



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios

# Boletín Tarifario

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

**OCTUBRE - DICIEMBRE  
2020**

# Contenido

## Página

Introducción	3
Actualidad tarifaria	3
Panorama nacional	4
Componente de generación	5
Componente de transmisión	9
Componente de distribución	11
Componente de comercialización	13
Componente de pérdidas	16
Componente de Restricciones	17
Opción Tarifaria	20
Tarifas aplicadas	21
Usuarios no regulados	22
Anexo 1	26
Anexo 2	32

**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 boletín tarifario expone el seguimiento realizado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - SSPD, a los componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio (CU) del NT1 con propiedad del OR y las tarifas de energía eléctrica durante el cuarto trimestre de 2020 aplicadas por los comercializadores a los usuarios regulados y las observadas para usuarios no regulados.

El documento contiene una breve descripción de la reciente normativa que incide en la fórmula tarifaria o en el cálculo de la misma. Así mismo, presenta un análisis del comportamiento de los diferentes componentes que conforman el CU del mercado regulado, en el NT 1 con propiedad del OR durante el trimestre y las tarifas aplicadas para los estratos 4. 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

Durante el cuarto trimestre de 2020, se definieron los recursos de reposición de las empresas ENELAR y DISPAC por los cuales queda en firme la aprobación de ingresos de Distribución con base en la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018. Con lo anterior, ya son 18 de 29 operadores de red que se encuentran con ingresos aprobados.

Para este cuarto trimestre de 2020, la Comisión de Regulación de Energía y Gas Combustible - CREG, expidió la Resolución CREG 195 de 2020, en la cual realiza algunas modificaciones a las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 015 de 2018, entre las cuales se encuentra la modificación del numeral 2.6 del anexo general, lo anterior se hace necesario con el fin de que el LAC, en cumplimiento de lo previsto en el numeral 1.3, pueda corregir la información de ingreso mensual de nivel de tensión 1 cuando el OR entregue información de la variable  $Ol_{j,n,t-1}$  en un plazo posterior al inicialmente determinado.

Por otra parte, con la implementación de las medidas de aislamiento por parte del gobierno nacional con ocasión a la declaratoria del Estado de Emergencia Económica,

Social y Ecológica establecida en el Decreto 417 de 2020 como consecuencia de la pandemia por Covid-19, se evidenció un impacto significativo en la prestación del servicio, afectando principalmente a las inversiones que debían realizar los usuarios durante el 2020 para evitar el cobro por transporte de energía reactiva en exceso, en consecuencia la comisión modificó las disposiciones contenidas en el artículo 16 de la Res. CREG 015 de 2018, modificado por el artículo 1 de la Resolución CREG 199 de 2019.

Por otro lado, con la liquidación de Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. y la entrada de los nuevos dos operadores AIR-E y CARIBEMAR DE LA COSTA, inició la aplicación a partir del mes de noviembre, la Resolución CREG 188 de 2020 donde se incrementó en 20% el Costo Base de Comercialización definido en la Resolución CREG 036 de 2015 en cumplimiento de la Resolución MME 40272 de 2020, que a su vez indicó adicionársele 300 puntos básicos al Riesgo de Cartera (RC) calculado.

Por lo anterior, se espera un incremento de alrededor de 20 \$/kWh en el componente de Comercialización y que impacta directamente el CU y las tarifas. Tener presente que esta determinación se realizó con el objeto de viabilizar a futuro, la prestación del servicio público de energía eléctrica en la región Caribe en los nuevos mercados de comercialización denominados Caribe Mar y Caribe Sol atendidos por CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. y AIR-E S.A.S. E.S.P. respectivamente.

Para finalizar, la CREG expidió la resolución 206 en la cual ordena hacer público el proyecto de resolución en la cual se definen *“las condiciones para el traslado de los precios de los contratos resultantes del mecanismo promovido por el promotor DERIVEX-CRCC, y se establecen los indicadores de evaluación aplicables, conforme a lo previsto en la Resolución CREG 114 de 2018”*.

El proyecto se encuentra en comentarios hasta el 24 de febrero de 2021, en dicho documento podrán encontrar: i) Disposiciones generales; ii) Disposiciones en materia de traslado a usuarios regulados; iii) indicadores de resultados y auditoría, iv) modificaciones al mecanismo del promotor; y v) Disposiciones transitorias.

En resumen, 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/2020	Temática
188	Por la cual se modifica el costo base de comercialización del mercado de comercialización atendido por la Electricadora del Caribe S.A. E.S.P. establecido en la Resolución CREG 036 de 2015
190	ENERGÍA ELÉCTRICA - Se oficializan los ingresos anuales esperados para el Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.
192	ENERGÍA ELÉCTRICA Se actualiza la base de activos del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.
195	ENERGÍA ELÉCTRICA - Se modifican algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018
198	Plan de inversiones del mercado de comercialización atendido por CEO SAS ESP
199	ENERGÍA ELÉCTRICA - Resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución CREG 164 de 2020 (ENELAR)
205	ENERGÍA ELÉCTRICA - Comercialización - Modifica la Resolución 114 de 2018 mecanismos para la comercialización de energía eléctrica (CONSULTA)
206	ENERGÍA ELÉCTRICA - Traslado de los Precios de los contratos resultantes del mecanismo promovido por el promotor DERIVEX-CRCC (CONSULTA)
223	ENERGÍA ELÉCTRICA - Resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución CREG 197 de 2020 (DISPAC)

## 2. Panorama nacional

El análisis realizado del comportamiento tarifario durante el cuarto trimestre de 2020 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 34 empresas que prestan el servicio de comercialización de energía eléctrica en el país con destino al mercado regulado, los tres CU más altos para este segundo trimestre

de 2020 corresponden a ENERTOTAL S.A E.S.P. con valores de 878,57 \$/kWh en octubre, 868,61 \$/kWh en noviembre y 880,61 \$/kWh en diciembre, todos en el mercado TOLIMA; 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 es el resultado de la aplicación de la misma es elevado por efecto de los componentes generales del sistema o propios del comercializador. No obstante, debido a la aplicación de la metodología de la Opción Tarifaria, el CU percibido por los usuarios de esta empresa en ese mercado fue de 797,25 \$/kWh para octubre y noviembre y de 80,123 \$/kWh en el mes de diciembre.

En cuanto a las empresas con menor valor del CU para el cuarto trimestre de 2020 se encuentran el comercializador ENERCO S.A. E.S.P. en los mercados Caribe Mar y Caribe Sol con 422,28 \$/kWh en el mes de octubre y con valor de 473,72 \$/kWh en noviembre, para el mes de diciembre el menor valor lo presentó ENERCO S.A. E.S.P. en el mercado Caribe Sol con 463,82 \$/kWh.

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





MERCADO	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	SIN ADD	476,79
CARIBE SOL	SIN ADD	481,36
COSTA CARIBE	SIN ADD	487,49
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ORIENTE	527,55
HUILA	ORIENTE	548,03
RUITOQUE	CENTRO	551,02
BOYACA	ORIENTE	554,07
POPAYAN - PURACE	OCCIDENTE	559,38
TULUA	OCCIDENTE	560,66
ARAUCA	ORIENTE	560,74
CELSIA VALLE DEL CAUCA	OCCIDENTE	562,81
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	OCCIDENTE	565,12
META	SUR	567,63
CASANARE	SUR	567,74
CALDAS	CENTRO	570,94
ANTIOQUIA	CENTRO	571,01
GUAVIARE	SIN ADD	572,65
NARIÑO	OCCIDENTE	573,19
CARTAGO	OCCIDENTE	573,45
CAQUETA	SUR	575,03
PEREIRA	CENTRO	575,67
SANTANDER	CENTRO	575,69
CAUCA	OCCIDENTE	575,98
NORTE DE SANTANDER	CENTRO	581,76
PUTUMAYO	SUR	582,16
QUINDIO	CENTRO	584,40
BAJO PUTUMAYO	SUR	589,07
CHOCO	SIN ADD	595,83
SIBUNDOY	SUR	683,81
TOLIMA	SIN ADD	715,31

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 los 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,

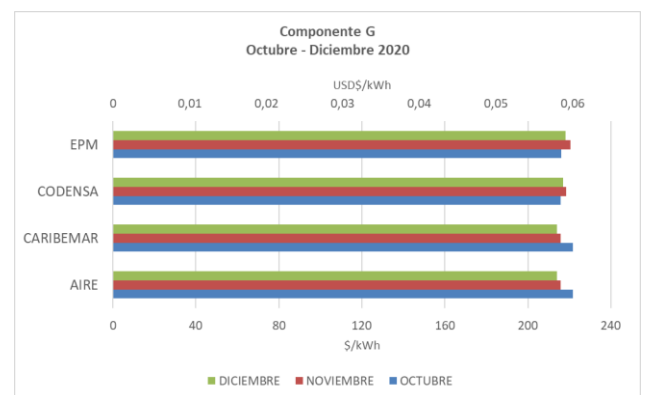
empresas con menos de 49.999 usuarios. La información del número de usuarios fue consultada del Sistema Único de Información (SUI).

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 3.661,58 \$/USD.

#### Grupo 1

El valor promedio para el último trimestre de 2020 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 215,68 \$/kWh, un 0,245% por debajo respecto al tercer trimestre de 2020. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la empresa AIR-E para el mes de diciembre de 2020 con un valor igual a 212,28 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a las empresas AIR-E y CARIBEMAR DE LA COSTA, con 219,97 \$/kWh para el mes de octubre de 2020; ambas tienen el mismo valor ya que corresponde al valor del Mc por tratarse del primer mes inicio de la actividad de las empresas.

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
AIRE	219,97	214,12	212,28
CARIBEMAR	219,97	214,12	212,33
CODENSA	214,05	216,64	215,24
EPM	214,38	218,61	216,46



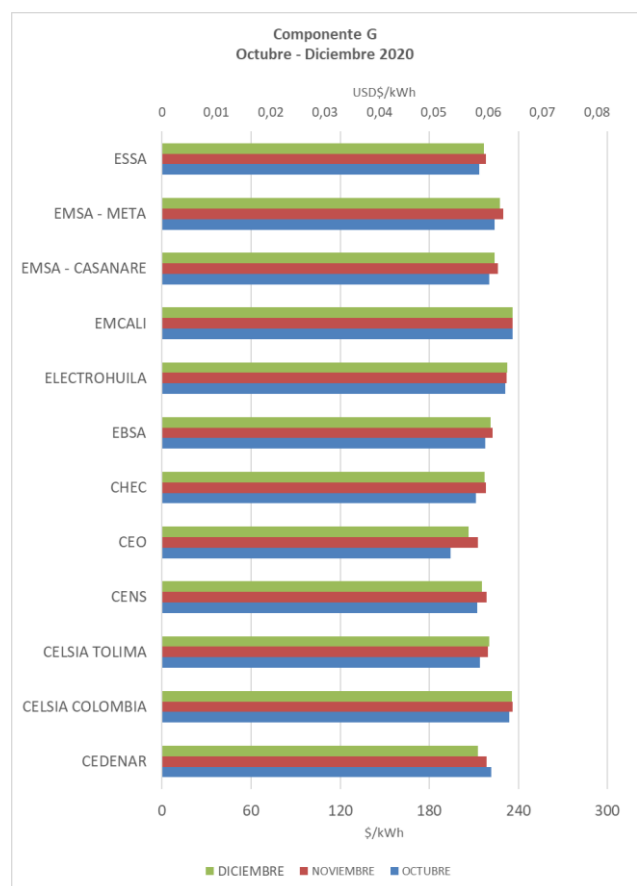
#### Grupo 2

Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el cuarto trimestre de 2020 corresponde a 221,81 \$/kWh, 0,012% por encima del promedio del tercer trimestre del año 2020. Con un valor de 194,09 \$/kWh, CEO S.A.S E.S.P. presentó nuevamente, para el trimestre, el menor costo del componente G en el



mes de octubre de 2020; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde a EMCALI E.I.C.E. E.S.P. para el mes de octubre de 2020, con un valor igual a 236,09 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CEDENAR	221,66	218,74	212,85
CELSIA COLOMBIA	233,79	235,86	235,75
CELSIA TOLIMA	213,97	219,58	220,16
CENS	212,39	218,58	215,59
CEO	194,09	212,87	206,51
CHEC	211,45	218,28	217,16
EBSA	217,74	222,79	221,41
ELECTROHUILA	231,02	232,01	232,49
EMCALI	236,09	235,98	235,93
EMSA - CASANARE	220,22	226,18	223,77
EMSA - META	224,12	229,66	227,59
ESSA	213,70	218,32	216,75

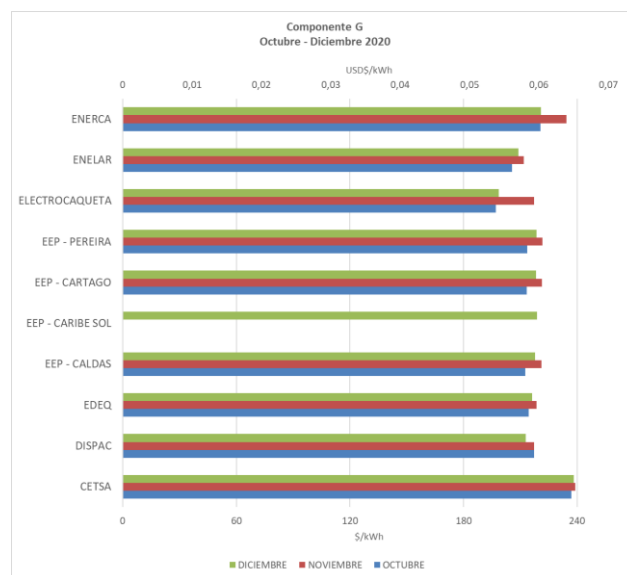


### Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 217,93 \$/kWh, 0,497% por encima del promedio del tercer trimestre de 2020. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la Empresa Electrificadora del Caquetá E.S.P. para el mes de octubre de 2020 igual a 197,14 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a CETSA

S.A. E.S.P., con un valor de 238,87 para el mes de noviembre de 2020.

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CETSA	237,01	238,87	238,15
DISPAC	217,17	217,21	212,72
EDEQ	214,28	218,50	216,17
EEP - CALDAS	212,58	221,05	217,76
EEP - CARIBE SOL			218,85
EEP - CARTAGO	213,41	221,34	218,31
EEP - PEREIRA	213,64	221,50	218,50
ELECTROCAQUETA	197,14	217,19	198,61
ENELAR	205,64	211,75	208,81
ENERCA	220,67	234,41	220,71



### Grupo 4

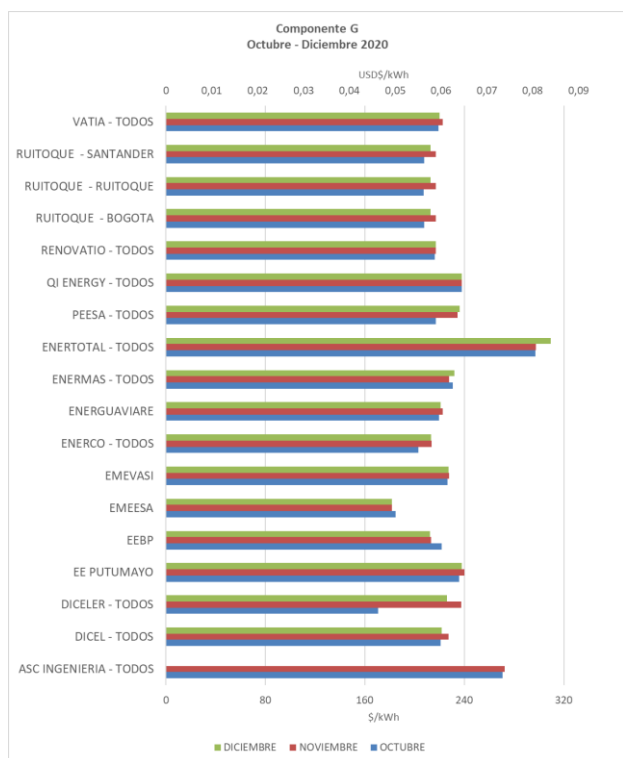
Teniendo en cuenta que las empresas Vatia S.A. E.S.P., Enertotal S.A. E.S.P., Dicel S.A. E.S.P., Diceler S.A. E.S.P., Renovatio Trading S.A.S E.S.P., PEESA S.A. E.S.P., ASC Ingeniería S.A.S. E.S.P., Enermás S.A. E.S.P., QI Energy S.A.S. E.S.P. y Enerco S.A. E.S.P. tienen presencia en varios mercados 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 224,10 \$/kWh, 0,334% por encima del promedio del tercer trimestre de 2020. Así mismo, el menor valor reportado corresponde nuevamente a DICELENER S.A. E.S.P., con un valor igual a 169,42 \$/kWh para el mes de octubre de 2020, mientras que el valor más alto lo publicó nuevamente ENERTOTAL S.A. E.S.P. en el mes de diciembre con un valor promedio en el componente de 307,74 \$/kWh.



Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE
ASC INGENIERIA - TODOS	269,07	270,67	
DICEL - TODOS	219,60	225,95	220,19
DICELER - TODOS	169,42	236,12	224,60
EE PUTUMAYO	234,29	238,48	236,60
EEBP	220,51	211,96	211,14
EMEESA	183,62	180,77	180,60
EMEVASI	224,85	226,34	226,03
ENERCO - TODOS	201,70	212,41	211,80
ENERGUAVIARE	218,12	221,27	219,64
ENERMAS - TODOS	229,32	226,09	230,72
ENERTOTAL - TODOS	295,34	295,61	307,74
PEESA - TODOS	215,88	232,84	234,73
QI ENERGY - TODOS	236,29	236,47	236,55
RENOVATIO - TODOS	214,67	215,82	215,66
RUITOQUE - BOGOTA	206,22	215,74	211,49
RUITOQUE - RUITOQUE	206,05	215,57	211,33
RUITOQUE - SANTANDER	206,21	215,74	211,48
VATIA - TODOS	217,71	221,30	218,76

\*\* El valor faltante para el mes de diciembre de la empresa ASC INGENIERÍA se debe a que a la fecha de consulta de la información del Formato T7 por parte de la SSPD, se encontraba pendiente de certificación.



## 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

<sup>1</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 que estos han tenido durante el trimestre. Para el cuarto trimestre de 2020, el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos bilaterales ( $Q_c$ ) fue de 90,77%.

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  $P_c$ ; 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  $M_c$ )<sup>1</sup>.

Si bien el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007<sup>2</sup> define el componente de Generación mediante la siguiente fórmula:

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

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:

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

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  $P_c$  de un Comercializador Minorista se encuentra por debajo de la variable  $M_c$  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  $P_c$  de un Comercializador Minorista se encuentra por encima de la variable  $M_c$  para un mes en particular, se tendrá una pérdida en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación  $\alpha$ .

<sup>2</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.

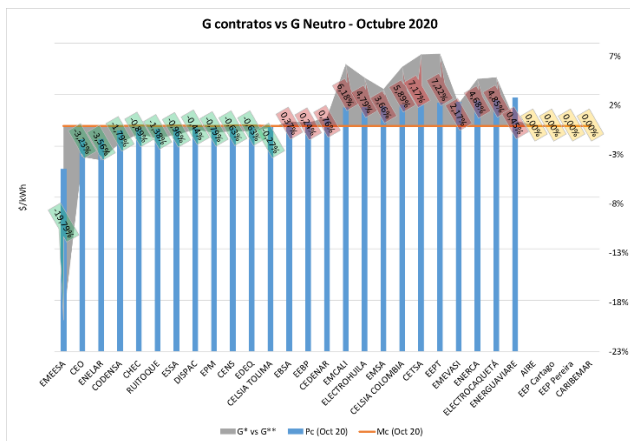


Ahora bien, teniendo en cuenta que lo anterior puede llegar a ocasionar un impacto en las tarifas trasladadas a los usuarios finales – toda vez que la variable  $P_c$  de cada Comercializador Minorista afecta de manera directa el valor del componente de Generación en un mes en particular –, el presente 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  $P_c$  igual a la variable  $M_c$  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>3</sup>.

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

Así las cosas, el objetivo de este análisis se basa en identificar el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado, para cada uno de los meses del tercer trimestre del año 2020, 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  $P_{c_{m-1}}$  para cada Comercializador Minorista, versus la variable  $M_{c_{m-1}}$ ; por su parte, el eje vertical secundario presenta la diferencia porcentual existente entre las variables  $G^{*}_{m,i,j}$  de contratos y  $G^{**}_{m,i,j}$  de contratos neutra para el mes analizado.



<sup>3</sup> Es importante anotar que, si bien un cambio en la variable  $P_c$  de un Comercializador Minorista puede llegar a afectar la composición de la variable  $M_c$

Como se observa, para el mes de octubre de 2020 es posible identificar qué Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. continúa presentando el menor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en una reducción aproximada del 19,79% de la variable  $G^*$  respecto a la variable  $G^{**}$ ; quiere esto decir que, debido al bajo  $P_c$  presentado por esta empresa, sus usuarios perciben un componente  $G$  de contratos 19,79% menor al que percibirían en el caso en que la variable  $P_c$  fuera igual a la variable  $M_c$ . Por otro lado, ENERGUAVIARE E.S.P., para el mismo mes presentó el mayor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en un aumento aproximado del 0,45% de la variable  $G^*$  respecto a  $G^{**}$ ; lo anterior significa que debido a este valor de la variable  $P_c$ , un usuario de esta empresa percibe un componente  $G$  de contratos 0,45% mayor al que percibiría en el caso en que la variable  $P_c$  fuera igual a la variable  $M_c$ . La anterior situación se debe al valor alfa de la empresa.

Como se explicó anteriormente, en el mes de octubre para las empresas CARIBEMAR DE LA COSTA y AIR-E el valor del  $P_c$  es igual a cero ya que el valor del componente  $G$  corresponde al  $M_c$  de acuerdo con la Resolución CREG 156 de 2009.

Para el mes de noviembre de 2020, Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. presentó el menor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en una reducción aproximada del 19,90% de la variable  $G^*$  respecto a  $G^{**}$ . Por su parte, ENERGUAVIARE E.S.P. presentó el mayor valor de la variable  $P_c$ , lo que se traduce en un aumento aproximado del 0,45% 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 CETSA S.A. E.S.P., con un valor igual a 7,26%.

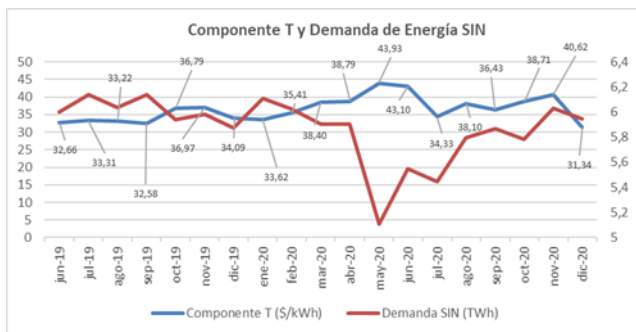
para el mes analizado, a efectos del presente análisis se mantendrá constante su valor para cada uno de los meses en cuestión.







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 segundo trimestre 2020, donde la demanda disminuyó y comportamiento del componente fue creciente; esto debido a que, la demanda continuo bajando hasta alcanzar el menor valor en el mes de mayo con una disminución de aproximadamente 793.584 millones de kWh con respecto a abril de 2020, lo que significó un incremento de 5,13 \$/kWh, no obstante, para finales del trimestre la demanda incremento 437.291 millones de kWh lo que significaría una disminución de 4,35 \$/kWh, sin embargo, para este mes se evidencio un  $\Delta T$  de 5,28\$/kWh, influyendo significativamente en el comportamiento del componente. Las variaciones en la demanda, se deben a las medidas de aislamiento preventivo decretadas por el gobierno nacional, con el fin de mitigar el contagio por COVID-19.

Para el tercer trimestre 2020, se evidencia que la demanda continua con una tendencia creciente hasta alcanzar 5.864 millones de kWh aproximadamente en el mes de septiembre, esto debido a las medidas de apertura de diferentes sectores en el país en el marco de la emergencia sanitaria por el COVID-19.

Durante el cuarto trimestre 2020, el componente presento una tendencia creciente en los meses de octubre y noviembre, lo anterior se debe a que en el mes de octubre los ingresos incrementaron \$14.865 millones de pesos y la demanda disminuyo 82 millones de kWh respecto a los valores presentados en el mes de septiembre, en noviembre, aunque la demanda incremento y los ingresos

presentaron una tendencia estable, la aplicación de ajustes o  $\Delta T$  calculados por el LAC representaron un incremento en el componente de 3,32 \$/kWh.

Sin embargo, para el mes de diciembre de 2020, se presentó una disminución en el componente de 9,28\$/kWh, lo anterior se debe a una disminución en el ingreso regulado neto de \$29.896 millones respecto al mes de noviembre, debido al aumento en el concepto de la compensación “por pago por atraso en la entrada de infraestructura” (PPA, Res. CREG 022 DE 2001), así mismo, la aplicación de ajustes o  $\Delta T$  calculados por el LAC representaron una disminución mayor en el componente.

A continuación, se presenta una tabla con la descripción de los proyectos que presentaron retrasos y el responsable.

Responsable por el pago	Descripción	Valor (COP)
DELSUR S.A.S. E.S.P. - DEST	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 1.409.595.592
GEB SA ESP - EEBT	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2010	\$ 3.504.783.693
GEB SA ESP - EEBT	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2013	\$ 3.527.153.185
GEB SA ESP - EEBT	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 04-2014	\$ 15.662.634.708
ISA - ISAT	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2014	\$ 2.633.014.463
ISAGEN - ISGC	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 329.191.135
ISAGEN - ISGC	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 220.027.310

Fuente: xm.com.co

Durante el cuarto trimestre 2020, el valor del componente T estuvo en un rango entre 40,62 \$/kWh y 31,34 \$/kWh; es decir que el mínimo estuvo 6,76 \$/kWh por debajo y su máximo 7,71 \$/kWh por debajo en comparación con los datos presentado en el tercer trimestre de 2020.

Los ajustes o  $\Delta T$  calculados por el LAC, tuvieron un promedio de 0,642346 \$/kWh, con un máximo de 3,319239 \$/kWh en noviembre y un mínimo de -1,451742 \$/kWh en diciembre; vale la pena recordar que estos valores son el resultado a los ajustes realizados en la facturación de meses anteriores.

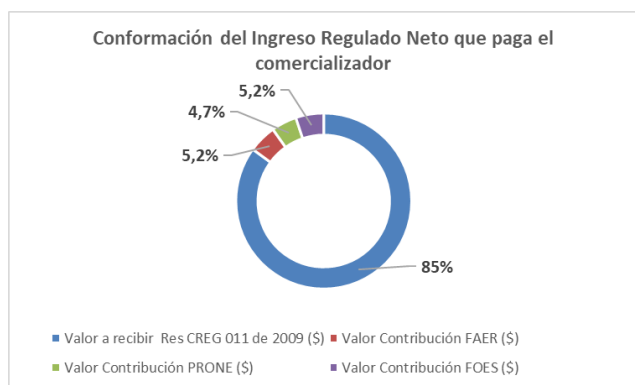
De igual manera el valor del Ingreso Regulado Neto que pagan los participantes del mercado tenido en cuenta para cálculo del componente mensual presento su mayor valor en el mes de noviembre con de \$ 227.166 millones y su menor valor se presentó en el mes de diciembre con un valor de \$ 222.515 millones, lo anterior como se ha indicado se debe al aumento PPA que se tiene en cuenta a la hora de liquidar los ingresos netos.

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



	oct-20	nov-20	dic-20
<b>Numerador:</b>			
Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	223.474.270.412	224.888.543.421	194.991.650.292
<b>Denominador:</b>			
Energía del SIN (kWh)	5.781.586.851	6.029.454.766	5.946.448.657
<b>Sumar:</b>			
$\Delta T$ (\$/kWh)	0,059541	3,319239	-1,451742
<b>Componente T (\$/kWh)</b>	38,71	40,62	31,34

En promedio para el cuarto trimestre de 2020, 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>4</sup> las cuales se definen como el “Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley”, y se establece que debe existir un cargo único por Nivel de Tensión por cada ADD.

<sup>4</sup> ADD Centro: Santander, Norte de Santander, Caldas, Risaralda, Quindío y Antioquia.

ADD Occidente: Valle del Cauca, Cauca y Nariño.

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

Teniendo en cuenta lo anterior, para el análisis de este componente se procedió a agrupar las empresas de acuerdo a su ADD, creando además un grupo denominado “sin ADD”, el cual corresponde a las empresas que no pertenecen a ningún Área de Distribución<sup>5</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 para aquellas que se encuentran aún en la metodología de remuneración de la actividad de distribución CREG 097, mientras que, para aquellos OR con ingresos aprobados, es calculado por el LAC. Por su parte, las empresas que no se encuentran dentro de un ADD aplican el cargo de distribución obtenido como resultado de la aplicación de la metodología CREG 097 de 2008 o el cargo por uso publicado por el LAC en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018.

Ya para este trimestre, el LAC calculaba los cargos por uso de 17 empresas que se encontraban con aprobación de ingresos en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018: EPM, CHEC, EDEQ, ESSA, CENS, CEO, CEDENAR, CELSIA COLOMBIA, CELSIA TOLIMA, CETSIA, CODENSA, EBSA, EEP OR Pereira, EEP OR Cartago, EMCALI, ENELAR y RUITOQUE.

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

	ADD	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
	<b>CENTRO</b>	210,59	210,23	211,37
	<b>OCCIDENTE</b>	211,62	209,76	204,12
	<b>ORIENTE</b>	194,57	190,11	193,46
	<b>SUR</b>	222,86	215,73	218,15
<b>SIN ADD</b>	<b>DISPAC S.A. ESP</b>	151,11	150,84	151,36
	<b>AIR-E S.A.S. E.S.P.</b>	136,19	140,09	141,99
	<b>CARIBEMAR S.A.S. E.S.P.</b>	136,19	140,09	141,99
	<b>ENERGUAVIARE ESP</b>	159,98	159,77	160,54
	<b>CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.</b>	344,80	348,87	343,49

Para el cuarto trimestre de 2020, el valor más alto se presentó en noviembre de 2020 para CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P. con 348,87 \$/kWh. Este OR no pertenece a ninguna área de distribución por lo que el cargo por uso publicado por el LAC se traslada directamente al usuario. El incremento se debe al ingreso a la nueva metodología de

ADD Sur: Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.

<sup>5</sup> DISPAC S.A. E.S.P.: Chocó; ELECTRICARIBE 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.



distribución donde se remunera por ingreso regulado y se reconocen nuevos índices de pérdidas reconocidas.

Con la venta de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y la separación de su mercado COSTA CARIBE en CARIBE SOL y CARIBE MAR, se crearon las empresas AIR-E S.A.S. E.S.P. y CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. respectivamente para atender la demanda, pero hasta tanto dichas empresas, en calidad de Operadores de Red no obtengan la aprobación de ingreso regulado con base en la Resolución CREG 015 de 2018, continuarán aplicando los cargos máximos aprobados para ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. bajo la Resolución CREG 097 de 2008.

Por lo anteriormente indicado, estas dos empresas continúan presentando los cargos por uso de distribución más bajos, correspondiente a 136,19 \$/kWh en el mes de octubre de 2020.

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). A hoy, las empresas que ya se encuentran en el nuevo esquema, el LAC inició con el cálculo de estas compensaciones.

Por otro lado, teniendo en cuenta que la calidad es fundamental en la prestación del servicio de energía eléctrica, a continuación, se realiza un comparativo entre los ingresos promedio del Operador de Red per cápita ( $IngPC_{ORj}$ ) y 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 2020 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  $m-4$ .

Para los OR que ya cuentan con aprobación de ingresos en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018, se toma la información de SAIDI reportada en el Formato CS1 de la Resolución SSPD 20155 de 2019 y para aquellas que continúan bajo el esquema de la Resolución CREG 097 de 2008, se realiza el cálculo con la información de los Formatos 1, 2, 3 y 5 de la Resolución SSPD 8055 de 2010.

También se aclara que para las empresas cuyo SAIDI no haya sido reportado o que la SSPD considere que es un valor atípico frente a lo que venía reportando, se podrá tomar lo reportado por XM S.A. E.S.P. en INDICA o se desestimará y se indicará en la gráfica a través de un color amarillo.

Así las cosas, la variable  $IngOR_j$ , calculado para nivel de tensión 1, fue obtenida de los archivos correspondientes a la Liquidación del ADD realizada por el LAC para los meses del 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 2020, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de agosto de 2020.

Finalmente, se procedió a calcular el valor promedio para el tercer trimestre del año 2020 de la siguiente manera:

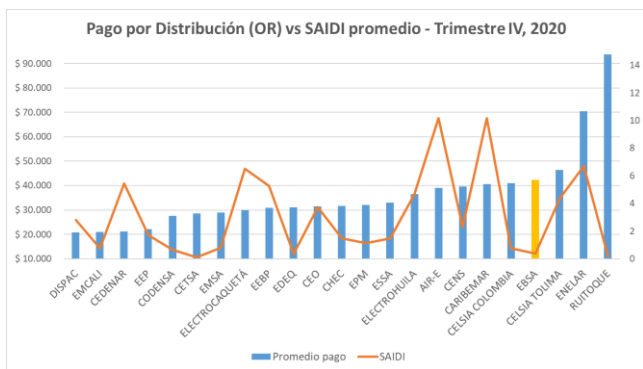
$$IngPC_{ORj} = \frac{\overline{IngOR_j_{TIV(NT_1)}}}{No. \_ de \_ usuarios_{OR_j_{TIV(NT_1)}}$$

Donde:

- $\overline{IngOR_j_{TIV(NT_1)}}$  : Ingresos promedio del OR, para el cuarto trimestre del año 2020 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 2020.

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 AIR-E y CARIBEMAR DE LA COSTA, se permite evidenciar que, incluso teniendo la sexta (38.974 \$/usuario) y octava (40.662 \$/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 10,1855 horas. Así mismo, ENELAR, la segunda empresa con la remuneración por suscriptor más alta (70.267 \$/usuario), tiene un SAIDI promedio de 6,71 horas.

Se resalta el caso de RUITOQUE que tiene el ingreso por usuario más alto (93.729 \$/usuario) y tiene el segundo SAIDI promedio más bajo del trimestre igual a 0,1722.

### Sistema de Transmisión Regional STR

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

Los STR que existen en el país, fueron conformados a través de la Resolución CREG 029 del 2003 donde se creó el Sistema de Transmisión Regional Norte (STR Norte) y el Sistema de Transmisión Regional Centro-Sur (STR Centro-Sur).

A continuación, se presenta el detalle para el cálculo de los cargos por nivel de tensión 4 publicados por el LAC para cada uno de los sistemas:

		oct-20	nov-20	dic-20	
STR NORTE	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	34.313.096.477	39.723.006.231	39.687.887.032
	B	Compensación total - CAL (COP)	31.142.936	169.103.635	155.717.614
	C	Compensación total - PPA o VTG (COP)	0	0	0
	A - B - C	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	34.281.953.541	39.553.902.596	39.532.169.418
	D	ENERGÍA DEL STR (kWh)	1.452.866.778	1.521.222.584	1.422.180.093
	E	ΔSTR (\$/kWh)	0,220349	0,270246	0,218704
D/E	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	23,8164	26,2716	28,0156	

Para el cuarto trimestre 2020, se evidencia un incremento en los ingresos del STN NORTE de noviembre respecto al mes de octubre, dicho incremento se debe a la entrada del STR de NORD-ELECNORTE con un IAE Mensual bruto de \$ 5.210 millones.

El incremento evidenciado en la compensación total por indisponibilidad de activos, se debe principalmente al incremento presentado en el valor a compensar por CARIBE SOL en los meses de noviembre y diciembre con valores de \$ 158 millones y \$128 millones respectivamente.

		oct-20	nov-20	dic-20	
STR CENTRO SUR	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	109.131.340.503	109.772.442.826	109.469.299.839
	B	Compensación total - CAL (COP)	243.260.845	93.469.326	394.658.018
	C	Compensación total - PPA o VTG (COP)	43.059.359	43.292.376	226.386.555
	A - B - C	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	108.845.020.299	109.635.681.124	108.848.255.266
	D	ENERGÍA DEL STR (kWh)	4.019.490.049	4.197.717.140	4.077.722.751
	E	ΔSTR (\$/kWh)	0,001195	0,123711	0,091006
D/E	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	27,0805	26,2416	26,7844	

La disminución en las compensaciones totales por indisponibilidad en el STR CENTRO SUR en noviembre respecto a octubre, obedece principalmente a que Enerca Distribuidor no generó compensación por indisponibilidad. Pasó de compensar \$ 157 millones en octubre a \$0 en noviembre. Por otro lado, el incremento presentado en el mes de diciembre obedece entre otras cosas a que Codensa Distribuidor incremento el valor de la compensación por indisponibilidad, pasando de compensar \$ 20.365.730 en noviembre a \$270.163.862 en diciembre.

Así mismo, se evidencia que el STR CENTRO SUR fue compensado por Pago Por Atraso en la entrada de infraestructura (PPA) de Electrohuila en la misma convocatoria para todo en todo el cuarto trimestre.

Mes	Convocatoria	Valor (COP)
octubre	Línea Altamira – La Plata 115 kV y Subestación La Plata a 115 kV	43.059.359,08
noviembre	Línea Altamira – La Plata 115 kV y Subestación La Plata a 115 kV	43.292.375,83
diciembre	Línea Altamira – La Plata 115 kV y Subestación La Plata a 115 kV	226.386.554,73

Fuente: xm.com.co

## 6. Componente de Comercialización (C)

Tal como se realizó con el componente de Generación, dentro del componente de Comercialización se agrupan las empresas de acuerdo 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 3.661,58 \$/USD\$.

### Grupo 1

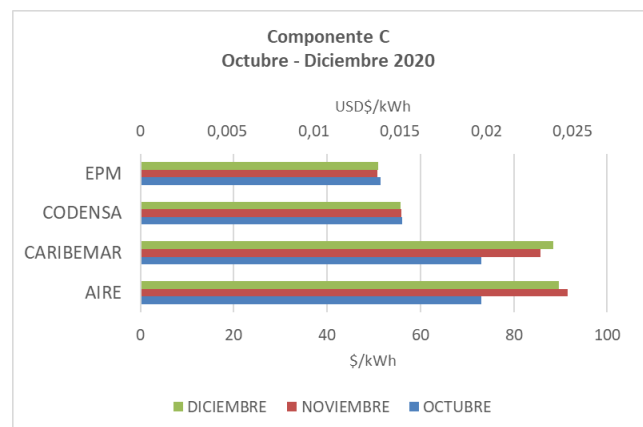
El componente de Comercialización presentó un crecimiento de 13 puntos porcentuales en promedio para el cuarto trimestre del 2020 pasando de 59,88 \$/kWh a 67,74 \$/kWh. El menor valor registrado en el componente de comercialización fue para Empresas Públicas de Medellín E.S.P., con un valor igual a 50,25 \$/kWh, en el mes de noviembre. Por otro lado, el mayor valor lo registró AIR-E, con un valor de 90,48 \$/kWh, en el mes de noviembre, presentando un incremento de 11,24 \$/kWh en comparación con el mayor valor registrado por la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. respecto al trimestre inmediatamente anterior.

El componente C reconoce aspectos como el riesgo de cartera asociado a la atención de áreas especiales y costo base de comercialización y, como se mencionó al inicio del Boletín Tarifario, para los mercados de comercialización Caribe Mar y Caribe Sol fueron modificados por medio de la Res. CREG 188 de 2020 junto con el Riesgo de Cartera.

Adicionalmente, estas dos empresas presentan 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.

Las modificaciones anteriores, generan un impacto significativo en el cálculo del componente (incrementándolo aproximadamente 20 \$/kWh) ya que iniciaron a aplicar en el mes de noviembre de 2020 cuando en el mes de octubre de 2020 debían aplicar las disposiciones regulatorias contenidas en la Res. CREG 156 de 2009.

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
AIRE	72,20	90,48	88,68
CARIBEMAR	72,20	84,69	87,49
CODENSA	55,42	55,23	55,10
EPM	50,83	50,25	50,32



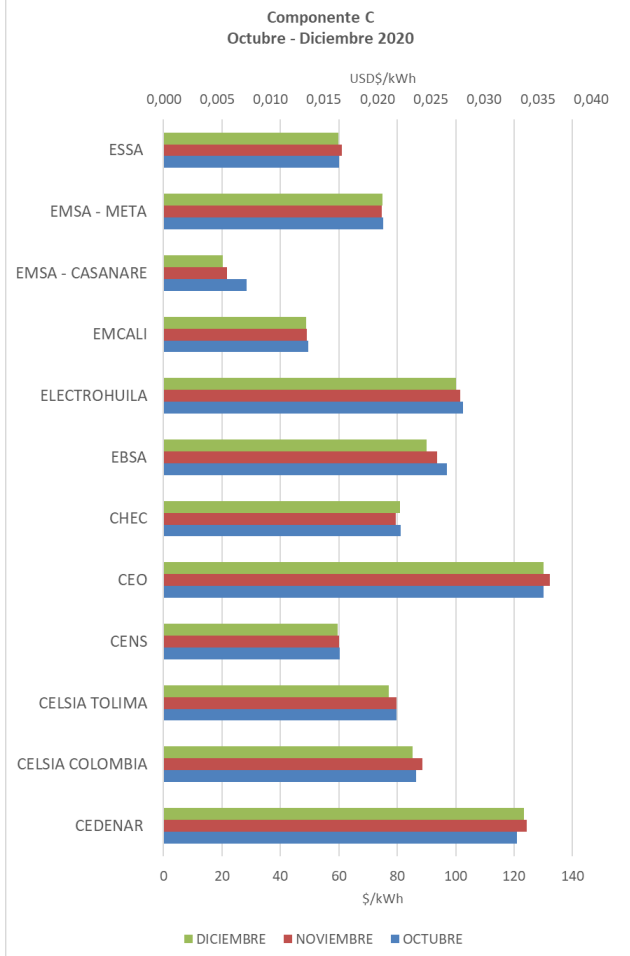
### Grupo 2

El grupo 2 presentó un promedio de la componente C de 80,21 \$/kWh para el cuarto trimestre del año 2020. 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 septiembre con un valor igual a 20,29 \$/kWh, sin embargo, este presentó una disminución en 7,77 \$/kWh en comparación con el menor valor registrado por la misma empresa respecto al trimestre inmediatamente anterior, lo anterior, debido a la recuperación en las ventas de energía a usuarios regulados en ese mercado ya que el costo de atender usuarios en dicho mercado se divide entre la demanda de energía del mismo; en contraparte, el mayor valor del componente C fue el reportado por la Compañía Energética de Occidente



S.A.S. E.S.P. en el mes de julio, con un valor de 132,35 \$/kWh.

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CEDENAR	120,91	124,27	123,46
CELSIA COLOMBIA	86,53	88,62	85,16
CELSIA TOLIMA	79,82	79,66	77,07
CENS	60,33	60,02	59,60
CEO	130,18	132,35	129,98
CHEC	81,11	79,43	80,95
EBSA	96,96	93,59	90,11
ELECTROHUILA	102,44	101,59	100,17
EMCALI	49,53	48,96	48,84
EMSA - CASANARE	28,33	21,60	20,29
EMSA - META	75,18	74,81	75,01
ESSA	60,06	60,93	59,88

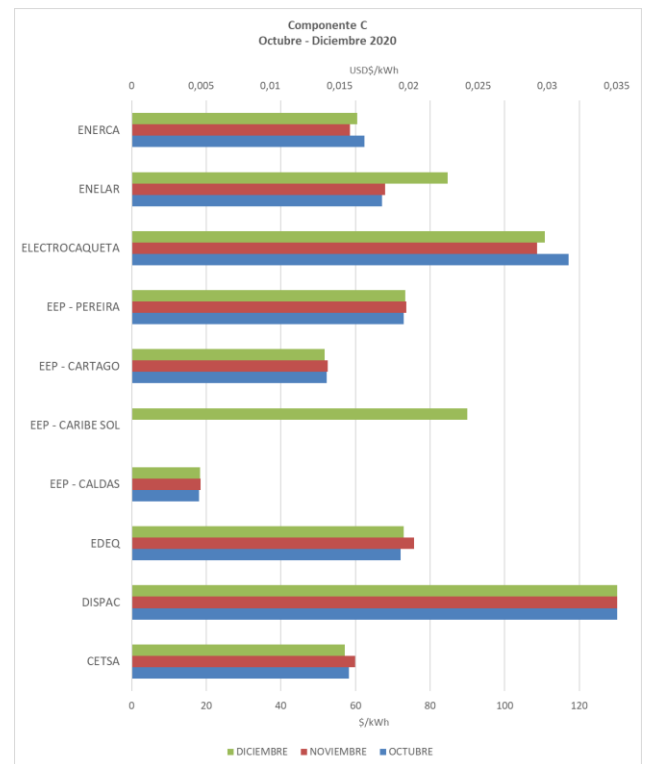


Dentro del grupo 2, las empresas Cedenar S.A. E.S.P. y CEO S.A.S. E.S.P. presentan en promedio el costo más alto en el componente de comercialización en comparación con el resto de empresas pertenecientes a este grupo. Cabe resaltar que los valores del RCAE de estas dos empresas son altos, así como el 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 tercer trimestre de 2020 de 72,60 \$/kWh, 4,12 \$/kWh por debajo del promedio del tercer trimestre. Para el mes de octubre de 2020 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 17,77 \$/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 2020 para la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. -DISPAC, con un valor de 134,04 \$/kWh.

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CETSA	57,48	59,02	56,32
DISPAC	132,12	134,33	134,94
EDEQ	71,02	74,57	71,91
EEP - CALDAS	17,77	18,16	18,06
EEP - CARIBE SOL			88,68
EEP - CARTAGO	51,54	51,82	51,06
EEP - PEREIRA	71,89	72,55	72,30
ELECTROCAQUETA	115,42	107,17	109,15
ENELAR	66,16	67,02	83,47
ENERCA	61,57	57,71	59,58



### Grupo 4

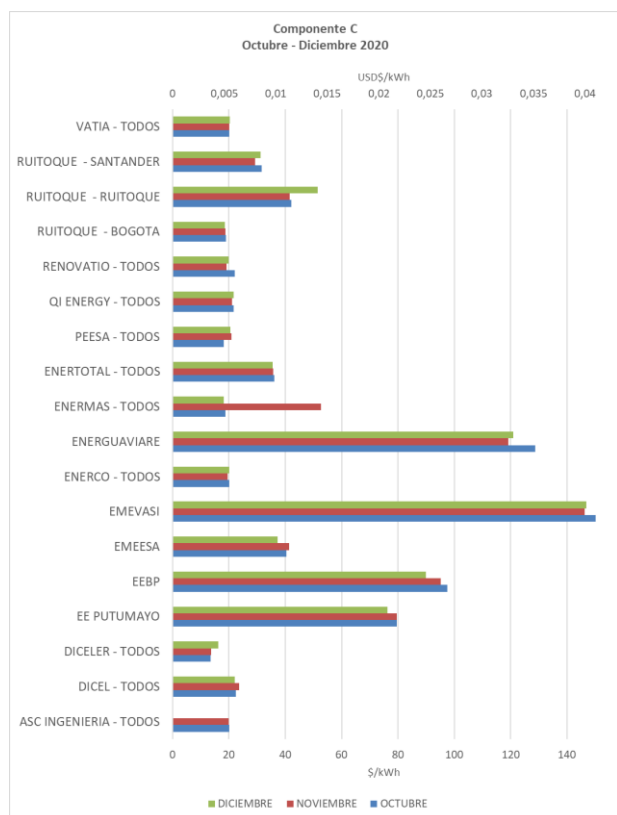
Tal como se realizó en el componente de Generación, la información de las empresas Vatia S.A. E.S.P., Enertotal S.A. E.S.P., Dichel S.A. E.S.P., Renovatio S.A. E.S.P., PEESA S.A. E.S.P. y Ruitoque S.A. E.S.P. fue promediada



de manera mensual, de acuerdo al número de mercados atendidos.

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
ASC INGENIERIA - TODOS	20,07	19,98	
DICEL - TODOS	22,36	23,64	22,08
DICELER - TODOS	13,41	13,70	16,23
EE PUTUMAYO	79,53	79,53	76,18
EEBP	97,48	95,21	89,97
EMEESA	40,43	41,42	37,31
EMEVASI	160,41	146,37	146,90
ENERCO - TODOS	20,06	19,61	20,09
ENERGUAVIARE	128,80	119,27	120,90
ENERMAS - TODOS	18,73	52,72	18,20
ENERTOTAL - TODOS	36,02	35,66	35,59
PEESA - TODOS	18,10	20,89	20,58
QI ENERGY - TODOS	21,76	21,13	21,63
RENOVATIO - TODOS	22,08	19,19	19,89
RUITOQUE - BOGOTA	18,87	18,68	18,61
RUITOQUE - RUITOQUE	42,17	41,58	51,55
RUITOQUE - SANTANDER	31,67	29,23	31,29
VATIA - TODOS	20,09	20,05	20,33

\*\* El valor faltante para el mes de diciembre de la empresa ASC INGENIERIA se debe a que a la fecha de consulta de la información del Formato T7 por parte de la SSPD, se encontraba pendiente de certificación.



Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 45,23 \$/kWh para el cuarto trimestre de 2020. En 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 13,41 \$/kWh en el mes de octubre; por otro lado, el mayor valor se presentó

en el mes de octubre en la Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S.A E.S.P., con un valor igual a 160,41 \$/kWh.

## 7. Componente de Pérdidas (PR)

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

Así mismo, es importante anotar que el valor de las Pérdidas presenta una relación directa con los componentes de Generación y Transmisión para el mes en que se calculan las tarifas, donde el valor de las pérdidas asociadas al componente de Generación explica aproximadamente un 85% del componente de Pérdidas, mientras el 15% restante corresponde al valor de las pérdidas asociadas al componente de Transmisión.

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

Componente PR (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
AIRE	41,45	41,16	40,45
ASC INGENIERIA	44,98	44,49	
CARIBEMAR	41,45	41,16	40,48
CEDENAR	40,07	40,15	38,94
CELSIA COLOMBIA	46,60	47,51	45,07
CELSIA TOLIMA	72,31	74,49	73,73
CENS	60,53	63,36	61,31
CEO	43,03	46,37	41,33
CETSA	43,76	44,59	44,41
CHEC	45,56	47,03	46,12
CODENSA	46,58	47,46	46,39
DICEL*	48,04	49,96	48,72
DICELER*	35,13	46,38	44,32
DISPAC	40,94	41,53	40,47
EBSA	48,08	49,55	48,96
EDEQ	45,88	47,06	46,61
EE PUTUMAYO	43,73	45,01	44,50
EEBP	41,48	40,66	40,19
EEP*	55,00	59,08	53,51
ELECTROCAQUETA	37,67	41,52	38,07
ELECTROHUILA	43,22	43,97	43,81
EMCALI	42,10	42,63	42,66
EMEESA*	34,70	35,43	35,39
EMEVASI	42,18	42,98	42,68
EMSA*	41,77	43,30	42,66
ENELAR	39,10	40,69	39,85
ENERCA	41,54	44,42	41,83
ENERCO*	45,53	47,05	46,68
ENERGUAVIARE	40,88	42,20	41,63
ENERMAS*	51,97	49,84	50,44
ENERTOTAL*	61,97	62,12	64,73



Componente PR (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE
EPM	47,90	49,18	48,64
ESSA	50,15	51,63	50,28
PEESA*	45,27	50,21	50,54
QI ENERGY*	48,48	46,63	50,57
RENOVATIO*	46,82	47,84	47,84
RUITOQUE*	42,12	44,30	43,35
VATIA*	46,33	47,72	45,84

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

\*\* El valor faltante para el mes de diciembre de la empresa ASC INGENIERÍA se debe a que a la fecha de consulta de la información del Formato T7 por parte de la SSPD, se encontraba pendiente de certificación.

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 octubre de 2020 con 34,70 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el noviembre de 2020 para la empresa Celsia Tolima S.A. E.S.P. con 74,49 \$/kWh, 2,34 \$/kWh por debajo al mayor valor presentado en el tercer trimestre 2020.

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

A continuación, nos permitimos mostrar el promedio del cuarto trimestre de 2020 de cargos CPROG de cada uno de los Operadores de Red que cuentan con aprobación de ingresos, considerando que esta variable no presenta cambios considerables de un mes a otro:

Operador de Red	CPROG Promedio \$/kWh
CENS	8,07
EDEQ	8,47
CHEC	9,36
CEO	9,46
CELSIA TOLIMA	10,46
EEP-Pereira	11,8

Operador de Red	CPROG Promedio \$/kWh
CEDENAR	0
RUITOQUE	0
ENELAR	0
EBSA	2,59
CETSA	4,19
ESSA	5,13
EEP-Cartago	5,66
CELSIA COLOMBIA	5,69
EPM	7,15
CODENSA	7,16
EMCALI	8,07

## 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.

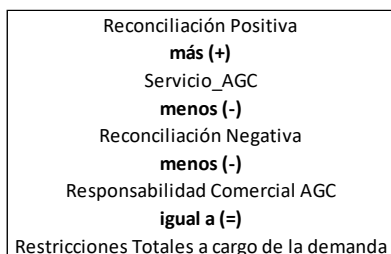
El componente de Restricciones que es trasladado a los usuarios se calcula de acuerdo con la Res. CREG 119 de 2007 como el cociente del costo de las restricciones en pesos asignadas por el ASIC al comercializador de energía minorista y las ventas totales de energía de este correspondientes al mes m-1.

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.

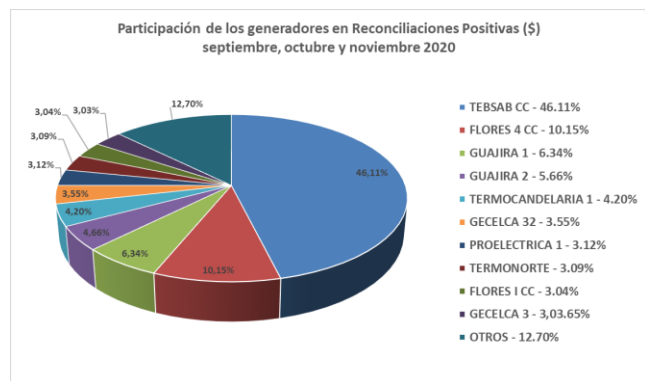


Las restricciones totales asignadas por el ASIC al comercializador minorista, las cuales tienen su origen en la Resolución CREG 034 de 2001 y son valoradas aplicando el esquema de reconciliaciones, para este primer trimestre de 2019, conforman alrededor del 90% de las restricciones trasladadas a la demanda.

Los conceptos asociados a restricciones son los siguientes:



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 2020:



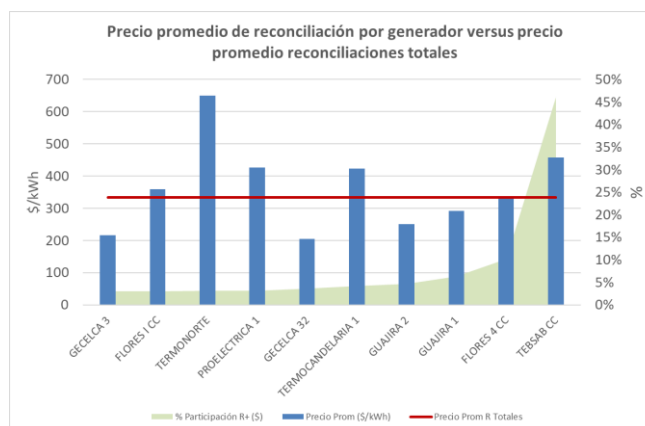
\*CC: Ciclo combinado

En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del tercer trimestre de 2020, se puede evidenciar que generadores como Tebsa CC, Flores 4 CC y Guajira 2 continúan en el top 5 de generadores con mayor participación en las reconciliaciones positivas \$; sin embargo, para este cuarto trimestre, salen Flores 4B y Gecelca 32 del top 5 e ingresaron Guajira 1 y Termocandelaria 1. Tebsa CC continúa siendo el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con aproximadamente el 46% de las mismas.

Así mismo, se evidencia que, en el top 10 de generadores con mayor participación Tebsa, Flores 4 y Flores 1, en alguno de los meses del trimestre utilizaron ciclos combinados (CC).

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 2020. 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 87% de la participación en las reconciliaciones positivas en pesos, que, en comparado con el tercer trimestre de 2020, ingreso Termocandelaria 1 con una participación del 4,20% .



\*CC: Ciclo combinado

Para el cuarto trimestre, Tebsa disminuyó su participación en 1,62 puntos porcentuales; con un precio promedio cercano al precio promedio de 458,13 \$/kWh, representando un incremento en el precio promedio de aproximadamente 40,28\$/kWh, así mismo, este recurso es el de mayor participación; Termonorte continúa en el top 10 de los generadores con mayor participación, con el precio promedio más alto y una participación de 3,09%. Por otro lado, Flores 4 incrementó su participación en 3,69 puntos porcentuales, así mismo, Guajira 1 y Proelectrica 1 con un incremento porcentual de 2,41 y 1,47 respectivamente. Por





otro lado, recursos como Guajira 2 y Gecelca 32 disminuyeron su participación en 3,03 y 1,48 puntos porcentuales.

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 2020 a diciembre de 2020, en donde se puede evidenciar el valor del componente presenta una tendencia creciente.

Para el primer trimestre 2020, la tendencia decreciente continua hasta alcanzar un valor de -0,23 \$/kWh en el mes de enero de 2020 y aunque en febrero su valor incremento en marzo volvió a caer hasta 0,60 \$/kWh. La disminución podría deberse, entre otras causas, a la ejecución de garantías por un valor aproximada de 62.530 millones de pesos, así mismo, a la aplicación del alivio por concepto de desviaciones asociado a la Res. CREG 060 de 2019 por un valor de 1.879 millones de pesos aproximadamente.

Ya para el segundo trimestre de 2020, el mes de mayo alcanzó su mayor valor (9,46 \$/kWh); sin embargo, para finales del trimestre el valor volvió a caer hasta alcanzar un valor de 1,92 \$/kWh, lo que significó una disminución de 7,54\$/kWh respecto al mes de mayo de 2020.

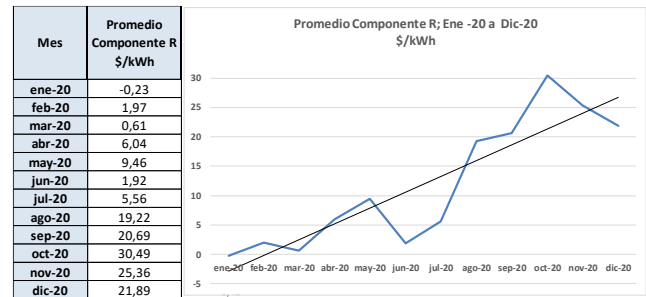
Para el tercer trimestre 2020, se evidencia una tendencia creciente pasando de 1,92\$/kWh a finales del segundo trimestre 2020 hasta alcanzar en el mes de septiembre un valor de 20,69\$/kWh, siendo este el mayor valor promedio en lo corrido del año. Lo anterior, podría deberse, entre otras causas, a la disminución del precio de bolsa, ocasionado como ya se ha indicado que las plantas térmicas que generaban en merito, inician a generar por seguridad, lo que implica un mayor valor de las reconciliaciones positivas que se trasfiere a la demanda vía componente de Restricciones.

Ahora bien, en la gráfica se puede evidenciar que el mayor valor del componen durante el año 2020, se presento en el mes de octubre con un valor de 30,49 \$/kWh; Sin embargo, a partir del mes de noviembre y hasta diciembre se evidencia una tendencia decreciente, alcanzando un valor de 21,89 \$/kWh.

Lo anterior, se debe a la disminución en el total de restricciones asignadas pasando de 158.862 millones de pesos en el mes de septiembre de 2020 a 120.828 millones de pesos en el mes de noviembre, así mismo, a un

incremento en los alivios aplicados a las restricciones alcanzando un valor de 842 millones de pesos en el mes de noviembre.

Es importante aclarar que los datos de los conceptos asignados de los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2020 corresponden a los insumos para el cálculo del componente para octubre, noviembre y diciembre de 2020.



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 asignadas.

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 10% del total de las restricciones asignadas, con un valor en pesos estable. Así mismo, se tiene en cuenta un concepto denominado “Distribución saldo neto TIE fuera de mérito” el cual presento una disminución de 514 millones del valor asignado en el mes de noviembre respecto al valores asignado en septiembre de 2020.

Adicionalmente, el componente de restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión con una participación de 80,37% de los alivios a las restricciones asignadas.



Por otro lado, el alivio por concepto de desviaciones asociado a la Res. CREG 060 de 2019, lo anterior, debido a la modificación realizada por la comisión al proceso de cálculo de desviaciones y penalización contenido en el anexo A de la Resolución CREG-024 de 1995. Por un valor de 168 millones de pesos, lo que representa una participación de 16,19% de los alivios trasladados a la demanda.

Por otro lado, para el mes de noviembre de 2020 se evidencio la aplicación de otros conceptos como Alivio por CIOEF, Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/2015 y Alivio restricciones RES 05/2010.

A continuación, se muestra la información utilizada para el cálculo de las restricciones para el cuarto trimestre de 2020 y corresponde a los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2020.

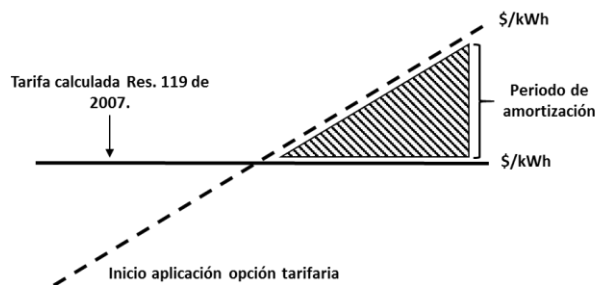
Concepto	Valor en pesos
+ Total Restricciones (\$)	373.788.781.540
+ Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	531.056.824
+ Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	0
+ Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
+ Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	41.727.273.562
<b>Total Restricciones asignadas</b>	<b>416.047.111.926</b>
- Rentas de congestión (\$)	834.543.471
- Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	0
- Alivio por CIOEF(\$)	30.735.155
- Alivio por Ejecución de garantías (\$)	0
- Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/2015 en \$	4.591.480
- Alivio desviaciones Res, CREG 060/2019 (\$)	168.080.890
- Alivio restricciones RES 05/2010 (\$)	438.136
- ALIVIO POR PENALIZACION TIE (\$)	0
- Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	0
<b>Total alivios a las restricciones asignadas</b>	<b>1.038.389.132</b>
<b>Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda</b>	<b>415.008.722.794</b>

## 9. Opción Tarifaria

La metodología de Opción tarifaria establecida en la Res. CREG 012 de 2020, ofrece al comercializador la posibilidad de reducir el impacto para los usuarios debido a los incrementos en las tarifas por las condiciones del mercado.

De forma general, la metodología de la opción tarifaria permite calcular un menor valor al CU obtenido de la aplicación de la Res. CREG 119 de 2007. No obstante, como la empresa deja de percibir parte de sus ingresos debido a que se traslada un CU obtenido de la Res. CREG 012 de 2020, debe aplicar la opción tarifaria hasta que se recupere el valor financiado, lo que se traduce en cobros

relativamente elevados, pero con incrementos parciales para el usuario, como se evidencia en la siguiente gráfica:



Ahora bien, debido a los incrementos presentados durante el año 2020 y al impacto económico derivado de las medidas de asilamiento preventivo como consecuencia del COVID-19, la CREG publicó la Res. No. 058 de 2020, en la cual obliga a los comercializadores del servicio de energía eléctrica a aplicar la metodología de la opción tarifaria establecida en la Resolución CREG 012 de 2020, cuando se presente un incremento superior al 3% en el Costo Unitario de Prestación del Servicio o en cualquiera de sus componentes.

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

Frente a la aplicación de opciones tarifarias definidas según la Res. CREG 012 de 2020, para el cuarto trimestre, 26 comercializadores, continúan aplicando la senda de Opción tarifaria. En el Anexo 1. "Tarifa (estrato 4) para Empresas que aplicaron Opción Tarifaria (\$/kWh)" se pueden evidenciar los nombres de las empresas que se encuentran en Opción Tarifaria, así como la comparación del CU resultado de la Res. CREG 119 de 2007 y el de la Res. CREG 012 de 2020.

A continuación, nos permitimos mostrar los saldos acumulados (SA) reportados en el FORMATO T6. Opción Tarifaria de la Resolución 20155 de 2019 y su modificación, por cada uno de los comercializadores de energía con corte al mes de diciembre de 2020:

COMERCIALIZADOR	SA (\$)
RUITOQUE	131.889.306
RENOVATIO TRADING AMERICAS	262.895.961
DICELER	307.596.373
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO	340.916.733



COMERCIALIZADOR	SA (\$)
ENERCO	434.722.302
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO	675.060.342
EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO	749.610.211
VATIA	2.300.285.434
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	2.526.080.201
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ	2.552.343.644
EMPRESA DE energía DE CASANARE	3.035.353.471
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ	3.453.631.454
EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE	3.897.456.308
ENERTOTAL	4.616.238.438
ELECTRIFICADORA DEL META	8.070.782.795
EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO	8.840.539.950
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS	11.551.090.387
ELECTRIFICADORA DEL HUILA	13.096.347.447
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ	13.743.138.581
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER	19.594.093.879
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI	20.212.044.709
CELSIA COLOMBIA	26.492.861.567
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER	27.433.004.019
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN	96.730.957.050
CELSIA TOLIMA	103.669.398.183
CODENSA	128.732.039.655

Nota: Saldos Acumulados a diciembre 2020. Todos los niveles de tensión

Los Saldos Acumulados vienen siendo recuperados por los comercializadores a partir de las tarifas calculadas en el mes de diciembre de 2020 y aplicadas generalmente en las facturas de enero de 2021, ya que de acuerdo con la Resolución CREG 152 de 2020, a partir del mes de diciembre era posible utilizar en las fórmulas un Porcentaje de Variación (PV) mayor a 0%.

## 10. Tarifas aplicadas

Teniendo en cuenta que de acuerdo con la regulación vigente la comercialización de energía eléctrica es una actividad considerada en competencia y dado que dentro de cada mercado de comercialización existen diferentes condiciones que imposibilitan la comparación entre estos (geografía, clima, redes, etc.), a continuación se presenta el promedio simple (para el cuarto trimestre de 2020) 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>67</sup>.

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

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	ENERCO	CENTRO	543,54
ANTIOQUIA	RENOVATIO	CENTRO	552,47
ANTIOQUIA	DICEL	CENTRO	553,99
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	564,11
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	568,31
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	574,69
ANTIOQUIA	QI ENERGY	CENTRO	580,84
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	630,11
CALDAS	DICEL	CENTRO	546,64
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	550,99
CALDAS	VATIA	CENTRO	556,05
CALDAS	EEP	CENTRO	560,41
CALDAS	PEESA	CENTRO	561,36
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	578,71
CALDAS	CHEC	CENTRO	603,54
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	609,43
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	565,26
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	572,53
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	572,95
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	586,81
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	596,35
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	596,66
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	544,07
PEREIRA	DICEL	CENTRO	551,72
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	556,22
PEREIRA	VATIA	CENTRO	559,51
PEREIRA	PEESA	CENTRO	564,58
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	582,97
PEREIRA	EEP	CENTRO	603,98
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	642,30
QUINDIO	DICEL	CENTRO	549,43
QUINDIO	RENOVATIO	CENTRO	554,66
QUINDIO	VATIA	CENTRO	557,15
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	578,79
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	587,35
QUINDIO	PEESA	CENTRO	589,75
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	590,40
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	669,64
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	535,32
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	557,82
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	559,91
SANTANDER	DICEL	CENTRO	558,53
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	559,44
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	559,88
SANTANDER	VATIA	CENTRO	570,21
SANTANDER	PEESA	CENTRO	574,52
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	580,75
SANTANDER	ESSA	CENTRO	584,94
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	585,67
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	607,24

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	534,97
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	586,52
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	464,65
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RENOVATIO	ORIENTE	507,07
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	508,30
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	522,82
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	524,94
BOGOTA - CUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	537,02
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	537,91
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	547,60
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	562,15
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	563,08
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	515,66
BOYACA	DICEL	ORIENTE	524,67
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	535,61
BOYACA	VATIA	ORIENTE	543,09
BOYACA	PEESA	ORIENTE	544,80
BOYACA	EBSA	ORIENTE	573,09
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	577,65
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	618,02
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	513,60
HUILA	DICEL	ORIENTE	526,33
HUILA	VATIA	ORIENTE	535,31
HUILA	PEESA	ORIENTE	539,51
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	560,68
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	612,77

<sup>7</sup> La información de PEESA fue tomada del SUI pero no se encuentra actualizada ya que ha republicado la información del trimestre en varias ocasiones y se encuentra en seguimiento por parte de la SSPD.



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	564,54
BAJO PUTUMAYO	EBBP	SUR	613,59
CAQUETA	RENOVATIO	SUR	551,94
CAQUETA	VATIA	SUR	560,15
CAQUETA	PEESA	SUR	562,52
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	588,98
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	603,88
CASANARE	DICEL	SUR	538,76
CASANARE	RENOVATIO	SUR	549,37
CASANARE	EMSA	SUR	556,60
CASANARE	VATIA	SUR	559,55
CASANARE	QI ENERGY	SUR	586,40
CASANARE	PEESA	SUR	591,67
CASANARE	ENERCA	SUR	591,82

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
META	RENOVATIO	SUR	545,30
META	DICEL	SUR	547,99
META	VATIA	SUR	560,26
META	PEESA	SUR	565,84
META	QI ENERGY	SUR	585,10
META	EMSA	SUR	601,22
PUTUMAYO	PEESA	SUR	559,22
PUTUMAYO	VATIA	SUR	560,39
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	626,77
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	683,81

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	528,22
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	534,46
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	541,91
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	549,18
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	553,66
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	572,11
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	593,56
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	647,83
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	517,34
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	534,80
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	537,88
CARTAGO	EPP	OCCIDENTE	574,60
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	601,77
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	613,30
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	634,47
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	507,47
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	543,39
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	549,66
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	556,66
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	561,24
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	572,11
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	579,97
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	640,61
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	649,87
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	507,76
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	541,78
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	541,90
CELSIA VALLE DEL CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	542,39
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	552,55
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	559,17
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	575,66
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	594,56
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	631,14
NARIÑO	RENOVATIO	OCCIDENTE	538,74
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	546,60
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	552,13
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	563,65
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	570,96
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	575,49
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	591,42
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	645,80
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	559,38
TULLA	RENOVATIO	OCCIDENTE	533,03
TULLA	DICEL	OCCIDENTE	534,44
TULLA	VATIA	OCCIDENTE	548,37
TULLA	PEESA	OCCIDENTE	555,17
TULLA	CELSA	OCCIDENTE	565,20
TULLA	QI ENERGY	OCCIDENTE	572,82
TULLA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	615,59

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	401,66
CARIBE MAR	RENOVATIO	SIN ADD	451,23
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	468,97
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	472,46
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	479,72
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	499,97
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	522,14
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	539,42
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	401,66
CARIBE SOL	RENOVATIO	SIN ADD	451,23
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	468,77
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	472,44
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	486,69
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	499,97
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	522,14
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	544,28
CARIBE SOL	EPP	SIN ADD	544,66
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	595,83
COSTA CARIBE	ENERCO	SIN ADD	460,39
COSTA CARIBE	VATIA	SIN ADD	481,00
COSTA CARIBE	PEESA	SIN ADD	485,43
COSTA CARIBE	QI ENERGY	SIN ADD	506,94
COSTA CARIBE	ENERTOTAL	SIN ADD	520,84
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	572,65
TOLIMA	CELSIA TOLIMA	SIN ADD	608,98
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	685,76
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	704,58
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	708,52
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	723,27
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	741,42
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	751,33
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	798,58

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

## 11. Usuarios no regulados

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

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

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



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

Para hacer un seguimiento a estos precios, la SSPD realizó el cálculo del 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 de la Resolución SSPD 8055 de 2010 y el Formato TC2 de la Resolución SSPD 20155 de 2019 para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2020, usando los campos y filtros siguientes:

Res. 8055 de 2010

- 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

Res. 20155 de 2019

- Campo 1:** NIU (ID Mercado – NIU)
- Campo 5:** Tipo de factura
- Campo 12:** Tipo de Tarifa
- Campo 14:** Consumo Usuario (kWh)
- Campo 18:** Valor Facturación por Consumo Usuario (\$)

Esta información se complementó con la información por empresa, mercado, sector, usuario y nivel de tensión para el mismo periodo (el nivel de tensión y sector se obtiene mediante un cruce del NIU del formato 3 con el formato 1 o del NIU del Formato TC2 con el Formato TC1). De acuerdo con la definición del campo 16 (F3) o 18 (TC2), 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 (8055 de 2010) y Campo 14 y 18 (20155 de 2019)) agrupada por empresa por sector por mercado y por nivel de tensión, resultado usado para calcular el cociente entre los campos 16 y 14 o 18 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 cuarto trimestre de 2020 y que es igual a 112,48 \$/kWh, correspondiente a octubre 4 de 2020.
- **Componente T:** Se tomó el promedio simple del valor del componente del cuarto trimestre de 2020, igual a 36,89 \$/kWh.
- **Componente P:** Para las ADD se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 112,48 \$/kWh y el T promedio de 36,89 \$/kWh; el IPRSTN fue definido como el promedio de la demanda real y la pérdida real publicados por el ASIC en el archivo TRSM versión TXF y el IPR fue definido por la SSPD como el promedio de los valores de cada OR que ya se encuentran con aprobación de ingresos. Así mismo se tuvo en cuenta el promedio de los CPROG del trimestre de todas las empresas que cuentan con ingresos aprobados.

Para los OR que no pertenecen a un ADD, mercados Costa Caribe, Chocó y Tolima, se calculó el valor del componente con el G de 112,48 \$/kWh y el T promedio de 36,89 \$/kWh teniendo en cuenta el promedio de sus IPR, IPRSTN y CPROG particulares en caso de aplicar.

- **Componente de D:** Se tomó el valor promedio del cuarto trimestre de 2020 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 2020 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (25,91 \$/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 o TC1 por parte del OR.

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	$CU_{Min}$
CENTRO	NT1	386,60
CENTRO	NT2	339,23
CENTRO	NT3	256,75
CENTRO	NT4	222,78
OCCIDENTE	NT1	384,37
OCCIDENTE	NT2	322,43
OCCIDENTE	NT3	268,07
OCCIDENTE	NT4	222,78
ORIENTE	NT1	368,58
ORIENTE	NT2	329,34
ORIENTE	NT3	305,80
ORIENTE	NT4	222,78
SUR	NT1	394,78
SUR	NT2	348,01
SUR	NT3	286,18
SUR	NT4	222,78
CARIBE MAR	NT1	305,79
CARIBE MAR	NT2	270,06
CARIBE MAR	NT3	247,58
CARIBE MAR	NT4	208,04
CARIBE SOL	NT1	305,79
CARIBE SOL	NT2	270,06
CARIBE SOL	NT3	247,58
CARIBE SOL	NT4	208,05
CHOCO	NT1	320,78
CHOCO	NT2	281,77
TOLIMA	NT1	446,63
TOLIMA	NT2	381,87
TOLIMA	NT3	284,69
TOLIMA	NT4	218,41

A continuación, se presentan algunos resultados relevantes observados para cada nivel de tensión aclarando que a la fecha existen reportes pendientes del FormatoTC2 por parte de algunas empresas, razón por la cual se evidenciará una disminución en la cantidad de información respecto a los trimestres anteriores.

De igual manera, la SSPD se encuentra trabajando de la mano con las empresas para lograr los objetivos de cargue de información y brindar a todos los grupos de interés información actualizada.

### Nivel de Tensión 1

Para el cuarto trimestre de 2020, el CU promedio más alto corresponde al sector Alumbrado Público atendido por

EEBP S.A. E.S.P. en el ADD Sur con un valor de 579,63 \$/kWh y el valor promedio más bajo corresponde al sector Comercial, servicio prestado por CARIBEMAR DE LA COSTA con 396,55 \$/kWh en el mercado Caribe Sol sin ADD.

### Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2020 correspondientes al cuarto trimestre es nuevamente para la empresa PEESA S.A. E.S.P. con 563,27 \$/kWh en el sector Alumbrado Público del ADD Oriente; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a CEO S.A.S. E.S.P. con 326,47 \$/kWh para el sector Comercial del mercado de comercialización Caribe Sol 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 2020 corresponde a ITALCOL ENERGIA S.A. ESP, con 437,83 \$/kWh en el sector Industrial del ADD Oriente; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a EPM E.S.P. con 297,71 \$/kWh para el sector Oficial en el ADD Centro.

### Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para este cuarto trimestre del año 2020 corresponde a EMGESA S.A. E.S.P. con 325,50 \$/kWh en el sector Industrial del mercado Caribe Sol; por su parte, ISAGEN S.A. E.S.P. presenta nuevamente el menor valor promedio con 271,13 \$/kWh en el sector Industrial para el mercado Caribe Sol.

### STN

De acuerdo con la información reportada al SUI, para este trimestre no se identifica información de usuarios reportados 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 2020 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	ENERCO	CENTRO	541,78
ANTIOQUIA	DICEL	CENTRO	552,90
ANTIOQUIA	RENOVATIO	CENTRO	555,64
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	560,30
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	567,36
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	568,97
ANTIOQUIA	QI ENERGY	CENTRO	589,36
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	629,06
CALDAS	DICEL	CENTRO	545,23
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	554,14
CALDAS	PEESA	CENTRO	556,18
CALDAS	VATIA	CENTRO	559,99
CALDAS	EEP	CENTRO	563,74
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	586,88
CALDAS	CHEC	CENTRO	602,94
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	608,41
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	564,17
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	572,07
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	573,70
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	577,05
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	596,46
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	604,88
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	544,47
PEREIRA	DICEL	CENTRO	551,31
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	555,29
PEREIRA	PEESA	CENTRO	559,01
PEREIRA	VATIA	CENTRO	563,34
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	588,74
PEREIRA	EEP	CENTRO	602,97
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	641,23
QUINDIO	DICEL	CENTRO	548,35
QUINDIO	RENOVATIO	CENTRO	553,74
QUINDIO	PEESA	CENTRO	558,44
QUINDIO	VATIA	CENTRO	561,20
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	586,37
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	587,46
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	676,37
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	515,41
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	542,71
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	558,79
SANTANDER	DICEL	CENTRO	557,44
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	558,76
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	559,77
SANTANDER	PEESA	CENTRO	563,72
SANTANDER	VATIA	CENTRO	574,68
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	580,15
SANTANDER	ESSA	CENTRO	583,97
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	594,59
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	603,90

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	540,89
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	586,52
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	463,74
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	RENOVATIO	ORIENTE	506,22
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	507,29
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	521,79
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	523,22
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	536,14
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	543,45
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	543,54
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	562,14
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	572,58
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	514,80
BOYACA	DICEL	ORIENTE	523,65
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	536,51
BOYACA	PEESA	ORIENTE	541,59
BOYACA	VATIA	ORIENTE	549,00
BOYACA	ESSA	ORIENTE	572,13
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	585,40
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	625,66
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	512,75
HUILA	DICEL	ORIENTE	525,30
HUILA	PEESA	ORIENTE	537,24
HUILA	VATIA	ORIENTE	541,31
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	568,66
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	611,75

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALLI, JUMBO, PUERTO TEIAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	527,34
CALLI, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERCO	OCCIDENTE	534,61
CALLI, JUMBO, PUERTO TEIAD	DICEL	OCCIDENTE	540,84
CALLI, JUMBO, PUERTO TEIAD	PEESA	OCCIDENTE	552,42
CALLI, JUMBO, PUERTO TEIAD	VATIA	OCCIDENTE	556,28
CALLI, JUMBO, PUERTO TEIAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	581,97
CALLI, JUMBO, PUERTO TEIAD	EMCALI	OCCIDENTE	589,66
CALLI, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	646,75
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	516,48
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	533,91
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	536,83
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	573,64
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	595,32
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	621,26
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	633,41
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	542,49
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	552,65
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	559,05
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	561,09
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	563,56
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	591,23
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	639,55
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	647,58
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	540,72
CELSIA VALLE DEL CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	541,49
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	543,32
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	556,43
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	559,69
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	586,99
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	593,57
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	630,09
NARIÑO	RENOVATIO	OCCIDENTE	537,84
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	545,52
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	549,90
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	559,53
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	573,02
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	579,32
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	590,44
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	644,73
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	529,97
TULLIA	RENOVATIO	OCCIDENTE	533,11
TULLIA	DICEL	OCCIDENTE	533,39
TULLIA	PEESA	OCCIDENTE	553,98
TULLIA	VATIA	OCCIDENTE	555,38
TULLIA	CETSA	OCCIDENTE	564,26
TULLIA	QI ENERGY	OCCIDENTE	587,24
TULLIA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	614,57

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	575,48
BAJO PUTUMAYO	EEP	SUR	605,80
CAQUETA	RENOVATIO	SUR	551,94
CAQUETA	PEESA	SUR	561,90
CAQUETA	VATIA	SUR	568,14
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	602,96
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	604,73
CASANARE	DICEL	SUR	537,70
CASANARE	RENOVATIO	SUR	548,87
CASANARE	EMSA	SUR	555,49
CASANARE	PEESA	SUR	562,11
CASANARE	VATIA	SUR	567,46
CASANARE	ENERCA	SUR	590,66
CASANARE	QI ENERGY	SUR	598,64
META	RENOVATIO	SUR	545,02
META	DICEL	SUR	546,92
META	PEESA	SUR	564,71
META	VATIA	SUR	568,41
META	QI ENERGY	SUR	596,71
META	EMSA	SUR	600,02
PUTUMAYO	PEESA	SUR	564,87
PUTUMAYO	VATIA	SUR	568,36
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	626,77
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	663,08

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	400,86
CARIBE MAR	RENOVATIO	SIN ADD	450,48
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	471,53
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	477,00
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	534,06
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	400,86
CARIBE SOL	RENOVATIO	SIN ADD	450,48
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	471,53
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	484,06
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	534,06
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	594,66
COSTA CARIBE	ENERCO	SIN ADD	460,39
COSTA CARIBE	PEESA	SIN ADD	475,89
COSTA CARIBE	VATIA	SIN ADD	482,88
COSTA CARIBE	QI ENERGY	SIN ADD	506,94
COSTA CARIBE	ENERTOTAL	SIN ADD	520,84
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	571,70
TOLIMA	CELSIA TOLIMA	SIN ADD	607,97
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	684,62
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	704,20
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	705,36
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	713,11
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	718,08
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	747,63
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	797,25

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



## Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para noviembre de 2020 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	ENERCO	CENTRO	549,23
ANTIOQUIA	DICEL	CENTRO	552,90
ANTIOQUIA	RENOVATIO	CENTRO	555,64
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	567,36
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	568,07
ANTIOQUIA	QI ENERGY	CENTRO	579,66
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	581,00
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	629,06
CALDAS	DICEL	CENTRO	545,23
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	554,14
CALDAS	VATIA	CENTRO	560,58
CALDAS	EEP	CENTRO	563,74
CALDAS	PEESA	CENTRO	576,59
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	577,84
CALDAS	CHEC	CENTRO	602,94
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	608,41
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	564,17
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	573,70
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	577,73
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	593,87
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	594,80
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	596,46
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	548,71
PEREIRA	DICEL	CENTRO	550,31
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	555,29
PEREIRA	VATIA	CENTRO	564,47
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	578,21
PEREIRA	PEESA	CENTRO	579,10
PEREIRA	EEP	CENTRO	602,97
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	641,23
QUINDIO	DICEL	CENTRO	548,36
QUINDIO	RENOVATIO	CENTRO	553,74
QUINDIO	VATIA	CENTRO	561,30
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	577,08
QUINDIO	PEESA	CENTRO	578,93
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	586,37
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	620,67
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	663,13
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	553,49
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	558,79
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	568,57
SANTANDER	DICEL	CENTRO	557,43
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	558,76
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	559,77
SANTANDER	VATIA	CENTRO	575,20
SANTANDER	ESSA	CENTRO	583,97
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	584,41
SANTANDER	PEESA	CENTRO	585,10
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	594,79
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	615,45

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	537,84
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	586,52
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	463,74
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	RENOVATIO	ORIENTE	506,22
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	507,29
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	521,79
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	530,06
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	536,12
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	540,37
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	559,54
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	560,48
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	562,14
BOYACÁ	RENOVATIO	ORIENTE	514,80
BOYACÁ	DICEL	ORIENTE	523,65
BOYACÁ	ENERCO	ORIENTE	538,25
BOYACÁ	VATIA	ORIENTE	546,11
BOYACÁ	PEESA	ORIENTE	559,32
BOYACÁ	EBSA	ORIENTE	572,13
BOYACÁ	QI ENERGY	ORIENTE	576,21
BOYACÁ	ENERTOTAL	ORIENTE	613,33
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	512,75
HUILA	DICEL	ORIENTE	525,30
HUILA	VATIA	ORIENTE	538,05
HUILA	PEESA	ORIENTE	554,57
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	559,61
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	611,75

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	527,34
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	540,84
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	542,88
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	555,96
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	571,47
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	574,60
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	605,97
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	646,75
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	516,48
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	533,91
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	536,83
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	573,64
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	616,09
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	618,28
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	633,41
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	525,37
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	542,49
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	556,69
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	563,42
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	579,03
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	580,99
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	590,83
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	639,55
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	667,11
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	525,47
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	540,72
CELSIA VALLE DEL CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	541,49
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	549,73
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	558,91
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	576,01
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	576,83
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	593,57
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	630,09
NARIÑO	RENOVATIO	OCCIDENTE	537,84
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	545,53
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	558,16
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	568,90
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	570,31
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	575,56
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	590,44
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	644,73
POPAYÁN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	594,71
TULLIA	RENOVATIO	OCCIDENTE	533,11
TULLIA	DICEL	OCCIDENTE	533,39
TULLIA	VATIA	OCCIDENTE	554,98
TULLIA	CETSA	OCCIDENTE	564,26
TULLIA	QI ENERGY	OCCIDENTE	572,48
TULLIA	PEESA	OCCIDENTE	573,27
TULLIA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	614,57

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	565,44
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	605,80
CAQUETA	RENOVATIO	SUR	551,94
CAQUETA	VATIA	SUR	562,13
CAQUETA	PEESA	SUR	576,16
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	583,53
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	602,96
CASANARE	DICEL	SUR	537,70
CASANARE	RENOVATIO	SUR	548,87
CASANARE	EMSA	SUR	555,49
CASANARE	VATIA	SUR	561,78
CASANARE	PEESA	SUR	576,44
CASANARE	QI ENERGY	SUR	582,32
CASANARE	ENERCA	SUR	590,66
META	RENOVATIO	SUR	545,02
META	DICEL	SUR	546,92
META	VATIA	SUR	562,49
META	PEESA	SUR	578,87
META	QI ENERGY	SUR	582,11
META	EMSA	SUR	600,02
PUTUMAYO	VATIA	SUR	562,61
PUTUMAYO	PEESA	SUR	564,77
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	626,77
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	698,80



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	400,87
CARIBE MAR	RENOVATIO	SIN ADD	450,48
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	471,53
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	473,72
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	482,44
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	502,92
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	520,84
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	539,40
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	400,87
CARIBE SOL	RENOVATIO	SIN ADD	450,48
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	471,51
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	473,72
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	489,32
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	502,92
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	520,84
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	558,34
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	594,66
COSTA CARIBE	VATIA	SIN ADD	486,50
COSTA CARIBE	PEESA	SIN ADD	501,17
GUAVIARE	ENERGLIWARE	SIN ADD	571,70
TOLIMA	CELSIA TOLIMA	SIN ADD	607,97
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	684,62
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	704,20
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	714,35
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	740,09
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	741,73
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	741,76
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	797,25

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

### Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para diciembre de 2020 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	ENERCO	CENTRO	539,61
ANTIOQUIA	RENOVATIO	CENTRO	546,12
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	555,27
ANTIOQUIA	DICEL	CENTRO	556,16
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	570,20
ANTIOQUIA	QI ENERGY	CENTRO	573,49
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	582,76
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	632,20
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	544,70
CALDAS	VATIA	CENTRO	547,59
CALDAS	DICEL	CENTRO	549,45
CALDAS	PEESA	CENTRO	551,31
CALDAS	EEP	CENTRO	553,75
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	571,61
CALDAS	CHEC	CENTRO	605,95
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	611,46
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	564,08
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	567,45
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	570,20
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	589,38
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	594,48
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	597,06
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	539,02
PEREIRA	VATIA	CENTRO	550,73
PEREIRA	DICEL	CENTRO	553,55
PEREIRA	PEESA	CENTRO	555,64
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	558,07
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	581,96
PEREIRA	EEP	CENTRO	605,99
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	644,44
QUINDIO	VATIA	CENTRO	548,94
QUINDIO	DICEL	CENTRO	551,59
QUINDIO	RENOVATIO	CENTRO	556,51
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	560,13
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	571,84
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	589,31
QUINDIO	PEESA	CENTRO	631,88
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	669,42
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	537,07
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	562,15
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	562,19
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	558,78
SANTANDER	DICEL	CENTRO	560,72
SANTANDER	VATIA	CENTRO	560,75
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	562,11
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	567,31
SANTANDER	PEESA	CENTRO	574,74
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	578,02
SANTANDER	ESSA	CENTRO	586,89
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	602,36

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	525,89
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	529,98
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	535,31
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	537,08
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	544,03
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	559,77
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	585,06
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	649,99
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	519,06
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	536,58
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	539,99
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	576,51
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	591,70
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	602,56
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	636,58
CAUCA	EMESA	OCCIDENTE	489,56
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	539,64
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	543,00
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	545,20
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	545,64
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	564,40
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	567,68
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	634,92
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	642,74
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMESA	OCCIDENTE	490,05
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	532,66
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	539,04
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	543,91
CELSIA VALLE DEL CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	544,20
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	545,08
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	563,18
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	596,53
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	633,24
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	538,71
NARIÑO	RENOVATIO	OCCIDENTE	540,53
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	548,74
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	570,73
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	571,60
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	593,39
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	647,95
POPAYAN - PURACE	EMESA	OCCIDENTE	553,47
TULLIA	RENOVATIO	OCCIDENTE	532,86
TULLIA	VATIA	OCCIDENTE	534,75
TULLIA	DICEL	OCCIDENTE	536,53
TULLIA	PEESA	OCCIDENTE	538,25
TULLIA	QI ENERGY	OCCIDENTE	558,74
TULLIA	CESA	OCCIDENTE	567,08
TULLIA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	617,64

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	526,16
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	586,52
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	466,48
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RENOVATIO	ORIENTE	508,76
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	510,33
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	521,53
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	524,87
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	529,92
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	538,77
BOGOTA - CUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	538,80
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	554,33
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	564,95
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	517,37
BOYACA	DICEL	ORIENTE	526,73
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	532,08
BOYACA	PEESA	ORIENTE	533,49
BOYACA	VATIA	ORIENTE	534,16
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	571,35
BOYACA	EBSA	ORIENTE	574,99
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	615,08
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	515,31
HUILA	VATIA	ORIENTE	526,58
HUILA	PEESA	ORIENTE	526,72
HUILA	DICEL	ORIENTE	528,39
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	553,76
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	614,81

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	552,70
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	629,18
CAQUETA	PEESA	SUR	549,50
CAQUETA	VATIA	SUR	550,18
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	578,67
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	605,71
CASANARE	DICEL	SUR	540,87
CASANARE	VATIA	SUR	549,41
CASANARE	RENOVATIO	SUR	550,38
CASANARE	EMSA	SUR	558,82
CASANARE	QI ENERGY	SUR	578,23
CASANARE	ENERCA	SUR	594,15
CASANARE	PEESA	SUR	636,47
META	RENOVATIO	SUR	545,85
META	DICEL	SUR	550,14
META	VATIA	SUR	550,17
META	PEESA	SUR	553,95
META	QI ENERGY	SUR	576,47
META	EMSA	SUR	603,62
PUTUMAYO	PEESA	SUR	548,31
PUTUMAYO	VATIA	SUR	550,20
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	626,77
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	689,55





MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	403,24
CARIBE MAR	RENOVATIO	SIN ADD	452,73
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	464,22
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	474,31
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	497,02
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	523,44
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	544,80
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	403,24
CARIBE SOL	RENOVATIO	SIN ADD	452,73
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	463,82
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	474,29
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	497,02
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	523,44
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	540,44
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	544,66
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	598,17
COSTA CARIBE	VATIA	SIN ADD	473,62
COSTA CARIBE	PEESA	SIN ADD	479,21
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	574,56
TOULIMA	CELSIA TOULIMA	SIN ADD	611,01
TOULIMA	RENOVATIO	SIN ADD	688,05
TOULIMA	DICEL	SIN ADD	705,25
TOULIMA	ENERCO	SIN ADD	705,87
TOULIMA	VATIA	SIN ADD	710,01
TOULIMA	QI ENERGY	SIN ADD	734,86
TOULIMA	PEESA	SIN ADD	800,80
TOULIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	801,23

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

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

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
OCTUBRE	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	614,47	596,46
OCTUBRE	CENTRO	CHEC	CALDAS	617,64	602,94
OCTUBRE	CENTRO	DICEL	ANTIOQUIA CREG 078/07	565,51	552,90
OCTUBRE	CENTRO	DICEL	CALDAS	565,07	545,23
OCTUBRE	CENTRO	DICEL	NORTE DE SANTANDER	579,20	564,17
OCTUBRE	CENTRO	DICEL	PEREIRA	569,10	551,31
OCTUBRE	CENTRO	DICEL	QUINDIO	564,56	548,35
OCTUBRE	CENTRO	DICEL	SANTANDER	570,13	557,44
OCTUBRE	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	611,12	586,37
OCTUBRE	CENTRO	EEP	CALDAS	556,31	563,70
OCTUBRE	CENTRO	EEP	PEREIRA	611,98	602,97
OCTUBRE	CENTRO	ENERTOTAL	ANTIOQUIA CREG 078/07	673,23	629,06
OCTUBRE	CENTRO	ENERTOTAL	CALDAS	648,16	608,41
OCTUBRE	CENTRO	ENERTOTAL	PEREIRA	689,45	641,23
OCTUBRE	CENTRO	ENERTOTAL	QUINDIO	676,37	676,37
OCTUBRE	CENTRO	ENERTOTAL	SANTANDER	603,90	603,90
OCTUBRE	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	592,31	567,36
OCTUBRE	CENTRO	ESSA	SANTANDER	605,85	583,97
OCTUBRE	CENTRO	RENOVATIO	ANTIOQUIA CREG 078/07	557,36	555,64
OCTUBRE	CENTRO	RENOVATIO	CALDAS	559,98	554,14
OCTUBRE	CENTRO	RENOVATIO	NORTE DE SANTANDER	577,58	573,70
OCTUBRE	CENTRO	RENOVATIO	PEREIRA	570,58	555,29
OCTUBRE	CENTRO	RENOVATIO	QUINDIO	560,85	553,74
OCTUBRE	CENTRO	RENOVATIO	SANTANDER	564,87	559,77
OCTUBRE	CENTRO	RUI TOQUE	RUI TOQUE	558,98	558,79
OCTUBRE	CENTRO	RUI TOQUE	SANTANDER	563,16	558,76

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
OCTUBRE	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	665,89	590,44
OCTUBRE	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	648,37	593,57
OCTUBRE	OCCIDENTE	CETSA	TULLIA	618,60	564,26
OCTUBRE	OCCIDENTE	DICEL	CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	564,68	540,84
OCTUBRE	OCCIDENTE	DICEL	CARTAGO	594,61	536,83
OCTUBRE	OCCIDENTE	DICEL	CAUCA	585,95	561,09
OCTUBRE	OCCIDENTE	DICEL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	565,65	540,72
OCTUBRE	OCCIDENTE	DICEL	NARIÑO	571,45	545,52
OCTUBRE	OCCIDENTE	DICEL	TULLIA	559,79	533,39
OCTUBRE	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	619,68	573,64
OCTUBRE	OCCIDENTE	EMCALI	CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	611,00	566,72
OCTUBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	707,03	646,75
OCTUBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CARTAGO	746,50	633,41
OCTUBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CAUCA	704,22	639,55
OCTUBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	707,49	630,09
OCTUBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	NARIÑO	711,93	644,73
OCTUBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	TULLIA	590,08	614,57
OCTUBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	551,18	527,34
OCTUBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	CARTAGO	585,52	533,91
OCTUBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	CAUCA	567,36	542,49
OCTUBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	CELSIA VALLE DEL CAUCA	557,16	541,49
OCTUBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	NARIÑO	561,48	537,84
OCTUBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	TULLIA	553,93	533,11
OCTUBRE	OCCIDENTE	VATIA	CARTAGO	588,60	516,48

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
OCTUBRE	ORIENTE	CODENSA	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	579,34	536,14
OCTUBRE	ORIENTE	DICEL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	548,74	521,79
OCTUBRE	ORIENTE	DICEL	BOYACA	550,61	523,65
OCTUBRE	ORIENTE	DICEL	HUILA	545,39	525,30
OCTUBRE	ORIENTE	DICELER	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	481,16	463,74
OCTUBRE	ORIENTE	EBSA	BOYACA	633,48	572,13
OCTUBRE	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	642,39	611,75
OCTUBRE	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	586,52	586,52
OCTUBRE	ORIENTE	ENERTOTAL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	631,41	562,14
OCTUBRE	ORIENTE	ENERTOTAL	BOYACA	625,66	625,66
OCTUBRE	ORIENTE	RENOVATIO	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	539,87	506,22
OCTUBRE	ORIENTE	RENOVATIO	BOYACA	544,85	514,80
OCTUBRE	ORIENTE	RENOVATIO	HUILA	539,22	512,75
OCTUBRE	ORIENTE	RUI TOQUE	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	530,87	507,29

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
OCTUBRE	SUR	DICEL	CASANARE	571,45	537,70
OCTUBRE	SUR	DICEL	META	572,10	546,92
OCTUBRE	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	652,15	626,77
OCTUBRE	SUR	EEBP	BAJO PUTUMAYO	653,90	605,80
OCTUBRE	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	645,61	602,96
OCTUBRE	SUR	EMEVASI	SIBUNDOY	720,73	663,08
OCTUBRE	SUR	EMSA	CASANARE	587,08	555,49
OCTUBRE	SUR	EMSA	META	638,46	600,02
OCTUBRE	SUR	ENERCA	CASANARE	619,87	590,66
OCTUBRE	SUR	RENOVATIO	CAQUETA	570,22	551,94
OCTUBRE	SUR	RENOVATIO	CASANARE	578,91	548,87
OCTUBRE	SUR	RENOVATIO	META	564,77	545,02

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
OCTUBRE	SIN ADD	CELSIA TOULIMA	TOULIMA	783,87	607,97
OCTUBRE	SIN ADD	DICEL	CARIBE MAR	484,02	471,53
OCTUBRE	SIN ADD	DICEL	CARIBE SOL	484,02	471,53
OCTUBRE	SIN ADD	DICEL	TOULIMA	732,52	704,20
OCTUBRE	SIN ADD	DICELER	CARIBE MAR	422,28	400,86
OCTUBRE	SIN ADD	DICELER	CARIBE SOL	422,28	400,86
OCTUBRE	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	615,05	594,66
OCTUBRE	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	618,55	571,70
OCTUBRE	SIN ADD	ENERTOTAL	COSTA CARIBE	587,96	530,84
OCTUBRE	SIN ADD	ENERTOTAL	TOULIMA	878,57	797,25
OCTUBRE	SIN ADD	RENOVATIO	CARIBE MAR	473,92	450,48
OCTUBRE	SIN ADD	RENOVATIO	CARIBE SOL	473,93	450,48
OCTUBRE	SIN ADD	RENOVATIO	TOULIMA	717,29	684,62

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

## Noviembre

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
NOVIEMBRE	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	620,28	596,46
NOVIEMBRE	CENTRO	CHEC	CALDAS	621,34	602,94
NOVIEMBRE	CENTRO	DICEL	ANTIOQUIA CREG 078/07	571,22	552,90
NOVIEMBRE	CENTRO	DICEL	CALDAS	568,05	545,23
NOVIEMBRE	CENTRO	DICEL	NORTE DE SANTANDER	583,26	564,17
NOVIEMBRE	CENTRO	DICEL	PEREIRA	573,52	550,31
NOVIEMBRE	CENTRO	DICEL	QUINDIO	568,97	548,36
NOVIEMBRE	CENTRO	DICEL	SANTANDER	576,04	557,43
NOVIEMBRE	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	616,54	586,37
NOVIEMBRE	CENTRO	EEP	CALDAS	563,46	563,74
NOVIEMBRE	CENTRO	EEP	PEREIRA	618,64	602,97
NOVIEMBRE	CENTRO	ENERTOTAL	ANTIOQUIA CREG 078/07	659,72	629,06
NOVIEMBRE	CENTRO	ENERTOTAL	CALDAS	635,84	608,41
NOVIEMBRE	CENTRO	ENERTOTAL	PEREIRA	676,50	641,23
NOVIEMBRE	CENTRO	ENERTOTAL	QUINDIO	663,13	663,13
NOVIEMBRE	CENTRO	ENERTOTAL	SANTANDER	612,83	615,45
NOVIEMBRE	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	594,90	567,36
NOVIEMBRE	CENTRO	ESSA	SANTANDER	608,26	583,97
NOVIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	ANTIOQUIA CREG 078/07	554,37	555,64
NOVIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	CALDAS	555,45	554,14
NOVIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	NORTE DE SANTANDER	570,00	573,70
NOVIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	PEREIRA	555,22	555,29
NOVIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	QUINDIO	556,06	553,74
NOVIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	SANTANDER	560,00	559,77
NOVIEMBRE	CENTRO	RUI TOQUE	RUI TOQUE	567,42	558,79
NOVIEMBRE	CENTRO	RUI TOQUE	SANTANDER	569,82	558,76



MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	CEENAR	NARIÑO	662,22	590,44
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	647,16	593,57
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	CETSA	TULLUA	616,83	564,26
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	DICEL	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	572,71	540,84
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	DICEL	CARTAGO	606,18	536,83
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	DICEL	CAUCA	590,82	590,83
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	DICEL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	570,24	540,72
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	DICEL	NARIÑO	576,44	545,53
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	DICEL	TULLUA	564,44	533,39
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	EFP	CARTAGO	631,77	573,64
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	EMCALI	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	605,97	566,72
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	698,68	646,75
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CARTAGO	735,54	633,41
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CAUCA	692,88	639,55
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	695,84	630,09
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	NARIÑO	699,01	644,73
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	TULLUA	600,98	614,57
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	546,04	527,34
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	CARTAGO	588,45	533,91
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	CAUCA	559,18	542,49
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	CELSIA VALLE DEL CAUCA	553,72	541,49
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	NARIÑO	556,80	537,84
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	TULLUA	548,74	533,11
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	VATIA	CARTAGO	594,19	516,48

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
NOVIEMBRE	ORIENTE	CODENSA	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	575,67	536,12
NOVIEMBRE	ORIENTE	DICEL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	553,49	523,79
NOVIEMBRE	ORIENTE	DICEL	BOYACA	552,75	523,65
NOVIEMBRE	ORIENTE	DICEL	HUILA	547,42	525,30
NOVIEMBRE	ORIENTE	DICELER	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	560,15	463,74
NOVIEMBRE	ORIENTE	EBSA	BOYACA	616,82	572,13
NOVIEMBRE	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	636,12	611,75
NOVIEMBRE	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	586,52	586,52
NOVIEMBRE	ORIENTE	ENERTOTAL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	618,20	562,14
NOVIEMBRE	ORIENTE	ENERTOTAL	BOYACA	613,33	613,33
NOVIEMBRE	ORIENTE	RENOVATIO	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	533,24	506,22
NOVIEMBRE	ORIENTE	RENOVATIO	BOYACA	539,10	514,80
NOVIEMBRE	ORIENTE	RENOVATIO	HUILA	532,70	512,75
NOVIEMBRE	ORIENTE	RUITOQUE	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	535,43	507,29

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
NOVIEMBRE	SUR	DICEL	CASANARE	567,20	537,70
NOVIEMBRE	SUR	DICEL	META	571,05	546,92
NOVIEMBRE	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	646,19	626,77
NOVIEMBRE	SUR	EEBP	BAJO PUTUMAYO	631,20	605,80
NOVIEMBRE	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	615,65	602,96
NOVIEMBRE	SUR	EMSA	CASANARE	577,71	555,49
NOVIEMBRE	SUR	EMSA	META	634,97	600,02
NOVIEMBRE	SUR	ENERCA	CASANARE	629,79	590,66
NOVIEMBRE	SUR	RENOVATIO	CAQUETA	558,05	551,94
NOVIEMBRE	SUR	RENOVATIO	CASANARE	557,47	548,87
NOVIEMBRE	SUR	RENOVATIO	META	555,38	545,02

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
NOVIEMBRE	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	550,53	539,40
NOVIEMBRE	SIN ADD	CELSIA TOLIMA	TOLIMA	791,43	607,97
NOVIEMBRE	SIN ADD	DICEL	CARIBE MAR	491,91	473,53
NOVIEMBRE	SIN ADD	DICEL	CARIBE SOL	494,55	473,51
NOVIEMBRE	SIN ADD	DICEL	TOLIMA	752,58	704,20
NOVIEMBRE	SIN ADD	DICELER	CARIBE MAR	474,94	400,87
NOVIEMBRE	SIN ADD	DICELER	CARIBE SOL	474,97	400,87
NOVIEMBRE	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	615,66	594,66
NOVIEMBRE	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	612,25	571,70
NOVIEMBRE	SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE MAR	582,59	520,84
NOVIEMBRE	SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE SOL	582,59	520,84
NOVIEMBRE	SIN ADD	ENERTOTAL	TOLIMA	868,61	797,25
NOVIEMBRE	SIN ADD	RENOVATIO	CARIBE MAR	475,88	450,48
NOVIEMBRE	SIN ADD	RENOVATIO	CARIBE SOL	475,86	450,48
NOVIEMBRE	SIN ADD	RENOVATIO	TOLIMA	715,59	684,62

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

## Diciembre

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
DICIEMBRE	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	601,44	597,06
DICIEMBRE	CENTRO	CHEC	CALDAS	608,20	605,95
DICIEMBRE	CENTRO	DICEL	ANTIOQUIA CREG 078/07	549,87	556,16
DICIEMBRE	CENTRO	DICEL	CALDAS	549,86	549,45
DICIEMBRE	CENTRO	DICEL	NORTE DE SANTANDER	563,71	567,45
DICIEMBRE	CENTRO	DICEL	PEREIRA	552,29	553,55
DICIEMBRE	CENTRO	DICEL	QUINDIO	548,98	551,59
DICIEMBRE	CENTRO	DICEL	SANTANDER	554,43	560,72
DICIEMBRE	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	597,89	589,31
DICIEMBRE	CENTRO	EFP	CALDAS	547,05	553,75
DICIEMBRE	CENTRO	EFP	PEREIRA	602,53	605,99
DICIEMBRE	CENTRO	ENERTOTAL	ANTIOQUIA CREG 078/07	668,18	632,20
DICIEMBRE	CENTRO	ENERTOTAL	CALDAS	638,54	611,46
DICIEMBRE	CENTRO	ENERTOTAL	PEREIRA	684,78	644,44
DICIEMBRE	CENTRO	ENERTOTAL	QUINDIO	669,42	669,42
DICIEMBRE	CENTRO	ENERTOTAL	SANTANDER	602,36	602,36
DICIEMBRE	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	579,54	570,20
DICIEMBRE	CENTRO	ESSA	SANTANDER	592,71	586,89
DICIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	ANTIOQUIA CREG 078/07	545,61	546,12
DICIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	CALDAS	544,70	544,70
DICIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	NORTE DE SANTANDER	558,97	570,20
DICIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	PEREIRA	545,70	558,07
DICIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	QUINDIO	546,01	556,51
DICIEMBRE	CENTRO	RENOVATIO	SANTANDER	549,09	558,78
DICIEMBRE	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	560,75	562,15
DICIEMBRE	CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	554,84	562,11

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
DICIEMBRE	OCCIDENTE	CEENAR	NARIÑO	635,94	593,39
DICIEMBRE	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	623,09	596,53
DICIEMBRE	OCCIDENTE	CETSA	TULLUA	595,81	567,08
DICIEMBRE	OCCIDENTE	DICEL	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	541,44	540,03
DICIEMBRE	OCCIDENTE	DICEL	CARTAGO	576,36	539,99
DICIEMBRE	OCCIDENTE	DICEL	CAUCA	563,61	564,40
DICIEMBRE	OCCIDENTE	DICEL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	542,15	543,91
DICIEMBRE	OCCIDENTE	DICEL	NARIÑO	546,41	548,74
DICIEMBRE	OCCIDENTE	DICEL	TULLUA	536,47	536,53
DICIEMBRE	OCCIDENTE	EFP	CARTAGO	606,52	576,51
DICIEMBRE	OCCIDENTE	EMCALI	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	585,06	569,55
DICIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	699,17	649,99
DICIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CARTAGO	745,91	636,58
DICIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CAUCA	695,64	642,74
DICIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	697,87	633,24
DICIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	NARIÑO	699,44	647,95
DICIEMBRE	OCCIDENTE	ENERTOTAL	TULLUA	581,40	617,64
DICIEMBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	530,87	529,98
DICIEMBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	CARTAGO	569,14	536,58
DICIEMBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	CAUCA	541,54	545,20
DICIEMBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	CELSIA VALLE DEL CAUCA	536,74	544,20
DICIEMBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	NARIÑO	540,20	540,53
DICIEMBRE	OCCIDENTE	RENOVATIO	TULLUA	532,86	532,86
DICIEMBRE	OCCIDENTE	VATIA	CARTAGO	519,06	519,06

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
DICIEMBRE	ORIENTE	CODENSA	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	562,87	538,80
DICIEMBRE	ORIENTE	DICEL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	533,66	524,87
DICIEMBRE	ORIENTE	DICEL	BOYACA	533,28	526,73
DICIEMBRE	ORIENTE	DICEL	HUILA	527,38	526,39
DICIEMBRE	ORIENTE	DICELER	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	535,22	466,48
DICIEMBRE	ORIENTE	EBSA	BOYACA	611,99	574,99
DICIEMBRE	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	623,00	614,81
DICIEMBRE	ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	586,52	586,52
DICIEMBRE	ORIENTE	ENERTOTAL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	626,89	564,95
DICIEMBRE	ORIENTE	ENERTOTAL	BOYACA	615,08	615,08
DICIEMBRE	ORIENTE	RENOVATIO	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	526,27	508,76
DICIEMBRE	ORIENTE	RENOVATIO	BOYACA	530,08	517,37
DICIEMBRE	ORIENTE	RENOVATIO	HUILA	523,90	515,31
DICIEMBRE	ORIENTE	RUITOQUE	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	520,81	510,33

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
DICIEMBRE	SUR	DICEL	CASANARE	550,70	540,87
DICIEMBRE	SUR	DICEL	META	550,23	550,14
DICIEMBRE	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	630,26	626,77
DICIEMBRE	SUR	EEBP	BAJO PUTUMAYO	613,11	629,18
DICIEMBRE	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	620,09	605,71
DICIEMBRE	SUR	EMSA	CASANARE	559,76	558,82
DICIEMBRE	SUR	EMSA	META	618,95	603,62
DICIEMBRE	SUR	ENERCA	CASANARE	602,89	594,15
DICIEMBRE	SUR	RENOVATIO	CASANARE	547,51	550,38
DICIEMBRE	SUR	RENOVATIO	META	545,85	545,85



MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
DICIEMBRE	SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	540,98	544,80
DICIEMBRE	SIN ADD	CELSIA TOLIMA	TOUMA	768,78	611,01
DICIEMBRE	SIN ADD	DICEL	CARIBE MAR	472,07	474,31
DICIEMBRE	SIN ADD	DICEL	CARIBE SOL	477,14	474,29
DICIEMBRE	SIN ADD	DICEL	TOUMA	712,45	705,35
DICIEMBRE	SIN ADD	DICELER	CARIBE MAR	475,07	403,24
DICIEMBRE	SIN ADD	DICELER	CARIBE SOL	475,09	403,24
DICIEMBRE	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	596,63	598,17
DICIEMBRE	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	599,32	574,56
DICIEMBRE	SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE MAR	587,21	523,44
DICIEMBRE	SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE SOL	587,21	523,44
DICIEMBRE	SIN ADD	ENERTOTAL	TOUMA	880,99	801,23
DICIEMBRE	SIN ADD	RENOVATIO	CARIBE MAR	466,86	452,73
DICIEMBRE	SIN ADD	RENOVATIO	CARIBE SOL	466,78	452,73
DICIEMBRE	SIN ADD	RENOVATIO	TOUMA	704,64	688,05

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



## Anexo 2

### CU promedio para el mercado no regulado (\$/kWh) por ADD<sup>8</sup>

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2020. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EEP S.A. ESP		561,05		
EPMS.A. ESP	450,66	504,98	424,23	452,98

Mínimo Máximo < CU SSPD

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2020. ADD Occidente (Cauca, Nariño y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CEDENAR S.A. ESP	524,08			
EPSA S.A. ESP		487,99	490,64	408,96

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2020. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO
EBSA S.A. ESP		502,71	
ELECTROHUILA S.A. ESP	434,71	479,18	467,93
EMGESA SA ESP		490,88	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2020. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
EEBP S.A. ESP	579,63				197,58
EMEVASI S.A. ESP	506,14				
EMGESA SA ESP		541,86		505,23	
EMSA S.A. ESP	512,21		519,60		
CARIBEMAR DE LA COSTA		451,19			

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2020. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP		417,55		
ENERTOTAL S.A. ESP				462,97
RUITOQUE S.A. ESP		413,85		
CARIBEMAR DE LA COSTA	450,52	425,26	417,39	431,55

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 2020. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL
AIRE	434,86	443,83	457,95
EEP S.A. ESP		439,67	
ENERTOTAL S.A. ESP			444,89
EPM S.A. ESP			397,58
CARIBEMAR DE LA COSTA		396,55	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

<sup>8</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 2, Trimestre IV 2020. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EEP S.A. ESP	501,94	478,42	481,70	486,50
EPM S.A. ESP	430,95	412,89	429,56	419,81
RUITOQUE S.A. ESP		441,25		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2020. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CEDENAR S.A. ESP	469,29	452,52	436,58	
CETSA S.A. ESP		413,90	416,06	422,97
EMEESA S.A. ESP			371,60	
EPSA S.A. ESP	437,19	409,42	416,06	412,01

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2020. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL	OFICIAL
CODENSA S.A. ESP	494,90				
EBSA S.A. ESP	495,22	489,10		454,35	451,50
ELECTROHUILA S.A. ESP	429,24	436,44	435,04	430,84	435,87
EMGESA SA ESP		422,06			424,79
EPM S.A. ESP				415,50	
EPSA S.A. ESP					468,44
ISAGEN S.A. ESP				409,18	
PEESA S.A. ESP	563,27				
RENOVATIO S.A. ESP		413,72			
CARIBEMAR DE LA COSTA		405,40			

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2020. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ELECTROHUILA S.A. ESP		442,96		458,83
EMCALI ESP				429,68
EMGESA SA ESP		444,05	516,18	
EMSA S.A. ESP	464,91		467,44	
ENERCA S.A. ESP			460,40	
EPM S.A. ESP		428,88	429,47	447,91
EPSA S.A. ESP		447,15	457,85	490,62
RUITOQUE S.A. ESP		437,50		
VATIA S.A. ESP		442,06	441,32	
CARIBEMAR DE LA COSTA		427,70		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2020. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
CEO S.A. S ESP					385,17		
ELECTROHUILA S.A. ESP		371,96			371,83		
EMGESA SA ESP		371,96		364,51	376,91	363,05	376,99
EMSA S.A. ESP					386,11		
EPM S.A. ESP		357,65			361,44		
EPSA S.A. ESP		370,09			380,09		
ISAGEN S.A. ESP					353,87		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					415,54		
RENOVATIO S.A. ESP					371,76		
RUITOQUE S.A. ESP		369,52					
CARIBEMAR DE LA COSTA	454,68	370,31	390,80	382,60	364,58		385,70

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE





### Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2020. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AIRE	388,96	394,06	390,66	384,16	380,52		390,35
CEO S.A.S ESP	326,47						
EEP S.A. ESP	389,66						
EMGESA SA ESP	366,28		359,97		377,82	366,02	366,29
ENERTOTAL S.A. ESP	402,98						
EPMS.A. ESP	355,95				361,68		357,66
EPSA S.A. ESP	379,06				378,55		
GECLCA S.A. ESP					386,49		
ISAGEN S.A. ESP					364,73		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					495,61		
PEESA S.A. ESP	443,82						409,13
RENOVATIO S.A. ESP	385,54				378,14		
CARIBEMAR DE LA COSTA	358,04				366,18		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 2020. SIN ADD (Chocó)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP	399,80	
ISAGEN S.A. ESP		368,08
CARIBEMAR DE LA COSTA	367,57	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2020. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EEP S.A. ESP	392,25	390,64	405,01
EPMS.A. ESP	341,73	330,96	293,71

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2020. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CEDENAR S.A. ESP		370,46	389,07
CETSA S.A. ESP		332,26	
EPSA S.A. ESP	368,99	351,41	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2020. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá y Huila)

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL	OFICIAL
EBSA S.A. ESP	427,82		422,13	
ECOPETROL ENERGIA			402,28	
ELECTROHUILA S.A. ESP	404,55	413,89	405,93	409,55
EMCALI ESP			384,92	
EMGESA SA ESP	387,88		248,21	
EPMS.A. ESP	380,97		383,69	
EPSA S.A. ESP			390,06	
ISAGEN S.A. ESP			383,74	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			437,83	
VATIA S.A. ESP	360,85			

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2020. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ECOPETROL ENERGIA		421,11	
EMCALI ESP		373,61	
EMGESA SA ESP	361,55	376,56	
EMSA S.A. ESP		387,65	
ENERCA S.A. ESP		375,42	
EPMS.A. ESP	357,95	366,28	378,15
EPSA S.A. ESP	408,51	387,34	423,35
ISAGEN S.A. ESP		369,87	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		420,96	
PEESA S.A. ESP		375,93	
VATIA S.A. ESP		378,71	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



### Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2020. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP	332,16		368,75
EPM S.A. ESP			340,05
EPSA S.A. ESP			348,91
GECELCA S.A. ESP			329,90
ISAGEN S.A. ESP			339,07
CARIBEMAR DE LA COSTA	365,84	363,50	361,11

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 2020. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL
AIRE	366,54	369,13	365,42
ELECTROHUILA S.A. ESP			344,02
EMGESA SA ESP	339,78		368,16
EPM S.A. ESP	337,53		332,55
ISAGEN S.A. ESP			396,93
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	396,37		396,38

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2020. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
EPM S.A. ESP	279,09	308,77

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2020. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
EPSA S.A. ESP	303,10	315,75

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2020. ADD Oriente (Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA	313,32

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2020. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA	313,36

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2020. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
EMGESA SA ESP		302,93	296,99
EPSA S.A. ESP	324,98		
ISAGEN S.A. ESP		294,04	
CARIBEMAR DE LA COSTA	300,46	302,24	




Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



### Nivel de Tensión 4, Trimestre IV 2020. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	INDUSTRIAL
AIRE	
EMGESA SA ESP	325,50
ISAGEN S.A. ESP	271,13

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)**



**El futuro  
es de todos**

**DNP**  
Departamento  
Nacional de Planeación



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios