



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

Boletín Tarifario

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

**ABRIL - JUNIO
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	15
Componente de Restricciones	16
Tarifas aplicadas	18
Usuarios no regulados	19
Anexo 1	23
Anexo 2	29

Proyectaron:

Kelly Andrea Toro Toro
Diego Fernando Borda Tovar

Revisó

Ángela María Sarmiento Forero
Directora Técnica de Gestión de Energía

Aprobó:

Diego Alejandro Ossa Urrea
Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible



Introducción

El presente boletín tarifario expone el seguimiento realizado por la SSPD a los componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio (CU) y las tarifas de energía eléctrica durante el segundo 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. Posteriormente se muestra el comportamiento de las tarifas para el mercado regulado durante el trimestre tanto de forma agregada como por componente. Finalmente se presentan los valores estimados de las tarifas promedio de los usuarios no regulados. En los anexos del documento se presentan los datos detallados del resultado del presente análisis.

1. Actualidad tarifaria

En el segundo trimestre del 2020, se definieron los recursos de reposición de las empresas CODENSA, EDEQ, EE Pereira y EBSA por los cuales queda en firme la aprobación de ingresos con base en la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018. Con lo anterior, ya son 12 de 28 operadores de red que se encuentran con ingresos aprobados.

Como se indicó en el boletín del primer trimestre 2020, en el mes de marzo se expidió el Decreto 417 en donde se declara el Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica y señaló, entre las razones tenidas en cuenta para la adopción de dicha medida, la necesidad de garantizar la prestación continua y efectiva de los servicios públicos por lo que indicó analizar medidas necesarias para cumplir con los mandatos del ordenamiento jurídico colombiano de forma que se estudiara la posibilidad de flexibilizar los criterios de calidad, continuidad y eficiencia de los servicios públicos.

En línea con lo anterior el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 517 del 4 de abril de 2020, en donde se dictan disposiciones transitorias con el fin de mitigar los efectos asociados a la disminución de la capacidad de pago de los hogares para el pago de los servicios públicos de energía y gas. Así mismo, facultó por medio del artículo 3 a la Comisión de Regulación de Energía y Gas para adoptar de *“manera transitoria todas aquellas medidas, disposiciones tarifarias y regímenes regulatorios especiales*

que considere necesarios, inclusive lo relacionado con el aporte voluntario de que trata el Decreto 517, con el fin de mitigar los efectos del Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica sobre los usuarios y los agentes de la cadena de la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, y sus actividades complementarias.”

A raíz de lo anterior y en uso de la facultad otorgada por el Ministerio a la Comisión, se expidió la Resolución CREG 058 de 2020, modificada y adicionada por las Resoluciones CREG 064 de 2020 y CREG 108 de 2020, en donde se adoptaron *“medidas transitorias para el pago de las facturas del servicio de energía eléctrica”*, con el propósito de establecer las condiciones para el diferimiento de las facturas y los beneficiarios de estas medidas, la obligatoriedad de la aplicación de la opción tarifaria, el descuento por pronto pago y, las medidas transitorias en lo referente a medición por consumo promedio en casos especiales.

Así mismo, y una vez identificado por la regulación que la obligatoriedad de la aplicación de la opción tarifaria con un PV igual a cero no garantizaba el no traslado de incrementos a las tarifas de los estratos 1 y 2 puesto que no dependían directamente del CU, si no que se calculaban bajo la metodología de la Resolución CREG 186 de 2010, expidió la Resolución CREG 104 de 2020 donde permite que la tarifa para estos dos estratos varíe temporalmente con el mínimo valor entre el cociente de los IPC o del CU aplicado, logrando así, el objetivo inicial deseado con la opción tarifaria.

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

Res. CREG/2020	Temática
020	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 102 de 2019
026	ENERGÍA ELÉCTRICA - Distribución - Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 178 de 2019.
043	ENERGÍA ELÉCTRICA - Por la cual se adoptan reglas transitorias sobre la limitación de suministro, de que trata la Resolución CREG 116 de 1998, y el retiro de mercado, de que trata la Resolución CREG 156 de 2011.
056	ENERGÍA ELÉCTRICA - Por la cual se definen fechas transitorias para la emisión y pago de facturas, y para la publicación de información y presentación de garantías



Res. CREG/2020	Temática
058	ENERGÍA ELÉCTRICA - Por la cual se adoptan medidas transitorias para el pago de las facturas del servicio de energía eléctrica.
061	ENERGÍA ELÉCTRICA - Por la cual se establecen reglas para diferir las obligaciones de pago de los Comercializadores y se dictan otras disposiciones transitorias
064	ENERGÍA ELÉCTRICA - Modifica y adiciona la Resolución CREG 058 de 2020 Por la cual se adoptan medidas transitorias para el pago de las facturas del servicio de energía eléctrica
071	ENERGÍA ELÉCTRICA - Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para Energía de Colombia STR S.A.S. E.S.P. por el diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de las obras asociadas a las subestaciones Termoflores, Las Flores, Centro, Oasis, Magdalena, Unión, Tebsa y Estadio en el departamento del Atlántico, 110 kV, y las líneas asociadas, de acuerdo con la convocatoria UPME STR 02-2019.
072	ENERGÍA ELÉCTRICA - Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión La Loma - Sogamoso, 500 kV, de acuerdo con la convocatoria UPME 04-2019.
101	ENERGÍA ELÉCTRICA - Por la cual se oficializan los ingresos anuales esperados para Celsia Colombia S.A. E.S.P. por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Sahagún, 500 kV, y líneas de transmisión asociadas, de acuerdo con la convocatoria UPME 09-2019.
104	ENERGÍA ELÉCTRICA - Se modifica parcialmente y de manera temporal, la Resolución CREG 186 de 2010
107	ENERGÍA ELÉCTRICA - Ampliación plazo para aplicación de las condiciones de pago previstas en el artículo 1 de la Resolución CREG 061 de 2020
108	ENERGÍA ELÉCTRICA - Se amplían los plazos de las medidas transitorias para el pago de las facturas del servicio de energía eléctrica y se adopta otra disposición.
119	ENERGÍA ELÉCTRICA - Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.
122	ENERGÍA ELÉCTRICA - Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Codensa S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 189 de 2019

2. Panorama nacional

El análisis realizado del comportamiento tarifario durante el segundo 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

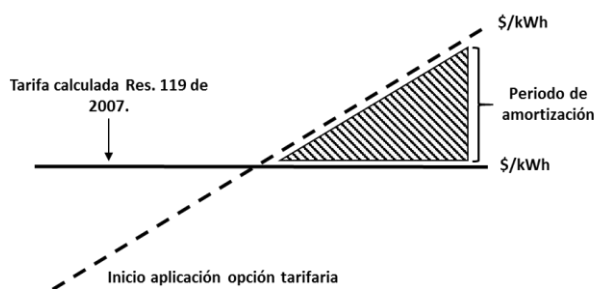
para cada uno de los mercados en los que la empresa tenga presencia; sin embargo, en aras de permitir una comparación adecuada entre cada uno de los comercializadores, en el anexo 1 se presenta de manera desagregada por mercado y área de distribución el comportamiento de la tarifa de estrato 4, que corresponde 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 821,01 \$/kWh en abril, 839,40 \$/kWh en mayo y 849,83 \$/kWh en junio, 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 en todo el trimestre.

En cuanto a las empresas con menor valor del CU para el segundo trimestre de 2020 se encuentran el comercializador ENERCO S.A. E.S.P. en el mercado Costa Caribe con 460,71 \$/kWh en el mes de junio y Renotavio Trading S.A.S. E.S.P., con valores de 450,48 \$/kWh en abril y 465,12 \$/kWh en mayo también en el mercado Costa Caribe.

Ahora bien, con la expedición de la Res. CREG 058 de 2020, la aplicación de la opción tarifaria definida en la Res. CREG 012 de 2020 es obligatoria para todos los comercializadores de energía eléctrica que atiendan mercado regulado cuando se presente un incremento superior al 3% en el Costo Unitario de Prestación del Servicio o en cualquiera de sus componentes.

La metodología ofrece al comercializador la posibilidad de cambiar el CU obtenido de la aplicación de la Res. CREG 119 de 2007 cuando las condiciones del mercado presentan un impacto considerable para el usuario. 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:



Frente a la aplicación de opciones tarifarias definidas según la Res. CREG 012 de 2020, para este segundo trimestre, 31 empresas se acogieron a la metodología. En el Anexo 1. “Tarifa (estrato 4) para Empresas que aplicaron Opción Tarifaria (\$/kWh)” se pueden evidenciar los nombres de las empresas que se acogieron, así como la comparación del CU resultado de la Res. CREG 119 de 2007 y el de la Res. CREG 012 de 2020.

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

MERCADO	ADD	ESTRATO 4
COSTA CARIBE	SIN ADD	485,16
POPAYAN	OCCIDENTE	514,93
BOGOTA	ORIENTE	525,77
HUILA	ORIENTE	538,57
BOYACA	ORIENTE	539,00
ARAUCA	ORIENTE	551,19
TULUA	OCCIDENTE	555,51
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	OCCIDENTE	557,32
RUITOQUE	CENTRO	557,52
CARTAGO	OCCIDENTE	559,86
EPSAU	OCCIDENTE	559,88
CASANARE	SUR	565,18
NARIÑO	OCCIDENTE	566,08
META	SUR	566,61
SANTANDER	CENTRO	569,92
CAQUETA	SUR	570,12
QUIINDIO	CENTRO	570,43
CALDAS	CENTRO	571,55
GUAVIARE	SIN ADD	571,70
ANTIOQUIA UNIFICADO	CENTRO	571,75
PEREIRA	CENTRO	575,42
PUTUMAYO	SUR	575,70
NORTE DE SANTANDER	CENTRO	578,86
CAUCA	OCCIDENTE	579,74
BAJO PUTUMAYO	SUR	582,28
CHOCO	SIN ADD	600,88
SIBUNDOY	SUR	663,08
TOLIMA	SIN ADD	697,22

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 3.845,86 \$/USD\$.

De manera general, el valor del componente de generación de algunos comercializadores se vio fuertemente impactado por los altos precios de bolsa que se venían presentando desde febrero de 2020, aunado al porcentaje de exposición a la misma. Debido a lo anterior, el valor de algunos componentes fue acotado gracias al Factor de Ajuste (AJ) contemplado en la Resolución CREG 119 de 2020 y que tiene un funcionamiento similar al de la opción tarifaria.

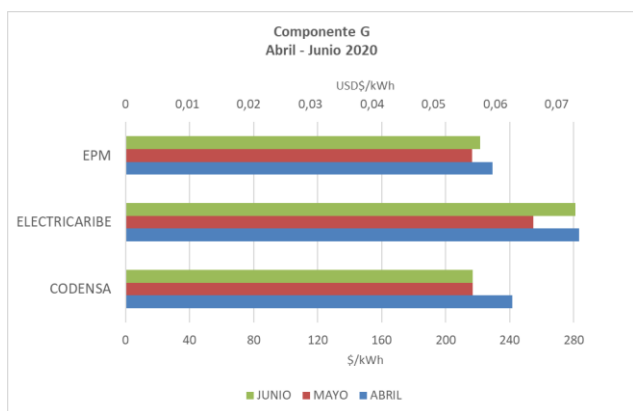
Grupo 1

El valor promedio para el segundo trimestre de 2020 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 240,12 \$/kWh, un 1,11% por debajo respecto al primer trimestre de 2020. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde a EPM E.S.P.



para el mes de mayo de 2020 con un valor igual a 216,57 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., con 283,15 \$/kWh para el mes de abril de 2020. De igual manera, respecto al primer trimestre de 2020, el componente de Generación de las tres empresas aumentó y todos se encuentran en promedio por encima de los 220 \$/kWh.

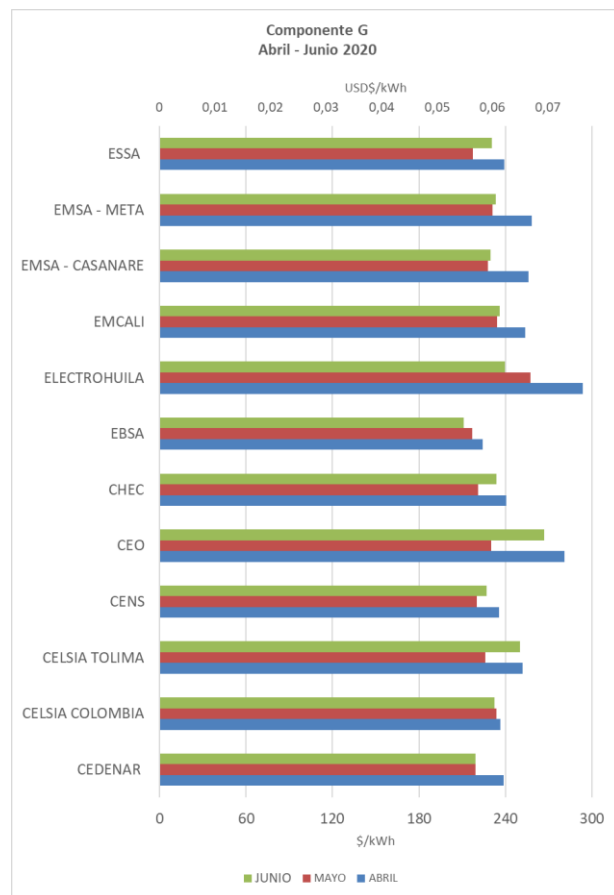
Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CODENSA	241,47	216,73	216,70
ELECTRICARIBE	283,15	254,81	281,12
EPM	229,13	216,57	221,40



Grupo 2

Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el segundo trimestre de 2020 corresponde a 237,49 \$/kWh, 1,91% por debajo del promedio del primer trimestre del año 2019. Con un valor de 210,89 \$/kWh, EBSA S.A. E.S.P. presentó, para el trimestre, el menor costo del componente G en el mes de junio de 2020; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde nuevamente a Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. para el mes de abril de 2020, con un valor igual a 293,31 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CEDENAR	238,65	219,13	219,00
CELSIA COLOMBIA	236,55	233,72	232,08
CELSIA TOLIMA	251,60	225,99	250,16
CENS	235,39	219,92	226,76
CEO	281,00	230,15	266,79
CHEC	240,52	220,71	233,73
EBSA	224,02	216,83	210,89
ELECTROHUILA	293,31	257,19	239,38
EMCALI	253,78	234,28	235,78
EMSA - CASANARE	255,83	227,88	229,60
EMSA - META	258,06	230,86	233,19
ESSA	239,05	217,24	230,64



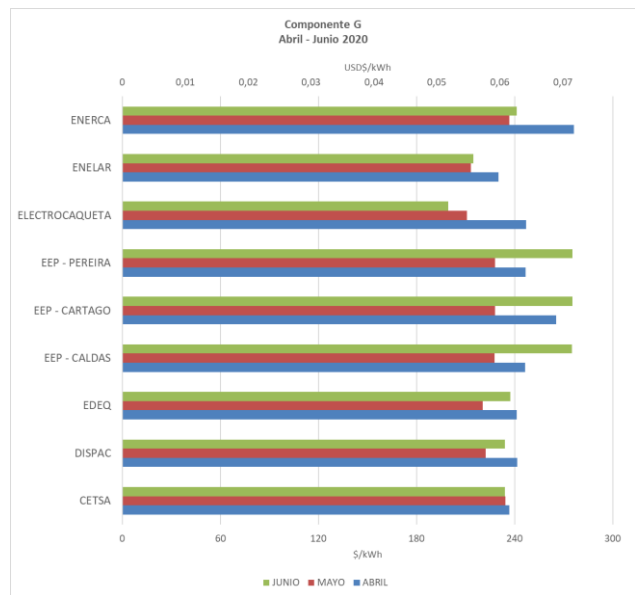
Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 238,45 \$/kWh, 1,18% por debajo del promedio del primer 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 junio de 2020 con un valor igual a 199,32 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde nuevamente a ENERCA S.A. E.S.P., con un valor de 276,04 para el mes de abril de 2020 y estando 18,45 \$/kWh por debajo del G de marzo de 2020.

Para este trimestre, se indica que Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. es el comercializador entrante en el mercado Cartago y a la vez el comercializador incumbente debido a que asumió la actividad de comercialización de energía en dicho mercado, actividad que realizó EMCARTAGO hasta el 12 de abril de 2020.



Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CETSA	236,72	234,36	234,04
DISPAC	241,58	222,14	234,02
EDEQ	241,16	220,54	237,31
EEP - CALDAS	246,26	227,61	275,09
EEP - CARTAGO	265,25	227,92	275,16
EEP - PEREIRA	246,65	228,02	275,21
ELECTROCAQUETA	247,04	210,81	199,32
ENELAR	230,15	213,21	214,60
ENERCA	276,04	236,66	241,19



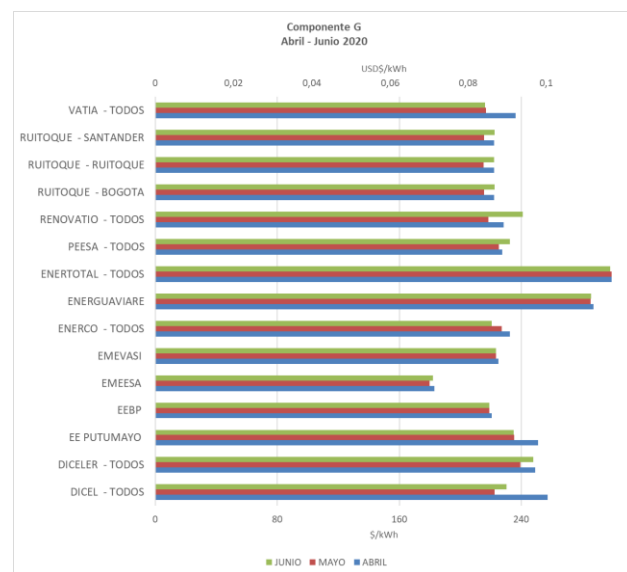
Grupo 4

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

Para este grupo, el valor promedio del componente de Generación es igual a 233,4 \$/kWh, 4,95% por debajo del promedio del primer trimestre de 2020. Así mismo, el menor valor reportado corresponde a la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P., con un valor igual a 179,77 \$/kWh para el mes de mayo de 2020, mientras que el valor más alto lo publicó ENERTOTAL S.A. E.S.P. en el mes de abril con un valor promedio en el componente de 299,38 \$/kWh.

A partir de este trimestre ya no se encuentra el comercializador EMCARTAGO ya que su negocio fue asumido por la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. desde el mes de abril de 2020.

Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
DICEL - TODOS	257,28	222,35	230,21
DICELER - TODOS	249,28	239,49	247,93
EE PUTUMAYO	250,92	235,39	235,10
EEBP	220,76	219,14	219,16
EMEESA	183,16	179,77	181,98
EMEVASI	225,07	223,39	223,45
ENERCO - TODOS	232,63	227,06	220,67
ENERGUAVIARE	287,38	285,55	285,69
ENERTOTAL - TODOS	299,38	299,22	298,36
PEESA - TODOS	227,51	225,48	232,42
RENOVATIO - TODOS	228,58	218,35	241,15
RUITOQUE - BOGOTA	222,35	215,50	222,57
RUITOQUE - RUITOQUE	222,07	215,25	222,32
RUITOQUE - SANTANDER	222,33	215,48	222,56
VATIA - TODOS	236,32	216,78	216,09



Comportamiento de los precios de contratos bilaterales

Teniendo en cuenta que alrededor del 80% de las compras de energía eléctrica con destino al mercado regulado se realizan a través de contratos bilaterales, los cuales tienen un impacto directo en la conformación del componente de Generación, es importante realizar un análisis del comportamiento que estos han tenido durante el trimestre. Para este segundo trimestre de 2020, el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos bilaterales (Qc) fue de 88,71%.

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 α , calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997 y un costo promedio



ponderado por energía (\$/kWh), de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes $m-1$ con destino al mercado regulado (variable Mc)¹.

Si bien el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007² define el componente de Generación mediante la siguiente fórmula:

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

Para efectos del presente análisis sólo se tendrá en cuenta lo asociado a los contratos bilaterales con destino al mercado regulado y se definirá esta nueva fórmula (únicamente con ocasión del presente análisis) como un $G^*_{m,i,j}$ de contratos de acuerdo a lo siguiente:

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

Nótese que este nuevo G^* se traduce en el costo máximo a trasladar al usuario final regulado, únicamente contemplando las compras de energía mediante contratos bilaterales. Así las cosas, de manera inicial puede extraerse del presente análisis que cuando el valor de la variable Pc de un Comercializador Minorista se encuentra por debajo de la variable Mc para un mes en particular, esto generará una utilidad en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación α . En contraparte, cuando el valor de la variable Pc de un Comercializador Minorista se encuentra por encima de la variable Mc para un mes en particular, se tendrá una pérdida en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación α .

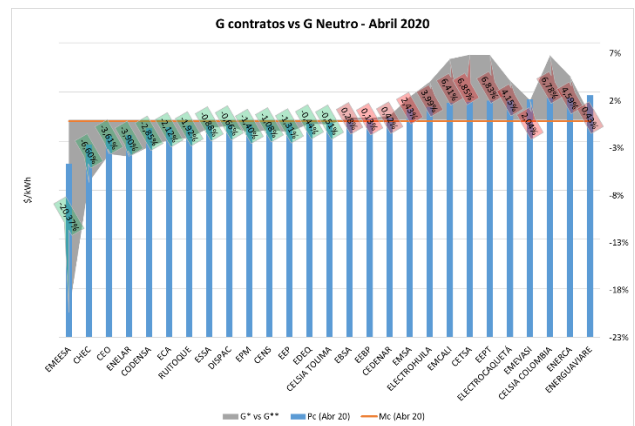
Ahora bien, teniendo en cuenta que lo anterior puede llegar a ocasionar un impacto en las tarifas trasladadas a los usuarios finales – toda vez que la variable Pc de cada Comercializador Minorista afecta de manera directa el valor del componente de Generación en un mes en particular –, el presente análisis propone contrastar este escenario real con un escenario contrafactual creado a través de la utilización de una variable $G^{**}_{m,i,j}$ de contratos neutra, el cual se calcula de manera individual para cada Comercializador Minorista (manteniendo todo lo demás constante) y utilizando un valor de la variable Pc igual a la variable Mc

del mes analizado, es decir, un escenario en el cual el Comercializador Minorista no tiene utilidades o pérdidas a propósito de los contratos bilaterales con destino al mercado regulado³.

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

Así las cosas, el objetivo de este análisis se basa en identificar el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado, para cada uno de los meses del cuarto trimestre del año 2019, de la variable $G^*_{m,i,j}$ de contratos respecto a la variable $G^{**}_{m,i,j}$ de contratos neutra para un usuario regulado atendido por cada uno de los comercializadores minoristas del mercado.

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



Como se observa, para el mes de abril de 2020 es posible identificar qué Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. continúa presentando el menor valor de la variable Pc , lo que se traduce en una reducción aproximada del 20,37% de la variable G^* respecto a la variable G^{**} ; quiere esto decir que, debido al bajo Pc presentado por esta empresa, sus usuarios perciben un componente G de contratos 20,37% menor al que percibirían en el caso en

¹ 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.

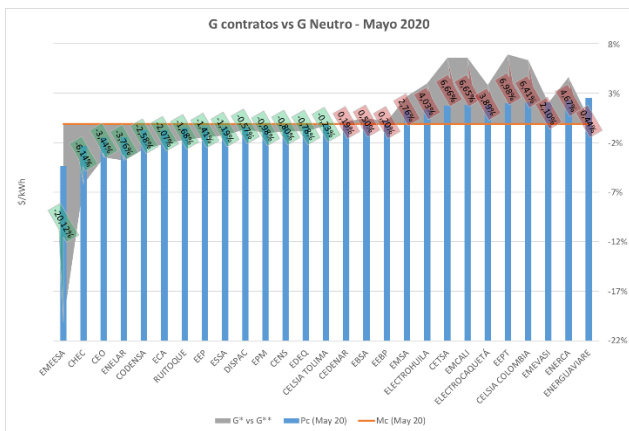
² Se aclara que, aunque la fórmula tarifaria fue modificada por la Res. CREG 129 de 2019, aún no se cuenta con la liquidación de contratos de largo plazo, por lo que por facilidad se usa la fórmula anterior.

³ Es importante anotar que, si bien un cambio en la variable Pc de un Comercializador Minorista puede llegar a afectar la composición de la variable Mc para el mes analizado, a efectos del presente análisis se mantendrá constante su valor para cada uno de los meses en cuestión.

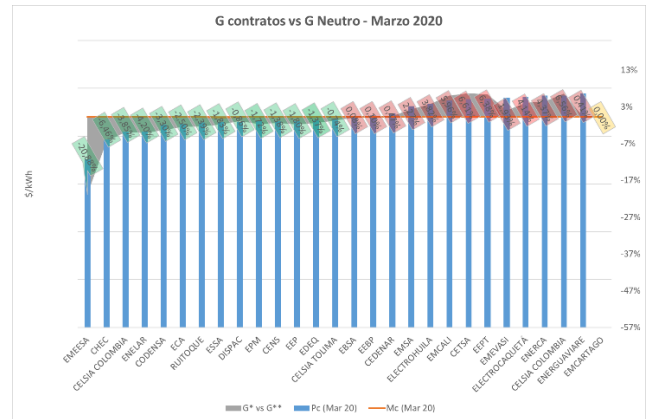


que la variable P_c fuera igual a la variable M_c . Por otro lado, ENERGUAVIARE E.S.P., para el mismo mes presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 0,43% de la variable G^* respecto a G^{**} ; lo anterior significa que debido a este valor de la variable P_c , un usuario de esta empresa percibe un componente G de contratos 0,43% 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.

Para el mes de mayo 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 20,12% 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 0,44% de la variable G^* respecto la variable G^{**} ; no obstante, lo anterior, debido a la existencia del factor de ponderación α , el mayor valor del porcentaje de aumento lo presentó Empresa de Energía de Putumayo S.A. E.S.P., con un valor igual a 6,98%.



Finalmente, para el mes de junio 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 20,25% de la variable G^* respecto a la variable G^{**} . Por su parte, ENERGUAVIARE E.S.P. presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que significa un aumento aproximado del 0,44%.



En general, cuando el valor de la variable P_c de un Comercializador Minorista es menor que el valor de la variable M_c del mes correspondiente, se tendrá que no sólo existe una utilidad en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación α , sino que además, al contrastar este caso con el contrafactual propuesto, el usuario estará percibiendo una reducción en el componente de Generación (respecto al que pagaría en el escenario contrafactual), lo que a su vez conlleva a una disminución en el valor del Costo Unitario de Prestación del Servicio.

En contraparte, cuando el valor de la variable P_c de un Comercializador Minorista es mayor que el valor de la variable M_c del mes correspondiente, no sólo se presentará una pérdida en función de la diferencia entre estas variables y el factor de ponderación α , sino también un aumento en el componente de Generación (respecto al que pagaría en el escenario contrafactual), lo que a su vez conlleva a un alza en el valor del Costo Unitario de Prestación del Servicio.

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

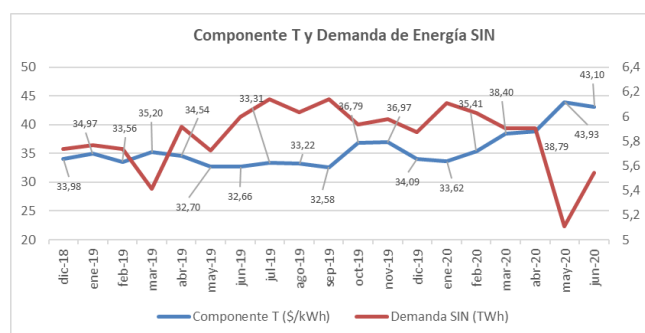
4. Componente de Transmisión (T)

El valor del componente de Transmisión es establecido mediante la Resolución CREG 011 de 2009 y es liquidado por XM S.A. E.S.P. en calidad de Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), a través de los cargos por uso del STN y corresponde a un solo valor a nivel nacional para todas las empresas.



El componente de Transmisión es calculado mediante una relación entre los ingresos mensuales del transmisor y la demanda de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Con base en lo anterior, es importante anotar que los ingresos del transmisor cambian cada vez que este solicita a la CREG la actualización de su base de activos y/o de otra variable involucrada en la mencionada resolución; dichas solicitudes no presentan una periodicidad definida, mientras la demanda de energía sí presenta variaciones mensuales.

En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento del componente T (\$/kWh) respecto del comportamiento de la demanda de energía en Teravatios hora (TWh) en el SIN con los valores del eje secundario; lo anterior con el propósito de ilustrar con claridad en una sola gráfica los valores de T y la demanda en el SIN.



Con base en los análisis de los trimestres anteriores, se observó que, al presentarse una menor demanda de energía eléctrica, mayor será el valor del componente de Transmisión, esto bajo el supuesto de ingresos del transmisor constantes por periodos de tiempo superiores a la variación de la demanda del SIN. Comportamiento que se vio reflejado en el 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 ΔT^4 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

⁴ El valor diferencial total de los cargos por Uso del STN es la sumatoria de las diferencias que se presentaron entre los cargos (actual y anterior) calculados antes de estos estimados.

gobierno nacional, con el fin de mitigar el contagio por COVID-19.

Para el segundo trimestre 2020, el valor del componente T estuvo en un rango entre 38,79 \$/kWh y 43,93 \$/kWh; es decir que su mínimo estuvo 5,17 \$/kWh por encima y su máximo 5,53 \$/kWh por encima en comparación con los datos presentados en el primer trimestre de 2020.

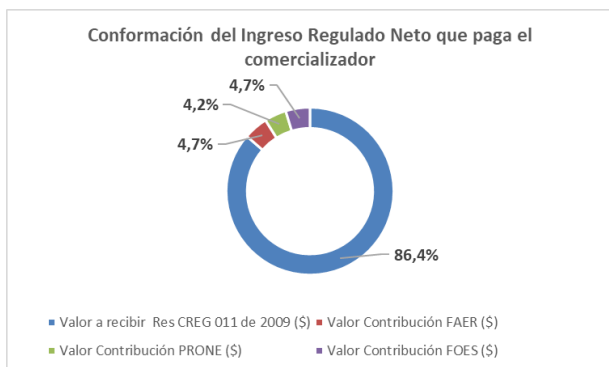
Los ajustes o ΔT calculados por el LAC, tuvieron un promedio de 2,716192 \$/kWh pero con un máximo de 5,285118 \$/kWh en junio y un mínimo de 1,104871\$/kWh en abril; vale la pena recordar que estos valores son el resultado a los ajustes realizados en la facturación de meses anteriores.

De igual manera el valor del Ingreso Regulado Neto que pagan los participantes del mercado tenido en cuenta para cálculo del componente mensual, tuvo un comportamiento decreciente con valores de \$ 222,411 millones para abril, \$ 215,394 millones para mayo y \$ 209,702 millones para junio.

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

	abr-20	may-20	jun-20
Numerador:			
Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	222.411.067.405	215.394.794.804	209.702.172.283
Denominador:			
Energía del SIN (kWh)	5.901.751.568	5.108.166.689	5.545.457.859
Sumar:			
ΔT (\$/kWh)	1,104871	1,758588	5,285118
Componente T (\$/kWh)	38,79	43,93	43,10

En promedio para el segundo 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)⁵ las cuales se definen como el “Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley”, y se establece que debe existir un cargo único por Nivel de Tensión por cada ADD.

Teniendo en cuenta lo anterior, para el análisis de este componente se procedió a agrupar las empresas de acuerdo a su ADD, creando además un grupo denominado “sin ADD”, el cual corresponde a las empresas que no pertenecen a ningún Área de Distribución⁶.

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 tarifaria vigente.

Ya para este trimestre, el LAC calculaba los cargos por uso de 14 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, CETSA, CODENSA, EBSA, EEP OR Pereira y OR Cartago.

Componente de Distribución (DtUN) \$/kWh

	ADD	ABRIL	MAYO	JUNIO
	CENTRO	222,32	215,93	206,40
	OCCIDENTE	200,03	200,78	196,00
	ORIENTE	177,40	184,62	185,52
	SUR	212,76	221,00	218,57
SIN ADD	DISPAC S.A. ESP	146,85	151,27	147,33
	ELECTRICARIBE S.A. ESP	120,27	136,00	134,17
	ENERGUAVIARE ESP	155,69	159,86	157,28
	CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	319,03	328,09	338,35

Para el segundo trimestre de 2020, el valor más alto se presentó en junio de 2020 para CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P. con 338,35 \$/kWh. Este OR no pertenece a ninguna área de distribución por lo que su cargo por uso se traslada directamente al usuario. El incremento se debe al ingreso a la nueva metodología de distribución donde se remunera por ingreso regulado y se reconocen nuevos índices de pérdidas reconocidas.

Electricaribe S.A. E.S.P. al no pertenecer a ningún área de distribución y de acuerdo con los cargos por nivel de tensión aprobados por la CREG, presenta generalmente los cargos por uso de distribución más bajos, el valor más bajo presentado fue de 120,27 \$/kWh en el mes de abril. Se debe resaltar que a través de la Resolución CREG 010 de 2020, se permitió aplicar las compensaciones por calidad media de este OR y que aliviaron el componente favoreciendo a los usuarios del mercado.

Con excepción del OR Electricaribe por lo anteriormente mencionado, 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

⁵ ADD Centro: Santander, Norte de Santander, Caldas, Risaralda, Quindío y Antioquia.

ADD Occidente: Valle del Cauca, Cauca y Nariño.

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

ADD Sur: Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.

⁶ 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.



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, para 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 diciembre de 2019, enero y febrero de 2020 toda vez que, de acuerdo a lo establecido dentro de la metodología aplicada, las liquidaciones de ingresos tienen en cuenta la calidad del servicio percibida por los usuarios en el mes m-4.

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 segundo trimestre (abril, mayo y junio).

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 abril de 2020, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de febrero de 2020.

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

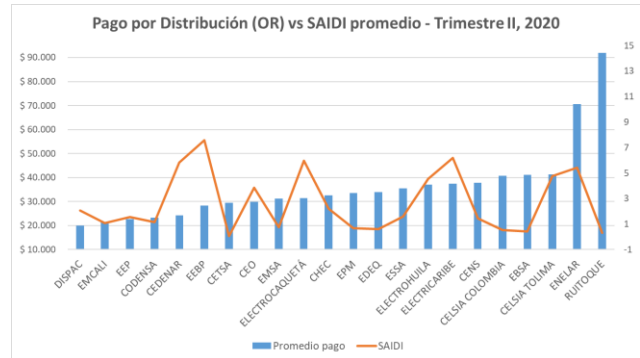
$$IngPC_{ORj} = \frac{IngOR_j_{TII}(NT_1)}{No._de_usuarios_{OR_j_{TII}(NT_1)}}$$

Donde:

- $IngOR_j_{TII}(NT_1)$: Ingresos promedio del OR, para el segundo trimestre del año 2020 en nivel de tensión 1,
- $No.de_usuarios_{OR_j_{TII}(NT_1)}$: Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de

tensión 1 para la liquidación del segundo 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 Empresa de Energía de Arauca E.S.P. y CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P. se permite evidenciar que, incluso teniendo la segunda (70.610 \$/usuario) y la tercera (41.215 \$/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 5,4 y 4,7 respectivamente.

Se aclara que para los OR que ya contaban con aprobación de ingresos aprobados en este trimestre, no se contaba con la información del SAIDI por lo que el promedio se realizó con uno, dos o tres meses dependiendo el caso.; lo anterior debido a que se espera que para el tercer trimestre de 2020 se inicie con la retroactividad al SUI del capítulo de Calidad del Servicio de la Resolución 20155 de 2019.

Se resaltan también los casos como el de CEDENAR S.A. E.S.P. que tiene el cuarto SAIDI más alto (5,84), pero tiene la posición 5 de 22 en cuanto a ingresos por suscriptor más bajos (24.193 \$/usuario) y la Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P, que presenta el séptimo menor ingreso por suscriptor (29.388 \$/usuario) y su SAIDI refleja la mejor calidad del servicio con 0,058; sin embargo, es importante anotar que la diferencia geográfica, climatológica y de densidad entre cada uno de los mercados puede ser causante de estos comportamientos.



6. Componente de Comercialización (C)

Tal como se realizó con el componente de Generación, dentro del componente de Comercialización se agrupan las empresas de acuerdo a su número de usuarios, buscando así comparar entre empresas de tamaño similar la gestión de su actividad comercial; así las cosas, se tienen los mismos grupos que se definieron en el componente de Generación.

Es importante mencionar que el cálculo del componente C depende en gran medida de las resoluciones particulares de aprobación del costo base de comercialización y riesgos de cartera para cada una de las empresas incumbentes, siendo esta una de las razones principales por la cual se presentan las diferencias en este componente.

Adicionalmente, es válido recordar que la metodología para la remuneración de Comercialización en el marco de la Res. CREG 180 de 2014 se establece como un costo máximo, por lo que regulatoriamente es posible aplicar un menor valor en este componente; afectando directamente el valor del CU, el cual estaría por debajo del máximo regulatorio, pero, tal como lo expresa el artículo 14.10 de la Ley 142 y el artículo 5 de la Res. CREG 031 de 1997, el régimen de tarifas de libertad regulada establece precios máximos y se faculta al comercializador para aplicar un valor inferior siempre y cuando este económicamente sustentado.

Similar a lo realizado con Generación, se incluye en las gráficas un eje X secundario expresando el valor del componente en USD\$/kWh. La TRM utilizada para la conversión del valor del componente corresponde al promedio diario de los tres meses analizados en el presente informe y que son publicados por el Banco de la República dando como resultado un valor de 3.845,86 \$/USD\$.

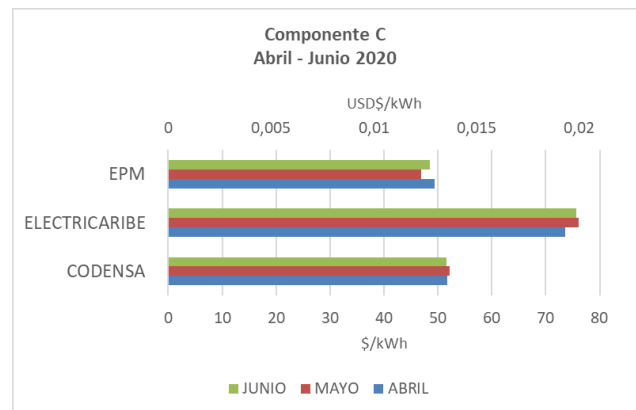
Grupo 1

El componente de Comercialización presentó un crecimiento de 7,63% en promedio para el segundo trimestre del 2020 pasando de 54,26 \$/kWh a 58,40 \$/kWh. El menor valor registrado en el componente de comercialización fue para Empresas Públicas de Medellín E.S.P., con un valor igual a 46,92 \$/kWh, en el mes de mayo. Por otro lado, el mayor valor lo registró la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., con un valor de 76,06 \$/kWh, en el mes de mayo, presentando un incremento de 6,41 \$/kWh en comparación con el mayor valor registrado por la ESP respecto al trimestre inmediatamente anterior. El incremento presentado obedeció a un incremento en el

subcomponente C*, que contempla una suma parcial del CU a que para marzo de 2020 era igual a 472,19 \$/kWh y para mayo de 2020 era igual a 499,54 \$/kWh; también se identifica un incremento en la variable riesgo de cartera (RC) pasando de 5,62% a 5,88%. Finalmente, se identifican variaciones en las ventas reguladas y del costo de las garantías financieras para cubrir las compras en bolsa ante el MEM.

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

Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CODENSA	51,75	52,24	51,54
ELECTRICARIBE	73,55	76,06	75,62
EPM	49,40	46,92	48,55

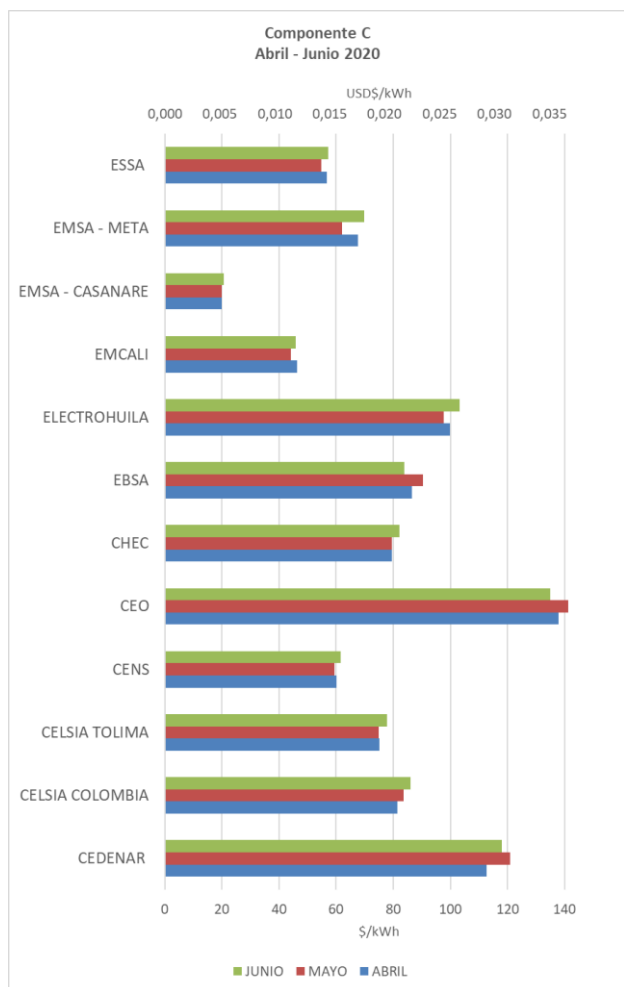


Grupo 2

El grupo 2 presentó un promedio de la componente C de 77,61 \$/kWh para el segundo 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 abril con un valor igual a 19,83 \$/kWh, sin embargo, este aumento en 2,20 \$/kWh en comparación con el menor valor registrado por la misma empresa respecto al trimestre inmediatamente anterior; en contraparte, el mayor valor del componente C fue el reportado por la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P. en el mes de mayo, con un valor de 141,18 \$/kWh.



Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CEDENAR	112,75	120,98	118,02
CELSIA COLOMBIA	81,52	83,66	86,02
CELSIA TOLIMA	75,16	74,91	77,85
CENS	60,08	59,32	61,67
CEO	137,83	141,18	135,04
CHEC	79,60	79,52	82,06
EBSA	86,55	90,50	83,87
ELECTROHUILA	99,95	97,60	103,12
EMCALI	46,31	44,25	45,86
EMSA - CASANARE	19,83	19,86	20,67
EMSA - META	67,52	62,16	69,85
ESSA	56,79	54,81	57,16

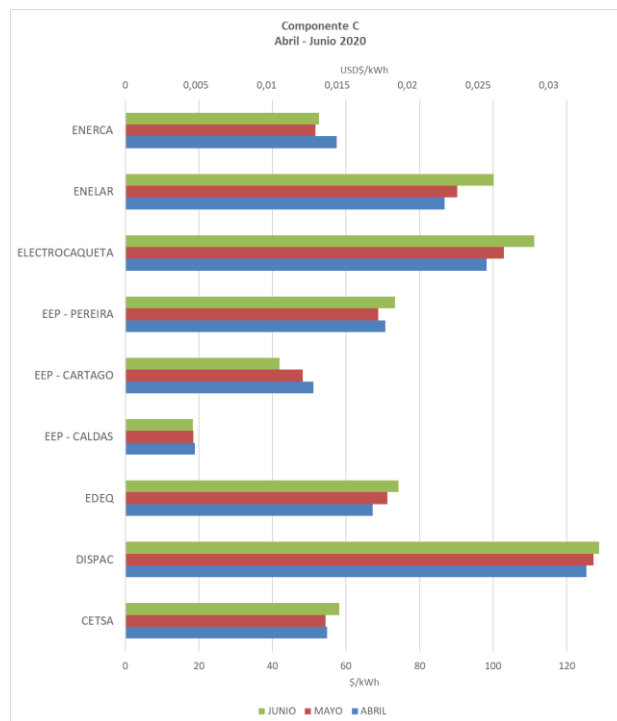


Dentro del grupo 2, las empresas Cedenar S.A. E.S.P. y CEO S.A.S. E.S.P. presentan en promedio el costo más alto en el componente de comercialización en comparación con el resto de empresas pertenecientes a este grupo. Cabe resaltar que los valores del RCAE de estas dos empresas son altos, así como el 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 segundo trimestre de 2020 de 71,21 \$/kWh, equivalente al 5% aproximadamente por debajo del promedio del trimestre inmediatamente anterior. Para el mes de junio 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 18,34 \$/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 febrero de 2020 para la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. -DISPAC, con un valor de 128,80 \$/kWh, estando este 0,29 \$/kWh por encima del mayor valor registrado por la empresa en el primer trimestre 2020.

Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CETSA	54,87	54,49	58,21
DISPAC	125,32	127,20	128,80
EDEQ	67,20	71,28	74,31
EEP - CALDAS	18,87	18,52	18,34
EEP - CARTAGO	51,15	48,31	41,85
EEP - PEREIRA	70,62	68,70	73,32
ELECTROCAQUETA	98,23	102,96	111,14
ENELAR	86,72	90,25	100,19
ENERCA	57,44	51,75	52,69



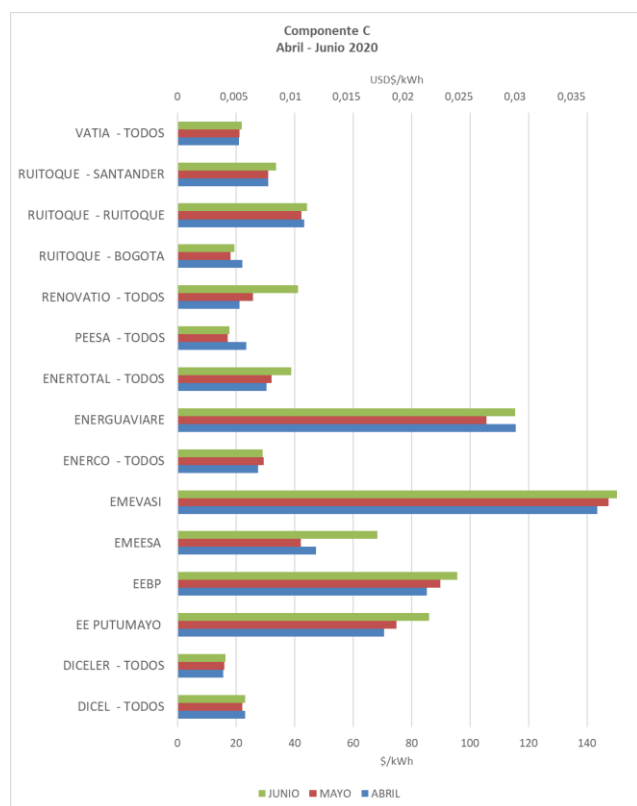
Grupo 4

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)	ABRIL	MAYO	JUNIO
DICEL - TODOS	23,06	22,03	23,16
DICELER - TODOS	15,65	15,99	16,37
EE PUTUMAYO	70,51	74,80	86,02
EEBP	85,21	89,86	95,63
EMEESA	47,29	42,09	68,26
EMEVASI	143,54	147,30	159,57
ENERCO - TODOS	27,44	29,38	29,07
ENERGUAVIARE	115,52	105,67	115,49
ENERTOTAL - TODOS	30,33	32,18	38,90
PEESA - TODOS	23,39	17,19	17,74
RENOVATIO - TODOS	21,22	25,82	41,20
RUITOQUE - BOGOTA	22,09	18,16	19,38
RUITOQUE - RUITOQUE	43,31	42,23	44,31
RUITOQUE - SANTANDER	30,88	31,05	33,76
VATIA - TODOS	20,98	21,21	22,00



Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 49,92 \$/kWh para el segundo trimestre de 2020, 4,3% por encima del promedio del primer trimestre 2020. Dentro del trimestre analizado, el menor valor del componente C para el Grupo 4 corresponde a la empresa DICELER S.A. E.S.P., con un valor igual a 15,65 \$/kWh en el mes de abril; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mismo mes con la Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S.A E.S.P., con un valor igual a 159,57 \$/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)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CEDENAR	42,28	40,72	40,27
CELSIA COLOMBIA	46,56	47,65	46,91
CELSIA TOLIMA	80,46	75,41	84,69
CENS	66,16	64,91	65,61
CEO	55,26	49,30	54,23
CETSA	43,22	44,37	43,87
CHEC	48,40	47,03	48,42
CODENSA	42,57	40,26	39,79
DICEL*	50,74	46,39	48,39
DICELER*	44,53	44,61	45,47
DISPAC	44,23	42,67	44,10
EBSA	41,42	41,80	40,37
EDEQ	40,22	38,75	49,03
EE PUTUMAYO	46,36	44,82	44,37
EEBP	40,89	42,16	41,78
EEL*	47,47	42,88	53,24
ELECTRICARIBE	51,04	48,20	51,95
ELECTROCAQUETA	45,10	40,79	38,49
ELECTROHUILA	52,53	48,46	44,35
EMCALI	46,17	44,69	44,43
EMEESA	35,14	35,94	29,74
EMEVASI	41,60	42,82	42,37
EMSA*	46,73	43,89	43,74
ENELAR	42,52	41,32	41,08
ENERCA	49,82	45,11	45,36
ENERCO*	47,84	47,74	47,87
ENERGUAVIARE	51,57	53,06	52,49
ENERTOTAL*	57,05	58,30	59,20
EPM	49,09	48,65	48,92
ESSA	53,47	51,29	53,15
PEESA*	45,39	47,24	48,00
RENOVATIO*	46,34	46,53	49,68
RUITOQUE*	43,42	43,94	44,61
VATIA*	46,67	44,82	45,21

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



Con base en la tabla que contiene los valores mensuales del componente de pérdidas, se observa que el menor valor lo presentó EMEESA S.A. E.S.P. en el mes de junio de 2020 con 29,74 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el junio de 2020 para la empresa Celsia Tolima S.A. E.S.P. con 84,69 \$/kWh.

Desde el trimestre anterior, 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 segundo trimestre de 2020 de cargos CPROG de cada uno de los Operadores de Red que cuentan con aprobación de ingresos:

Operador de Red	CPROG Promedio \$/kWh
CEDENAR	0,00
CETSA	4,09
EDEQ	4,14
ESSA	5,01
CELSIA COLOMBIA	5,60
EEP	5,79
EPM	7,06
CENS	7,97
CHEC	9,14
CEO	9,42
CELSIA TOLIMA	10,30

8. Componente de Restricciones (R)

En el componente de Restricciones se incluyen los sobrecostos en el sistema generados por los despachos de energía asociados a los límites técnicos de la red de transmisión o la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad; estos sobrecostos son asumidos por la demanda.

Este componente surgió como respuesta a los múltiples ataques a la red de transmisión durante el año 2000 y los primeros meses del 2001, lo que implicó que el costo de las

restricciones, considerado marginal bajo condiciones de operación normal del Sistema, pasara a ser uno de los principales costos de la tarifa. De esta manera, la CREG adoptó topes para remunerar la energía que por las restricciones en la red de transmisión se encuentran fuera de mérito.

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

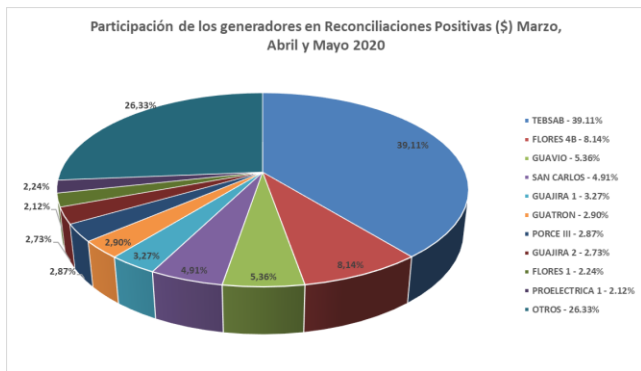
El numerador de dicho cociente se denomina CRS y está conformado por las restricciones aliviadas, desviaciones y el costo de remuneración de un activo del STN de la variante Guatapé. Las restricciones aliviadas son el resultado de restar o sumar a las restricciones totales (resultado de la generación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

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

Los conceptos asociados a restricciones son los siguientes:

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

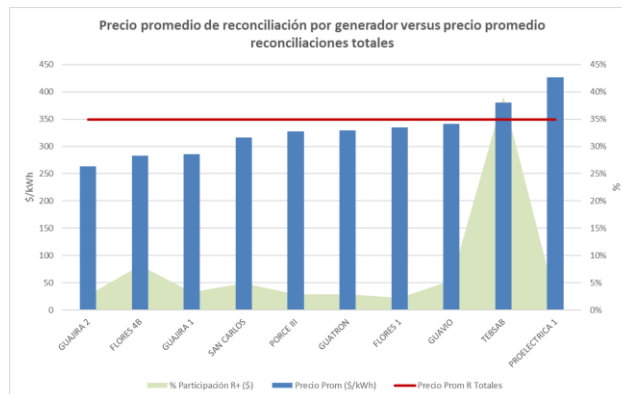
De esta manera, la Superintendencia profundizará inicialmente en la conformación de las Reconciliaciones Positivas. En una primera aproximación, en el siguiente gráfico se presenta la participación en las reconciliaciones positivas pagadas a los agentes (\$) en el periodo de marzo, abril y mayo de 2020:



En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del primer trimestre de 2020, se puede evidenciar que generadores como Tebsa, Guavio y Flores 4B continúan en el top 5 de generadores con mayor participación en las reconciliaciones positivas; sin embargo, para este segundo trimestre, Porce 3 y Pagua salieron del top 5 e ingresaron San Carlos y Guajira 1. Tebsa continúa siendo el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con aproximadamente el 39% de las mismas.

Así mismo, se calculó el precio aproximado en \$/kWh al que fue reconocido a los generadores el concepto de reconciliaciones positivas. Este valor se obtuvo como el cociente entre el valor total en pesos de las reconciliaciones sobre el valor total de la energía generada por Reconciliaciones positivas para el periodo marzo, abril y mayo 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 74% de la participación en las reconciliaciones positivas en pesos, que, comparado con el primer trimestre de 2020, ingresaron Guajira 1, Guajira 2 y Flores 1 y salieron Pagua, Sogamoso y Jaguas.



Para el segundo trimestre, Guavio disminuyó su participación en 1,73 puntos porcentuales; con un precio promedio cercano al precio promedio aproximado de todos los generadores, por otro lado, Flores 4B y San Carlos incrementaron su participación en aproximadamente 1,86% y 1,73% respectivamente; Tebsa pasó de 40,40% a 39,11% presentando una disminución en la participación de 1,29 puntos porcentuales. No obstante, es el de mayor participación.

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 julio de 2019 a junio de 2020, en donde se puede evidenciar el valor del componente presentaba una tendencia creciente, tendencia que siguió hasta septiembre, que podría deberse, entre otras causas, a la disminución del precio de bolsa, ocasionando que las plantas térmicas que generaban en merito, inicien a generar por seguridad, lo que implica un mayor valor de las reconciliaciones positivas que se trasfiere a la demanda vía componente de Restricciones.

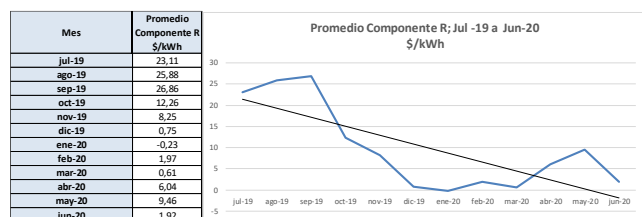
Para el cuarto trimestre de 2019, el componente presenta una tendencia decreciente pasando de 26,86 \$/kWh en el mes de septiembre a 12,26 \$/kWh, hasta alcanzar su menor valor en el mes de diciembre de 2019, con 0,75 \$/kWh. La disminución podría deberse, entre otras causas, a la ejecución de garantías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

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.

Ya para este segundo trimestre 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.



De igual forma, dentro del componente de restricciones, aparte de reconocer la generación por restricciones de la red, la CREG ha incorporado diferentes conceptos como la opción del precio de escasez reconocida a las plantas térmicas que operaron con combustibles líquidos durante las condiciones críticas ocasionadas por el fenómeno de El Niño 2015-2016 de acuerdo con la Resolución CREG 178 de 2015. Para el segundo trimestre este concepto no contó con participación en las restricciones asignadas de los meses de marzo, abril y mayo de 2020 que corresponden a los insumos para el cálculo del componente para abril, mayo y junio de 2020 respectivamente.

Otro concepto incluido en el componente de Restricciones corresponde al ingreso regulado (IR) liquidado mensualmente por el ASIC para los generadores térmicos a gas, que respaldan sus obligaciones de energía en firme con Gas Natural Importado (GNI), con el objeto de poder proveer generación por seguridad con este combustible, de conformidad con lo definido por la CREG mediante la Res. 062 de 2013. El valor promedio a cargo del comercializador por este concepto corresponde al 31,72% del total de las restricciones asignadas, con un valor en pesos estable.

Adicionalmente, el componente de restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión con una participación de 92,62% de los alivios a las restricciones asignadas. Para este trimestre se aplicaron conceptos de alivio por ejecución de garantías por un valor de 4 millones de pesos aproximadamente.

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 2.456 millones de pesos, lo que representa una participación de 7,35% de los alivios trasladados a la demanda.

A continuación, se muestra la información utilizada para el cálculo de las restricciones para el segundo trimestre de 2020 y corresponde a los meses de marzo, abril y mayo de 2020.

Concepto	Valor en pesos
TotalRestricciones (\$)	89.627.603.024
+ Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	3.054.484.062
+ Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	0
+ Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
+ Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	43.057.359.654
Total Restricciones asignadas	135.739.446.740
- Rentas de congestión (\$)	30.952.967.873
- Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	0
- Alivio por CIOEF(\$)	0
- Alivio por Ejecución de garantías (\$)	4.802.326
- Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/2015 en \$	0
- Alivio desviaciones Res. CREG 060/2019 (\$)	2.456.998.192
- Alivio restricciones RES 05/2010 (\$)	0
- Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	5.160.073
Total alivios a las restricciones asignadas	33.419.928.464
Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda	102.319.518.276

9. 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 segundo 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 particular⁷.

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	600,88
COSTA CARIBE	ENERCO	SIN ADD	448,52
COSTA CARIBE	RENOVATIO	SIN ADD	450,48
COSTA CARIBE	PEESA	SIN ADD	457,04
COSTA CARIBE	DICELER	SIN ADD	475,62
COSTA CARIBE	DICEL	SIN ADD	479,18
COSTA CARIBE	VATIA	SIN ADD	496,37
COSTA CARIBE	ENERTOTAL	SIN ADD	520,84
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE	SIN ADD	553,19
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	571,70
TOLIMA	CELSIA TOLIMA	SIN ADD	607,97
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	679,59
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	684,62
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	698,47
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	698,77
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	713,89
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	797,25

⁷ Dentro del Anexo 1 se detalla la información mensual de las tarifas aplicadas al estrato 4 para cada comercializador, dentro de cada mercado.



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO	CENTRO	555,39
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA	CENTRO	555,71
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA	CENTRO	560,68
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO	CENTRO	561,77
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM	CENTRO	567,36
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL	CENTRO	572,28
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL	CENTRO	629,06
CALDAS	VATIA	CENTRO	551,71
CALDAS	PEESA	CENTRO	553,81
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	554,25
CALDAS	DICEL	CENTRO	560,56
CALDAS	EEP	CENTRO	569,14
CALDAS	CHEC	CENTRO	602,94
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	608,41
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	571,65
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	572,12
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	573,04
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	581,05
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	596,46
PEREIRA	PEESA	CENTRO	549,95
PEREIRA	VATIA	CENTRO	552,16
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	554,37
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	554,76
PEREIRA	DICEL	CENTRO	564,23
PEREIRA	EEP	CENTRO	611,26
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	641,23
QUINDIO	VATIA	CENTRO	547,30
QUINDIO	PEESA	CENTRO	547,96
QUINDIO	RENOVATIO	CENTRO	556,57
QUINDIO	DICEL	CENTRO	560,04
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	586,37
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	624,36
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	548,37
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	566,66
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	559,70
SANTANDER	PEESA	CENTRO	560,44
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	565,74
SANTANDER	VATIA	CENTRO	566,60
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	576,04
SANTANDER	DICEL	CENTRO	576,96
SANTANDER	ESSA	CENTRO	583,97

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	526,32
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	530,72
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	531,99
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	533,01
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	553,78
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	578,70
CAU, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	646,75
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	530,50
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	531,34
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	533,39
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	550,48
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	580,03
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	633,41
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	531,76
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	538,79
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	539,07
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	540,54
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	573,50
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	639,55
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	694,95
EPSAU	ENERCO	OCCIDENTE	532,39
EPSAU	VATIA	OCCIDENTE	534,37
EPSAU	PEESA	OCCIDENTE	536,04
EPSAU	RENOVATIO	OCCIDENTE	538,08
EPSAU	DICEL	OCCIDENTE	554,63
EPSAU	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	593,57
EPSAU	ENERTOTAL	OCCIDENTE	630,09
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	534,15
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	534,40
NARIÑO	RENOVATIO	OCCIDENTE	534,43
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	558,36
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	590,44
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	644,73
POPAYAN	EMEESA	OCCIDENTE	514,93
TULLUA	VATIA	OCCIDENTE	530,22
TULLUA	PEESA	OCCIDENTE	531,84
TULLUA	RENOVATIO	OCCIDENTE	543,64
TULLUA	DICEL	OCCIDENTE	548,55
TULLUA	CETSA	OCCIDENTE	564,26
TULLUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	614,57

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	515,86
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	586,52
BOGOTA	RUITOQUE	ORIENTE	507,30
BOGOTA	RENOVATIO	ORIENTE	507,71
BOGOTA	ENERCO	ORIENTE	512,23
BOGOTA	PEESA	ORIENTE	514,00
BOGOTA	VATIA	ORIENTE	514,14
BOGOTA	DICEL	ORIENTE	530,96
BOGOTA	DICELER	ORIENTE	535,00
BOGOTA	CODENSA	ORIENTE	548,46
BOGOTA	ENERTOTAL	ORIENTE	562,14
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	514,80
BOYACA	PEESA	ORIENTE	516,47
BOYACA	VATIA	ORIENTE	517,05
BOYACA	DICEL	ORIENTE	532,91
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	557,00
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	562,64
BOYACA	EBSA	ORIENTE	572,13
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	512,75
HUILA	VATIA	ORIENTE	516,63
HUILA	PEESA	ORIENTE	517,23
HUILA	DICEL	ORIENTE	534,47
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	611,75

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	558,75
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	605,80
CAQUETA	PEESA	SUR	550,23
CAQUETA	RENOVATIO	SUR	551,94
CAQUETA	VATIA	SUR	552,43
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	625,88
CASANARE	RENOVATIO	SUR	548,87
CASANARE	VATIA	SUR	549,49
CASANARE	PEESA	SUR	550,68
CASANARE	DICEL	SUR	554,97
CASANARE	EMSA	SUR	568,46
CASANARE	ENERCA	SUR	618,63
META	RENOVATIO	SUR	545,02
META	VATIA	SUR	550,39
META	PEESA	SUR	550,65
META	DICEL	SUR	568,74
META	EMSA	SUR	618,27
PUTUMAYO	PEESA	SUR	549,90
PUTUMAYO	VATIA	SUR	550,41
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	626,77
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	663,08

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.

10. Usuarios no regulados

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

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



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

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

Para hacer un seguimiento a estos precios, la SSPD realizó el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio por cada una de las empresas, por tipo de usuario, por nivel de tensión y por ADD, para compararlo con un posible valor mínimo de CU estimado para estas mismas clasificaciones con el fin de identificar datos atípicos.

El cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio se realizó con la información reportada por cada una de las empresas en el formato 3 del Sistema Único de Información SUI de la Resolución SSPD 8055 de 2010 y el Formato TC2 de la Resolución SSPD 20155 de 2019 para los meses de abril, mayo y junio 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 segundo trimestre de 2020 y que es igual a 169,89 \$/kWh, correspondiente a abril 3 de 2020.
 - **Componente T:** Se tomó el promedio simple del valor del componente del segundo trimestre de 2020, igual a 41,94 \$/kWh.
 - **Componente P:** Para las ADD se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 169,89 \$/kWh y el T promedio de 41,94 \$/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. 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 169,89 \$/kWh y el T promedio de 41,94 \$/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 segundo 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 segundo trimestre de 2020 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (5,81 \$/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	435,85
CENTRO	NT2	376,12
CENTRO	NT3	292,13
CENTRO	NT4	257,13
OCCIDENTE	NT1	419,90
OCCIDENTE	NT2	349,42
OCCIDENTE	NT3	299,04
OCCIDENTE	NT4	257,13
ORIENTE	NT1	403,47
ORIENTE	NT2	339,06
ORIENTE	NT3	306,78
ORIENTE	NT4	257,13
SUR	NT1	438,41
SUR	NT2	382,38
SUR	NT3	317,06
SUR	NT4	257,13
COSTA CARIBE	NT1	348,59
COSTA CARIBE	NT2	311,49
COSTA CARIBE	NT3	288,91
COSTA CARIBE	NT4	248,33
CHOCO	NT1	370,77
CHOCO	NT2	324,06
TOLIMA	NT1	488,05
TOLIMA	NT2	411,07
TOLIMA	NT3	319,43
TOLIMA	NT4	260,50

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 segundo trimestre de 2020, el CU promedio más alto corresponde al sector Oficial atendido por EMGESA S.A. E.S.P. en el ADD Sur con un valor de 634,28 \$/kWh y el valor promedio más bajo corresponde al sector Comercial, servicio prestado por VATIA S.A. E.S.P. con 356,39 \$/kWh en el mercado Costa Caribe que no pertenece a ningún ADD.

Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para los meses de abril, mayo y junio de 2020 correspondiente al segundo trimestre es para la empresa ESANT S.A. E.S.P. con 660,16 \$/kWh en el sector Oficial en el ADD Centro; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a SOUTH32 ENERGY S.A.S. E.S.P. con 326,35 \$/kWh para el sector Comercial del mercado de comercialización Costa Caribe que no pertenece a ningún ADD.

Nivel de Tensión 3

Para este nivel de tensión, el valor promedio más alto para el periodo comprendido entre abril y junio de 2020 corresponde a RUITOQUE S.A. E.S.P., con 476,90 \$/kWh en el sector Comercial del ADD Centro; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a GECELCA S.A. E.S.P. con 305,49 \$/kWh para el sector Industrial en el ADD Centro.

Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para este segundo trimestre del año 2020 corresponde a EMGESA S.A. E.S.P. con 349,27 \$/kWh en el sector Industrial del mercado Costa Caribe; por su parte, EPM E.S.P. presenta el menor valor promedio con 269,23 \$/kWh en el sector Industrial para el ADD Oriente.

STN

De acuerdo con la información reportada al SUI, la empresa GECELCA S.A. E.S.P. reporta usuarios en el STN en el sector Industrial del ADD Centro y un CU promedio de 306,57 \$/kWh.

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 abril de 2020 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA	CENTRO	560,56
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO	CENTRO	561,50
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM	CENTRO	567,36
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO	CENTRO	574,74
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA	CENTRO	576,73
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL	CENTRO	602,44
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL	CENTRO	629,06
CALDAS	PEESA	CENTRO	558,72
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	561,06
CALDAS	VATIA	CENTRO	568,91
CALDAS	DICEL	CENTRO	579,07
CALDAS	EEP	CENTRO	579,93
CALDAS	CHEC	CENTRO	602,94
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	608,41
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	576,32
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	578,32
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	589,34
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	596,46
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	603,34
PEREIRA	PEESA	CENTRO	553,12
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	554,76
PEREIRA	VATIA	CENTRO	567,34
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	567,48
PEREIRA	DICEL	CENTRO	592,06
PEREIRA	EEP	CENTRO	627,85
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	641,23
QUINDIO	PEESA	CENTRO	549,98
QUINDIO	RENOVATIO	CENTRO	556,94
QUINDIO	VATIA	CENTRO	561,80
QUINDIO	DICEL	CENTRO	581,54
QUINDIO	EDCQ	CENTRO	586,37
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	624,36
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	555,55
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	573,75
SANTANDER	PEESA	CENTRO	565,74
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	566,15
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	571,78
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	576,04
SANTANDER	VATIA	CENTRO	582,83
SANTANDER	ESSA	CENTRO	583,97
SANTANDER	DICEL	CENTRO	607,39

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	526,32
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	PEESA	OCCIDENTE	530,41
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	VATIA	OCCIDENTE	543,39
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERCO	OCCIDENTE	543,41
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	DICEL	OCCIDENTE	576,75
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	EMCAU	OCCIDENTE	592,69
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	646,75
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	530,50
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	532,15
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	542,32
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	574,10
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	592,81
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	633,41
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	539,07
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	539,67
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	544,65
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	549,60
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	597,28
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	639,55
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	694,95
EPSAU	PEESA	OCCIDENTE	534,60
EPSAU	RENOVATIO	OCCIDENTE	538,08
EPSAU	ENERCO	OCCIDENTE	544,68
EPSAU	VATIA	OCCIDENTE	545,19
EPSAU	DICEL	OCCIDENTE	578,04
EPSAU	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	593,57
EPSAU	ENERTOTAL	OCCIDENTE	630,09
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	533,65
NARIÑO	RENOVATIO	OCCIDENTE	534,43
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	544,66
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	581,38
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	590,44
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	644,73
POPAYAN	EMEESA	OCCIDENTE	510,85
TULLIA	PEESA	OCCIDENTE	530,30
TULLIA	VATIA	OCCIDENTE	541,06
TULLIA	RENOVATIO	OCCIDENTE	543,64
TULLIA	CETSA	OCCIDENTE	564,26
TULLIA	DICEL	OCCIDENTE	571,93
TULLIA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	614,57

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	520,30
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	586,52
BOGOTA	PEESA	ORIENTE	507,17
BOGOTA	RUITOQUE	ORIENTE	507,30
BOGOTA	RENOVATIO	ORIENTE	507,71
BOGOTA	VATIA	ORIENTE	518,69
BOGOTA	ENERCO	ORIENTE	520,19
BOGOTA	DICELER	ORIENTE	533,05
BOGOTA	DICEL	ORIENTE	549,31
BOGOTA	CODENSA	ORIENTE	557,31
BOGOTA	ENERTOTAL	ORIENTE	562,14
BOYACA	PEESA	ORIENTE	509,85
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	514,80
BOYACA	VATIA	ORIENTE	521,67
BOYACA	DICEL	ORIENTE	551,44
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	557,00
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	565,89
BOYACA	EBSA	ORIENTE	572,13
HUILA	PEESA	ORIENTE	510,68
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	512,75
HUILA	VATIA	ORIENTE	521,35
HUILA	DICEL	ORIENTE	552,83
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	571,75

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	558,87
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	605,80
CAQUETA	PEESA	SUR	543,54
CAQUETA	RENOVATIO	SUR	551,94
CAQUETA	VATIA	SUR	558,08
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	635,71
CASANARE	PEESA	SUR	544,08
CASANARE	RENOVATIO	SUR	548,87
CASANARE	VATIA	SUR	554,78
CASANARE	DICEL	SUR	558,59
CASANARE	EMSA	SUR	581,98
CASANARE	ENERCA	SUR	643,35
META	PEESA	SUR	544,07
META	RENOVATIO	SUR	545,02
META	VATIA	SUR	555,62
META	DICEL	SUR	586,71
META	EMSA	SUR	632,27
PUTUMAYO	PEESA	SUR	543,10
PUTUMAYO	VATIA	SUR	555,72
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	626,77
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	663,08

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	606,35
COSTA CARIBE	PEESA	SIN ADD	448,62
COSTA CARIBE	RENOVATIO	SIN ADD	450,48
COSTA CARIBE	ENERCO	SIN ADD	459,71
COSTA CARIBE	VATIA	SIN ADD	465,89
COSTA CARIBE	DICELER	SIN ADD	470,39
COSTA CARIBE	DICEL	SIN ADD	491,66
COSTA CARIBE	ENERTOTAL	SIN ADD	520,84
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE	SIN ADD	553,19
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	571,70
TOLIMA	CELSIA TOLIMA	SIN ADD	607,97
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	684,62
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	686,87
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	694,82
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	698,85
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	733,26
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	797,25

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



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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO	CENTRO	552,34
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO	CENTRO	555,29
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA	CENTRO	555,54
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL	CENTRO	561,51
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA	CENTRO	562,37
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM	CENTRO	567,36
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL	CENTRO	629,06
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	550,84
CALDAS	PEESA	CENTRO	553,63
CALDAS	VATIA	CENTRO	554,91
CALDAS	DICEL	CENTRO	557,38
CALDAS	EEP	CENTRO	563,74
CALDAS	CHEC	CENTRO	602,94
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	608,41
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	570,40
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	572,89
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	574,17
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	575,63
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	586,46
PEREIRA	VATIA	CENTRO	546,18
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	547,82
PEREIRA	PEESA	CENTRO	548,21
PEREIRA	DICEL	CENTRO	550,31
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	554,76
PEREIRA	EEP	CENTRO	602,97
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	641,23
QUINDIO	PEESA	CENTRO	544,90
QUINDIO	VATIA	CENTRO	547,30
QUINDIO	DICEL	CENTRO	550,22
QUINDIO	RENOVATIO	CENTRO	556,38
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	586,37
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	624,36
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	546,87
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	567,43
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	556,47
SANTANDER	PEESA	CENTRO	559,98
SANTANDER	DICEL	CENTRO	566,05
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	566,68
SANTANDER	VATIA	CENTRO	569,32
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	576,04
SANTANDER	ESSA	CENTRO	583,97

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	524,38
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	526,32
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	532,55
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	536,81
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	543,74
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	576,68
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	646,75
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	530,50
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	533,76
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	535,22
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	540,50
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	573,64
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	633,41
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	525,32
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	539,07
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	540,79
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	542,59
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	562,14
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	639,55
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	694,95
EPSAU	ENERCO	OCCIDENTE	526,24
EPSAU	PEESA	OCCIDENTE	536,56
EPSAU	RENOVATIO	OCCIDENTE	538,08
EPSAU	VATIA	OCCIDENTE	538,24
EPSAU	DICEL	OCCIDENTE	544,68
EPSAU	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	593,57
EPSAU	ENERTOTAL	OCCIDENTE	630,09
NARIÑO	RENOVATIO	OCCIDENTE	534,43
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	534,52
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	538,35
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	548,17
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	590,44
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	644,73
POPAYAN	EMFESA	OCCIDENTE	513,30
TULUA	PEESA	OCCIDENTE	532,42
TULUA	VATIA	OCCIDENTE	534,11
TULUA	DICEL	OCCIDENTE	538,68
TULUA	RENOVATIO	OCCIDENTE	543,64
TULUA	CETSA	OCCIDENTE	564,26
TULUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	614,57

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	519,35
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	586,52
BOGOTA	RUITOQUE	ORIENTE	507,30
BOGOTA	RENOVATIO	ORIENTE	507,71
BOGOTA	ENERCO	ORIENTE	508,25
BOGOTA	PEESA	ORIENTE	513,29
BOGOTA	VATIA	ORIENTE	518,18
BOGOTA	DICEL	ORIENTE	521,79
BOGOTA	DICELER	ORIENTE	533,05
BOGOTA	CODENSA	ORIENTE	549,66
BOGOTA	ENERTOTAL	ORIENTE	562,14
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	514,80
BOYACA	PEESA	ORIENTE	515,74
BOYACA	VATIA	ORIENTE	520,75
BOYACA	DICEL	ORIENTE	523,64
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	557,00
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	561,01
BOYACA	EBSSA	ORIENTE	572,13
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	512,75
HUILA	PEESA	ORIENTE	516,45
HUILA	VATIA	ORIENTE	520,40
HUILA	DICEL	ORIENTE	525,30
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	611,75

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	559,82
BAJO PUTUMAYO	EERP	SUR	605,80
CAQUETA	PEESA	SUR	551,25
CAQUETA	RENOVATIO	SUR	551,94
CAQUETA	VATIA	SUR	558,85
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	629,65
CASANARE	RENOVATIO	SUR	548,87
CASANARE	PEESA	SUR	551,63
CASANARE	VATIA	SUR	554,84
CASANARE	DICEL	SUR	556,10
CASANARE	EMSA	SUR	566,46
CASANARE	ENERCA	SUR	609,49
CASANARE	RENOVATIO	SUR	645,02
META	PEESA	SUR	551,60
META	VATIA	SUR	555,73
META	DICEL	SUR	560,23
META	EMSA	SUR	612,23
PUTUMAYO	PEESA	SUR	550,81
PUTUMAYO	VATIA	SUR	555,78
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	626,77
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	663,08

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	598,14
COSTA CARIBE	ENERCO	SIN ADD	442,93
COSTA CARIBE	RENOVATIO	SIN ADD	450,48
COSTA CARIBE	PEESA	SIN ADD	453,52
COSTA CARIBE	DICELER	SIN ADD	470,39
COSTA CARIBE	DICEL	SIN ADD	472,94
COSTA CARIBE	VATIA	SIN ADD	473,51
COSTA CARIBE	ENERTOTAL	SIN ADD	520,84
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE	SIN ADD	553,19
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	571,70
TOLIMA	CELSIA TOLIMA	SIN ADD	607,97
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	671,97
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	684,62
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	696,32
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	698,56
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	704,20
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	797,25

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



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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA	CENTRO	542.95
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA	CENTRO	551.03
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO	CENTRO	552.34
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL	CENTRO	552.90
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO	CENTRO	555.29
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM	CENTRO	567.36
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL	CENTRO	629.06
CALDAS	VATIA	CENTRO	531.33
CALDAS	DICEL	CENTRO	545.23
CALDAS	PEESA	CENTRO	549.08
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	550.84
CALDAS	EEP	CENTRO	563.74
CALDAS	CHEC	CENTRO	602.94
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	608.41
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	551.43
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	564.17
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	567.13
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	570.40
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	596.46
PEREIRA	VATIA	CENTRO	542.96
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	547.82
PEREIRA	PEESA	CENTRO	548.52
PEREIRA	DICEL	CENTRO	550.31
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	554.76
PEREIRA	EEP	CENTRO	602.97
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	641.23
QUINDIO	VATIA	CENTRO	532.78
QUINDIO	DICEL	CENTRO	548.36
QUINDIO	PEESA	CENTRO	549.01
QUINDIO	RENOVATIO	CENTRO	556.38
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	586.37
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	624.36
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	542.70
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	558.79
SANTANDER	VATIA	CENTRO	547.67
SANTANDER	PEESA	CENTRO	555.59
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	556.47
SANTANDER	DICEL	CENTRO	557.44
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	558.76
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	576.04
SANTANDER	ESSA	CENTRO	583.97

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	VATIA	OCCIDENTE	518.81
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERCO	OCCIDENTE	524.28
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	526.32
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	PEESA	OCCIDENTE	533.01
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	DICEL	OCCIDENTE	540.84
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	EMCAJ	OCCIDENTE	566.72
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	646.75
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	516.48
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	530.50
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	534.24
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	536.83
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	573.64
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	633.41
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	524.17
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	525.32
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	539.07
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	541.17
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	561.09
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	639.55
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	694.95
EPSAU	VATIA	OCCIDENTE	519.67
EPSAU	ENERCO	OCCIDENTE	526.24
EPSAU	PEESA	OCCIDENTE	536.96
EPSAU	RENOVATIO	OCCIDENTE	538.08
EPSAU	DICEL	OCCIDENTE	541.18
EPSAU	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	593.57
EPSAU	ENERTOTAL	OCCIDENTE	630.09
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	519.45
NARIÑO	RENOVATIO	OCCIDENTE	534.43
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	535.02
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	545.53
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	590.44
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	644.73
POPAYAN	EMESA	OCCIDENTE	520.63
TULLIA	VATIA	OCCIDENTE	515.48
TULLIA	PEESA	OCCIDENTE	532.79
TULLIA	DICEL	OCCIDENTE	535.03
TULLIA	RENOVATIO	OCCIDENTE	543.64
TULLIA	CETSA	OCCIDENTE	564.26
TULLIA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	614.57

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	507.92
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	586.52
BOGOTA	VATIA	ORIENTE	505.54
BOGOTA	RUITOQUE	ORIENTE	507.30
BOGOTA	RENOVATIO	ORIENTE	507.71
BOGOTA	ENERCO	ORIENTE	508.25
BOGOTA	PEESA	ORIENTE	521.44
BOGOTA	DICEL	ORIENTE	521.79
BOGOTA	CODENSA	ORIENTE	538.42
BOGOTA	DICELER	ORIENTE	538.90
BOGOTA	ENERTOTAL	ORIENTE	562.14
BOYACA	VATIA	ORIENTE	508.74
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	514.80
BOYACA	DICEL	ORIENTE	523.65
BOYACA	PEESA	ORIENTE	523.81
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	557.00
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	561.01
BOYACA	EBSA	ORIENTE	572.13
HUILA	VATIA	ORIENTE	508.15
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	512.75
HUILA	PEESA	ORIENTE	524.55
HUILA	DICEL	ORIENTE	525.30
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	611.75

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	557.57
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	605.80
CAQUETA	VATIA	SUR	540.36
CAQUETA	RENOVATIO	SUR	551.94
CAQUETA	PEESA	SUR	555.92
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	612.29
CASANARE	VATIA	SUR	538.86
CASANARE	RENOVATIO	SUR	548.87
CASANARE	DICEL	SUR	550.22
CASANARE	PEESA	SUR	556.32
CASANARE	EMSA	SUR	556.95
CASANARE	ENERCA	SUR	603.06
META	VATIA	SUR	539.83
META	RENOVATIO	SUR	545.02
META	PEESA	SUR	556.28
META	DICEL	SUR	559.28
META	EMSA	SUR	610.30
PUTUMAYO	VATIA	SUR	539.72
PUTUMAYO	PEESA	SUR	555.80
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	626.77
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	663.08

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	598.14
COSTA CARIBE	ENERCO	SIN ADD	442.93
COSTA CARIBE	RENOVATIO	SIN ADD	450.48
COSTA CARIBE	PEESA	SIN ADD	468.99
COSTA CARIBE	DICEL	SIN ADD	472.94
COSTA CARIBE	DICELER	SIN ADD	486.08
COSTA CARIBE	ENERTOTAL	SIN ADD	520.84
COSTA CARIBE	VATIA	SIN ADD	549.72
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE	SIN ADD	553.19
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	571.70
TOLIMA	CELSIA TOLIMA	SIN ADD	607.97
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	671.97
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	684.62
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	697.99
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	704.20
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	713.14
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	797.25

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



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

Abril

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
ABRIL	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	631,00	596,46
ABRIL	CENTRO	CHEC	CALDAS	634,89	602,94
ABRIL	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	617,66	586,37
ABRIL	CENTRO	ENERTOTAL	ANTIOQUIA UNIFICADO	647,89	629,06
ABRIL	CENTRO	ENERTOTAL	CALDAS	626,58	608,41
ABRIL	CENTRO	ENERTOTAL	PEREIRA	660,43	641,23
ABRIL	CENTRO	ENERTOTAL	QUINDIO	643,02	624,36
ABRIL	CENTRO	ENERTOTAL	SANTANDER	587,94	576,04
ABRIL	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA UNIFICADO	596,32	567,36
ABRIL	CENTRO	ESSA	SANTANDER	615,77	583,97
ABRIL	CENTRO	PEESA	ANTIOQUIA UNIFICADO	567,12	560,56
ABRIL	CENTRO	PEESA	CALDAS	565,28	558,72
ABRIL	CENTRO	PEESA	NORTE DE SANTANDER	582,88	576,32
ABRIL	CENTRO	PEESA	PEREIRA	559,68	553,12
ABRIL	CENTRO	PEESA	QUINDIO	556,54	549,98
ABRIL	CENTRO	PEESA	RUITOQUE	562,11	555,55
ABRIL	CENTRO	PEESA	SANTANDER	572,30	565,74
ABRIL	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	641,54	590,44
ABRIL	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	EPSAU	608,40	593,57
ABRIL	OCCIDENTE	CEO	CAUCA	721,17	694,95
ABRIL	OCCIDENTE	CETS	TULLUA	578,85	564,26
ABRIL	OCCIDENTE	ENERTOTAL	ALI, JUMBO, PUERTO TEJAS	665,86	646,75
ABRIL	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CARTAGO	652,33	633,41
ABRIL	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CAUCA	658,65	639,55
ABRIL	OCCIDENTE	ENERTOTAL	EPSAU	648,95	630,09
ABRIL	OCCIDENTE	ENERTOTAL	NARIÑO	663,99	644,73
ABRIL	OCCIDENTE	ENERTOTAL	TULLUA	632,60	614,57
ABRIL	OCCIDENTE	PEESA	ALI, JUMBO, PUERTO TEJAS	536,97	530,41
ABRIL	OCCIDENTE	PEESA	CARTAGO	538,72	532,15
ABRIL	OCCIDENTE	PEESA	CAUCA	546,23	539,67
ABRIL	OCCIDENTE	PEESA	EPSAU	541,16	534,60
ABRIL	OCCIDENTE	PEESA	NARIÑO	540,22	533,65
ABRIL	OCCIDENTE	PEESA	TULLUA	536,87	530,30
ABRIL	ORIENTE	CODENSA	BOGOTA	557,31	557,31
ABRIL	ORIENTE	EBSA	BOYACA	576,49	572,13
ABRIL	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	667,07	611,75
ABRIL	ORIENTE	ENERTOTAL	BOGOTA	574,43	562,14
ABRIL	ORIENTE	ENERTOTAL	BOYACA	569,08	557,00
ABRIL	ORIENTE	PEESA	BOGOTA	513,73	507,17
ABRIL	ORIENTE	PEESA	BOYACA	516,41	509,85
ABRIL	ORIENTE	PEESA	HUILA	517,24	510,68
ABRIL	SIN ADD	CELSIA TOLIMA	TOLIMA	770,51	607,97
ABRIL	SIN ADD	ELECTRICARIBE	COSTA CARIBE	573,09	553,19
ABRIL	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	657,25	571,70
ABRIL	SIN ADD	ENERTOTAL	COSTA CARIBE	536,40	520,84
ABRIL	SIN ADD	ENERTOTAL	TOLIMA	821,01	797,25
ABRIL	SIN ADD	PEESA	COSTA CARIBE	455,18	448,62
ABRIL	SIN ADD	PEESA	TOLIMA	693,43	686,87
ABRIL	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	627,17	626,77
ABRIL	SUR	EEBP	BAJO PUTUMAYO	606,70	605,80
ABRIL	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	635,71	635,71
ABRIL	SUR	EMEVASI	SIBUNDOY	667,34	663,08
ABRIL	SUR	ENERCA	CASANARE	643,35	643,35
ABRIL	SUR	PEESA	CAQUETA	550,10	543,54
ABRIL	SUR	PEESA	CASANARE	550,65	544,08
ABRIL	SUR	PEESA	META	550,63	544,07
ABRIL	SUR	PEESA	PUTUMAYO	549,66	543,10

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

Mayo

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
MAYO	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	611,53	596,46
MAYO	CENTRO	CHEC	CALDAS	619,44	602,94
MAYO	CENTRO	DICEL	ANTIOQUIA UNIFICADO	561,51	561,51
MAYO	CENTRO	DICEL	CALDAS	557,38	557,38
MAYO	CENTRO	DICEL	NORTE DE SANTANDER	575,63	575,63
MAYO	CENTRO	DICEL	PEREIRA	550,31	550,31
MAYO	CENTRO	DICEL	QUINDIO	550,22	550,22
MAYO	CENTRO	DICEL	SANTANDER	566,05	566,05
MAYO	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	597,17	586,37
MAYO	CENTRO	EEP	CALDAS	563,74	563,74
MAYO	CENTRO	EEP	PEREIRA	602,97	602,97
MAYO	CENTRO	ENERCO	ANTIOQUIA UNIFICADO	570,68	555,29
MAYO	CENTRO	ENERCO	PEREIRA	556,95	547,82
MAYO	CENTRO	ENERTOTAL	ANTIOQUIA UNIFICADO	652,14	629,06
MAYO	CENTRO	ENERTOTAL	CALDAS	630,50	608,41
MAYO	CENTRO	ENERTOTAL	PEREIRA	659,01	641,23
MAYO	CENTRO	ENERTOTAL	QUINDIO	647,67	624,36
MAYO	CENTRO	ENERTOTAL	SANTANDER	585,84	576,04
MAYO	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA UNIFICADO	577,10	567,36
MAYO	CENTRO	ESSA	SANTANDER	595,72	583,97
MAYO	CENTRO	PEESA	ANTIOQUIA UNIFICADO	559,94	555,54
MAYO	CENTRO	PEESA	CALDAS	558,04	553,63
MAYO	CENTRO	PEESA	NORTE DE SANTANDER	577,38	572,89
MAYO	CENTRO	PEESA	PEREIRA	557,43	548,21
MAYO	CENTRO	PEESA	QUINDIO	557,75	544,90
MAYO	CENTRO	PEESA	RUITOQUE	551,31	546,87
MAYO	CENTRO	PEESA	SANTANDER	564,39	559,98
MAYO	CENTRO	RENOVATIO	ANTIOQUIA UNIFICADO	552,34	552,34
MAYO	CENTRO	RENOVATIO	CALDAS	550,84	550,84
MAYO	CENTRO	RENOVATIO	NORTE DE SANTANDER	570,40	570,40
MAYO	CENTRO	RENOVATIO	PEREIRA	555,00	554,76
MAYO	CENTRO	RENOVATIO	QUINDIO	556,38	556,38
MAYO	CENTRO	RENOVATIO	SANTANDER	556,47	556,47
MAYO	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	567,43	567,43
MAYO	CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	566,68	566,68
MAYO	CENTRO	VATIA	ANTIOQUIA UNIFICADO	562,37	562,37
MAYO	CENTRO	VATIA	CALDAS	554,90	554,90
MAYO	CENTRO	VATIA	NORTE DE SANTANDER	574,17	574,17
MAYO	CENTRO	VATIA	PEREIRA	546,18	546,18
MAYO	CENTRO	VATIA	QUINDIO	547,30	547,30
MAYO	CENTRO	VATIA	SANTANDER	569,32	569,32

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
MAYO	ORIENTE	CODENSA	BOGOTA	549,66	549,66
MAYO	ORIENTE	DICEL	BOGOTA	521,79	521,79
MAYO	ORIENTE	DICEL	BOYACA	523,64	523,64
MAYO	ORIENTE	DICEL	HUILA	525,30	525,30
MAYO	ORIENTE	DICELER	BOGOTA	538,90	533,05
MAYO	ORIENTE	EBSA	BOYACA	584,48	572,13
MAYO	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	644,81	611,75
MAYO	ORIENTE	ENERCO	BOGOTA	529,81	508,25
MAYO	ORIENTE	ENERCO	BOYACA	577,75	561,01
MAYO	ORIENTE	ENERTOTAL	BOGOTA	590,94	562,14
MAYO	ORIENTE	ENERTOTAL	BOYACA	584,59	557,00
MAYO	ORIENTE	PEESA	BOGOTA	519,74	513,39
MAYO	ORIENTE	PEESA	BOYACA	522,06	515,74
MAYO	ORIENTE	PEESA	HUILA	522,78	516,45
MAYO	ORIENTE	RENOVATIO	BOGOTA	514,97	507,71
MAYO	ORIENTE	RENOVATIO	BOYACA	520,76	514,80
MAYO	ORIENTE	RENOVATIO	HUILA	520,77	512,75
MAYO	ORIENTE	RUITOQUE	BOGOTA	511,71	507,30
MAYO	ORIENTE	VATIA	ARAUCA	519,35	519,35
MAYO	ORIENTE	VATIA	BOGOTA	518,18	518,18
MAYO	ORIENTE	VATIA	BOYACA	520,75	520,75
MAYO	ORIENTE	VATIA	HUILA	520,40	520,40



MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
MAYO	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	635,85	590,44
MAYO	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	EPSAU	618,35	593,57
MAYO	OCCIDENTE	CEO	CAUCA	674,95	694,95
MAYO	OCCIDENTE	CETSA	TULLUA	587,40	564,26
MAYO	OCCIDENTE	DICEL	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	543,74	543,74
MAYO	OCCIDENTE	DICEL	CARTAGO	540,50	540,50
MAYO	OCCIDENTE	DICEL	CAUCA	562,14	562,14
MAYO	OCCIDENTE	DICEL	EPSAU	544,68	544,68
MAYO	OCCIDENTE	DICEL	NARIÑO	548,17	548,17
MAYO	OCCIDENTE	DICEL	TULLUA	538,68	538,68
MAYO	OCCIDENTE	EMCALI	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	576,68	576,68
MAYO	OCCIDENTE	ENERCO	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	546,99	524,38
MAYO	OCCIDENTE	ENERCO	CAUCA	550,46	525,32
MAYO	OCCIDENTE	ENERCO	EPSAU	549,04	526,24
MAYO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	676,71	646,75
MAYO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CARTAGO	663,64	633,41
MAYO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CAUCA	669,93	639,55
MAYO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	EPSAU	658,15	630,09
MAYO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	NARIÑO	675,96	644,73
MAYO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	TULLUA	643,72	614,57
MAYO	OCCIDENTE	PEESA	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	536,98	532,55
MAYO	OCCIDENTE	PEESA	CARTAGO	538,19	533,76
MAYO	OCCIDENTE	PEESA	CAUCA	545,20	540,79
MAYO	OCCIDENTE	PEESA	EPSAU	540,97	536,56
MAYO	OCCIDENTE	PEESA	NARIÑO	538,96	534,52
MAYO	OCCIDENTE	PEESA	TULLUA	536,83	532,42
MAYO	OCCIDENTE	RENOVATIO	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	530,39	526,32
MAYO	OCCIDENTE	RENOVATIO	CARTAGO	534,11	530,50
MAYO	OCCIDENTE	RENOVATIO	CAUCA	544,42	539,07
MAYO	OCCIDENTE	RENOVATIO	EPSAU	544,93	538,08
MAYO	OCCIDENTE	RENOVATIO	NARIÑO	555,50	534,43
MAYO	OCCIDENTE	RENOVATIO	TULLUA	557,82	543,64
MAYO	OCCIDENTE	VATIA	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	536,81	536,81
MAYO	OCCIDENTE	VATIA	CARTAGO	535,22	535,22
MAYO	OCCIDENTE	VATIA	CAUCA	542,59	542,59
MAYO	OCCIDENTE	VATIA	EPSAU	538,24	538,24
MAYO	OCCIDENTE	VATIA	NARIÑO	538,35	538,35
MAYO	OCCIDENTE	VATIA	TULLUA	534,11	534,11

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
MAYO	SUR	DICEL	CASANARE	556,10	556,10
MAYO	SUR	DICEL	META	560,23	560,23
MAYO	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	631,43	626,77
MAYO	SUR	EEBP	BAJO PUTUMAYO	622,80	605,80
MAYO	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	629,65	629,65
MAYO	SUR	EMEVASI	SIBUNDOY	692,12	663,08
MAYO	SUR	ENERCA	CASANARE	609,49	609,49
MAYO	SUR	PEESA	CAQUETA	557,53	551,25
MAYO	SUR	PEESA	CASANARE	557,92	551,63
MAYO	SUR	PEESA	META	557,89	551,60
MAYO	SUR	PEESA	PUTUMAYO	557,10	550,81
MAYO	SUR	RENOVATIO	CAQUETA	586,92	551,94
MAYO	SUR	RENOVATIO	CASANARE	555,33	548,87
MAYO	SUR	RENOVATIO	META	558,59	545,02
MAYO	SUR	VATIA	BAJO PUTUMAYO	559,82	559,82
MAYO	SUR	VATIA	CAQUETA	558,85	558,85
MAYO	SUR	VATIA	CASANARE	554,84	554,84
MAYO	SUR	VATIA	META	555,73	555,73
MAYO	SUR	VATIA	PUTUMAYO	555,78	555,78

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
MAYO	SIN ADD	CELSIA TOLIMA	TOLIMA	758,88	607,97
MAYO	SIN ADD	DICEL	COSTA CARIBE	472,94	472,94
MAYO	SIN ADD	DICEL	TOLIMA	704,20	704,20
MAYO	SIN ADD	DICELER	COSTA CARIBE	486,09	470,39
MAYO	SIN ADD	ELECTRICARIBE	COSTA CARIBE	573,58	553,19
MAYO	SIN ADD	ENERCO	COSTA CARIBE	478,74	442,93
MAYO	SIN ADD	ENERCO	TOLIMA	707,53	671,97
MAYO	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	657,44	571,70
MAYO	SIN ADD	ENERTOTAL	COSTA CARIBE	563,28	520,84
MAYO	SIN ADD	ENERTOTAL	TOLIMA	839,40	797,25
MAYO	SIN ADD	PEESA	COSTA CARIBE	470,07	453,52
MAYO	SIN ADD	PEESA	TOLIMA	700,72	696,32
MAYO	SIN ADD	RENOVATIO	COSTA CARIBE	465,12	450,48
MAYO	SIN ADD	RENOVATIO	TOLIMA	696,13	684,62
MAYO	SIN ADD	VATIA	COSTA CARIBE	473,51	473,51
MAYO	SIN ADD	VATIA	TOLIMA	698,56	698,56

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

Junio

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
JUNIO	CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	608,28	596,46
JUNIO	CENTRO	CHEC	CALDAS	615,05	602,94
JUNIO	CENTRO	DICEL	ANTIOQUIA UNIFICADO	552,90	552,90
JUNIO	CENTRO	DICEL	CALDAS	545,23	545,23
JUNIO	CENTRO	DICEL	NORTE DE SANTANDER	564,17	564,17
JUNIO	CENTRO	DICEL	PEREIRA	553,32	550,31
JUNIO	CENTRO	DICEL	QUINDIO	548,36	548,36
JUNIO	CENTRO	DICEL	SANTANDER	557,44	557,44
JUNIO	CENTRO	EDEQ	QUINDIO	614,44	586,37
JUNIO	CENTRO	EEP	CALDAS	601,53	563,74
JUNIO	CENTRO	EEP	PEREIRA	656,48	602,97
JUNIO	CENTRO	ENERCO	ANTIOQUIA UNIFICADO	542,67	555,29
JUNIO	CENTRO	ENERCO	PEREIRA	542,92	547,82
JUNIO	CENTRO	ENERTOTAL	ANTIOQUIA UNIFICADO	640,53	629,06
JUNIO	CENTRO	ENERTOTAL	CALDAS	616,37	608,41
JUNIO	CENTRO	ENERTOTAL	PEREIRA	658,88	641,23
JUNIO	CENTRO	ENERTOTAL	QUINDIO	644,07	624,36
JUNIO	CENTRO	ENERTOTAL	SANTANDER	586,68	576,04
JUNIO	CENTRO	EPM	ANTIOQUIA UNIFICADO	572,92	567,36
JUNIO	CENTRO	ESSA	SANTANDER	592,14	583,97
JUNIO	CENTRO	PEESA	ANTIOQUIA UNIFICADO	551,03	551,03
JUNIO	CENTRO	PEESA	CALDAS	549,08	549,08
JUNIO	CENTRO	PEESA	NORTE DE SANTANDER	567,13	567,13
JUNIO	CENTRO	PEESA	PEREIRA	548,52	548,52
JUNIO	CENTRO	PEESA	QUINDIO	549,01	549,01
JUNIO	CENTRO	PEESA	RUITOQUE	544,67	542,70
JUNIO	CENTRO	PEESA	SANTANDER	555,59	555,59
JUNIO	CENTRO	RENOVATIO	ANTIOQUIA UNIFICADO	562,76	552,34
JUNIO	CENTRO	RENOVATIO	CALDAS	561,80	550,84
JUNIO	CENTRO	RENOVATIO	NORTE DE SANTANDER	585,76	570,40
JUNIO	CENTRO	RENOVATIO	PEREIRA	620,76	554,76
JUNIO	CENTRO	RENOVATIO	QUINDIO	651,80	556,38
JUNIO	CENTRO	RENOVATIO	SANTANDER	571,84	556,47
JUNIO	CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	558,80	558,80
JUNIO	CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	558,76	558,76
JUNIO	CENTRO	VATIA	ANTIOQUIA UNIFICADO	542,95	542,95
JUNIO	CENTRO	VATIA	CALDAS	531,33	531,33
JUNIO	CENTRO	VATIA	NORTE DE SANTANDER	551,43	551,43
JUNIO	CENTRO	VATIA	PEREIRA	542,96	542,96
JUNIO	CENTRO	VATIA	QUINDIO	532,78	532,78
JUNIO	CENTRO	VATIA	SANTANDER	547,67	547,67

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
JUNIO	ORIENTE	CODENSA	BOGOTA	538,42	538,42
JUNIO	ORIENTE	DICEL	BOGOTA	523,99	521,79
JUNIO	ORIENTE	DICEL	BOYACA	525,79	523,65
JUNIO	ORIENTE	DICEL	HUILA	527,55	525,30
JUNIO	ORIENTE	DICELER	BOGOTA	542,80	538,90
JUNIO	ORIENTE	EBSA	BOYACA	565,56	572,13
JUNIO	ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	612,55	611,75
JUNIO	ORIENTE	ENERCO	BOGOTA	513,26	508,25
JUNIO	ORIENTE	ENERCO	BOYACA	577,50	561,01
JUNIO	ORIENTE	ENERTOTAL	BOGOTA	587,34	562,14
JUNIO	ORIENTE	ENERTOTAL	BOYACA	581,29	557,00
JUNIO	ORIENTE	PEESA	BOGOTA	521,57	521,44
JUNIO	ORIENTE	PEESA	BOYACA	523,89	523,81
JUNIO	ORIENTE	PEESA	HUILA	524,73	524,55
JUNIO	ORIENTE	RENOVATIO	BOGOTA	533,51	507,71
JUNIO	ORIENTE	RENOVATIO	BOYACA	536,65	514,80
JUNIO	ORIENTE	RENOVATIO	HUILA	548,12	512,75
JUNIO	ORIENTE	RUITOQUE	BOGOTA	512,64	507,30
JUNIO	ORIENTE	VATIA	ARAUCA	507,92	507,92
JUNIO	ORIENTE	VATIA	BOGOTA	505,54	505,54
JUNIO	ORIENTE	VATIA	BOYACA	508,74	508,74
JUNIO	ORIENTE	VATIA	HUILA	508,15	508,15



MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
JUNIO	OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	617,99	590,44
JUNIO	OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	EPSAU	608,73	593,57
JUNIO	OCCIDENTE	CEO	CAUCA	696,60	694,95
JUNIO	OCCIDENTE	CETSA	TULLUA	579,33	564,26
JUNIO	OCCIDENTE	DICEL	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	540,84	540,84
JUNIO	OCCIDENTE	DICEL	CARTAGO	536,83	536,83
JUNIO	OCCIDENTE	DICEL	CAUCA	561,09	561,09
JUNIO	OCCIDENTE	DICEL	EPSAU	541,18	541,18
JUNIO	OCCIDENTE	DICEL	NARIÑO	545,53	545,53
JUNIO	OCCIDENTE	DICEL	TULLUA	535,03	535,03
JUNIO	OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	611,01	573,64
JUNIO	OCCIDENTE	EMCALI	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	566,72	566,72
JUNIO	OCCIDENTE	ENERCO	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	524,90	524,38
JUNIO	OCCIDENTE	ENERCO	CAUCA	531,32	525,32
JUNIO	OCCIDENTE	ENERCO	EPSAU	528,31	526,24
JUNIO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	673,68	646,75
JUNIO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CARTAGO	653,52	633,41
JUNIO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	CAUCA	660,79	639,55
JUNIO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	EPSAU	645,04	630,09
JUNIO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	NARIÑO	678,28	644,73
JUNIO	OCCIDENTE	ENERTOTAL	TULLUA	657,29	614,57
JUNIO	OCCIDENTE	PEESA	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	533,06	533,01
JUNIO	OCCIDENTE	PEESA	CARTAGO	534,24	534,24
JUNIO	OCCIDENTE	PEESA	CAUCA	541,17	541,17
JUNIO	OCCIDENTE	PEESA	EPSAU	536,96	536,96
JUNIO	OCCIDENTE	PEESA	NARIÑO	535,02	535,02
JUNIO	OCCIDENTE	PEESA	TULLUA	532,82	532,79
JUNIO	OCCIDENTE	RENOVATIO	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	546,23	526,32
JUNIO	OCCIDENTE	RENOVATIO	CARTAGO	548,25	530,50
JUNIO	OCCIDENTE	RENOVATIO	CAUCA	559,72	539,07
JUNIO	OCCIDENTE	RENOVATIO	EPSAU	651,02	538,08
JUNIO	OCCIDENTE	RENOVATIO	NARIÑO	604,13	534,43
JUNIO	OCCIDENTE	RENOVATIO	TULLUA	561,13	543,64
JUNIO	OCCIDENTE	VATIA	ALI, JUMBO, PUERTO TEJA	518,81	518,81
JUNIO	OCCIDENTE	VATIA	CARTAGO	516,48	516,48
JUNIO	OCCIDENTE	VATIA	CAUCA	524,17	524,17
JUNIO	OCCIDENTE	VATIA	EPSAU	519,67	519,67
JUNIO	OCCIDENTE	VATIA	NARIÑO	519,45	519,45
JUNIO	OCCIDENTE	VATIA	TULLUA	515,48	515,48

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
JUNIO	SUR	DICEL	CASANARE	550,22	550,22
JUNIO	SUR	DICEL	META	559,28	559,28
JUNIO	SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	628,58	626,77
JUNIO	SUR	EEBP	BAJO PUTUMAYO	619,40	605,80
JUNIO	SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	612,29	612,29
JUNIO	SUR	EMEVASI	SIBUNDOY	688,53	663,08
JUNIO	SUR	ENERCA	CASANARE	603,06	603,06
JUNIO	SUR	PEESA	CAQUETA	556,15	555,92
JUNIO	SUR	PEESA	CASANARE	556,56	556,32
JUNIO	SUR	PEESA	META	556,54	556,28
JUNIO	SUR	PEESA	PUTUMAYO	558,03	555,80
JUNIO	SUR	RENOVATIO	CAQUETA	635,20	551,94
JUNIO	SUR	RENOVATIO	CASANARE	587,29	548,87
JUNIO	SUR	RENOVATIO	META	576,53	545,02
JUNIO	SUR	VATIA	BAJO PUTUMAYO	557,57	557,57
JUNIO	SUR	VATIA	CAQUETA	540,36	540,36
JUNIO	SUR	VATIA	CASANARE	538,86	538,86
JUNIO	SUR	VATIA	META	539,83	539,83
JUNIO	SUR	VATIA	PUTUMAYO	539,72	539,72

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
JUNIO	SIN ADD	CELSIA TOLIMA	TOLIMA	798,92	607,97
JUNIO	SIN ADD	DICEL	COSTA CARIBE	473,06	472,94
JUNIO	SIN ADD	DICEL	TOLIMA	720,47	704,20
JUNIO	SIN ADD	DICELER	COSTA CARIBE	486,09	486,08
JUNIO	SIN ADD	DISPAC	CHOCO	599,12	598,14
JUNIO	SIN ADD	ELECTRICARIBE	COSTA CARIBE	588,22	553,19
JUNIO	SIN ADD	ENERCO	COSTA CARIBE	460,71	442,93
JUNIO	SIN ADD	ENERCO	TOLIMA	705,95	671,97
JUNIO	SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	655,51	571,70
JUNIO	SIN ADD	ENERTOTAL	COSTA CARIBE	559,05	520,84
JUNIO	SIN ADD	ENERTOTAL	TOLIMA	849,83	797,25
JUNIO	SIN ADD	PEESA	COSTA CARIBE	469,50	468,99
JUNIO	SIN ADD	PEESA	TOLIMA	716,23	713,14
JUNIO	SIN ADD	RENOVATIO	COSTA CARIBE	481,13	450,48
JUNIO	SIN ADD	RENOVATIO	TOLIMA	727,64	684,62
JUNIO	SIN ADD	VATIA	COSTA CARIBE	549,72	549,72
JUNIO	SIN ADD	VATIA	TOLIMA	697,99	697,99

Anexo 2

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

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

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EMCALI ESP	530,47	436,89	428,55	439,01	375,08
EMGESA SA ESP		414,19		333,09	
EPSA S.A. ESP		481,27		469,74	
VATIA S.A. ESP		386,62	461,25	463,87	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	AREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			490,30				476,26		
ELECTRICARIBE S.A. ESP			428,90				486,06		
ELECTROHUILA S.A. ESP	380,24		437,77	451,28					
EMGESA SA ESP		515,11	464,48				484,26	446,31	487,87
ENERGIA Y AGUA SAS ESP							477,10		
ENERTOTAL S.A. ESP			454,38			505,19	475,17		
EPM S.A. ESP							460,47		
EPSA S.A. ESP			403,92				444,07		
ISAGEN S.A. ESP							462,46		
PEESA S.A. ESP				573,08			580,39		
RENOVATIO S.A. ESP							468,97		
RUITOQUE S.A. ESP		475,81			447,62		466,60		
VATIA S.A. ESP			448,41				430,52		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
EEBP S.A. ESP	579,22				605,78
ELECTRICARIBE S.A. ESP		450,33			
EMEVASI S.A. ESP	507,36				
EMGESA SA ESP		530,54		634,28	
EMSA S.A. ESP	619,01		529,40		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre I 2020. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL
EEP S.A. ESP		399,33		
ELECTRICARIBE S.A. ESP	422,97	395,61	462,31	431,13
EMGESA SA ESP		396,55		
ENERTOTAL S.A. ESP				417,25
EPM S.A. ESP				376,74
RUITOQUE S.A. ESP		378,60		
VATIA S.A. ESP		356,39		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

⁸ Nota. En las siguientes las celdas resaltadas con el color naranja corresponden a aquellos valores promedio obtenidos que se encuentren por debajo del CUMin calculado por la SSPD. Las celdas resaltadas en rojo y verde corresponden a los valores máximos y mínimos obtenidos para cada grupo de datos.



Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2020. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ELECTRICARIBE S.A. ESP	408,25		
EMGESA SA ESP	390,64	422,85	525,93
ESANT S.A. ESP			660,16
ISAGEN S.A. ESP			190,38
RUITOQUE S.A. ESP	483,73	423,28	545,94

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
CEO S.A.S ESP		423,27			393,03	382,78
CETSA S.A. ESP					381,67	
EEP S.A. ESP	413,46					
ELECTRICARIBE S.A. ESP		360,48			362,01	
ELECTROHUILA S.A. ESP					366,66	
EMCALI ESP	412,88	392,40	394,89	398,73	401,66	401,98
EMESA S.A. ESP					353,80	
EMGESA SA ESP		387,64			394,97	517,24
EPM S.A. ESP		368,06			371,98	
EPSA S.A. ESP		370,36			379,98	
ISAGEN S.A. ESP					369,10	
RENOVATIO S.A. ESP		420,74				
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		444,02				
VATIA S.A. ESP		396,86			379,64	
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		399,77				

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	AREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBO	OFICIAL
AES CHIVOR			382,46				389,53		
CODENSA S.A. ESP	472,19								
ECOPETROL ENERGIA							386,63		
EEP S.A. ESP			372,49						
ELECTRICARIBE S.A. ESP			356,70				384,73		
ELECTROHUILA S.A. ESP	375,55		383,73	384,09			382,04		383,97
EMCALI ESP			384,86				388,18		374,05
EMGESA SA ESP		383,86	384,05	391,05	394,51	430,80	387,73	383,34	482,63
ENERTOTALS.A. ESP			399,46				393,42		
EPM S.A. ESP			356,96		392,38		362,10		365,80
EPSA S.A. ESP			370,90	373,69			368,58		415,17
ISAGEN S.A. ESP				386,94			366,17		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP							423,22		
PEESA S.A. ESP	552,57						469,87		
RENOVATIO S.A. ESP			390,08				388,10		
RUITOQUE S.A. ESP		368,26	376,59	368,50	365,48		367,88		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			426,02						
VATIA S.A. ESP			378,14				382,39		
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP			20,57						

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2020. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
ELECTRICARIBE S.A. ESP		396,98				
ELECTROHUILA S.A. ESP		419,53				430,99
EMCALI ESP						404,89
EMGESA SA ESP		428,91			548,88	
EMSA S.A. ESP	570,16				445,11	
ENERCA S.A. ESP					534,89	
EPM S.A. ESP		402,83			406,42	432,20
EPSA S.A. ESP		417,65			430,53	462,56
RUITOQUE S.A. ESP		407,13				
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		478,04				
VATIA S.A. ESP		414,27	414,09	414,74	416,32	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2020. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre)

EMPRESA	ALUMBRADO PUBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR		331,95				332,68		
CEO S.A.S ESP		469,37				353,08		
ECOPETROL ENERGIA								
EEP S.A. ESP		356,45						
ELECTRICARIBE S.A. ESP	433,54	352,22	389,97	377,13	373,71	365,40		453,52
ELECTROHUILA S.A. ESP		348,49				347,27		
EMCALI ESP		380,82						468,49
EMGESA SA ESP		355,99		351,23	350,70	387,16	352,13	485,49
EMSA S.A. ESP						359,23		
ENERTOTAL S.A. ESP		369,71						
EPM S.A. ESP		337,83				342,27		338,95
EPSA S.A. ESP		342,42				371,10		
GECELCA S.A. ESP						356,31		
ISAGEN S.A. ESP						342,93		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						414,76		
PEESA S.A. ESP		505,97						452,35
RENOVATIO S.A. ESP		366,15				354,77		
RUITOQUE S.A. ESP		339,05				368,47		
SOUTH32 ENERGY S.A.S. E.S.P.		326,35						
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		405,44						
VATIA S.A. ESP		347,02				356,11		
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		364,73						

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ELECTRICARIBE S.A. ESP	345,25	
EMGESA SA ESP	386,95	
ISAGEN S.A. ESP		353,66

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ECOPETROL ENERGIA		360,40	
EMGESA SA ESP	378,21	354,70	458,66
GECELCA S.A. ESP		305,49	
ISAGEN S.A. ESP	215,19	190,75	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		376,86	
RUITOQUE S.A. ESP	476,90	458,88	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR			317,36	
CEO S.A.S ESP			326,74	348,71
ECOPETROL ENERGIA			344,68	
EMCALI ESP	341,66	341,25	348,88	358,28
EMEESA S.A. ESP			328,05	
EMGESA SA ESP	317,43		331,76	
EPM S.A. ESP			316,02	
EPSA S.A. ESP	322,49		330,90	
ISAGEN S.A. ESP			327,33	
RENOVATIO S.A. ESP			323,68	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE



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

EMPRESA	AREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR		348,73			325,04		
ECOPETROL ENERGIA					361,47		
ELECTRICARIBE S.A. ESP					381,64		
ELECTROHUILA S.A. ESP		343,47	352,81		343,72		349,22
EMCALI ESP		342,99			350,32		419,38
EMGESA SA ESP	356,64	344,03		393,19	349,21	358,21	
EPM S.A. ESP		325,73			324,80		367,94
EPSA S.A. ESP		357,73			332,68		
GECELCA S.A. ESP					343,21		
ISAGEN S.A. ESP			355,45		327,73		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					389,82		
VATIA S.A. ESP		335,13			339,62		

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre I 2020. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ECOPETROL ENERGIA		409,96	
EMCALI ESP		348,17	
EMGESA SA ESP	338,63	376,02	
EMSA S.A. ESP		369,55	
ENERCA S.A. ESP		475,38	
EPM S.A. ESP	332,30	341,68	352,69
EPSA S.A. ESP	377,30	355,10	393,71
ISAGEN S.A. ESP		351,73	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		402,64	
PEESA S.A. ESP		357,38	
VATIA S.A. ESP		349,01	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre I 2020. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre)

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA				335,66
ELECTRICARIBE S.A. ESP	341,31	364,76	364,36	344,92
ELECTROHUILA S.A. ESP				320,19
EMGESA SA ESP	326,61			355,68
EPM S.A. ESP	317,96			314,11
EPSA S.A. ESP				384,29
GECELCA S.A. ESP				310,32
ISAGEN S.A. ESP				354,59
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	379,41			379,42
VATIA S.A. ESP	333,33			333,96

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre I 2020. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander y Santander)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA	317,51	343,14
EMGESA SA ESP	299,35	299,73
GECELCA S.A. ESP		302,60
ISAGEN S.A. ESP	199,91	183,32

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP	307,48

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE



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

EMPRESA	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
ECOPETROL ENERGIA	304,11	
EMGESA SA ESP	317,15	303,86
EPM S.A. ESP	269,23	
GECELCA S.A. ESP	297,03	
ISAGEN S.A. ESP	275,26	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre I 2020. ADD Sur (Meta)

EMPRESA	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA	303,53

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre I 2020. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar y Magdalena)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
ECOPETROL ENERGIA		178330,50	
ELECTRICARIBE S.A. ESP	275,01	277,91	
EMGESA SA ESP		349,27	283,08
EPSA S.A. ESP	303,35		
ISAGEN S.A. ESP		270,99	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



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



**El futuro
es de todos**

DNP
Departamento
Nacional de Planeación



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios