa percibe un componente  $G$  de contratos 12,16% mayor al que percibiría en el caso en que la variable  $Pc$  fuera igual a la variable  $Mc$ .

Para el mes de noviembre de 2019 Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. presentó el menor valor de la variable  $Pc$ , lo que se traduce en una reducción aproximada del 18,30% de la variable  $G^*$  respecto a  $G^{**}$ . Por su parte, la Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P. presentó el mayor valor de la variable  $Pc$ , lo que se traduce en un aumento aproximado del 11,79% de la variable  $G^*$  respecto a la variable  $G^{**}$ ; no obstante, lo anterior, debido a la existencia del factor de ponderación  $\alpha$ , el mayor valor del porcentaje de aumento lo presentó nuevamente Ruitoque S.A. E.S.P., con un valor igual a 16,79%.

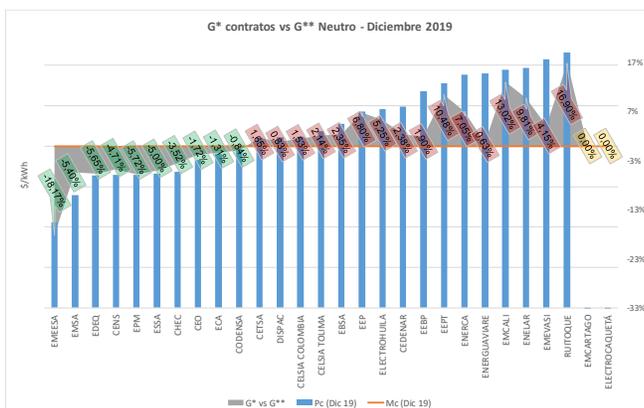


Finalmente, para el mes de diciembre de 2019 Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. presentó el menor valor de la variable  $Pc$ , lo que se traduce en una reducción aproximada del 18,17% de la variable  $G^*$

para el mes analizado, a efectos del presente análisis se mantendrá constante su valor para cada uno de los meses en cuestión.



respecto a la variable  $G^{**}$ . Por su parte, RUITOQUE S.A. E.S.P. presentó el mayor valor de la variable  $P_c$ , lo que significa un aumento aproximado del 16,90%. Se aclara que las empresas que no tienen información en la gráfica anterior, obedece a que al momento de la elaboración del documento no habían reportado al SUI la información correspondiente al Formato T9 que permite realizar el proceso de verificación tarifaria por parte de la DTGE y que es el insumo para el análisis de esta sección del boletín.



En general, 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 no sólo 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 estará percibiendo una reducción en el componente de Generación (respecto al que pagaría en el escenario contrafactual), lo que a su vez conlleva a una disminución en el valor del Costo Unitario de Prestación del Servicio.

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 presentará 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 conlleva a un alza en el valor del Costo Unitario de Prestación del Servicio.

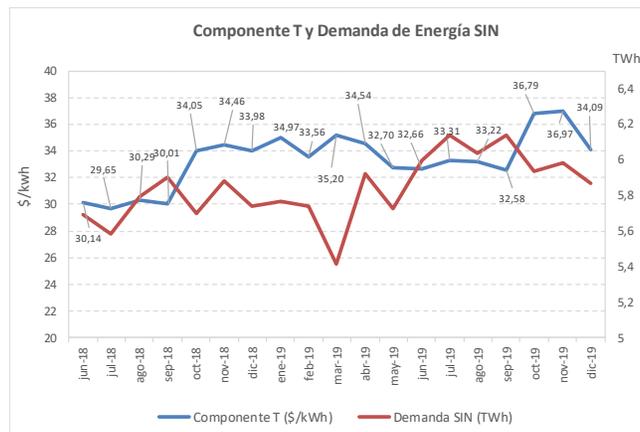
Es importante anotar que, si bien la variable  $P_c$  se encuentra ordenada de forma ascendente, esto no implica que el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado presente el mismo comportamiento, toda vez que el factor de ponderación  $\alpha$  de cada Comercializador Minorista es diferente.

#### 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, 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. Comportamiento que se vio reflejado en el mes de octubre de 2019, donde la demanda disminuyó y el componente presentó un comportamiento creciente; sin embargo, el mes de noviembre y diciembre de 2019, se puede observar que el



$\Delta T^5$  influyó significativamente en el comportamiento del componente, donde podemos observar que, para estos meses, aun cuando la demanda disminuyó, el componente también lo hizo.

Para este cuarto trimestre, el valor del componente T estuvo en un rango entre 36,97 \$/kWh y 34,09 \$/kWh; es decir que su mínimo estuvo 1,51 \$/kWh por encima en comparación con el mínimo presentado en el tercer trimestre de 2019.

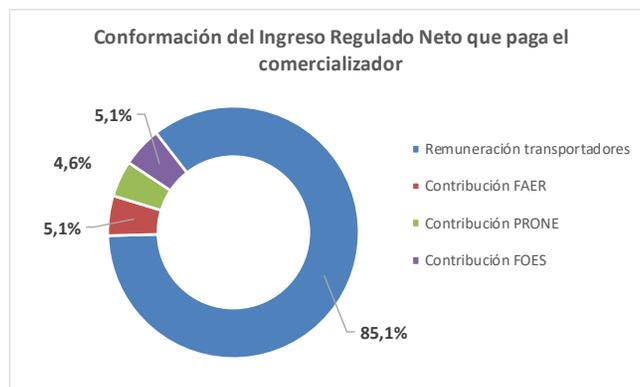
Los ajustes o  $\Delta T$  calculados por el LAC, tuvieron un promedio de 1,411879 \$/kWh pero con un máximo de 2,243932 \$/kWh en noviembre y un mínimo de 0,299228 \$/kWh en diciembre; vale la pena recordar que estos valores son el resultado a los ajuste realizados en la facturación de meses anteriores.

De igual manera el valor del Ingreso Regulado Neto que pagan los participantes del mercado tenido en cuenta para cálculo del componente mensual, tuvo un comportamiento decreciente con valores de \$208.400 millones para octubre, \$207.649 millones para noviembre y \$198.383 millones para diciembre.

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

	oct-19	nov-19	dic-19
<b>Numerador:</b>			
Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	208.400.031.275	207.649.375.000	198.383.345.834
<b>Denominador:</b>			
Energía del SIN (kWh)	5.937.231.386	5.979.882.606	5.870.546.564
<b>Sumar:</b>			
$\Delta T$ (\$/kWh)	1,692477	2,243932	0,299228
<b>Componente T (\$/kWh)</b>	36,79	36,97	34,09

En promedio para el cuarto trimestre de 2019, 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 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.

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>.

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

<sup>5</sup> El valor diferencial total de los cargos por Uso del STN es la sumatoria de las diferencias que se presentaron entre los cargos (actual y anterior) calculados antes de estos estimados.

<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.

ADD Sur: Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.

<sup>7</sup> DISPAC S.A. E.S.P.: Chocó; ELÉCTRICARIBE S.A. E.S.P.: Atlántico, Cesar, Guajira, Magdalena, Bolívar, Córdoba y Sucre; ENERGUAVIARE E.S.P.: Guaviare; CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.: Tolima.



resultado de la aplicación de la metodología tarifaria vigente.

Para el mes de diciembre de 2019, el LAC inició con los cálculos de los cargos por uso de las empresas CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. y CEO S.A.S. E.S.P. ya que, para dicho periodo, ya contaban con aprobación de ingresos por parte de la CREG en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018.

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

	ADD	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
	CENTRO	188,10	196,74	198,91
	OCCIDENTE	172,07	172,59	198,34
	ORIENTE	170,55	173,19	179,63
	SUR	207,32	206,87	<b>214,66</b>
SIN ADD	DISPAC S.A. ESP	141,44	144,00	144,63
	ELECTRICARIBE S.A. ESP	<b>132,70</b>	134,25	133,85
	ENERGUAVIARE ESP	150,21	152,78	153,62
	CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	209,49	212,22	212,72

Para el cuarto trimestre de 2019, el valor más alto se presentó en diciembre de 2019 en el ADD sur con 214,66 \$/kWh y, generalmente, presenta los valores más altos debido a las empresas distribuidoras que conforman dicha área donde los cargos por uso de nivel de tensión 1 pueden llegar a los 288 \$/kWh.

Electricaribe S.A. E.S.P. al no pertenecer a ningún área de distribución y de acuerdo con los cargos por nivel de tensión aprobados por la CREG, presenta generalmente los cargos por uso de distribución más bajos, el valor más bajo presentado fue de 132,70 \$/kWh en el mes de octubre.

Debe tenerse presente que con la entrada de la Resolución CREG 015 de 2018, a partir de mayo de 2019 no se están aplicando los incentivos por calidad a los cargos por uso, ya que, desde el primero de enero de 2019, todas las compensaciones por calidad media e individual se encuentran suspendidas y serán tenidas en cuenta una vez se apruebe la resolución particular de aprobación de ingresos de cada OR. (Artículo 36 Res. CREG 036 de 2019 que modificó el numeral 5.2.16 de la Resolución CREG 015 de 2018).

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

promedio de los meses de junio, julio y agosto de 2019 toda vez que, de acuerdo a lo establecido dentro de la metodología vigente, las liquidaciones de ingresos tienen en cuenta la calidad del servicio percibida por los usuarios en el mes  $m-4$

La variable  $IngOR_j$ , calculado para nivel de tensión 1, se obtuvo de los archivos correspondientes a la Liquidación del ADD realizada por el LAC para los meses del cuarto trimestre (octubre, noviembre y diciembre).

Luego, con el fin de calcular un valor cercano a los ingresos per cápita del Operador de Red, se procedió a realizar la relación entre la variable  $IngOR_j$  y el número de usuarios atendidos por cada OR en el mes analizado, el cual corresponde al mes  $m-2$  debido a las liquidaciones realizadas por el LAC. Quiere decir lo anterior que, por ejemplo, para calcular el Ingreso per cápita del  $OR_j$  para el mes de octubre de 2019, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de agosto de 2019.

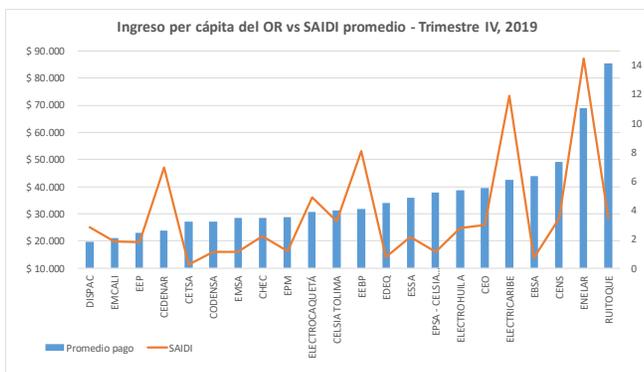
Finalmente, se procedió a calcular el valor promedio para el cuarto trimestre del año 2019 de la siguiente manera:

$$IngPC_{ORj} = \frac{IngOR_j - TIV(NT_1)}{No. de usuarios_{OR_j - TIV(NT_1)}}$$

Donde:

- $IngOR_j - TIV(NT_1)$  : Ingresos promedio del OR, para el cuarto trimestre del año 2019 en nivel de tensión 1,
- $No. de usuarios_{OR_j - TIV(NT_1)}$  : Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del cuarto trimestre del año 2019.

Dado lo anterior, al realizar el respectivo cálculo (eje primario) y contrastarlo contra el indicador SAIDI (eje secundario), pudo observarse lo siguiente:



Se esperaría en general que, a menores ingresos per cápita vía componente de Distribución, menor será la calidad asociada a la prestación del servicio de energía eléctrica; sin embargo, con Empresa de Energía de Arauca E.S.P. y la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. se permite evidenciar que, incluso teniendo la segunda (68.824 \$/usuario) y la quinta (42.569 \$/usuario) posición en las remuneraciones por suscriptor más altas en comparación con los demás prestadores, no evidencia una mejor calidad del servicio ya que presentan un SAIDI promedio de 14,47 y 11,89 respectivamente.

Se resaltan también los casos como el de CEDENAR S.A. E.S.P. que tiene el cuarto SAIDI más alto (6,92), pero tiene la posición 4 de 22 en cuanto a ingresos por suscriptor más bajos (23.888 \$/usuario) y la Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P, que presenta el quinto menor ingreso por suscriptor (27.132 \$/usuario) y su SAIDI refleja la mejor calidad del servicio con 0,2633; sin embargo, es importante anotar que la diferencia geográfica, climatológica y de densidad entre cada uno de los mercados puede ser causante de estos comportamientos.

## 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 a 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 incumbentes,

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 Res. CREG 180 de 2014 se establece como un costo máximo, por lo que regulatoriamente es posible aplicar un menor valor en este componente; 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 Res. 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 este económicamente sustentado.

Similar a lo realizado con Generación, se incluye en las gráficas un eje X secundario expresando el valor del componente en USD\$/kWh. La TRM utilizada para la conversión del valor del componente corresponde al promedio diario de los tres meses analizados en el presente informe y que son publicados por el Banco de la República dando como resultado un valor de 3.404,31 \$/USD\$.

### Grupo 1

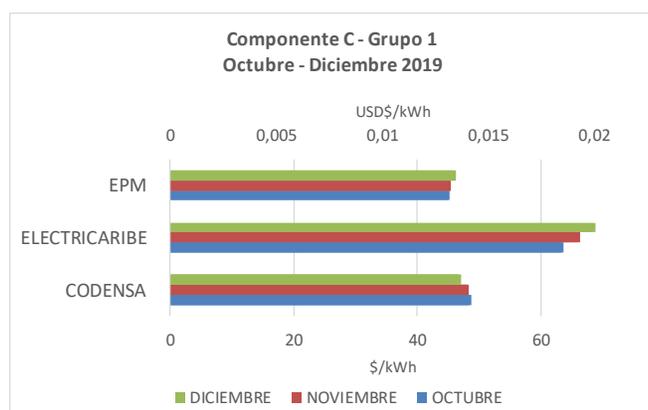
El componente de Comercialización presentó un crecimiento de 3,21% en promedio para el cuarto trimestre del 2019 pasando de 51,65 \$/kWh a 53 \$/kWh. El menor valor registrado en el componente de comercialización fue para la Empresas Públicas de Medellín E.S.P., con un valor igual a 44,99 \$/kWh, en el mes de octubre. Por otro lado, el mayor valor lo registró la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., con un valor de 68,48 \$/kWh, en el mes de diciembre, presentando un incremento de 1,35 \$/kWh en comparación con el mayor valor registrado por la ESP respecto al trimestre inmediatamente anterior. El incremento presentado obedeció a un incremento en el subcomponente C\*, que contempla una suma parcial del CU del mes de noviembre de 2019 cuyos valores de Generación y Pérdidas, a la fecha, fueron los segundos más altos de este 2019.

Es de aclarar que el valor del componente de Comercialización de diciembre de 2019 es calculado con el CU de noviembre donde el componente de Generación encontró su pico más alto en el segundo semestre de 2019. También debe tenerse en cuenta que este componente es susceptible a variaciones en la demanda regulada y en los valores de garantías financieras trasladadas a la demanda en el marco de los artículos 19 y 20 de la Res. CREG 180 de 2014.



El componente C reconoce aspectos como el riesgo de cartera asociado a la atención de áreas especiales, razón por la cual la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. presenta el costo de comercialización más alto en comparación con las otras dos empresas del grupo. Adicionalmente, Electricaribe S.A. E.S.P. presenta el porcentaje de prima de riesgo de cartera a reconocer por atención a usuarios en áreas especiales (RCAE) más alto del grupo, diferencia de hasta 16 puntos porcentuales por encima del aprobado a Empresas Públicas de Medellín E.S.P., que también atiende usuarios en áreas especiales.

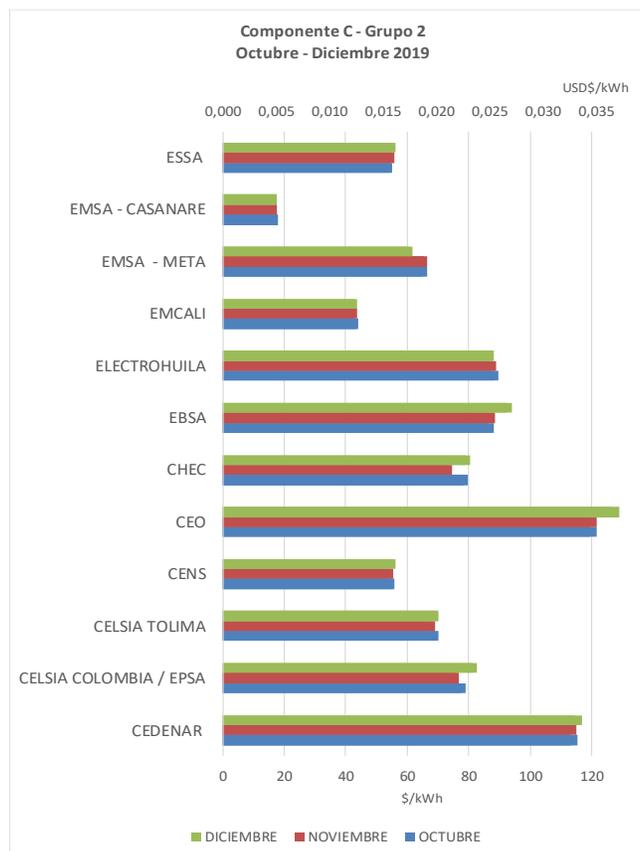
Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CODENSA	48,40	47,99	46,75
ELECTRICARIBE	63,33	65,92	68,48
EPM	44,99	45,25	45,87



### Grupo 2

El grupo 2 presentó un promedio de la componente C de 72,42 \$/kWh para el cuarto trimestre del año 2019. El menor valor presentado en el trimestre corresponde al publicado por la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P en el mercado Casanare en el mes de diciembre con un valor igual a 17,17 \$/kWh, sin embargo, este aumento en 1,22 \$/kWh en comparación con el menor valor registrado por la misma empresa respecto al trimestre inmediatamente anterior; en contraparte, el mayor valor del componente C fue el reportado por la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P. para el mismo mes, con un valor de 126,63 \$/kWh.

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CEDENAR	113,26	112,85	114,82
CELSIA COLOMBIA / EPSA	77,68	75,54	81,23
CELSIA TOLIMA	68,94	67,74	69,04
CENS	54,93	54,30	55,05
CEO	119,51	119,56	126,63
CHEC	78,36	73,38	79,08
EBSA	86,56	86,91	92,42
ELECTROHUILA	88,12	87,37	86,68
EMCALI	43,42	42,78	42,95
EMSA - META	65,16	65,38	60,76
EMSA - CASANARE	17,68	17,41	17,17
ESSA	54,27	54,89	55,30



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 empresas pertenecientes a este grupo. Cabe resaltar que los valores del RCAE de estas dos empresas son altos, así como el volumen en ventas en áreas especiales; por lo anterior, generan un impacto en el valor final del Componente de Comercialización.

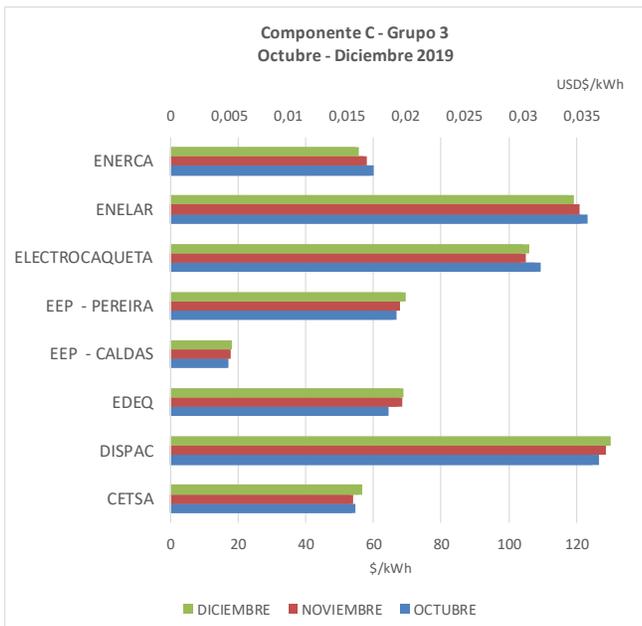
### Grupo 3

En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el cuarto trimestre de 2019 de 76,55 \$/kWh, equivalente a un 0,16% por encima del promedio del trimestre inmediatamente anterior. Para el



mes de octubre de 2019 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 16,71 \$/kWh, es importante mencionar que este mercado no es el incumbente para esta empresa; por otro lado, el mayor valor se registró en el mes de diciembre de 2019 para la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. -DISPAC, con un valor de 130 \$/kWh.

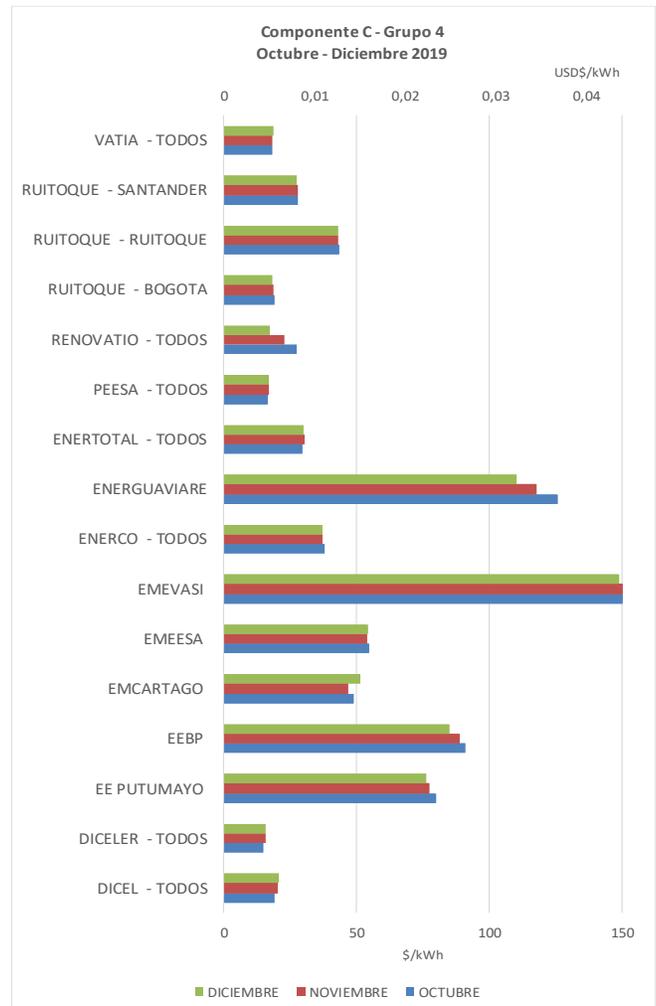
Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CETSA	53,81	52,87	55,51
DISPAC	124,48	126,49	130,00
EDEQ	63,34	67,25	67,70
EEP - CALDAS	16,71	17,47	17,96
EEP - PEREIRA	65,65	66,56	68,20
ELECTROCAQUETA	107,58	103,21	104,16
ENELAR	121,23	118,78	117,18
ENERCA	59,14	57,03	54,78



#### Grupo 4

Tal como se realizó en el componente de Generación, la información de las empresas Vatia S.A. E.S.P., Enertotal S.A. E.S.P., Dicel S.A. E.S.P., Renovatio S.A. E.S.P., PEESA S.A. E.S.P. y Ruitoque S.A. E.S.P. fue promediada de manera mensual, de acuerdo al número de mercados atendidos.

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
DICEL - TODOS	19,11	20,18	20,52
DICELER - TODOS	14,84	15,75	15,46
EE PUTUMAYO	79,76	77,21	76,06
EEBP	90,73	88,89	84,70
EMCARTAGO	48,75	46,64	51,33
EMEESA	54,44	54,02	54,09
EMEVASI	153,21	150,41	148,62
ENERCO - TODOS	38,04	37,13	37,14
ENERGUAVIARE	125,59	117,64	110,30
ENERTOTAL - TODOS	29,48	30,16	30,02
PEESA - TODOS	16,34	16,74	16,85
RENOVATIO - TODOS	27,34	22,57	17,37
RUITOQUE - BOGOTA	18,96	18,34	18,21
RUITOQUE - RUITOQUE	43,21	42,76	43,03
RUITOQUE - SANTANDER	27,70	27,68	27,48
VATIA - TODOS	17,92	18,11	18,41



Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 49,15 \$/kWh para el cuarto trimestre de 2019, 2,02% por encima del promedio del trimestre inmediatamente anterior. Dentro del trimestre analizado, el menor valor del componente C para el Grupo 4 corresponde a la empresa DICELER S.A. E.S.P., con un valor igual a 14,84 \$/kWh en el mes de octubre; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mismo mes con la Empresa de



Energía del Valle del Sibundoy S.A E.S.P., con un valor igual a 153,21 \$/kWh, 2,88 \$/kWh por encima del mayor valor registrado por la empresa en el trimestre anterior.

## 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.

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

Componente PR (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE
CEDENAR S.A. ESP	43,25	43,08	40,21
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP			42,82
EPSA S.A. ESP	40,19	40,07	
CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	42,08	42,73	40,74
CENS S.A. ESP	40,26	41,31	38,69
CEO S.A.S ESP	42,63	44,12	45,94
CETSA S.A. ESP	36,22	36,08	35,77
CHEC S.A. ESP	39,67	39,84	38,44
CODENSA S.A. ESP	39,49	40,03	38,01
DICEL S.A. ESP	45,51	47,58	42,48
DICELER S.A. E.S.P.	43,35	43,30	41,87
DISPAC S.A. ESP	39,91	39,85	39,40
EBSA S.A. ESP	40,38	40,38	40,30
EDEQ S.A. ESP	35,05	35,47	34,11
EE PUTUMAYO S.A. ESP	43,38	43,13	44,18
EEBP S.A. ESP	40,80	43,17	40,54
EEP S.A. ESP	44,82	46,13	42,88
ELECTRICARIBE S.A. ESP	42,11	44,08	40,22
ELECTROCAQUETA S.A. ESP	42,36	41,81	41,27
ELECTROHUILA S.A. ESP	41,57	41,44	41,08

EMCALI ESP	46,41	46,71	44,59
EMCARTAGO S.A. ESP	40,26	40,93	38,78
EMEESA S.A. ESP	34,55	33,59	34,13
EMEVASI S.A. ESP	41,15	41,10	40,73
EMSA S.A. ESP*	38,33	38,21	37,14
ENELAR S.A. ESP	44,40	44,30	43,79
ENERCA S.A. ESP	42,25	41,21	41,89
ENERCO S.A. E.S.P.	40,25	40,04	40,37
ENERGUAVIARE ESP	40,80	40,27	39,64
ENERTOTAL S.A. ESP*	56,70	56,49	56,53
EPM ESP	39,21	39,65	37,66
ESSA S.A. ESP	39,43	39,59	38,22
PEESA S.A. ESP*	42,89	44,47	41,33
RENOVATIO S.A. ESP*	38,29	38,12	37,68
RUITOQUE S.A. ESP*	45,39	45,28	44,92
VATIA S.A. ESP*	41,47	41,98	40,15

\* El valor de PR mostrado corresponde al promedio simple de los mercados que atiende.

Con base en la tabla que contiene los valores mensuales del componente de pérdidas, se observa que el menor valor lo presentó EMEESA S.A. E.S.P. en el mes de noviembre de 2019 con 33,59 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el octubre de 2019 para la empresa ENERTOTAL S.A. E.S.P. con 56,70 \$/kWh.

## 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 Res. CREG 119 de 2007 como el cociente del costo de las restricciones en pesos asignadas por el ASIC al comercializador de energía minorista y las ventas totales de energía de este correspondientes al mes m-1.



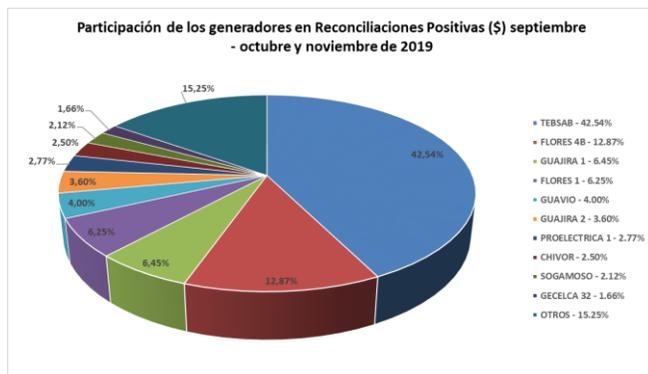
El numerador de dicho cociente se denomina CRS y está conformado por las restricciones aliviadas, desviaciones y el costo de remuneración de un activo del STN de la variante Guatapé. Las restricciones aliviadas son el resultado de restar o sumar a las restricciones totales (resultado de la generación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

Las restricciones totales asignadas por el ASIC al comercializador minorista, las cuales tienen su origen en la Resolución CREG 034 de 2001 y son valoradas aplicando el esquema de reconciliaciones, para este primer trimestre de 2019, conforman alrededor del 90% de las restricciones trasladadas a la demanda.

Los conceptos asociados a restricciones son los siguientes:

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

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 septiembre, octubre y noviembre de 2019:

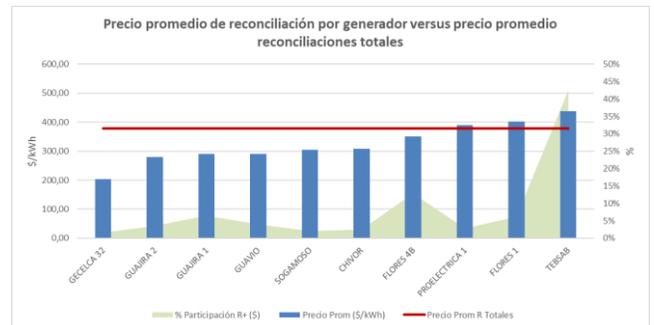


En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del tercer trimestre de 2019, se puede evidenciar que generadores como Tebsa, Flores 4B y Guajira 1 continúan en el top 5 de generadores con mayor

participación en las reconciliaciones positivas; sin embargo, para este trimestre, Gecelca 3.2 y Guajira 2 salieron del top 5 e ingresaron Flores 1 y Guavio. Tebsa continúa siendo el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con aproximadamente el 43% de las mismas.

Así mismo, se calculó el precio aproximado en \$/kWh al que fue reconocido a los generadores el concepto de reconciliaciones positivas. Este valor se obtuvo como el cociente entre el valor total en pesos de las reconciliaciones sobre el valor total de la energía generada por Reconciliaciones positivas para el periodo septiembre, octubre y noviembre de 2019. 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 90% de la participación en las reconciliaciones positivas en pesos, que, comparado con el tercer trimestre de 2019, ingresaron Guavio, Chivor y Sogamoso y salieron Termonorte, Gecelca 3 y Termocandelaria 1.

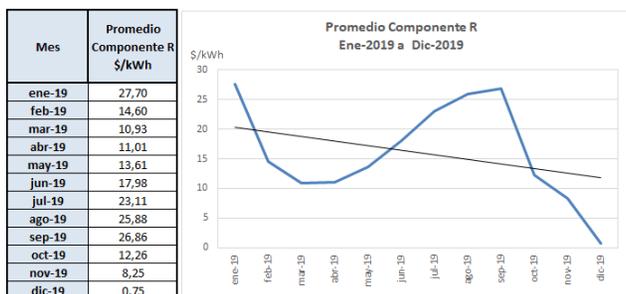


Por ejemplo, Flores 4B pasó de 8,19% en el tercer trimestre de 2019 a 12,87% para el cuarto, significando un crecimiento de 4,68 puntos porcentuales, pero su precio promedio es cercano al precio promedio aproximado de todos los generadores; Tebsa pasó de 51,71% a 42,54% presentando una disminución en la participación de 9,17 puntos porcentuales. No obstante, es el de mayor participación y el precio promedio con el que le fue reconocida la energía, es aproximadamente 1,2 veces el precio promedio aproximado de todos los generadores.



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 enero de 2019 a diciembre de 2019, en donde se puede evidenciar que a partir de abril de 2019 comenzó a incrementarse el valor del componente, tendencia que siguió hasta septiembre lo que ha representado un incremento promedio de 15,85 \$/kWh, que podría deberse, entre otras causas, a la disminución del precio de bolsa, ocasionando que las plantas térmicas que generaban en merito inicien a generar por seguridad, resultando en un mayor valor de las reconciliaciones positivas que se trasfiere a la demanda vía componente de Restricciones.

Para el cuarto trimestre, el componente presenta una tendencia decreciente pasando de 26,86 \$/kWh en el mes de septiembre a 12,26 \$/kWh, hasta alcanzar su menor valor en el mes de diciembre de 2019, con 0,75 \$/kWh. La disminución podría deberse, entre otras causas, a la ejecución de garantías por un valor aproximada de 85.238 millones de pesos.



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 cuarto trimestre este concepto no contó con participación en las restricciones aliviadas de los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2019 que corresponden a los insumos para el cálculo del componente para octubre, noviembre y diciembre de 2019 respectivamente.

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 Res. 062 de 2013. El valor promedio a cargo del comercializador por este concepto corresponde al 8,74% de las restricciones aliviadas, con un valor en pesos estable.

Adicionalmente, el componente de restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión con una participación de 4,52% de las Restricciones y con respecto al trimestre inmediatamente anterior, este presentó un aumento de 2,7 puntos porcentuales. Para este trimestre se aplicaron conceptos de alivio por ejecución de garantías por un valor de 85.238 millones de pesos, con una participación de 20,60% de las restricciones aliviadas. A continuación, se muestra la información utilizada para el cálculo de las restricciones para el cuarto trimestre de 2019 y corresponde a los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2019.

Concepto	Valor en pesos
+ Total Restricciones (\$)	186.885.261.488
+ Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	1.418.452.687
+ Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	0
+ Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
+ Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	37.678.445.410
<b>Total Restricciones asignadas</b>	<b>225.982.159.585</b>
- Rentas de congestión (\$)	18.717.059.681
- Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	0
- Alivio por CIOEF(\$)	0
- Alivio por Ejecución de garantías (\$)	85.238.746.191
- Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/2015 en \$	0
- Alivio restricciones RES 05/2010 (\$)	0
- Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	0
<b>Total alivios a las restricciones asignadas</b>	<b>103.955.805.872</b>
<b>Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda</b>	<b>413.740.094.447</b>

## 9. Tarifas aplicadas

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 cuarto trimestre de 2019) 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>8</sup>.

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	563,70
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	435,95
COSTA CARIBE	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	447,70
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	461,28
COSTA CARIBE	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	467,51
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	467,90
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	491,19
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	510,65
COSTA CARIBE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	572,10
GUAVIARE	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	567,87
TOULIMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	516,00
TOULIMA	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	526,91
TOULIMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	540,15
TOULIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	552,19
TOULIMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	572,25
TOULIMA	CELSIA TOULIMA S.A. E.S.P.	SIN ADD	589,21
TOULIMA	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	702,85

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	498,73
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	511,38
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	521,86
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM ESP	CENTRO	529,02
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	532,69
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	552,43
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	641,74
CALDAS	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	499,65
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	520,33
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	523,51
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	530,63
CALDAS	EEP S.A. ESP	CENTRO	540,91
CALDAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	561,82
CALDAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	609,41
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	499,53
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	520,13
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	527,28
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	535,34
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	545,24
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	499,36
PEREIRA	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	511,78
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	525,61
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	535,61
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	549,15
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	588,56
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	661,87
QUINDIO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	507,51
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	515,86
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	528,61
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	538,32
QUINDIO	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	539,94
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	639,51
RUITOQUE	PEESA S.A. ESP	CENTRO	537,50
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	577,13
SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	500,81
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	521,32
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	532,08
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	538,20
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	550,19
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	554,39
SANTANDER	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	559,50

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	528,56
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. ESP	SUR	603,90
CAQUETA	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	516,45
CAQUETA	VATIA S.A. ESP	SUR	530,60
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	534,32
CAQUETA	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	623,61
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	511,15
CASANARE	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	516,35
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	534,16
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR	535,36
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	539,21
CASANARE	ENERCA S.A. ESP	SUR	576,41
META	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	514,82
META	VATIA S.A. ESP	SUR	533,26
META	PEESA S.A. ESP	SUR	543,48
META	EMSA S.A. ESP	SUR	551,01
META	DICEL S.A. ESP	SUR	569,55
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	534,67
PUTUMAYO	PEESA S.A. ESP	SUR	548,00
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	608,38
SIBUNDOY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	663,43

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	484,53
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	497,25
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	509,56
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	516,78
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	540,13
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI ESP	OCCIDENTE	560,92
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	673,47
CARTAGO	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	504,47
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	506,60
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	520,64
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	526,38
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	537,75
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	667,83
CAUCA	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	489,29
CAUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	507,21
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	509,71
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	556,42
CAUCA	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	604,11
CAUCA	CEO S.A.S ESP	OCCIDENTE	616,70
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	670,32
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	498,09
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	507,98
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	511,92
EPSAU	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	521,21
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	539,74
EPSAU	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	548,16
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	659,65
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	497,33
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	501,29
NARIÑO	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	528,16
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	546,54
NARIÑO	CEDEMAR S.A. ESP	OCCIDENTE	606,01
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	672,80
POPAYAN	EMESA S.A. ESP	OCCIDENTE	487,46
TULLA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	500,85
TULLA	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	505,20
TULLA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	517,57
TULLA	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	526,58
TULLA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	531,63
TULLA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	635,67

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ÁRAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	496,56
ÁRAUCA	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	612,28
BOGOTÁ	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	477,85
BOGOTÁ	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	490,26
BOGOTÁ	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	500,66
BOGOTÁ	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	512,81
BOGOTÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	513,48
BOGOTÁ	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	520,59
BOGOTÁ	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE	528,47
BOGOTÁ	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	532,10
BOGOTÁ	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	598,48
BOYACÁ	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	480,90
BOYACÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	499,45
BOYACÁ	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	502,74
BOYACÁ	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	534,12
BOYACÁ	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	543,40
BOYACÁ	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	564,85
BOYACÁ	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	576,45
HUILA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	481,92
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	498,58
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	507,12
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	535,31
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	566,82

Es importante tener en resaltar 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 2 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.

<sup>8</sup> Dentro del Anexo 1 se detalla la información mensual de las tarifas aplicadas al estrato 4 para cada comercializador, dentro de cada mercado.



## 10. 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 Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio por cada una de las empresas, por tipo de usuario, por nivel de tensión y por ADD, para compararlo con un posible valor mínimo de CU estimado para estas mismas clasificaciones con el fin de identificar datos atípicos.

El cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio se realizó con la información reportada por cada una de las empresas en el formato 3 del Sistema Único de Información SUI para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2019, usando los campos y filtros siguientes:

- Campo 9:** Sector
- Campo 10:** Tipo de Tarifa
- Campo 13:** ID Mercado
- Campo 14:** Consumo
- Campo 16:** Facturación por consumo
- Campo 39:** Tipo de factura

Esta información se complementó con la información por empresa, mercado, usuario y nivel de tensión para el mismo

periodo (el nivel de tensión se obtiene mediante un cruce del NIU del formato 3 con el formato 1). De acuerdo con la definición del campo 16, el valor del consumo facturado no incluye subsidios ni contribuciones por lo que debería corresponder al cálculo realizado por la empresa del CU de cada usuario.

Seguidamente, se realizó la sumatoria de los consumos y la facturación por consumo (Campos 14 y 16) agrupada por empresa por sector por mercado y por nivel de tensión, resultado usado para calcular el cociente entre los campos 16 y 14, obteniendo un costo unitario de prestación del servicio promedio por empresa por sector y por nivel de tensión.

Por otro lado, en aras de establecer un valor mínimo del CU para cada nivel de tensión y por ADD, la SSPD realizó un cálculo de un  $CU_{Min}$  de la siguiente manera:

- **Componente G:** Se tomó el valor del precio de bolsa diario más bajo durante el tercer trimestre de 2019 y que es igual a 161,441 \$/kWh, correspondiente a noviembre 16 de 2019.
- **Componente T:** Se tomó el promedio simple del valor del componente del tercer trimestre de 2019, igual a 35,95 \$/kWh.
- **Componente P:** Se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 161,441 \$/kWh y el T promedio de 35,95 \$/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.
- **Componente de D:** Se tomó el valor promedio del cuarto trimestre de 2019 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 40 \$/kWh. 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 3 \$/kWh.
- **Componente R:** Se tomó el promedio del cuarto trimestre de 2019 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (7,06 \$/kWh).

Con base en lo anterior se obtuvieron los  $CU_{Min}$  resumidos en la 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 1 por parte del OR.

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CU <sub>Min</sub>
CENTRO	NT1	392,528
CENTRO	NT2	333,822
CENTRO	NT3	267,828
CENTRO	NT4	233,042
OCCIDENTE	NT1	378,948
OCCIDENTE	NT2	319,143
OCCIDENTE	NT3	272,637
OCCIDENTE	NT4	233,042
ORIENTE	NT1	372,408
ORIENTE	NT2	313,452
ORIENTE	NT3	281,940
ORIENTE	NT4	233,042
SUR	NT1	407,568
SUR	NT2	356,034
SUR	NT3	293,006
SUR	NT4	233,042
COSTA CARIBE	NT1	335,772
COSTA CARIBE	NT2	294,352
COSTA CARIBE	NT3	272,723
COSTA CARIBE	NT4	233,792
CHOCO	NT1	349,494
CHOCO	NT2	308,507
TOLIMA	NT1	411,129
TOLIMA	NT2	371,554
TOLIMA	NT3	270,723
TOLIMA	NT4	233,042

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

### Nivel de Tensión 1

Para el cuarto trimestre de 2019, el CU promedio más alto corresponde al sector Especial Asistencia atendido por PEESA S.A. E.S.P. en el ADD Oriente con un valor de 588,31 \$/kWh y el valor promedio más bajo corresponde al sector Comercial, servicio prestado por VATIA S.A. E.S.P. con 348,15 \$/kWh en el mercado Costa Caribe que no pertenece a ningún ADD.

### Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2019 correspondiente al cuarto trimestre es nuevamente para la empresa DICE

S.A. E.S.P. con 620,77 \$/kWh en el sector Distrito de Riego en el ADD Oriente; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a AES CHIVOR S.A. E.S.P. con 319,69 \$/kWh para el sector Comercial del mercado de comercialización Costa Caribe que no pertenece a ningún ADD.

### Nivel de Tensión 3

Para este nivel de tensión, el valor promedio más alto para el periodo comprendido entre octubre y diciembre de 2019 corresponde a ECOPETROL ENERGÍA S.A. E.S.P., con 437,03 \$/kWh en el sector Industrial del ADD Sur; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a CETSA S.A. E.S.P. con 296,30 \$/kWh para el sector Industrial en el ADD Occidente.

### Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para este cuarto trimestre del año 2019 corresponde a ISAGEN S.A. E.S.P. con 251,30 \$/kWh en el sector Industrial del mercado Costa Caribe (Sin ADD); por su parte, EMSA S.A. E.S.P. presenta el mayor valor promedio con 386,61 \$/kWh en el sector Industrial para el ADD Sur.

Para el presente trimestre, no hay reportes de información por parte de los comercializadores de usuarios conectados al STN.

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 mercado Costa Caribe, Chocó y Tolima.

**Nota Final:** Los valores resaltados en color naranja 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. 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 a las facultades otorgadas por la ley.



# Anexo 1

## Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para octubre de 2019 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	496,82
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	511,76
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	520,86
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM ESP	CENTRO	528,57
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	529,97
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	551,34
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	645,66
CALDAS	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	498,00
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	519,73
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	521,46
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	530,13
CALDAS	EEP S.A. ESP	CENTRO	539,35
CALDAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	563,46
CALDAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	613,42
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	497,93
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	519,98
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	524,96
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	534,72
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	546,56
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	497,70
PEREIRA	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	512,16
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	526,72
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	532,71
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	548,11
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	586,91
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	666,50
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	515,02
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	525,96
QUINDIO	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	536,68
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	537,41
QUINDIO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	553,14
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	643,55
RUITOQUE	PEESA S.A. ESP	CENTRO	534,53
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	576,26
SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	499,19
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	518,94
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	529,47
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	537,93
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	553,22
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	556,80
SANTANDER	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	558,50

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALL, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	480,56
CALL, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	495,19
CALL, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	506,53
CALL, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	514,23
CALL, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	539,10
CALL, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI ESP	OCCIDENTE	561,00
CALL, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	674,27
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	503,78
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	517,86
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	524,46
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	536,72
CARTAGO	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	538,74
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	669,48
CAUCA	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	483,99
CAUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	505,45
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	506,67
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	555,87
CAUCA	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	607,59
CAUCA	CEO S.A.S ESP	OCCIDENTE	609,46
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	670,99
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	494,82
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	504,76
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	509,74
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	537,86
EPSAU	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	550,35
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	661,14
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	496,31
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	497,89
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	545,25
NARIÑO	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	601,50
NARIÑO	CEDENAR S.A. ESP	OCCIDENTE	609,15
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	673,16
POPAYAN	EMEESSA S.A. ESP	OCCIDENTE	486,31
TULLUA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	498,06
TULLUA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	514,97
TULLUA	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	523,64
TULLUA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	530,68
TULLUA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	637,33

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	498,49
ARAUCA	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	612,28
BOGOTA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	478,41
BOGOTA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	493,34
BOGOTA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	502,85
BOGOTA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	513,41
BOGOTA	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	515,79
BOGOTA	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	524,20
BOGOTA	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE	530,42
BOGOTA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	533,75
BOGOTA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	605,35
BOYACA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	482,12
BOYACA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	500,51
BOYACA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	504,94
BOYACA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	535,73
BOYACA	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	559,60
BOYACA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	578,70
BOYACA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	583,45
HUILA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	483,18
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	500,49
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	507,67
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	536,96
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	570,52

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	564,35
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	440,52
COSTA CARIBE	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	453,42
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	466,33
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	470,99
COSTA CARIBE	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	473,14
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	495,71
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	511,90
COSTA CARIBE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	581,76
GUAVIARE	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	583,11
TOLIMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	519,88
TOLIMA	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	531,43
TOLIMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	544,02
TOLIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	553,90
TOLIMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	575,78
TOLIMA	CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	SIN ADD	594,51
TOLIMA	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	711,39

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	532,14
BAJO PUTUMAYO	EEP S.A. ESP	SUR	604,00
CAQUIETA	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	519,27
CAQUIETA	VATIA S.A. ESP	SUR	534,21
CAQUIETA	PEESA S.A. ESP	SUR	536,96
CAQUIETA	ELECTROCAQUIETA S.A. ESP	SUR	632,85
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	517,16
CASANARE	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	519,16
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	536,82
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR	539,12
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	543,24
CASANARE	ENERCA S.A. ESP	SUR	586,70
META	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	517,62
META	VATIA S.A. ESP	SUR	526,93
META	PEESA S.A. ESP	SUR	545,50
META	EMSA S.A. ESP	SUR	558,39
META	DICEL S.A. ESP	SUR	573,02
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	538,45
PUTUMAYO	PEESA S.A. ESP	SUR	549,72
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	611,64
SIBUNDOY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	669,98

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



## Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para noviembre de 2019 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	503,68
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	516,98
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	532,56
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM ESP	CENTRO	539,21
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	549,76
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	576,54
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	644,20
CALDAS	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	504,73
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	530,35
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	536,71
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	547,36
CALDAS	EEP S.A. ESP	CENTRO	556,37
CALDAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	566,43
CALDAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	612,04
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	504,70
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	530,53
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	542,16
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	553,97
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	556,11
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	504,38
PEREIRA	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	517,37
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	534,37
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	553,72
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	571,17
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	603,65
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	663,93
QUINDIO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	489,15
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	526,40
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	545,18
QUINDIO	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	549,78
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	558,64
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	642,03
RUITOQUE	PEESA S.A. ESP	CENTRO	556,21
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	581,89
SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	505,92
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	531,84
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	546,51
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	548,12
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	549,11
SANTANDER	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	564,58
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	578,45

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	479,09
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	492,34
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	509,25
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	526,03
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	555,86
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI ESP	OCCIDENTE	560,87
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	665,02
CARTAGO	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	480,32
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	506,11
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	525,02
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	530,92
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	553,98
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	659,78
CAUCA	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	485,45
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	509,28
CAUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	511,82
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	571,97
CAUCA	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	590,21
CAUCA	CEO S.A. ESP	OCCIDENTE	619,16
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	660,94
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	492,07
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	507,22
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	519,02
EPSAU	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	545,97
EPSAU	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	547,86
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	554,62
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	650,50
NARIÑO	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	484,60
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	497,83
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	501,03
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	562,65
NARIÑO	CEDENAR S.A. ESP	OCCIDENTE	605,83
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	663,31
POPAYAN	EMEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	477,30
TULLIA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	500,21
TULLIA	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	519,24
TULLIA	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	520,76
TULLIA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	527,11
TULLIA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	547,50
TULLIA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	627,66

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	502,89
ARAUCA	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	612,28
BOGOTA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	479,83
BOGOTA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	492,38
BOGOTA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	507,31
BOGOTA	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	518,53
BOGOTA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	527,71
BOGOTA	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	528,04
BOGOTA	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE	529,89
BOGOTA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	553,70
BOGOTA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	597,53
BOYACA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	482,26
BOYACA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	507,42
BOYACA	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	507,77
BOYACA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	509,42
BOYACA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	554,82
BOYACA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	557,93
BOYACA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	575,59
HUILA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	483,58
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	505,21
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	517,85
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	555,90
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	567,35

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	567,40
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	438,64
COSTA CARIBE	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	451,73
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	469,55
COSTA CARIBE	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	474,86
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	482,55
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	513,84
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	527,66
COSTA CARIBE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	573,18
GUAVIARE	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	570,51
TOLIMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	517,96
TOLIMA	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	531,03
TOLIMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	548,82
TOLIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	565,58
TOLIMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	594,90
TOLIMA	CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	SIN ADD	597,74
TOLIMA	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	702,92

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	533,34
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. ESP	SUR	616,30
CAQUETA	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	516,75
CAQUETA	VATIA S.A. ESP	SUR	535,72
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	541,03
CAQUETA	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	621,35
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	512,84
CASANARE	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	516,67
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR	540,44
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	540,70
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	549,21
CASANARE	ENERCA S.A. ESP	SUR	570,70
META	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	515,09
META	VATIA S.A. ESP	SUR	536,37
META	PEESA S.A. ESP	SUR	553,67
META	EMSA S.A. ESP	SUR	554,05
META	DICEL S.A. ESP	SUR	588,77
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	539,85
PUTUMAYO	PEESA S.A. ESP	SUR	559,76
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	604,67
SIBUNDOY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	663,40

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



## Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para diciembre de 2019 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	495,68
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	505,40
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	512,16
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	518,34
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM ESP	CENTRO	519,27
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	529,42
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	635,35
CALDAS	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	496,23
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	510,90
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	512,36
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	514,40
CALDAS	EEP S.A. ESP	CENTRO	527,02
CALDAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	555,56
CALDAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	602,77
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	495,98
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	509,89
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	514,72
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	517,35
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	533,04
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	495,99
PEREIRA	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	505,80
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	515,75
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	520,40
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	528,16
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	575,13
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	655,19
QUINDIO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	480,24
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	506,15
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	514,69
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	518,91
QUINDIO	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	533,37
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	632,95
RUITOQUE	PEESA S.A. ESP	CENTRO	521,77
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	573,23
SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	497,33
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	513,18
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	518,63
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	530,17
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	531,51
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	544,65
SANTANDER	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	555,43

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	493,94
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	504,24
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	510,09
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	512,90
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	525,43
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI ESP	OCCIDENTE	560,87
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	681,11
CARTAGO	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	494,34
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	509,90
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	513,15
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	522,55
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	529,64
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	674,23
CAUCA	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	498,42
CAUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	504,38
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	513,18
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	541,43
CAUCA	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	614,52
CAUCA	CEO S.A.S ESP	OCCIDENTE	621,47
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	679,01
EPSAU	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	494,56
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	507,02
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	507,38
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	511,97
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	526,75
EPSAU	CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	OCCIDENTE	569,47
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	667,32
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	497,84
NARIÑO	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	498,38
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	504,95
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	531,72
NARIÑO	CEDEMAR S.A. ESP	OCCIDENTE	603,04
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	679,53
POPAYÁN	EMESA S.A. ESP	OCCIDENTE	498,79
TULUA	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	489,65
TULUA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	504,27
TULUA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	510,65
TULUA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	516,71
TULUA	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	536,86
TULUA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	642,01

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	488,30
ARAUCA	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	612,28
BOGOTÁ	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	475,31
BOGOTÁ	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	485,05
BOGOTÁ	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	491,83
BOGOTÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	499,31
BOGOTÁ	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	504,12
BOGOTÁ	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	509,53
BOGOTÁ	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	509,86
BOGOTÁ	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE	525,10
BOGOTÁ	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	592,57
BOYACÁ	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	478,31
BOYACÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	490,43
BOYACÁ	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	493,85
BOYACÁ	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	511,80
BOYACÁ	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	557,92
BOYACÁ	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	562,83
BOYACÁ	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	570,31
HUILA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	479,01
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	490,05
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	495,85
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	513,07
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	562,60

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	559,34
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	428,69
COSTA CARIBE	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	437,97
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	447,95
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	450,15
COSTA CARIBE	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	454,53
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	464,02
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	492,38
COSTA CARIBE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	561,34
GUAVIARE	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	550,01
TOLIMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	510,17
TOLIMA	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	518,28
TOLIMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	527,63
TOLIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	534,10
TOLIMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	546,07
TOLIMA	CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	SIN ADD	575,38
TOLIMA	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	693,23

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	520,20
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. ESP	SUR	591,40
CAQUETA	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	513,34
CAQUETA	VATIA S.A. ESP	SUR	521,86
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	524,97
CAQUETA	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	616,64
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	503,45
CASANARE	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	513,23
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	524,96
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	525,19
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR	526,51
CASANARE	ENERCA S.A. ESP	SUR	571,82
META	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	511,76
META	VATIA S.A. ESP	SUR	524,48
META	PEESA S.A. ESP	SUR	531,28
META	EMSA S.A. ESP	SUR	540,59
META	DICEL S.A. ESP	SUR	546,85
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	525,70
PUTUMAYO	PEESA S.A. ESP	SUR	534,50
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	608,84
SIBUNDOY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	656,91

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

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

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 168 (\$/kwh)
OCTUBRE	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	626,32	612,28
NOVIEMBRE	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	622,62	612,28
DICIEMBRE	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	612,39	612,28

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



## Anexo 2

### CU promedio para el mercado no regulado (\$/kWh) por ADD<sup>9</sup>

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2019. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
EEP S.A. ESP		506,64	511,74				
ELECTRICARIBE S.A. ESP			430,13				
EMCALI ESP			472,33				
EMGESA SA ESP			490,28				
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			465,98				
ENERTOTAL S.A. ESP			508,28		476,60		
EPM S.A. ESP	389,29		454,55	448,69	363,72	486,29	420,93
EPSA S.A. ESP			430,33		457,20		
ESANT S.A. ESP							539,17
PEESA S.A. ESP			456,17				
RENOVATIO S.A. ESP			443,07		446,42		
RUITOQUE S.A. ESP			454,09	480,40	457,25		471,62
VATIA S.A. ESP			372,52	436,33	426,02		

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2019. ADD Occidente (Cauca, Nariño y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
CEDENAR S.A. ESP	491,49					
CEO S.A.S ESP		426,62				
DICEL S.A. ESP		369,68				
ELECTRICARIBE S.A. ESP		401,96				
EMCALI ESP	512,75	432,78	405,26	390,66	405,14	377,91
EMGESA SA ESP		436,23				
EPSA S.A. ESP		431,68			446,36	
PEESA S.A. ESP		420,76				
VATIA S.A. ESP		393,80	447,07		440,32	

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2019. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			543,28				515,60		
DICEL S.A. ESP			390,79				459,15		
ELECTRICARIBE S.A. ESP			425,76				477,16		
ELECTROHUILA S.A. ESP	379,48		440,98	465,97					
EMCALI ESP									470,55
EMGESA SA ESP		462,96	475,07				460,77	430,37	436,63
ENERGIA Y AGUA SAS ESP					447,61		482,01		
ENERTOTAL S.A. ESP			454,16			491,00	475,14		
EPM S.A. ESP							458,89		
EPSA S.A. ESP			428,61				451,65		
ISAGEN S.A. ESP							448,33		
PEESA S.A. ESP				530,11	588,31		531,12		
RENOVATIO S.A. ESP							461,76		
RUITOQUE S.A. ESP		483,14			449,03		472,87		
VATIA S.A. ESP			460,80				424,85		

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2019. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ELECTRICARIBE S.A. ESP		453,61		
EMEVASI S.A. ESP	515,73			
EMGESA SA ESP		512,35		570,29
EMSA S.A. ESP	407,18		545,08	

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

<sup>9</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.



### Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2019. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL
DICEL S.A. ESP		442,81		
ELECTRICARIBE S.A. ESP	405,54	437,79	452,70	433,64
EMGESA SA ESP		434,04		
ENERTOTAL S.A. ESP				426,43
EPM S.A. ESP				367,16
RUITOQUE S.A. ESP		394,41		
VATIA S.A. ESP		348,15		

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2019. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ELECTROHUILA S.A. ESP		496,77
EMGESA SA ESP	476,41	

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2019. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
ECOPETROL ENERGIA						400,71		
EEP S.A. ESP			408,01	431,05		416,95		397,34
ELECTRICARIBE S.A. ESP			377,58			478,25		
ELECTROHUILA S.A. ESP						391,74		
EMCALI ESP			417,56					501,05
EMGESA SA ESP		425,05	396,97	391,50		410,06		479,77
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			406,94	422,14		412,18		
ENERTOTAL S.A. ESP			447,37			413,78		
EPM S.A. ESP	391,80		376,54	381,92		376,01	382,59	385,74
EPSA S.A. ESP	399,62		389,66			386,03		
ESANT S.A. ESP								474,66
GECELCA S.A. ESP						391,66		
ISAGEN S.A. ESP						381,52		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						420,83		
PEESA S.A. ESP						491,30		
RENOVATIO S.A. ESP			379,21			380,86		
RUITOQUE S.A. ESP			416,44	410,80		403,42		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			498,61					
VATIA S.A. ESP			397,31	381,10	382,45	392,01		

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2019. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR		347,00				349,95	
CEDENAR S.A. ESP	444,72	445,03		415,45		412,11	
CEO S.A.S ESP		394,40				355,35	416,23
CETSA S.A. ESP	430,21	383,53				373,38	378,24
DICEL S.A. ESP	415,19	387,06				399,71	429,52
ECO LOGICA S.A.S. E.S.P.	363,99						
ELECTRICARIBE S.A. ESP		354,76					
ELECTROHUILA S.A. ESP						382,01	
EMCALI ESP	411,39	392,37		390,31	407,04	398,61	408,09
EMEESA S.A. ESP						344,19	
EMGESA SA ESP		391,87				381,62	460,39
ENERTOTAL S.A. ESP		391,38				406,48	
EPM S.A. ESP		354,73				367,50	
EPSA S.A. ESP	382,40	375,37	433,34			375,48	372,34
ISAGEN S.A. ESP						377,67	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						399,54	
RENOVATIO S.A. ESP		407,06					
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		483,45					
VATIA S.A. ESP		400,27				372,62	

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE



### Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2019. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			412,97				383,11		
CODENSA S.A. ESP	478,12								
DICEL S.A. ESP			396,04	620,77			408,05		401,14
ECOPETROL ENERGIA							395,14		
EEP S.A. ESP			372,37						
ELECTRICARIBE S.A. ESP			363,97				379,40		
ELECTROHUILA S.A. ESP	378,72		387,09	387,38			384,58		387,42
EMCALI ESP			396,18				389,52		373,92
EMGESA SA ESP		377,35	391,24	381,52	387,59	368,26	381,24	395,58	436,33
ENERGIA Y AGUA SAS ESP							375,38		
ENERTOTAL S.A. ESP			389,68				396,29		
EPM S.A. ESP			350,02		391,96		359,27		365,84
EPSA S.A. ESP			370,78	373,58			368,29		406,18
ISAGEN S.A. ESP				371,12			363,29		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							392,96		
PEESA S.A. ESP	513,73				466,97		448,99		
RENOVATIO S.A. ESP			397,18				382,81		
RUITOQUE S.A. ESP		375,96	382,70	375,97	372,25		373,59		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			475,09						
VATIA S.A. ESP			388,91				402,32		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2019. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
DICEL S.A. ESP		541,82			519,95	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		396,15				
ELECTROHUILA S.A. ESP		417,85				434,89
EMCALI ESP						409,63
EMGESA SA ESP		429,67			486,60	
EMSA S.A. ESP	522,18				460,15	
ENERCA S.A. ESP					425,02	
ENERTOTAL S.A. ESP	468,88					
EPM S.A. ESP		397,68			383,50	429,79
EPSA S.A. ESP		413,70			400,75	460,61
RUITOQUE S.A. ESP		414,49				
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		528,27				
VATIA S.A. ESP		418,03	412,85	411,45	413,90	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2019. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR		319,69				323,90		
CEO S.A.S ESP		367,21				371,30		
DICEL S.A. ESP		348,59						370,91
ECOPETROL ENERGIA						365,56		
ELECTRICARIBE S.A. ESP	394,26	355,76	378,73	399,65	376,34	365,65		430,53
ELECTROHUILA S.A. ESP		352,32				351,88		
EMCALI ESP		383,49						465,92
EMGESA SA ESP		360,94		339,29	339,93	381,40	339,99	435,15
EMSA S.A. ESP						378,64		
EPM S.A. ESP		331,50				338,02		337,32
EPSA S.A. ESP		341,66				348,84		
GECELCA S.A. ESP						358,05		
ISAGEN S.A. ESP						340,36		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						391,21		
PEESA S.A. ESP		466,14						388,17
RENOVATIO S.A. ESP		365,42				363,28		
RUITOQUE S.A. ESP		349,57				388,39		
SOUTH32 ENERGY S.A.S E.S.P.		2055,64						
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		461,47						
VATIA S.A. ESP		353,82				349,03		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



### Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2019. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBO	OFICIAL
ELECTRICARIBE S.A. ESP		413,53					
EMGESA SA ESP		453,92					519,31
ENERTOTAL S.A. ESP					446,53		
EPM S.A. ESP		413,76			415,17		
EPSA S.A. ESP	441,26	473,02		480,53	473,51	453,79	486,15
PEESA S.A. ESP			504,54				
RENOVATIO S.A. ESP					420,56		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		595,81					
VATIA S.A. ESP					439,50		

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2019. SIN ADD (Chocó)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP	376,94	
ISAGEN S.A. ESP		342,49

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2019. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR		321,50			345,55	
DICEL S.A. ESP		298,66			370,52	
ECOPETROL ENERGIA					339,92	
EEP S.A. ESP	367,66	350,34	367,20	367,67	349,27	364,39
ELECTRICARIBE S.A. ESP		304,07				
EMCALI ESP		343,92				
EMGESA SA ESP		331,97			358,96	408,38
EMSA S.A. ESP					355,11	
ENERGIA Y AGUA SAS ESP		333,91	320,62		338,82	
ENERTOTAL S.A. ESP					357,43	
EPM S.A. ESP		311,66	317,06		306,30	319,06
EPSA S.A. ESP		316,50			335,37	
ISAGEN S.A. ESP					304,25	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					347,69	
RUITOQUE S.A. ESP		334,96	323,99		335,24	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		436,72				
VATIA S.A. ESP		316,96	317,89		320,75	

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2019. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR		297,91	
CEDENAR S.A. ESP		353,78	374,62
CEO S.A.S ESP		317,80	343,41
CETSA S.A. ESP		296,30	
DICEL S.A. ESP	296,77	356,78	
ECOPETROL ENERGIA		359,15	
EEP S.A. ESP		329,45	
EMCALI ESP	342,94	347,30	361,49
EMEESA S.A. ESP		324,37	
EMGESA SA ESP	313,29	325,75	
EPM S.A. ESP	309,77	305,69	
EPSA S.A. ESP	331,54	321,68	
ISAGEN S.A. ESP		313,82	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		350,91	
RENOVATIO S.A. ESP	359,51	312,93	
RUITOQUE S.A. ESP		354,67	
VATIA S.A. ESP		361,45	

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE



### Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2019. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá y Huila)

EMPRESA	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR		402,54			318,20		
DICEL S.A. ESP		312,99			381,00		
ECOPETROL ENERGIA					368,32		
ELECTRICARIBE S.A. ESP					371,98		
ELECTROHUILA S.A. ESP		343,15	357,04		347,67		353,90
EMCALI ESP		351,37			345,22		377,05
EMGESA SA ESP	380,99	397,85		408,94	344,88	371,26	
EPM S.A. ESP		318,74			320,76		365,97
EPSA S.A. ESP		383,20			332,91		
GECELCA S.A. ESP					327,38		
ISAGEN S.A. ESP			338,27		316,72		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					358,95		
VATIA S.A. ESP		330,25			359,93		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2019. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
DICEL S.A. ESP	324,36	377,83	
ECOPETROL ENERGIA		437,03	
EMCALI ESP		353,03	
EMGESA SA ESP	358,57	372,03	
EMSA S.A. ESP		380,37	
EPM S.A. ESP	324,74	319,66	350,76
EPSA S.A. ESP	377,18	357,37	391,97
ISAGEN S.A. ESP		337,57	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		371,66	
PEESA S.A. ESP		356,52	
VATIA S.A. ESP		348,88	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2019. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre)

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL
DICEL S.A. ESP				365,77
ECOPETROL ENERGIA				347,13
ELECTRICARIBE S.A. ESP	360,72	345,39	361,40	362,77
ELECTROHUILA S.A. ESP				324,06
EMGESA SA ESP	336,19			340,18
EPM S.A. ESP	311,42			307,56
EPSA S.A. ESP				318,41
GECELCA S.A. ESP				301,04
ISAGEN S.A. ESP				336,75
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				355,39
VATIA S.A. ESP	323,95			331,34

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2019. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			403,69		
ECOPETROL ENERGIA			325,13		
ELECTROHUILA S.A. ESP			333,50		
EMGESA SA ESP	387,90		317,84		
ENERTOTAL S.A. ESP			356,10		
EPM S.A. ESP	304,52		304,90		
EPSA S.A. ESP	362,90	356,48	385,94	349,78	370,16
ISAGEN S.A. ESP			313,40		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			402,54		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



#### Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2019. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander y Santander)

EMPRESA	INDUSTRIAL
CEO S.A.S ESP	251,59
ECOPETROL ENERGIA	308,42
EPM S.A. ESP	279,46
GECELCA S.A. ESP	279,53
ISAGEN S.A. ESP	272,51

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

#### Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2019. ADD Occidente (Cauca y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EMCALI ESP			399,15
EMGESA SA ESP		297,82	
EPM S.A. ESP		265,57	
EPSA S.A. ESP	272,72	280,46	
ISAGEN S.A. ESP		252,48	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

#### Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2019. ADD Oriente (Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
ECOPETROL ENERGIA	303,07	
EMGESA SA ESP	306,94	316,33
EPM S.A. ESP	264,86	
GECELCA S.A. ESP	279,41	
ISAGEN S.A. ESP	276,49	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

#### Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2019. ADD Sur (Meta)

EMPRESA	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA	316,46
EMSA S.A. ESP	386,61

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

#### Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2019. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar y Magdalena)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
ECOPETROL ENERGIA		58714,91	
ELECTRICARIBE S.A. ESP	275,26	277,25	
EMGESA SA ESP		336,26	275,05
EPSA S.A. ESP	296,64		
ISAGEN S.A. ESP		251,30	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



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

