



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

Boletín Tarifario

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

**ENERO - MARZO
2021**

Contenido

Página

Introducción	3
Actualidad tarifaria	3
Panorama nacional	3
Componente de generación	4
Componente de transmisión	9
Componente de distribución	11
Componente de comercialización	14
Componente de pérdidas	17
Componente de Restricciones	18
Opción Tarifaria	20
Tarifas aplicadas	21
Usuarios no regulados	23
Anexo 1	26
Anexo 2	31

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 primer 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

Para el primer trimestre de 2021, la Superservicios expidió la Resolución SSPD 20212200012515 del 26 de marzo de 2021, que reemplaza a la Resolución SSPD 20192200020155 y su modificatoria, y establece los lineamientos de carga de información al SUJ del servicio de energía eléctrica prestado en el SIN.

Esta nueva resolución inicia a partir del 1 de julio de 2021, a excepción del Formulario FC2 FORMULARIO FC2. Patrimonio Técnico Transaccional CROM que inicia el próximo 1 de abril de 2021. Uno de los principales cambios en esta nueva resolución, es la incorporación del campo ID MERCADO en la mayoría de formatos y formularios ajustándose así, a una nueva realidad del mercado eléctrico donde una misma empresa ostenta la calidad de operador de red en dos mercados diferentes. Así mismo, se ajustaron algunos formatos y formularios acorde con cambios regulatorios (CROM, Opción Tarifaria, Cálculo componente de Generación).

Se aclarar que a partir de enero de 2021, CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. absorbió a la empresa CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P. asumiendo la atención de todos sus usuarios y la administración de las redes de distribución del mercado Tolima. También se aclara que los mercados

CELSIA VALLE DEL CAUCA y TOLIMA continúan siendo independiente puesta que no hubo fusión de OR.

Así mismo, la CREG expidió la Resolución CREG 003 de 2021 donde, en términos generales, consolidó en un solo documento las disposiciones de la Resolución CREG 186 de 2010 y Resolución CREG 104 de 2020.

Para finalizar, la CREG expidió la resolución 002 de 2021 en la cual ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional". Esta resolución, una vez surta el proceso de consulta y sea publicada, reemplazaría principalmente a la Resolución CREG 030 de 2018 con el objeto de ajustarse a las nuevas disposiciones política pública.

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
002	Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional"
003	Fórmula para el cálculo de los subsidios aplicables al consumo de energía eléctrica y gas combustible por red de tubería
004	ENERGÍA ELÉCTRICA - Cálculo de la tasa de descuento aplicable en las metodologías tarifarias que expide la Comisión de Regulación de Energía y Gas
010	ENERGÍA ELÉCTRICA - Resuelve el recurso de reposición interpuesto contra la Resolución CREG 191 de 2020 (Intercolombia)
011	ENERGÍA ELÉCTRICA - Cambios en la representación de activos del Sistema de Transmisión Nacional

2. Panorama nacional

El análisis realizado del comportamiento tarifario durante el primer 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 34 empresas que prestan el servicio de comercialización de energía eléctrica en el país con destino al mercado regulado, los tres CU más altos para este primer trimestre de 2021 corresponden nuevamente a ENERTOTAL S.A. E.S.P. con valores de 881,31 \$/kWh en enero, 829,40 \$/kWh en febrero y 852,10 \$/kWh en marzo, todos en el mercado TOLIMA; se debe tener en cuenta que no siempre la tarifa más alta indica un mal cálculo o mala aplicación de la metodología tarifaria, sino que 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 805,24 \$/kWh para enero, 870,94 \$/kWh en febrero y de 829,39 \$/kWh en el mes de marzo.

En cuanto a las empresas con menor valor del CU para el primer trimestre de 2021 se encuentran el comercializador ENERCO S.A. E.S.P. en los mercados Caribe Mar y Caribe Sol con 461,87 \$/kWh y 461,31 \$/kWh respectivamente para el mes de enero de 2021 y el Comercializador RENOVATIO TRADING SAS también en el mes de enero con un valor de 467,38 \$/kWh.

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.

MERCADO	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	SIN ADD	495,34
CARIBE SOL	SIN ADD	502,88
POPAYAN - PURACE	OCCIDENTE	537,99
BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	ORIENTE	544,34
RUITOQUE	CENTRO	565,80
BOYACA	ORIENTE	566,56
HUILA	ORIENTE	568,65
ARAUCA	ORIENTE	571,53
CELSIA VALLE DEL CAUCA	OCCIDENTE	571,79
TULUA	OCCIDENTE	574,08
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	OCCIDENTE	574,33
CASANARE	SUR	574,60
META	SUR	578,89
CAUCA	OCCIDENTE	580,04
CALDAS	CENTRO	580,35
ANTIOQUIA CREG 078/07	CENTRO	582,20
GUAVIARE	SIN ADD	583,22
CAQUETA	SUR	583,39
SANTANDER	CENTRO	583,40
NORTE DE SANTANDER	CENTRO	588,29
QUINDIO	CENTRO	590,28
PEREIRA	CENTRO	590,30
NARIÑO	OCCIDENTE	591,10
CARTAGO	OCCIDENTE	594,64
PUTUMAYO	SUR	595,08
CHOCO	SIN ADD	603,44
BAJO PUTUMAYO	SUR	611,43
SIBUNDOY	SUR	707,74
TOLIMA	SIN ADD	713,53

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

3. Componente de Generación (G)

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

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

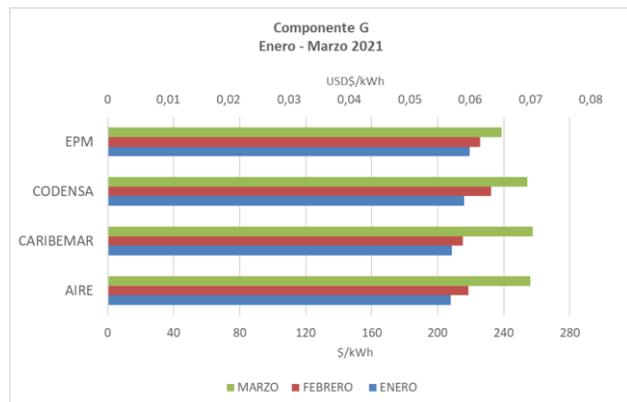


Adicionalmente y con el objeto de mostrar el valor equivalente del componente en dólares, se incluye en las gráficas un eje horizontal secundario, expresando en USD\$/kWh; la TRM utilizada para la conversión del valor del componente corresponde al promedio diario de los tres meses analizados en el presente informe y que son publicados por el Banco de la República, dando como resultado un valor de 3552,81 \$/USD.

Grupo 1

El valor promedio para el primer trimestre de 2021 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 222,50 \$/kWh, 6,82 \$/kWh por encima respecto al cuarto trimestre de 2020. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la empresa AIR-E para el mes de enero de 2021 con un valor igual a 201,67 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a CARIBEMAR DE LA COSTA con 250,02 \$/kWh para el mes de marzo de 2021. En términos generales, los precios de bolsa de febrero que son aplicados para el cálculo del componente en el mes de marzo, presentaron incrementos.

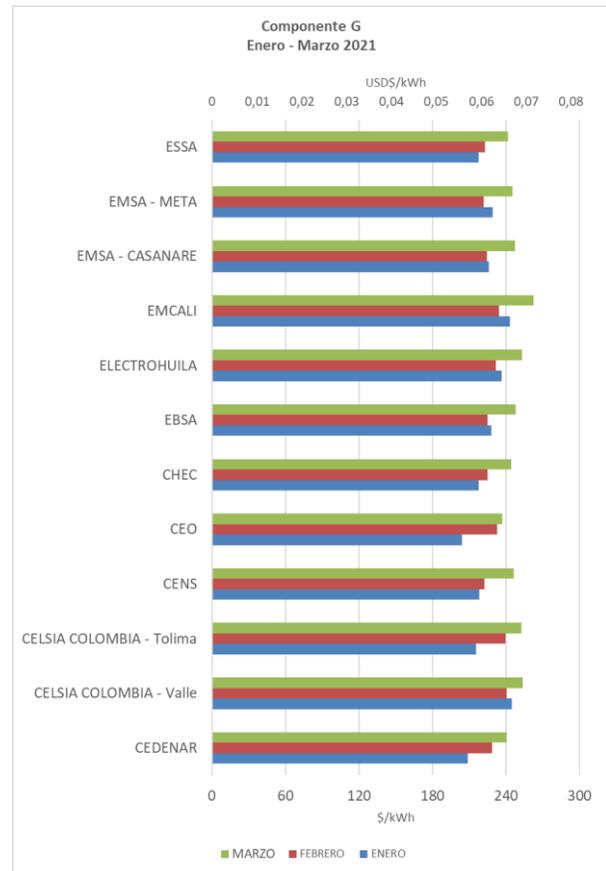
Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
AIRE	201,67	212,37	248,65
CARIBEMAR	202,41	208,84	250,02
CODENSA	209,68	225,70	246,94
EPM	212,92	219,07	231,71



Grupo 2

Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el primer trimestre de 2021 corresponde a 226,69 \$/kWh, 2,2% por encima del promedio del cuarto trimestre del año 2020. Con un valor de 198,20 \$/kWh, CEO S.A.S E.S.P. presentó nuevamente, para el trimestre, el menor costo del componente G en el mes de enero de 2021; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde nuevamente a EMCALI E.I.C.E. E.S.P. para el mes de marzo de 2021, con un valor igual a 254,57 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CEDENAR	202,72	221,79	233,68
CELSIA COLOMBIA - Valle	237,36	233,41	246,00
CELSIA COLOMBIA - Tolima	208,98	232,35	244,96
CENS	211,68	215,70	238,95
CEO	198,20	225,72	229,81
CHEC	211,02	218,53	236,93
EBSA	221,48	218,24	240,74
ELECTROHUILA	229,26	224,68	245,68
EMCALI	235,94	227,58	254,57
EMSA - CASANARE	219,11	217,54	240,11
EMSA - META	222,19	215,46	238,00
ESSA	211,38	216,42	234,59

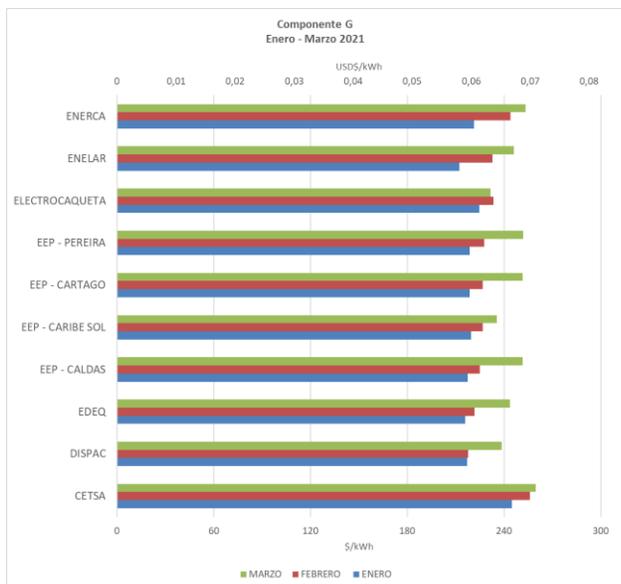


Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 226,11 \$/kWh, 3,75% por encima del promedio del cuarto trimestre de 2020. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la Empresa Energía de Arauca E.S.P. para el mes de enero de 2021 igual a 206,22 \$/kWh, mientras que el mayor valor corresponde a CETSA S.A. E.S.P., con un valor de 252,16 para el mes de marzo de 2021.



Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CETSA	237,88	248,63	252,16
DISPAC	210,96	211,32	231,53
EDEQ	209,66	215,24	236,70
EEP - CALDAS	211,16	218,55	244,31
EEP - CARIBE SOL	213,21	220,15	228,66
EEP - CARTAGO	212,19	220,24	244,23
EEP - PEREIRA	212,43	220,94	244,63
ELECTROCAQUETA	218,17	226,70	224,77
ENELAR	206,22	225,94	238,97
ENERCA	214,82	236,92	245,98



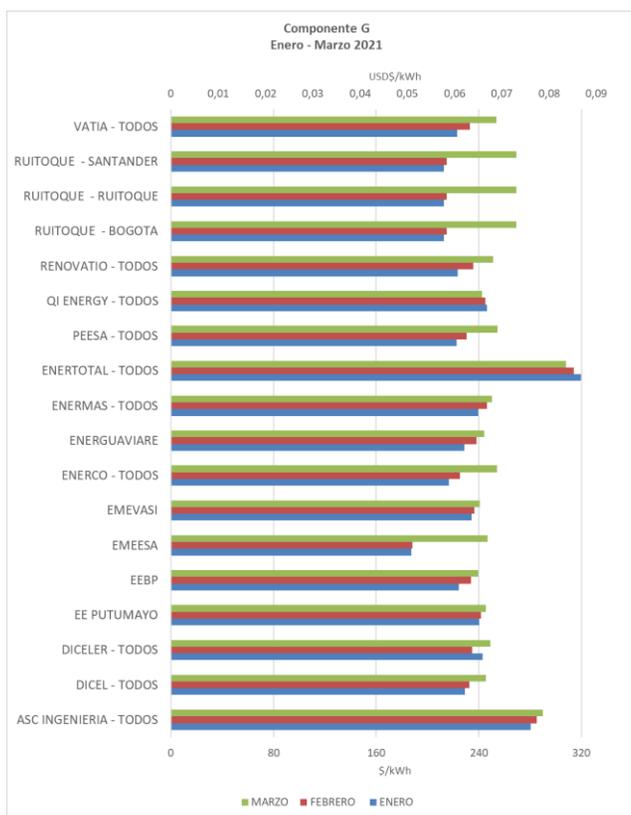
Grupo 4

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. y Enerco S.A. E.S.P. tienen presencia en varios mercados de comercialización, la información de estas fue promediada de manera mensual, de acuerdo al número de mercados atendidos.

Para este grupo, el valor promedio del componente de Generación es igual a 233,71 \$/kWh, 4,28% por encima del promedio del cuarto trimestre de 2020. Así mismo, el menor valor reportado corresponde EMEESA S.A. E.S.P., con un valor igual a 180,73 \$/kWh para el mes de enero de 2021, mientras que el valor más alto lo publicó nuevamente ENERTOTAL S.A. E.S.P. en el mes de enero con un valor promedio en el componente de 308,05 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
ASC INGENIERIA - TODOS	270,52	275,17	279,57
DICEL - TODOS	220,99	224,49	236,81
DICELER - TODOS	234,41	226,22	240,32
EE PUTUMAYO	231,99	233,13	236,94
EEBP	216,32	225,78	230,79
EMEESA - TODOS	180,73	181,38	238,21
EMEVASI	225,92	227,96	232,12
ENERCO - TODOS	208,91	217,10	244,97
ENERGUAVIARE	220,43	229,68	235,60
ENERMAS - TODOS	230,78	237,46	241,35
ENERTOTAL - TODOS	308,05	302,65	297,01
PEESA - TODOS	214,78	222,12	245,62
QI ENERGY - TODOS	237,42	236,43	233,78
RENOVATIO - TODOS	215,42	227,44	242,28
RUITOQUE - BOGOTA	205,36	207,31	259,64
RUITOQUE - RUITOQUE	205,21	207,36	259,67
RUITOQUE - SANTANDER	205,35	207,31	259,64
VATIA - TODOS	215,38	224,73	244,49

** La empresa ASC INGENIERIA a la fecha de consulta de la información del Formato T7 por parte de la SSPD, se encontraba pendiente de certificación, por lo que se tomó directamente de la publicación de tarifas y no del formato.



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 primer trimestre de 2021, el porcentaje promedio de la demanda comercial regulada atendida con contratos



bilaterales (Qc) fue de 85,15%, 5,62% por debajo respecto al cuarto trimestre de 2020.

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

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

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

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

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

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

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

Ahora bien, teniendo en cuenta que lo anterior puede llegar a ocasionar un impacto en las tarifas trasladadas a los usuarios finales – toda vez que la variable Pc de cada Comercializador Minorista afecta de manera directa el valor del componente de Generación en un mes en particular –, el presente análisis propone contrastar este escenario real con un escenario contrafactual creado a través de la utilización de una variable $G^{**}_{m,i,j}$ de contratos neutra, el cual se calcula de manera individual para cada Comercializador Minorista (manteniendo todo lo demás constante) y utilizando un valor de la variable Pc igual a la variable Mc del mes analizado, es decir, un escenario en el cual el Comercializador Minorista no tiene utilidades o pérdidas a propósito de los contratos bilaterales con destino al mercado regulado³.

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

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

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

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



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

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

Para este trimestre, para el mercado Caribe Sol atendido por AIR-E S.A.S., se evidencia que a la fecha de consulta del Formato T9 del SUI, se encontraba pendiente de certificación por lo que no fue posible realizar el proceso de verificación de tarifas, insumo para el presente análisis.

De la misma manera, para el mes de marzo de 2021, las empresas RUITOQUE y CENS no habían certificado la información del Formato T9.

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:

	ene-21	feb-21	mar-21
Qc Prom (%)	87,51%	83,56%	84,32%
Pb Prom (\$/kWh)	174,25	189,63	278,99
Pc Prom (\$/kWh)	223,9	228,26	233,08

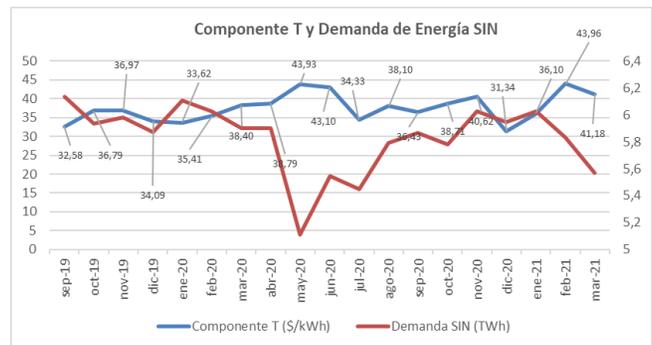
4. Componente de Transmisión (T)

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

El componente de Transmisión es calculado mediante una relación entre los ingresos mensuales del transmisor y la demanda de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Con base en lo anterior, es importante anotar que los ingresos del transmisor cambian cada vez que este solicita a la CREG la actualización de su base de activos y/o de otra variable involucrada en la mencionada resolución; dichas

solicitudes no presentan una periodicidad definida, mientras la demanda de energía sí presenta variaciones mensuales.

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



Con base en los análisis de los trimestres anteriores, se observó que, al presentarse una menor demanda de energía eléctrica, mayor será el valor del componente de Transmisión, esto bajo el supuesto de ingresos del transmisor constantes por periodos de tiempo superiores a la variación de la demanda del SIN. Comportamiento que se vio reflejado en el segundo trimestre 2020, donde la demanda disminuyó y comportamiento del componente fue creciente; esto debido a que, la demanda continuo bajando hasta alcanzar el menor valor en el mes de mayo con una disminución de aproximadamente 793.584 millones de kWh con respecto a abril de 2020, lo que significó un incremento de 5,13 \$/kWh, no obstante, para finales del trimestre la demanda incremento 437.291 millones de kWh lo que significaría una disminución de 4,35 \$/kWh, sin embargo, para este mes se evidencio un ΔT 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 ΔT 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 ΔT 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 ΔT calculados por el LAC.

Los ajustes o ΔT 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.

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

- Ajustes en la liquidación del STN del mes de diciembre de 2020.
- Ajustes en la facturación del mes de noviembre de 2020: i) Modificación en la demanda del STN; ii)

Modificación en la energía transportada del STN; iii) Modificación en el pago por atraso de EEBT por convocatoria UPME 40375 de diciembre de 2020.

- Ajuste en la facturación del mes de julio de 2020. i) Modificación en la demanda real del STN.
- Ajuste en la facturación del mes de junio de 2020. Modificación en la demanda real del STN.
- Ajuste en la facturación del mes de mayo de 2020. Modificación en la demanda real del STN.

De igual manera el 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 febrero con de \$ 226.886 millones y su menor valor se presentó en el mes de marzo con un valor de \$ 219.177 millones. La disminución presentada, en el ingreso regulado neto de aproximadamente 7 mil millones de pesos en marzo respecto al mes de febrero 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, tenidos en cuenta por XM en la liquidación de los cargos estimados del STN para el primer trimestre de 2021⁴.

Enero de 2021

Responsable por el pago	Descripción	Valor (COP)
DELSUR S.A.S. E.S.P. - DEST	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 1.339.752.804
ISAGEN - ISGC	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 312.880.338
ISAGEN - ISGC	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 209.125.374
Total		\$ 1.861.758.516

Febrero de 2021

Responsable por el pago	Descripción	Valor (COP)
DELSUR S.A.S. E.S.P. - DEST	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 1.399.447.428
ISAGEN - ISGC	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 326.821.174
ISAGEN - ISGC	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 218.443.257
Total		\$ 1.944.711.859

Marzo de 2021

Responsable por el pago	Descripción	Valor (COP)
DELSUR S.A.S. E.S.P. - DEST	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2013	\$ 1.400.536.404
GEB SA ESP - EEBT	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 05-2009	\$ 7.254.166.708
ISAGEN - ISGC	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 01-2014	\$ 218.613.238
ISAGEN - ISGC	Proyecto asociado a Convocatoria UPME 06-2014	\$ 327.075.489
Total		\$ 9.200.391.839

El comportamiento de la demanda fue decreciente, esto aunado con lo anterior, son las causas del comportamiento creciente del componente; la demanda presentó su menor valor (5.596 millones de kWh) en el mes de marzo con una disminución de aproximadamente 457 millones de kWh con

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

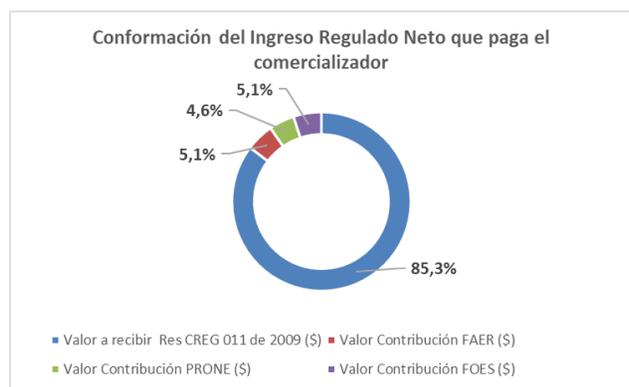


respecto al mes de enero de 2021 donde se presentó el mayor valor (6.027 millones de kWh).

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

	ene-21	feb-21	mar-21
Numerador:			
Ingreso Regulado Neto que pagan los Participantes del Mercado (\$)	223.162.846.726	226.886.363.583	219.177.243.290
Denominador:			
Energía del SIN (kWh)	6.027.060.461	5.834.224.218	5.569.678.524
Sumar:			
ΔT (\$/kWh)	-0,928228	5,074198	1,828298
Componente T (\$/kWh)	36,10	43,96	41,18

En promedio para el primer 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 los cobros para los fondos para el sector eléctrico denominados FAER, FOES y PRONE. de la siguiente manera:



5. Componente de Distribución (D)

Para el análisis del componente de Distribución es importante anotar que mediante el Decreto 388 de 2007, modificado por los Decretos 1111 de 2008, 3451 de 2008 y 2492 de 2014, el Gobierno Nacional estableció las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, ordenando a la CREG conformar dentro de la metodología que establece la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD)⁵ las cuales se definen como el “Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución local destinado a la prestación del

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

ADD Occidente: Valle del Cauca, Cauca y Nariño.

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

servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley”, y se establece que debe existir un cargo único por Nivel de Tensión por cada ADD.

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

Es importante tener en cuenta que las empresas pertenecientes a un ADD aplican el denominado “DtUN”, el cual corresponde al cargo de distribución único por nivel de tensión de cada ADD y es calculado por XM S.A. E.S.P. con información reportada por cada una de las empresas para aquellas que se encuentran aún en la metodología de remuneración de la actividad de distribución CREG 097, mientras que, para aquellos OR con ingresos aprobados, es calculado por el LAC. Por su parte, las empresas que no se encuentran dentro de un ADD aplican el cargo de distribución obtenido como resultado de la aplicación de la metodología 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 18 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, CETSÁ, CODENSA, EBSA, EEP OR Pereira, EEP OR Cartago, EMCALI, ENELAR, RUITOQUE y DISPAC.

ADD Sur: Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.

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



Componente de Distribución (DtUN) \$/kWh

	ADD	ENERO	FEBRERO	MARZO
	CENTRO	206,31	218,23	220,97
	OCCIDENTE	200,11	208,18	213,87
	ORIENTE	191,08	190,85	201,17
	SUR	222,86	215,73	218,15
SIN ADD	DISPAC S.A. ESP	149,59	116,05	121,69
	AIR-E S.A.S. E.S.P.	139,08	142,19	146,33
	CARIBEMAR S.A.S. E.S.P.	139,08	142,19	146,33
	ENERGUAVIARE ESP	159,98	159,77	160,54
	CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. Tolima	327,24	297,87	306,97

Para el primer trimestre de 2021, el valor más alto se presentó en enero de 2021 para CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. mercado Tolima con 327,24 \$/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.

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

Por lo anteriormente indicado, estas dos empresas 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 116,05 \$/kWh en el mes de febrero de 2021; lo anterior se debe a que a partir de este mes inició la aplicación de los nuevos cargos definidos en la Resolución CREG 015 de 2018 y que se tradujeron en una disminución sustancial de aproximadamente 33 \$/kWh respecto al mes de enero 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 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)		
	ene-21	feb-21	mar-21
CELSIA COLOMBIA Valle	11,31	11,48	11,66
CELSIA TOLIMA Tolima	14,50	14,71	14,94
CHEC	-3,83	-3,89	-3,95
CEDENAR	0,00	-0,13	-0,13
CENS	6,39	6,48	6,58
CODENSA	6,50	6,60	6,70
CETSA	6,75	6,85	6,95
CEO	-1,11	-1,13	-1,15
ESSA	4,12	4,19	4,25
ENELAR	0,00	0,00	0,00
EBSA	14,99	15,21	15,45
EEP Pereira	-3,56	-3,62	-3,67
EDEQ	5,25	5,33	5,41
DISPAC		0,00	0,00
EMCALI	-1,16	-1,17	-1,19
EEP Cartago	0,00	0,00	0,00
EPM	0,99	1,01	1,02
RUITOQUE	0,00	0,00	0,00

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

Para los OR que ya cuentan con aprobación de ingresos en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018, se toma la



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

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

Luego, con el fin de calcular un valor cercano a los ingresos per cápita del Operador de Red, se procedió a realizar la relación entre la variable $IngOR_j$ y el número de usuarios atendidos por cada OR en el mes analizado, el cual corresponde al mes m-2 debido a las liquidaciones realizadas por el LAC. Quiere decir lo anterior que, por ejemplo, para calcular el Ingreso per cápita del ORj para el mes de enero de 2021, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de noviembre de 2020.

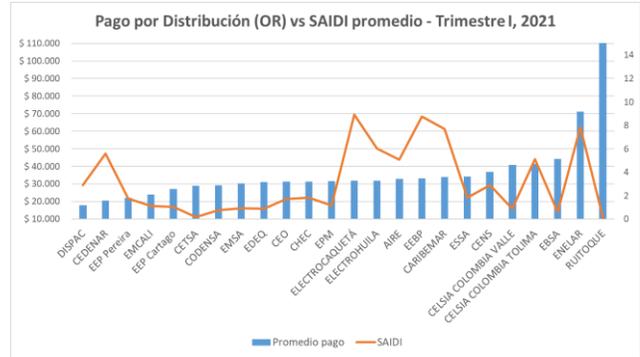
Finalmente, se procedió a calcular el valor promedio para el primer trimestre del año 2021 de la siguiente manera:

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

Donde:

- $\overline{IngOR_j_{TI}(NT_1)}$: Ingresos promedio del OR, para el primer trimestre del año 2021 en nivel de tensión 1,
- $\overline{No. _ de _ usuarios_{ORj_{TI}(NT_1)}}$: Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del primer 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 (\$ 110.055) pero con una promedio de SAIDI de 0,11 horas y a la empresa DISPAC con el ingreso por usuario más bajo (\$ 17.987) pero con un SAIDI, si bien no el más alto entre las empresas analizadas, tiene el puesto 15 de 24 con 2,9 horas.

El SAIDI promedio más alto lo presentó ELECTROCAQUETÁ con un valor de 8,92 horas y un ingreso por usuario de \$ 31.791.

De acuerdo con la información utilizada, AIR-E y CARIBEMAR DE LA COSTA presentan SAIDI promedio de 5,08 horas y 7,67 horas respectivamente con ingresos por usuario promedio de \$ 32.799 y \$ 33.983 encontrándose cerca del promedio de ingresos por usuario de todos los OR analizados. Promedio simple del ingreso promedio igual a \$35.782.

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:

		ene-21	feb-21	mar-21	
STR NORTE	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	39.710.235.613	40.297.684.025	40.926.636.945
	B	Compensación total - CAL (COP)	568.849.141	323.815.445	471.582.140
	C	Compensación total - PPA o VTG (COP)	0	0	0
	A - B - C	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	39.141.386.472	39.973.868.580	40.455.054.805
	= D				
	E	ENERGÍA DEL STR (kWh)	1.539.833.402	1.498.561.253	1.402.849.054
	F	ΔSTR (\$/kWh)	0,005611	0,046159	-0,024371
(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	25,4248	26,7210	28,8134	

Para el primer trimestre de 2021, se evidencia un incremento en el cargo CD4 y está relacionado con una disminución en la demanda del STR Norte ya que el ingreso mensual neto, se considera, no presentó cambios significativos.

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

		ene-21	feb-21	mar-21	
STR CENTRO SUR	A	TOTAL INGRESO MENSUAL BRUTO STR - (COP)	106.825.272.683	107.709.198.384	109.406.501.535
	B	Compensación total - CAL (COP)	287.129.553	66.199.804	114.295.665
	C	Compensación total - PPA o VTG (COP)	226.512.331	229.818.451	233.358.156
	A - B - C	TOTAL INGRESO MENSUAL NETO STR - (COP)	106.311.630.799	107.413.180.129	109.058.847.714
	= D				
	E	ENERGÍA DEL STR (kWh)	4.184.030.298	4.063.487.351	3.894.944.850
	F	ΔSTR (\$/kWh)	-0,22536	0,000275	-0,089056
(D/E) + F	Cargo por nivel de tensión 4 CD4 (\$/kWh)	25,1835	26,4340	27,9110	

La disminución en las compensaciones totales por indisponibilidad en el STR CENTRO SUR en febrero respecto a enero de 2021, obedece principalmente a una disminución importante de las compensaciones de los OR CODENSA, CEO y CELSIA COLOMBIA (Tolima) calculada para febrero. Por ejemplo, CODENSA pasó de compensar \$ 166 millones en enero a \$46 millones en febrero. Para el mes de marzo de 2021, se presentó un incremento en la compensación del OR CENS pasando de \$ 0 a \$ 66 millones.

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

Mes	Convocatoria	Valor (COP)
Enero	Línea Altamira La Plata 115 kV y Subestación La Plata a 115 kV	226.512.331,00
Febrero	Línea Altamira La Plata 115 kV y Subestación La Plata a 115 kV	229.818.451,00
Marzo	Línea Altamira La Plata 115 kV y Subestación La Plata a 115 kV	233.358.156,00

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 3552,81 \$/USD\$.

Grupo 1

El componente de Comercialización presentó un crecimiento de 5,6 puntos porcentuales en promedio para el primer trimestre del 2021 pasando de 67,74\$/kWh a 71,54 \$/kWh. El menor valor registrado en el componente de comercialización fue para Empresas Públicas de Medellín E.S.P., con un valor igual a 49,44 \$/kWh, en el mes de enero. Por otro lado, el mayor valor lo registró CARIBE MAR, con un valor de 99,58 \$/kWh, en el mes de febrero, presentando un incremento de 9,1 \$/kWh en comparación con el mayor valor registrado por AIR-E en el trimestre inmediatamente anterior.

El componente C reconoce aspectos como el riesgo de cartera asociado a la atención de áreas especiales y costo base de comercialización y, como se mencionó al inicio del Boletín Tarifario, para los mercados de comercialización

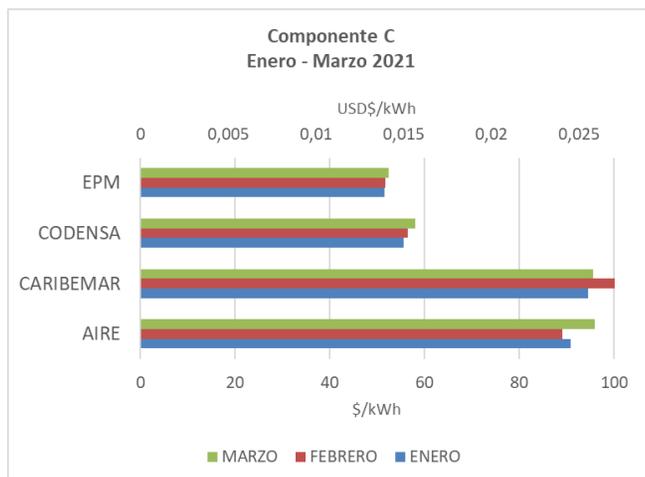


Caribe Mar y Caribe Sol fueron modificados por medio de la Res. CREG 188 de 2020 junto con el Riesgo de Cartera.

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

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

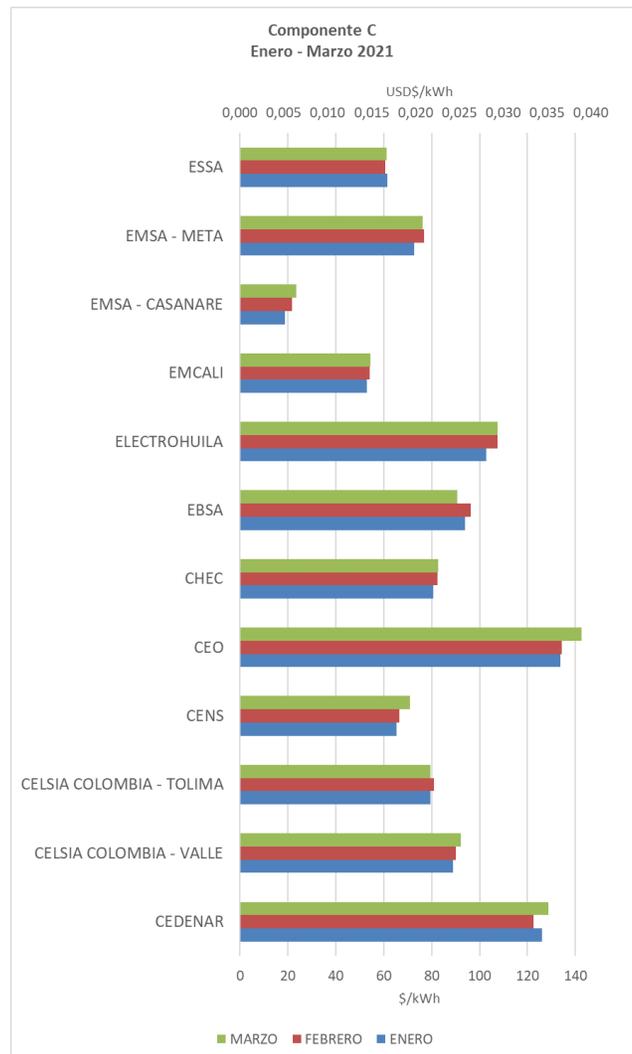
Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
AIRE	87,07	85,47	92,04
CARIBEMAR	90,67	99,58	91,58
CODENSA	53,24	54,15	55,65
EPM	49,44	49,58	50,36



Grupo 2

El grupo 2 presentó un promedio de la componente C de 80,44 \$/kWh para el primer 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 enero con un valor igual a 18,39 \$/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 mes de marzo, con un valor de 138,51 \$/kWh.

Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CEDENAR	122,41	119,04	124,86
CELSIA COLOMBIA - VALLE	86,42	87,43	89,57
CELSIA COLOMBIA - TOLIMA	77,12	78,68	77,32
CENS	63,49	64,54	69,04
CEO	129,97	130,41	138,51
CHEC	78,37	80,03	80,40
EBSA	91,26	93,63	88,09
ELECTROHUILA	99,87	104,26	104,44
EMCALI	51,58	52,56	52,95
EMSA - CASANARE	18,39	21,03	22,81
EMSA - META	70,66	74,77	73,95
ESSA	59,77	58,84	59,36



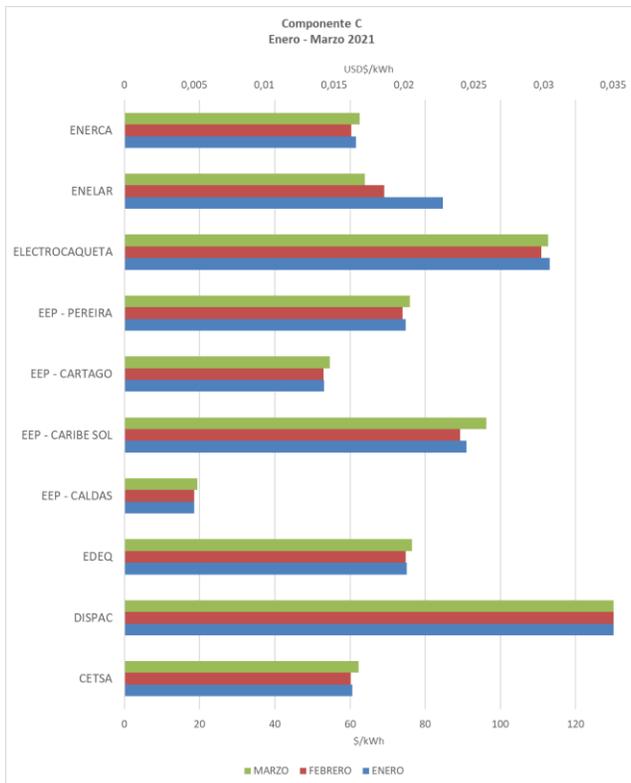
Dentro del grupo 2, las empresas Cedenar S.A. E.S.P. y CEO S.A.S. E.S.P. presentan en promedio el costo más alto en el componente de comercialización en comparación con el resto de empresas pertenecientes a este grupo. Cabe resaltar que los valores del RCAE de estas dos empresas son altos, así como el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



Grupo 3

En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el primer trimestre de 2021 de 72,88 \$/kWh. Para el mes de enero 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 17,69 \$/kWh, es importante mencionar que este mercado no es el incumbente para esta empresa; por otro lado, el mayor valor se registró en el mes de diciembre de 2020 para la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P. -DISPAC, con un valor de 138,84 \$/kWh.

Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
CETSA	57,92	57,57	59,63
DISPAC	128,93	133,31	138,84
EDEQ	71,83	71,51	73,19
EEP - CALDAS	17,69	17,73	18,53
EEP - CARIBE SOL	87,07	85,47	92,04
EEP - CARTAGO	50,72	50,59	52,28
EEP - PEREIRA	71,62	70,74	72,61
ELECTROCAQUETA	108,16	106,12	107,84
ENELAR	80,96	66,08	61,13
ENERCA	58,95	57,66	59,79

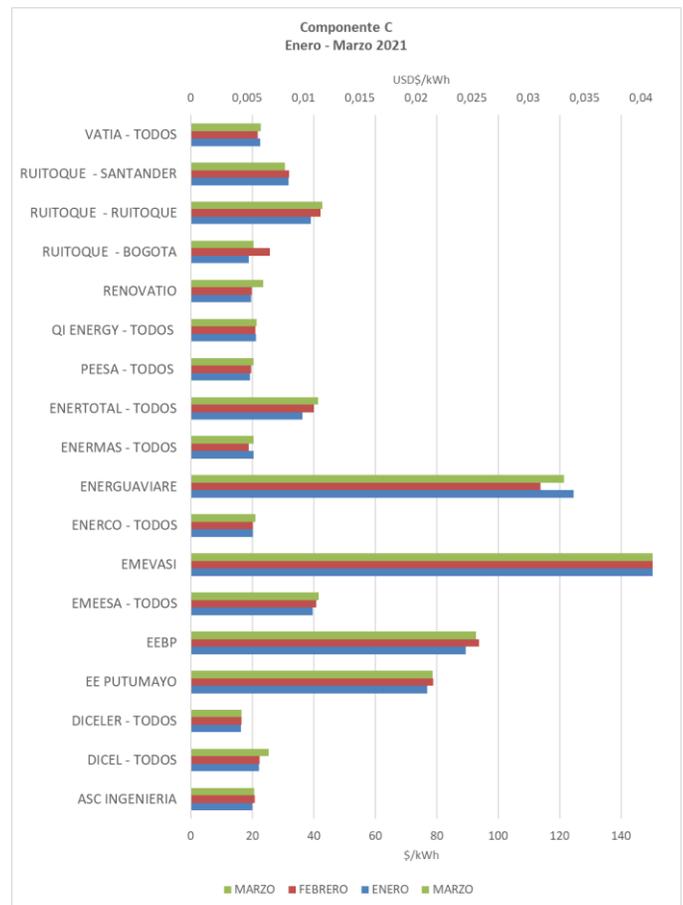


Grupo 4

Tal como se realizó en el componente de Generación, la información de las empresas Vatia, Enertotal, Dicel, Renovatio, PEESA, ASC Ingeniería, Enerco, Enermas y QI

Energy fue promediada de manera mensual, de acuerdo al número de mercados atendidos.

Componente C (\$/kWh)	ENERO	FEBRERO	MARZO
ASC INGENIERIA	19,37	20,14	20,12
DICEL - TODOS	21,59	21,73	24,67
DICELER - TODOS	15,90	16,01	16,07
EE PUTUMAYO	74,75	76,64	76,38
EEBP	86,91	91,04	90,06
EMEESA - TODOS	38,55	39,64	40,32
EMEVASI	158,29	149,80	153,62
ENERCO - TODOS	19,61	19,73	20,38
ENERGUAVIARE	121,01	110,57	117,86
ENERMAS - TODOS	19,83	18,38	19,87
ENERTOTAL - TODOS	35,31	38,84	40,17
PEESA - TODOS	18,61	19,04	19,76
QI ENERGY - TODOS	20,69	20,43	20,85
RENOVATIO	19,07	19,25	22,91
RUITOQUE - BOGOTA	18,37	25,00	19,75
RUITOQUE - RUITOQUE	37,95	40,96	41,59
RUITOQUE - SANTANDER	30,85	31,15	29,73
VATIA - TODOS	21,98	21,17	22,16



Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 43,60 \$/kWh para el primer 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 15,90 \$/kWh en



el mes de enero; 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 158,29 \$/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)	ENERO	FEBREO	MARZO
AIRE	38,95	41,43	46,85
ASC INGENIERIA	44,81	46,64	46,87
CARIBEMAR	39,08	40,97	47,09
CEDENAR	37,60	41,48	42,73
CELSIA COLOMBIA - Valle	45,52	42,00	47,01
CELSIA COLOMBIA - Tolima	71,52	67,74	76,44
CENS	60,23	62,38	66,30
CEO	40,30	45,24	45,30
CETSA	44,56	42,37	44,91
CHEC	45,63	43,19	45,43
CODENSA	45,99	49,04	51,97
DICEL*	48,09	48,81	50,83
DICELER*	46,23	45,53	47,28
DISPAC	40,47	33,77	58,02
EBSA	49,30	49,68	53,13
EDEQ	45,11	46,90	49,42
EE PUTUMAYO	44,00	44,87	44,84
EEBP	41,36	43,64	43,82
EEP*	44,35	44,61	47,80
EEP - Cartago	78,65	82,44	88,54
ELECTROCAQUETA	41,66	43,78	42,84
ELECTROHUILA	44,02	43,47	46,30
EMCALI	42,78	42,14	45,38
EMEESA*	35,37	35,73	45,02
EMEVASI	42,96	44,02	44,05
EMSA*	42,09	42,11	45,21
ENELAR	39,69	43,70	45,22
ENERCA	41,12	45,50	46,37

Componente PR (\$/kWh)	ENERO	FEBREO	MARZO
ENERCO*	45,93	47,75	51,29
ENERGUAVIARE	42,05	44,28	44,64
ENERMAS*	50,65	51,44	51,59
ENERTOTAL*	64,59	63,33	61,30
EPM	47,65	46,62	47,83
ESSA	49,62	48,44	51,99
PEESA*	46,61	48,15	51,26
QI ENERGY*	50,77	50,76	49,39
RENOVATIO*	49,24	51,42	53,14
RUITOQUE*	42,64	43,07	50,93
VATIA*	45,15	46,82	49,26

* 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 DIPAC S.A. E.S.P. en el mes de enero de 2021 con 33,77 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mes de marzo de 2021 para la empresa EE Pereira en el mercado Cartago S.A. E.S.P. con 88,54 \$/kWh.

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

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



OPERADOR DE RED	ENERO	FEBRERO	MARZO
RUITOQUE S.A. E.S.P.	0	0	0
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	0	0	0
EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	0,46493	0,46626	0,47278
EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.	2,60338	2,59234	2,66563
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. - Mercado Valle	3,45794	3,43482	3,47661
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P.	4,23256	4,23658	2,37821
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	5,16507	2,97232	3,04901
COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	5,62795	5,61418	5,66968
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP. - Mercado Cartago	5,69649	5,6901	5,77273
CODENSA S.A. ESP	7,19195	7,18329	7,34284
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	7,20853	4,10794	4,16013
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	8,09772	4,53894	4,61761
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P	8,10692	8,13039	8,26678
EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	8,46515	8,45135	8,65863
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	9,40291	5,39757	5,47979
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. - Mercado Tolima	10,45462	10,45181	5,79554
EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. ESP. - Mercado Pereira	11,89122	11,90111	12,08012
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P			22,05996

8. Componente de Restricciones (R)

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

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

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

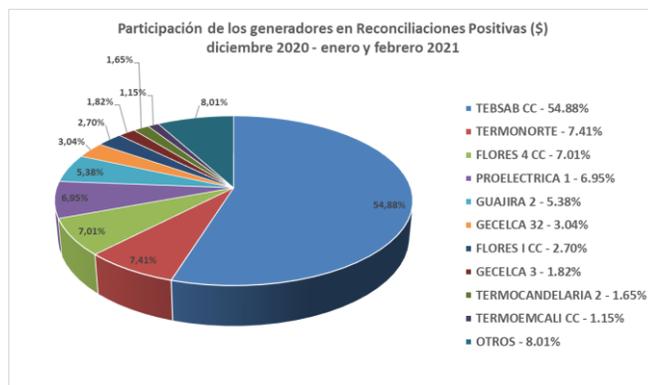
El numerador de dicho cociente se denomina CRS y está conformado por las restricciones aliviadas, desviaciones y el costo de remuneración de un activo del STN de la variante Guatapé. Las restricciones aliviadas son el resultado de restar o sumar a las restricciones totales (resultado de la generación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

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

Los conceptos asociados a restricciones son los siguientes:

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

De esta manera, la Superintendencia profundizará inicialmente en la conformación de las Reconciliaciones Positivas. En una primera aproximación, en el siguiente gráfico se presenta la participación en las reconciliaciones positivas pagadas a los agentes (\$) en el periodo de diciembre de 2020, enero y febrero de 2021:



*CC: Ciclo combinado

En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del cuarto trimestre de 2020, 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 primer trimestre 2021, salen Guajira 1 y Termocandelaria 1 del top 5 e ingresaron Termonorte y Proelectrica 1. Tebsa continúa siendo el generador con la mayor participación en las reconciliaciones positivas con aproximadamente el 55% de las mismas.

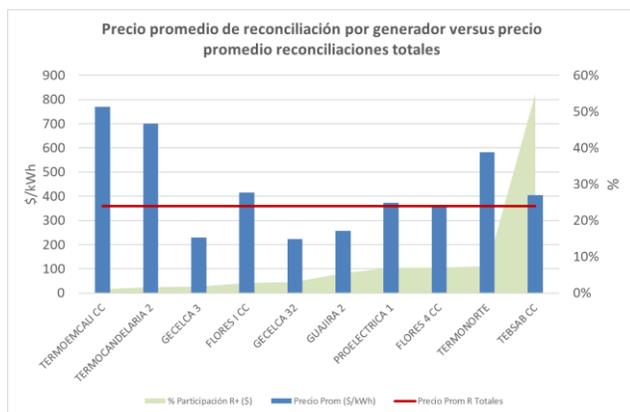
Así mismo, se evidencia que, en el top 10 de generadores con mayor participación Tebsa, Flores 4, Flores 1 y



Termocali, 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 diciembre de 2020, enero y febrero 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 92% de la participación en las reconciliaciones positivas en pesos.



*CC: Ciclo combinado

Para el primer trimestre, Tebsa aumentó su participación en 8,77 puntos porcentuales; con un precio promedio 45,91 \$/kWh por encima al precio promedio de 359,72 \$/kWh, así mismo, este recurso es el de mayor participación; Termonorte continúa en el top 10 de los generadores con mayor participación, con el tercer precio promedio más alto y una participación de 7,41%, aumentando su participación en 4,32 puntos porcentuales, así mismo se evidencia que Flores 4 disminuyó su participación en 3,14 puntos porcentuales respecto al cuarto trimestre 2020. Por otro lado, ingresaron al top 10 Termocali y Termocandelaria 2 con una participación 1,15% y 1,65% respectivamente. Sin embargo, se puede evidenciar que son los recursos con el precio promedio más alto del trimestre.

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

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

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

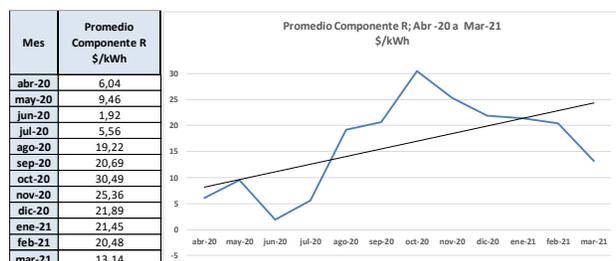
Para el tercer trimestre 2020, se evidencia una tendencia creciente pasando de 1,92\$/kWh a finales del segundo trimestre 2020 hasta alcanzar en el mes de septiembre un valor de 20,69\$/kWh, siendo este el mayor valor promedio en lo corrido del año. Lo anterior, podría deberse, entre otras causas, a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

Lo anterior, se debe a la disminución en el total de restricciones asignadas pasando de 105.548 millones de pesos en el mes de diciembre de 2020 a 54.157 millones de pesos en el mes de febrero de 2021, así mismo, a un incremento en los alivios aplicados a las restricciones alcanzando un valor de 248 millones de pesos en el mes de febrero de 2021.



Es importante aclarar que los datos de los conceptos asignados de los meses de diciembre de 2020, enero y febrero de 2021 corresponden a los insumos para el cálculo del componente para enero, febrero y marzo 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 cuarto trimestre este concepto no contó con participación en las restricciones asignadas.

Otro concepto incluido en el componente de Restricciones corresponde al ingreso regulado (IR) liquidado mensualmente por el ASIC para los generadores térmicos a gas, que respaldan sus obligaciones de energía en firme con Gas Natural Importado (GNI), con el objeto de poder proveer generación por seguridad con este combustible, de conformidad con lo definido por la CREG mediante la Res. 062 de 2013. El valor promedio a cargo del comercializador por este concepto corresponde al 13,16% del total de las restricciones asignadas, con un valor en pesos estable. Así mismo, se tiene en cuenta un concepto denominado “Distribución saldo neto TIE fuera de mérito” el cual presento una disminución de 213 millones del valor asignado en el mes de febrero de 2021 respecto al valor asignado en diciembre de 2020.

Adicionalmente, el componente de restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión con una participación de 81,18% 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 216 millones de pesos, lo que representa una

participación de 38,62% de los alivios trasladados a la demanda.

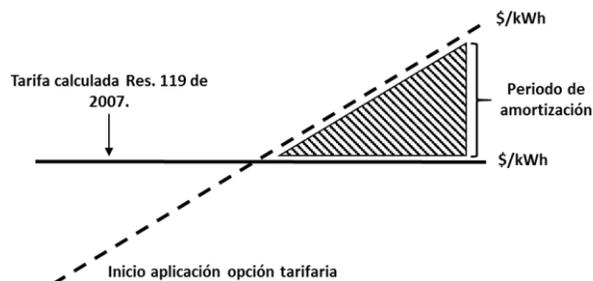
A continuación, se muestra la información utilizada para el cálculo de las restricciones para el cuarto trimestre de 2020 y corresponde a los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2020.

Concepto	Valor en pesos
+ Total Restricciones (\$)	257.677.452.464
+ Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	661.343.334
+ Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	0
+ Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
+ Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	39.166.003.910
Total Restricciones asignadas	297.504.799.708
- Rentas de congestión (\$)	340.642.571
- Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	0
- Alivio por CIOEF(\$)	0
- Alivio por Ejecución de garantías (\$)	0
- Alivio Asociado a la Resolución CREG 024/2015 en \$	0
- Alivio desviaciones Res, CREG 060/2019 (\$)	216.178.877
- Alivio restricciones RES 05/2010 (\$)	0
- ALIVIO POR PENALIZACION TIE (\$)	0
- Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	0
Total alivios a las restricciones asignadas	556.821.448
Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda	296.947.978.260

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 marzo de 2021:

COMERCIALIZADOR	SA (\$)
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO	126.920.207
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO	283.662.906
RENOVATIO TRADING AMERICAS	304.802.879
EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO	585.731.237
ENERCO	619.306.299
DICELER	668.211.889
EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE	3.127.217.409
DISTRIBUIDORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	3.172.937.475
VATIA	3.891.205.274
EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE	4.496.253.204
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ	4.709.935.448
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ	5.088.111.559
ENERTOTAL	6.139.956.091

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

COMERCIALIZADOR	SA (\$)
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA	6.794.492.275
ELECTRIFICADORA DEL META	9.432.651.051
EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO	11.569.503.589
CARIBEMAR DE LA COSTA	11.673.974.202
ELECTRIFICADORA DEL HUILA	12.488.459.642
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS	13.379.597.932
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ	20.612.030.437
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER	27.042.188.848
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO	28.981.292.588
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI	32.396.628.210
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER	33.854.372.648
CELSIA COLOMBIA	36.967.626.309
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN	121.186.194.599
CELSIA TOLIMA	127.033.810.159
CODENSA	133.592.805.932

Nota: Saldos Acumulados a marzo 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 primer 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 particular⁷⁸.

⁸ 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.



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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	ENERCO	CENTRO	562,85
ANTIOQUIA	DICEL	CENTRO	568,29
ANTIOQUIA	RENOVATIO	CENTRO	568,49
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	568,98
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	576,29
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	576,49
ANTIOQUIA	QI ENERGY	CENTRO	577,21
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	659,00
CALDAS	EEP	CENTRO	555,91
CALDAS	DICEL	CENTRO	562,77
CALDAS	PEESA	CENTRO	564,50
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	567,14
CALDAS	VATIA	CENTRO	568,21
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	574,28
CALDAS	CHEC	CENTRO	612,64
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	637,37
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	580,65
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	581,94
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	584,24
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	590,32
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	591,36
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	601,25
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	563,71
PEREIRA	DICEL	CENTRO	567,34
PEREIRA	PEESA	CENTRO	569,73
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	573,53
PEREIRA	VATIA	CENTRO	574,18
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	582,91
PEREIRA	EEP	CENTRO	619,23
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	671,75
QUINDIO	DICEL	CENTRO	564,73
QUINDIO	PEESA	CENTRO	569,29
QUINDIO	VATIA	CENTRO	571,38
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	577,13
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	578,22
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	595,81
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	675,41
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	558,76
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	567,68
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	570,97
SANTANDER	DICEL	CENTRO	572,93
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	573,06
SANTANDER	PEESA	CENTRO	573,36
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	574,83
SANTANDER	VATIA	CENTRO	580,32
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	582,44
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	582,66
SANTANDER	ESSA	CENTRO	593,37
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	617,68

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERCO	OCCIDENTE	549,78
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	554,63
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	PEESA	OCCIDENTE	554,87
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	DICEL	OCCIDENTE	557,18
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	VATIA	OCCIDENTE	557,72
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	564,77
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	EMCALI	OCCIDENTE	578,14
CAJ, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	677,54
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	528,61
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	566,41
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	596,95
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	598,64
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	599,97
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	608,37
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	663,56
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	503,21
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	557,34
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	558,09
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	561,30
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	562,95
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	568,94
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	576,70
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	661,82
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	669,99
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	515,88
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	553,45
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	556,67
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	556,89
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	560,63
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	565,99
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	604,72
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	660,08
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	552,77
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	558,91
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	562,24
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	567,33
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	606,62
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	614,43
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	675,42
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	537,99
TULLIA	DICEL	OCCIDENTE	550,48
TULLIA	PEESA	OCCIDENTE	555,89
TULLIA	VATIA	OCCIDENTE	557,22
TULLIA	QI ENERGY	OCCIDENTE	562,20
TULLIA	CETSA	OCCIDENTE	574,86
TULLIA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	643,82

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	546,28
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	596,78
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	483,45
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	520,28
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	541,45
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	543,35
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RENOVATIO	ORIENTE	548,88
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	549,82
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	552,56
BOGOTA - CUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	557,06
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	557,62
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	588,90
BOYACA	DICEL	ORIENTE	543,36
BOYACA	PEESA	ORIENTE	548,78
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	551,00
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	552,98
BOYACA	VATIA	ORIENTE	555,68
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	574,42
BOYACA	EBSA	ORIENTE	584,05
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	622,24
HUILA	VATIA	ORIENTE	535,24
HUILA	DICEL	ORIENTE	542,50
HUILA	PEESA	ORIENTE	543,64
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	550,09
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	555,82
HUILA	VATIA	ORIENTE	569,13
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	623,46
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	639,14

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	573,28
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	649,59
CAQUETA	PEESA	SUR	567,84
CAQUETA	VATIA	SUR	572,23
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	579,28
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	614,23
CASANARE	DICEL	SUR	562,28
CASANARE	PEESA	SUR	563,82
CASANARE	EMSA	SUR	568,95
CASANARE	RENOVATIO	SUR	571,00
CASANARE	VATIA	SUR	573,65
CASANARE	QI ENERGY	SUR	579,65
CASANARE	ENERCA	SUR	602,82
META	DICEL	SUR	563,50
META	PEESA	SUR	570,28
META	RENOVATIO	SUR	570,48
META	VATIA	SUR	573,12
META	QI ENERGY	SUR	581,38
META	EMSA	SUR	614,56
PUTUMAYO	PEESA	SUR	570,42
PUTUMAYO	VATIA	SUR	573,54
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	641,28
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	707,74

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	417,90
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	484,98
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	486,50
CARIBE MAR	RENOVATIO	SIN ADD	488,74
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	490,77
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	491,45
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	498,29
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	545,63
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	553,76
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	417,90
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	484,39
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	486,69
CARIBE SOL	RENOVATIO	SIN ADD	488,73
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	490,77
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	496,17
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	499,03
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	545,63
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	558,05
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	559,49
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	603,44
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	583,22
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	621,46
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	700,15
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	700,69
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	702,52
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	706,87
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	713,34
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	728,02
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	835,19

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 enero, febrero y marzo 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 primer trimestre de 2021 y que es igual a 122,99 \$/kWh, correspondiente a marzo 21 de 2021.
- **Componente T:** Se tomó el promedio simple del valor del componente del primer trimestre de 2021, igual a 40,41 \$/kWh.
- **Componente P:** Para las ADD se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 122,99 \$/kWh y el T promedio de 40,41 \$/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 122,99 \$/kWh y el T promedio de 40,41 \$/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 primer 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 primer trimestre de 2021 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (18,35 \$/kWh).

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

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CU_{Min}
CENTRO	NT1	391,51
CENTRO	NT2	337,02
CENTRO	NT3	254,75
CENTRO	NT4	220,32
OCCIDENTE	NT1	384,09
OCCIDENTE	NT2	321,87
OCCIDENTE	NT3	265,60
OCCIDENTE	NT4	220,32
ORIENTE	NT1	370,72
ORIENTE	NT2	329,01
ORIENTE	NT3	304,94
ORIENTE	NT4	220,32

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CU_{Min}
SUR	NT1	398,24
SUR	NT2	348,34
SUR	NT3	280,79
SUR	NT4	220,32
CARIBE MAR	NT1	316,63
CARIBE MAR	NT2	278,94
CARIBE MAR	NT3	256,01
CARIBE MAR	NT4	215,35
CARIBE SOL	NT1	316,63
CARIBE SOL	NT2	278,94
CARIBE SOL	NT3	256,01
CARIBE SOL	NT4	215,35
CHOCO	NT1	324,58
CHOCO	NT2	299,04
TOLIMA	NT1	468,64
TOLIMA	NT2	389,91
TOLIMA	NT3	288,45
TOLIMA	NT4	225,22

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

Nivel de Tensión 1

Para el primer 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 614,84 \$/kWh y el valor promedio más bajo corresponde al sector Industrial, servicio prestado por CARIBEMAR DE LA COSTA con 366,30 \$/kWh en el mercado Caribe Mar sin ADD.

Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para los meses de enero, febrero y marzo de 2021 correspondientes al primer trimestre es para la empresa ENERGÍA Y AGUA S.A.S E.S.P. con 545,26 \$/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 286,79 \$/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 enero y marzo de 2021 corresponde a CELSIA COLOMBIA S.A. ESP, con 459,46 \$/kWh en el sector Oficial del ADD Oriente; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a GECELCA S.A. E.S.P. con 320,14 \$/kWh para el sector Industrial en el mercado Caribe Mar.



Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para este primer trimestre del año 2021 corresponde a EMGESA S.A. E.S.P. con 357,83 \$/kWh en el Estrato 1 del ADD Occidente; por su parte, ISAGEN S.A. E.S.P. presenta nuevamente el menor valor promedio con 279,76 \$/kWh en el sector Industrial para el mercado Caribe Sol.

STN

De acuerdo con la información reportada al SUI, para este trimestre solo la empresa ISAGEN presta el servicio con un valor promedio de CU de 190,53 \$/kWh.

Finalmente, para las empresas que no pertenecen a ningún ADD, en el Anexo 2 también se incluyen las tablas separadas por mercado de Comercialización, entendiéndose como 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 enero de 2021 [\$/kWh]

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	ENERCO	CENTRO	534,36
ANTIOQUIA	RENOVATIO	CENTRO	542,99
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	545,34
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	551,33
ANTIOQUIA	DICEL	CENTRO	552,40
ANTIOQUIA	QI ENERGY	CENTRO	570,71
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	573,05
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	635,37
CALDAS	EPP	CENTRO	539,67
CALDAS	PEESA	CENTRO	541,87
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	544,01
CALDAS	VATIA	CENTRO	544,55
CALDAS	DICEL	CENTRO	551,84
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	568,54
CALDAS	CHEC	CENTRO	608,98
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	614,51
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	558,49
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	558,80
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	561,18
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	566,01
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	585,34
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	597,65
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	533,84
PEREIRA	PEESA	CENTRO	544,83
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	546,86
PEREIRA	VATIA	CENTRO	548,13
PEREIRA	DICEL	CENTRO	554,97
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	574,68
PEREIRA	EPP	CENTRO	609,02
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	647,66
QUINDIO	PEESA	CENTRO	543,40
QUINDIO	VATIA	CENTRO	545,30
QUINDIO	DICEL	CENTRO	551,22
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	562,37
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	568,43
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	592,25
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	668,51
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	533,93
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	559,09
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	565,52
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	548,45
SANTANDER	PEESA	CENTRO	548,87
SANTANDER	DICEL	CENTRO	556,89
SANTANDER	VATIA	CENTRO	558,27
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	565,48
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	565,97
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	575,43
SANTANDER	ESSA	CENTRO	589,82
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	597,70

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	526,77
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	586,52
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	469,24
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	513,40
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	518,74
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	RENOVATIO	ORIENTE	526,69
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	530,26
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	531,64
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	536,75
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	541,49
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	554,36
BOGOTA - CLUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	567,78
BOYACA	PEESA	ORIENTE	528,60
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	531,17
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	532,28
BOYACA	VATIA	ORIENTE	534,56
BOYACA	DICEL	ORIENTE	538,61
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	571,75
BOYACA	EBSA	ORIENTE	577,87
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	616,37
HUILA	PEESA	ORIENTE	523,98
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	526,40
HUILA	VATIA	ORIENTE	526,67
HUILA	DICEL	ORIENTE	532,57
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	553,07
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	617,88

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERCO	OCCIDENTE	522,05
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	528,78
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	PEESA	OCCIDENTE	531,31
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	VATIA	OCCIDENTE	534,18
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	DICEL	OCCIDENTE	544,22
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	557,81
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	EMCALI	OCCIDENTE	572,40
CALI, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	653,24
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	521,66
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	569,89
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	573,81
CARTAGO	EPP	OCCIDENTE	579,39
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	580,27
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	600,85
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	639,76
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	488,81
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	533,08
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	534,12
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	537,57
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	538,01
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	560,56
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	561,95
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	627,38
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	645,96
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	489,19
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	527,14
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	532,92
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	534,82
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	542,94
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	558,82
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	599,52
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	626,41
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	527,17
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	536,67
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	549,63
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	557,40
NARIÑO	ASC/INGENIERIA	OCCIDENTE	591,23
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	596,36
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	651,19
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	529,97
TULLIA	PEESA	OCCIDENTE	532,78
TULLIA	VATIA	OCCIDENTE	533,06
TULLIA	DICEL	OCCIDENTE	539,66
TULLIA	QI ENERGY	OCCIDENTE	556,82
TULLIA	CETSA	OCCIDENTE	569,91
TULLIA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	620,73

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	562,63
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	641,29
CAQUETA	PEESA	SUR	555,69
CAQUETA	VATIA	SUR	560,60
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	584,67
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	608,73
CASANARE	PEESA	SUR	544,94
CASANARE	RENOVATIO	SUR	560,30
CASANARE	VATIA	SUR	560,59
CASANARE	DICEL	SUR	566,06
CASANARE	EMSA	SUR	575,75
CASANARE	QI ENERGY	SUR	585,27
CASANARE	ENERCA	SUR	597,65
META	DICEL	SUR	550,52
META	RENOVATIO	SUR	557,91
META	PEESA	SUR	558,33
META	VATIA	SUR	560,80
META	QI ENERGY	SUR	585,78
META	EMSA	SUR	607,24
PUTUMAYO	PEESA	SUR	558,60
PUTUMAYO	VATIA	SUR	560,76
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	629,91
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	713,69

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	405,61
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	461,87
CARIBE MAR	RENOVATIO	SIN ADD	467,39
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	468,93
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	470,90
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	476,67
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	495,86
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	526,06
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	544,63
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	405,61
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	461,31
CARIBE SOL	RENOVATIO	SIN ADD	467,39
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	469,14
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	477,22
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	477,72
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	495,86
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	526,06
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	530,65
CARIBE SOL	EPP	SIN ADD	539,00
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	601,70
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	577,43
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	614,07
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	703,52
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	703,94
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	708,75
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	709,90
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	716,25
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	734,44
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	805,24

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



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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	ENERCO	CENTRO	561,06
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	570,73
ANTIOQUIA	RENOVATIO	CENTRO	575,84
ANTIOQUIA	DICEL	CENTRO	576,23
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	576,49
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	580,06
ANTIOQUIA	QI ENERGY	CENTRO	585,72
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	654,43
CALDAS	EEP	CENTRO	545,06
CALDAS	PEESA	CENTRO	566,35
CALDAS	DICEL	CENTRO	568,24
CALDAS	VATIA	CENTRO	571,32
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	572,59
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	582,42
CALDAS	CHEC	CENTRO	612,63
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	632,95
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	583,23
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	587,97
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	589,75
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	589,97
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	599,75
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	601,24
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	563,24
PEREIRA	PEESA	CENTRO	572,25
PEREIRA	DICEL	CENTRO	573,53
PEREIRA	VATIA	CENTRO	578,30
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	581,45
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	591,84
PEREIRA	EEP	CENTRO	615,11
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	667,09
QUINDIO	DICEL	CENTRO	571,49
QUINDIO	PEESA	CENTRO	572,70
QUINDIO	VATIA	CENTRO	575,79
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	586,49
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	586,82
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	595,81
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	686,33
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	663,13
RUITOQUE	PEESA	CENTRO	561,23
RUITOQUE	RUITOQUE	CENTRO	566,57
RUITOQUE	QI ENERGY	CENTRO	577,17
SANTANDER	RUITOQUE	CENTRO	571,14
SANTANDER	PEESA	CENTRO	575,43
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	580,76
SANTANDER	DICEL	CENTRO	580,95
SANTANDER	VATIA	CENTRO	586,84
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	591,75
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	591,77
SANTANDER	ESSA	CENTRO	593,36
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	626,45

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	543,39
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	599,47
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	483,31
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	RUITOQUE	ORIENTE	518,53
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	536,84
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	543,81
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	545,85
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	550,29
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	RENOVATIO	ORIENTE	550,60
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	560,93
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	563,15
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	584,81
BOYACA	PEESA	ORIENTE	545,52
BOYACA	DICEL	ORIENTE	545,74
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	549,54
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	552,22
BOYACA	VATIA	ORIENTE	553,50
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	577,56
BOYACA	EBSA	ORIENTE	581,33
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	626,88
HUILA	PEESA	ORIENTE	540,03
HUILA	VATIA	ORIENTE	543,81
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	547,33
HUILA	DICEL	ORIENTE	547,46
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	558,80
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	623,44
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	631,85

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	574,24
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	661,79
CAQUETA	PEESA	SUR	569,78
CAQUETA	VATIA	SUR	574,36
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	587,47
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	614,21
CASANARE	DICEL	SUR	560,39
CASANARE	PEESA	SUR	568,24
CASANARE	EMSA	SUR	568,92
CASANARE	VATIA	SUR	576,49
CASANARE	RENOVATIO	SUR	576,73
CASANARE	QI ENERGY	SUR	587,64
CASANARE	ENERCA	SUR	603,63
META	DICEL	SUR	569,99
META	PEESA	SUR	571,80
META	VATIA	SUR	575,65
META	RENOVATIO	SUR	576,83
META	QI ENERGY	SUR	589,22
META	EMSA	SUR	614,53
PUTUMAYO	PEESA	SUR	571,72
PUTUMAYO	VATIA	SUR	576,35
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	645,03
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	710,84

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO	OCCIDENTE	547,32
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA	OCCIDENTE	555,78
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	560,52
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA	OCCIDENTE	561,59
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL	OCCIDENTE	563,66
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	571,62
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI	OCCIDENTE	578,13
CALLI, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	672,83
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	532,09
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	559,48
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	596,77
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	600,32
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	605,52
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	616,17
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	658,95
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	510,79
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	558,68
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	559,40
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	565,49
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	566,80
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	576,23
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	584,76
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	665,34
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	676,27
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	511,58
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	552,65
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	557,97
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	563,49
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	563,53
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	573,48
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	605,51
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	655,50
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	555,24
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	559,74
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	568,54
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	577,48
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	614,25
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	614,63
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	670,73
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	510,79
TULLUA	DICEL	OCCIDENTE	555,89
TULLUA	PEESA	OCCIDENTE	557,33
TULLUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	571,67
TULLUA	CETSA	OCCIDENTE	575,61
TULLUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	639,35



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	417,78
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	482,68
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	491,15
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	491,42
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	492,27
CARIBE MAR	RENOVATIO	SIN ADD	493,50
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	504,31
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	541,84
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	550,08
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	417,78
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	482,09
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	491,00
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	491,42
CARIBE SOL	RENOVATIO	SIN ADD	493,31
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	498,51
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	505,37
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	541,84
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	552,53
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	556,45
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	605,31
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	583,20
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	623,28
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	687,99
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	688,59
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	690,05
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	700,73
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	709,33
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	733,91
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	829,40

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

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA	QI ENERGY	CENTRO	575,21
ANTIOQUIA	DICEL	CENTRO	576,23
ANTIOQUIA	EPM	CENTRO	579,94
ANTIOQUIA	RENOVATIO	CENTRO	586,64
ANTIOQUIA	PEESA	CENTRO	590,88
ANTIOQUIA	ENERCO	CENTRO	593,11
ANTIOQUIA	VATIA	CENTRO	597,47
ANTIOQUIA	ENERTOTAL	CENTRO	687,21
CALDAS	DICEL	CENTRO	568,24
CALDAS	QI ENERGY	CENTRO	571,89
CALDAS	EEP	CENTRO	583,01
CALDAS	RENOVATIO	CENTRO	584,83
CALDAS	PEESA	CENTRO	585,29
CALDAS	VATIA	CENTRO	588,77
CALDAS	CHEC	CENTRO	616,31
CALDAS	ENERTOTAL	CENTRO	664,66
NORTE DE SANTANDER	DICEL	CENTRO	587,97
NORTE DE SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	589,01
NORTE DE SANTANDER	VATIA	CENTRO	601,57
NORTE DE SANTANDER	PEESA	CENTRO	603,80
NORTE DE SANTANDER	CENS	CENTRO	604,85
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	622,72
PEREIRA	DICEL	CENTRO	573,53
PEREIRA	QI ENERGY	CENTRO	582,21
PEREIRA	PEESA	CENTRO	592,10
PEREIRA	RENOVATIO	CENTRO	592,29
PEREIRA	ENERCO	CENTRO	594,06
PEREIRA	VATIA	CENTRO	596,10
PEREIRA	EEP	CENTRO	633,56
PEREIRA	ENERTOTAL	CENTRO	700,51
QUINDIO	DICEL	CENTRO	571,49
QUINDIO	QI ENERGY	CENTRO	576,46
QUINDIO	ENERMAS	CENTRO	585,48
QUINDIO	PEESA	CENTRO	591,76
QUINDIO	VATIA	CENTRO	593,06
QUINDIO	EDEQ	CENTRO	599,38
QUINDIO	ENERTOTAL	CENTRO	671,38
RUIOQUE	QI ENERGY	CENTRO	566,76
RUIOQUE	RUIOQUE	CENTRO	580,83
RUIOQUE	PEESA	CENTRO	581,11
SANTANDER	QI ENERGY	CENTRO	580,79
SANTANDER	DICEL	CENTRO	580,95
SANTANDER	RUIOQUE	CENTRO	582,56
SANTANDER	ENERMAS	CENTRO	589,57
SANTANDER	RENOVATIO	CENTRO	595,27
SANTANDER	PEESA	CENTRO	595,77
SANTANDER	VATIA	CENTRO	595,83
SANTANDER	ESSA	CENTRO	596,92
SANTANDER	ENERTOTAL	CENTRO	628,89

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA	ORIENTE	568,68
ARAUCA	ENELAR	ORIENTE	604,35
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICELER	ORIENTE	497,81
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RUIOQUE	ORIENTE	528,91
BOGOTA - CUNDINAMARCA	DICEL	ORIENTE	543,81
BOGOTA - CUNDINAMARCA	QI ENERGY	ORIENTE	557,55
BOGOTA - CUNDINAMARCA	CODENSA	ORIENTE	566,53
BOGOTA - CUNDINAMARCA	RENOVATIO	ORIENTE	569,36
BOGOTA - CUNDINAMARCA	PEESA	ORIENTE	573,36
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERCO	ORIENTE	574,48
BOGOTA - CUNDINAMARCA	VATIA	ORIENTE	575,76
BOGOTA - CUNDINAMARCA	ENERTOTAL	ORIENTE	614,11
BOYACA	DICEL	ORIENTE	545,74
BOYACA	PEESA	ORIENTE	572,22
BOYACA	ENERCO	ORIENTE	573,31
BOYACA	QI ENERGY	ORIENTE	573,96
BOYACA	RENOVATIO	ORIENTE	574,44
BOYACA	VATIA	ORIENTE	578,97
BOYACA	EBSA	ORIENTE	592,96
BOYACA	ENERTOTAL	ORIENTE	623,46
HUILA	DICEL	ORIENTE	547,46
HUILA	QI ENERGY	ORIENTE	555,58
HUILA	PEESA	ORIENTE	566,91
HUILA	VATIA	ORIENTE	569,13
HUILA	RENOVATIO	ORIENTE	576,55
HUILA	ELECTROHUILA	ORIENTE	629,05
HUILA	ENERTOTAL	ORIENTE	646,44

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA	SUR	582,97
BAJO PUTUMAYO	EEBP	SUR	645,68
CAQUETA	QI ENERGY	SUR	565,68
CAQUETA	PEESA	SUR	578,05
CAQUETA	VATIA	SUR	581,72
CAQUETA	ELECTROCAQUETA	SUR	619,74
CASANARE	DICEL	SUR	560,39
CASANARE	EMSA	SUR	562,18
CASANARE	QI ENERGY	SUR	566,04
CASANARE	RENOVATIO	SUR	575,97
CASANARE	PEESA	SUR	578,28
CASANARE	VATIA	SUR	583,86
CASANARE	ENERCA	SUR	607,19
META	QI ENERGY	SUR	568,14
META	DICEL	SUR	569,99
META	RENOVATIO	SUR	576,69
META	PEESA	SUR	580,72
META	VATIA	SUR	582,90
META	EMSA	SUR	621,91
PUTUMAYO	PEESA	SUR	580,93
PUTUMAYO	VATIA	SUR	583,50
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO	SUR	648,90
SIBUNDOY	EMEVASI	SUR	698,69

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	DICEL	OCCIDENTE	563,66
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	QI ENERGY	OCCIDENTE	564,88
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	RENOVATIO	OCCIDENTE	574,61
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	VATIA	OCCIDENTE	577,40
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	PEESA	OCCIDENTE	577,51
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERCO	OCCIDENTE	579,96
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	EMCALI	OCCIDENTE	583,91
CAU, JUMBO, PUERTO TEIAD	ENERTOTAL	OCCIDENTE	706,54
CARTAGO	VATIA	OCCIDENTE	532,09
CARTAGO	DICEL	OCCIDENTE	559,48
CARTAGO	QI ENERGY	OCCIDENTE	608,10
CARTAGO	EEP	OCCIDENTE	614,68
CARTAGO	RENOVATIO	OCCIDENTE	620,51
CARTAGO	PEESA	OCCIDENTE	625,77
CARTAGO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	691,97
CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	510,04
CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	568,66
CAUCA	RENOVATIO	OCCIDENTE	579,11
CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	580,26
CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	580,74
CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	584,76
CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	585,80
CAUCA	CEO	OCCIDENTE	681,82
CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	698,67
CELSIA VALLE DEL CAUCA	EMEESA	OCCIDENTE	546,86
CELSIA VALLE DEL CAUCA	DICEL	OCCIDENTE	563,53
CELSIA VALLE DEL CAUCA	QI ENERGY	OCCIDENTE	565,66
CELSIA VALLE DEL CAUCA	PEESA	OCCIDENTE	579,78
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERCO	OCCIDENTE	580,56
CELSIA VALLE DEL CAUCA	VATIA	OCCIDENTE	583,58
CELSIA VALLE DEL CAUCA	CELSIA COLOMBIA	OCCIDENTE	609,14
CELSIA VALLE DEL CAUCA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	688,34
NARIÑO	QI ENERGY	OCCIDENTE	567,12
NARIÑO	DICEL	OCCIDENTE	568,54
NARIÑO	PEESA	OCCIDENTE	575,88
NARIÑO	VATIA	OCCIDENTE	580,33
NARIÑO	ASC INGENIERIA	OCCIDENTE	613,99
NARIÑO	CEDENAR	OCCIDENTE	632,68
NARIÑO	ENERTOTAL	OCCIDENTE	704,33
POPAYAN - PURACE	EMEESA	OCCIDENTE	573,22
TULLUA	DICEL	OCCIDENTE	555,89
TULLUA	QI ENERGY	OCCIDENTE	558,12
TULLUA	PEESA	OCCIDENTE	577,55
TULLUA	VATIA	OCCIDENTE	578,28
TULLUA	CETSA	OCCIDENTE	579,06
TULLUA	ENERTOTAL	OCCIDENTE	671,38

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



MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CARIBE MAR	DICELER	SIN ADD	430,32
CARIBE MAR	DICEL	SIN ADD	491,42
CARIBE MAR	QI ENERGY	SIN ADD	494,71
CARIBE MAR	RENOVATIO	SIN ADD	505,34
CARIBE MAR	ENERCO	SIN ADD	510,38
CARIBE MAR	VATIA	SIN ADD	511,17
CARIBE MAR	PEESA	SIN ADD	512,23
CARIBE MAR	CARIBEMAR	SIN ADD	566,58
CARIBE MAR	ENERTOTAL	SIN ADD	568,98
CARIBE SOL	DICELER	SIN ADD	490,32
CARIBE SOL	DICEL	SIN ADD	491,42
CARIBE SOL	QI ENERGY	SIN ADD	495,87
CARIBE SOL	RENOVATIO	SIN ADD	505,50
CARIBE SOL	ENERCO	SIN ADD	509,76
CARIBE SOL	PEESA	SIN ADD	512,17
CARIBE SOL	VATIA	SIN ADD	518,29
CARIBE SOL	ENERTOTAL	SIN ADD	568,98
CARIBE SOL	EEP	SIN ADD	583,01
CARIBE SOL	AIRE	SIN ADD	590,96
CHOCO	DISPAC	SIN ADD	603,32
GUAVIARE	ENERGUAVIARE	SIN ADD	589,03
TOLIMA	CELSIA COLOMBIA	SIN ADD	627,02
TOLIMA	QI ENERGY	SIN ADD	696,26
TOLIMA	VATIA	SIN ADD	708,76
TOLIMA	ENERCO	SIN ADD	708,93
TOLIMA	PEESA	SIN ADD	709,55
TOLIMA	RENOVATIO	SIN ADD	709,98
TOLIMA	DICEL	SIN ADD	733,91
TOLIMA	ENERTOTAL	SIN ADD	870,95

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

Enero

ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	598,76176	597,65
CENTRO	CHEC	CALDAS	600,44575	608,9808
CENTRO	EDEQ	QUINDIO	591,24273	592,25227
CENTRO	EEP	CALDAS	539,3678	539,67
CENTRO	EEP	PEREIRA	595,1951	609,02
CENTRO	ENERTOTAL	ANTIOQUIA CREG 078/07	668,01959	635,36587
CENTRO	ENERTOTAL	CALDAS	637,68513	614,51238
CENTRO	ENERTOTAL	PEREIRA	683,81268	647,6577
CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	574,797	573,05
CENTRO	ESSA	SANTANDER	587,2066	589,8248
CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	540,29	565,52
CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	547,45	565,48
OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	625,10	596,36
OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	626,94	599,52
OCCIDENTE	CETSA	TULUA	598,33	569,91
OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	600,24	579,39
OCCIDENTE	EMCALI	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	589,47	572,40
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	701,54	653,24
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CARTAGO	747,10	639,76
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CAUCA	692,17	645,96
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	696,69	636,41
OCCIDENTE	ENERTOTAL	NARIÑO	700,66	651,19
OCCIDENTE	ENERTOTAL	TULUA	577,16	620,73
ORIENTE	CODENSA	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	558,26	541,49
ORIENTE	DICELER	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	552,86	469,24
ORIENTE	EBSA	BOYACA	618,48	577,87
ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	624,45	617,88
ORIENTE	ENERTOTAL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	628,48	567,78
ORIENTE	ENERTOTAL	BOYACA	616,37	616,37
ORIENTE	RUITOQUE	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	516,42	513,40
SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	537,36	544,63
SIN ADD	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	745,60	614,07
SIN ADD	DICELER	CARIBE MAR	490,52	405,61
SIN ADD	DICELER	CARIBE SOL	490,53	405,61
SIN ADD	DISPAC	CHOCO	593,15	601,70
SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	602,03	577,43
SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE MAR	588,77	526,06
SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE SOL	588,77	526,06
SIN ADD	ENERTOTAL	TOLIMA	881,32	805,24
SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	637,43	629,91
SUR	EEBP	BAJO PUTUMAYO	631,40	641,29
SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	655,60	608,73
SUR	EMSA	CASANARE	567,32	575,75
SUR	EMSA	META	623,18	607,24
SUR	ENERCA	CASANARE	604,05	597,65

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

Febrero

ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	627,65	601,24
CENTRO	CHEC	CALDAS	625,45	612,63
CENTRO	DICEL	ANTIOQUIA CREG 078/07	570,91	576,23
CENTRO	DICEL	CALDAS	571,65	568,24
CENTRO	DICEL	NORTE DE SANTANDER	586,48	587,97
CENTRO	DICEL	PEREIRA	573,42	573,53
CENTRO	DICEL	QUINDIO	573,92	571,49
CENTRO	DICEL	SANTANDER	576,41	580,95
CENTRO	EDEQ	QUINDIO	617,38	595,81
CENTRO	EEP	CALDAS	563,73	545,06
CENTRO	EEP	PEREIRA	623,80	615,11
CENTRO	ENERTOTAL	ANTIOQUIA CREG 078/07	681,09	654,43
CENTRO	ENERTOTAL	CALDAS	654,63	632,95
CENTRO	ENERTOTAL	PEREIRA	700,53	667,09
CENTRO	ENERTOTAL	QUINDIO	686,33	686,33
CENTRO	ENERTOTAL	SANTANDER	626,45	626,45
CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	598,23	576,49
CENTRO	ESSA	SANTANDER	603,78	593,36
CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	565,57	569,44
CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	567,94	571,14
OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	660,25	614,25
OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	638,14	605,51
OCCIDENTE	CETSA	TULUA	622,13	575,61
OCCIDENTE	DICEL	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	563,02	563,66
OCCIDENTE	DICEL	CARTAGO	600,04	559,48
OCCIDENTE	DICEL	CAUCA	579,29	584,76
OCCIDENTE	DICEL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	561,57	563,53
OCCIDENTE	DICEL	NARIÑO	567,38	568,54
OCCIDENTE	DICEL	TULUA	558,23	555,89
OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	628,23	596,77
OCCIDENTE	EMCALI	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	596,03	578,13
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	712,27	672,83
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CARTAGO	758,41	658,95
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CAUCA	703,07	665,34
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	708,66	655,50
OCCIDENTE	ENERTOTAL	NARIÑO	713,41	670,73
OCCIDENTE	ENERTOTAL	TULUA	604,65	639,35
ORIENTE	CODENSA	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	584,11	563,15
ORIENTE	DICEL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	546,06	543,81
ORIENTE	DICEL	BOYACA	548,16	545,74
ORIENTE	DICEL	HUILA	541,81	547,46
ORIENTE	DICELER	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	548,18	483,31
ORIENTE	EBSA	BOYACA	613,16	581,33
ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	629,56	623,44
ORIENTE	ENERTOTAL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	633,87	584,81
ORIENTE	ENERTOTAL	BOYACA	626,88	626,88
ORIENTE	ENERTOTAL	HUILA	631,85	631,85
ORIENTE	RUITOQUE	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	532,94	518,53
SIN ADD	CARIBEMAR	CARIBE MAR	563,58	566,58
SIN ADD	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	742,95	627,02
SIN ADD	DICEL	CARIBE MAR	489,24	491,42
SIN ADD	DICEL	CARIBE SOL	489,72	491,42
SIN ADD	DICEL	TOLIMA	694,92	733,91
SIN ADD	DICELER	CARIBE MAR	489,71	417,78
SIN ADD	DICELER	CARIBE SOL	489,71	417,78
SIN ADD	DISPAC	CHOCO	563,62	605,31
SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	614,30	583,20
SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE MAR	598,61	541,84
SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE SOL	598,61	541,84
SIN ADD	ENERTOTAL	TOLIMA	852,10	829,40
SUR	DICEL	CASANARE	575,86	560,39
SUR	DICEL	META	556,11	569,99
SUR	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	644,02	645,03
SUR	EEBP	BAJO PUTUMAYO	649,60	661,79
SUR	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	668,65	614,21
SUR	EMSA	CASANARE	571,80	568,92
SUR	EMSA	META	623,12	614,53
SUR	ENERCA	CASANARE	638,07	603,63

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



Marzo

ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 012 (\$/kwh)
CENTRO	CENS	NORTE DE SANTANDER	650,00	604,85
CENTRO	CHEC	CALDAS	637,67	616,31
CENTRO	DICEL	ANTIOQUIA CREG 078/07	583,25	576,23
CENTRO	DICEL	CALDAS	579,13	568,24
CENTRO	DICEL	NORTE DE SANTANDER	595,93	587,97
CENTRO	DICEL	PEREIRA	584,41	573,53
CENTRO	DICEL	QUIINDIO	584,11	571,49
CENTRO	DICEL	SANTANDER	588,85	580,95
CENTRO	EDEQ	QUIINDIO	633,42	599,38
CENTRO	EEP	CALDAS	584,86	583,01
CENTRO	EEP	PEREIRA	643,55	633,56
CENTRO	ENERTOTAL	ANTIOQUIA CREG 078/07	663,71	687,21
CENTRO	ENERTOTAL	CALDAS	643,19	664,66
CENTRO	ENERTOTAL	PEREIRA	684,48	700,51
CENTRO	EPM	ANTIOQUIA CREG 078/07	604,58	579,94
CENTRO	ESSA	SANTANDER	622,28	596,92
CENTRO	RUITOQUE	RUITOQUE	618,07	580,83
CENTRO	RUITOQUE	SANTANDER	620,32	582,56
OCCIDENTE	CEDENAR	NARIÑO	670,05	632,68
OCCIDENTE	CELSIA COLOMBIA	CELSIA VALLE DEL CAUCA	650,96	609,14
OCCIDENTE	CETSA	TULUA	625,06	579,06
OCCIDENTE	DICEL	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	576,88	563,66
OCCIDENTE	DICEL	CARTAGO	616,21	559,48
OCCIDENTE	DICEL	CAUCA	592,89	584,76
OCCIDENTE	DICEL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	576,89	563,53
OCCIDENTE	DICEL	NARIÑO	581,01	568,54
OCCIDENTE	DICEL	TULUA	570,78	555,89
OCCIDENTE	EEP	CARTAGO	653,66	614,68
OCCIDENTE	EMCALI	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	621,72	583,91
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	701,29	706,54
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CARTAGO	741,86	691,97
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CAUCA	688,90	698,67
OCCIDENTE	ENERTOTAL	CELSIA VALLE DEL CAUCA	693,80	688,34
OCCIDENTE	ENERTOTAL	NARIÑO	703,16	704,33
OCCIDENTE	ENERTOTAL	TULUA	609,90	671,38
OCCIDENTE	CODENSA	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	610,75	566,53
OCCIDENTE	DICEL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	565,81	543,81
OCCIDENTE	DICEL	BOYACA	568,20	545,74
OCCIDENTE	DICEL	HUILA	561,65	547,46
ORIENTE	DICELER	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	565,15	497,81
ORIENTE	EBSA	BOYACA	639,41	592,96
ORIENTE	ELECTROHUILA	HUILA	652,36	629,05
ORIENTE	ENERTOTAL	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	624,88	614,11
ORIENTE	ENERTOTAL	BOYACA	623,46	623,46
ORIENTE	ENERTOTAL	HUILA	646,44	646,44
ORIENTE	RUITOQUE	BOGOTA - CUNDINAMARCA CREG 199/16	588,06	528,91
ORIENTE	CARIBEMAR	CARIBE MAR	594,36	550,08
ORIENTE	CELSIA COLOMBIA	TOLIMA	759,96	623,28
ORIENTE	DICEL	CARIBE MAR	502,11	491,42
ORIENTE	DICEL	CARIBE SOL	502,57	491,42
ORIENTE	DICEL	TOLIMA	705,93	733,91
SIN ADD	DICELER	CARIBE MAR	501,16	430,32
SIN ADD	DICELER	CARIBE SOL	501,16	430,32
SIN ADD	DISPAC	CHOCO	605,16	603,32
SIN ADD	ENERGUAVIARE	GUAVIARE	619,26	589,03
SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE MAR	586,74	568,98
SIN ADD	ENERTOTAL	CARIBE SOL	586,74	568,98
SIN ADD	ENERTOTAL	TOLIMA	829,40	870,95
SIN ADD	DICEL	CASANARE	572,01	560,39
SIN ADD	DICEL	META	574,16	569,99
SIN ADD	EE PUTUMAYO	PUTUMAYO	628,56	648,90
SIN ADD	EBP	BAJO PUTUMAYO	634,50	645,68
SIN ADD	ELECTROCAQUETA	CAQUETA	646,95	619,74
SUR	EMSA	CASANARE	579,43	562,18
SUR	EMSA	META	628,12	621,91
SUR	ENERCA	CASANARE	628,61	607,19

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

Anexo 2

CU promedio para el mercado no regulado (\$/kWh) por ADD⁹

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

EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESTRATO 2	ESTRATO 5	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
EMGESA SA ESP	434,93				406,07		
ISAGEN S.A. ESP					191,62		
ECOPETROL ENERGIA					205,60		
RUITOQUE S.A. ESP	506,79	411,08			444,40	555,09	411,08
CELSIA COLOMBIA	438,62				355,53		
RENOVATIO S.A. ESP	489,73			488,57	446,68		
EEP S.A. ESP	556,42		539,56				
EBSA S.A. ESP					473,15		
ESANT S.A. ESP						538,80	

Mínimo Máximo < CU SSPD

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

EMPRESA	COMERCIAL	ESTRATO 3	INDUSTRIAL	OFICIAL
EMGESA SA ESP		426,98	354,24	
CELSIA COLOMBIA	488,39	461,88	466,98	196,15

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	Áreas Comunes	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							561,28
EMGESA SA ESP			507,24		499,31		502,77
ELECTROHUILA S.A. ESP	430,25		478,24	472,46			
AIRE			529,86				
ISAGEN S.A. ESP							231,27
RUITOQUE S.A. ESP		519,91			497,15	539,41	505,90
CELSIA COLOMBIA	458,83		485,64				419,31
RENOVATIO S.A. ESP			444,04				509,05
EBSA S.A. ESP			511,66				
AES CHIVOR							509,80

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EMSA S.A. ESP	521,95		525,83	
EMGESA SA ESP		552,41		534,14
CARIBEMAR DE LA COSTA		434,96		
ELECTROHUILA S.A. ESP				459,80
EMEVASI S.A. ESP	506,55			

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP		424,83		
CARIBEMAR DE LA COSTA	442,06	426,90	434,13	366,30
RUITOQUE S.A. ESP		424,80		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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



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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL
CARIBEMAR DE LA COSTA		390,87		
AIRE	435,09	451,89	494,77	449,87
RENOVATIO S.A. ESP				382,01
EEP S.A. ESP		435,38		

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL
EMGESA SA ESP	614,84

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESTRATO 2	INDUSTRIAL	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				480,90	
EMGESA SA ESP		421,61	429,94	441,86	446,14
AIRE		436,43			
ISAGEN S.A. ESP		197,03	192,51	194,03	188,36
ECOPETROL ENERGIA				390,44	
RUITOQUE S.A. ESP		432,14		435,69	431,26
CELSIA COLOMBIA	432,49	429,08		420,28	400,58
RENOVATIO S.A. ESP		439,79	441,80	436,13	
EEP S.A. ESP	494,73	468,85	457,34	475,03	477,37
GECELCA S.A. ESP				413,65	
EMEESA S.A. ESP		407,49			
EBSA S.A. ESP				470,47	
ENERGIA Y AGUA SAS ESP				545,26	
ESANT S.A. ESP					476,99

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	INDUSTRIAL	OFICIAL	PROVISIONAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				463,26					
EMGESA SA ESP		419,34		427,67		410,20	405,29		433,87
ISAGEN S.A. ESP				194,54			189,67		
CELSIA COLOMBIA	417,11	405,49	402,52	419,88	429,34		410,86	413,73	
RENOVATIO S.A. ESP						431,61			
EEP S.A. ESP	468,09	437,09		432,79			443,38		
EMEESA S.A. ESP		396,21					398,34		
AES CHIVOR		397,09					405,67		
CETSA S.A. ESP	417,41	409,04				413,98	403,92	421,08	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre I 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
CODENSA S.A. ESP	484,66							
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							470,49	
EMGESA SA ESP		421,06	420,10	463,81	410,14		425,01	443,68
CARIBEMAR DE LA COSTA			401,65					
ELECTROHUILA S.A. ESP	425,32		435,03	435,36			431,26	433,77
AIRE			434,95				469,85	
ISAGEN S.A. ESP			193,77				239,97	
ECOPETROL ENERGIA							455,89	
EPM S.A. ESP							428,73	
RUITOQUE S.A. ESP		430,26	427,89	425,90	422,18		428,64	
CELSIA COLOMBIA	516,42		421,93	413,26			414,93	456,53
RENOVATIO S.A. ESP			438,73				431,48	
EEP S.A. ESP			434,83				437,51	
EBSA S.A. ESP	502,89		423,95		460,76	454,64	460,04	
AES CHIVOR							405,71	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE



Nivel de Tensión 2, Trimestre I 2021. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EMSA S.A. ESP	487,33		464,46	
EMGESA SA ESP		442,47	530,75	
CARIBEMAR DE LA COSTA		425,79		
ELECTROHUILA S.A. ESP		431,54		459,80
EPM S.A. ESP		438,67	417,07	432,62
RUITOQUE S.A. ESP		449,03		
CELSIA COLOMBIA		444,00	456,12	485,18
EMCALI ESP				431,93
VATIA S.A. ESP		457,32	443,81	
ENERCA S.A. ESP			488,22	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					418,90		
SOUTH32 ENERGY S.A.S. E.S.P.		347,20					
EMSA S.A. ESP					383,26		
EMGESA SA ESP		371,56		373,22	367,31	369,22	401,67
CARIBEMAR DE LA COSTA	451,81	373,19	394,14	386,25	374,20		377,43
ELECTROHUILA S.A. ESP		372,73			372,26		
AIRE					286,79		
ISAGEN S.A. ESP					355,59		
ECOPETROL ENERGIA					382,22		
EPM S.A. ESP		363,26			370,95		362,35
RUITOQUE S.A. ESP		379,80					
CELSIA COLOMBIA		368,59			381,88		
EMCALI ESP							333,15
RENOVATIO S.A. ESP					378,39		
CEO S.A.S ESP					405,31		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					522,79		
EMGESA SA ESP	375,51		372,91		386,82	374,81	402,83
CARIBEMAR DE LA COSTA	357,92				360,98		
AIRE	389,11	402,99	391,77	388,46	383,05		384,92
ISAGEN S.A. ESP					362,65		
EPM S.A. ESP	358,41				365,10		357,78
RUITOQUE S.A. ESP	381,34						
CELSIA COLOMBIA	372,40				364,46		
EMCALI ESP	385,38						333,82
RENOVATIO S.A. ESP	392,93				384,34		
PEESA S.A. ESP	435,88						394,29
CEO S.A.S ESP	362,34						
COLOMBINA ENERGIA SAS ESP	390,23						
EEP S.A. ESP	387,20						
GECELCA S.A. ESP					392,05		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EMGESA SA ESP		494,09		508,04
ISAGEN S.A. ESP			196,31	
CELSIA COLOMBIA	516,88	502,40	476,88	
RENOVATIO S.A. ESP		499,96		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



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

EMPRESA	COMERCIAL	ESTRATO 2	INDUSTRIAL	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	382,69		392,69	
EMGESA SA ESP	344,48	342,68		337,84
ISAGEN S.A. ESP	199,97	195,89	192,99	
ECOPETROL ENERGIA		380,46	353,19	
RUITOQUE S.A. ESP	352,88		354,25	
CELSIA COLOMBIA	333,65		330,65	
EEP S.A. ESP	379,21	376,35	384,60	400,87
AES CHIVOR	354,76	378,10	327,93	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	ESTRATO 1	ESTRATO 3	INDUSTRIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		399,07		
EMGESA SA ESP	340,49	358,10	348,08	355,92
ISAGEN S.A. ESP		192,70		192,47
ECOPETROL ENERGIA	400,51		183,81	
CELSIA COLOMBIA	362,86		362,81	347,02
RENOVATIO S.A. ESP			355,17	
EEP S.A. ESP				383,97
EMEESA S.A. ESP	393,97		358,14	357,50
AES CHIVOR			344,15	340,24
CETSA S.A. ESP				330,75

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			440,12		
EMGESA SA ESP	393,15		393,34		
ELECTROHUILA S.A. ESP	402,51	411,59	403,93		407,10
AIRE	396,25				
ISAGEN S.A. ESP	190,65		211,37		
ECOPETROL ENERGIA			395,89		
EPM S.A. ESP	362,91		368,62		
CELSIA COLOMBIA	411,32		388,35		459,46
EMCALI ESP	400,52				
GECELCA S.A. ESP			375,25		
EBSA S.A. ESP	436,33		428,15	427,16	
AES CHIVOR			380,26		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre I 2021. ADD Sur (Cauquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		415,40	
EMSA S.A. ESP		388,90	
EMGESA SA ESP	363,77	386,59	
CARIBEMAR DE LA COSTA		359,62	
ISAGEN S.A. ESP		363,79	
ECOPETROL ENERGIA		392,13	
EPM S.A. ESP	346,51	356,96	349,82
CELSIA COLOMBIA	403,46	374,48	414,39
EMCALI ESP		373,48	
PEESA S.A. ESP		371,71	
VATIA S.A. ESP		377,98	
ENERCA S.A. ESP		398,31	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



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

EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP	339,89		374,67
CARIBEMAR DE LA COSTA	366,30	369,19	355,90
ISAGEN S.A. ESP			343,44
ECOPETROL ENERGIA			346,89
EPM S.A. ESP			347,47
CELSIA COLOMBIA			344,90
GECELCA S.A. ESP			320,14

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	395,75		395,37
EMGESA SA ESP	353,11		375,14
ELECTROHUILA S.A. ESP			344,71
AIRE	367,64	375,25	368,72
ISAGEN S.A. ESP			383,24
ECOPETROL ENERGIA			353,79
EPM S.A. ESP	331,64		331,92
CELSIA COLOMBIA			335,82

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.	452,93	
EMGESA SA ESP	388,96	378,88
ISAGEN S.A. ESP		201,26
CELSIA COLOMBIA	389,91	378,12
AES CHIVOR	384,62	

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

EMPRESA	COMERCIAL	ESTRATO 2	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. ESP		201,14	196,91
ECOPETROL ENERGIA	339,18		298,05
GECELCA S.A. ESP			294,60

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	ESTRATO 1	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP		357,83	340,37
ISAGEN S.A. ESP		202,75	
CELSIA COLOMBIA	300,50		294,20
AES CHIVOR		284,99	

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP		315,77
ISAGEN S.A. ESP	194,54	198,56
ECOPETROL ENERGIA		336,87
GECELCA S.A. ESP		290,07

Mínimo Máximo < CU SSPD
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre I 2021. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	INDUSTRIAL
ECOPETROL ENERGIA	295,62

Mínimo Máximo < CU SSPD



Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
EMGESA SA ESP		299,16	302,23
CARIBEMAR DE LA COSTA	296,38	332,93	
ISAGEN S.A. ESP		295,21	
ECOPETROL ENERGIA		314,21	
CELSIA COLOMBIA	323,85		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP	337,70
AIRE	
ISAGEN S.A. ESP	279,76

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE



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



**El futuro
es de todos**

DNP
Departamento
Nacional de Planeación



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios