

Índice de contenido

Boletín Tarifario

Abril - Junio
2018



Página 2
Actualidad Tarifaria
Panorama Nacional

Página 3
Componente de Generación

Página 7
Componente de Transmisión

Página 8
Componente de Distribución

Página 9
Componente de Comercialización

Página 12
Componente de Pérdidas
Componente de Restricciones

Página 14
Tarifas aplicadas

Página 15
Usuarios no regulados

Página 17
Anexo 1

Página 20
Anexo 2



1. Actualidad tarifaria

Desde la entrada en vigencia de la Resolución CREG 015 de 2018 que definió la nueva metodología para la remuneración de la actividad de Distribución de energía eléctrica, publicada en el Diario Oficial el día 3 de febrero de 2018, se han recibido varias comunicaciones de diversos agentes, los cuales manifiestan la necesidad de realizar unos ajustes que buscan precisar algunas reglas de dicha metodología.

Por lo anterior, la CREG publicó la Resolución CREG 070 de 2018 que contenía el proyecto de resolución con todos los cambios propuestos dando cinco días hábiles para comentarios, cumplidos el pasado 26 de junio de 2018. Si bien a hoy este proceso ya se surtió y se publicó la Resolución CREG 085 de 2018 del 16 de julio, los cambios propuestos giraron principalmente en torno a: i) la metodología para remunerar tanto los costos de mantenimiento como las inversiones realizadas en los sistemas de distribución; ii) los requisitos y plazos para la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones establecido en la Resolución CREG 015 de 2018 y iii) las metodologías de determinación de costo y seguimiento de los planes de inversión y de reducción de pérdidas, entre otros.

Por último, se mencionan las resoluciones expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) que pueden afectar directa o indirectamente el costo unitario de prestación del servicio:

Res CREG/2018	Temática
032	Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la empresa Intercolombia S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 065 de 2017 "Por la cual se actualiza la base de activos de Intercolombia S.A. E.S.P. y se modifican los parámetros necesarios para considerar su remuneración en el Sistema de Transmisión Nacional"
037	Por la cual se definen zonas de difícil acceso en el SIN, los criterios para su delimitación y se establecen condiciones especiales de prestación del servicio de energía eléctrica en esas zonas
056	Por la cual se actualiza el costo anual por el uso de los activos de nivel de tensión 4 de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.
057	Por la cual se actualiza el costo anual por el uso de los activos de nivel de tensión 4 de las Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.
058	Por la cual se actualiza el costo anual por el uso de los activos de nivel de tensión 4 de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.
059	Por la cual se actualiza la base de activos de la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. y se modifican los parámetros necesarios para considerar su remuneración en el Sistema de Transmisión Nacional.
068	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución Por la cual se determinan los principios y condiciones generales que deben cumplir los mecanismos

Res CREG/2018	Temática
070	para la comercialización de energía eléctrica para que sus precios sean reconocidos en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado Por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución "Por la cual se aclaran y corrigen algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018"

2. Panorama nacional

En el presente documento se realiza un análisis desagregado del promedio trimestral de cada uno de los componentes que conforman el Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica y se busca determinar las causas del comportamiento final del CU, el cual es calculado mediante la Resolución CREG 119 de 2007 y las normas que las actualizan o modifican.

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.

Dado lo anterior, de las 34 empresas que prestan el servicio de comercialización de energía eléctrica en el país, los tres CU más altos para el segundo trimestre de 2018 corresponden nuevamente a la Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P. en su mercado Sibundoy (Putumayo), con valores de 647,02 \$/kWh para el mes de junio, 624,15 \$/kWh en mayo y 611,04 \$/kWh en abril; 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.

En cuanto a las empresas con menor valor del CU para los meses de abril, mayo y junio se encuentran los comercializadores puros Enerco S.A. E.S.P. y Renovatio Trading S.A.S. E.S.P.; el primero con un valor de 418,495 \$/kWh en junio y el segundo con valores de 430,92 \$/kWh y 440,20 \$/kWh para junio y mayo respectivamente.

Para este segundo trimestre, las empresas Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P. y Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P continúan con la senda de aplicación de la opción tarifaria. En el Anexo 1, se muestra el ranking de

la tarifa de estrato 4 aplicada por cada uno de los comercializadores por mercado y área de distribución.

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 más particular de cada grupo.

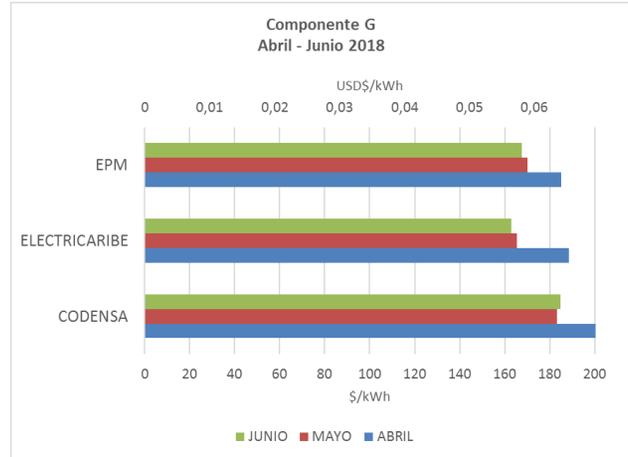
Dado lo anterior, se crearon cuatro (4) grupos tal como se muestra a continuación: Grupo 1, empresas con más de 750.000 usuarios; Grupo 2, empresas con número de usuarios entre 200.000 y 749.999; Grupo 3, empresas con número de usuarios entre 50.000 y 199.999 y Grupo 4, empresas con menos de 49.999 usuarios. 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 2.839,51 \$/USD\$.

Grupo 1

El valor promedio para el segundo trimestre de 2018 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 175,57\$/kWh, 8,39\$/kWh por encima del trimestre inmediatamente anterior. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. para el mes de junio de 2018 con un valor igual a 162,81\$/kWh, mientras el mayor valor corresponde a CODENSA S.A. E.S.P., con un valor de 192,44\$/kWh para el mes de abril de 2018.

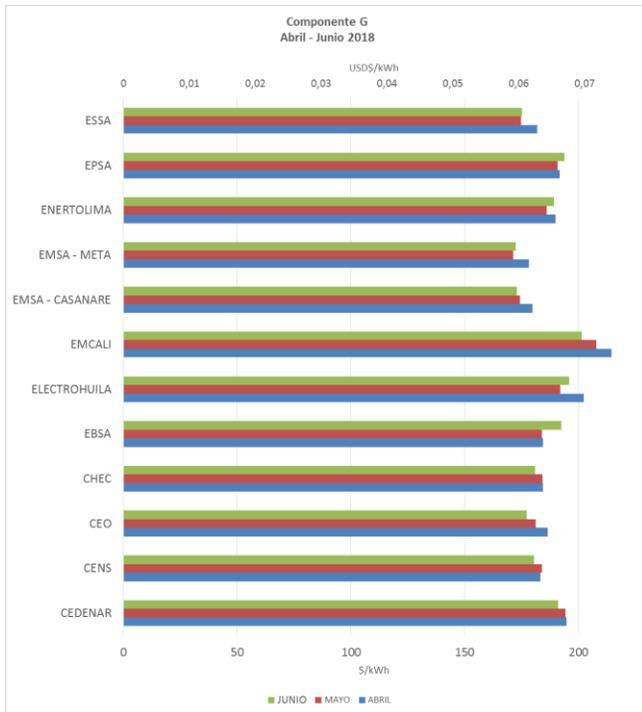
Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CODENSA	192,44	181,82	184,80
ELECTRICARIBE	180,82	164,04	162,81
EPM	177,29	168,55	167,56



Grupo 2

Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el segundo trimestre del año 2018 corresponde a 183,03\$/kWh, 6,18\$/kWh por encima del promedio del primer trimestre del año 2018. Con un valor de 167,97\$/kWh, la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P. (Mercado Meta) presentó el menor costo del componente G para el mes de mayo de 2018; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde a Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P. para el mes de abril de 2018, con un valor igual a 210,35\$/kWh.

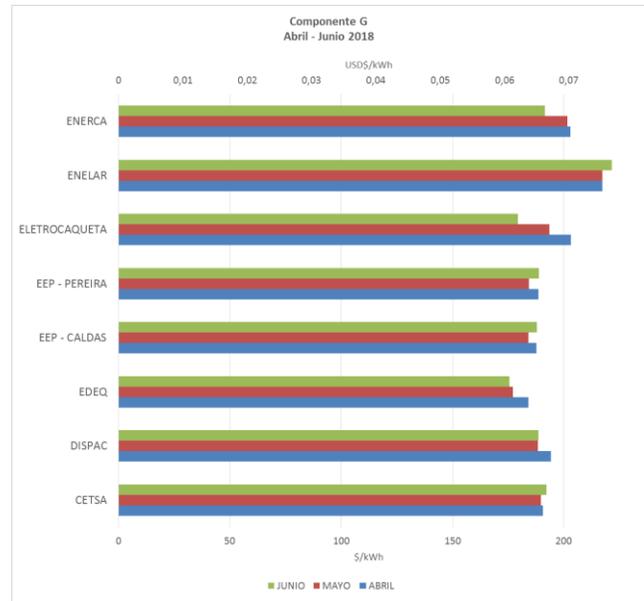
Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CEDENAR	190,87	190,50	187,33
CENS	179,80	180,45	176,93
CEO	182,79	177,64	173,95
CHEC	180,82	180,65	177,54
EBSA	180,86	180,48	188,64
ELECTROHUILA	198,43	188,34	192,00
EMCALI	210,35	203,71	197,58
EMSA - CASANARE	176,25	170,81	169,51
EMSA - META	174,81	167,97	169,09
ENERTOLIMA	186,17	182,37	185,49
EPSA	188,09	187,12	190,13
ESSA	178,39	171,38	171,89



Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 189,66\$/kWh, 4,60\$/kWh por encima del trimestre inmediatamente anterior. Dentro del Grupo 3, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. para el mes de junio de 2018 con un valor igual a 172,69\$/kWh, mientras el mayor valor corresponde a la Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P., con un valor de 217,86\$/kWh para el mes de junio de 2018.

Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CETSA	187,32	186,56	188,91
DISPAC	190,86	185,12	185,32
EDEQ	181,04	174,17	172,69
EEP - CALDAS	184,48	180,95	184,74
EEP - PEREIRA	185,48	181,24	185,70
ELETRACAQUETA	199,71	190,24	176,38
ENELAR	213,71	213,57	217,86
ENERCA	199,48	198,19	188,14

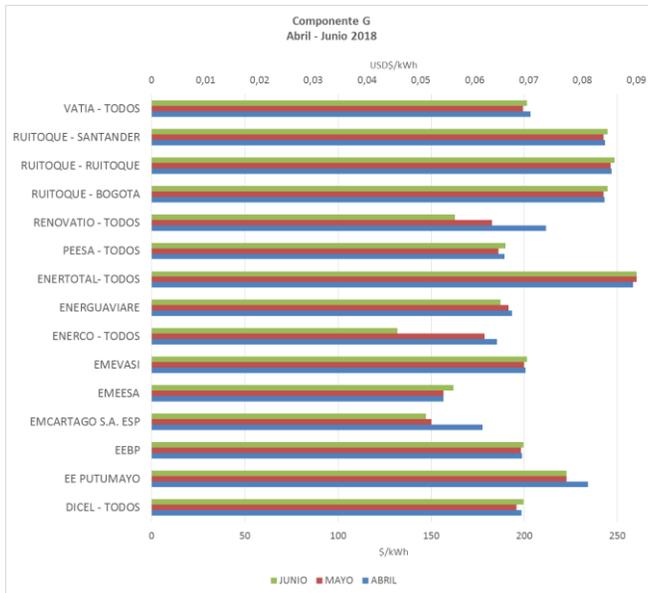


Grupo 4

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

Para este grupo, el valor promedio del componente de Generación es igual a 200,91\$/kWh, 10,64\$/kWh por encima del promedio del primer trimestre del año 2018. Así mismo, el menor valor reportado corresponde a Enerco S.A. E.S.P., con un valor igual a 129,67\$/kWh para el mes de junio, mientras el valor más alto lo ostenta Enertotal S.A. E.S.P. en el mes de mayo con un valor en el componente de 256,47\$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
DICEL - TODOS	195,15	192,37	196,13
EE PUTUMAYO	230,12	218,73	218,73
EEBP	195,47	194,78	196,20
EMCARTAGO S.A. ESP	174,45	147,66	144,71
EMEESA	154,06	153,96	159,23
EMEVASI	197,16	196,49	197,95
ENERCO - TODOS	182,23	175,56	129,67
ENERGUAVIARE	190,18	188,21	183,91
ENERTOTAL - TODOS	253,96	256,47	255,79
PEESA - TODOS	186,07	183,09	186,60
RENOVATIO - TODOS	208,07	179,62	160,03
RUITOQUE - BOGOTA	238,86	238,30	240,39
RUITOQUE - RUITOQUE	242,51	241,96	244,11
RUITOQUE - SANTANDER	239,06	238,50	240,59
VATIA - TODOS	199,86	195,80	198,08



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

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

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.

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 de contratos ($G^*_{m,i,j}$) de acuerdo a lo siguiente:

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

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

Ahora bien, teniendo en cuenta que lo anterior puede llegar a ocasionar un impacto en las tarifas trasladadas a los usuarios finales – toda vez que la variable Pc de cada Comercializador Minorista afecta de manera directa el valor del componente de Generación en un mes en particular –, el presente análisis propone contrastar este escenario real con un escenario contrafactual creado a través de la utilización de un componente G de contratos neutro ($G^{**}_{m,i,j}$), 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 regulado².

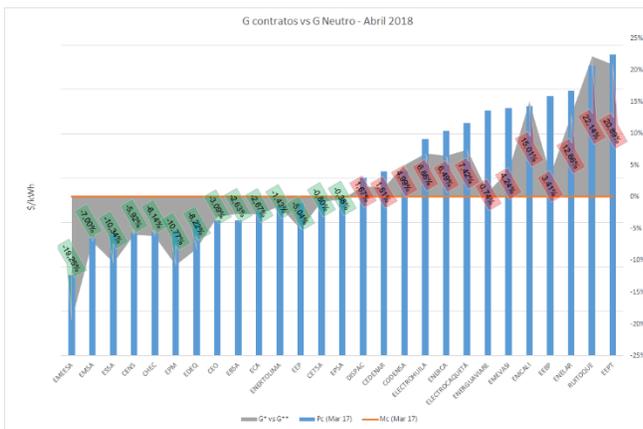
$$G^{**}_{m,i,j} = Q_{c_{m-1j}} * (\alpha_{i,j} * Mc_{m-1} + (1 - \alpha_{i,j}) * Mc_{m-1}) \Rightarrow G^{**}_{m,i,j} = Q_{c_{m-1j}} * Mc_{m-1}$$

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 segundo trimestre del año 2018, de la variable G de contratos ($G^*_{m,i,j}$)

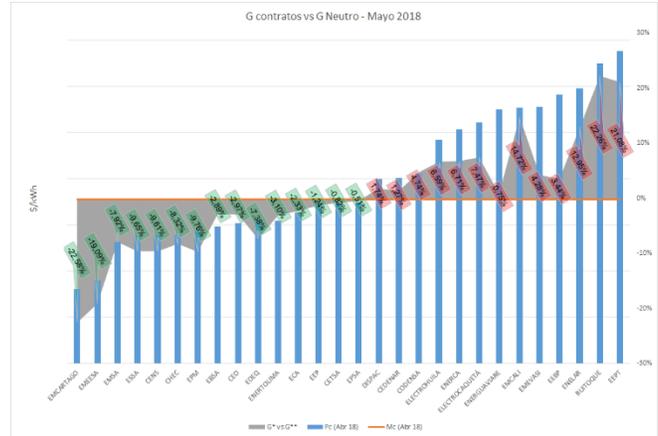
² Es importante anotar que si bien un cambio en la variable Pc de un Comercializador Minorista puede llegar a afectar la composición de la variable Mc para el mes analizado, a efectos del presente análisis se mantendrá constante su valor para cada uno de los meses en cuestión.

respecto a la variable G de contratos neutro ($G^{**}_{m,i,j}$) para un usuario regulado atendido por cada uno de los comercializadores minoristas presentados a continuación.

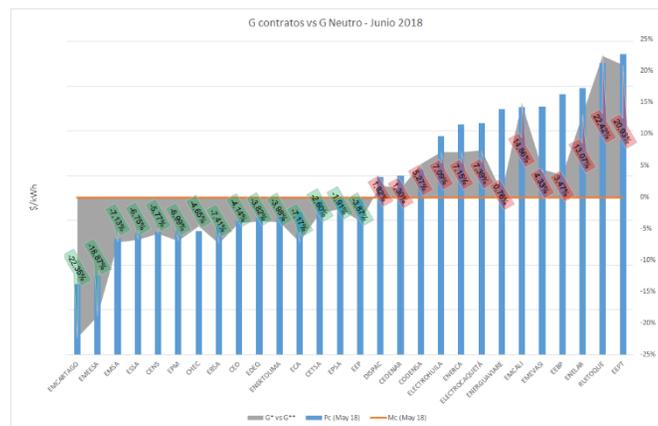
Es importante anotar que en el eje vertical primario (\$/kWh) se presenta la comparación entre la variable P_c ($m-1$) para cada Comercializador Minorista, versus la variable M_c del mes $m-1$; por su parte, el eje vertical secundario presenta la diferencia porcentual existente entre las variables G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



Para el mes de abril de 2018 es posible identificar que la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P. presentó el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una reducción aproximada del 19,25% del componente G^* respecto al componente G^{**} ; quiere esto decir que, debido al bajo P_c presentado por esta empresa, sus usuarios perciben un componente G de contratos 15,39% menor al que percibirían en el caso en que la variable P_c fuera igual a la variable M_c . Por otro lado, la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., para el mes de abril de 2018 presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 20,89% del componente G^* respecto al componente G^{**} ; lo anterior significa que debido a este valor de la variable P_c , un usuario de esta empresa percibe un componente G de contratos 20,89% mayor al que percibiría en el caso en que la variable P_c fuera igual a la variable M_c ; no obstante lo anterior, debido a la existencia del factor de ponderación α , el mayor valor del porcentaje de aumento lo presentó Ruitoque S.A. E.S.P., con un valor igual a 22,14%.



Para el mes de mayo de 2018 Empresas Municipales de Cartago E.S.P. presentó el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una reducción aproximada del 22,58% del componente G^* respecto al componente G^{**} . Por su parte, la Empresa de Energía de Putumayo S.A. E.S.P. presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 21,08% del componente G^* respecto al componente G^{**} ; no obstante lo anterior, debido a la existencia del factor de ponderación α , el mayor valor del porcentaje de aumento lo presentó Ruitoque S.A. E.S.P., con un valor igual a 22,26%.



Finalmente, para el mes de junio de 2018 Empresas Municipales de Cartago E.S.P. presentó el menor valor de la variable P_c , lo que se traduce en una reducción aproximada del 22,35% del componente G^* respecto al componente G^{**} . Por su parte y al igual que el mes anterior, la Empresa de Energía de Putumayo S.A. E.S.P. presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que significa un aumento aproximado del 20,93%; sin embargo, debido a la existencia del factor de ponderación α , el mayor valor del porcentaje de aumento lo presentó Ruitoque S.A. E.S.P., con un valor igual a 22,42%.

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

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

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

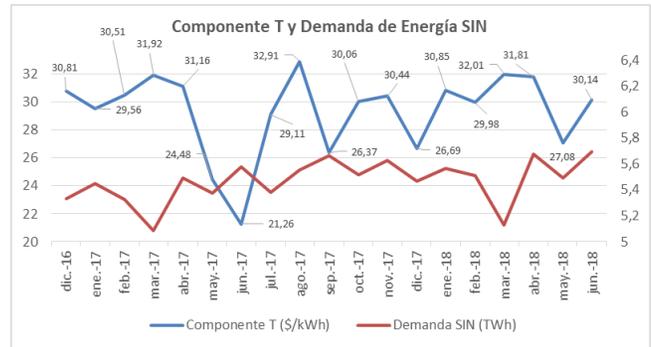
4. Componente de Transmisión (T)

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 relación; 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; con el propósito de ilustrar con

claridad en una sola gráfica los valores de T y la demanda en el SIN.



Con base en lo anterior, al presentarse una mayor demanda de energía eléctrica, menor 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.

Para este segundo trimestre, el valor del componente T estuvo en un rango entre 27,08 \$/kWh y 31,81 \$/kWh; es decir que su mínimo estuvo 2,9 \$/kWh por debajo en comparación con el mínimo presentado en el primer trimestre de 2018.

Los ajustes o ΔT s calculados por el LAC, tuvieron un promedio de 0,21 \$/kWh pero con un máximo de 2,63 \$/kWh en abril y un mínimo de -2,79 \$/kWh en mayo; vale la pena recordar que estos valores son el resultado a los ajustes realizados en la facturación respecto a los meses de septiembre, octubre, noviembre y diciembre de 2017 y febrero, marzo y abril de 2018.

De igual manera el valor del Ingreso Regulado Neto que pagan los comercializadores tenido en cuenta para cálculo del componente mensual, tuvo una tendencia lineal creciente con valores de \$165.561 millones para abril, \$164.135 millones para mayo y \$167.074 millones para junio.

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

	abr-18	may-18	jun-18
Numerador:			
Ingreso Regulado Neto que pagan los comercializadores (\$)	165.561.848.941	164.135.330.425	167.074.266.483
Denominador:			
Energía del SIN (kWh)	5.675.883.618	5.494.201.313	5.691.890.879
Sumar:			
ΔT (\$/kWh)	2,638823	-2,797494	0,785635
Componente T (\$/kWh)	31,81	27,08	30,14

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)³ las cuales se definen como el “Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley.”, y se establece que debe existir un cargo único por Nivel de Tensión por cada ADD.

Teniendo en cuenta lo anterior, para el análisis de este componente se procedió a agrupar las empresas de acuerdo a su ADD, creando además un grupo denominado “sin ADD”, el cual corresponde a las empresas que no pertenecen a ningún Área de Distribución⁴.

Es importante tener en cuenta que las empresas pertenecientes a un ADD aplican el denominado “DtUN”, el cual corresponde al cargo de distribución único por nivel de tensión de cada ADD y es calculado por XM S.A. E.S.P. con información reportada por cada una de las empresas. Por su parte, las empresas que no se encuentran dentro de un ADD aplican el cargo de distribución obtenido como resultado de la aplicación de la metodología tarifaria vigente.

Componente de Distribución (D)
\$/kWh

	ADD	ABRIL	MAYO	JUNIO
	CENTRO	177,56	176,21	180,61
	OCCIDENTE	164,18	166,79	165,90
	ORIENTE	163,70	165,09	164,68
	SUR	198,40	200,92	194,72
SIN ADD	DISPAC S.A. ESP	135,41	134,10	130,91
	ELECTRICARIBE S.A. ESP	118,48	121,58	121,94
	ENERGUAVIARE ESP	141,68	141,36	143,94
	ENERTOLIMA S.A. ESP	192,15	195,87	196,65

³ 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.

De acuerdo con la tabla anterior, el menor valor para el componente de Distribución corresponde a la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. para el mes de abril de 2018, con un valor igual a 118,48 \$/kWh; por su parte, el Área de Distribución Sur presentó el mayor valor dentro de este componente, con un valor igual a 200,92 \$/kWh para el mes de mayo de 2018.

Por otro lado, teniendo en cuenta que la calidad es fundamental en la prestación del servicio de energía eléctrica, a continuación se realiza un comparativo entre los ingresos promedio del Operador de Red per cápita ($IngPC_{ORj}$) y el indicador SAIDI, con el fin de evaluar la relación existente entre estas dos variables. Es importante aclarar que el indicador SAIDI corresponde al promedio de los meses de diciembre de 2017 y enero y febrero de 2018 toda vez que, de acuerdo a lo establecido dentro de la metodología vigente, estas liquidaciones tienen en cuenta la calidad del servicio percibida por los usuarios en el mes m-4.

Así las cosas, la variable $IngORj$ (sólo se analiza nivel de tensión 1) fue obtenida de los archivos correspondientes a la Liquidación del ADD realizada por el Liquidador y Administrador de Cuentas – LAC (XM S.A. E.S.P.) para los meses correspondientes al presente trimestre (abril, mayo y junio).

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

Finalmente, se procedió a calcular el valor promedio para el segundo trimestre del año 2018 de la siguiente manera:

$$IngPC_{ORj} = \frac{\overline{IngORj TII (NT_1)}}{No. de usuarios ORj TII (NT_1)}$$

Donde:

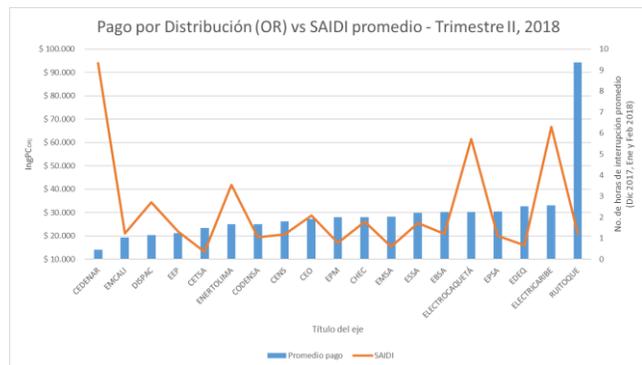
- $\overline{IngORTII (NT_1)}$: Ingresos promedio del OR, para el segundo trimestre del año 2018 en nivel de tensión 1,

ADD Sur: Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.

⁴ DISPAC S.A. E.S.P.: Chocó; ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.: Atlántico, Cesar, Guajira, Magdalena, Bolívar, Córdoba y Sucre; ENERGUAVIARE E.S.P.: Guaviare; ENERTOLIMA S.A. E.S.P.: Tolima.

- **No. de usuarios OR TII (NT₁)** Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del segundo trimestre del año 2018.

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 vía componente de Distribución, menor será la calidad asociada a la prestación del servicio de energía eléctrica; sin embargo, nuevamente el caso de la Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P. y la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. permiten evidenciar que incluso al tener una de las remuneraciones por suscriptor más altas en comparación con los demás prestadores, esto no evidencia una mejor calidad del servicio.

Llama la atención casos como el de Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P. y la Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P., que aun cuando presentan unos de los ingresos por suscriptor más bajos con respecto a los demás prestadores, su SAIDI refleja una buena calidad del servicio; sin embargo, es importante anotar que la diferencia geográfica, climatológica y de densidad entre cada uno de los mercados puede ser causante de estos comportamientos.

6. Componente de Comercialización (C)

Tal como se realizó con el componente de Generación, dentro del componente de Comercialización se determinó agrupar a 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 Resolución 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 Costo Unitario de Prestación del Servicio (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 Resolución 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 2.839,51 \$/USD\$.

Grupo 1

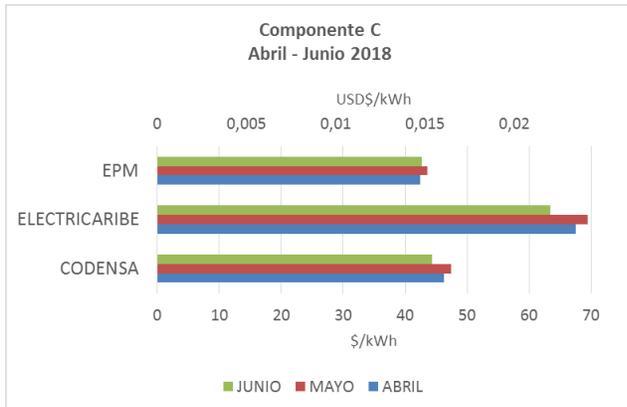
El componente de Comercialización presentó un aumento de 2,54 \$/kWh en promedio para el segundo trimestre del 2018 pasando de 48,62 \$/kWh a 51,16 \$/kWh. El menor valor registrado en el componente de comercialización fue para la Empresas Públicas de Medellín E.S.P., con un valor igual a 41,83 \$/kWh, en el mes de abril; por otro lado, el mayor valor se registró en el mes de mayo para la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., con un valor de 68,49 \$/kWh, presentando un incremento de 5,53 \$/kWh en promedio durante el trimestre respecto al trimestre inmediatamente anterior.

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

Esto debido a los tipos de usuarios atendidos (tradicionales, áreas especiales diferentes a barrios subnormales y barrios subnormales) y a las ventas de energía a los mismos por parte de la empresa. Adicionalmente, Electricaribe S.A. E.S.P. presenta el porcentaje de prima de riesgo de cartera a reconocer por atención a usuarios en áreas especiales (RCAE) más alto del grupo, diferencia de hasta 16 puntos

porcentuales por encima del aprobado a Empresas Públicas de Medellín E.S.P., que también atiende usuarios en áreas especiales.

Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CODENSA	45,61	46,74	43,68
ELECTRICARIBE	66,54	68,49	62,49
EPM	41,83	43,00	42,05

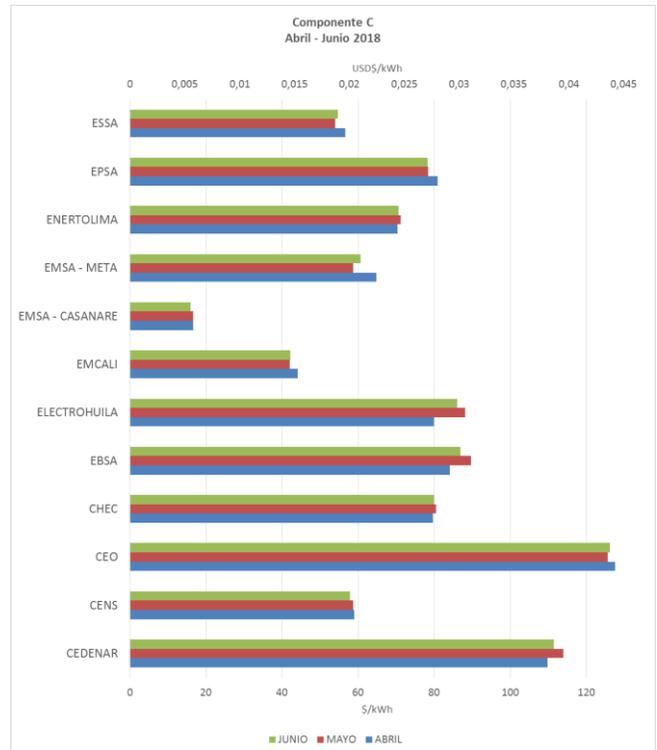


Grupo 2

El grupo 2 presentó un promedio de 71,70 \$/kWh para el segundo trimestre del año 2018, significando esto un aumento de 2,85 \$/kWh respecto al trimestre inmediatamente anterior. El menor valor presentado en el trimestre corresponde al publicado por la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P en el mercado Casanare en el mes de junio con un valor igual a 15,64 \$/kWh ; en contraparte, el mayor valor del componente C fue el reportado por la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P. para el mes de abril, con un valor de 125,66 \$/kWh, presentando una disminución de 1,15 \$/kWh en promedio durante el trimestre respecto al trimestre inmediatamente anterior.

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, definido por la SSPD para efectos de este boletín. 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.

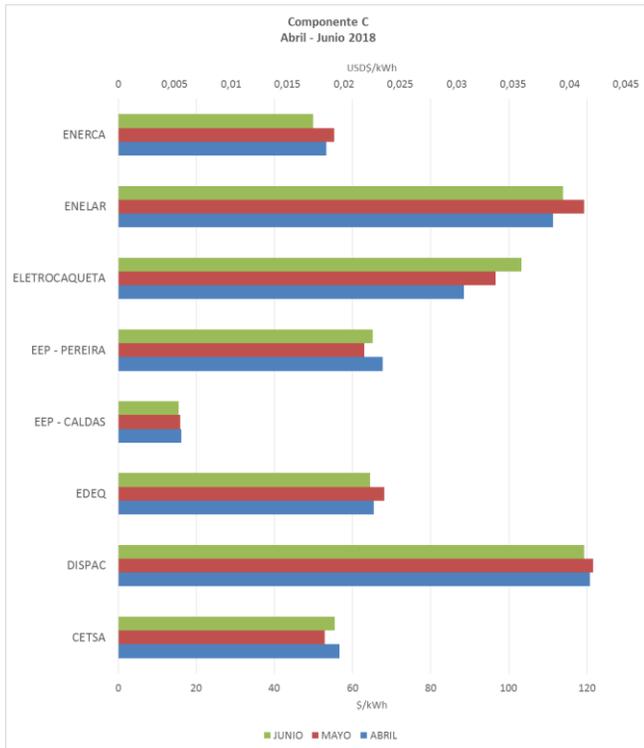
Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CEDENAR	108,05	112,23	109,78
CENS	58,06	57,80	57,00
CEO	125,66	123,73	124,20
CHEC	78,42	79,21	78,69
EBSA	82,74	88,34	85,59
ELECTROHUILA	78,77	86,82	84,70
EMCALI	43,38	41,40	41,58
EMSA - CASANARE	16,38	16,41	15,64
EMSA - META	63,76	57,73	59,67
ENERTOLIMA	69,25	70,15	69,51
EPSA	79,65	77,19	77,11
ESSA	55,75	53,07	53,79



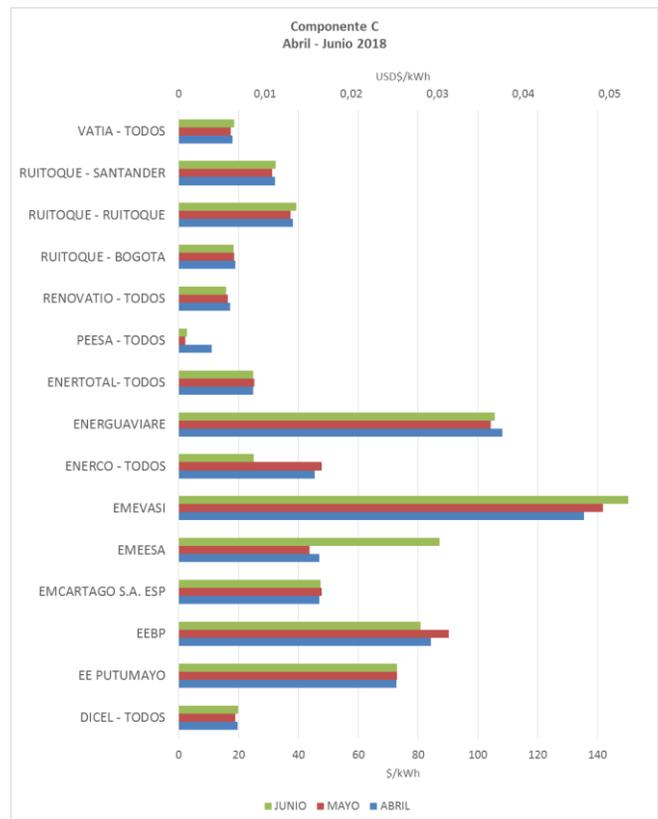
Grupo 3

En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el segundo trimestre de 2018 de 72,07 \$/kWh, 2 \$/kWh por encima del promedio del trimestre inmediatamente anterior. Para el mes de junio de 2018 se registró el menor valor en el componente C, correspondiente a la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. en el mercado Caldas, con un valor igual a 15,31 \$/kWh, es importante mencionar que este mercado no es el incumbente para esta empresa; por otro lado, el mayor valor se registró en el mes de mayo de 2018 para la Empresa Distribuidora del Pacifico S.A. E.S.P., con un valor de 119,51 \$/kWh, 2,06 \$/kWh por encima del valor más alto registrado en el trimestre inmediatamente anterior.

Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CETSA	55,75	51,93	54,46
DISPAC	118,70	119,51	117,23
EDEQ	64,32	66,92	63,41
EEP - CALDAS	15,89	15,60	15,31
EEP - PEREIRA	66,55	61,97	64,03
ELETROCAQUETA	87,05	94,93	101,48
ENELAR	109,48	117,32	111,94
ENERCA	52,45	54,36	49,13



Componente C (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
DICEL - TODOS	19,40	18,57	19,59
EE PUTUMAYO	71,72	71,88	71,88
EEBP	83,06	89,02	79,64
EMCARTAGO S.A. ESP	46,31	47,06	46,77
EMEESA	46,32	42,99	85,92
EMEVASI	133,50	139,88	152,27
ENERCO - TODOS	44,80	47,02	24,66
ENERGUAVIARE	106,70	102,85	104,20
ENERTOTAL- TODOS	24,47	24,83	24,48
PEESA - TODOS	10,74	2,18	2,65
RENOVATIO - TODOS	16,81	16,20	15,56
RUITOQUE - BOGOTA	18,65	18,22	18,08
RUITOQUE - RUITOQUE	37,63	36,82	38,69
RUITOQUE - SANTANDER	31,63	30,70	31,90
VATIA - TODOS	17,59	17,04	18,24



Grupo 4

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

Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 47,76 \$/kWh para el segundo trimestre de 2018, un valor inferior en 2,41 \$/kWh con respecto al trimestre inmediatamente anterior. Dentro del trimestre analizado, el menor valor del componente C para el Grupo 4 corresponde a la empresa PEESA S.A. E.S.P., con un valor igual a 2,18 \$/kWh en el mes de mayo; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mes de abril con la Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S.A E.S.P., con un valor igual a 152,27 \$/kWh.

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 2 del presente documento se presentan las tarifas aplicadas, organizadas por mercados, permitiendo así la comparación de estas en zonas con más de un prestador del servicio.

7. Componente de Pérdidas (PR)

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

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

Componente de Pérdidas (PR) \$/kWh

Componente PR (\$/kWh)	ABRIL	MAYO	JUNIO
CEDENAR S.A. ESP	36,15	35,11	35,04
CENS S.A. ESP	34,35	33,55	33,20
CEO S.A.S ESP	34,89	33,13	32,92
CETSA S.A. ESP	32,03	31,06	31,76
CHEC S.A. ESP	34,50	33,59	33,31
CODENSA S.A. ESP	35,17	32,57	33,42
DICEL S.A. ESP*	36,37	35,00	36,00
DISPAC S.A. ESP	36,24	34,35	34,78
EBSA S.A. ESP	34,45	33,57	35,29
EDEQ S.A. ESP	31,53	29,68	29,64
EE PUTUMAYO S.A. ESP	42,67	40,20	40,20
EEBP S.A. ESP	36,92	35,88	36,51
EEP S.A. ESP*	35,22	33,63	34,74
ELECTRICARIBE S.A. ESP	34,61	30,89	31,09
ELECTROCAQUETA S.A. ESP	37,62	35,14	33,26
ELECTROHUILA S.A. ESP	37,40	34,82	35,66
EMCALI ESP	39,44	37,38	36,77
EMCARTAGO S.A. ESP	33,47	28,16	28,08
EMEESA S.A. ESP	50,02	49,99	30,42
EMEVASI S.A. ESP	37,21	36,19	36,82
EMSA S.A. ESP	33,65	31,72	32,11
ENELAR S.A. ESP	39,99	38,97	40,06
ENERCA S.A. ESP	37,62	36,44	35,16
ENERCO S.A. E.S.P.*	33,80	32,11	25,27
ENERGUAVIARE ESP	36,08	34,79	34,49
ENERTOLIMA S.A. ESP	35,43	33,85	34,77
ENERTOTAL S.A. ESP*	46,14	45,29	45,54
EPM S.A. ESP	33,58	31,27	31,34
EPSA S.A. ESP	35,71	34,62	35,51
ESSA S.A. ESP	34,12	32,06	32,38
PEESA S.A. ESP*	36,19	34,51	34,71
RENOVATIO S.A. ESP*	38,42	32,90	29,99
RUITOQUE S.A. ESP*	43,49	42,41	43,11
VATIA S.A. ESP*	37,32	35,70	36,29

* 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, el menor valor, lo presentó ENERCO S.A. E.S.P. en el mes de junio de 2018 con un valor de 25,27 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mes de abril de 2018 para la empresa EMEESA S.A. E.S.P. con 50,02 \$/kWh.

8. Componente de Restricciones (R)

En el componente de Restricciones, es donde se compensan 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.

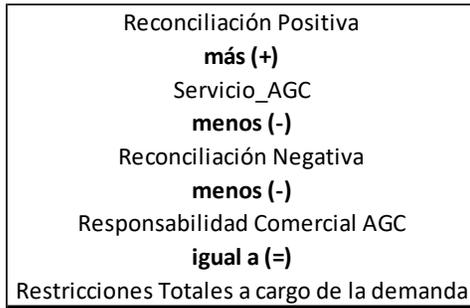
Este componente surgió como respuesta a los múltiples ataques a la red de transmisión durante el año 2000 y los primeros meses del 2001, lo que implicó que el costo de las restricciones, considerado marginal bajo condiciones de operación normal del Sistema, pasara a ser uno de los principales costos 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 a la Resolución 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 del comercializador minorista, correspondientes al mes m-1.

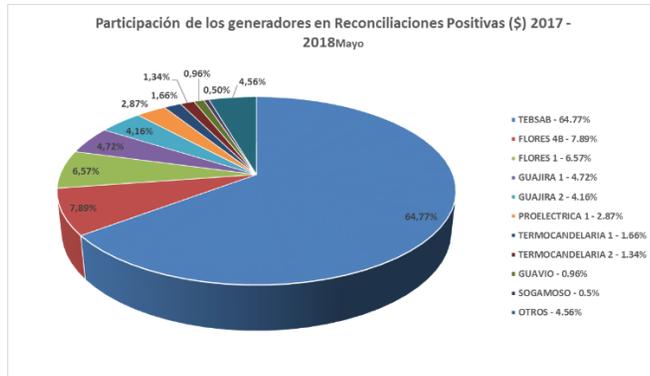
El numerador de dicho cociente se denomina CRS y está conformado por las restricciones aliviadas, desviaciones y el costo de remuneración denominado variante Guatapé. Las restricciones aliviadas son el resultado de restar o sumar a las restricciones totales (resultado de la generación por restricciones) 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 conforman alrededor del 85% del componente de Restricciones, las cuales tienen su origen en la Resolución CREG 034 de 2001 y son valorados aplicando el esquema de reconciliaciones.

Los conceptos asociados a restricciones son los siguientes:



De esta manera, la Superintendencia profundizará inicialmente en la conformación de las Reconciliaciones Positivas. En una primera aproximación, en el siguiente gráfico se presenta la participación en las reconciliaciones positivas pagadas a los agentes (\$) en el periodo de enero de 2017 a mayo de 2018:

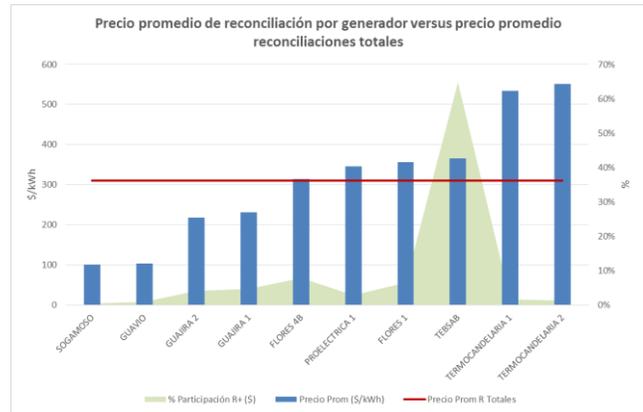


Así mismo, se calculó el precio aproximado en \$/kWh al que fue reconocido a los generadores el concepto de reconciliaciones positivas. El cálculo de este precio, se realizó de la siguiente manera: Se calculó como el cociente entre el valor total en pesos de las reconciliaciones sobre el valor total de la energía generada por Reconciliaciones positivas para el periodo de enero de 2017 a mayo de 2018.

Este cálculo es comparado con el precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas.

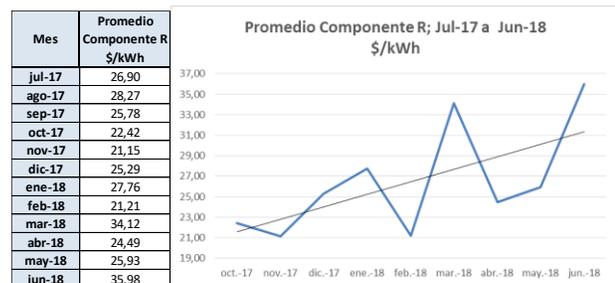
En la siguiente gráfica pueden observarse cada uno de los precios de los generadores (barras azules) y el precio promedio total calculado por la SSPD (línea roja); en el eje Y secundario se graficó la participación de los agentes en las reconciliaciones positivas indicadas en el diagrama circular. Es importante anotar que el gráfico de barras muestra los

agentes que tienen alrededor del 95% de la participación en las reconciliaciones positivas.



Dentro de las funciones de inspección, vigilancia y control otorgadas por la Ley a esta Superintendencia, es necesario profundizar en el pago por reconciliaciones realizado a los agentes generadores que participan en el Mercado de Energía Mayorista, analizando la razonabilidad de los costos declarados en cumplimiento de la Resolución 034 de 2001, dadas las condiciones de poder de mercado de estas plantas cuando generan por seguridad.

En lo que corresponde al componente de Restricciones trasladado a la tarifa, a continuación, se muestran los valores mensuales promedio del componente de todas las empresas comercializadoras de energía eléctrica, a partir del mes de julio de 2017 a junio de 2018, en donde se puede evidenciar una disminución promedio de 9,63 \$/kWh en abril respecto a marzo, un incremento de 1,44 \$/kWh de mayo respecto a abril y nuevamente un incremento de 10,05 \$/kWh de junio a mayo estableciéndose en un promedio de 35,98 \$/kWh para junio.



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, significando esto cerca del 9,61% del valor promedio de las restricciones aliviadas del segundo trimestre, estando 0,68% por debajo respecto al primer trimestre de 2018.

Otro concepto incluido en el componente de restricciones, se originó conforme a las Resoluciones CREG 106, 139 y 182 de 2011, mediante las cuales se crearon los incentivos para que los generadores térmicos a gas, respaldaran sus obligaciones de energía en firme con Gas Natural Importado (GNI), con el objeto de poder proveer generación por seguridad con este combustible. La CREG mediante la Resolución 062 de 2013, estableció la metodología para calcular el ingreso regulado (IR) que reciben aquellos agentes y la obligación del ASIC de liquidarlo mensualmente. El valor promedio a cargo del comercializador por este concepto corresponde al 6,83% de las restricciones aliviadas del presente trimestre estando por debajo en 0,76% respecto al promedio del primer trimestre.

Igualmente, durante el trimestre no hubo valores trasladados a la demanda por concepto de la Resolución CREG 039 de 2016, mediante la cual se estableció el programa de ahorro durante el pasado fenómeno de El Niño denominado "Ahorrar paga".

Adicionalmente, el componente de restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como TIE fuera de mérito, Rentas de congestión, entre otros conceptos que representan el 5,1% aproximadamente del valor promedio de las restricciones aliviadas asignadas a los comercializadores para el segundo trimestre.

9. Tarifas aplicadas

Teniendo en cuenta que de acuerdo con la regulación vigente, la comercialización de energía eléctrica es una actividad considerada en competencia y dado que dentro de cada mercado de comercialización existen diferentes condiciones que imposibilitan la comparación entre estos (geografía, clima, redes, etc.), a continuación se presenta el promedio simple (para el segundo trimestre de 2018) de la tarifa estrato 4 aplicada por cada comercializador dentro de cada uno de los mercados regulados, con el fin de permitir al lector comparar cada una de las tarifas aplicadas por los comercializadores dentro de un mercado en particular⁵.

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	428,76
	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	461,55
	PEESA S.A. ESP	CENTRO	472,98
	EPM S.A. ESP	CENTRO	481,28
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	484,31
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	498,38
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	568,32
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	460,65
	EEP S.A. ESP	CENTRO	470,49
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	483,02
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	493,05
	CHEC S.A. ESP	CENTRO	529,98
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	536,03
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	464,25
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	481,70
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	493,97
	CENS S.A. ESP	CENTRO	515,04
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	448,46
	PEESA S.A. ESP	CENTRO	466,75
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	486,24
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	500,46
	EEP S.A. ESP	CENTRO	519,96
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	549,00
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	451,41
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	480,78
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	485,68
	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	507,99
RUITOQUE	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	531,37
	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	559,27
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	455,91
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	484,68
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	489,16
	ESSA S.A. ESP	CENTRO	498,28
	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	549,79
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	557,25

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	405,82
	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	435,85
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	457,15
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	477,12
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	486,11
	EMCAJÍ ESP	OCCIDENTE	509,19
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	579,59
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	452,64
	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	460,30
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	474,38
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	486,60
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	568,09
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	479,37
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	499,12
	CEO S.A.S. ESP	OCCIDENTE	564,55
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	570,03
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	425,68
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	463,51
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	477,10
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	509,23
	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	530,31
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	566,17
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	447,96
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	469,53
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	478,60
	CEDENAR S.A. ESP	OCCIDENTE	562,02
POPAYÁN	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	576,65
	EMBEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	479,58
TULIÁ	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	467,27
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	471,33
	CEISA S.A. ESP	OCCIDENTE	496,84
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	551,36

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	472,81
	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	563,64
BOGOTÁ	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	434,44
	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	454,07
	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	470,77
	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	475,20
	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	488,17
BOYACÁ	COBRENSA S.A. ESP	ORIENTE	492,35
	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE	520,52
	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	524,99
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	444,05
	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	471,18
	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	478,21
	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	521,29
ELECTROHUILA S.A. ESP	EPSSA S.A. ESP	ORIENTE	526,94
	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	443,61
	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	472,12
	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	473,60
ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	537,51	

⁵ Dentro del Anexo 1 se detalla la información mensual de las tarifas aplicadas al estrato 4 para cada comercializador, dentro de cada mercado.

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	538,08
	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	396,37
	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	409,43
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	426,74
	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	435,14
	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	450,80
	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	496,17
	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	530,61
TOLIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	472,39
	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	502,00
	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	509,05
	ENERTOLIMA S.A. ESP	SIN ADD	544,97
	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	571,71

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	504,48
	EEBP S.A. ESP	SUR	574,33
	PEESA S.A. ESP	SUR	476,15
CAQUETA	VATIA S.A. ESP	SUR	505,26
	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	577,73
	EMSA S.A. ESP	SUR	476,18
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	479,76
	VATIA S.A. ESP	SUR	502,83
	DICEL S.A. ESP	SUR	512,02
	ENERCA S.A. ESP	SUR	550,03
	PEESA S.A. ESP	SUR	485,59
META	VATIA S.A. ESP	SUR	505,39
	DICEL S.A. ESP	SUR	513,90
	EMSA S.A. ESP	SUR	529,31
	VATIA S.A. ESP	SUR	510,98
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	597,99
	EMEVASI S.A. ESP	SUR	627,40

10. Usuarios no regulados

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

Por otra parte, la Resolución CREG 131 de 1998 actualizó los límites para considerarse usuario no regulado, estableciendo que para ser considerado como este tipo de usuario, una persona natural o jurídica debe contar con una demanda máxima superior a 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 el cual no requiere la aprobación de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

No obstante lo anterior, la Superintendencia tiene la obligación de vigilar los componentes regulados de la tarifa de energía eléctrica para usuarios no regulados, permitiendo que las partes del contrato sólo puedan negociar los componentes de Generación y Comercialización.

Con base en lo anterior, la SSPD realizó el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio de acuerdo a la información reportada por cada una de las empresas en el formato 3 del Sistema Único de Información SUI para los

meses de abril, mayo y junio de 2018. Para el cálculo del CU, los campos y filtros tenidos en cuenta del formato 3, fueron los siguientes:

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

Adicionalmente se relacionó la información por empresa, mercado, usuario y nivel de tensión del primer trimestre de 2018 (el nivel de tensión se obtiene mediante un cruce del NIU del formato 3 con el formato 1). De acuerdo con la definición del campo 16, 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.

Luego de esto se procedió a realizar la sumatoria de los consumos y la facturación por consumo (Campos 14 y 16) agrupados por empresa por sector por mercado y por nivel de tensión para calcular el cociente entre los campos 16 y 14 obteniendo un costo unitario de prestación del servicio promedio por empresa por sector y por nivel de tensión.

Por otro lado, a manera de ejercicio y en aras de establecer un valor mínimo del CU para cada nivel de tensión y por ADD, con el fin de identificar datos atípicos, la SSPD realizó un cálculo de un CU_{Min} de la siguiente manera:

- **Componente G:** Se tomó el valor del precio de bolsa diario más bajo durante el segundo trimestre de 2018 y que es igual a 64,74 \$/kWh, correspondiente a mayo 15 de 2018.
- **Componente T:** Se tomó el promedio simple del valor del componente del primer trimestre de 2018, igual a 29,67 \$/kWh.
- **Componente P:** Se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 64,74 \$/kWh y el T promedio de 29,67 \$/kWh; el IPRSTN e IPR fueron definidos por la SSPD como el promedio de los valores de cada OR.
- **Componente de D:** Se tomó el valor promedio del segundo trimestre de 2018 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 2 \$/kWh.
- **Componente R:** Se tomó el promedio del segundo trimestre de 2018 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (28,8 \$/kWh).

Con base en lo anterior se obtuvieron los siguientes CU_{Min} :

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CU_{Min}
CENTRO	NT1	278,779
CENTRO	NT2	242,137
CENTRO	NT3	180,669
CENTRO	NT4	147,741
OCCIDENTE	NT1	266,273
OCCIDENTE	NT2	227,528
OCCIDENTE	NT3	184,546
OCCIDENTE	NT4	147,741
ORIENTE	NT1	265,140
ORIENTE	NT2	224,530
ORIENTE	NT3	195,270
ORIENTE	NT4	147,741
SUR	NT1	298,663
SUR	NT2	264,160
SUR	NT3	202,524
SUR	NT4	147,741
COSTA CARIBE	NT1	227,507
COSTA CARIBE	NT2	201,463
COSTA CARIBE	NT3	181,070
COSTA CARIBE	NT4	145,434
CHOCO	NT1	245,642
CHOCO	NT2	215,913
TOLIMA	NT1	299,911
TOLIMA	NT2	275,157
TOLIMA	NT3	181,029
TOLIMA	NT4	147,741

Los resultados obtenidos se detallan en el anexo 2 de este documento, donde los valores promedio obtenidos que se encuentren por debajo del CU_{Min} calculado por la SSPD en este ejercicio se identifican con el color naranja.

Nivel de Tensión 1

Para el segundo trimestre de 2018, nuevamente el CU promedio más alto corresponde a 499,70 \$/kWh para el sector Comercial atendido por ENERTOTAL S.A. E.S.P. en el ADD Centro y el valor promedio más bajo corresponde al sector Comercial, servicio prestado por TERPEL ENERGÍA S.A.S. E.S.P. con 255,15 \$/kWh en el mercado Costa Caribe.

Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para este trimestre corresponde nuevamente al comercializador integrado Electrohuila S.A E.S.P. con 486,46 \$/kWh en el sector Oficial en el ADD Sur; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde también a Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. con 275,73 \$/kWh para el sector Industrial del mercado

de comercialización Costa Caribe que no pertenece a ningún ADD.

Nivel de Tensión 3

Para este nivel de tensión, el valor promedio más alto para el periodo comprendido entre abril y junio de 2018 corresponde a Enertolima S.A. E.S.P., con 410,73 \$/kWh en el sector Oficial del ADD Sur; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a 236,91 \$/kWh para Gecelca S.A. E.S.P. en el sector Industrial para ADD Oriente.

Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para el primer trimestre del año 2018 corresponde a EMGESA S.A. E.S.P. con 313,24 \$/kWh en el sector Industrial Bombeo del ADD oriente; por su parte, Gecelca S.A. E.S.P. presenta el menor valor promedio con 187,89 \$/kWh en el sector Industrial para el ADD Oriente.

Conectados directamente al STN

De acuerdo con la información reportada por los prestadores para el segundo trimestre de 2018, la empresa ISAGEN S.A. E.S.P. es la única que tiene participación en este nivel de tensión, en el sector Industrial, con un valor promedio del CU de 252,28 \$/kWh estando 0,29 \$/kWh por debajo comparado con el primer trimestre de 2018.

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

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

Anexo 1

Tarifa aplicada (estrato 4) por mercado (\$/kWh)

Abril de 2018

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	452,15
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	481,51
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	483,06
	EPM S.A. ESP	CENTRO	485,73
	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	489,59
	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	508,54
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	564,33
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	460,41
	EEP S.A. ESP	CENTRO	468,63
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	480,06
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	495,80
	CHEC S.A. ESP	CENTRO	528,86
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	529,15
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	480,75
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	482,86
	CENS S.A. ESP	CENTRO	508,92
	PEESA S.A. ESP	CENTRO	524,95
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	540,29
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	450,98
	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	477,13
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	484,81
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	501,10
	EEP S.A. ESP	CENTRO	520,47
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	540,29
	PEESA S.A. ESP	CENTRO	449,24
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	479,83
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	484,40
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	511,54
RUITOQUE	DEEQ S.A. ESP	CENTRO	512,40
	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	555,61
	PEESA S.A. ESP	CENTRO	453,67
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	484,68
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	489,27
	ESSA S.A. ESP	CENTRO	502,86
	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	546,46
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	552,65

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	423,33
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	438,37
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	474,55
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	479,06
	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	499,62
	EMCALI ESP	OCCIDENTE	514,27
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	575,32
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	470,78
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	476,02
	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	478,70
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	505,65
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	564,06
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	478,87
CAUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	498,69
	CEO S.A.S ESP	OCCIDENTE	560,81
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	566,11
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	439,99
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	473,35
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	477,72
	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	524,47
	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	534,11
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	561,03
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	444,56
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	467,16
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	477,74
	CEDEÑAR S.A. ESP	OCCIDENTE	557,70
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	571,81
POPAYAN	EMEESSA S.A. ESP	OCCIDENTE	467,92
TULLA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	466,28
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	470,22
	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	494,42
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	546,32

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	470,98
	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	562,70
	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	437,42
BOGOTÁ	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	469,13
	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	473,41
	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	477,44
	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	494,02
	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	498,18
	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	515,51
	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE	517,86
	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	441,34
BOYACÁ	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	471,01
	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	478,51
	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	513,86
	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	517,74
	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	441,05
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	472,09
	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	472,72
	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	537,54

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	541,50
	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	399,99
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	423,25
	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	428,37
	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	433,73
	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	461,82
	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	489,05
	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	532,84
GUAVIARE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	471,54
	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	499,72
TOLIMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	507,30
	ENERTOLIMA S.A. ESP	SIN ADD	541,67
	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	562,24

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SLUR	500,30
	EEBP S.A. ESP	SLUR	573,00
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SLUR	474,58
	VATIA S.A. ESP	SLUR	503,93
	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SLUR	581,25
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SLUR	474,97
	EMSA S.A. ESP	SLUR	483,12
	DICEL S.A. ESP	SLUR	499,90
	VATIA S.A. ESP	SLUR	510,43
	ENERCA S.A. ESP	SLUR	555,20
	DICEL S.A. ESP	SLUR	505,58
META	VATIA S.A. ESP	SLUR	507,15
	EMSA S.A. ESP	SLUR	528,82
	PEESA S.A. ESP	SLUR	551,29
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SLUR	509,20
SIBUNDOY	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SLUR	602,04
	EMEVASI S.A. ESP	SLUR	611,04

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

Mayo de 2018

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	444,70
	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	455,13
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	471,13
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	471,39
	EPM S.A. ESP	CENTRO	472,22
	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	491,82
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	562,12
	PEESA S.A. ESP	CENTRO	454,15
	EEP S.A. ESP	CENTRO	460,44
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	469,77
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	479,01
	CHEC S.A. ESP	CENTRO	524,11
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	532,43
	PEESA S.A. ESP	CENTRO	446,08
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	469,90
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	471,32
	CENS S.A. ESP	CENTRO	503,41
	PEESA S.A. ESP	CENTRO	445,03
	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	457,78
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	474,21
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	490,21
	EEP S.A. ESP	CENTRO	507,15
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	544,89
	PEESA S.A. ESP	CENTRO	442,62
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	468,65
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	475,04
	DEEQ S.A. ESP	CENTRO	500,10
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	533,21
	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	550,84
	PEESA S.A. ESP	CENTRO	447,19
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	472,93
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	478,76
	ESSA S.A. ESP	CENTRO	486,91
	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	541,55
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	552,78

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	400,33
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	435,72
	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	446,15
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	467,00
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	471,79
CARTAGO	EMCALI ESP	OCCIDENTE	503,09
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	575,04
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	435,90
	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	447,51
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	463,10
CAUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	469,23
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	564,28
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	472,25
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	491,18
	CEO S.A.S. ESP	OCCIDENTE	560,81
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	566,29
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	437,46
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	465,10
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	470,55
	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	517,62
NARIÑO	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	521,44
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	562,75
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	443,17
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	464,07
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	470,09
POPAYAN	CEDENAR S.A. ESP	OCCIDENTE	559,55
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	573,15
	EMESA S.A. ESP	OCCIDENTE	465,98
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	458,70
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	464,01
TULLIA	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	489,18
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	548,43

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	464,95
	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	562,70
	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	433,30
	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	444,04
	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	460,13
BOGOTÁ	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	466,23
	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	479,34
	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	484,74
	RUTOQUE S.A. ESP	ORIENTE	516,22
	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	523,04
BOYACÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	438,36
	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	461,94
	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	470,24
	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	520,21
	EPSA S.A. ESP	ORIENTE	521,93
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	437,46
	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	463,78
	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	465,64
	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	528,62

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	530,92
	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	397,93
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	397,93
	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	416,24
	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	428,29
	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	441,70
	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	494,17
GUAVIARE	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	521,18
	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	464,74
TOLIMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	493,18
	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	501,15
	ENERTOLIMA S.A. ESP	SIN ADD	537,45
	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	569,89

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	499,56
	EEBP S.A. ESP	SUR	573,00
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	472,70
	VATIA S.A. ESP	SUR	499,47
	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	578,29
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	473,11
	EMSA S.A. ESP	SUR	474,61
	DICEL S.A. ESP	SUR	494,11
	VATIA S.A. ESP	SUR	504,58
	ENERCA S.A. ESP	SUR	547,39
META	PEESA S.A. ESP	SUR	470,95
	DICEL S.A. ESP	SUR	498,35
	VATIA S.A. ESP	SUR	501,93
	EMSA S.A. ESP	SUR	512,62
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	503,70
	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	595,97
SIBUNDY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	624,15

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

Junio de 2018

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	428,76
	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	461,55
	PEESA S.A. ESP	CENTRO	472,98
	EPM S.A. ESP	CENTRO	481,28
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	484,31
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	498,38
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	568,32
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	460,65
	EEP S.A. ESP	CENTRO	470,49
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	483,02
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	493,05
	CHEC S.A. ESP	CENTRO	529,98
NORTE DE SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	536,03
	PEESA S.A. ESP	CENTRO	464,25
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	481,70
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	493,97
	CENS S.A. ESP	CENTRO	515,04
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	448,46
	PEESA S.A. ESP	CENTRO	466,75
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	486,24
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	500,46
	EEP S.A. ESP	CENTRO	519,96
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	549,00
	PEESA S.A. ESP	CENTRO	451,41
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	480,78
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	485,68
	EDCO S.A. ESP	CENTRO	507,99
RUTOQUE	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	531,37
	RUTOQUE S.A. ESP	CENTRO	559,27
	PEESA S.A. ESP	CENTRO	455,91
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	484,68
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	489,16
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	498,28
	RUTOQUE S.A. ESP	CENTRO	549,79
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	557,75

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	405,82
	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	435,85
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	457,15
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	477,12
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	486,11
	EMCALI ESP	OCCIDENTE	509,19
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	579,59
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	452,64
	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	460,30
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	474,38
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	486,60
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	568,09
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	479,37
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	499,12
	CEO S.A.S. ESP	OCCIDENTE	564,55
CAUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	570,03
	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	425,68
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	463,51
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	477,10
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	509,23
EPSAU	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	530,31
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	566,17
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	447,96
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	469,53
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	478,60
NARIÑO	CEDENAR S.A. ESP	OCCIDENTE	562,02
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	576,65
	EMESA S.A. ESP	OCCIDENTE	479,58
POPAYAN	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	467,27
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	471,33
TULLIA	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	496,84
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	551,36

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	472,81
	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	563,64
	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	434,44
BOGOTÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	454,07
	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	470,77
	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	475,20
	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	488,17
	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	492,35
BOYACÁ	RUTOQUE S.A. ESP	ORIENTE	520,52
	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	524,99
	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	444,05
	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	471,18
	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	478,21
HUILA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	521,29
	EPSA S.A. ESP	ORIENTE	526,94
	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	443,61
	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	472,12
	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	473,60
ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	537,51	

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	538,08
	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	396,37
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	409,43
	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	426,74
	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	435,14
	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	450,80
	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	496,17
	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	530,61
TOLIMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	472,39
	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	502,00
	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	509,05
	ENERTOLIMA S.A. ESP	SIN ADD	544,97
	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	571,71

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	504,48
	EEBP S.A. ESP	SUR	574,33
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	476,15
	VATIA S.A. ESP	SUR	505,26
	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	577,73
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	476,18
	PEESA S.A. ESP	SUR	479,76
	VATIA S.A. ESP	SUR	502,83
	DICEL S.A. ESP	SUR	512,02
	ENERCA S.A. ESP	SUR	550,03
META	PEESA S.A. ESP	SUR	485,59
	VATIA S.A. ESP	SUR	505,39
	DICEL S.A. ESP	SUR	513,90
	EMSA S.A. ESP	SUR	529,31
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	510,98
	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	597,99
SIBUNDOY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	627,40

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

Empresas que aplicación Opción Tarifaria

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 168 (\$/kwh)
ABRIL	OCCIDENTE	CEO S.A.S ESP	CAUCA	564,52	560,81
ABRIL	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	593,06	562,70
MAYO	OCCIDENTE	CEO S.A.S ESP	CAUCA	556,68	560,81
MAYO	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	596,87	562,70
JUNIO	OCCIDENTE	CEO S.A.S ESP	CAUCA	565,20	572,03
JUNIO	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	611,15	565,52

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

Anexo 2. CU promedio para el mercado no regulado (\$/kWh) por ADD

Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2018. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			329,97		317,71		
CENS S.A. ESP	316,74						
CEO S.A.S ESP					247,59		
CHEC S.A. ESP							
DICEL S.A. ESP			310,68		311,35		
EBSA S.A. ESP					405,31		
EEP S.A. ESP	401,45	400,77	367,30	399,54	350,57		404,44
ELECTRICARIBE S.A. ESP			359,13		313,14		
ELECTROHUILA S.A. ESP					426,68		
EMCALI ESP			343,13				
EMGESA SA ESP			342,27	369,95	225,74		328,43
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			345,06	396,76	341,17		
ENERTOLIMA S.A. ESP	397,87						
ENERTOTAL S.A. ESP			499,70		443,52		
EPMS S.A. ESP	372,01		349,18	363,47	323,18	412,65	381,61
EPSA S.A. ESP			328,54		357,24		
ESANT S.A. ESP							415,92
GECELCA S.A. ESP					287,41		
ISAGEN S.A. ESP					291,66		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					353,48		
PEESA S.A. ESP			420,44				
RUITOQUE S.A. ESP		426,12	377,54	405,02	358,35		465,84
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			109,62				
VATIA S.A. ESP			358,09		363,73		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2018. ADD Occidente (Cauca, Nariño y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
CEDENAR S.A. ESP	427,41	430,11		432,67		400,78	430,18
CEO S.A.S ESP	372,65	387,49				354,73	334,15
CETSA S.A. ESP		385,60				359,33	367,08
DICEL S.A. ESP		363,77				365,78	
EEP S.A. ESP	392,69						
ELECTRICARIBE S.A. ESP		387,71					
ELECTROHUILA S.A. ESP						345,34	
EMCALI ESP	428,37	375,47		381,27	383,67	342,00	361,06
EMEESA S.A. ESP						334,41	334,67
EMGESA SA ESP		354,63				256,23	340,09
EPMS S.A. ESP		322,08				311,59	
EPSA S.A. ESP		394,13	408,52			360,70	366,50
ISAGEN S.A. ESP						311,83	
PEESA S.A. ESP		383,14					
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		119,95					
VATIA S.A. ESP		376,00					

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2018. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			370,51				318,95		
DICEL S.A. ESP							381,54		
EBSA S.A. ESP	434,42			357,02	388,01	383,65	373,09		
ELECTRICARIBE S.A. ESP			393,03				426,91		
ELECTROHUILA S.A. ESP	433,56		363,57	346,98			349,46		387,87
EMCALI ESP			368,02						395,62
EMGESA SA ESP		381,42	349,71		334,69	351,11	295,19	384,64	384,98
ENERGIA Y AGUA SAS ESP					419,20		400,41		
ENERTOLIMA S.A. ESP	449,19		391,03						404,83
ENERTOTAL S.A. ESP			369,29			464,17	424,02		
EPMS S.A. ESP			321,58				252,52		363,29
EPSA S.A. ESP			331,78	404,64			380,82		
GECELCA S.A. ESP							236,91		
ISAGEN S.A. ESP				363,01			265,77		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							358,90		
PEESA S.A. ESP				456,81	408,05		374,57		
RENÓVATIO S.A. ESP			372,56				375,87		
RUITOQUE S.A. ESP		360,80					411,82		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			125,36						
VATIA S.A. ESP			361,01				396,13		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2018. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EBSA S.A. ESP			478,99	436,22	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		450,39			
ELECTROHUILA S.A. ESP					486,46
EMEVASI S.A. ESP	475,71				
EMGESA SA ESP		406,63		335,61	427,44
EMSA S.A. ESP	328,38			282,69	
ENERCA S.A. ESP				361,08	
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.				298,14	
ENERTOLIMA S.A. ESP				368,64	446,36
ENERTOTAL S.A. ESP	469,69				
EPM S.A. ESP		350,24			414,90
EPSA S.A. ESP		422,03			
ISAGEN S.A. ESP				331,29	
RUITOQUE S.A. ESP		398,63			
VATIA S.A. ESP				368,69	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2018. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL
DICEL S.A. ESP		421,40		
ELECTRICARIBE S.A. ESP	372,89	379,41	370,99	349,26
EMGESA SA ESP		369,56		
EPM S.A. ESP		334,18		346,12
PEESA S.A. ESP		418,81		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		255,15		
VATIA S.A. ESP		307,18		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2018. SIN ADD (Chocó)

EMPRESA	COMERCIAL
EMGESA SA ESP	379,98

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre II 2018. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR				253,65		
ELECTRICARIBE S.A. ESP		411,99				
ELECTROHUILA S.A. ESP				365,04		
EMGESA SA ESP		343,42		279,44	245,58	386,04
ENERTOLIMA S.A. ESP	448,18	402,59	409,65	368,21	392,69	397,04
EPM S.A. ESP		312,87		287,61		
EPSA S.A. ESP				349,28		
ISAGEN S.A. ESP				305,57		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				347,06		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		100,62				
VATIA S.A. ESP		321,22	252,78	336,15		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2018. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
CENS S.A. ESP	309,69						
CHEC S.A. ESP							
DICEL S.A. ESP					359,86		
EBSA S.A. ESP					405,31		
EEP S.A. ESP	396,97	418,88	401,09	417,32	406,09		411,42
ELECTRICARIBE S.A. ESP			361,64		315,67		
ELECTROHUILA S.A. ESP					381,15		
EMCALI ESP			401,94				371,81
EMGESA SA ESP		420,04	365,92	369,95	340,37		372,00
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.					331,73		
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			401,04	423,14	396,22		
ENERTOLIMA S.A. ESP	397,87						
ENERTOTAL S.A. ESP			398,12		413,47		
EPM S.A. ESP	379,92		350,53	360,05	366,80	376,63	355,60
EPSA S.A. ESP			388,81		381,20		
ESANT S.A. ESP							396,25
GECELCA S.A. ESP					287,41		
ISAGEN S.A. ESP					339,85		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					412,97		
PEESA S.A. ESP					389,26		
RUITOQUE S.A. ESP		426,12	411,46	397,32	398,41		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			113,51				
VATIA S.A. ESP			360,01		364,43		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2018. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR						346,34	
CEDENAR S.A. ESP	425,91	430,11		432,67		404,33	430,18
CEO S.A.S ESP	372,65	379,41				375,91	380,14
CETSA S.A. ESP	399,57	386,49				379,53	369,52
DICEL S.A. ESP		366,75				370,59	407,00
EEP S.A. ESP	392,69	370,74					
ELECTRICARIBE S.A. ESP		358,55				361,24	
ELECTROHUILA S.A. ESP						304,30	
EMCALI ESP	397,91	378,47		369,56	384,37	386,96	391,65
EMEESA S.A. ESP		344,79				339,42	334,60
EMGESA SA ESP		359,65				345,80	333,62
EPM S.A. ESP		326,17				342,33	
EPSA S.A. ESP	405,28	388,52	408,52			382,11	373,68
ISAGEN S.A. ESP						356,31	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						393,42	
RENOVATIO S.A. ESP		343,13					
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		121,65					
VATIA S.A. ESP		328,91				374,20	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2018. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR							312,67		
CODENSA S.A. ESP	440,67								
DICEL S.A. ESP			369,90	462,10			358,04		365,13
EBSA S.A. ESP		388,10	365,36		388,01	383,65			
EEP S.A. ESP			371,29				363,08		
ELECTRICARIBE S.A. ESP			378,94	360,21			356,67		400,23
ELECTROHUILA S.A. ESP	427,69						378,05		388,06
EMCALI ESP			385,29		376,08				
EMGESA SA ESP		351,76	342,52		346,30	344,18	339,56	389,88	341,23
ENERGIA Y AGUA SAS ESP							358,91		
ENERTOLIMA S.A. ESP	381,35		391,01						403,68
ENERTOTAL S.A. ESP			368,11				386,68		
EPM S.A. ESP			320,77	380,57	381,43		283,21		367,62
EPSA S.A. ESP			374,94	402,24			377,01		364,51
ISAGEN S.A. ESP				363,01			348,75		
PEESA S.A. ESP	480,35				355,13		371,23		
RENOVATIO S.A. ESP			365,00				353,04		
RUITOQUE S.A. ESP		360,80	372,61	357,33	361,13		369,87		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			119,41						
VATIA S.A. ESP			343,56				333,92		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2018. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
DICEL S.A. ESP		435,20	421,97	
EBSA S.A. ESP			432,24	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		397,21		
ELECTROHUILA S.A. ESP		340,48		486,46
EMCALI ESP				430,77
EMGESA SA ESP		398,13	375,81	
EMSA S.A. ESP	311,44		397,53	
ENERCA S.A. ESP			412,00	
ENERTOLIMA S.A. ESP				446,13
ENERTOTAL S.A. ESP	469,69			
EPM S.A. ESP		357,01		414,90
EPSA S.A. ESP		422,03		
RUITOQUE S.A. ESP		398,63		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		98,48		
VATIA S.A. ESP			405,68	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2018. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR						326,67		
CEO S.A.S ESP		308,61				355,36		
DICEL S.A. ESP		343,50				323,51		
ELECTRICARIBE S.A. ESP	964,54	335,03	327,81	325,32	336,99	317,10		304,12
ELECTROHUILA S.A. ESP						275,73		
EMCALI ESP		368,89				356,15		337,17
EMGESA SA ESP		338,64			323,88	319,87	321,03	307,10
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.								
EPM S.A. ESP		300,80		326,88		314,80		290,49
EPSA S.A. ESP		335,81				346,82		
GECELCA S.A. ESP						364,95		
ISAGEN S.A. ESP						327,25		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						368,29		
PEESA S.A. ESP		375,32						
RUITOQUE S.A. ESP		257,90				371,96		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		191,67						
VATIA S.A. ESP		312,30				310,24		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2018. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
ELECTRICARIBE S.A. ESP		411,99				
EMGESA SA ESP		430,25				386,04
ENERTOLIMA S.A. ESP	443,34	463,05	464,42	458,79	439,09	466,39
EPM S.A. ESP		383,74				
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		100,62				
VATIA S.A. ESP				388,98		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre II 2018. SIN ADD (Chocó)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP	379,98	
ISAGEN S.A. ESP		351,26

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre II 2018. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR		329,05		320,30		
DICEL S.A. ESP		310,68		302,96		
EEP S.A. ESP	358,35	345,73	357,61	341,93		355,15
ELECTRICARIBE S.A. ESP		309,64		313,14		
EMCALI ESP		334,73		328,08		
EMGESA SA ESP		316,93		265,31		310,13
ENERGIA Y AGUA SAS ESP		326,83	359,79	329,37		
ENERTOTAL S.A. ESP				279,84		
EPM S.A. ESP		291,82	304,36	290,19		267,16
EPSA S.A. ESP		316,87		342,15		
ISAGEN S.A. ESP				300,53		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				347,65		
RUITOQUE S.A. ESP		338,84		333,94		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		106,09				
VATIA S.A. ESP		323,41		326,92	249,28	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre II 2018. ADD Occidente (Cauca, Nariño, y Valle del Cauca)

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR			304,12	
CEDENAR S.A. ESP			362,36	
CEO S.A.S ESP			299,09	334,15
CETSA S.A. ESP			297,92	
DICEL S.A. ESP	285,68		328,12	
ELECTRICARIBE S.A. ESP			309,41	
EMCALI ESP	335,29		330,91	357,30
EMEESA S.A. ESP	350,13		305,13	286,51
EMGESA SA ESP	315,49		292,39	
EPM S.A. ESP	279,38		294,92	
EPSA S.A. ESP	341,63	407,83	324,48	
ISAGEN S.A. ESP			307,04	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			349,57	
RUITOQUE S.A. ESP			344,01	
VATIA S.A. ESP			276,88	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre II 2018. ADD Oriente (Arauca, Bogotá D.C., Boyacá y Huila)

EMPRESA	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR					313,93		
DICEL S.A. ESP		314,48			344,90		
EBSA S.A. ESP			356,95		355,71		
ELECTRICARIBE S.A. ESP					342,79		
ELECTROHUILA S.A. ESP		311,75	341,58		317,60		375,81
EMCALI ESP		343,16			346,37		347,90
EMGESA SA ESP	320,05	296,75		290,45	305,19	347,21	
ENERTOLIMA S.A. ESP							
EPM S.A. ESP		286,49			305,05		
EPSA S.A. ESP		321,39			327,70		
GECELCA S.A. ESP					236,91		
ISAGEN S.A. ESP			312,63		309,49		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					352,36		
VATIA S.A. ESP		337,64			291,36		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre II 2018. ADD Sur (Caquetá, Casanare, Meta y Putumayo)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
DICEL S.A. ESP	334,73	323,82	
EMGESA SA ESP	340,61	303,89	
EMSA S.A. ESP		315,25	
ENERCA S.A. ESP		311,66	
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.		298,14	
ENERTOLIMA S.A. ESP	369,17	367,66	410,73
EPM S.A. ESP	297,88	321,55	
EPSA S.A. ESP		339,14	
ISAGEN S.A. ESP		317,38	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		367,05	
VATIA S.A. ESP		349,99	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre II 2018. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre)

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL
DICEL S.A. ESP				358,45
ELECTRICARIBE S.A. ESP	337,32	296,90	313,07	287,06
ELECTROHUILA S.A. ESP				279,76
EMGESA SA ESP	309,81			329,54
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.				274,07
EPM S.A. ESP	279,68			298,13
EPSA S.A. ESP		306,56		310,84
GECELCA S.A. ESP				283,69
ISAGEN S.A. ESP				309,02
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				347,00
VATIA S.A. ESP	254,07			246,51

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre II 2018. SIN ADD (Tolima)

EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			253,65		
ELECTROHUILA S.A. ESP			258,22		
EMGESA SA ESP	289,93		279,44	245,58	386,04
ENERTOLIMA S.A. ESP	361,24	346,52	339,58	339,44	361,31
EPM S.A. ESP	284,34		290,12		
EPSA S.A. ESP			349,28		
ISAGEN S.A. ESP			305,57		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			347,06		
VATIA S.A. ESP	321,22	252,78	266,07		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre II 2018. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander y Santander)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CEO S.A.S ESP		247,59	
EMGESA SA ESP		207,04	
EPM S.A. ESP	262,51	260,03	229,89
GECELCA S.A. ESP		188,23	
ISAGEN S.A. ESP		272,79	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	80,50		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre II 2018. ADD Occidente (Cauca y Valle del Cauca)

EMPRESA	INDUSTRIAL	OFICIAL
EMCALI ESP		278,79
EMGESA SA ESP	283,26	
EPM S.A. ESP	255,90	
EPSA S.A. ESP	287,86	
ISAGEN S.A. ESP	258,38	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre II 2018. ADD Oriente (Bogotá D.C., Boyacá, y Huila)

EMPRESA	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
AES CHIVOR	231,28	
EMGESA SA ESP	232,03	313,24
EPM S.A. ESP	247,95	
GECELCA S.A. ESP	187,89	
ISAGEN S.A. ESP	270,76	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre II 2018. ADD Sur (Meta)

EMPRESA	INDUSTRIAL
EMSA S.A. ESP	252,78
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.	236,11
EPM S.A. ESP	199,92

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 4, Trimestre II 2018. SIN ADD (Atlántico, Bolívar, Cesar y Magdalena)

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
ELECTRICARIBE S.A. ESP	271,37	264,13	
EMGESA SA ESP		263,35	273,70
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.		235,71	
ISAGEN S.A. ESP		260,88	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión STN, Trimestre II 2018. ADD Oriente (Boyacá)

EMPRESA	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. ESP	252,28

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE