



Boletín Tarifario

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

ENERO - MARZO
2020

Contenido

Página

Introducción	3
Actualidad tarifaria	3
Panorama nacional	4
Componente de generación	5
Componente de transmisión	9
Componente de distribución	10
Componente de comercialización	12
Componente de pérdidas	15
Componente de Restricciones	15
Tarifas aplicadas	18
Usuarios no regulados	19
Anexo 1	22
Anexo 2	25

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

Fecha de publicación: julio 2020





Introducción

El presente boletín tarifario expone el seguimiento realizado por la SSPD a las tarifas de energía eléctrica durante el primer 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

De acuerdo con la Resolución SSPD 59905 de 2019, los operadores de red que al 1 de marzo se encontraban con ingresos aprobados, iniciaron con el reporte bajo el nuevo esquema de cargue de información al SUJ.

A la fecha, aún se presentan algunas incidencias con los formatos por lo que la Dirección Técnica de Gestión de Energía, la Oficina de Informática de la SSPD y los prestadores, se encuentran trabajando de la mano para identificar y ajustar sobre la marcha las dificultades presentadas.

En este primer trimestre de 2020, las empresas CELSIA TOLIMA y CETSA obtuvieron la aprobación de ingresos con base en la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018. Con lo anterior, ya son 9 de 28 los operadores de red que se encuentran con ingresos aprobados.

Luego de cumplida la etapa de socialización y revisión de comentarios por parte de la Comisión al proyecto de Resolución CREG 109 de 2019 *“Por la cual se establece el régimen transitorio especial en materia tarifaria para la región Caribe, de que trata el artículo 318 de la Ley 1955 de 2019 y el Decreto 1645 de 2019”*, se expidió el 30 de enero de 2020, la Resolución CREG 010 de 2020 *“Por la cual se establece el régimen transitorio especial en materia tarifaria para la región Caribe”*. Esta normatividad establece las condiciones de aplicación de la metodología de la actividad

de distribución, para los mercados resultantes del proceso de búsqueda de una solución empresarial que se adopte para garantizar la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en la región Caribe. Esta resolución define que estará vigente el esquema de la Resolución CREG 097 de 2008 mientras se cumple con el proceso de solicitud y aprobación de ingreso regulado en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018; asimismo, para la aplicación de esta última se plantea un tratamiento diferencial que aplica a los mercados resultantes.

En el mismo esquema transitorio, para el componente de Comercialización se establece que se aplicará el costo base de comercialización y riesgos de cartera que actualmente se encuentran aprobados para Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. a través de la Resolución CREG 036 de 2015.

La Comisión expidió el 6 de febrero de 2020, la nueva metodología para el cálculo de la opción tarifaria a través de la Resolución CREG 012 de 2020 en reemplazo a la definida en la Resolución CREG 168 de 2008 que estuvo vigente hasta el 14 de mayo de 2019.

Una de las razones principales consideradas por la Comisión para esta nueva normatividad, era que debido a la modificación de los cargos de distribución como consecuencia de la aprobación de ingresos a los OR con base en la Resolución CREG 015 de 2018, se esperaban incrementos relevantes en la tarifa al usuario final; por lo que era necesario que se autorizara a las empresas, acogerse de forma voluntaria a una herramienta que permitiera mitigar el impacto generado por estos aumentos.

Ya en el mes de marzo, el Decreto 417 del 17 de marzo de 2020 al declarar el Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica 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. Con lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía inició a elaborar un Decreto Legislativo que obedeciera a lo anteriormente expuesto.

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
001	Distribución - Actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por Celsia Tolima S.A. E.S.P
003	Remuneración de los servicios regulados del CND, ASIC y LAC para el año 2020
004	Resuelve recurso de reposición contra la Resolución CREG 138 de 2019
007	Distribución - Distribución de energía eléctrica, aprobada en la Resolución CREG 016 de 2018
010	Régimen transitorio especial en materia tarifaria para la región Caribe
012	Opción tarifaria
013	Recurso de reposición interpuesto contra la Resolución CREG 003 de 2020
016	Modifican los parámetros necesarios para determinar su remuneración en el Sistema de Transmisión Nacional ESSA.
020	Modifican los parámetros necesarios para determinar su remuneración en el Sistema de Transmisión Nacional ESSA.

2. Panorama nacional

El análisis realizado del comportamiento tarifario durante el primer 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 este primer trimestre de 2020 y así obtener el comportamiento del CU final en cada mercado, calculado mediante la Resolución CREG 119 de 2007 y las normas que las actualizan o modifican. Posteriormente se presenta un análisis detallado de cada componente.

Es importante anotar que dentro del presente análisis y debido a la existencia de empresas comercializadoras de energía eléctrica con presencia en más de un mercado, se decidió utilizar un promedio simple de los componentes para cada uno de los mercados en los que la empresa tenga presencia; sin embargo, en aras de permitir una comparación adecuada entre cada uno de los comercializadores, en el anexo 1 se presenta de manera desagregada por mercado y área de distribución el comportamiento de la tarifa de estrato 4, que corresponde al CU de NT1 con propiedad del OR de cada comercializador en dicho mercado.

Resultado del análisis, se encuentra que de las 35 empresas que prestan el servicio de comercialización de energía eléctrica en el país con destino al mercado regulado, los tres CU más altos para este primer trimestre de 2020 corresponden a Profesionales en Energía S.A. E.S.P. con valores de 792,48 \$/kWh en febrero y 903,17

\$/kWh en marzo y a Enertotal S.A. E.S.P. con un valor de 797,25 \$/kWh en marzo, 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 el resultado de la aplicación de la misma es elevado por efecto de los componentes generales del sistema o propios del comercializador.

En cuanto a las empresas con menor valor del CU para el primer trimestre de 2020 se encuentran el comercializador ENERCO S.A. E.S.P. en el mercado Costa Caribe con 442,93 \$/kWh en el mes de marzo y Renotavio Trading S.A.S. E.S.P., con valores de 428,71 \$/kWh en enero y 435,52 \$/kWh en febrero también en el mercado Costa Caribe. Se mantuvieron las mismas dos empresas del último trimestre de 2019.

Frente a la aplicación de opción tarifaria definida según la Res. CREG 012 de 2020, para este primer trimestre, 8 empresas se acogieron a la metodología:

- Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.
- Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.
- Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.
- Empresas Públicas de Medellín E.S.P.
- Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P.
- Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.
- CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.
- Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P.

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



MERCADO	ADD	ESTRATO 4
POPAYAN	OCCIDENTE	490,43
COSTA CARIBE	SIN ADD	497,88
BOGOTA	ORIENTE	534,50
BOYACA	ORIENTE	549,04
HUILA	ORIENTE	553,61
ARAUCA	ORIENTE	555,08
TULUA	OCCIDENTE	566,25
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	OCCIDENTE	566,56
GUAVIARE	SIN ADD	567,38
EPSAU	OCCIDENTE	567,77
SANTANDER	CENTRO	569,85
CALDAS	CENTRO	571,97
QUINDIO	CENTRO	572,43
CARTAGO	OCCIDENTE	573,82
ANTIOQUIA UNIFICADO	CENTRO	574,31
CASANARE	SUR	574,61
NORTE DE SANTANDER	CENTRO	576,30
META	SUR	578,09
PEREIRA	CENTRO	578,51
BAJO PUTUMAYO	SUR	580,21
NARIÑO	OCCIDENTE	581,34
CHOCO	SIN ADD	584,86
CAUCA	OCCIDENTE	587,97
CAQUETA	SUR	589,45
RUITOQUE	CENTRO	598,61
PUTUMAYO	SUR	611,69
TOLIMA	SIN ADD	653,44
SIBUNDOY	SUR	665,17

Para entender estos comportamientos, en las siguientes secciones se realiza el análisis desagregado de cada uno de los componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio, de acuerdo a la información certificada por los prestadores en cumplimiento de lo dispuesto en la Res. SSPD 20155 de 2019, modificada por la Res. SSPD 59905 de 2019.

3. Componente de Generación (G)

Teniendo en cuenta el tamaño de las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica, para el análisis del componente de Generación se determinó agrupar a las empresas de acuerdo al número de usuarios, esto con el objetivo de crear grupos con características “similares” y poder realizar un análisis particular de cada grupo.

Dado lo anterior, se crearon cuatro (4) grupos tal como se muestra a continuación: Grupo 1, empresas con más de 750.000 usuarios; Grupo 2, empresas con número de usuarios entre 200.000 y 749.999; Grupo 3, empresas con número de usuarios entre 50.000 y 199.999 y Grupo 4, empresas con menos de 49.999 usuarios. La información

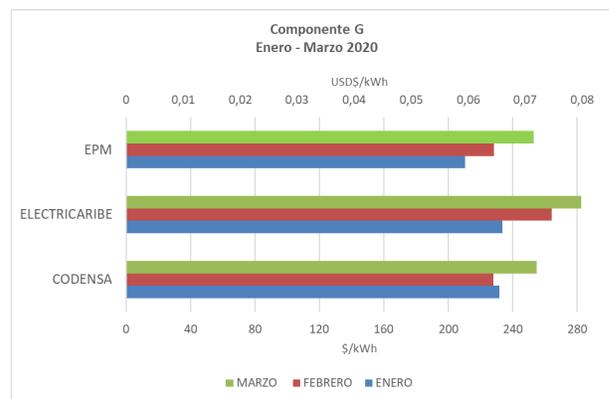
del número de usuarios fue consultada del Sistema Único de Información (SUI).

Adicionalmente y con el objeto de mostrar el valor equivalente del componente en dólares, se incluye en las gráficas un eje horizontal secundario, expresando en USD\$/kWh; la TRM utilizada para la conversión del valor del componente corresponde al promedio diario de los tres meses analizados en el presente informe y que son publicados por el Banco de la República, dando como resultado un valor de 3.535,78 \$/USD\$.

Grupo 1

El valor promedio para el primer trimestre de 2020 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 242,81 \$/kWh, un 12,34% por encima respecto al cuarto trimestre de 2019. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde a EPM E.S.P. para el mes de enero de 2020 con un valor igual a 210,50 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., con 282,24 \$/kWh para el mes de marzo de 2020. De igual manera, respecto al cuarto semestre de 2019, el componente de Generación de las tres empresas aumentó y todos se encuentran por encima de los 210 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CODENSA	231,60	227,92	254,62
ELECTRICARIBE	233,49	263,91	282,24
EPM	210,50	228,24	252,78



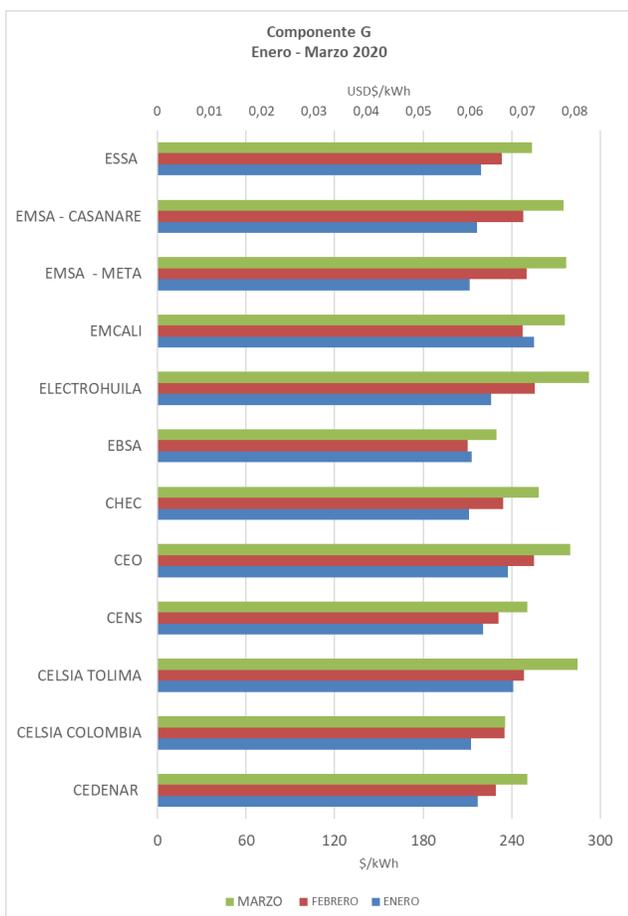
Grupo 2

Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el último trimestre de 2019 corresponde a 242,11 \$/kWh, 11,87% por encima del promedio del cuarto trimestre del año 2019. Con un valor de 210,08 \$/kWh, EBSA S.A. E.S.P. presentó, para el trimestre, el menor costo del componente G en el mes de febrero de 2020; por otro lado, el mayor valor reportado



dentro del Grupo 2 corresponde esta vez a Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. para el mes de marzo de 2020, con un valor igual a 292,35 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CEDENAR	216,92	229,07	250,30
CELSIA COLOMBIA	212,52	234,84	235,40
CELSIA TOLIMA	240,80	248,27	284,52
CENS	220,64	231,10	250,20
CEO	237,08	254,92	279,29
CHEC	211,09	233,88	258,09
EBSA	212,94	210,08	229,40
ELECTROHUILA	225,72	255,34	292,35
EMCALI	255,00	247,19	275,73
EMSA - META	211,50	250,11	276,88
EMSA - CASANARE	216,52	247,52	274,83
ESSA S.A. ESP	219,08	233,24	253,74

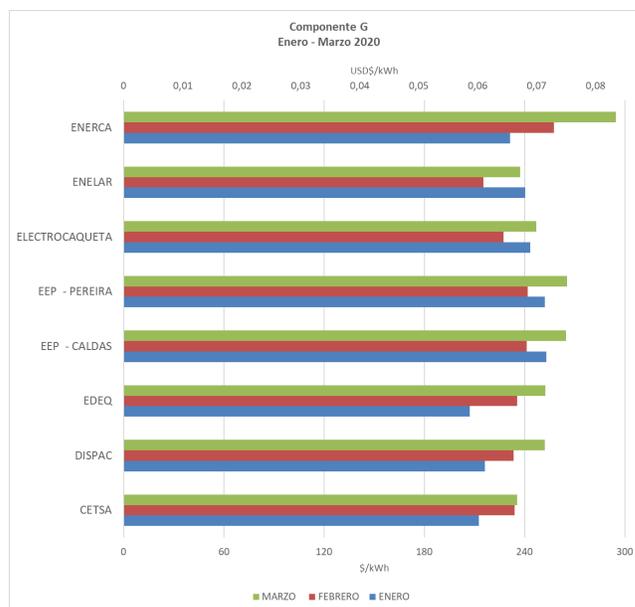


Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 241,30 \$/kWh, 7,81% por encima del promedio del cuarto trimestre de 2019. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para el componente G corresponde nuevamente a la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. para el mes de enero de 2020 con un valor igual a 207,21 \$/kWh, mientras que el mayor valor

corresponde a la ENERCA S.A. E.S.P., con un valor de 294,49 \$/kWh para el mes de marzo de 2020.

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CETSA	212,68	234,09	235,54
DISPAC	216,26	233,50	252,01
EDEQ	207,21	235,38	252,41
EEP - CALDAS	252,97	241,26	264,86
EEP - PEREIRA	252,07	241,74	265,30
ELECTROCAQUETA	243,48	227,29	247,04
ENELAR	240,20	215,42	237,28
ENERCA	231,20	257,55	294,49



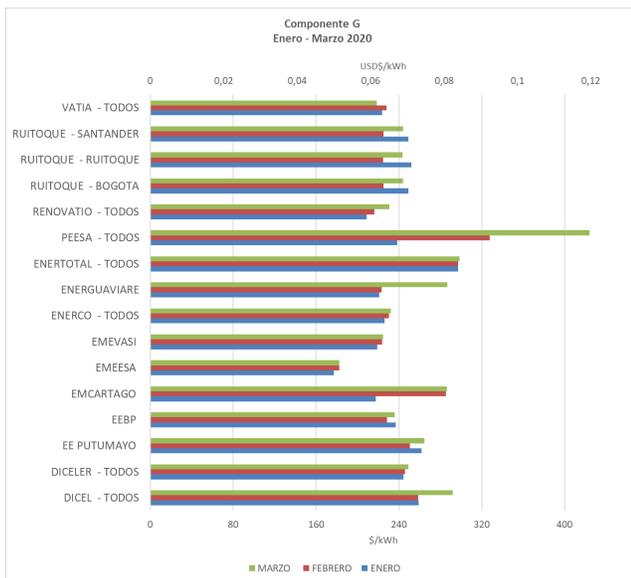
Grupo 4

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

Para este grupo, el valor promedio del componente de Generación es igual a 245,55 \$/kWh, 6,15% por encima del promedio del cuarto trimestre de 2019. Así mismo, el menor valor reportado corresponde a la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P., con un valor igual a 176,93 \$/kWh para el mes de enero de 2020, mientras el valor más alto lo publicó PEESA S.A. E.S.P. en el mes de marzo con un valor promedio en el componente de 423,22 \$/kWh.



Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
DICEL - TODOS	258,57	258,15	291,14
DICELER - TODOS	243,75	245,14	248,78
EE PUTUMAYO	261,36	250,09	263,88
EEBP	236,50	227,95	235,59
EMCARTAGO	217,19	284,58	285,78
EMEESA	176,93	181,80	181,94
EMEVASI	218,63	223,45	224,25
ENERCO - TODOS	225,50	229,83	231,67
ENERGUAVIARE	220,29	223,01	286,03
ENERTOTAL - TODOS	296,29	296,59	298,03
PEESA - TODOS	237,92	327,12	423,22
RENOVATIO - TODOS	208,35	215,88	230,16
RUITOQUE - BOGOTA	248,65	224,56	243,41
RUITOQUE - RUITOQUE	251,49	224,30	243,10
RUITOQUE - SANTANDER	248,81	224,55	243,39
VATIA - TODOS	223,20	227,60	218,09



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.

En primera instancia y de acuerdo con el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007, el componente de Generación contempla dentro de su cálculo un costo promedio ponderado por energía (\$/kWh), de las compras propias del Comercializador Minorista a través de contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes $m-1$, correspondiente a la variable Pc ; así mismo, un

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.

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:

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

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

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

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

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.

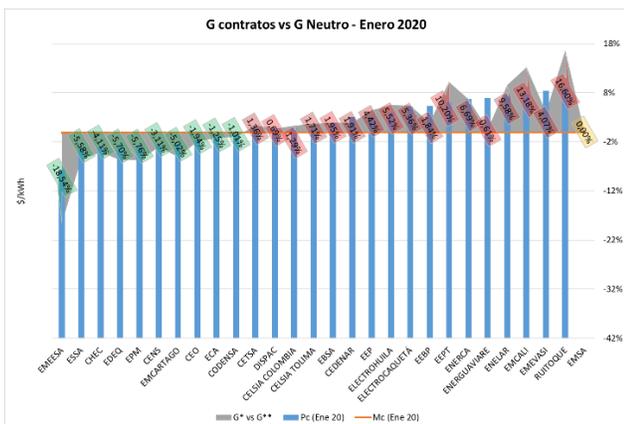


del mes analizado, es decir, un escenario en el cual el Comercializador Minorista no tiene utilidades o pérdidas a propósito de los contratos bilaterales con destino al mercado regulado³.

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

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 primer trimestre del año 2020, de la variable $G^{*}_{m,i,j}$ de contratos respecto a la variable $G^{**}_{m,i,j}$ de contratos neutra para un usuario regulado atendido por cada uno de los comercializadores minoristas del mercado.

Es importante anotar que en el eje vertical primario (\$/kWh) de las siguientes gráficas, se presenta la comparación entre la variable 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.

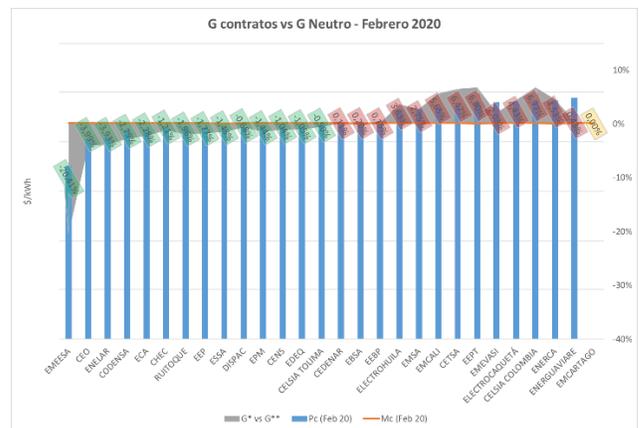


Como se observa, para el mes de enero de 2020 es posible identificar qué Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. continúa presentando el menor valor de la variable Pc , lo que se traduce en una reducción aproximada del 18,54% de la variable G^* respecto a la variable G^{**} ; quiere esto decir que, debido al bajo Pc presentado por esta empresa, sus usuarios perciben un componente G de contratos 18,54% menor al que percibirían en el caso en que la variable Pc fuera igual a la variable Mc . Por otro lado, RUITOQUE S.A. E.S.P., para el mismo mes presentó el mayor valor de la variable Pc , lo que se traduce en un aumento aproximado del 16,60% de la variable G^* respecto

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

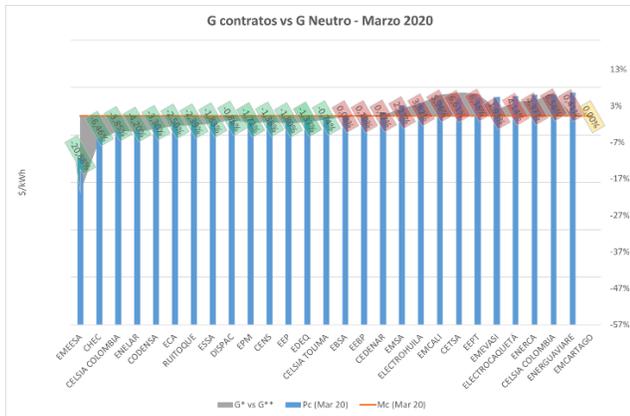
a G^{**} ; lo anterior significa que debido a este valor de la variable Pc , un usuario de esta empresa percibe un componente G de contratos 16,60% mayor al que percibiría en el caso en que la variable Pc fuera igual a la variable Mc .

Para el mes de febrero de 2020 Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. presentó el menor valor de la variable Pc , lo que se traduce en una reducción aproximada del 20,41% de la variable G^* respecto a G^{**} . Por su parte, ENERGUAVIARE E.S.P. presentó el mayor valor de la variable Pc , lo que se traduce en un aumento aproximado del 0,43% de la variable G^* respecto a la variable G^{**} ; 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 6,8%.



Finalmente, para el mes de marzo de 2020 Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. presentó el menor valor de la variable Pc , lo que se traduce en una reducción aproximada del 20,41% de la variable G^* respecto a la variable G^{**} . Por su parte, ENERGUAVIARE E.S.P. presentó el mayor valor de la variable Pc , lo que significa un aumento aproximado del 0,41%. Se aclara que las empresas que no tienen información en la gráfica anterior, obedece a que al momento de la elaboración del documento no habían reportado al SUI la información correspondiente al Formato T9 que permite realizar el proceso de verificación tarifaria por parte de la DTGE y que es el insumo para el análisis de esta sección del boletín.

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



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.

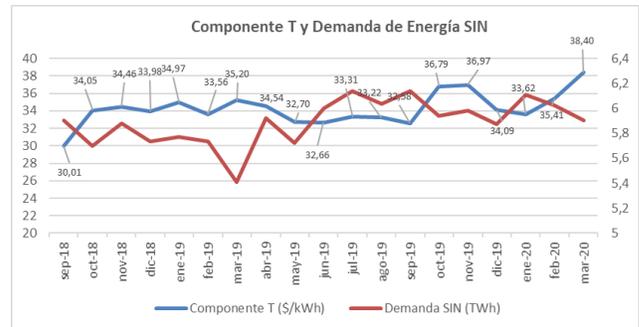
4. Componente de Transmisión (T)

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 primer trimestre 2020, donde la demanda disminuyó y el comportamiento del componente fue creciente; esto debido a que, finalizando el trimestre la demanda presentó una disminución de aproximadamente 205.752 millones de kWh de marzo con respecto a enero de 2020, y aun cuando para el mes de marzo se liquidó un ΔT^4 de 2,65 \$/kWh, este no influyó significativamente en el comportamiento del componente.

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.



Para el primer trimestre 2020, el valor del componente T estuvo en un rango entre 38,40 \$/kWh y 33,62 \$/kWh; es decir que su mínimo estuvo 0,47 \$/kWh por debajo y 1,43 \$/kWh por encima en comparación con el mínimo y máximo presentado en el cuarto trimestre de 2019.

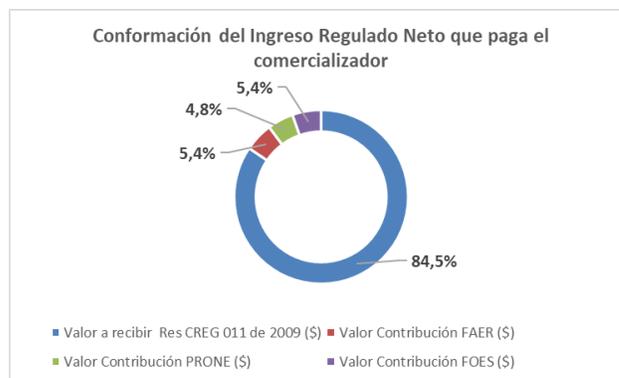
Los ajustes o ΔT calculados por el LAC, tuvieron un promedio de 1,1202763 \$/kWh pero con un máximo de 2,645767 \$/kWh en marzo y un mínimo de 0,212263 \$/kWh en enero; vale la pena recordar que estos valores son el resultado a los ajuste realizados en la facturación de meses anteriores.

De igual manera el valor del Ingreso Regulado Neto que pagan los participantes del mercado tenido en cuenta para cálculo del componente mensual, tuvo un comportamiento creciente con valores de \$204.028 millones para enero, \$210.382 millones para febrero y \$210.960 millones para marzo.

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

	ene-20	feb-20	mar-20
Numerador:			
Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	204.028.998.230	210.382.625.665	210.960.528.294
Denominador:			
Energía del SIN (kWh)	6.106.692.514	6.026.381.208	5.900.939.564
Sumar:			
ΔT (\$/kWh)	0,212263	0,502799	2,645767
Componente T (\$/kWh)	33,62	35,41	38,40

En promedio para el primer 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. Por su parte, las empresas que no se encuentran dentro de un ADD aplican el cargo de distribución obtenido como

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.



resultado de la aplicación de la metodología tarifaria vigente.

Ya para este trimestre, el LAC calculaba los cargos por uso de 9 empresas que se encontraban con aprobación de ingresos en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018.

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

	ADD	ENERO	FEBRERO	MARZO
	CENTRO	181,29	179,20	173,68
	OCCIDENTE	186,21	192,54	189,30
	ORIENTE	191,79	206,68	211,27
	SUR	218,50	211,95	206,46
SIN ADD	DISPAC S.A. ESP	144,73	144,20	145,85
	ELECTRICARIBE S.A. ESP	132,97	122,24	111,08
	ENERGUAVIARE ESP	152,34	152,97	154,63
	CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	212,85	306,82	302,14

Para el primer trimestre de 2020, el valor más alto se presentó en febrero de 2020 para CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P. con 306,82 \$/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 111,08 \$/kWh en el mes de marzo. 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 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 septiembre, octubre y noviembre de 2019 toda vez que, de acuerdo a lo establecido dentro de la metodología vigente, las liquidaciones de ingresos tienen en cuenta la calidad del servicio percibida por los usuarios en el mes m-4.

Así las cosas, la variable $IngOR_j$, calculado para nivel de tensión 1 se obtuvo de los archivos correspondientes a la Liquidación del ADD realizada por el LAC para los meses del primer trimestre (enero, febrero y marzo).

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

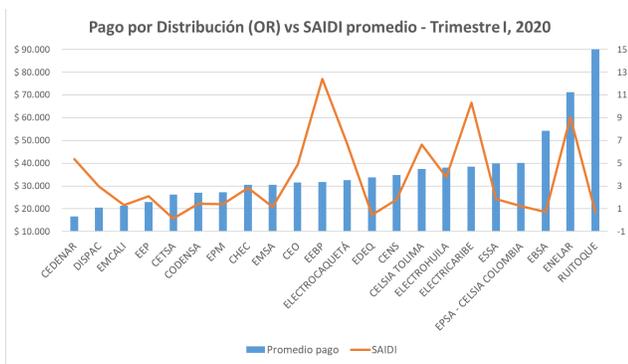
Finalmente, se procedió a calcular el valor promedio para el primer trimestre del año 2020 de la siguiente manera:

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

Donde:

- $\overline{IngOR_j_{TI}(NT_1)}$: Ingresos promedio del OR, para el primer trimestre del año 2020 en nivel de tensión 1,
- $\overline{No.de_usuarios_{OR_j_{TI}(NT_1)}}$: Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del primer 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 la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. se permite evidenciar que, incluso teniendo la segunda (71.253 \$/usuario) y la quinta (38.545 \$/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 9,05 y 10,34 respectivamente.

Se resaltan también los casos como el de CEDENAR S.A. E.S.P. que tiene el sexto SAIDI más alto (5,35), pero tiene la posición 1 de 22 en cuanto a ingresos por suscriptor más bajos (16.699 \$/usuario) y la Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P. que presenta el quinto menor ingreso por suscriptor (26.314 \$/usuario) y su SAIDI refleja la mejor calidad del servicio con 0,1467; 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 3.535,78 \$/USD\$.

Grupo 1

El componente de Comercialización presentó un crecimiento de 2,38% en promedio para el primer trimestre del 2020 pasando de 53 \$/kWh a 54,26 \$/kWh. El menor valor registrado en el componente de comercialización fue para la Empresas Públicas de Medellín E.S.P., con un valor igual a 45,60 \$/kWh, en el mes de enero. Por otro lado, el mayor valor lo registró la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., con un valor de 69,65 \$/kWh, en el mes de marzo, presentando un incremento de 1,17 \$/kWh en comparación con el mayor valor registrado por la ESP respecto al trimestre inmediatamente anterior. El incremento presentado obedeció a un incremento en el subcomponente C*, que contempla una suma parcial del CU del mes de febrero de 2020 cuyos valores de Generación y Pérdidas se incrementaron en aproximadamente en 35 \$/kWh en comparación con el mes anterior.

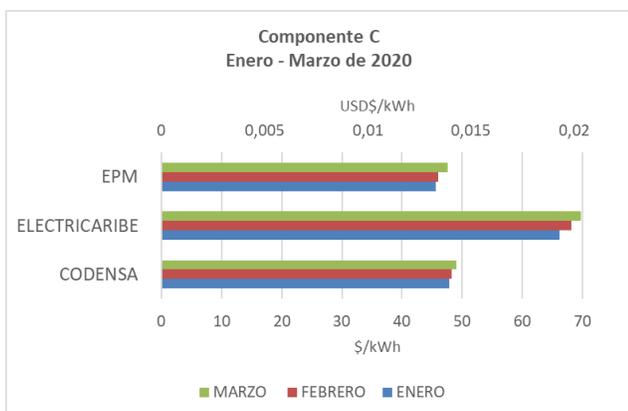
Debe tenerse en cuenta que este componente es susceptible a variaciones en la demanda regulada y en los valores de garantías financieras trasladadas a la demanda en el marco de los artículos 19 y 20 de la Res. CREG 180 de 2014.

El componente C reconoce aspectos como el riesgo de cartera asociado a la atención de áreas especiales, razón por la cual la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. presenta el costo de comercialización más alto en comparación con las otras dos empresas del grupo. Adicionalmente, Electricaribe S.A. E.S.P. presenta el porcentaje de prima de



riesgo de cartera a reconocer por atención a usuarios en áreas especiales (RCAE) más alto del grupo, diferencia de hasta 16 puntos porcentuales por encima del aprobado a Empresas Públicas de Medellín E.S.P., que también atiende usuarios en áreas especiales.

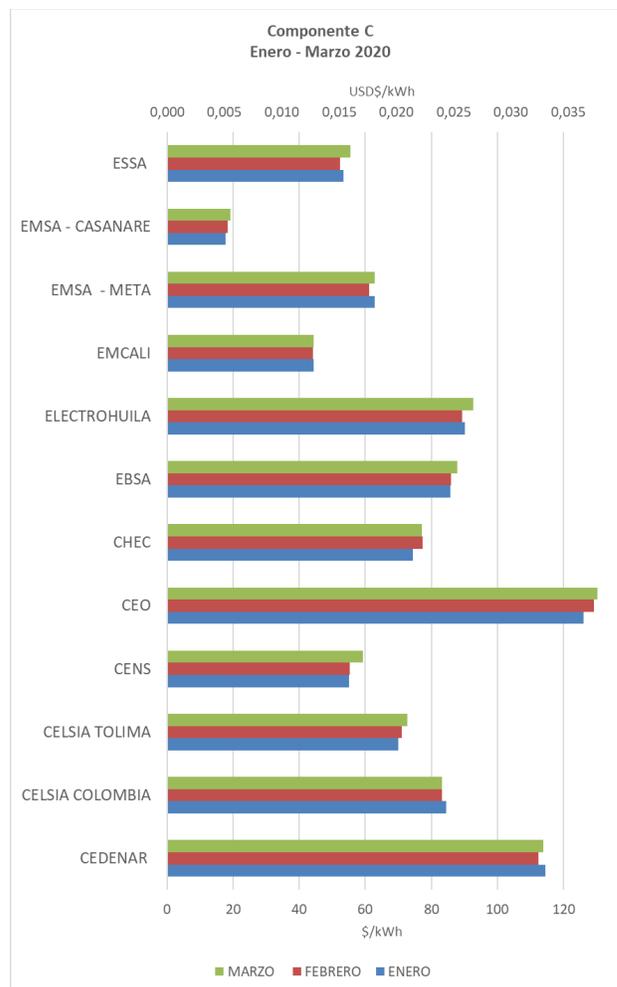
Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CODENSA	47,90	48,29	49,08
ELECTRICARIBE	66,09	68,12	69,65
EPM	45,60	46,02	47,61



Grupo 2

El grupo 2 presentó un promedio de la componente C de 73,87 \$/kWh para el primer 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 enero con un valor igual a 17,63 \$/kWh, sin embargo, este aumento en 0,46 \$/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 marzo, con un valor de 132,74 \$/kWh.

Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CEDENAR	114,41	112,31	113,90
CELSIA COLOMBIA	84,47	83,11	83,24
CELSIA TOLIMA	69,97	71,06	72,78
CENS	55,12	55,30	59,29
CEO	125,97	129,20	132,74
CHEC	74,45	77,34	77,20
EBSA	85,63	85,90	87,91
ELECTROHUILA	90,24	89,28	92,56
EMCALI	44,36	44,15	44,35
EMSA - META	62,80	61,19	62,91
EMSA - CASANARE	17,63	18,25	19,11
ESSA S.A. ESP	53,37	52,43	55,43



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.

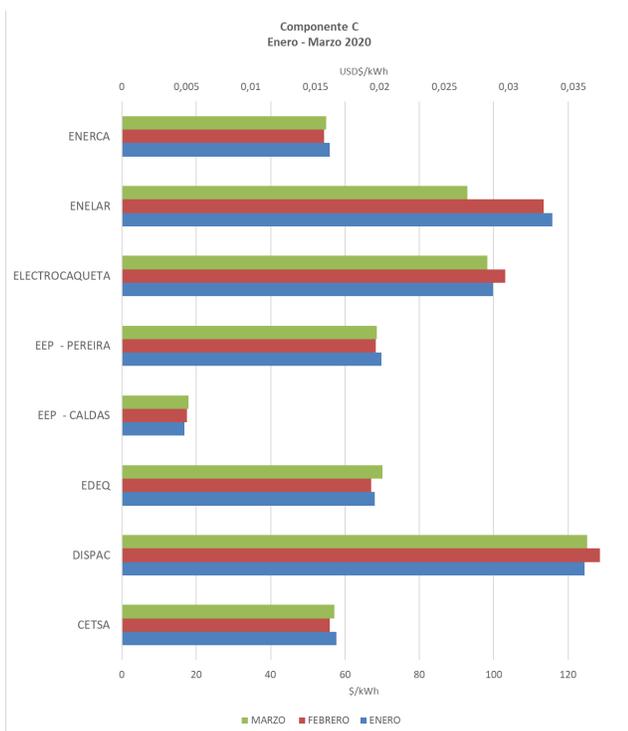
Grupo 3

En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el primer trimestre de 2020 de 75,06 \$/kWh, equivalente al 2% aproximadamente por debajo del promedio del trimestre inmediatamente anterior. Para el mes de enero 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 16,74 \$/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 128,51 \$/kWh, estando este 1,49 \$/kWh por debajo del mayor valor registrado por la empresa en el cuarto trimestre 2019.

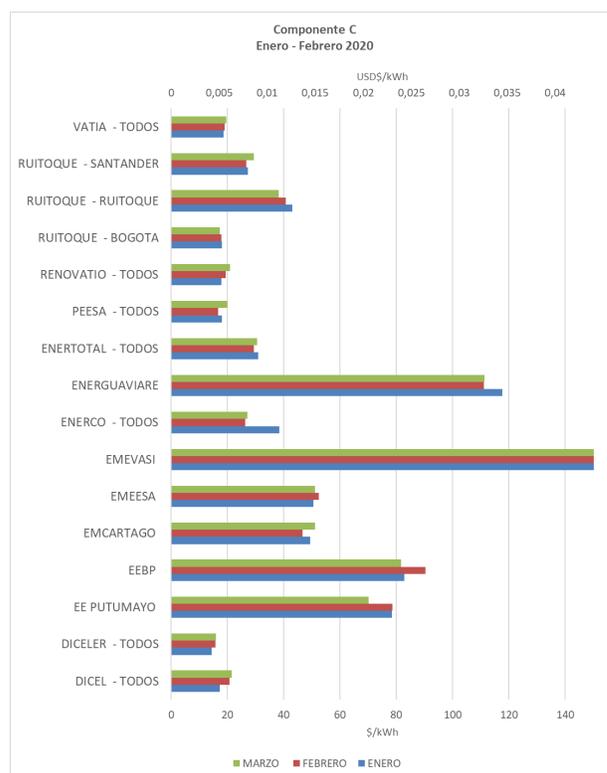
Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CETSA	57,65	55,94	57,16
DISPAC	124,43	128,51	125,14
EDEQ	68,04	67,08	70,10
EEP - CALDAS	16,74	17,44	17,96
EEP - PEREIRA	69,79	68,30	68,59
ELECTROCAQUETA	99,83	103,15	98,23
ENELAR	115,71	113,50	92,94
ENERCA	55,94	54,36	54,98



Grupo 4

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

Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
DICEL - TODOS	17,22	20,77	21,54
DICELER - TODOS	14,39	15,69	15,87
EE PUTUMAYO	78,46	78,54	70,20
EEBP	82,86	90,25	81,66
EMCARTAGO	49,38	46,71	51,15
EMEESA	50,55	52,37	51,13
EMEVASI	155,95	150,72	151,72
ENERCO - TODOS	38,49	26,28	26,97
ENERGUAVIARE	117,72	111,12	111,25
ENERTOTAL - TODOS	30,88	29,40	30,46
PEESA - TODOS	17,94	16,74	19,90
RENOVATIO - TODOS	17,75	19,42	20,82
RUITOQUE - BOGOTA	17,99	17,77	17,28
RUITOQUE - RUITOQUE	43,04	40,64	38,27
RUITOQUE - SANTANDER	27,19	26,66	29,30
VATIA - TODOS	18,62	18,90	19,58



Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 47,86 \$/kWh para el primer trimestre de 2020, 2,62% por debajo del promedio del trimestre inmediatamente anterior. Dentro del trimestre analizado, el menor valor del componente C para el Grupo 4 corresponde a la empresa DICELER S.A. E.S.P., con un valor igual a 14,39 \$/kWh en el mes de enero; 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 155,95 \$/kWh, 2,74 \$/kWh por encima del mayor valor registrado por la empresa en el trimestre anterior.



7. Componente de Pérdidas (PR)

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

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

Componente de Pérdidas (PR)

\$/kWh

Componente PR (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CEDENAR S.A. ESP	40,19	40,84	44,30
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	42,83	46,30	46,51
CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	44,12	83,53	91,11
CENS S.A. ESP	37,98	65,27	69,58
CEO S.A.S ESP	48,89	51,55	54,72
CETSA S.A. ESP	35,54	49,14	43,17
CHEC S.A. ESP	34,86	47,37	51,16
CODENSA S.A. ESP	41,04	40,36	44,62
DICEL S.A. ESP	48,02	50,59	56,48
DICELER S.A. E.S.P.	43,72	43,81	44,49
DISPAC S.A. ESP	40,10	42,83	45,89
EBSA S.A. ESP	39,72	39,19	42,30
EDEQ S.A. ESP	35,21	39,29	41,87
EE PUTUMAYO S.A. ESP	47,46	45,49	47,86
EEBP S.A. ESP	43,37	41,89	43,31
EEP S.A. ESP	48,05	46,32	50,08
ELECTRICARIBE S.A. ESP	43,05	47,86	50,88
ELECTROCAQUETA S.A. ESP	44,50	41,78	45,10
ELECTROHUILA S.A. ESP	41,67	46,36	52,39
EMCALI ESP	46,40	45,00	49,67
EMCARTAGO S.A. ESP	40,25	51,05	51,31
EMEESA S.A. ESP	29,03	34,66	34,86
EMEVASI S.A. ESP	40,48	41,20	41,53
EMSA S.A. ESP*	39,75	45,29	49,75
ENELAR S.A. ESP	44,16	40,01	43,63
ENERCA S.A. ESP	42,56	46,74	52,77
ENERCO S.A. E.S.P.	43,10	47,71	47,94
ENERGUAVIARE ESP	40,77	41,11	51,36
ENERTOTAL S.A. ESP*	53,94	57,38	57,08
EPM ESP	38,93	48,98	53,04
ESSA S.A. ESP	44,54	53,49	56,24
PEESA S.A. ESP*	44,80	61,30	75,57
RENOVATIO S.A. ESP*	40,70	41,90	45,67
RUITOQUE S.A. ESP*	46,15	42,01	46,90
VATIA S.A. ESP*	41,39	45,45	50,96

* 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 enero de 2020 con 29,03 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el marzo de 2020 para la empresa Celsia Tolima S.A. E.S.P. con 91,11 \$/kWh.

En este trimestre ya 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.

8. Componente de Restricciones (R)

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

Este componente surgió como respuesta a los múltiples ataques a la red de transmisión durante el año 2000 y los primeros meses del 2001, lo que implicó que el costo de las restricciones, considerado marginal bajo condiciones de operación normal del Sistema, pasara a ser uno de los principales costos de la tarifa. De esta manera, la CREG adoptó topes para remunerar la energía que por las restricciones en la red de transmisión se encuentran fuera de mérito.

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

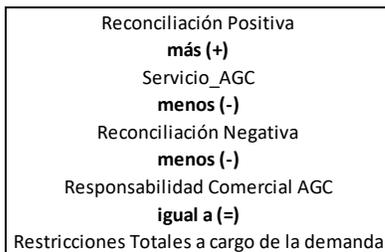
El numerador de dicho cociente se denomina CRS y está conformado por las restricciones aliviadas, desviaciones y el costo de remuneración de un activo del STN de la variante Guatapé. Las restricciones aliviadas son el resultado de restar o sumar a las restricciones totales (resultado de la generación por restricciones) diferentes



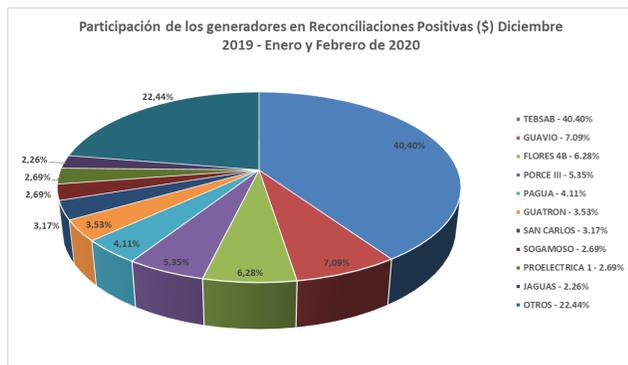
conceptos tales como los costos del programa Apagar Paga, la planta de regasificación de Cartagena, la opción del precio de escasez, entre otros.

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

Los conceptos asociados a restricciones son los siguientes:



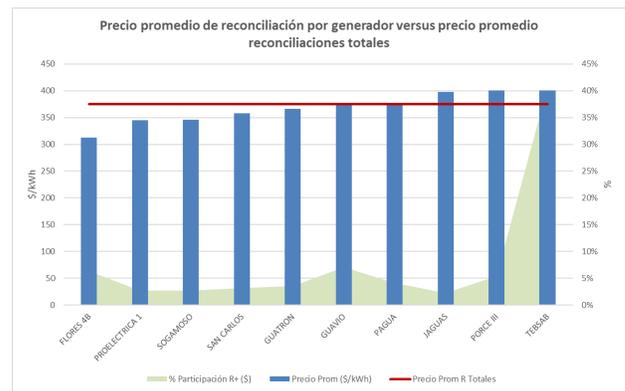
De esta manera, la Superintendencia profundizará inicialmente en la conformación de las Reconciliaciones Positivas. En una primera aproximación, en el siguiente gráfico se presenta la participación en las reconciliaciones positivas pagadas a los agentes (\$) en el periodo de diciembre de 2019 y enero y febrero de 2020:



En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del cuarto trimestre de 2019, 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 trimestre, Guajira 1 y Flores 1 salieron del top 5 e ingresaron Porce 3 y Pagua. Tebsa continúa siendo el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con aproximadamente el 40% 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 diciembre 2019 y enero y febrero 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 90% de la participación en las reconciliaciones positivas en pesos, que, comparado con el cuarto trimestre de 2019, ingresaron Porce 3, Pagua, Guatron, San Carlos, Proelectrica y Jaguas y salieron Guajira 1, Flores 1, Guajira 2, Proelectrica 1, Gecelca 32 y Chivor.



Por ejemplo, Guavio pasó de 4% en el cuarto trimestre de 2019 a 7,09% para el primer trimestre 2020, significando un incremento de 3,09 puntos porcentuales; su precio promedio es cercano al precio promedio aproximado de todos los generadores; Tebsa pasó de 42,54% a 40,40% presentando una disminución en la participación de 2,14 puntos porcentuales. No obstante, es el de mayor participación.

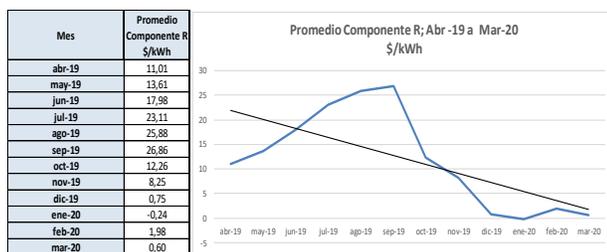
En lo que corresponde al componente de Restricciones trasladado a la tarifa, a continuación, se muestran los valores mensuales promedio del componente de todas las empresas comercializadoras de energía eléctrica, a partir del mes de abril de 2019 a marzo de 2020, en donde se puede evidenciar que a partir de abril de 2019 comenzó a



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

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

Para el primer trimestre 2020, la tendencia decreciente continua hasta alcanzar un valor de -0,24 \$/kWh en el mes de enero de 2020 y aunque en febrero su valor incremento en marzo volvió a caer hasta 0,60 \$/kWh.



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 primer trimestre este concepto no contó con participación en las restricciones asignadas de los meses de diciembre de 2019 y enero y febrero de 2020 que corresponden a los insumos para el cálculo del componente para enero, febrero y marzo 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 31,75% 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 31,66% de los alivios a las restricciones asignadas. Para este trimestre se aplicaron conceptos de alivio por ejecución de garantías por un valor de 62.530 millones de pesos, con una participación de 66,35% de los alivios a las restricciones.

Por otro lado, se inició con la aplicación del 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.

Asimismo, es importante mencionar que el párrafo contenido en el artículo 43 de la Res. CREG 060 de 2020, definió un periodo pedagógico para lo cual el ASIC liquidará las desviaciones entre el inicio del quinto mes y la finalización del sexto después de la publicación de la de la resolución en el Diario Oficial, sin que tenga efectos pecuniarios

A continuación, se muestra la información utilizada para el cálculo de las restricciones para el primer trimestre de 2020 y corresponde a los meses de diciembre de 2019 y enero y febrero de 2020.

Concepto	Valor en pesos
+ Total Restricciones (\$)	75.825.378.289
+ Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	3.689.253.177
+ Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	0
+ Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
+ Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	36.994.507.374
Total Restricciones asignadas	116.509.138.840
- Rentas de congestión (\$)	29.834.940.921
- Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	0
- Alivio por CIOEF(\$)	0
- Alivio por Ejecución de garantías (\$)	62.530.552.564
- Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/2015 en \$	0
- Alivio desviaciones Res, CREG 060/2019 (\$)	1.879.446.016
- Alivio restricciones RES 05/2010 (\$)	0
- Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	0
Total alivios a las restricciones asignadas	94.244.939.501
Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda	22.264.199.339



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 primer 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 S.A. ESP	SIN ADD	584,86
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	439,24
COSTA CARIBE	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	452,83
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	466,27
COSTA CARIBE	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	473,15
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	510,82
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	538,28
COSTA CARIBE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	539,76
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	566,71
GUAYARE	ENERGUAYARE ESP	SIN ADD	567,38
TOLIMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	575,48
TOLIMA	CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	SIN ADD	604,36
TOLIMA	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	624,63
TOLIMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	635,05
TOLIMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	654,89
TOLIMA	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	726,90
TOLIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	752,76

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	516,67
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	542,30
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	549,97
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM ESP	CENTRO	551,64
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	588,23
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	617,53
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	653,81
CALDIAS	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	519,76
CALDIAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	541,62
CALDIAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	556,40
CALDIAS	EEP S.A. ESP	CENTRO	560,67
CALDIAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	583,81
CALDIAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	595,41
CALDIAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	646,12
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	524,85
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	556,86
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	576,57
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	577,27
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	645,95
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	511,17
PEREIRA	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	536,95
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	543,67
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	574,78
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	607,99
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	629,48
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	647,55
QUINDIO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	512,95
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	536,96
QUINDIO	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	569,39
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	574,71
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	612,50
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	628,08
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	562,88
RUITOQUE	PEESA S.A. ESP	CENTRO	634,34
SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	519,55
SANTANDER	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	556,32
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	557,25
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	559,53
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	569,93
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	581,25
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	645,16

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	550,36
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. ESP	SUR	610,07
CAQUETA	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	525,00
CAQUETA	VATIA S.A. ESP	SUR	550,22
CAQUETA	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	632,38
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	650,19
CASANARE	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	523,49
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR	549,84
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	552,62
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	558,55
CASANARE	ENERCA S.A. ESP	SUR	612,79
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	650,41
META	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	520,54
META	VATIA S.A. ESP	SUR	549,66
META	EMSA S.A. ESP	SUR	574,09
META	DICEL S.A. ESP	SUR	591,87
META	PEESA S.A. ESP	SUR	654,26
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	549,91
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	629,99
PUTUMAYO	PEESA S.A. ESP	SUR	655,16
SIBUNDOY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	665,17

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	495,42
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	519,59
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	528,60
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	569,25
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI ESP	OCCIDENTE	576,62
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	632,69
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	643,74
CARTAGO	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	496,10
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	526,82
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	568,73
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	585,34
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	630,86
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	635,08
CAUCA	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	509,66
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	534,30
CAUCA	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	550,03
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	586,34
CAUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	634,52
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	636,87
CAUCA	CEO S.A.S ESP	OCCIDENTE	664,06
EPSAU	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	506,55
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	520,87
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	530,48
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	573,26
EPSAU	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	582,58
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	627,00
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	633,63
NARIÑO	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	507,02
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	527,16
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	573,80
NARIÑO	CEDEMAR S.A. ESP	OCCIDENTE	613,38
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	625,63
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	641,06
POPAYAN	EMESA S.A. ESP	OCCIDENTE	490,43
TULLUA	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	507,13
TULLUA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	524,67
TULLUA	CEISA S.A. ESP	OCCIDENTE	553,01
TULLUA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	566,10
TULLUA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	612,24
TULLUA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	634,36

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	515,03
ARAUCA	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	595,14
BOGOTA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	484,77
BOGOTA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	507,89
BOGOTA	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE	513,21
BOGOTA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	515,09
BOGOTA	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	522,13
BOGOTA	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	543,24
BOGOTA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	554,64
BOGOTA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	563,16
BOGOTA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	606,33
BOYACA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	490,11
BOYACA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	517,70
BOYACA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	556,41
BOYACA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	557,42
BOYACA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	558,45
BOYACA	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	559,08
BOYACA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	604,09
HUILA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	489,14
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	516,38
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	558,17
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	597,41
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	606,94

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

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



prestador del servicio y del proveedor de los bienes necesarios para su obtención o utilización”. Razón por la cual en el Anexo 2 del presente documento se presentan las tarifas aplicadas, organizadas por mercados, permitiendo así la comparación de estas en zonas con más de un prestador del servicio.

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 enero, febrero y marzo 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 primer trimestre de 2020 y que es igual a 136,49 \$/kWh, correspondiente a enero 1 de 2020.
- **Componente T:** Se tomó el promedio simple del valor del componente del cuarto trimestre de 2020, igual a 35,81 \$/kWh.
- **Componente P:** Se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 136,49 \$/kWh y el T promedio de 35,81 \$/kWh; el IPRSTN fue definido como el promedio de la demanda real y la pérdida real publicados por el ASIC en el archivo TRSM versión



TXF y el IPR fue definido por la SSPD como el promedio de los valores de cada OR.

- **Componente de D:** Se tomó el valor promedio del primer 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 primer trimestre de 2020 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (0,78 \$/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.

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

Nivel de Tensión 1

Para el primer 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 667,48 \$/kWh y el valor promedio más bajo corresponde al sector Industrial, servicio prestado por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. con 313,87 \$/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 enero, febrero y marzo de 2020 correspondiente al primer trimestre es para la empresa ENERCA S.A. E.S.P. con 670,74 \$/kWh en el sector Industrial en el ADD Sur; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a RENOVATIO S.A. E.S.P. con 278,80 \$/kWh para el sector Comercial del mercado de comercialización Costa Caribe que no pertenece a ningún ADD.

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CU_{Min}
CENTRO	NT1	340,578
CENTRO	NT2	284,359
CENTRO	NT3	252,469
CENTRO	NT4	179,414
OCCIDENTE	NT1	351,868
OCCIDENTE	NT2	289,203
OCCIDENTE	NT3	240,176
OCCIDENTE	NT4	202,471
ORIENTE	NT1	365,768
ORIENTE	NT2	312,173
ORIENTE	NT3	237,116
ORIENTE	NT4	202,471
SUR	NT1	374,818
SUR	NT2	328,033
SUR	NT3	261,423
SUR	NT4	202,471
COSTA CARIBE	NT1	288,838
COSTA CARIBE	NT2	258,663
COSTA CARIBE	NT3	237,083
COSTA CARIBE	NT4	202,271
CHOCO	NT1	315,643
CHOCO	NT2	277,313
TOLIMA	NT1	383,306
TOLIMA	NT2	332,499
TOLIMA	NT3	243,617
TOLIMA	NT4	202,471

Nivel de Tensión 3

Para este nivel de tensión, el valor promedio más alto para el periodo comprendido entre enero y marzo de 2020 corresponde a ENERCA S.A. E.S.P., con 437,03 \$/kWh en el sector Industrial del ADD Sur; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a GECELCA S.A. E.S.P. con 282,28 \$/kWh para el sector Industrial en el ADD Centro.

Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para este primer trimestre del año 2020 corresponde a ECOPETROL ENERGÍA S.A. E.S.P. con 345,73 \$/kWh en el sector Industrial del ADD Sur; por su parte, CEO S.A.S. E.S.P. presenta el menor valor promedio con 234,74 \$/kWh en el sector Industrial para el ADD Centro.



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 y un CU promedio de 282,37 \$/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 enero de 2020 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	495,88
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	516,25
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM ESP	CENTRO	520,20
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	525,90
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	536,02
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	559,49
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	603,86
CALDAS	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	498,05
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	506,19
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	522,05
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	530,78
CALDAS	EEP S.A. ESP	CENTRO	544,96
CALDAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	545,57
CALDAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	578,74
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	496,96
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	510,10
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	527,23
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	536,74
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	538,90
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	489,19
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	514,84
PEREIRA	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	518,74
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	532,18
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	544,67
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	552,89
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	615,75
QUINDIO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	489,62
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	506,63
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	524,46
QUINDIO	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	535,22
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	535,43
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	598,18
RUITOQUE	PEESA S.A. ESP	CENTRO	534,40
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	564,38
SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	495,37
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	524,56
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	537,06
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	538,88
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	541,86
SANTANDER	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	551,00
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	564,35

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJI, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	482,78
CAJI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	508,50
CAJI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	511,49
CAJI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	523,97
CAJI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	545,73
CAJI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI ESP	OCCIDENTE	565,56
CAJI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	639,30
CARTAGO	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	483,17
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	505,55
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	526,46
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	528,36
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	548,91
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	627,08
CAUCA	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	496,18
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	514,13
CAUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	517,62
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	552,03
CAUCA	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	601,76
CAUCA	CEO S.A.S ESP	OCCIDENTE	631,30
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	632,98
EPSAU	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	490,73
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	510,41
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	511,65
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	521,16
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	553,70
EPSAU	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	559,43
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	621,53
NARIÑO	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	489,26
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	500,01
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	501,40
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	549,96
NARIÑO	CEDEMAR S.A. ESP	OCCIDENTE	590,81
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	636,76
POPAYAN	EMESA S.A. ESP	OCCIDENTE	476,01
TULLIA	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	486,47
TULLIA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	499,66
TULLIA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	524,93
TULLIA	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	525,33
TULLIA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	542,78
TULLIA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	601,63

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	497,16
ARAUCA	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	612,28
BOGOTA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	478,77
BOGOTA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	500,63
BOGOTA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	506,12
BOGOTA	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	518,84
BOGOTA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	519,40
BOGOTA	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE	524,95
BOGOTA	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	535,38
BOGOTA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	539,72
BOGOTA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	564,08
BOYACA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	479,48
BOYACA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	502,12
BOYACA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	502,81
BOYACA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	543,83
BOYACA	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	552,99
BOYACA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	554,12
BOYACA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	556,94
HUILA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	480,77
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	496,89
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	511,22
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	543,58
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	572,38

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	531,49
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. ESP	SUR	614,70
CAQUETA	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	517,09
CAQUETA	VATIA S.A. ESP	SUR	533,15
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	539,03
CAQUETA	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	639,48
CASANARE	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	517,02
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	526,21
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR	537,86
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	538,89
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	544,64
CASANARE	ENERCA S.A. ESP	SUR	581,47
META	EMSA S.A. ESP	SUR	480,72
META	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	515,92
META	VATIA S.A. ESP	SUR	535,62
META	PEESA S.A. ESP	SUR	550,13
META	DICEL S.A. ESP	SUR	581,29
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	536,84
PUTUMAYO	PEESA S.A. ESP	SUR	554,48
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	638,90
SIBUNDOY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	666,87

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	559,41
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	426,71
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	453,44
COSTA CARIBE	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	454,05
COSTA CARIBE	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	465,23
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	465,45
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	491,97
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	509,34
COSTA CARIBE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	535,07
GUAVIARE	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	564,41
TOLUMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	510,10
TOLUMA	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	531,91
TOLUMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	534,60
TOLUMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	552,63
TOLUMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	574,31
TOLUMA	CELSIA TOLUMA S.A. E.S.P.	SIN ADD	600,74
TOLUMA	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	658,39

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



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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	516,17
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	545,18
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	545,71
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM ESP	CENTRO	567,36
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	577,74
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	619,69
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	652,80
CALDAS	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	521,74
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	537,71
CALDAS	EEP S.A. ESP	CENTRO	551,78
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	553,29
CALDAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	599,11
CALDAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	602,94
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	648,71
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	520,39
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	557,37
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	577,27
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	596,46
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	652,81
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	510,95
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	536,54
PEREIRA	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	538,29
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	567,28
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	598,80
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	631,48
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	645,37
QUINDIO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	513,52
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	530,91
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	556,25
QUINDIO	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	586,37
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	614,32
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	614,96
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	549,29
RUITOQUE	PEESA S.A. ESP	CENTRO	619,01
SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	518,42
SANTANDER	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	540,88
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	551,26
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	593,66
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	582,49
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	583,97
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	631,39

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	494,74
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	521,06
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	522,92
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	560,93
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI ESP	OCCIDENTE	566,44
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	631,16
CAJ. JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	645,20
CARTAGO	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	494,77
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	519,79
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	557,88
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	613,98
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	632,14
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	632,49
CAUCA	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	511,38
CAUCA	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	522,99
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	527,18
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	584,02
CAUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	637,60
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	638,15
CAUCA	CEO S.A.S. ESP	OCCIDENTE	665,94
EPSAU	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	508,51
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	523,06
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	524,72
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	602,87
EPSAU	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	594,73
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	629,44
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	634,21
NARIÑO	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	503,94
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	522,35
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	565,43
NARIÑO	CEDENAR S.A. ESP	OCCIDENTE	612,63
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	631,95
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	641,74
POPAYAN	EMESA S.A. ESP	OCCIDENTE	499,18
TULUA	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	512,88
TULUA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	520,55
TULUA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	558,48
TULUA	CEISA S.A. ESP	OCCIDENTE	569,47
TULUA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	620,56
TULUA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	637,82

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ABAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	507,43
ABAUCA	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	586,62
BOGOTA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	482,05
BOGOTA	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE	498,62
BOGOTA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	505,94
BOGOTA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	509,31
BOGOTA	DICEL S.A. E.S.P.	ORIENTE	523,44
BOGOTA	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	533,22
BOGOTA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	542,73
BOGOTA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	568,27
BOGOTA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	590,18
BOYACA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	489,29
BOYACA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	508,75
BOYACA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	544,72
BOYACA	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	552,11
BOYACA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	558,14
BOYACA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	558,53
BOYACA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	592,45
HUILA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	487,55
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	508,73
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	546,05
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	593,34
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	608,10

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	543,20
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. ESP	SUR	609,70
CAQUETA	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	522,53
CAQUETA	VATIA S.A. ESP	SUR	542,85
CAQUETA	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	621,96
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	650,90
CASANARE	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	520,72
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR	539,48
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	548,30
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	560,54
CASANARE	ENERCA S.A. ESP	SUR	609,12
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	651,26
META	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	516,86
META	VATIA S.A. ESP	SUR	540,37
META	DICEL S.A. ESP	SUR	577,74
META	EMSA S.A. ESP	SUR	606,48
META	PEESA S.A. ESP	SUR	651,58
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	540,09
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	623,81
PUTUMAYO	PEESA S.A. ESP	SUR	650,89
SIBUNDÓY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	665,55

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	587,24
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	435,52
COSTA CARIBE	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	461,51
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	465,13
COSTA CARIBE	DICEL S.A. E.S.P.	SIN ADD	473,72
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	497,61
COSTA CARIBE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	539,42
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	540,31
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	571,44
GUAVIARE	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	566,04
TOLIMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	589,02
TOLIMA	CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	SIN ADD	604,55
TOLIMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	660,60
TOLIMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	666,78
TOLIMA	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	670,03
TOLIMA	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	759,46
TOLIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	792,48

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

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	537,98
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	555,29
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPM ESP	CENTRO	567,36
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	588,49
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	627,45
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	629,04
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	772,62
CALDAS	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	539,50
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	580,96
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	585,12
CALDAS	EEP S.A. ESP	CENTRO	585,29
CALDAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	602,94
CALDAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	608,39
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	767,59
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	557,20
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	596,46
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	603,10
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	615,69
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	757,83
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	533,38
PEREIRA	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	547,82
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	579,63
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	611,89
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	632,27
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	641,21
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	765,10
QUINDIO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	535,71
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	573,33
QUINDIO	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	586,37
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	624,24
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	632,66
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	759,22
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	574,96
RUITOQUE	PEESA S.A. ESP	CENTRO	764,94
SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	544,86
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	576,04
SANTANDER	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	577,09
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	583,97
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	595,92
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	596,91
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	780,80



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	508,73
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	524,38
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	556,25
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCAJ ESP	OCCIDENTE	597,85
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	601,09
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	646,70
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	742,36
CARTAGO	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	510,36
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	555,13
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	599,41
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	616,47
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	633,36
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	744,38
CAUCA	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	521,43
CAUCA	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	525,32
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	561,57
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	622,97
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	639,50
CAUCA	CEO S.A.S ESP	OCCIDENTE	694,95
CAUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	748,33
EPSAU	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	520,41
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	526,24
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	557,86
EPSAU	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	593,57
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	603,21
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	630,04
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	745,52
NARIÑO	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	527,86
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	557,71
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	606,00
NARIÑO	CEDENAR S.A. ESP	OCCIDENTE	636,70
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	644,68
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	744,94
POPAYAN	EMEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	496,09
TULLUA	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	528,04
TULLUA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	559,81
TULLUA	CELSIA S.A. ESP	OCCIDENTE	564,22
TULLUA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	597,02
TULLUA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	614,52
TULLUA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	740,35

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	540,48
ARAUCA	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	586,52
BOGOTA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	493,48
BOGOTA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	508,25
BOGOTA	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE	516,05
BOGOTA	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	524,11
BOGOTA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	538,70
BOGOTA	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	561,13
BOGOTA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	562,12
BOGOTA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	581,47
BOGOTA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	729,55
BOYACA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	501,55
BOYACA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	541,54
BOYACA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	556,98
BOYACA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	559,87
BOYACA	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	572,13
BOYACA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	583,71
BOYACA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	729,35
HUILA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	499,12
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	541,52
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	584,86
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	611,75
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	729,86

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	576,40
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. ESP	SUR	605,80
CAQUIETA	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	535,38
CAQUIETA	VATIA S.A. ESP	SUR	574,66
CAQUIETA	ELECTROCAQUIETA S.A. ESP	SUR	635,71
CAQUIETA	PEESA S.A. ESP	SUR	760,62
CASANARE	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	532,72
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	564,91
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR	572,17
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	588,89
CASANARE	ENERCA S.A. ESP	SUR	647,76
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	761,06
META	RENOVATIO S.A. ESP	SUR	528,85
META	VATIA S.A. ESP	SUR	572,99
META	DICEL S.A. ESP	SUR	616,60
META	EMSA S.A. ESP	SUR	635,08
META	PEESA S.A. ESP	SUR	761,07
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	572,81
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	627,27
PUTUMAYO	PEESA S.A. ESP	SUR	760,12
SIBUNDOY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	663,08

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	607,93
COSTA CARIBE	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	442,93
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	453,48
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	480,25
COSTA CARIBE	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	480,48
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	542,89
COSTA CARIBE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	544,79
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	553,19
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	663,23
GUAVIARE	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	571,70
TOLIMA	CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	SIN ADD	607,97
TOLIMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	627,33
TOLIMA	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	671,97
TOLIMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	709,96
TOLIMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	723,58
TOLIMA	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	762,85
TOLIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	913,17

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

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 168 (\$/kwh)
FEBRERO	SIN ADD	CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	TOLIMA	748,20	604,35
MARZO	CENTRO	CENS S.A. ESP	NORTE DE SANTANDER	629,29	596,46
MARZO	CENTRO	CHEC S.A. ESP	CALDAS	636,85	602,94
MARZO	CENTRO	EDEQ S.A. ESP	QUINDIO	614,48	586,37
MARZO	CENTRO	EPM ESP	ANTIOQUIA UNIFICADO	603,62	567,35
MARZO	CENTRO	ESSA S.A. ESP	SANTANDER	615,85	583,97
MARZO	ORIENTE	ELECTROHUILA S.A. ESP	HUILA	650,10	611,75
MARZO	SIN ADD	ENERGUAVIARE E.S.P.	GUAVIARE	642,22	571,70
MARZO	SIN ADD	CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	TOLIMA	789,72	607,97

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

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



Anexo 2

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

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
EEP S.A. ESP	513,68	498,19	506,13				
ELECTRICARIBE S.A. ESP			421,48				
EMCALI ESP			486,17				
EMGESA SA ESP			382,35				
ENERTOTAL S.A. ESP			495,04		470,26		
EPM S.A. ESP	378,22		453,35	443,53	366,69	487,04	420,69
EPSA S.A. ESP			448,49		445,15		
ESANT S.A. ESP							563,39
RENOVATIO S.A. ESP			424,23		423,53		
RUITOQUE S.A. ESP			447,38	474,45	450,25		463,76
VATIA S.A. ESP			361,34		429,23		

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
CEDENAR S.A. ESP	497,42					
CEO S.A.S ESP		415,25				
DICEL S.A. ESP		363,29				
DICELER S.A. E.S.P		348,89				
ELECTRICARIBE S.A. ESP		410,61				
EMCALI ESP	514,89	447,74	411,78	379,71	416,71	363,74
EMGESA SA ESP		425,70			312,88	
EPSA S.A. ESP		413,97			433,34	
VATIA S.A. ESP		387,80	453,97		452,47	

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 PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			542,46				462,38		
DICEL S.A. ESP			380,55				455,84		
ELECTRICARIBE S.A. ESP			418,30				474,39		
ELECTROHUILA S.A. ESP	405,76		435,78	429,72					
EMCALI ESP									458,47
EMGESA SA ESP		462,00	440,14				457,25	423,69	434,26
ENERGIA Y AGUA SAS ESP							473,45		
ENERTOTAL S.A. ESP			445,99			490,52	465,00		
EPM S.A. ESP							457,26		
EPSA S.A. ESP			439,23				443,47		
ISAGEN S.A. ESP							447,00		
PEESA S.A. ESP				593,02	587,92		618,23		
RENOVATIO S.A. ESP							361,96		
RUITOQUE S.A. ESP		473,13			440,22		462,29		
VATIA S.A. ESP			445,96				433,88		

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ELECTRICARIBE S.A. ESP		446,50		
EMEVASI S.A. ESP	503,71			
EMGESA SA ESP		507,55		667,48
EMSA S.A. ESP	574,57		545,83	

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL
DICEL S.A. ESP		440,61		
DICELER S.A. E.S.P		417,92		
EEP S.A. ESP		406,57		
ELECTRICARIBE S.A. ESP	404,30	412,66	479,06	313,87
EMGESA SA ESP		384,31		
ENERTOTAL S.A. ESP				411,22
EPM S.A. ESP				363,46
RUITOQUE S.A. ESP		378,80		
VATIA S.A. ESP		349,27		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre I 2020. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ELECTROHUILA S.A. ESP		494,49
EMGESA SA ESP	463,54	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
ECOPETROL ENERGIA						445,74		
EEP S.A. ESP	405,23	430,65	408,61	429,73		414,68		413,53
ELECTRICARIBE S.A. ESP			366,25			488,97		
ELECTROHUILA S.A. ESP						385,83		
EMCALI ESP			399,63					512,92
EMGESA SA ESP		417,33	387,34	384,89		406,42		
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			392,54	407,23		403,86		503,77
ENERTOTAL S.A. ESP			441,44			392,54		
EPM S.A. ESP	390,79		371,11	376,40		379,43	375,55	379,55
EPSA S.A. ESP	385,02		381,70			375,94		
ESANT S.A. ESP								538,61
GECELCA S.A. ESP								
ISAGEN S.A. ESP						390,68		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						374,75		
PEESA S.A. ESP						425,45		
RENOVATIO S.A. ESP			274,99			494,70		
RENOVATIO S.A. ESP						376,71		
RUITOQUE S.A. ESP			400,02	392,31		388,39		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			492,51					
VATIA S.A. ESP			395,23	374,55	372,40	391,16		

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 PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR		351,95					
CEDENAR S.A. ESP	429,95	428,69		399,41		393,26	
CEO S.A.S ESP		399,78				386,28	383,13
CETSA S.A. ESP	424,29	378,58				371,05	377,19
DICEL S.A. ESP	395,56	383,59				399,32	432,11
DICELER S.A. E.S.P		383,75				391,06	
EEP S.A. ESP	390,21						
ELECTRICARIBE S.A. ESP		346,73					
ELECTROHUILA S.A. ESP						369,22	
EMCALI ESP	399,64	380,34		381,69	392,77	387,47	392,50
EMEESA S.A. ESP						311,21	
EMGESA SA ESP		373,48				380,93	543,86
ENERTOTAL S.A. ESP		383,85				404,77	
EPM S.A. ESP		357,13				362,89	
EPSA S.A. ESP	374,46	374,17	414,30			370,89	369,60
ISAGEN S.A. ESP						370,03	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						411,54	
RENOVATIO S.A. ESP		383,80					
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		476,91					
VATIA S.A. ESP		412,14				373,22	

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 PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			416,71				386,08		
CODENSA S.A. ESP	479,01								
DICEL S.A. ESP			387,56	629,21			401,25		387,40
DICELER S.A. E.S.P			379,46				368,65		
ECOPETROL ENERGIA							431,62		
EEP S.A. ESP			369,13						
ELECTRICARIBE S.A. ESP			351,86				372,12		
ELECTROHUILA S.A. ESP	374,86		378,97	379,16			376,76		379,07
EMCALI ESP			380,13				382,11		366,67
EMGESA SA ESP		372,77	378,34	379,88	385,53	444,10	377,55	372,00	513,34
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			368,65						
ENERTOTAL S.A. ESP			381,99				381,35		
EPM S.A. ESP			349,47		386,60		355,89		360,79
EPSA S.A. ESP			364,43	364,47			359,81		398,26
ISAGEN S.A. ESP				377,51			355,41		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							408,15		
PEESA S.A. ESP	552,07				469,00		503,37		
RENOVATIO S.A. ESP			332,54				263,55		
RUITOQUE S.A. ESP		362,71	367,65	362,62	360,36		360,92		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			472,19						
VATIA S.A. ESP			392,98				398,98		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
DICEL S.A. ESP		552,05			547,83	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		387,67				
ELECTROHUILA S.A. ESP		410,04				428,39
EMCALI ESP						396,48
EMEVASI S.A. ESP	501,35					
EMGESA SA ESP		416,84			641,68	
EMSA S.A. ESP	617,74				449,79	
ENERCA S.A. ESP					670,74	
ENERTOTAL S.A. ESP	448,98					
EPM S.A. ESP		398,66			393,72	426,13
EPSA S.A. ESP		412,10			413,74	452,52
RUITOQUE S.A. ESP		401,87				
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		520,54				
VATIA S.A. ESP		410,35	410,84	406,45	413,08	

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 PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR		321,23				322,18		
CEO S.A.S ESP		491,40				347,25		
DICEL S.A. ESP		334,23						360,37
DICELER S.A. E.S.P						396,59		
ECOPETROL ENERGIA								
EEP S.A. ESP		354,61						
ELECTRICARIBE S.A. ESP	407,85	342,44	376,49	383,27	376,15	363,93		467,42
ELECTROHUILA S.A. ESP		344,79				344,38		
EMCALI ESP		369,70						505,82
EMGESA SA ESP		343,36		336,05	335,95	374,21	337,13	515,02
EMSA S.A. ESP						345,94		
ENERTOTAL S.A. ESP		371,35						
EPM S.A. ESP		328,19				332,44		329,33
EPSA S.A. ESP		335,86				356,61		
GECELCA S.A. ESP						355,71		
ISAGEN S.A. ESP						330,63		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						397,18		
PEESA S.A. ESP		523,83						420,04
RENOVATIO S.A. ESP		278,80				249,08		
RUITOQUE S.A. ESP		334,41				372,74		
SOUTH32 ENERGY S.A.S. E.S.P.		316,75						
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		451,93						
VATIA S.A. ESP		349,40				347,44		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
ELECTRICARIBE S.A. ESP		399,23				
EMGESA SA ESP		437,76				569,05
ENERTOTAL S.A. ESP				435,33		
EPM S.A. ESP		409,27		411,72		
EPSA S.A. ESP	429,37	457,74	468,40	460,99	441,67	473,65
PEESA S.A. ESP				519,17		
RENOVATIO S.A. ESP				413,10		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		534,54				

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	331,15	
EMGESA SA ESP	372,85	
ISAGEN S.A. ESP		337,86

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	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR		324,72			408,60	
DICEL S.A. ESP		289,05			366,50	
ECOPETROL ENERGIA					365,67	
EEP S.A. ESP	359,68	343,06	359,11	359,92	344,02	356,65
ELECTRICARIBE S.A. ESP		290,65				
EMCALI ESP		327,72				
EMGESA SA ESP		320,20			321,99	459,44
EMSA S.A. ESP					312,27	
ENERTOTAL S.A. ESP					351,92	
EPM S.A. ESP		309,40	309,25		300,95	314,69
EPSA S.A. ESP		306,87			326,73	
GECELCA S.A. ESP					282,28	
ISAGEN S.A. ESP					298,22	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					345,50	
RUITOQUE S.A. ESP		319,87	307,74		321,66	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		417,96				
VATIA S.A. ESP		312,43	313,10		316,63	

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	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR		298,29	
CEDENAR S.A. ESP		334,86	356,92
CEO S.A.S ESP		321,08	340,08
CETSA S.A. ESP		291,35	
DICEL S.A. ESP	290,10	357,15	
ECOPETROL ENERGIA		382,91	
EMCALI ESP	330,75	335,76	345,91
EMEESA S.A. ESP		322,64	
EMGESA SA ESP	302,72	314,69	
EPM S.A. ESP	307,63	303,41	
EPSA S.A. ESP	323,61	316,56	
ISAGEN S.A. ESP		308,30	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		213,81	
RENOVATIO S.A. ESP	351,79	235,36	
VATIA S.A. ESP		364,34	

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

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
DICEL S.A. ESP	316,01		
ECOPETROL ENERGIA		482,44	
EMCALI ESP		337,76	
EMGESA SA ESP	327,84	370,98	
EMSA S.A. ESP		358,74	
ENERCA S.A. ESP		588,77	
EPM S.A. ESP	323,28	326,37	345,07
EPSA S.A. ESP	366,69	344,88	381,38
ISAGEN S.A. ESP		339,37	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		384,11	
PEESA S.A. ESP		342,78	
VATIA S.A. ESP		342,04	

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
DICEL S.A. ESP				356,47
ECOPETROL ENERGIA				380,72
ELECTRICARIBE S.A. ESP	343,20	363,52	367,03	351,54
ELECTROHUILA S.A. ESP				316,06
EMGESA SA ESP	319,57			340,88
EPM S.A. ESP	308,17			303,11
EPSA S.A. ESP				350,59
GECELCA S.A. ESP				299,67
ISAGEN S.A. ESP				311,89
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	360,55			359,97
VATIA S.A. ESP	325,96			343,14

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre I 2020. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			441,03		
ECOPETROL ENERGIA			364,20		
ELECTROHUILA S.A. ESP			330,21		
EMGESA SA ESP	359,46		308,87		
ENERTOTAL S.A. ESP			336,12		
EPM S.A. ESP	299,47		301,50		
EPSA S.A. ESP	351,00	342,53	387,96	334,16	358,11
ISAGEN S.A. ESP			302,03		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			428,68		

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	INDUSTRIAL
CEO S.A.S ESP	234,74
ECOPETROL ENERGIA	328,58
EPM S.A. ESP	273,20
GECELCA S.A. ESP	286,86
ISAGEN S.A. ESP	263,75

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EMCALI ESP			408,56
EMGESA SA ESP		286,95	
EPM S.A. ESP		260,61	
EPSA S.A. ESP	265,60	280,20	
ISAGEN S.A. ESP		240,41	

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	344,67	
EMGESA SA ESP	316,37	293,25
EPM S.A. ESP	262,67	
GECELCA S.A. ESP	287,35	
ISAGEN S.A. ESP	267,00	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA	345,76
EMSA S.A. ESP	328,79

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
ELECTRICARIBE S.A. ESP	262,52	264,59	
EMGESA SA ESP		341,32	270,83
EPSA S.A. ESP	289,51		
ISAGEN S.A. ESP		245,44	

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