



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios

# Boletín Tarifario

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

**ABRIL - JUNIO  
2021**

# Contenido

## Página

Introducción	3
Actualidad tarifaria	3
Panorama nacional	3
Componente de generación	4
Componente de transmisión	9
Componente de distribución	12
Componente de comercialización	15
Componente de Pérdidas	17
Componente de Restricciones	18
Opción Tarifaria	20
Tarifas aplicadas	22
Usuarios no regulados	23
Anexo 1	26
Anexo 2	32

### Proyectaron:

Kelly Andrea Toro Toro  
Diego Fernando Borda Tovar

### Revisó

Ángela María Sarmiento Forero  
Directora Técnica de Gestión de Energía

### Aprobó:

Diego Alejandro Ossa Urrea  
Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible



## Introducción

El boletín tarifario expone el seguimiento realizado por la SSPD a los componentes que conforman el costo unitario de prestación del servicio (CU) del NT1 con propiedad del OR y las tarifas de energía eléctrica durante el segundo trimestre de 2021 aplicadas por los comercializadores a los usuarios regulados y las observadas para usuarios no regulados.

El documento contiene una breve descripción de la reciente normativa que incide en la fórmula tarifaria o en el cálculo de la misma. Así mismo, presenta un análisis del comportamiento de los diferentes componentes que conforman el CU del mercado regulado, en el NT 1 con propiedad del OR durante el trimestre y las tarifas aplicadas para los estratos 4. Finalmente se presentan los valores estimados de las tarifas promedio de los usuarios no regulados. En los anexos del documento se presentan los datos detallados del resultado del presente análisis.

### 1. Actualidad tarifaria

Durante el segundo trimestre del 2021, la comisión resolvió los recursos interpuestos por los Operadores de Red a los cuales se les expedieron resoluciones particulares en las cuales realiza la aprobación de ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución:

- Electrificadora del Huila S.A. E.S.P.
- Electrificadora de Caquetá S.A. E.S.P.
- AIR-E S.A.S E.S.P.
- CARIBE MAR DE LA COSTA S.A.S E.S.P.
- Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.

Con lo anterior, el impacto de la entrada a la nueva metodología de remuneración de la actividad de Distribución se verá reflejado en las tarifas del tercer trimestre de 2021. Respecto, a las empresas que comercialización energía en los mercados Caribe Sol y Caribe Mar, las tarifas se verán afectadas por la aplicación del régimen transitorio especial en materia tarifaria para la región Caribe (Res. CREG 010 de 2020), que, de manera general, establece la actualización de los porcentajes de pérdidas reconocidas para referir al STN (IPR) y permite a la empresa incluir en el componente de Pérdidas la variable CPROG y un valor delta de pérdidas de aproximadamente los últimos 12 meses ( $\Delta GT$ ).

Para finalizar, la CREG expidió la resolución 023 de 2021 en donde publica el proyecto de resolución “Por la cual se define la fórmula de traslado en el componente de compras de energía G del CU con el fin de incluir las compras que realicen los comercializadores en el mecanismo Derivex-CRCC, en otros mecanismos autorizados como resultado de la aplicación de la Resolución CREG 114 de 2018 o en aquellos administrados por el Ministerio de Minas y Energía, para la atención de demanda regulada”.

La presentación de comentarios, observaciones y sugerencias deberían presentarse dentro de los veinte (20) días hábiles siguientes a la publicación del proyecto en la página Web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Fecha que según la página de la comisión, se cumplía el pasado 05 de mayo de 2021.

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

Res. CREG/2021	Temática
016	Ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P
017	Resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución CREG 216 de 2020.
020	Se modifican las condiciones para el registro de fronteras comerciales de prestadores del servicio en ZNI que se integran al SIN
023	Se define la fórmula de traslado en el componente de compras de energía G del CU con el fin de incluir las compras que realicen los comercializadores en el mecanismo Derivex-CRCC. - CONSULTA
024	Ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por AIR-E S.A.S. E.S.P.
025	Ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P
027	Ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P.
072	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 008 de 2021
078	Resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución CREG 024 de 2021
079	Resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución CREG 025 de 2021

### 2. Panorama nacional

El análisis realizado del comportamiento tarifario durante el segundo trimestre de 2021 inicia con la observación



agregada de cada uno de los componentes que conforman el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) de energía eléctrica para cada trimestre y así obtener el comportamiento del CU final en cada mercado, el cual es calculado mediante la Resolución CREG 119 de 2007 y las normas que las actualizan o modifican. Posteriormente se presenta un análisis detallado de cada componente.

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

Resultado del análisis, se encuentra que de las 37 empresas que prestan el servicio de comercialización de energía eléctrica en el país con destino al mercado regulado, los tres CU más altos para este segundo trimestre de 2021 corresponden nuevamente a ENERTOTAL S.A E.S.P. con valores de 942,02 \$/kWh en abril, 829,40 \$/kWh en mayo y 979,70 \$/kWh en junio, todos en el mercado TOLIMA; se debe tener en cuenta que no siempre la tarifa más alta indica un mal cálculo o mala aplicación de la metodología tarifaria, sino que es el resultado de la aplicación de la misma es elevado por efecto de los componentes generales del sistema o propios del comercializador. No obstante, debido a la aplicación de la metodología de la Opción Tarifaria, el CU percibido por los usuarios de esta empresa en ese mercado fue de 832,80 \$/kWh para abril, 858,44 \$/kWh en mayo y de 876,46 \$/kWh en el mes de junio.

En cuanto a las empresas con menor valor del CU para el segundo trimestre de 2021 se encuentran en el mercado Caribe Sol y los comercializadores son PEESA S.A. E.S.P. en el mes de abril y junio con valores de 485,15 \$/kWh y 483,97 \$/kWh respectivamente, QI ENERGY S.A. E.S.P. para el mes de mayo con un valor de 492,14 \$/kWh respectivamente

A modo resumen, a continuación, se indican las tarifas promedio por mercado para el trimestre, aclarando que corresponde a promedios simples de las tarifas de estrato 4 de todos los comercializadores que venden energía al

usuario regulado en un mercado en específico para el segundo trimestre del año 2021.

MERCADO	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	SIN ADD	529,15
CARIBE SOL	SIN ADD	532,79
RUITOQUE	CENTRO	564,37
BOYACA	ORIENTE	581,14
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	ORIENTE	582,01
ARAUCA	ORIENTE	582,52
HUILA	ORIENTE	588,96
CAQUETA	SUR	593,87
POPAYAN - PURACE	OCCIDENTE	594,88
CASANARE	SUR	595,07
GUAVIARE	SIN ADD	598,93
SANTANDER	CENTRO	599,14
NORTE DE SANTANDER	CENTRO	599,43
CELSIA VALLE DEL CAUCA	OCCIDENTE	599,68
TULUA	OCCIDENTE	599,99
ANTIOQUIA CREG 078/07	CENTRO	601,37
META	SUR	602,35
QUINDIO	CENTRO	603,29
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	OCCIDENTE	604,79
CALDAS	CENTRO	605,44
PUTUMAYO	SUR	606,27
CARTAGO	OCCIDENTE	610,36
CHOCO	SIN ADD	611,22
NARIÑO	OCCIDENTE	620,46
PEREIRA	CENTRO	622,90
CAUCA	OCCIDENTE	623,68
BAJO PUTUMAYO	SUR	632,14
SIBUNDOY	SUR	742,04
TOLIMA	SIN ADD	755,39

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



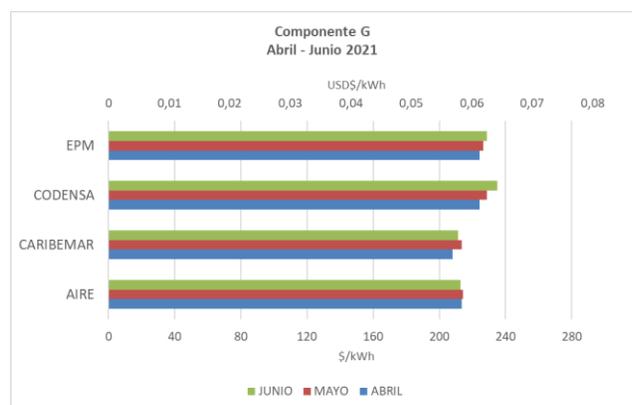
del número de usuarios fue consultada del Sistema Único de Información (SUI).

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 3690,99 \$/USD.

### Grupo 1

El valor promedio para el segundo trimestre de 2021 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 220,10 \$/kWh, 2,4 \$/kWh por debajo respecto al primer trimestre de 2021. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la empresa CARIBEMAR para el mes de abril de 2021 con un valor igual a 208,14 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a CODENSA con 234,88 \$/kWh para el mes de junio de 2021.

Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
AIRE	213,62	214,21	212,92
CARIBEMAR	208,14	213,50	211,44
CODENSA	224,36	228,64	234,88
EPM	224,23	226,63	228,62

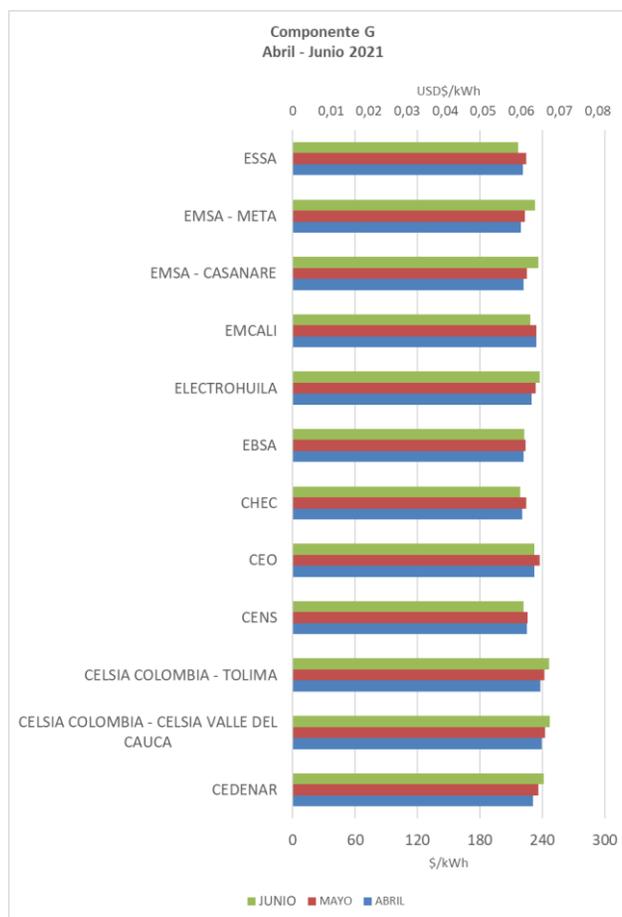


### Grupo 2

Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el segundo trimestre de 2021 corresponde a 230,14 \$/kWh, 1,52% por encima del promedio del primer trimestre del año 2021. Con un valor de 216,82 \$/kWh, ESSA S.A. E.S.P. presentó para el trimestre, el menor costo del componente G en el mes de junio de 2021; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde a CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.

en el mercado Celsia Valle del Cauca para el mes de junio de 2021, con un valor igual a 247,04 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CEDENAR	230,88	236,12	240,92
COLOMBIA - CELSIA VALLE DEL CAUCA	239,20	242,64	247,04
COLOMBIA - TOLIMA	238,17	241,58	246,02
CENS	224,83	225,94	221,85
CEO	232,27	237,15	231,83
CHEC	220,77	224,54	218,57
EBSA	221,69	223,75	222,75
ELECTROHUILA	229,84	233,17	237,56
EMCALI	233,87	233,90	228,01
EMSA - CASANARE	221,64	225,27	235,93
EMSA - META	219,40	222,82	232,86
ESSA	221,01	224,57	216,82

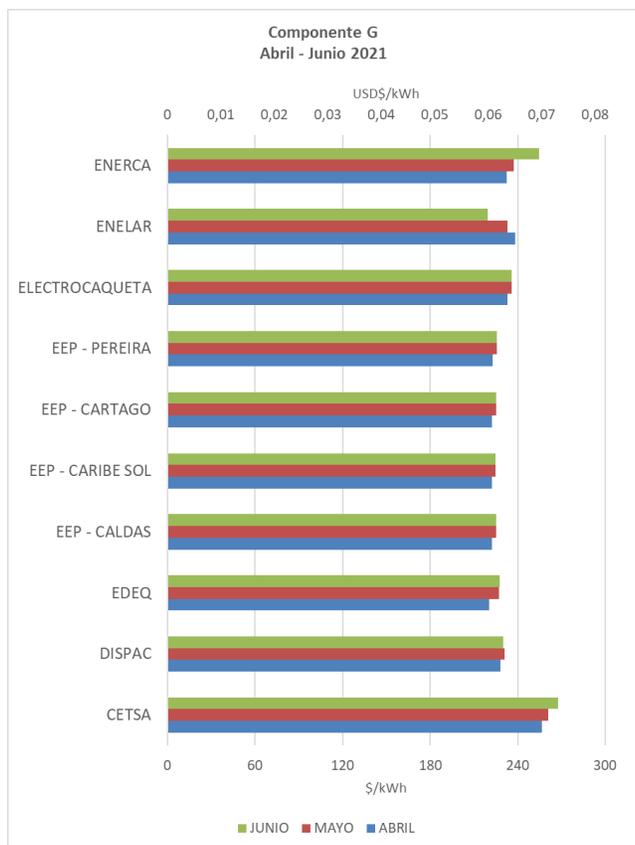


### Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 232,06 \$/kWh, 2,63% por encima del promedio del primer trimestre de 2021. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para el componente G corresponde nuevamente a la Empresa Energía de Arauca E.S.P. para el mes de junio de 2021 igual a 219,50 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde nuevamente a CETSA S.A. E.S.P., con un valor de 267,59 para el mes de junio de 2021.



Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CETSA	256,63	261,02	267,59
DISPAC	228,10	231,09	230,10
EDEQ	220,61	226,99	227,90
EEP - CALDAS	222,55	225,30	225,25
EEP - CARIBE SOL	222,17	224,99	224,81
EEP - CARTAGO	222,38	225,16	225,06
EEP - PEREIRA	222,82	225,60	225,58
ELECTROCAQUETA	233,21	235,72	235,91
ENELAR	238,24	232,79	219,50
ENERCA	232,41	237,54	254,71



#### Grupo 4

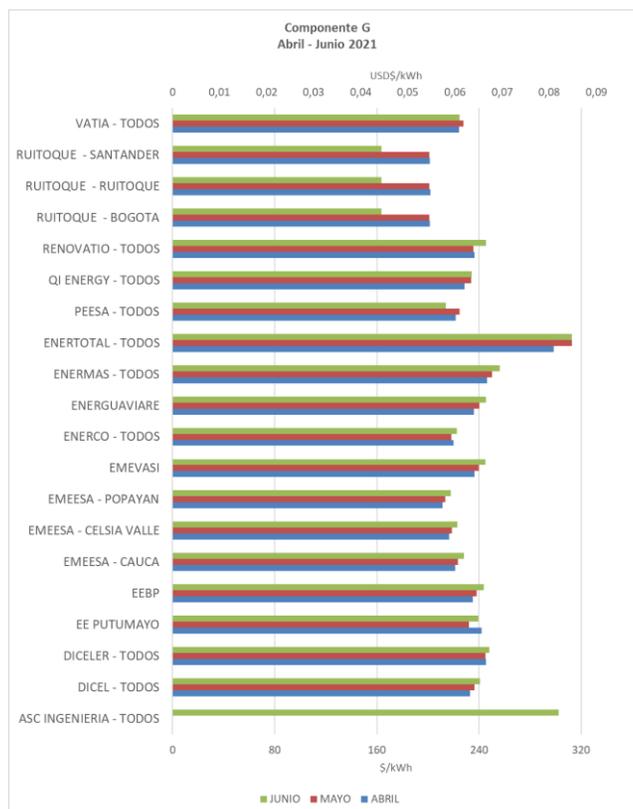
Teniendo en cuenta que las empresas Vatia S.A. E.S.P., Enertotal S.A. E.S.P., Dichel S.A. E.S.P., Diceler S.A. E.S.P., Renovatio Trading S.A.S E.S.P., PEESA S.A. E.S.P., ASC Ingeniería S.A.S. E.S.P., Enermás S.A. E.S.P., QI Energy S.A.S. E.S.P., QI ENERGY S.A.S. E.S.P. y Enerco S.A. E.S.P. tienen presencia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

Para este grupo, el valor promedio del componente de Generación es igual a 230,81 \$/kWh, 1,24% por debajo del promedio del primer trimestre de 2021. Así mismo, el menor valor reportado corresponde a RUITOQUE S.A. E.S.P., con

un valor igual a 163,48 \$/kWh para el mes de junio de 2021, mientras que el valor más alto lo publicó nuevamente ENERTOTAL S.A. E.S.P. en el mes de junio con un valor promedio en el componente de 312,74 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
ASC INGENIERIA - TODOS			302,15
DICEL - TODOS	233,14	236,54	240,52
DICELER - TODOS	245,32	244,88	247,98
EE PUTUMAYO	241,93	231,99	239,29
EEBP	235,11	238,01	243,71
EMEESA - CAUCA	221,26	223,61	228,15
EMEESA - CELSIA VALLE	216,58	218,81	223,28
EMEESA - POPAYAN	211,47	213,58	217,96
EMEVASI	236,29	239,80	245,23
ENERCO - TODOS	220,02	218,39	222,59
ENERGUAVIARE	236,11	240,09	245,45
ENERMAS - TODOS	246,42	250,37	256,25
ENERTOTAL - TODOS	298,33	312,68	312,74
PEESA - TODOS	221,96	224,70	214,08
QI ENERGY - TODOS	228,73	233,65	234,11
RENOVATIO - TODOS	236,36	235,75	245,65
RUITOQUE - BOGOTA	201,72	201,04	163,48
RUITOQUE - RUITOQUE	201,78	201,10	163,56
RUITOQUE - SANTANDER	201,72	201,04	163,49
VATIA - TODOS	224,54	227,87	224,93

\*\* La empresa ASC INGENIERÍA a la fecha de consulta de la información del Formato T7 por parte de la SSPD, se encontraba pendiente de certificación.



#### Comportamiento de los precios de contratos bilaterales

Teniendo en cuenta que alrededor del 80% de las compras de energía eléctrica con destino al mercado regulado se



realizan a través de contratos bilaterales, los cuales tienen un impacto directo en la conformación del componente de Generación, es importante realizar un análisis del comportamiento que estos han tenido durante el trimestre. Para el segundo trimestre de 2021, el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos bilaterales ( $Q_c$ ) fue de 86,17%, 1,2% por encima respecto al primer trimestre de 2021.

En primera instancia y de acuerdo con el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007, el componente de Generación contempla dentro de su cálculo un costo promedio ponderado por energía (\$/kWh), de las compras propias del Comercializador Minorista a través de contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes  $m-1$ , correspondiente a la variable  $P_c$ ; así mismo, un factor de ponderación  $\alpha$ , calculado conforme la metodología de la Resolución CREG 031 de 1997 y un costo promedio ponderado por energía (\$/kWh), de todos los contratos bilaterales liquidados en el Mercado de Energía Mayorista en el mes  $m-1$  con destino al mercado regulado (variable  $M_c$ )<sup>1</sup>.

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

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

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

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

Nótese que este nuevo  $G^*$  se traduce en el costo máximo a trasladar al usuario final regulado, únicamente contemplando las compras de energía mediante contratos bilaterales. Así las cosas, de manera inicial puede extraerse del presente análisis que cuando el valor de la variable  $P_c$  de un Comercializador Minorista se encuentra por debajo de la variable  $M_c$  para un mes en particular, esto generará

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

Ahora bien, teniendo en cuenta que lo anterior puede llegar a ocasionar un impacto en las tarifas trasladadas a los usuarios finales – toda vez que la variable  $P_c$  de cada Comercializador Minorista afecta de manera directa el valor del componente de Generación en un mes en particular –, el presente análisis propone contrastar este escenario real con un escenario contrafactual creado a través de la utilización de una variable  $G^{**}_{m,i,j}$  de *contratos neutra*, el cual se calcula de manera individual para cada Comercializador Minorista (manteniendo todo lo demás constante) y utilizando un valor de la variable  $P_c$  igual a la variable  $M_c$  del mes analizado, es decir, un escenario en el cual el Comercializador Minorista no tiene utilidades o pérdidas a propósito de los contratos bilaterales con destino al mercado regulado<sup>3</sup>.

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

Así las cosas, el objetivo de este análisis se basa en identificar el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado, para cada uno de los meses del segundo trimestre del año 2021, de la variable  $G^*_{m,i,j}$  de *contratos* respecto a la variable  $G^{**}_{m,i,j}$  de *contratos neutra* para un usuario regulado atendido por cada uno de los comercializadores minoristas del mercado.

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

<sup>1</sup> Teniendo en cuenta que el presente análisis sólo contempla el impacto de los contratos bilaterales con destino al mercado regulado y dado que las compras en bolsa se trasladan en su totalidad al usuario final, para efectos de lo acá contenido no se tendrá en consideración lo correspondiente a las compras de energía en bolsa con destino al mercado regulado.

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

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





y el factor de ponderación  $\alpha$ , sino también un aumento en el componente de Generación (respecto al que pagaría en el escenario contrafactual), lo que a su vez conlleva a un alza en el valor del Costo Unitario de Prestación del Servicio.

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

Para este trimestre, para el mercado Arauca atendido por ENELAR, se evidencia que a la fecha de consulta del Formato T9 del SUI, se encontraba pendiente de certificación el mes de junio de 2021 por lo que no fue posible realizar el proceso de verificación de tarifas, insumo para el presente análisis.

Finalmente, se muestra un resumen de los promedios mensuales del porcentaje de la demanda regulada atendida a través de contratos bilaterales ( $Q_c$  Prom), precio promedio de compra de energía en bolsa con destino al mercado regulado ( $P_b$  Prom) y el precio promedio de compra de energía en contratos bilaterales con destino al mercado regulado ( $P_c$  Prom) que incidieron en el cálculo de los componentes de generación del trimestre:

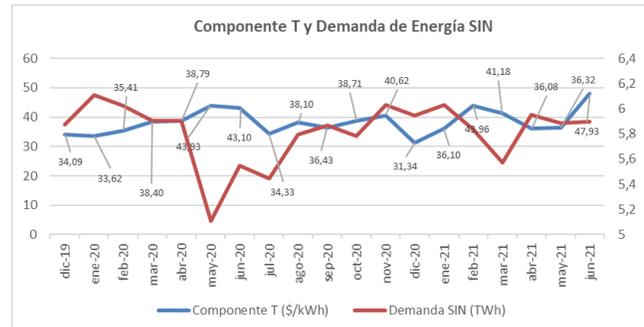
	ABRIL	MAYO	JUNIO
$Q_c$ Prom (%)	88,55%	86,08%	86,88%
$P_b$ Prom (\$/kWh)	169,61	155,01	94,36
$P_c$ Prom (\$/kWh)	236,67	240,76	245,79

#### 4. Componente de Transmisión (T)

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

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

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



Con base en los análisis de los trimestres anteriores, se observó que, al presentarse una menor demanda de energía eléctrica, mayor será el valor del componente de Transmisión, esto bajo el supuesto de ingresos del transmisor constantes por periodos de tiempo superiores a la variación de la demanda del SIN. Comportamiento que se vio reflejado en el segundo trimestre 2020, donde la demanda disminuyó y el comportamiento del componente fue creciente; esto debido a que, la demanda continuó bajando hasta alcanzar el menor valor en el mes de mayo con una disminución de aproximadamente 793.584 millones de kWh con respecto a abril de 2020, lo que significó un incremento de 5,13 \$/kWh, no obstante, para finales del trimestre la demanda incremento 437.291 millones de kWh lo que significaría una disminución de 4,35 \$/kWh, sin embargo, para este mes se evidenció un  $\Delta T$  de 5,28\$/kWh, influyendo significativamente en el comportamiento del componente. Las variaciones en la demanda, se deben a las medidas de aislamiento preventivo decretadas por el gobierno nacional, con el fin de mitigar el contagio por COVID-19.

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

Durante el cuarto trimestre 2020, el componente presentó una tendencia creciente en los meses de octubre y noviembre, lo anterior se debe a que en el mes de octubre los ingresos incrementaron \$14.865 millones de pesos y la



demanda disminuyó 82 millones de kWh respecto a los valores presentados en el mes de septiembre, en noviembre, aunque la demanda incrementó y los ingresos presentaron una tendencia estable, la aplicación de ajustes o  $\Delta T$  calculados por el LAC representaron un incremento en el componente de 3,32 \$/kWh.

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

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

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

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

En promedio los ajustes o  $\Delta T$  calculados por el LAC estuvieron en 4 \$/kWh, donde el mayor valor se presentó en el mes de junio de 2021 con 8,34 \$/kWh y el menor en el mes de mayo con un valor de -3,49 \$/kWh.

Verificada la información publicada por XM en el enlace “Liquidación STN – soporte facturación STN”, se evidenció que los ajustes aplicados en el segundo trimestre 2021 se deben a las siguientes causales.

#### **Abril de 2021**

- Ajuste en la facturación de agosto y noviembre de 2020. Modificación en la demanda real del STN.
- Ajuste en la facturación de enero de 2021: i) Modificación en la demanda real del STN; ii) Modificación en las compensaciones para el agente ITCT.

#### **Mayo de 2021**

- Ajuste en la facturación de marzo de 2016. Modificación en el pago por atraso para EPMT por notificación del Tribunal Administrativo de Cundinamarca para el proyecto UPME 01-2008 Nueva esperanza.
- Ajuste en la facturación de abril de 2016. Modificación en el pago por atraso para EPMT por notificación del Tribunal Administrativo de Cundinamarca para el proyecto UPME 01-2008 Nueva esperanza.
- Ajuste en la facturación de mayo de 2016. Modificación en el pago por atraso para EPMT por notificación del Tribunal Administrativo de Cundinamarca para el proyecto UPME 01-2008 Nueva esperanza.
- Ajuste en la facturación de junio de 2016. Modificación en el pago por atraso para EPMT por notificación del Tribunal Administrativo de Cundinamarca para el proyecto UPME 01-2008 Nueva esperanza.
- Ajuste en la facturación de marzo de 2019. Modificación en el pago por atraso de DEST por modificación en la FPO de la convocatoria UPME 05-2013 indicado en la Res MME 40373 de diciembre de 2020.
- Ajuste en la facturación de abril de 2019. Modificación en el pago por atraso de DEST por modificación en la FPO de la convocatoria UPME 05-2013 indicado en la Res MME 40373 de diciembre de 2020.
- Ajuste a la facturación de octubre de 2020. Modificación en la demanda real del STN.
- Ajuste a la facturación de febrero de 2021: i) Modificación en los rendimientos financieros correspondientes al mes de febrero de 2021 para los



agentes del STN y STR; ii) Modificación en las compensaciones para ITCT.

- Ajuste en la facturación de marzo de 2021 en el valor del diferencial de marzo de 2021 después de compensación.

### Junio de 2021

- Ajuste a la facturación de noviembre de 2020. Modificación en la demanda real del STN.
- Ajuste a la facturación de marzo de 2021. Modificación en la demanda real del STN.
- Ajuste en la facturación del mes de marzo de 2020. Modificación en el pago por atraso de ISAT por modificación en la FPO de la convocatoria UPME 03-2014 indicado en la Resolución MME 40106 de 09 abril de 2021.

En lo que respecta al valor del Ingreso Regulado Neto que pagan los participantes del mercado tenido en cuenta para cálculo del componente mensual, presentó su mayor valor en el mes de mayo de 2021 con \$ 234.221 millones y su menor valor se presentó en el mes de abril con un valor de \$ 205.840 millones. La disminución presentada en el ingreso regulado neto de aproximadamente 13.337 millones de pesos, respecto al mes con el menor valor presentado en el primer trimestre de 2021 (marzo), se debe principalmente a un aumento en las compensaciones por pago por atraso en la entrada de infraestructura (PPA, Res. CREG 022 DE 2001). A continuación, se presenta la descripción de los proyectos que presentaron retrasos y el responsable, así como, el valor total garantizado asociado a garantías ejecutadas (VTGA) tenidos en cuenta por XM en la liquidación de los cargos estimados del STN para el segundo trimestre de 2021<sup>4</sup>.

### Abril de 2021

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
DELSUR S.A.S. E.S.P. - DEST	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 1.458.568.290
ISA - ISAT	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 03-2014	\$ 28.177.930.692
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 340.628.016
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 227.671.581

### Mayo de 2021

Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
PRODUCTORA DE ENERGÍA DE	VTG		\$ 670.018.313
DELSUR S.A.S. E.S.P. - DEST	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 1.449.192.948
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 338.438.537
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 226.208.160

### Junio de 2021

<sup>4</sup> Información publicada por XM en el archivo liquidación STN – cargos estimados para los meses de enero, febrero y marzo de 2021.

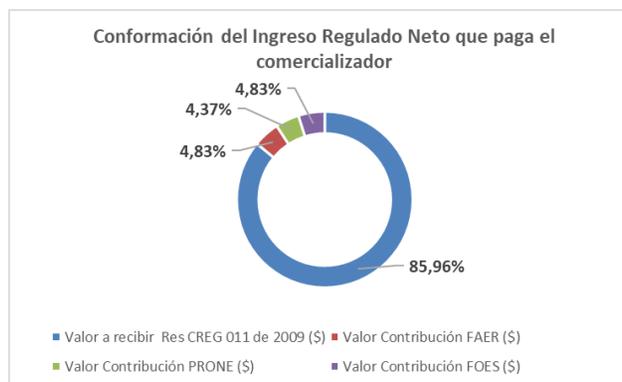
Responsable por el pago	Concepto	Descripción	Valor (COP)
DELSUR S.A.S. E.S.P. - DEST	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 1.450.125.798
EBSA - EBSD	VTG		\$ 6.344.325.645
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 338.656.391
ISAGEN - ISGC	PPA	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 226.353.771

El comportamiento de la demanda presentó un comportamiento estable entre los meses de mayo y junio. Solo se evidencia una disminución en el mes de mayo respecto al mes de abril donde aunado con lo explicado al inicio del párrafo, son las causas del comportamiento creciente del componente; la demanda presentó su menor valor (5.883 millones de kWh) en el mes de mayo con una disminución de aproximadamente 66 millones de kWh con respecto al mes de abril de 2021 donde se presentó el mayor valor (5.950 millones de kWh).

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

	abr-21	may-21	jun-21
<b>Numerador:</b>			
Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	205.840.516.946	234.221.304.062	233.503.433.414
<b>Denominador:</b>			
Energía del SIN (kWh)	5.950.400.021	5.883.713.716	5.898.785.506
<b>Sumar:</b>			
ΔT (\$/kWh)	1,489791	-3,490533	8,344088
<b>Componente T (\$/kWh)</b>	36,08	36,32	47,93

En promedio para el segundo trimestre de 2021, el Ingreso Regulado Neto que pagan los comercializadores está conformado no solo por la remuneración de los transportadores, sino por la inclusión dentro de este ingreso de los cobros para los fondos para el sector eléctrico denominados FAER, FOES y PRONE de la siguiente manera:





## 5. Componente de Distribución (D)

Para el análisis del componente de Distribución es importante anotar que mediante el Decreto 388 de 2007, modificado por los Decretos 1111 de 2008, 3451 de 2008 y 2492 de 2014, el Gobierno Nacional estableció las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, ordenando a la CREG conformar dentro de la metodología que establece la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD)<sup>5</sup> las cuales se definen como el “Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley”, y se establece que debe existir un cargo único por Nivel de Tensión por cada ADD.

Teniendo en cuenta lo anterior, para el análisis de este componente se procedió a agrupar las empresas de acuerdo a su ADD, creando además un grupo denominado “sin ADD”, el cual corresponde a las empresas que no pertenecen a ninguna Área de Distribución<sup>6</sup>.

Es importante tener en cuenta que las empresas pertenecientes a un ADD aplican el denominado “DtUN”, el cual corresponde al cargo de distribución único por nivel de tensión de cada ADD y es calculado por XM S.A. E.S.P. con información reportada por cada una de las empresas para aquellas que se encuentran aún en la metodología de remuneración de la actividad de distribución CREG 097, mientras que, para aquellos OR con ingresos aprobados, es calculado por el LAC. Por su parte, las empresas que no se encuentran dentro de un ADD aplican el cargo de distribución obtenido como resultado de la aplicación de la metodología CREG 097 de 2008 o el cargo por uso publicado por el LAC en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018.

Ya para este trimestre, el LAC calculaba los cargos por uso de 19 empresas que se encontraban con aprobación de ingresos en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018: EPM, CHEC, EDEQ, ESSA, CENS, CEO, CEDENAR, CELSIA COLOMBIA OR Celsia Valle del Cauca, CELSIA

COLOMBIA OR Tolima, CETA, CODENSA, EBSA, EEP OR Pereira, EEP OR Cartago, EMCALI, ENELAR, RUITOQUE, DISPAC y ELECTROCAQUETÁ.

Componente de Distribución (DtUN)  
\$/kWh

	ADD	ABRIL	MAYO	JUNIO
	CENTRO	216,48	223,25	236,60
	OCCIDENTE	212,54	216,20	231,19
	ORIENTE	198,42	195,85	201,29
	SUR	224,50	233,91	250,75
SIN ADD	DISPAC S.A. ESP	129,42	133,78	137,67
	AIR-E S.A.S. E.S.P.	146,73	150,03	151,96
	CARIBEMAR S.A.S. E.S.P.	146,72	150,02	151,96
	ENERGUAVIARE ESP	166,66	170,08	174,97
	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. - TOLIMA	314,20	329,59	338,17

Para el segundo trimestre de 2021, el valor más alto se presentó en junio de 2021 para CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. mercado Tolima con 338,17 \$/kWh. Este OR no pertenece a ninguna área de distribución por lo que el cargo por uso publicado por el LAC se traslada directamente al usuario. El incremento se debe al ingreso a la nueva metodología de distribución donde se remunera por ingreso regulado y se reconocen nuevos índices de pérdidas reconocidas y la variable CPROG.

Con la venta de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y la separación de su mercado COSTA CARIBE en CARIBE SOL y CARIBE MAR, se crearon las empresas AIR-E S.A.S. E.S.P. y CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. respectivamente para atender la demanda. Estas empresas obtuvieron su aprobación de ingresos a finales del mes de junio de 2021 y el impacto de la nueva metodología se evidenciará a partir del mes de julio de 2021.

Por lo anteriormente indicado, estas dos empresas aplican el mismo valor del componente de Distribución en el trimestre.

Por otro lado, el menor valor del componente corresponde a DISPAC S.A. E.S.P. igual a 129,42 \$/kWh en el mes de abril de 2021.

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

<sup>5</sup> ADD Centro: Santander, Norte de Santander, Caldas, Risaralda, Quindío y Antioquia.

ADD Occidente: Valle del Cauca, Cauca y Nariño.

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

ADD Sur: Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.

<sup>6</sup> DISPAC S.A. E.S.P.: Chocó; ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.: Atlántico, Cesar, Guajira, Magdalena, Bolívar, Córdoba y Sucre; ENERGUAVIARE E.S.P.: Guaviare; CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.: OR Tolima.



se apruebe la resolución particular de aprobación de ingresos de cada OR. (Artículo 36 Res. CREG 036 de 2019 que modificó el numeral 5.2.16 de la Resolución CREG 015 de 2018). A hoy, las empresas que ya se encuentran en el nuevo esquema, el LAC inició con el cálculo de estas compensaciones.

A continuación, se muestran los valores de los incentivos por calidad media (Dtcs) de cada uno de los OR que se encuentran con aprobación de ingresos y que son tenidos en cuenta en el cálculo del componente de Distribución:

Operador de Red	Dtcs (\$/kWh)		
	abr-21	may-21	jun-21
CELSIA COLOMBIA Valle	6,84	6,94	6,86
CELSIA TOLIMA Tolima	9,89	10,03	10,27
CHEC	2,68	2,72	2,78
CEDENAR	0,00	0,00	-0,14
CENS	4,49	4,56	4,66
CODENSA	7,39	7,50	7,67
CETSA	0,18	0,18	0,18
CEO	0,00	0,00	-0,38
ESSA	5,30	5,38	5,51
ELECTROCAQUETÁ			0,00
ENELAR	0,00	0,00	-4,71
EBSA	14,00	14,20	14,54
EEP Pereira	-0,33	-0,04	-3,83
EDEQ	0,39	-0,03	8,14
DISPAC	4,02	4,08	4,18
EMCALI	2,51	2,55	2,61
EEP Cartago	-0,08	-0,08	-5,32
EPM	3,51	3,59	3,67
RUITOQUE	-56,57	-57,39	-58,76

Por otro lado, teniendo en cuenta que la calidad es fundamental en la prestación del servicio de energía eléctrica, a continuación, se realiza un comparativo entre los ingresos promedio del Operador de Red per cápita ( $IngPC_{ORj}$ ) y el indicador SAIDI, con el fin de evaluar la relación existente entre estas dos variables. Es importante aclarar que el indicador SAIDI corresponde al promedio de los meses de diciembre de 2020 y enero y febrero de 2021 toda vez que, de acuerdo a lo establecido dentro de la metodología vigente, las liquidaciones de ingresos tienen en cuenta la calidad del servicio percibida por los usuarios en el mes m-4.

Para los OR que ya cuentan con aprobación de ingresos en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018, se toma la información de SAIDI reportada en el Formato CS1 de la Resolución SSPD 20155 de 2019 y/o del aplicativo INDICA de XM; y para aquellas que continúan bajo el esquema de la Resolución CREG 097 de 2008, se realiza el cálculo con la información de los Formatos 1, 2, 3 y 5 de la Resolución SSPD 8055 de 2010. También se aclara que para las empresas cuyo SAIDI no haya sido reportado o que la SSPD considere que es un valor atípico frente a lo que venía reportando, se podrá tomar lo reportado por XM S.A. E.S.P. en INDICA o se desestimará y se indicará en la gráfica a través de un color amarillo.

Así las cosas, la variable  $IngOR_j$ , calculado para nivel de tensión 1, fue obtenida de los archivos correspondientes a la Liquidación del ADD realizada por el LAC para los meses del segundo trimestre de 2021 (abril, mayo y junio).

Luego, con el fin de calcular un valor cercano a los ingresos per cápita del Operador de Red, se procedió a realizar la relación entre la variable  $IngOR_j$  y el número de usuarios atendidos por cada OR en el mes analizado, el cual corresponde al mes m-2 debido a las liquidaciones realizadas por el LAC. Quiere decir lo anterior que, por ejemplo, para calcular el Ingreso per cápita del ORj para el mes de abril de 2021, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de febrero de 2021.

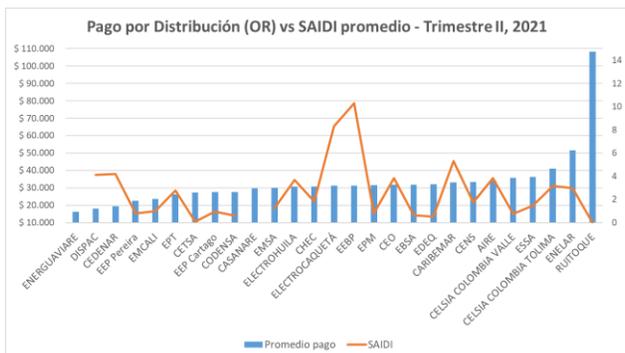
Finalmente, se procedió a calcular el valor promedio para el segundo trimestre del año 2021 de la siguiente manera:

$$IngPC_{ORj} = \frac{\overline{IngOR_{j\_TII}(NT_1)}}{\overline{No. \_ de \_ usuariosOR_{j\_TII}(NT_1)}}$$

Donde:

- $\overline{IngOR_{j\_TII}(NT_1)}$  : Ingresos promedio del OR, para el segundo trimestre del año 2021 en nivel de tensión 1,
- $\overline{No. \_ de \_ usuariosOR_{j\_TII}(NT_1)}$ : Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del segundo trimestre del año 2021.

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; por lo anterior puede evidenciarse a la empresa RUOTOQUE con el ingreso por usuario más alto (\$ 108.216) pero con una promedio de SAIDI de 0 horas y a la empresa DISPAC con el ingreso por usuario más bajo (\$ 17.939) pero con un SAIDI, si bien no el más alto entre las empresas analizadas, tiene el puesto 21 de 27 con 4,12 horas.

El SAIDI promedio más alto lo presentó EEBP con un valor de 10,28 horas y un ingreso por usuario de \$ 31.249.

De acuerdo con la información utilizada, AIR-E y CARIBEMAR DE LA COSTA presentan SAIDIs promedio de 3,85 horas y 5,29 horas respectivamente con ingresos por usuario promedio de \$ 34.251 y \$ 33.186 encontrándose cerca del promedio de ingresos por usuario de todos los OR analizados. Promedio simple del ingreso promedio igual a \$33.052.

### Sistema de Transmisión Regional STR

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

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

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

		abr-21	may-21	jun-21	
STR NORTE	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	41.836.543.453	42.443.147.792	43.452.026.587
	B	Compensación total - CAL (COP)	412.836.282	82.778.552	42.968.717
	C	Compensación total - PPA o VTG (COP)			
	A - B - C	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	41.423.707.171	42.360.369.240	43.409.057.870
	= D				
	E	ENERGÍA DEL STR (kWh)	1.538.284.192	1.493.267.514	1.578.916.766
F	ΔSTR (\$/kWh)	0,029558	0,006452	0,13241485	
(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	26,9581	28,3740	27,6254	

Para el segundo trimestre de 2021, se evidencia un incremento en el cargo CD4 para mayo y posterior disminución en junio; lo anterior, está relacionado con variaciones en las demandas del STR Norte ya que el ingreso mensual neto, si bien se incrementó mes a mes, se considera que no presentó cambios significativos.

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

		abr-21	may-21	jun-21	
STR CENTRO SUR	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	110.906.016.827	112.660.631.677	115.394.554.763
	B	Compensación total - CAL (COP)	177.872.216	376.597.108	124.546.544
	C	Compensación total - PPA o VTG (COP)	174.819.299	416.372.805	426.270.037
	A - B - C	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	110.553.325.312	111.867.661.764	114.843.738.182
	= D				
	E	ENERGÍA DEL STR (kWh)	4.233.378.396	4.077.959.987	3.995.373.036
F	ΔSTR (\$/kWh)	0,132671	0,059818	0,138023163	
(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	26,2474	27,4921	28,8822	

A diferencia del STR NORTE, el cargo CD4 tuvo incrementos mes a mes de alrededor de 1,4 \$/kWh. El incremento de las compensaciones totales por indisponibilidad en el STR CENTRO SUR en mayo de 2021 respecto a abril de 2021, obedece principalmente a un aumento importante de las compensaciones de los OR CELSIA COLOMBIA (Valle), ESSA y ELECTROHUILA calculada para mayo. Por ejemplo, CELSIA COLOMBIA pasó de compensar \$ 0,33 millones en abril a \$94 millones en mayo. Para el mes de junio de 2021, se presentó un incremento en la compensación del OR DISPAC pasando de \$ 5 a \$ 37 millones.

Así mismo, se evidencia que el STR CENTRO SUR fue compensado por Pago Por Atraso en la entrada de infraestructura (PPA) de Electrohuila y EMSA tal como se muestra a continuación:

	Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
ABRIL	EMSD	PPA	Proyecto Línea Catama - Suria 115 kV	174.819.299,00



	Agente	Concepto	Proyecto	Valor (COP)
MAYO	HLAD	PPA	Proyecto Línea Altamira - La Plata 115 kV	239.271.297,00
	EMSD	PPA	Proyecto Línea Catama - Santa Helena 115 kV	177.101.508,00
JUNIO	HLAD	PPA	Proyecto Línea Altamira - La Plata 115 kV	244.958.805,00
	EMSD	PPA	Proyecto Línea Catama - Santa Helena 115 kV	181.311.232,00

Fuente: xm.com.co

## 6. Componente de Comercialización (C)

Tal como se realizó con el componente de Generación, dentro del componente de Comercialización se agrupan las empresas de acuerdo 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 3690,99 \$/USD\$.

### Grupo 1

El componente de Comercialización presentó un crecimiento de 4,10 puntos porcentuales en promedio para el segundo trimestre del 2021 pasando de 71,54\$/kWh a

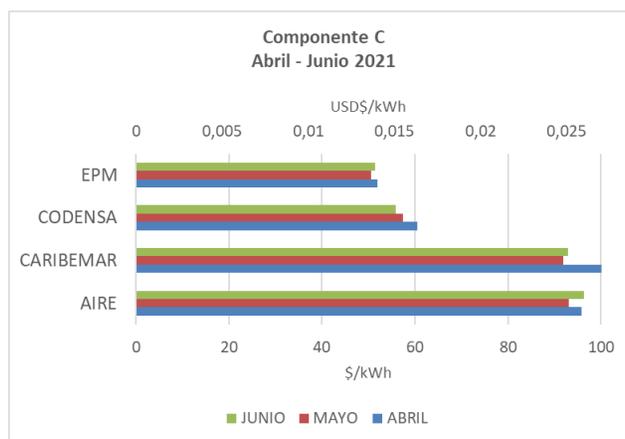
74,60 \$/kWh. El menor valor registrado en el componente de comercialización fue para Empresas Públicas de Medellín E.S.P., con un valor igual a 50,32 \$/kWh, en el mes de mayo. Por otro lado, el mayor valor lo registró CARIBEMAR, con un valor de 100,24 \$/kWh, en el mes de abril.

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

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

Las modificaciones anteriores, generan un impacto significativo en el cálculo del componente (incrementándolo aproximadamente 20 \$/kWh) ya que iniciaron a aplicar en el mes de noviembre de 2020.

Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
AIRE	95,55	92,82	96,05
CARIBEMAR	100,24	91,47	92,58
CODENSA	60,23	57,29	55,71
EPM	51,75	50,32	51,20



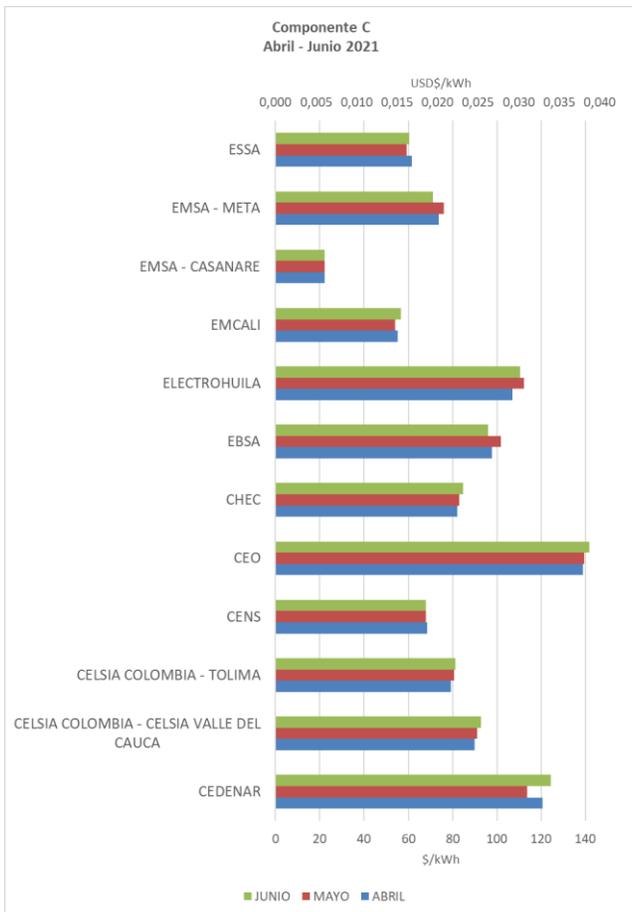
### Grupo 2

El grupo 2 presentó un promedio de la componente C de 83,57 \$/kWh para el segundo trimestre del año 2021. 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 junio con un valor igual a



22,07 \$/kWh; en contraparte, el mayor valor del componente C fue el reportado por la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P. en el mismo mes, con un valor de 141,79 \$/kWh.

Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CEDENAR	120,63	113,59	124,49
CELSIA COLOMBIA - CELSIA VALLE DEL CAUCA	90,08	91,02	92,90
CELSIA COLOMBIA - TOLIMA	79,21	80,79	81,36
CENS	68,55	67,95	67,93
CEO	138,80	139,50	141,79
CHEC	82,03	83,13	84,74
EBSA	97,62	101,77	95,96
ELECTROHUILA	107,08	112,29	110,50
EMCALI	55,18	54,17	56,69
EMSA - CASANARE	22,18	22,22	22,07
EMSA - META	73,83	75,99	71,26
ESSA	61,52	59,28	60,33

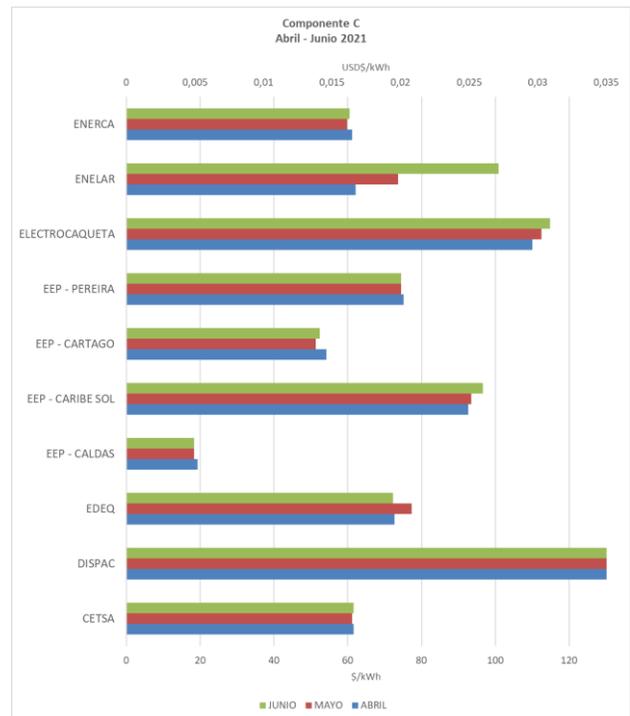


Dentro del grupo 2, las empresas CEDENAR S.A. E.S.P. y CEO S.A.S. E.S.P. presentan en promedio el costo más alto en el componente de comercialización en comparación con el resto de empresas pertenecientes a este grupo. Cabe resaltar que los valores del RCAE de estas dos empresas son altos, así como el volumen en ventas en áreas especiales; por lo anterior, generan un impacto en el valor final del Componente de Comercialización.

### Grupo 3

En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el segundo trimestre de 2021 de 75,95 \$/kWh. Para el mes de junio de 2021 se registró el menor valor en el componente C, correspondiente al de la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. en el mercado Caldas, con un valor igual a 18,18 \$/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 mayo de 2021 para la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. -DISPAC, con un valor de 139,40 \$/kWh.

Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CETSA	61,18	60,76	61,24
DISPAC	132,11	139,40	135,80
EDEQ	72,21	76,89	71,87
EEP - CALDAS	19,18	18,27	18,18
EEP - CARIBE SOL	92,04	92,82	96,05
EEP - CARTAGO	53,91	50,94	52,04
EEP - PEREIRA	74,66	73,96	74,03
ELECTROCAQUETA	109,36	111,80	114,10
ENELAR	61,70	73,19	100,28
ENERCA	60,86	59,49	60,05

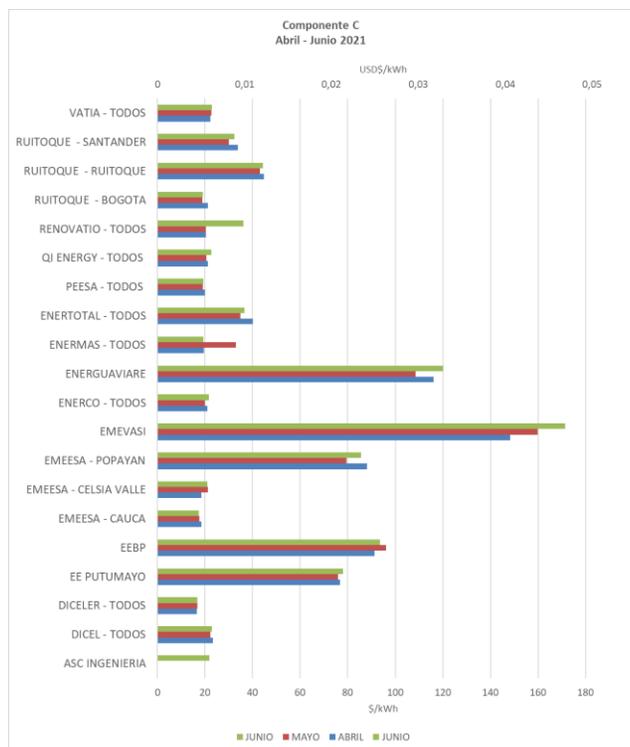


### Grupo 4

Tal como se realizó en el componente de Generación, la información de las empresas Vatia, Enertotal, Dichel, Renovatio, PEESA, ASC Ingeniería, Enerco, Enermas y QI Energy fue promediada de manera mensual, de acuerdo al número de mercados atendidos.



Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
ASC INGENIERIA			21,84
DICEL - TODOS	23,33	22,19	22,85
DICELER - TODOS	16,65	16,82	16,81
EE PUTUMAYO	76,80	75,90	77,97
EEBP	91,18	96,13	93,65
EMEESA - CAUCA	18,53	17,63	17,39
EMEESA - CELSIA VALLE	18,56	21,18	20,96
EMEESA - POPAYAN	88,03	79,42	85,59
EMEVASI	148,29	159,82	171,51
ENERCO - TODOS	21,08	19,87	21,67
ENERGUAVIARE	116,17	108,45	120,12
ENERMAS - TODOS	19,62	33,05	19,41
ENERTOTAL - TODOS	40,06	34,79	36,52
PEESA - TODOS	19,87	19,12	19,40
QI ENERGY - TODOS	21,27	20,60	22,64
RENOVATIO - TODOS	20,36	20,28	36,11
RUITOQUE - BOGOTA	21,18	18,80	19,08
RUITOQUE - RUITOQUE	44,74	43,15	44,26
RUITOQUE - SANTANDER	33,92	29,99	32,39
VATIA - TODOS	22,27	22,61	22,91



Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 45,60 \$/kWh para el segundo trimestre de 2021. En el 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 16,65 \$/kWh en el mes de abril; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mismo mes en la Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S.A E.S.P., con un valor igual a 171,51 \$/kWh.

## 7. Componente de Pérdidas (PR)

El componente de Pérdidas reconoce al prestador el costo de las pérdidas de energía que se considera aceptable en el proceso de llevar la energía hasta el usuario final, toda

vez que la existencia de estas pérdidas es inherente a la configuración de cada sistema.

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

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

Componente PR (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
AIRE	40,92	41,21	42,50
ASC INGENIERIA			50,04
CARIBEMAR	40,02	41,10	42,25
CEDENAR	42,49	43,40	46,20
CELSIA COLOMBIA*	58,98	59,80	63,21
CENS	58,05	58,42	60,12
CEO	57,71	58,74	60,18
CETSA	46,04	46,75	49,70
CHEC	43,38	44,04	45,05
CODENSA	48,79	49,67	52,73
DICEL*	48,50	49,26	51,35
DICELER*	48,19	48,34	50,51
DISPAC	58,26	59,26	61,21
EBSA	49,85	50,31	52,39
EDEQ	47,45	48,64	46,16
EE PUTUMAYO	45,52	44,11	46,84
EEBP	44,39	45,12	47,57
EEL*	43,27	43,86	44,25
ELECTROCAQUETA	44,07	44,73	46,27
ELECTROHUILA	43,55	44,32	46,63
EMCALI	42,86	43,33	44,34
EMEESA*	41,34	41,87	49,25
EMEVASI	44,58	45,39	47,81
EMSA*	42,01	42,80	46,03
ENELAR	44,98	44,77	44,06
ENERCA	44,00	45,07	49,42
ENERCO*	48,32	48,19	50,28
ENERGUAVIARE	44,62	45,48	47,86
ENERMAS*	52,85	53,44	55,03
ENERTOTAL*	59,11	61,51	63,07
EPM	46,98	47,48	49,91
ESSA	49,72	50,66	51,21
PEESA*	45,76	46,37	46,15
QI ENERGY*	46,97	47,92	49,09
RENOVATIO*	49,83	49,69	53,21
RUITOQUE*	41,85	41,82	37,61
VATIA*	46,10	46,79	47,75

\* 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 RUITOQUE en el mes de junio de 2021 con 37,61 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mes de junio de 2021 para la empresa CELSIA COLOMBIA con 63,21 \$/kWh.

Desde el segundo trimestre 2020, se evidencian los incrementos presentados en las empresas que ingresaron al esquema para la remuneración de la actividad de distribución establecido en la Res. CREG 015 de 2018, lo anterior debido a que la metodología en mención remunera los planes de reducción y mantenimiento de pérdidas de energía que se efectúa a través de la variable CPROG en este componente. De acuerdo con la regulación, la remuneración de los planes de gestión de pérdidas se efectuará con base en los costos eficientes de reducción y mantenimiento de pérdidas y se mantendrá siempre y cuando el OR cumpla con las metas aprobadas.

A continuación, nos permitimos mostrar los valores de cargos CPROG de cada uno de los Operadores de Red que cuentan con aprobación de ingresos, liquidado por XM para el segundo trimestre 2021:

Operador de Red	ABRIL	MAYO	JUNIO
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	3,54	3,63	3,69
CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P.	5,89	6,02	6,10
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	5,53	5,62	5,68
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	0,00	0,00	0,00
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	4,70	4,83	4,91
CODENSA S.A. ESP	7,46	7,65	7,74
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	2,42	2,48	2,51
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	5,75	5,86	5,92
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	3,09	3,17	3,20
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP			0,00
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	0,48	0,49	0,50
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	2,70	2,77	2,79
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	12,28	12,57	6,23
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	8,78	8,99	4,46
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	22,45	23,03	23,39
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	8,42	8,52	8,66
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO E.S.P.	5,86	6,00	7,17
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	4,23	4,33	4,38
RUITOQUE S.A. E.S.P.	0,00	0,00	0,00

Fuente: Formatos SUI

## 8. Componente de Restricciones (R)

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

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

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

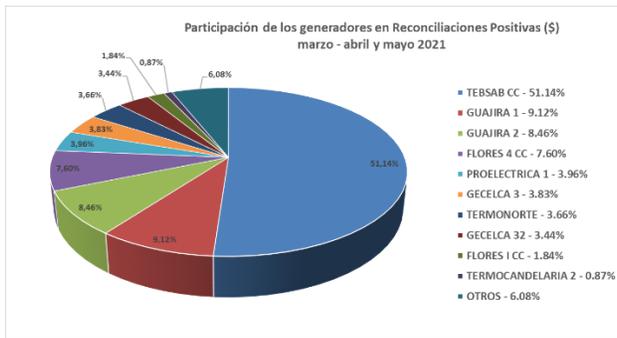
El numerador de dicho cociente se denomina CRS y está conformado por las restricciones aliviadas, desviaciones y el costo de remuneración de un activo del STN de la variante Guatapé. Las restricciones aliviadas son el resultado de restar o sumar a las restricciones totales (resultado de la generación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

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

Los conceptos asociados a restricciones son los siguientes:

Reconciliación Positiva
<b>más (+)</b>
Servicio_AG
<b>menos (-)</b>
Reconciliación Negativa
<b>menos (-)</b>
Responsabilidad Comercial AGC
<b>igual a (=)</b>
Restricciones Totales a cargo de la demanda

De esta manera, la Superintendencia profundizará inicialmente en la conformación de las Reconciliaciones Positivas. En una primera aproximación, en el siguiente gráfico se presenta la participación en las reconciliaciones positivas pagadas a los agentes (\$) en el periodo de marzo, abril y mayo de 2021:



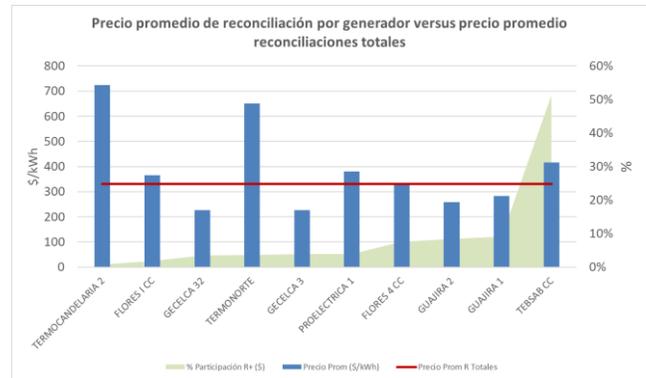
\*CC: Ciclo combinado

En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del primer trimestre de 2021, se puede evidenciar que generadores como Tebsa, Flores 4 y Guajira 2 continúan en el top 5 de generadores con mayor participación en las reconciliaciones positivas \$; sin embargo, para el segundo trimestre 2021, sale Termonorte del top 5 e ingresaron Guajira 1. Tebsa continúa siendo el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con aproximadamente el 51% de las mismas, cuatro puntos porcentuales por debajo de la participación del trimestre anterior.

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

Así mismo, se calculó el precio aproximado en \$/kWh al que fue reconocido a los generadores el concepto de reconciliaciones positivas. Este valor se obtuvo como el cociente entre el valor total en pesos de las reconciliaciones sobre el valor total de la energía generada por Reconciliaciones positivas para el periodo marzo, abril y mayo de 2021. 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 93% de la participación en las reconciliaciones positivas en pesos.



\*CC: Ciclo combinado

Para el primer trimestre, Tebsa disminuyó su participación en 3,74 puntos porcentuales; con un precio promedio 85,62 \$/kWh por encima al precio promedio de 330,47 \$/kWh, así mismo, este recurso es el de mayor participación; Termocalendaria 2 es el décimo generador con mayor participación, con el precio promedio más alto y una participación de 0,87%.

En lo que corresponde al componente de Restricciones trasladado a la tarifa, a continuación, se muestran los valores mensuales promedio del componente de todas las empresas comercializadoras de energía eléctrica, a partir del mes de julio de 2020 a junio de 2021, en donde se puede evidenciar el valor del componente presenta una tendencia estable.

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

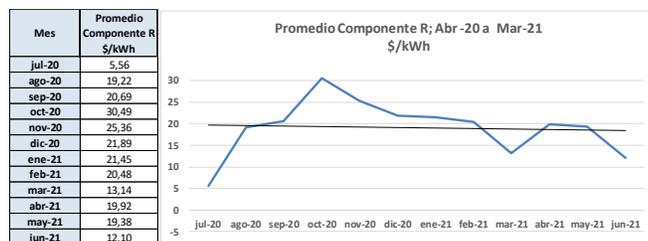
Ahora bien, en la gráfica se puede evidenciar que el mayor valor del componente durante el año 2020, se presentó en el mes de octubre con un valor de 30,49 \$/kWh; Sin embargo, a partir del mes de noviembre y hasta el mes de marzo de 2021 se evidencia una tendencia decreciente, alcanzando un valor de 13,14 \$/kWh.

Para el segundo trimestre 2021, se observa una caída en el precio del componente en el mes de julio alcanzando un valor de 12,10 \$/kWh. Lo anterior, se debe a un incremento



en los alivios aplicados a las restricciones alcanzando un valor de 93.630 millones de pesos en el mes de mayo de 2021.

Es importante aclarar que los datos de los conceptos asignados de los meses de marzo, abril y mayo 2021 corresponden a los insumos para el cálculo del componente para abril, mayo y junio de 2021.



De igual forma, dentro del componente de restricciones, aparte de reconocer la generación por restricciones de la red, la CREG ha incorporado diferentes conceptos como la opción del precio de escasez reconocida a las plantas térmicas que operaron con combustibles líquidos durante las condiciones críticas ocasionadas por el fenómeno de El Niño 2015-2016 de acuerdo con la Resolución CREG 178 de 2015. Para el segundo trimestre 2021 este concepto no contó con participación en las restricciones asignadas.

Otro concepto incluido en el componente de Restricciones corresponde al ingreso regulado (IR) liquidado mensualmente por el ASIC para los generadores térmicos a gas, que respaldan sus obligaciones de energía en firme con Gas Natural Importado (GNI), con el objeto de poder proveer generación por seguridad con este combustible, de conformidad con lo definido por la CREG mediante la Res. 062 de 2013. El valor promedio a cargo del comercializador por este concepto corresponde al 10,89% del total de las restricciones asignadas, con un valor en pesos estable. Así mismo, se tiene en cuenta un concepto denominado “Distribución saldo neto TIE fuera de mérito” el cual presento una disminución hasta alcanzar un valor de – 105.165 millones, lo anterior se presentó debido a errores en el intercambio de información con Ecuador los cuales fueron ajustado en la versión factura (TXF).

Para el mes de mayo de 2021, se inicio con la inclusión de un nuevo concepto relacionado con la Res. CREG 207 de 2020, el cual reconoce el esquema para adelantar la auditoría de la información reportada sobre costos de suministro de combustible y transporte de combustible declarados por los agentes generadores con un valor de 129 millones de pesos aproximadamente.

Adicionalmente, el componente de restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión con una participación de 6,93% de los alivios a las restricciones asignadas.

Por otro lado, el alivio por concepto de desviaciones asociado a la Res. CREG 060 de 2019, lo anterior, debido a la modificación realizada por la comisión al proceso de cálculo de desviaciones y penalización contenido en el anexo A de la Resolución CREG-024 de 1995. Por un valor de 167 millones de pesos, lo que representa una participación de 0,7% de los alivios trasladados a la demanda.

Finalmente, para el segundo trimestre de 2021, se evidencia un alivio por ejecución de garantías a los siguiente prestadores Termo Puerto Solo y Promotora Energética del centro con un valor total de 93.782 millones de pesos aproximadamente y una participación del 92,91% de los alivios trasladados a la demanda.

A continuación, se muestra la información utilizada para el cálculo de las restricciones para el segundo trimestre de 2021 y corresponde a los meses marzo, abril y mayo de 2021.

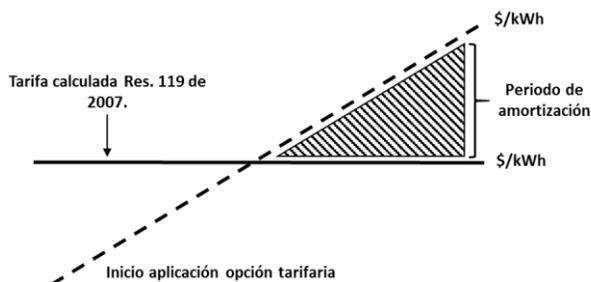
Concepto	Valor en pesos
+ TotalRestricciones (\$)	444.045.905.145
+ Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	-104.295.266.191
+ Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	0
+ Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	
+ Res 207 /2020: Auditoría plantas termicas precios gas (\$)	129.174.495
+ Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	41.555.973.412
<b>Total Restricciones asignadas</b>	<b>381.435.786.861</b>
- Rentas de congestión (\$)	6.993.154.533
- Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	0
- Alivio por CIOEF(\$)	0
- Alivio por Ejecución de garantías (\$)	93.782.785.556
- Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/2015 en \$	0
- Alivio desviaciones Res, CREG 060/2019 (\$)	167.271.295
- Alivio restricciones RES 05/2010 (\$)	0
- ALIVIO POR PENALIZACION TIE (\$)	0
- Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	0
<b>Total alivios a las restricciones asignadas</b>	<b>100.943.211.384</b>
<b>Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda</b>	<b>280.492.575.477</b>

## 9. Opción Tarifaria

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



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



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

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

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

A continuación, nos permitimos mostrar los saldos acumulados (SA) reportados en el FORMATO T6. Opción Tarifaria de la Resolución 20155 de 2019 y su modificación,

por cada uno de los comercializadores de energía con corte al mes de junio de 2021:

COMERCIALIZADOR	SA (\$)
CARIBEMAR DE LA COSTA	1.981.661
RUITOQUE	133.200.950
RENOVATIO TRADING AMERICAS	241.367.384
ENERCO	241.686.487
EMEVASI	380.145.546
EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO	450.150.523
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO	735.418.614
DICELER	1.035.414.191
DICEL	2.166.352.520
EE PEREIRA	2.810.214.997
ENERGUAVIARE	3.579.207.092
VATIA	4.666.693.954
ENERTOTAL	4.956.678.259
EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE	6.109.914.192
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ	7.007.504.277
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ	7.485.856.218
ELECTRIFICADORA DEL META	10.114.989.572
ELECTRIFICADORA DEL HUILA	13.854.748.651
EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO	14.267.459.226
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS	15.084.559.691
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ	24.266.591.678
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO	33.150.063.321
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER	34.493.851.453
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI	38.912.804.093
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER	39.523.752.598
CELSIA COLOMBIA – CELSIA VALLE DEL CAUCA	49.659.299.679
CELSIA COLOMBIA - TOLIMA	153.677.255.284
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN	154.112.920.608
CODENSA	204.325.481.492

Nota: Saldos Acumulados a junio 2021. Todos los niveles de tensión

A partir del mes de febrero de 2021, y con base en la Resolución CREG 152 de 2020, las empresas pueden aplicar el PV de la opción tarifaria conforme a lo indicado en la Resolución CREG 012 de 2020, es decir valores de 0,6% en adelante.



## 10. Tarifas aplicadas

Teniendo en cuenta que de acuerdo con la regulación vigente la comercialización de energía eléctrica es una actividad considerada en competencia y dado que dentro de cada mercado de comercialización existen diferentes condiciones que imposibilitan la comparación entre estos (geografía, clima, redes, etc.), a continuación se presenta el promedio simple (para el segundo trimestre de 2021) de la tarifa estrato 4 aplicada por cada comercializador dentro de cada uno de los mercados, con el fin de permitir al lector comparar cada una de las tarifas aplicadas por los comercializadores dentro de un mercado en particular<sup>78</sup>.

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	563,64
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	569,25
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	581,42
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	582,74
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	586,93
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	590,19
ANTIOQUIA CREG 078/07	RENOVATIO	CENTRO	593,12
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	743,67
CALDAS	PEESA	CENTRO	564,95
CALDAS	VATIA	CENTRO	574,35
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	578,29
CALDAS	EEP	CENTRO	584,06
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	590,59
CALDAS	DICEL	CENTRO	608,30
CALDAS	CHEC	CENTRO	623,74
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	719,26
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	579,46
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	588,12
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	593,03
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	611,08
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	612,14
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	612,75
<b>MERCADO</b>	<b>EMPRESA</b>	<b>ADD</b>	<b>ESTRATO 4</b>
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	564,46
PEREIRA	PEESA	CENTRO	568,98
PEREIRA	VATIA	CENTRO	579,89
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	586,56
PEREIRA	DICEL	CENTRO	607,08
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	659,10
PEREIRA	EEP	CENTRO	659,11
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	758,06
QUINDIO	PEESA	CENTRO	569,10
QUINDIO	VATIA	CENTRO	577,25
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	581,25
QUINDIO	DICEL	CENTRO	598,19
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	603,30
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	606,60
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	687,35
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	559,66
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	560,81
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	572,64
SANTANDER	PEESA	CENTRO	573,85
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	582,54
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	586,80
SANTANDER	VATIA	CENTRO	586,86
SANTANDER	DICEL	CENTRO	598,87
SANTANDER	ESSA	CENTRO	604,12
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	604,40
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	609,14
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	640,20
<b>MERCADO</b>	<b>EMPRESA</b>	<b>ADD</b>	<b>ESTRATO 4</b>
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	PEESA	OCCIDENTE	558,30
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERCO	OCCIDENTE	567,73
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	VATIA	OCCIDENTE	567,79
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	572,73
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	EMCAJ	OCCIDENTE	595,66
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	DICEL	OCCIDENTE	600,02
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	611,54
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	764,59

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	557,86
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	564,66
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	569,40
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	580,80
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	611,53
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	639,47
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	748,81
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	542,54
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	573,53
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	583,24
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	584,56
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	588,84
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	622,15
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	651,43
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	710,74
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	756,07
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	548,89
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	560,31
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	570,81
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	573,27
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	583,22
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	598,31
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	617,71
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	744,89
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	557,74
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	566,14
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	578,33
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	605,34
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	622,23
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	652,40
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	762,19
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	594,88
TULLUA	PEESA	OCCIDENTE	557,55
TULLUA	VATIA	OCCIDENTE	565,15
TULLUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	569,73
TULLUA	CETS	OCCIDENTE	586,04
TULLUA	DICEL	OCCIDENTE	594,92
TULLUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	726,54
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	537,07
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	610,49
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	634,93
<b>MERCADO</b>	<b>EMPRESA</b>	<b>ADD</b>	<b>ESTRATO 4</b>
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	544,85
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	553,93
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	556,53
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	556,85
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	573,36
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	574,46
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	575,90
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	594,41
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	ENERMAS	ORIENTE	604,17
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	RENOVATIO	ORIENTE	610,52
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	664,56
BOYACÁ	PEESA	ORIENTE	544,42
BOYACÁ	VATIA	ORIENTE	556,63
BOYACÁ	ENERCO	ORIENTE	559,38
BOYACÁ	RENOVATIO	ORIENTE	571,84
BOYACÁ	QI ENERGY	ORIENTE	575,69
BOYACÁ	DICEL	ORIENTE	596,52
BOYACÁ	EBSA	ORIENTE	609,91
BOYACÁ	ENERTOTAL	ORIENTE	634,70
HUILA	PEESA	ORIENTE	538,44
HUILA	VATIA	ORIENTE	546,32
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	554,67
HUILA	DICEL	ORIENTE	576,33
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	618,39
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	640,44
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	648,10
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	486,33
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	494,37
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	499,26
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	513,35
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	515,72
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	523,63
CARIBE MAR	RENOVATIO	SIN ADD	543,29
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	570,67
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	615,73
<b>MERCADO</b>	<b>EMPRESA</b>	<b>ADD</b>	<b>ESTRATO 4</b>
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	486,29
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	500,64
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	501,44
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	513,91
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	515,84
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	523,63
CARIBE SOL	RENOVATIO	SIN ADD	543,29
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	563,23
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	563,91
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	615,73
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	611,22
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	598,93

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

<sup>8</sup> La información de PEESA fue tomada del SUI pero no se encuentra actualizada ya que ha republicado la información del trimestre en varias ocasiones y se encuentra en seguimiento por parte de la SSPD.



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	636,26
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	694,72
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	705,95
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	710,81
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	732,81
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	794,40
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	825,68
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	942,50
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	581,82
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	682,46
CAQUETA	PEESA	SUR	573,87
CAQUETA	VATIA	SUR	582,33
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	588,31
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	630,96
CASANARE	PEESA	SUR	573,60
CASANARE	VATIA	SUR	584,18
CASANARE	EMSA	SUR	586,44
CASANARE	QI ENERGY	SUR	588,20
CASANARE	RENOVATIO	SUR	595,00
CASANARE	DICEL	SUR	612,53
CASANARE	ENERCA	SUR	625,56
META	PEESA	SUR	575,04
META	VATIA	SUR	583,14
META	QI ENERGY	SUR	590,09
META	DICEL	SUR	615,00
META	RENOVATIO	SUR	617,23
META	EMSA	SUR	633,58
PUTUMAYO	PEESA	SUR	574,91
PUTUMAYO	VATIA	SUR	583,97
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	659,93
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	742,04

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

## 11. Usuarios no regulados

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

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

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

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

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

El cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio se realizó con la información reportada por cada una de las empresas en el formato 3 del Sistema Único de Información SUI de la Resolución SSPD 8055 de 2010 y el Formato TC2 de la Resolución SSPD 20155 de 2019 para los meses de abril, mayo y junio de 2021, 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 (condición especial)) se obtiene mediante un cruce del NIU del formato 3 con el formato 1 o del NIU del Formato TC2 con el Formato TC1). De acuerdo con la definición del campo 16 (F3) o 18 (TC2), el valor del consumo facturado no incluye subsidios ni contribuciones por lo que debería corresponder al cálculo realizado por la empresa del CU de cada usuario.

Seguidamente, se realizó la sumatoria de los consumos y la facturación por consumo (Campos 14 y 16 (8055 de 2010) y Campo 14 y 18 (20155 de 2019)) agrupada por empresa por sector por mercado y por nivel de tensión, resultado usado para calcular el cociente entre los campos 16 y 14 o 18 y 14, obteniendo un costo unitario de



prestación del servicio promedio por empresa por sector y por nivel de tensión.

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

- **Componente G:** Se tomó el valor del precio de bolsa diario más bajo durante el segundo trimestre de 2021 y que es igual a 87,81 \$/kWh, correspondiente a junio 13 de 2021.
- **Componente T:** Se tomó el promedio simple del valor del componente del segundo trimestre de 2021, igual a 40,11 \$/kWh.
- **Componente P:** Para las ADD se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 87,81 \$/kWh y el T promedio de 40,11 \$/kWh; el IPRSTN fue definido como el promedio de la demanda real y la pérdida real publicados por el ASIC en el archivo TRSM versión TXF y el IPR fue definido por la SSPD como el promedio de los valores de cada OR que ya se encuentran con aprobación de ingresos. Así mismo se tuvo en cuenta el promedio de los CPROG del trimestre de todas las empresas que cuentan con ingresos aprobados.  
  
Para los OR que no pertenecen a un ADD, mercados Costa Caribe, Chocó y Tolima, se calculó el valor del componente con el G de 87,81 \$/kWh y el T promedio de 40,11 \$/kWh teniendo en cuenta el promedio de sus IPR, IPRSTN y CPROG particulares en caso de aplicar.
- **Componente de D:** Se tomó el valor promedio del Segundo trimestre de 2021 del DtUN de cada ADD por NT y se asume que la propiedad del activo para el NT1 es del usuario por lo que se consideró un CDI de 40 \$/kWh. Para mercados sin ADD, se tomó el promedio trimestral de los cargos de distribución de cada OR.
- **Componente C:** Para el presente análisis la SSPD lo estimó en 3 \$/kWh.
- **Componente R:** Se tomó el promedio del segundo trimestre de 2021 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (17,11 \$/kWh).

Con base en lo anterior se obtuvieron los  $CU_{Min}$  resumidos en la siguiente tabla. Igualmente, los resultados obtenidos para cada empresa, por ADD y nivel de tensión se detallan en el anexo 2 de este documento. En esta comparación, se identificaron los valores promedio obtenidos que se encuentran por debajo del  $CU_{Min}$  calculado por la SSPD (resaltado naranja en las tablas del anexo), ya que se podría considerar que algunos de los componentes regulados se encuentran por debajo del menor valor liquidado en el mercado de energía o puede corresponder a un reporte erróneo en el nivel de tensión certificado en el Formato 1 o TC1 por parte del OR.

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	$CU_{Min}$
CENTRO	NT1	360,08
CENTRO	NT2	306,24
CENTRO	NT3	222,79
CENTRO	NT4	157,19
OCCIDENTE	NT1	354,62
OCCIDENTE	NT2	292,63
OCCIDENTE	NT3	234,68
OCCIDENTE	NT4	157,19

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	$CU_{Min}$
ORIENTE	NT1	333,16
ORIENTE	NT2	297,15
ORIENTE	NT3	269,52
ORIENTE	NT4	157,19
SUR	NT1	371,02
SUR	NT2	320,80
SUR	NT3	247,06
SUR	NT4	157,19
CARIBE MAR	NT1	279,13
CARIBE MAR	NT2	244,15
CARIBE MAR	NT3	220,19
CARIBE MAR	NT4	178,65
CARIBE SOL	NT1	279,13
CARIBE SOL	NT2	244,15
CARIBE SOL	NT3	220,19
CARIBE SOL	NT4	178,65
CHOCO	NT1	318,67
CHOCO	NT2	295,12
TOLIMA	NT1	424,10
TOLIMA	NT2	363,19
TOLIMA	NT3	248,23
TOLIMA	NT4	184,54

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

#### Nivel de Tensión 1

Para el segundo trimestre de 2021, el CU promedio más alto corresponde al sector Comercial atendido por EMGESA S.A. E.S.P. en el mercado TOLIMA con un valor de 635,64



\$/kWh y el valor promedio más bajo también corresponde al sector Industrial, servicio prestado por EMGESA S.A. E.S.P. con 377,71 \$/kWh en el ADD Occidente.

### Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para los meses de abril, mayo y junio de 2021 correspondientes al segundo trimestre, al igual que el trimestre anterior, es para la empresa ENERGÍA Y AGUA S.A.S E.S.P. con 553,07 \$/kWh en el sector Industrial del ADD Centro; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde a AIR-E S.A.S. E.S.P. con 298,45 \$/kWh para el sector Industrial del mercado de comercialización Caribe Mar que no pertenece a ningún ADD.

### Nivel de Tensión 3

Para este nivel de tensión, el valor promedio más alto para el periodo comprendido entre abril y junio de 2021 corresponde a RUITOQUE S.A. ESP, con 462,54 \$/kWh en el sector Especial Asistencial del ADD Centro; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde nuevamente a GECELCA S.A. E.S.P. con 331,45 \$/kWh para el sector Industrial en el mercado Caribe Mar.

### Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para este segundo trimestre del año 2021 corresponde a CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. con 386,17 \$/kWh en el sector Industrial en el mercado Caribe Mar sin ADD; por su parte, ISAGEN S.A. E.S.P. presenta nuevamente el menor valor promedio con 205,14 \$/kWh en el sector Comercial para el ADD Oriente.

### STN

De acuerdo con la información reportada al SUI, para este trimestre la empresa ISAGEN presta el servicio en el sector Industrial del ADD Centro con el valor promedio de CU más bajo igual a 200,56 \$/kWh. La empresa ECOPETROL ENERGÍA ofrece el valor promedio más alto de CU igual a 281,59 \$/kWh en el sector Industrial del ADD Centro.

Finalmente, para las empresas que no pertenecen a ningún ADD, en el Anexo 2 también se incluyen las tablas separadas por mercado de Comercialización, entendiéndose como mercados Caribe Mar, Caribe Sol, Chocó y Tolima.

**Nota Final:** Los valores resaltados en color naranja no se tuvieron en cuenta para el análisis comparativo de este capítulo y es una invitación para que las empresas revisen si dichos valores corresponden a la realidad o se deben a una posible mala calidad de la información reportada. Es importante mencionar que para esta Superintendencia la calidad de la información que allegan los agentes al SUI es una prioridad absoluta, razón por la cual se procederá a gestionar directamente con los prestadores la corrección de los reportes a los que haya lugar, lo anterior sin perjuicio de las medidas de carácter administrativo sancionador que se consideren pertinentes de acuerdo a las facultades otorgadas por la ley.



# Anexo 1

## Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para abril de 2021 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	554,06
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	561,21
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	566,73
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	570,77
ANTIOQUIA CREG 078/07	RENOVATIO	CENTRO	576,67
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	583,42
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	589,40
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	714,70
CALDAS	PEESA	CENTRO	555,56
CALDAS	VATIA	CENTRO	562,37
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	563,70
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	573,29
CALDAS	EEP	CENTRO	578,26
CALDAS	DICEL	CENTRO	602,84
CALDAS	CHEC	CENTRO	620,01
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	691,24
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	570,55
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	571,08
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	578,24
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	599,66
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	608,48
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	623,78
NORTE DE SANTANDER	ENERCO	CENTRO	558,80
PEREIRA	PEESA	CENTRO	563,35
PEREIRA	VATIA	CENTRO	569,83
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	574,16
PEREIRA	DICEL	CENTRO	608,46
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	645,02
PEREIRA	EEP	CENTRO	652,57
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	728,53
QUINDIO	PEESA	CENTRO	562,43
QUINDIO	VATIA	CENTRO	566,88
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	568,35
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	588,44
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	602,98
QUINDIO	DICEL	CENTRO	606,29
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	669,50
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	552,06
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	558,52
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	591,96
SANTANDER	PEESA	CENTRO	565,52
SANTANDER	VATIA	CENTRO	568,47
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	572,32
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	591,48
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	592,75
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	595,94
SANTANDER	ESSA	CENTRO	600,51
SANTANDER	DICEL	CENTRO	604,28
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	615,64

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	534,53
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	607,30
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	541,05
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	545,96
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	550,88
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	550,94
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	569,93
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	573,24
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	576,93
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	577,44
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	RENOVATIO	ORIENTE	597,48
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	638,67
BOYACA	PEESA	ORIENTE	543,33
BOYACA	VATIA	ORIENTE	553,62
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	555,86
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	562,47
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	570,91
BOYACA	DICEL	ORIENTE	578,97
BOYACA	EBSA	ORIENTE	601,86
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	625,68
HUILA	PEESA	ORIENTE	538,47
HUILA	VATIA	ORIENTE	543,63
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	549,04
HUILA	DICEL	ORIENTE	580,80
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	605,17
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	634,71
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	635,10

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	PEESA	OCCIDENTE	551,85
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	VATIA	OCCIDENTE	554,62
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	559,47
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERCO	OCCIDENTE	582,84
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	EMCALI	OCCIDENTE	589,75
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	DICEL	OCCIDENTE	597,99
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	600,32
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	734,80
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	548,05
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	552,43
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	557,35
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	566,72
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	593,55
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	633,12
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	719,65
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	530,55
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	565,05
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	572,15
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	573,37
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	575,06
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	620,38
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	639,31
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	699,16
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	726,51
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	544,01
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	553,08
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	559,64
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	560,54
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	597,85
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	597,89
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	612,80
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	715,87
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	548,25
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	556,12
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	565,32
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	603,17
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	648,50
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	732,50
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	582,74
TULLIA	PEESA	OCCIDENTE	551,23
TULLIA	VATIA	OCCIDENTE	554,69
TULLIA	QI ENERGY	OCCIDENTE	556,45
TULLIA	CETSA	OCCIDENTE	582,54
TULLIA	DICEL	OCCIDENTE	589,75
TULLIA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	698,24

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	485,19
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	488,55
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	490,85
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	503,23
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	511,46
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	521,35
CARIBE MAR	RENOVATIO	SIN ADD	531,68
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	575,08
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	591,74
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	485,15
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	492,14
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	495,93
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	503,23
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	511,50
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	521,35
CARIBE SOL	RENOVATIO	SIN ADD	531,68
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	544,95
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	560,28
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	591,74
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	607,89
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	589,03
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	630,78
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	680,10
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	689,49
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	695,47
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	745,36
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	763,45
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	808,03
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	905,78

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SLUR	567,16
BAJO PUTUMAYO	EEP	SLUR	663,50
CAQUETA	PEESA	SLUR	560,10
CAQUETA	VATIA	SLUR	566,73
CAQUETA	QI ENERGY	SLUR	569,87
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SLUR	625,32
CASANARE	PEESA	SLUR	560,39
CASANARE	VATIA	SLUR	569,09
CASANARE	EMSA	SLUR	570,48
CASANARE	QI ENERGY	SLUR	570,48
CASANARE	RENOVATIO	SLUR	582,29
CASANARE	DICEL	SLUR	594,52
CASANARE	ENERCA	SLUR	616,30
META	PEESA	SLUR	563,18
META	VATIA	SLUR	568,10
META	QI ENERGY	SLUR	572,29
META	RENOVATIO	SLUR	579,58
META	DICEL	SLUR	604,70
META	EMSA	SLUR	629,37
PUTUMAYO	PEESA	SLUR	563,59
PUTUMAYO	VATIA	SLUR	568,85
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SLUR	652,79
SIBUNDOY	EMEVASI	SLUR	711,78

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



## Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para mayo de 2021 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	555,68
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	569,57
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	578,94
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	580,31
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	581,85
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	586,92
ANTIOQUIA CREG 078/07	RENOVATIO	CENTRO	588,21
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	743,29
CALDAS	PEESA	CENTRO	566,15
CALDAS	VATIA	CENTRO	572,51
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	575,92
CALDAS	EEP	CENTRO	584,04
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	585,50
CALDAS	DICEL	CENTRO	613,80
CALDAS	CHEC	CENTRO	623,73
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	718,89
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	580,34
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	588,70
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	590,63
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	595,80
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	611,65
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	612,13
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	558,78
PEREIRA	PEESA	CENTRO	571,27
PEREIRA	VATIA	CENTRO	580,49
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	586,22
PEREIRA	DICEL	CENTRO	608,91
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	657,92
PEREIRA	EEP	CENTRO	659,09
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	757,67
QUINDIO	PEESA	CENTRO	571,07
QUINDIO	VATIA	CENTRO	576,75
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	580,49
QUINDIO	DICEL	CENTRO	585,37
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	600,11
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	606,59
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	687,25
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	556,58
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	560,13
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	570,19
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	569,13
SANTANDER	PEESA	CENTRO	574,40
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	584,36
SANTANDER	DICEL	CENTRO	587,35
SANTANDER	VATIA	CENTRO	588,15
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	603,31
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	603,56
SANTANDER	ESSA	CENTRO	604,11
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	637,27

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	534,55
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	610,26
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	PEESA	ORIENTE	544,66
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	VATIA	ORIENTE	551,49
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	QI ENERGY	ORIENTE	554,21
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	RUITOQUE	ORIENTE	554,57
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	DICELER	ORIENTE	566,52
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	CODENSA	ORIENTE	573,35
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	DICEL	ORIENTE	594,23
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	ENERCO	ORIENTE	600,54
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	RENOVATIO	ORIENTE	609,43
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	ENERMAS	ORIENTE	615,93
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	ENERTOTAL	ORIENTE	664,22
BOYACA	PEESA	ORIENTE	545,77
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	551,68
BOYACA	VATIA	ORIENTE	554,25
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	565,56
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	572,49
BOYACA	DICEL	ORIENTE	596,34
BOYACA	EBSA	ORIENTE	610,88
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	631,07
HUILA	PEESA	ORIENTE	539,25
HUILA	VATIA	ORIENTE	544,20
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	552,28
HUILA	DICEL	ORIENTE	574,16
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	617,28
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	640,43
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	657,99

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALL, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERCO	OCCIDENTE	546,77
CALL, JUMBO, PUERTO TEIAD	PEESA	OCCIDENTE	557,06
CALL, JUMBO, PUERTO TEIAD	VATIA	OCCIDENTE	565,57
CALL, JUMBO, PUERTO TEIAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	568,67
CALL, JUMBO, PUERTO TEIAD	EMCALI	OCCIDENTE	595,64
CALL, JUMBO, PUERTO TEIAD	DICEL	OCCIDENTE	598,91
CALL, JUMBO, PUERTO TEIAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	609,53
CALL, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	764,20
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	555,53
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	564,50
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	564,77
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	574,03
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	611,36
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	639,45
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	748,43
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	541,16
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	573,48
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	574,38
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	581,33
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	584,90
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	615,09
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	649,37
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	708,97
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	755,68
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	552,85
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	559,56
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	567,58
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	569,81
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	570,23
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	593,76
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	617,70
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	744,51
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	558,46
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	562,55
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	574,22
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	606,39
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	652,39
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	761,80
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	594,39
TULLUA	PEESA	OCCIDENTE	556,25
TULLUA	VATIA	OCCIDENTE	561,82
TULLUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	565,93
TULLUA	CETSA	OCCIDENTE	586,03
TULLUA	DICEL	OCCIDENTE	598,73
TULLUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	726,17

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	489,78
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	495,46
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	499,93
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	502,52
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	511,28
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	523,36
CARIBE MAR	RENOVATIO	SIN ADD	542,31
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	574,69
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	615,41
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	489,74
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	501,05
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	501,95
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	503,78
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	511,47
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	523,36
CARIBE SOL	RENOVATIO	SIN ADD	542,31
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	561,79
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	567,42
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	615,41
CHOCHO	DISPAC	SIN ADD	611,54
GUAVIARE	ENERGIUAVIARE	SIN ADD	600,87
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	637,09
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	700,70
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	708,56
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	710,39
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	715,72
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	793,99
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	824,19
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	942,02



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	942,02
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	580,04
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	679,40
CAQUETA	PEESA	SUR	574,93
CAQUETA	VATIA	SUR	579,98
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	585,54
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	630,95
CASANARE	EMSA	SUR	573,33
CASANARE	PEESA	SUR	575,21
CASANARE	VATIA	SUR	582,59
CASANARE	QI ENERGY	SUR	585,75
CASANARE	RENOVATIO	SUR	593,94
CASANARE	DICEL	SUR	612,35
CASANARE	ENERCA	SUR	628,62
META	PEESA	SUR	575,91
META	VATIA	SUR	581,34
META	QI ENERGY	SUR	587,73
META	RENOVATIO	SUR	595,20
META	DICEL	SUR	622,84
META	EMSA	SUR	632,52
PUTUMAYO	PEESA	SUR	575,47
PUTUMAYO	VATIA	SUR	582,15
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	651,77
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	737,87

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

### Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado para junio de 2021 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA CREG 078/07	PEESA	CENTRO	576,96
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERCO	CENTRO	581,18
ANTIOQUIA CREG 078/07	EPM	CENTRO	590,45
ANTIOQUIA CREG 078/07	VATIA	CENTRO	597,14
ANTIOQUIA CREG 078/07	QI ENERGY	CENTRO	598,59
ANTIOQUIA CREG 078/07	DICEL	CENTRO	599,31
ANTIOQUIA CREG 078/07	RENOVATIO	CENTRO	614,47
ANTIOQUIA CREG 078/07	ENERTOTAL	CENTRO	773,02
CALDAS	PEESA	CENTRO	573,12
CALDAS	VATIA	CENTRO	588,16
CALDAS	EEP	CENTRO	589,88
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	595,26
CALDAS	DICEL	CENTRO	608,25
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	612,98
CALDAS	CHEC	CENTRO	627,47
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	747,65
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	587,48
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	604,59
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	610,24
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	613,67
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	615,80
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	626,94
PEREIRA	PEESA	CENTRO	572,33
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	577,79
PEREIRA	VATIA	CENTRO	589,35
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	599,31
PEREIRA	DICEL	CENTRO	603,87
PEREIRA	EEP	CENTRO	665,68
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	674,37
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	787,97
QUINDIO	PEESA	CENTRO	573,81
QUINDIO	VATIA	CENTRO	588,13
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	594,90
QUINDIO	DICEL	CENTRO	602,93
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	610,23
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	621,35
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	705,30
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	533,90
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	566,81
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	589,20
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	532,89
SANTANDER	PEESA	CENTRO	581,62
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	603,73
SANTANDER	VATIA	CENTRO	603,96
SANTANDER	DICEL	CENTRO	604,97
SANTANDER	ESSA	CENTRO	607,73
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	618,40
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	631,10
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	667,68

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	PEESA	OCCIDENTE	565,99
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERCO	OCCIDENTE	573,57
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	VATIA	OCCIDENTE	583,16
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	590,04
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	EMCALI	OCCIDENTE	601,60
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	DICEL	OCCIDENTE	603,16
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	624,76
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	794,76
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	565,62
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	581,43
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	586,06
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	601,64
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	629,70
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	645,84
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	778,37
CAUCA	EMESA	OCCIDENTE	555,91
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	582,05
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	598,98
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	603,19
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	606,57
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	630,98
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	665,61
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	724,08
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	785,91
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMESA	OCCIDENTE	549,80
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	568,30
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	581,55
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	585,22
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	589,47
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	603,32
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	622,64
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	774,29
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	566,51
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	579,75
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	595,44
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	606,48
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	622,23
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	656,30
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	792,28
POPAYAN - PURACE	EMESA	OCCIDENTE	607,50
TULLUA	PEESA	OCCIDENTE	565,16
TULLUA	VATIA	OCCIDENTE	578,94
TULLUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	586,81
TULLUA	CETSA	OCCIDENTE	589,55
TULLUA	DICEL	OCCIDENTE	596,27
TULLUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	755,21

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	542,13
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	613,92
ARAUCA	QI ENERGY	ORIENTE	634,93
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	PEESA	ORIENTE	543,91
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	ENERCO	ORIENTE	549,72
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	VATIA	ORIENTE	559,41
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	QI ENERGY	ORIENTE	565,40
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	RUITOQUE	ORIENTE	573,98
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	CODENSA	ORIENTE	576,79
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	DICELER	ORIENTE	583,61
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	ENERMAS	ORIENTE	592,41
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	DICEL	ORIENTE	612,06
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	RENOVATIO	ORIENTE	624,66
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	ENERTOTAL	ORIENTE	680,79
BOYACA	PEESA	ORIENTE	544,16
BOYACA	VATIA	ORIENTE	562,03
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	570,61
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	583,68
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	587,49
BOYACA	DICEL	ORIENTE	614,23
BOYACA	EBSA	ORIENTE	616,99
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	647,35
HUILA	PEESA	ORIENTE	537,60
HUILA	VATIA	ORIENTE	551,14
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	562,70
HUILA	DICEL	ORIENTE	574,03
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	632,71
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	646,19
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	651,21



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	484,01
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	499,09
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	507,00
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	516,19
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	524,41
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	544,30
CARIBE MAR	RENOVATIO	SIN ADD	555,87
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	562,25
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	640,03
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	483,97
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	506,44
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	508,73
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	516,60
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	524,56
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	544,30
CARIBE SOL	RENOVATIO	SIN ADD	555,87
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	569,66
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	577,33
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	640,03
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	614,23
GUAYARE	ENERGUAYARE	SIN ADD	606,88
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	640,91
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	703,36
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	719,79
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	726,58
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	737,35
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	825,75
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	844,80
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	979,70

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	598,26
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	704,47
CAQUETA	PEESA	SUR	586,58
CAQUETA	VATIA	SUR	600,28
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	609,52
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	636,62
CASANARE	PEESA	SUR	585,19
CASANARE	VATIA	SUR	600,86
CASANARE	QI ENERGY	SUR	608,37
CASANARE	RENOVATIO	SUR	608,79
CASANARE	EMSA	SUR	615,52
CASANARE	DICEL	SUR	630,72
CASANARE	ENERCA	SUR	631,77
META	PEESA	SUR	586,05
META	VATIA	SUR	599,96
META	QI ENERGY	SUR	610,26
META	DICEL	SUR	617,45
META	EMSA	SUR	638,84
META	RENOVATIO	SUR	676,90
PUTUMAYO	PEESA	SUR	585,65
PUTUMAYO	VATIA	SUR	600,90
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	675,23
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	776,47

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

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

Abril

ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	625,39	608,48
CENTRO	CHEC	CALDAS	620,18	620,01
CENTRO	DICEL	ANTIOQUIA CREG 078/07	574,66	589,40
CENTRO	DICEL	CALDAS	574,66	602,84
CENTRO	DICEL	NORTE DE SANTANDER	588,09	623,78
CENTRO	DICEL	PEREIRA	577,27	608,46
CENTRO	DICEL	QUIINDIO	577,53	606,29
CENTRO	DICEL	SANTANDER	580,17	604,28
CENTRO	EDEQ	QUIINDIO	614,67	602,98
CENTRO	EEP	CALDAS	558,57	578,26
CENTRO	EEP	PEREIRA	618,98	652,57
CENTRO	ENERCO	ANTIOQUIA CREG 078/07	554,06	554,06
CENTRO	ENERCO	PEREIRA	556,80	556,80
CENTRO	ENERTOTAL	ANTIOQUIA CREG 078/07	661,34	714,70
CENTRO	ENERTOTAL	CALDAS	642,44	691,24
CENTRO	ENERTOTAL	PEREIRA	682,14	728,53
CENTRO	ENERTOTAL	QUIINDIO	669,50	669,50
CENTRO	ENERTOTAL	SANTANDER	615,64	615,64
CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	597,18	583,42
CENTRO	ESSA	SANTANDER	606,98	600,51
CENTRO	RENOVATIO	ANTIOQUIA CREG 078/07	576,67	576,67
CENTRO	RENOVATIO	CALDAS	573,29	573,29
CENTRO	RENOVATIO	NORTE DE SANTANDER	588,24	599,66
CENTRO	RENOVATIO	PEREIRA	583,10	645,02
CENTRO	RENOVATIO	SANTANDER	581,63	591,48
CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	551,63	591,96
CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	553,03	595,94

ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
OCCIDENTE	CELENAR	NARIÑO	663,92	648,50
OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	645,94	612,80
OCCIDENTE	CETSA	TULLUA	633,00	582,54
OCCIDENTE	DICEL	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	572,66	597,99
OCCIDENTE	DICEL	CARTAGO	564,73	593,55
OCCIDENTE	DICEL	CAUCA	600,09	620,38
OCCIDENTE	DICEL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	571,18	597,85
OCCIDENTE	DICEL	NARIÑO	576,26	603,17
OCCIDENTE	DICEL	TULLUA	565,23	589,75
OCCIDENTE	ECP	CARTAGO	584,29	633,12
OCCIDENTE	EMCALI	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	601,79	589,75
OCCIDENTE	EMEESA	CAUCA	549,45	530,55
OCCIDENTE	EMEESA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	544,01	544,01
OCCIDENTE	EMEESA	POPAYAN - PURACE	607,52	582,74
OCCIDENTE	ENERCO	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	547,34	582,84
OCCIDENTE	ENERCO	CAUCA	572,15	572,15
OCCIDENTE	ENERCO	CELSIA VALLE DEL CAUCA	553,35	597,89
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	699,48	734,80
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CARTAGO	676,96	719,65
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CAUCA	701,50	726,61
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	691,46	715,87
OCCIDENTE	ENERTOTAL	NARIÑO	700,57	732,50
OCCIDENTE	ENERTOTAL	TULLUA	599,09	698,24
OCCIDENTE	RENOVATIO	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	566,49	600,32
OCCIDENTE	RENOVATIO	CARTAGO	566,72	566,72
OCCIDENTE	RENOVATIO	CAUCA	584,91	639,31

ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
ORIENTE	CODENSA	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	589,60	569,93
ORIENTE	DICEL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	559,30	576,93
ORIENTE	DICEL	BOYACA	561,51	578,97
ORIENTE	DICEL	HUILA	554,68	580,80
ORIENTE	EBSA	BOYACA	630,83	601,86
ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	637,98	634,71
ORIENTE	ENERCO	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	539,59	577,44
ORIENTE	ENERCO	BOYACA	555,86	555,86
ORIENTE	ENERTOTAL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	625,46	638,67
ORIENTE	ENERTOTAL	BOYACA	625,68	625,68
ORIENTE	ENERTOTAL	HUILA	635,10	635,10
ORIENTE	RENOVATIO	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	560,34	597,48
ORIENTE	RENOVATIO	BOYACA	562,47	562,47
ORIENTE	RENOVATIO	HUILA	557,13	605,17
ORIENTE	RUITOQUE	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	521,21	541,05

ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	559,74	575,08
SIN ADD	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	760,96	630,78
SIN ADD	DICEL	CARIBE MAR	498,58	521,35
SIN ADD	DICEL	CARIBE SOL	498,99	521,35
SIN ADD	DICEL	TOLIMA	699,56	745,36
SIN ADD	DISPAC	CHOCO	608,71	607,87
SIN ADD	ENERCO	CARIBE MAR	482,60	503,23
SIN ADD	ENERCO	CARIBE SOL	482,27	503,23
SIN ADD	ENERCO	TOLIMA	684,45	763,45
SIN ADD	ENERGUAYARE	GUAYARE	620,30	594,92
SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE MAR	590,00	591,74
SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE SOL	590,00	591,74
SIN ADD	ENERTOTAL	TOLIMA	832,80	905,78
SIN ADD	RENOVATIO	CARIBE MAR	499,62	531,68
SIN ADD	RENOVATIO	CARIBE SOL	499,64	531,68
SIN ADD	RENOVATIO	TOLIMA	708,46	808,03

ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
SUR	DICEL	CASANARE	581,01	594,52
SUR	DICEL	META	578,42	604,70
SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	646,53	652,79
SUR	EEBP	BAJO PUTUMAYO	653,30	663,50
SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	670,81	625,32
SUR	EMSA	CASANARE	571,45	570,48
SUR	EMSA	META	619,49	629,37
SUR	ENERCA	CASANARE	623,07	616,30
SUR	RENOVATIO	CASANARE	579,37	582,29
SUR	RENOVATIO	META	579,58	579,58

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



## Mayo

ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	634,46	612,13
CENTRO	CHEC	CALDAS	631,92	623,73
CENTRO	DICEL	ANTIOQUIA CREG 078/07	581,85	581,85
CENTRO	DICEL	CALDAS	582,44	613,80
CENTRO	DICEL	NORTE DE SANTANDER	595,80	595,80
CENTRO	DICEL	PEREIRA	584,81	608,91
CENTRO	DICEL	QUINDIO	585,37	585,37
CENTRO	DICEL	SANTANDER	587,35	587,35
CENTRO	EDEQ	QUINDIO	631,59	606,59
CENTRO	EEP	CALDAS	567,64	584,04
CENTRO	EEP	PEREIRA	628,46	659,09
CENTRO	ENERCO	ANTIOQUIA CREG 078/07	555,68	555,68
CENTRO	ENERCO	PEREIRA	558,78	558,78
CENTRO	ENERTOTAL	ANTIOQUIA CREG 078/07	680,45	743,29
CENTRO	ENERTOTAL	CALDAS	657,85	718,89
CENTRO	ENERTOTAL	PEREIRA	701,41	757,67
CENTRO	ENERTOTAL	QUINDIO	687,25	687,25
CENTRO	ENERTOTAL	SANTANDER	637,27	637,27
CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	603,42	586,92
CENTRO	ESSA	SANTANDER	615,27	604,11
CENTRO	RENOVATIO	ANTIOQUIA CREG 078/07	588,21	588,21
CENTRO	RENOVATIO	CALDAS	585,50	585,50
CENTRO	RENOVATIO	NORTE DE SANTANDER	504,24	611,65
CENTRO	RENOVATIO	PEREIRA	595,25	657,92
CENTRO	RENOVATIO	SANTANDER	593,87	603,31
CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	556,58	556,58
CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	555,28	569,13

ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	667,76	652,39
OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	652,59	617,70
OCCIDENTE	CETSA	TULUA	640,35	586,03
OCCIDENTE	DICEL	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	576,42	598,91
OCCIDENTE	DICEL	CARTAGO	567,33	611,36
OCCIDENTE	DICEL	CAUCA	603,06	615,09
OCCIDENTE	DICEL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	575,33	593,76
OCCIDENTE	DICEL	NARIÑO	580,12	606,39
OCCIDENTE	DICEL	TULUA	569,27	598,73
OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	588,19	639,45
OCCIDENTE	EMCALI	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	605,02	595,64
OCCIDENTE	EMEESA	CAUCA	554,89	541,16
OCCIDENTE	EMEESA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	552,46	552,85
OCCIDENTE	EMEESA	POPAYAN - PURACE	604,97	594,39
OCCIDENTE	ENERCO	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	546,77	546,77
OCCIDENTE	ENERCO	CAUCA	574,38	574,38
OCCIDENTE	ENERCO	CELSIA VALLE DEL CAUCA	554,03	570,23
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	718,22	764,20
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CARTAGO	693,95	748,43
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CAUCA	721,43	755,68
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	710,74	744,51
OCCIDENTE	ENERTOTAL	NARIÑO	717,50	761,80
OCCIDENTE	ENERTOTAL	TULUA	618,52	726,17
OCCIDENTE	RENOVATIO	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	575,56	609,53
OCCIDENTE	RENOVATIO	CARTAGO	574,03	574,03
OCCIDENTE	RENOVATIO	CAUCA	594,76	649,37

ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
ORIENTE	CODENSA	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	586,89	573,35
ORIENTE	DICEL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	557,22	594,23
ORIENTE	DICEL	BOYACA	559,40	596,34
ORIENTE	DICEL	HUILA	552,65	574,16
ORIENTE	EBSA	BOYACA	623,44	610,88
ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	643,75	640,43
ORIENTE	ENERCO	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	532,37	600,54
ORIENTE	ENERCO	BOYACA	551,68	551,68
ORIENTE	ENERTOTAL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	633,92	664,22
ORIENTE	ENERTOTAL	BOYACA	631,07	631,07
ORIENTE	ENERTOTAL	HUILA	657,99	657,99
ORIENTE	RENOVATIO	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	563,80	609,43
ORIENTE	RENOVATIO	BOYACA	565,56	565,56
ORIENTE	RENOVATIO	HUILA	560,40	617,28
ORIENTE	RUITOQUE	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	515,82	554,57

ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	558,18	574,69
SIN ADD	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	780,35	637,09
SIN ADD	DICEL	CARIBE MAR	502,52	502,52
SIN ADD	DICEL	CARIBE SOL	502,94	503,78
SIN ADD	DICEL	TOLIMA	715,72	715,72
SIN ADD	DISPAC	CHOCO	622,66	611,54
SIN ADD	ENERCO	CARIBE MAR	482,32	523,36
SIN ADD	ENERCO	CARIBE SOL	482,00	523,36
SIN ADD	ENERCO	TOLIMA	697,75	793,99
SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	622,46	600,87
SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE MAR	604,36	615,41
SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE SOL	604,36	615,41
SIN ADD	ENERTOTAL	TOLIMA	858,44	942,02
SIN ADD	RENOVATIO	CARIBE MAR	508,51	542,31
SIN ADD	RENOVATIO	CARIBE SOL	508,49	542,31
SIN ADD	RENOVATIO	TOLIMA	723,20	824,19

ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
SUR	DICEL	CASANARE	591,94	612,35
SUR	DICEL	META	588,72	622,84
SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	643,39	651,77
SUR	EEBP	BAJO PUTUMAYO	670,10	679,40
SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	685,47	630,95
SUR	EMSA	CASANARE	580,90	573,33
SUR	EMSA	META	631,81	632,52
SUR	ENERCA	CASANARE	641,16	628,62
SUR	RENOVATIO	CASANARE	594,85	593,94
SUR	RENOVATIO	META	595,20	595,20

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

## Junio

ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	647,46	615,80
CENTRO	CHEC	CALDAS	644,89	627,47
CENTRO	DICEL	ANTIOQUIA CREG 078/07	607,62	599,31
CENTRO	DICEL	CALDAS	608,25	608,25
CENTRO	DICEL	NORTE DE SANTANDER	622,57	613,67
CENTRO	DICEL	PEREIRA	603,87	603,87
CENTRO	DICEL	QUINDIO	606,45	602,93
CENTRO	DICEL	SANTANDER	613,30	604,97
CENTRO	EDEQ	QUINDIO	642,82	610,23
CENTRO	EEP	CALDAS	586,20	589,88
CENTRO	EEP	PEREIRA	640,72	665,68
CENTRO	ENERCO	ANTIOQUIA CREG 078/07	581,18	581,18
CENTRO	ENERCO	PEREIRA	577,79	577,79
CENTRO	ENERTOTAL	ANTIOQUIA CREG 078/07	702,93	773,02
CENTRO	ENERTOTAL	CALDAS	681,69	747,65
CENTRO	ENERTOTAL	PEREIRA	717,08	787,97
CENTRO	ENERTOTAL	QUINDIO	705,30	705,30
CENTRO	ENERTOTAL	SANTANDER	667,68	667,68
CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	625,76	590,45
CENTRO	ESSA	SANTANDER	625,88	607,73
CENTRO	RENOVATIO	NORTE DE SANTANDER	644,49	626,94
CENTRO	RENOVATIO	PEREIRA	731,68	674,37
CENTRO	RENOVATIO	SANTANDER	623,19	618,40

ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
ORIENTE	CODENSA	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	605,37	576,79
ORIENTE	DICEL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	574,69	612,06
ORIENTE	DICEL	BOYACA	577,14	614,23
ORIENTE	DICEL	HUILA	569,77	574,03
ORIENTE	EBSA	BOYACA	636,47	616,99
ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	657,91	646,19
ORIENTE	ENELAR	ARAUCA	628,23	613,92
ORIENTE	ENERCO	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	549,72	549,72
ORIENTE	ENERCO	BOYACA	570,61	570,61
ORIENTE	ENERTOTAL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	647,91	690,79
ORIENTE	ENERTOTAL	BOYACA	647,35	647,35
ORIENTE	ENERTOTAL	HUILA	651,21	651,21
ORIENTE	RENOVATIO	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	582,69	624,66
ORIENTE	RENOVATIO	HUILA	587,47	632,71
ORIENTE	RUITOQUE	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	484,09	573,98



ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	703,66	656,30
OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	680,65	622,64
OCCIDENTE	CETSA	TULUA	668,90	589,55
OCCIDENTE	DICEL	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	603,16	603,16
OCCIDENTE	DICEL	CARTAGO	595,39	629,70
OCCIDENTE	DICEL	CAUCA	630,98	630,98
OCCIDENTE	DICEL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	603,33	603,32
OCCIDENTE	DICEL	NARIÑO	606,48	606,48
OCCIDENTE	DICEL	TULUA	596,27	596,27
OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	610,40	645,84
OCCIDENTE	EMCALI	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	620,19	601,60
OCCIDENTE	EMEESA	CAUCA	595,94	555,91
OCCIDENTE	EMEESA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	581,25	549,80
OCCIDENTE	EMEESA	POPAYAN - PURACE	638,29	607,50
OCCIDENTE	ENERCO	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	573,57	573,57
OCCIDENTE	ENERCO	CAUCA	603,19	603,19
OCCIDENTE	ENERCO	CELSIA VALLE DEL CAUCA	581,55	581,55
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	741,16	794,76
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CARTAGO	717,46	778,37
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CAUCA	745,06	785,91
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	732,24	774,29
OCCIDENTE	ENERTOTAL	NARIÑO	744,86	792,28
OCCIDENTE	ENERTOTAL	TULUA	651,64	755,21
OCCIDENTE	RENOVATIO	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	603,86	624,76
OCCIDENTE	RENOVATIO	CAUCA	635,38	665,61

ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	562,78	562,25
SIN ADD	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	802,12	640,91
SIN ADD	DICEL	CARIBE MAR	516,19	516,19
SIN ADD	DICEL	CARIBE SOL	516,60	516,60
SIN ADD	DICEL	TOLIMA	738,53	737,35
SIN ADD	DISPAC	CHOCO	626,39	614,23
SIN ADD	ENERCO	CARIBE MAR	496,19	544,30
SIN ADD	ENERCO	CARIBE SOL	495,93	544,30
SIN ADD	ENERCO	TOLIMA	720,58	825,75
SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	648,72	606,88
SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE MAR	615,87	640,03
SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE SOL	615,87	640,03
SIN ADD	ENERTOTAL	TOLIMA	876,46	979,70
SIN ADD	RENOVATIO	CARIBE MAR	522,43	555,87
SIN ADD	RENOVATIO	CARIBE SOL	523,77	555,87
SIN ADD	RENOVATIO	TOLIMA	753,87	844,80

ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
SUR	DICEL	CASANARE	621,27	630,72
SUR	DICEL	META	617,45	617,45
SUR	EEBP	BAJO PUTUMAYO	696,00	704,47
SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	708,28	636,62
SUR	EMSA	META	661,13	638,84
SUR	ENERCA	CASANARE	679,31	631,77
SUR	RENOVATIO	CASANARE	634,57	608,79

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

## Anexo 2

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

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2021. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		457,25			
EEP S.A. ESP	578,82	570,23			
EMGESA SA ESP		527,98	549,96		
ENERMAS		536,69			
EPM S.A. ESP	454,50	510,32	323,77	561,84	468,00
ESANT S.A. ESP					542,43
ISAGEN S.A. ESP			200,56		
RENOVATIO S.A. ESP		502,83			
RUITOQUE S.A. ESP		524,98	519,08		576,78

Mínimo Máximo < CU SSPD

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2021. ADD Occidente (Cauca, Nariño y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL
CEDENAR S.A. ESP	553,22		
CEO S.A.S ESP		508,15	
EMGESA SA ESP			377,71

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2021. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL
AES CHIVOR							531,92
AIRE			554,25				
CARIBEMAR DE LA COSTA			474,98				
EBSA S.A. ESP			524,10				
ELECTROHUILA S.A. ESP	458,35		507,58	495,33			
EMGESA SA ESP			534,45		505,82		525,38
ENERMAS							470,77
EPM S.A. ESP							522,83
ISAGEN S.A. ESP							239,72
ITALCOL ENERGÍA S.A. ESP.							562,87
RENOVATIO S.A. ESP							526,48
RUITOQUE S.A. ESP		539,15			516,40	559,54	524,42
TERPEL ENERGÍA S.A.S E.S.P			377,75				

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

#### Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2021. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		447,97		
ELECTROHUILA S.A. ESP				476,63
EMEVASI S.A. ESP	517,33			
EMGESA SA ESP		583,85		473,61
EMSA S.A. ESP	463,50		530,29	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

<sup>9</sup> Nota. En las siguientes las celdas resaltadas con el color naranja corresponden a aquellos valores promedio obtenidos que se encuentren por debajo del CUMin calculado por la SSPD. Las celdas resaltadas en rojo y verde corresponden a los valores máximos y mínimos obtenidos para cada grupo de datos.



### Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2021. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

NOMBRE EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA	456,55	450,63	445,87	445,32
EMGESA SA ESP		437,84		
RUITOQUE S.A. ESP		437,81		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		426,31		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2021. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL
AIRE	454,07	478,48	516,42	470,76
CARIBEMAR DE LA COSTA		407,52		
EEP S.A. ESP		430,58		
EPM S.A. ESP				421,37

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2021. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	COMERCIAL
EMGESA SA ESP	635,64

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2021. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
AIRE		466,32				
CARIBEMAR DE LA COSTA		433,11				
EBSA S.A. ESP				484,24		
ECOPETROL ENERGIA				423,88		
EEP S.A. ESP	510,66	481,31		486,64	490,60	475,46
EMEESA S.A. ESP		419,10				
EMGESA SA ESP		441,41		460,58	432,17	
ENERGIA Y AGUA SAS ESP				553,07		
EPM S.A. ESP	447,26	430,61	434,93	440,27	436,28	450,60
ESANT S.A. ESP					491,18	
GECELCA S.A. ESP				397,37		
ISAGEN S.A. ESP		200,61		202,89	194,23	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				482,85		
RENOVATIO S.A. ESP		447,79		450,08		
RUITOQUE S.A. ESP		448,64		457,85	449,39	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		473,34		474,79		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2021. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
AES CHIVOR		416,15		420,13		
CARIBEMAR DE LA COSTA		423,76		417,96		
CEDENAR S.A. ESP	490,18	274,69	259,21	257,61	339,43	
CEO S.A.S ESP		459,78		318,33	461,23	
CETSA S.A. ESP		430,25		419,99	439,40	
EEP S.A. ESP	461,29	443,05		448,31		
EMEESA S.A. ESP		413,43		419,74		
EMGESA SA ESP		436,75		419,23		456,82
EPM S.A. ESP		422,43			392,62	413,16
ISAGEN S.A. ESP				199,08		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		461,60				460,46

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



### Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2021. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR							423,14	
AIRE			453,51				492,26	
CARIBEMAR DE LA COSTA			420,64					
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP								466,49
CODENSA S.A. ESP	480,49							
DICEL S.A. ESP							456,76	
EBSA S.A. ESP	517,51		432,07		473,98	467,53	473,14	
ECOPETROL ENERGIA							419,21	
EPP S.A. ESP			447,61				447,68	
ELECTROHUILA S.A. ESP	453,30		461,39	462,12			459,79	462,55
EMGESA SA ESP		443,51	433,47	443,28	426,19		441,12	414,83
EPM S.A. ESP			428,23				430,56	432,94
ISAGEN S.A. ESP			203,99				294,35	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							477,07	
RENOVATIO S.A. ESP			445,89				442,91	
RUITOQUE S.A. ESP		445,57	443,04	441,04	437,12		444,97	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		440,09	463,73					

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2021. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		438,57		
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		457,83	470,81	500,11
DICEL S.A. ESP		503,44	480,68	
DICELER S.A. E.S.P			466,93	
ELECTROHUILA S.A. ESP		455,46		476,63
EMCALI ESP				450,09
EMGESA SA ESP		460,94	532,42	
EMSA S.A. ESP	411,14		473,80	
ENERCA S.A. ESP			419,74	
EPM S.A. ESP		441,66	444,51	426,55
RUITOQUE S.A. ESP		455,39		
VATIA S.A. ESP		386,44	467,21	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2021. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AIRE		418,67			298,45		
CARIBEMAR DE LA COSTA	469,93	390,83	409,37	404,94	374,36		395,50
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		383,04			385,97		
CEO S.A.S ESP					353,62		
ECOPETROL ENERGIA					371,52		
ELECTROHUILA S.A. ESP		393,34			392,77		
EMCALI ESP							335,39
EMGESA SA ESP		384,99		385,84	379,49	382,37	344,16
EMSA S.A. ESP					406,67		
EPM S.A. ESP		372,86			380,45		375,58
ISAGEN S.A. ESP					368,80		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					422,99		
QI ENERGY		402,94					
RENOVATIO S.A. ESP					389,81		
RUITOQUE S.A. ESP		389,02					
SOUTH32 ENERGY S.A.S. E.S.P.		357,32					
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		383,93					

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



### Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2021. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AIRE	404,95	407,25	424,31	409,91	406,11	397,94		410,70
CARIBEMAR DE LA COSTA		373,72				374,44		
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP		377,60				380,06		
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP		370,02						
EEP S.A. ESP		382,11						
EMCALI ESP		398,34						337,72
EMGESA SA ESP		387,60		386,14		399,85	388,23	343,08
EPM S.A. ESP		373,40				378,76		370,36
GECELCA S.A. ESP						406,94		
ISAGEN S.A. ESP						372,41		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						428,47		
PEESA S.A. ESP		447,56						414,79
QI ENERGY		408,84						
RENOVATIO S.A. ESP		400,58				397,52		
RUITOQUE S.A. ESP		390,90						
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		380,27						

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2021. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA	468,63		
EMGESA SA ESP	521,89		487,09
EPM S.A. ESP	487,36		
ISAGEN S.A. ESP		206,27	
RENOVATIO S.A. ESP	524,53		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	531,29		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre II 2021. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
AES CHIVOR	342,39		342,49		
CARIBEMAR DE LA COSTA	353,20				
ECOPETROL ENERGIA			342,66		
EEP S.A. ESP	385,66		394,25	411,75	
EMGESA SA ESP	358,84		346,67		
ENERMAS			401,23		
EPM S.A. ESP	353,51		349,00	358,45	
ISAGEN S.A. ESP	210,22		203,80		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	385,16		396,01		
RUITOQUE S.A. ESP	366,17	462,54	373,70		429,92
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	387,75				

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre II 2021. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
AES CHIVOR		357,39		
CEO S.A.S ESP		381,46	406,35	
CETSA S.A. ESP		346,14		
ECOPETROL ENERGIA	358,67			
EEP S.A. ESP		389,25		
EMEESA S.A. ESP		372,32		
EMGESA SA ESP	363,00	365,64		
EPM S.A. ESP		365,50		362,80
ISAGEN S.A. ESP		203,29		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



### Nivel de Tensión 3, Trimestre II 2021. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá y Huila)

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			395,01		
AIRE			418,29		
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP			400,45		
EBSA S.A. ESP	445,31		436,76	436,46	
ECOPETROL ENERGIA			394,76		
ELECTROHUILA S.A. ESP	428,84	436,52	425,98		432,55
EMCALI ESP	414,12				
EMGESA SA ESP	410,13		408,23		
EPM S.A. ESP	392,71		398,99		391,79
GECELCA S.A. ESP			354,76		
ISAGEN S.A. ESP	200,68		259,83		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			445,42		
QI ENERGY	434,04				

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre II 2021. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		348,28	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	419,88	386,77	428,54
ECOPETROL ENERGIA		378,13	
EMCALI ESP		392,60	
EMGESA SA ESP	381,91	380,42	
EMSA S.A. ESP		410,08	
ENERCA S.A. ESP		353,58	
EPM S.A. ESP	372,09	380,90	365,55
ISAGEN S.A. ESP		374,74	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		427,86	
PEESA S.A. ESP		390,84	
QI ENERGY	409,96		
VATIA S.A. ESP		401,54	

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre II 2021. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA	383,59	390,79	378,65
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP			359,02
ECOPETROL ENERGIA			355,62
EMGESA SA ESP	352,87		391,00
EPM S.A. ESP			355,57
GECELCA S.A. ESP			331,45
ISAGEN S.A. ESP			355,19

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 3, Trimestre II 2021. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL
AIRE	381,04	383,12	385,89
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP			340,01
ECOPETROL ENERGIA			355,52
ELECTROHUILA S.A. ESP			363,80
EMGESA SA ESP	360,00		388,31
EPM S.A. ESP	345,56		346,28
ISAGEN S.A. ESP			341,33
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	398,30		398,65

Mínimo Máximo < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE



### Nivel de Tensión 3, Trimestre II 2021. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
AES CHIVOR	335,44	
ECOPETROL ENERGIA	373,21	
EMGESA SA ESP	381,76	392,43
EPM S.A. ESP	387,63	
ISAGEN S.A. ESP		211,93
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	428,92	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 4, Trimestre II 2021. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
CEO S.A.S ESP		280,80
ECOPETROL ENERGIA	306,09	304,72
EPM S.A. ESP	312,86	323,75
GECELCA S.A. ESP		273,45
ISAGEN S.A. ESP		207,54

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 4, Trimestre II 2021. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP		331,09
EPM S.A. ESP	304,24	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 4, Trimestre II 2021. ADD Oriente (Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA		309,11
EMGESA SA ESP		325,50
EPM S.A. ESP		306,05
GECELCA S.A. ESP		271,74
ISAGEN S.A. ESP	205,14	209,24

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 4, Trimestre II 2021. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA	312,42

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

### Nivel de Tensión 4, Trimestre II 2021. SIN ADD (Bolívar, Córdoba, Sucre y Cesar)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
CARIBEMAR DE LA COSTA		386,17	
CELSIA COLOMBIA S.A. ESP	339,04		
ECOPETROL ENERGIA		304,66	
EMGESA SA ESP		307,42	312,51
ISAGEN S.A. ESP		305,97	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



#### Nivel de Tensión 4, Trimestre II 2021. SIN ADD (Magdalena, La Guajira y Atlántico)

EMPRESA	INDUSTRIAL
AIRE	
EMGESA SA ESP	350,15
ISAGEN S.A. ESP	294,54

Mínimo  Máximo  < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

#### Nivel de Tensión STN, Trimestre II 2021. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA	281,59
EPM S.A. ESP	276,56
ISAGEN S.A. ESP	200,56

Mínimo  Máximo  < CU SSPD   
Fuente: SUI – Cálculos DTGE



**Carrera 18 No. 84 – 35**  
**Bogotá D.C, Colombia**  
**(57 601) 691-3005**  
**[www.superservicios.gov.co](http://www.superservicios.gov.co)**  
**[sspd@superservicios.gov.co](mailto:sspd@superservicios.gov.co)**



**El futuro  
es de todos**

**DNP**  
Departamento  
Nacional de Planeación



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios