

Índice de contenido

Boletín Tarifario

Julio - Septiembre 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 15
Tarifas aplicadas
Usuarios no regulados

Página 18
Anexo 1

Página 21
Anexo 2



1. Actualidad tarifaria

El 21 de septiembre de 2018, a través de la Resolución CREG 121 de 2018, la CREG publicó a comentarios el proyecto de resolución “Por la cual se establecen las condiciones de competencia para el mecanismo de contratación establecido en la Resolución 40791 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía y la fórmula de traslado de los precios de dicho mecanismo en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado”. El periodo para comentar fue de 5 días hábiles y finalizó el pasado 28 de septiembre.

Adicional a la definición de las condiciones en términos de competencia (Participación, Concentración de la oferta, Dominancia y Consistencia) que deben cumplirse para garantizar un proceso de interacción eficiente entre compradores y vendedores en este nuevo esquema, la CREG propone la estructura de la fórmula que permita trasladar dichos precios a los usuarios regulados a través de la tarifa por medio del componente de Generación del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU).

La variable Q_c , adicional a las compras en contratos bilaterales, se propone que tenga en cuenta las compras de energía adquiridas a través de contratos de largo plazo para lo cual se incorporan las variables “Ponderador de los precios de los contratos bilaterales” ($\omega_{m-1,i}$) y “Precio promedio ponderado asociado a los contratos de largo plazo adjudicados en la subasta del Ministerio de Minas y Energía” ($PSA_{m-1,i}$).

La Comisión también publicó para comentarios la Resolución CREG 105 de 2018 “Por la cual se determinan las obligaciones y reglas de comportamiento generales para los agentes que desarrollen los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible y sus actividades complementarias” planteando una propuesta regulatoria en la cual coexisten reglas específicas de mercado y de obligaciones y reglas de comportamiento generales que promuevan el libre acceso, la migración de usuarios, la transparencia, la neutralidad, la eficiencia y la libre competencia y la no utilización abusiva de la posición dominante.

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
081	ENERGÍA ELÉCTRICA - Activos del Nivel de Tensión 4 activos operados por Electrificadora del Meta S.A. E.S.P
085	ENERGÍA ELÉCTRICA - Aclaración y Corrección de algunas disposiciones - Metodología para la remuneración de distribución de energía eléctrica
099	ENERGÍA ELÉCTRICA - Ingresos anuales esperados para Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.
105	CONSULTA - ENERGÍA ELÉCTRICA - Obligaciones y reglas de comportamiento generales para los agentes que desarrollen los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible
114	ENERGÍA ELÉCTRICA - Comercialización - Mecanismos para la comercialización de energía eléctrica
115	ENERGÍA ELÉCTRICA - Ampliación plazo - Obligaciones y reglas de comportamiento generales para los agentes que desarrollen los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible
121	CONSULTA - Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establecen las condiciones de competencia para el mecanismo de contratación establecido en la Resolución 40791 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía y la fórmula de traslado de los precios de dicho mecanismo en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado”
126	ENERGÍA ELÉCTRICA - Nuevo plazo - Obligaciones y reglas de comportamiento generales para los agentes que desarrollen los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible

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 35 empresas que prestan el servicio de comercialización de energía eléctrica en el país, los tres CU más altos para el tercer trimestre de 2018 continúan correspondiendo a la Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P. en su mercado Sibundoy (Putumayo), con valores de 647,77 \$/kWh para el mes de agosto, 642,41

\$/kWh en julio y 640,03 \$/kWh en septiembre; 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 julio, agosto y septiembre de 2018 se encuentran los comercializadores puros Diceler S.A. E.S.P., Renovatio Trading S.A.S. E.S.P. y Enerco S.A. E.S.P.; el primero con un valor de 433,27 \$/kWh en septiembre, Renovatio con un valor de 433,92 \$/kWh en julio y Enerco con 447,09 \$/kWh para agosto, respectivamente. EMEESA S.A. E.S.P. publicó un valor de CU menor que el de Enerco S.A. E.S.P. (437,85 \$/kWh) obteniendo el tercer lugar, pero dicho valor es atípico respecto a las tarifas que venía publicando la empresa por lo que fue excluida y la SSPD se encuentra realizando las acciones pertinentes.

Para este tercer 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.

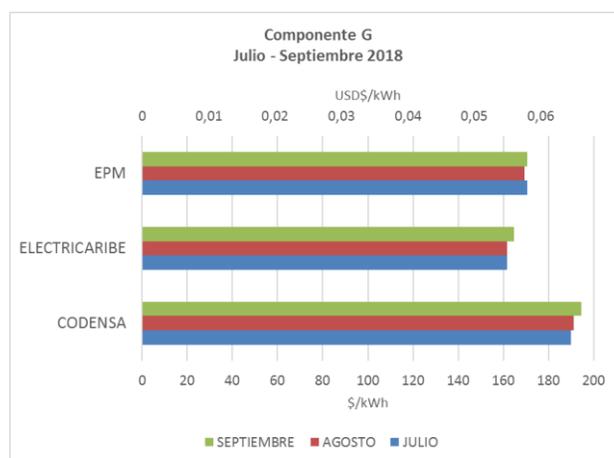
Dado lo anterior, se crearon cuatro (4) grupos tal como se muestra a continuación: Grupo 1, empresas con más de 750.000 usuarios; Grupo 2, empresas con número de usuarios entre 200.000 y 749.999; Grupo 3, empresas con número de usuarios entre 50.000 y 199.999 y Grupo 4, empresas con menos de 49.999 usuarios. 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 2.958,44 \$/USD\$.

Grupo 1

El valor promedio para el tercer trimestre de 2018 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 174,96 \$/kWh, 0,61 \$/kWh por debajo 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 agosto de 2018 con un valor igual a 161,76 \$/kWh, mientras el mayor valor corresponde a Codensa S.A. E.S.P., con un valor de 194,57 \$/kWh para el mes de septiembre de 2018.

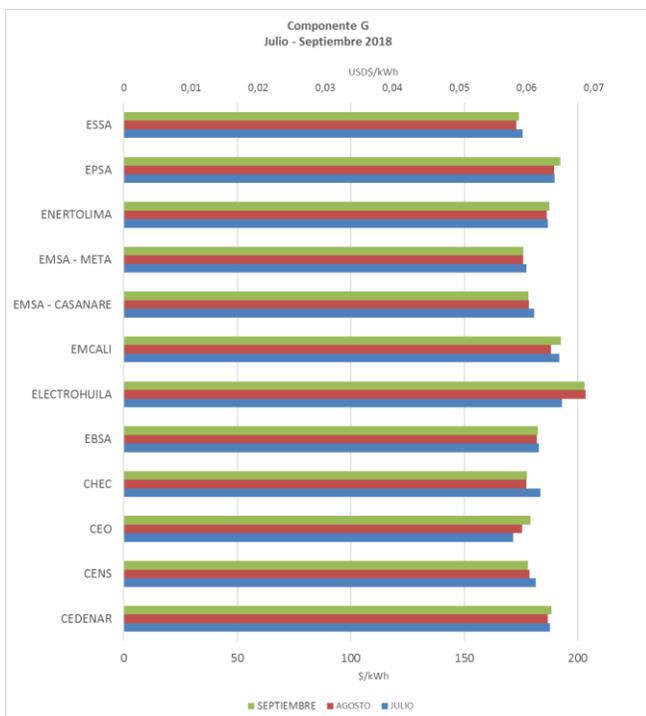
Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CODENSA	190,02	191,30	194,57
ELECTRICARIBE	161,78	161,76	164,69
EPM	170,55	169,43	170,51



Grupo 2

Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el tercer trimestre del año 2018 corresponde a 183,47 \$/kWh, 0,44 \$/kWh por debajo del promedio del segundo trimestre del año 2018. Con un valor de 171,43 \$/kWh, la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P. presentó el menor costo del componente G para el mes de julio de 2018; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde a la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. para el mes de agosto de 2018, con un valor igual a 203,30 \$/kWh.

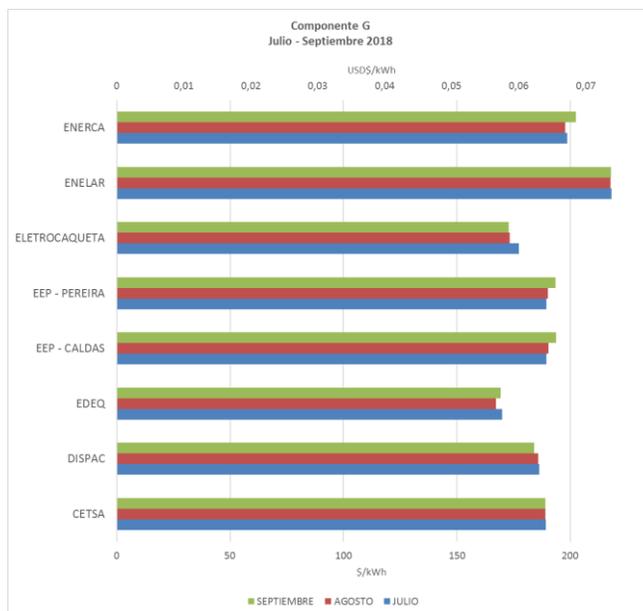
Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CEDENAR	187,57	186,75	188,42
CENS	181,52	178,66	178,02
CEO	171,43	175,48	179,17
CHEC	183,55	177,31	177,47
EBSA	182,86	182,00	182,27
ELECTROHUILA	192,87	203,30	202,99
EMCALI	191,75	188,04	192,59
EMSA - CASANARE	180,73	178,52	178,18
EMSA - META	177,39	175,90	175,84
ENERTOLIMA	186,65	186,35	187,44
EPSA	189,86	189,44	192,22
ESSA	175,58	172,98	173,96



Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 189,70 \$/kWh, 0,04\$/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 agosto de 2018 con un valor igual a 167,18 \$/kWh, mientras el mayor valor corresponde a la Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P., con un valor de 218,11 \$/kWh para el mes de julio de 2018.

Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CETSA	189,27	189,01	189,01
DISPAC	186,24	185,83	184,16
EDEQ	170,02	167,18	169,32
EEP - CALDAS	189,53	190,37	193,62
EEP - PEREIRA	189,47	190,19	193,43
ELETRCAQUETA	177,36	173,25	172,75
ENELAR	218,11	217,74	217,99
ENERCA	198,69	197,82	202,36

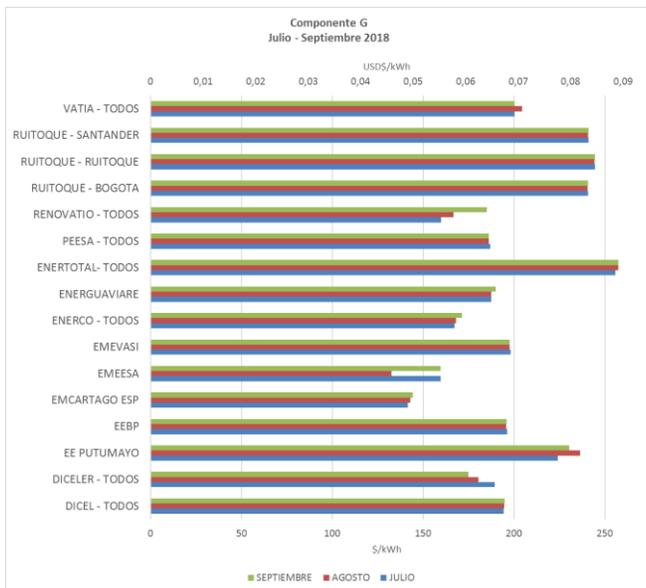


Grupo 4

Teniendo en cuenta que las empresas Vatia S.A. E.S.P., Enertotal S.A. E.S.P., Dixel 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 199,50 \$/kWh, 1,41 \$/kWh por debajo del promedio del segundo trimestre del año 2018. Así mismo, el menor valor reportado corresponde a la Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P., con un valor igual a 132,46 \$/kWh para el mes de agosto de 2018, mientras el valor más alto lo ostenta Enertotal S.A. E.S.P. en el mes de septiembre con un valor en el componente de 257,45 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
DICEL - TODOS	194,42	194,51	194,87
DICELER - TODOS	189,36	180,25	174,78
EE PUTUMAYO	223,95	236,41	230,47
EEBP	196,26	195,76	195,86
EMCARTAGO ESP	141,52	142,89	144,40
EMEESA	159,48	132,46	159,49
EMEVASI	198,04	197,56	197,67
ENERCO - TODOS	167,25	168,08	171,23
ENERGUAVIARE	187,52	187,42	189,94
ENERTOTAL - TODOS	255,64	257,43	257,45
PEESA - TODOS	186,87	186,05	186,08
RENOVATIO - TODOS	159,76	166,82	184,91
RUITOQUE - BOGOTA	240,78	240,48	240,85
RUITOQUE - RUITOQUE	244,54	244,25	244,64
RUITOQUE - SANTANDER	240,99	240,68	241,05
VATIA - TODOS	200,22	204,44	200,33



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 tercer 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.

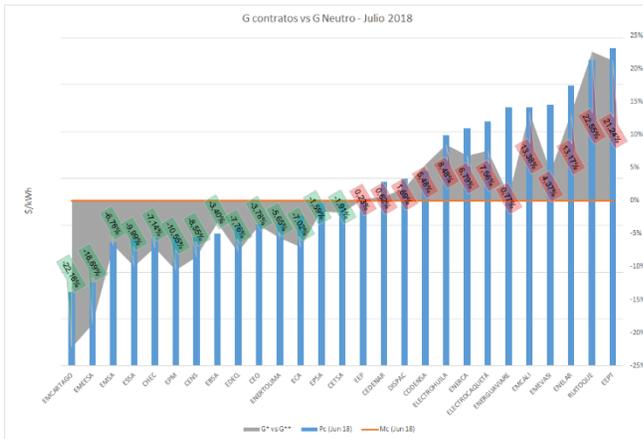
$$G^{**}_{m,i,j} = Q_{C_{m-1j}} * (\alpha_{i,j} * Mc_{m-1} + (1 - \alpha_{i,j}) * Mc_{m-1}) \rightarrow G^{**}_{m,i,j} = Q_{C_{m-1j}} * Mc_{m-1}$$

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 tercer trimestre del año 2018, de la variable G de contratos ($G^*_{m,i,j}$) respecto a la variable G de contratos neutro ($G^{**}_{m,i,j}$) para un usuario

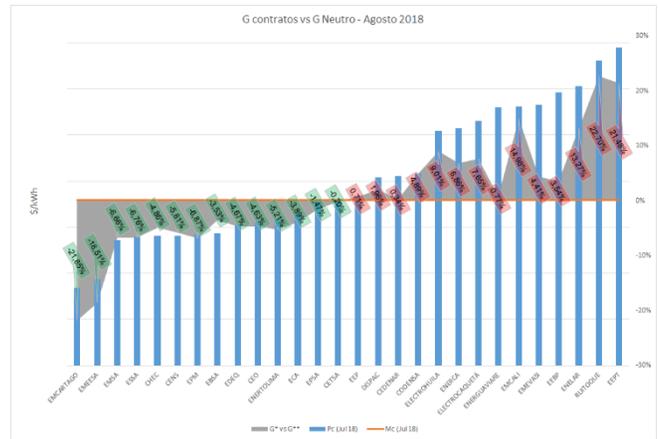
² Es importante anotar que, si bien un cambio en la variable Pc de un Comercializador Minorista puede llegar a afectar la composición de la variable Mc para el mes analizado, a efectos del presente análisis se mantendrá constante su valor para cada uno de los meses en cuestión.

regulado atendido por cada uno de los comercializadores minoristas presentados a continuación³.

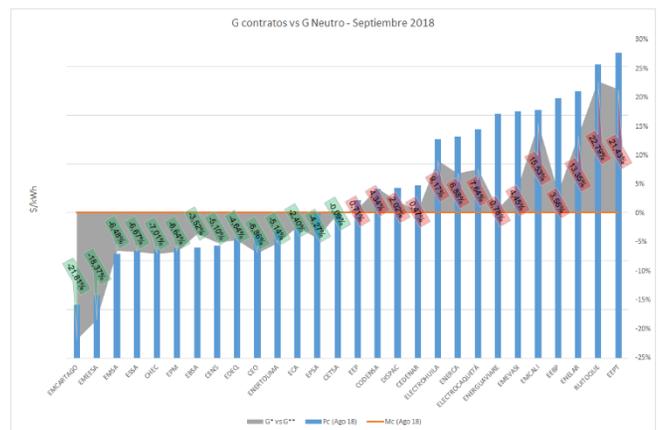
Es importante anotar que en el eje vertical primario (\$/kWh) se presenta la comparación entre la variable P_c ($m-1$) para cada Comercializador Minorista, versus la variable M_c del mes $m-1$; por su parte, el eje vertical secundario presenta la diferencia porcentual existente entre las variables G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



Para el mes de julio de 2018 es posible identificar que 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 22,16% 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 22,16% 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 julio de 2018 presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 21,24% 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 21,24% 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 22,55%.



Para el mes de agosto 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 21,85% 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 21,48% 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 22,70%.



Finalmente, para el mes de septiembre 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 21,81% 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

³ Teniendo en cuenta que Empresas Municipales de Cartago E.S.P. presenta una exposición total a bolsa, esta no se tendrá en cuenta dentro del análisis.

21,43%; 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 22,79%.

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.

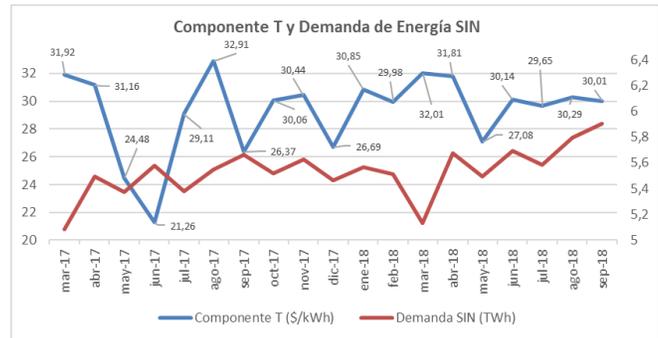
Es importante anotar que, si bien la variable P_c se encuentra ordenada de forma ascendente, esto no implica que el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado presente el mismo comportamiento, toda vez que el factor de ponderación α de cada Comercializador Minorista es diferente para cada uno.

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 tercer trimestre, el valor del componente T estuvo en un rango entre 29,65 \$/kWh y 30,29 \$/kWh; es decir que su mínimo estuvo 2,57 \$/kWh por encima en comparación con el mínimo presentado en el segundo trimestre de 2018.

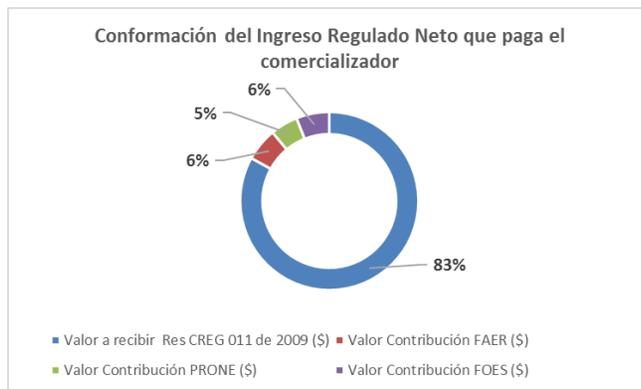
Los ajustes o ΔT s calculados por el LAC, tuvieron un promedio de -0,1889 \$/kWh pero con un máximo de 0,9626 \$/kWh en agosto y un mínimo de -0,88 \$/kWh en septiembre; vale la pena recordar que estos valores son el resultado a los ajustes realizados en la facturación respecto a los meses de enero, febrero, abril, mayo, junio y julio 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 \$169.203 millones para julio, \$169.953 millones para agosto y \$182.396 millones para septiembre.

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

	jul-18	ago-18	sep-18
Numerador:			
Ingreso Regulado Neto que pagan los comercializadores (\$)	169.203.366.484	169.953.513.195	182.396.340.486
Denominador:			
Energía del SIN (kWh)	5.585.575.077	5.795.624.467	5.903.383.289
Sumar:			
ΔT (\$/kWh)	-0,644793	0,9626	-0,884516
Componente T (\$/kWh)	29,65	30,29	30,01

De acuerdo a lo anterior, se presenta un incremento en el valor del ingreso regulado neto que pagan los comercializadores para septiembre de 2018; este incremento obedece a la oficialización de los ingresos anuales para Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. por parte de la Comisión a través de las Resoluciones CREG 082 de 2018 y 099 del mismo año. En promedio para el tercer trimestre de 2018, el Ingreso Regulado Neto que pagan los comercializadores está conformado 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)⁴ 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

⁴ 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.

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 Distribución⁵.

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	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
	CENTRO	181,90	180,31	179,23
	OCCIDENTE	162,92	166,20	170,86
	ORIENTE	164,47	170,64	166,84
	SUR	196,38	204,06	202,13
SIN ADD	DISPAC S.A. ESP	135,46	134,58	134,42
	ELECTRICARIBE S.A. ESP	122,15	121,06	122,11
	ENERGUAVIARE ESP	143,68	142,79	142,43
	ENERTOLIMA S.A. ESP	197,86	194,62	194,53

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 marzo, abril y mayo 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

ADD Sur: Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.

⁵ 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.

meses correspondientes al presente trimestre (julio, agosto y septiembre).

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 julio, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de mayo.

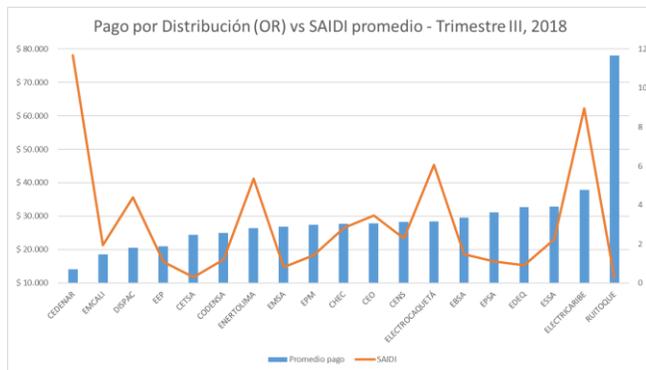
Finalmente, se procedió a calcular el valor promedio para el tercer trimestre del año 2018 de la siguiente manera:

$$IngPC_{ORj} = \frac{\overline{IngOR_j TIII (NT_1)}}{No. de usuarios OR_j TIII (NT_1)}$$

Donde:

- $\overline{IngOR_j TIII (NT_1)}$: Ingresos promedio del OR, para el tercer trimestre del año 2018 en nivel de tensión 1,
- $No. de usuarios OR_j TIII (NT_1)$ Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del tercer 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 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 menores 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 2.958,44\$/USD\$.

Grupo 1

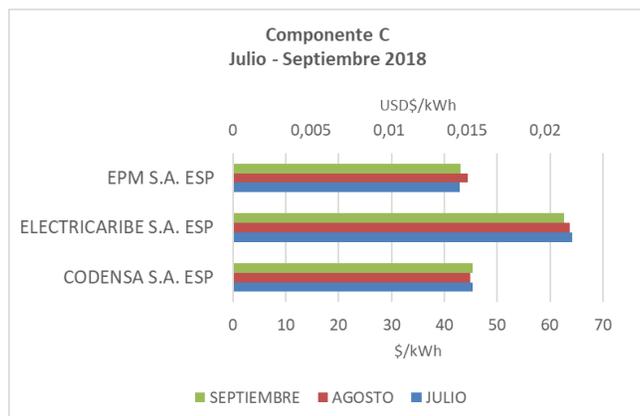
El componente de Comercialización presentó una disminución de 0,41 \$/kWh en promedio para el tercer trimestre del 2018 pasando de 51,16 \$/kWh a 50,75 \$/kWh.

El menor valor registrado en el componente de comercialización fue para la Empresas Públicas de Medellín E.S.P., con un valor igual a 42,96 \$/kWh, en el mes de julio por otro lado, el mayor valor lo registró la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., con un valor de 64,23 \$/kWh, en el mismo mes, presentando una disminución de 4,26 \$/kWh en comparación con el mayor valor registrado por la ESP respecto al trimestre inmediatamente anterior, disminución que se debe al incremento del 13% aproximadamente en la ventas tenidas en cuenta para el cálculo del costo variable de comercialización con destino a la atención de usuarios regulados.

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)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CODENSA S.A. ESP	45,41	44,89	45,31
ELECTRICARIBE S.A. ESP	64,23	63,76	62,67
EPM S.A. ESP	42,96	44,47	43,04

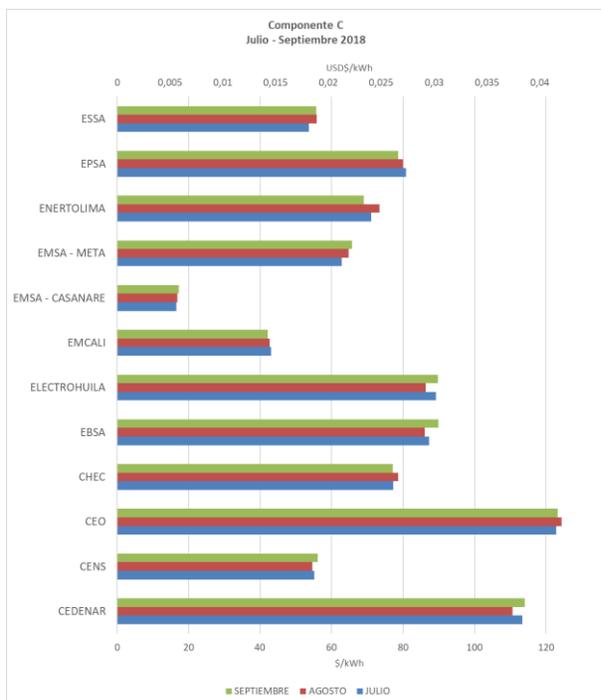


Grupo 2

El grupo 2 presentó un promedio de 72,94 \$/kWh para el tercer trimestre del año 2018, significando esto un aumento de 1,24 \$/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 julio con un valor igual a 16,63 \$/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 agosto, con un valor de 124,35 \$/kWh, presentando una disminución de 1,31 \$/kWh en comparación con el mayor valor registrado por la ESP 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.

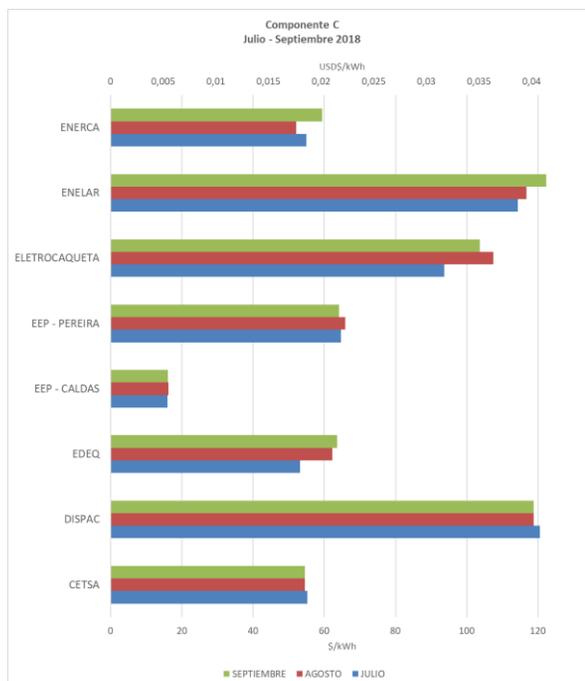
Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CEDENAR	113,29	110,56	113,97
CENS	55,13	54,64	56,07
CEO	122,82	124,35	123,25
CHEC	77,30	78,69	77,18
EBSA	87,23	86,05	89,91
ELECTROHUILA	89,14	86,38	89,71
EMCALI	43,04	42,72	42,18
EMSA - CASANARE	16,63	16,91	17,30
EMSA - META	62,83	64,78	65,73
ENERTOLIMA	71,06	73,39	69,06
EPSA	80,81	79,99	78,66
ESSA	53,66	55,82	55,77



Grupo 3

En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el tercer trimestre de 2018 de 73,73 \$/kWh, 1,66 \$/kWh por encima del promedio del trimestre inmediatamente anterior. Para el mes de julio 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 16,01 \$/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 septiembre de 2018 para la Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P., con un valor de 122,33 \$/kWh, empresa que presenta un incremento de aproximadamente 5 \$/kWh en promedio respecto al promedio del trimestre inmediatamente anterior.

Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CETSA	55,26	54,61	54,61
DISPAC	120,60	118,75	118,86
EDEQ	53,20	62,25	63,57
EEP - CALDAS	16,01	16,26	16,11
EEP - PEREIRA	64,65	65,95	64,16
ELETROCAQUETA	93,66	107,40	103,65
ENELAR	114,28	116,80	122,33
ENERCA	54,97	52,18	59,37

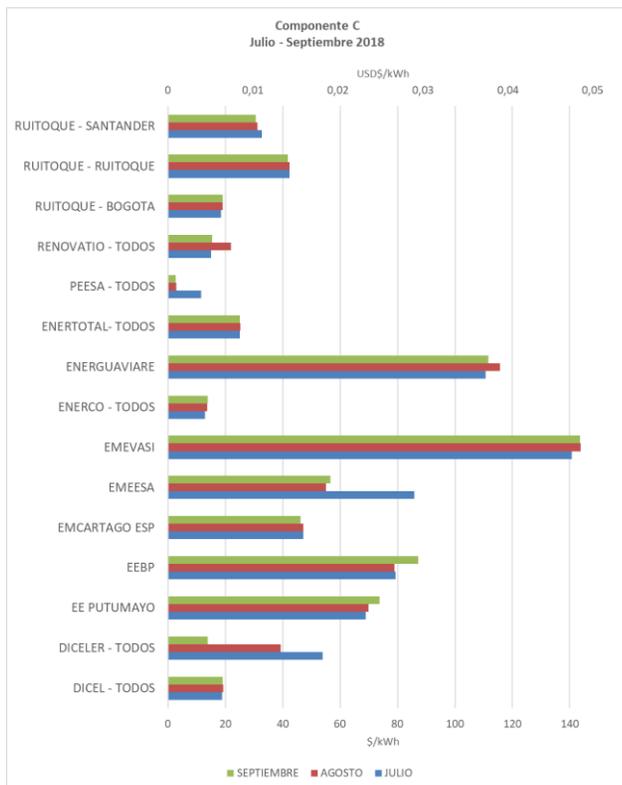


Grupo 4

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., Dixel 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 46,82 \$/kWh para el tercer trimestre de 2018, un valor inferior en 0,94 \$/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 2,86 \$/kWh en el mes de septiembre; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mes de agosto con la Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S.A. E.S.P., con un valor igual a 143,80 \$/kWh.

Componente C (\$/kWh)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
DICEL - TODOS	18,99	19,39	19,03
DICELER - TODOS	53,96	39,38	13,84
EE PUTUMAYO	69,02	69,87	73,71
EEBP	79,40	78,91	87,17
EMCARTAGO ESP	47,13	47,22	46,16
EMEESA	85,89	55,09	56,57
EMEVASI	140,58	143,80	143,47
ENERCO - TODOS	12,99	13,68	13,88
ENERGUAVIARE	110,59	115,62	111,72
ENERTOTAL - TODOS	25,18	25,36	25,00
PEESA - TODOS	11,60	2,89	2,86
RENOVATIO - TODOS	15,09	22,08	15,39
RUITOQUE - BOGOTA	18,59	19,04	19,07
RUITOQUE - RUITOQUE	42,43	42,43	41,88
RUITOQUE - SANTANDER	32,71	31,27	30,63
VATIA - TODOS	17,31	22,33	17,27



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)	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE
CEDENAR S.A. ESP	35,31	35,60	35,59
CENS S.A. ESP	34,48	34,22	33,98
CEO S.A.S ESP	32,69	33,81	34,13
CETSA S.A. ESP	32,04	32,43	32,43
CHEC S.A. ESP	34,78	33,94	33,85
CODENSA S.A. ESP	34,45	35,10	35,30
DICEL S.A. E.S.P.*	35,93	36,42	36,17
DICELER S.A. E.S.P.*	34,99	33,92	32,83
DISPAC S.A. ESP	35,25	35,40	34,86
EBSA S.A. ESP	34,56	34,83	34,58
EDEQ S.A. ESP	29,73	29,47	29,68
EE PUTUMAYO S.A. ESP	41,33	43,92	42,57
EEBP S.A. ESP	36,74	37,10	36,82
EEP S.A. ESP*	35,64	36,22	36,45
ELECTRICARIBE S.A. ESP	31,14	31,57	31,79
ELECTROCAQUETA S.A. ESP	33,62	33,36	32,99
ELECTROHUILA S.A. ESP	36,19	38,32	38,03
EMCALI ESP	35,74	35,91	36,35
EMCARTAGO S.A. ESP	27,71	28,30	28,32
EMEESA S.A. ESP	26,31	22,09	26,37
EMEVASI S.A. ESP	37,08	37,40	37,11
EMSA S.A. ESP*	33,92	34,02	33,73
ENELAR S.A. ESP	40,38	40,84	40,54
ENERCA S.A. ESP	37,16	37,48	37,93
ENERCO S.A. E.S.P.*	31,57	32,16	32,40
ENERGUAVIARE ESP	35,31	35,76	35,86
ENERTOLIMA S.A. ESP	35,17	35,57	35,43
ENERTOTAL S.A. ESP*	45,83	46,75	46,35
EPM S.A. ESP	32,31	32,34	32,40
EPSA S.A. ESP	35,68	36,08	36,24
ESSA S.A. ESP	33,49	33,26	33,28
PEESA S.A. ESP*	34,98	35,31	35,02
RENOVATIO S.A. ESP*	30,26	32,63	34,70
RUITOQUE S.A. ESP*	43,49	44,01	43,71
VATIA S.A. ESP*	37,07	38,38	37,25

* 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 EMEESA S.A. E.S.P. en el mes de agosto de 2018 con un valor de 22,09 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mes de agosto de 2018 para la empresa ENERTOTAL S.A. E.S.P. con 46,75 \$/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 toques 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.

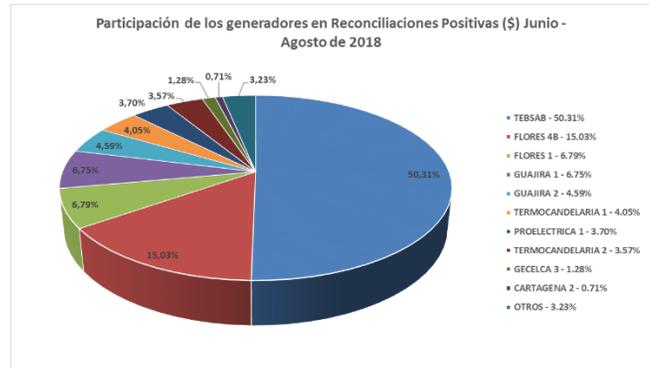
Las restricciones totales asignadas por el ASIC al comercializador minorista, para este tercer trimestre de 2018, conforman alrededor del 91,79% del componente de Restricciones, las cuales tienen su origen en la Resolución CREG 034 de 2001 y son valorados aplicando el esquema de reconciliaciones.

Los conceptos asociados a restricciones son los siguientes:

Reconciliación Positiva más (+) Servicio_AG 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 junio, julio y agosto de 2018:

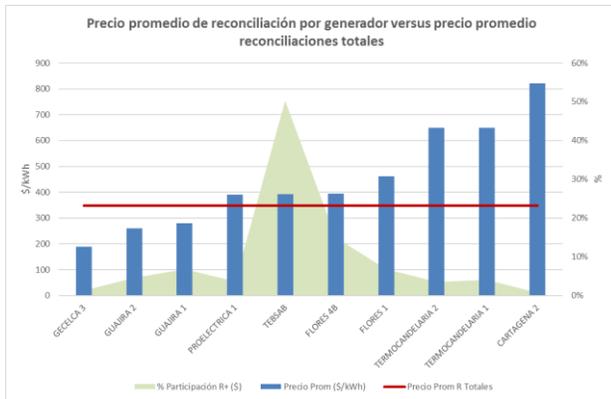


En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del segundo trimestre de 2018, y cuyo periodo fue de 17 meses, se puede evidenciar que el top 5 de generadores con mayor participación en las reconciliaciones positivas se mantiene. Estos son: Tebsa, Termoflores (1 y 4), y Termogujaira (1 y 2).

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 junio, julio y agosto de 2018.

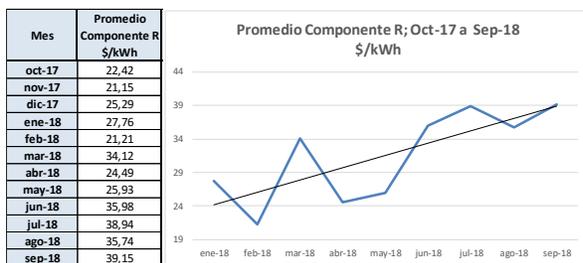
Este cálculo es comparado con el precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas.

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 96% 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 los costos declarados en cumplimiento de la Resolución 034 de 2001 cuando generan por seguridad. Por lo anterior, la SSPD ha realizado requerimientos a algunos generadores y se encuentra trabajando en su análisis.

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 octubre de 2017 a septiembre de 2018, en donde se puede evidenciar un incremento promedio de 2,96 \$/kWh en julio respecto a junio, una disminución de 3,20 \$/kWh de agosto respecto a julio y nuevamente un incremento de 3,41 \$/kWh de septiembre a agosto quedando finalmente en 39,15 \$/kWh en septiembre.



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 7,05% del valor promedio de las restricciones aliviadas de los meses de junio, julio y agosto

de 2018 que corresponden a los insumos para el cálculo del componente para julio, agosto y septiembre. En este trimestre el promedio tuvo una disminución de 2,56 puntos porcentuales respecto al segundo trimestre.

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 5,26% de las restricciones aliviadas del presente trimestre estando por debajo en 1,57 puntos porcentuales respecto al promedio del segundo trimestre.

Durante el trimestre de análisis, para el componente de restricciones del mes de julio de 2018, se trasladó a la demanda un valor en pesos de \$440.370.068 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". Lo anterior equivale al 0,217% de las restricciones aliviadas para el mes de julio de 2018.

Adicionalmente, el componente de restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión (0,056%) y alivio de restricciones correspondiente al valor a cargo que poseen los generadores que adquirieron OEFV en Subastas de Reconfiguración – Resolución CREG 051 de 2012 - (3,843%) que representan una reducción aproximada del 3,89% del valor promedio de las restricciones asignadas a los comercializadores para el tercer trimestre.

Concepto	Valor en pesos
+ Total Restricciones (\$)	548.524.408.778
+ Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	-668.386.317
+ Res 178/2015: Opción a líquidos	42.122.316.042
+ Res 039 /2016: Apagar paga	440.370.068
+ Res 062 / 2013: Planta de regasificación	31.406.217.128
Total Restricciones asignadas	621.824.925.700
- Rentas de congestión (\$)	348.938.024
- Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	23.897.645.870
Total alivios a las restricciones asignadas	24.246.583.894
Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda	597.578.341.806

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 tercer trimestre de 2018) 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 particular⁶.

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	459,44
	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	460,31
	PEESA S.A. ESP	CENTRO	467,57
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	495,45
	EPM S.A. ESP	CENTRO	496,17
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	497,10
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	583,80
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	469,56
	EEP S.A. ESP	CENTRO	492,80
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	494,85
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	503,86
	CHEC S.A. ESP	CENTRO	542,49
ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	548,37	
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	468,47
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	494,53
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	497,54
	CENS S.A. ESP	CENTRO	521,27
	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	464,79
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	467,45
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	498,08
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	515,36
	EEP S.A. ESP	CENTRO	541,43
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	566,99
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	465,20
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	493,07
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	502,27
	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	507,12
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	552,35
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	577,98
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	469,83
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	497,32
	ESSA S.A. ESP	CENTRO	514,13
	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	525,95
	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	543,11
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	550,45
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	571,62

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	557,31
	EEBP S.A. ESP	SUR	588,00
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	489,79
	VATIA S.A. ESP	SUR	523,39
CASANARE	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	583,78
	PEESA S.A. ESP	SUR	490,28
	EMSA S.A. ESP	SUR	502,44
	DICEL S.A. ESP	SUR	514,72
	VATIA S.A. ESP	SUR	526,71
	ENERCA S.A. ESP	SUR	572,63
	PEESA S.A. ESP	SUR	489,35
META	DICEL S.A. ESP	SUR	517,85
	VATIA S.A. ESP	SUR	524,98
	EMSA S.A. ESP	SUR	546,72
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	527,07
	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	617,29
SIBUNDOY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	601,10

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CALI, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	446,66
	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	447,69
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	453,85
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	486,57
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	493,93
	EMCALI ESP	OCCIDENTE	506,81
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	593,93
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	454,81
	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	460,54
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	482,78
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	491,94
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	582,79
CALICA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	495,11
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	498,72
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	511,41
	CEO S.A. ESP	OCCIDENTE	575,84
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	584,39
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	452,56
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	455,37
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	485,30
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	493,04
	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	541,22
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	580,35
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	459,43
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	488,94
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	489,25
	CEDENAR S.A. ESP	OCCIDENTE	576,05
POPAYÁN	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	591,41
	EMEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	473,40
TULUA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	463,24
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	490,10
	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	497,73
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	507,05
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	546,63

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	491,86
	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	574,02
BOGOTÁ	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	447,55
	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	448,01
	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	454,04
	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	470,39
	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	482,16
BOYACÁ	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	489,99
	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	508,18
	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE	536,43
	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	541,51
	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	457,78
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	483,96
	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	495,54
	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	533,47
	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	542,45
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	457,49
	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	485,82
	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	491,94
ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	564,72	

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCHO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	549,33
	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	402,95
	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	409,51
	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	436,13
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	450,18
	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	453,80
	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	461,18
	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	508,56
	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	551,53
TOUMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	495,07
	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	517,64
	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	529,87
	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	554,22
ENERTOLIMA S.A. ESP	SIN ADD	570,45	

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

⁶ Dentro del Anexo 1 se detalla la información mensual de las tarifas aplicadas al estrato 4 para cada comercializador, dentro de cada mercado.

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 julio, agosto y septiembre 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 tercer trimestre de 2018 y que es igual a 67,54 \$/kWh, correspondiente a julio 3 de 2018.
- **Componente T:** Se tomó el promedio simple del valor del componente del tercer trimestre de 2018, igual a 29,98 \$/kWh.
- **Componente P:** Se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 67,54 \$/kWh y el T promedio de 29,98 \$/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 tercer 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 tercer trimestre de 2018 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (37,94 \$/kWh).

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

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CU_{Min}
CENTRO	NT1	292,955
CENTRO	NT2	252,896
CENTRO	NT3	192,395
CENTRO	NT4	159,900
OCCIDENTE	NT1	279,124
OCCIDENTE	NT2	239,821
OCCIDENTE	NT3	196,979
OCCIDENTE	NT4	159,900

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CU _{Min}
ORIENTE	NT1	279,789
ORIENTE	NT2	236,582
ORIENTE	NT3	207,097
ORIENTE	NT4	159,900
SUR	NT1	313,324
SUR	NT2	276,288
SUR	NT3	214,249
SUR	NT4	159,900
COSTA CARIBE	NT1	234,244
COSTA CARIBE	NT2	215,068
COSTA CARIBE	NT3	194,959
COSTA CARIBE	NT4	157,190
CHOCO	NT1	247,294
CHOCO	NT2	228,398
TOLIMA	NT1	308,144
TOLIMA	NT2	287,885
TOLIMA	NT3	193,527
TOLIMA	NT4	159,900

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 penúltimo trimestre de 2018, nuevamente el CU promedio más alto corresponde a 511,22 \$/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 Industrial, servicio prestado por GECELCA S.A. ESP. con 296,53 \$/kWh también en el ADD Centro.

Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para el trimestre de análisis corresponde nuevamente al comercializador integrado Electrohuila S.A E.S.P. con 501,84 \$/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 270,12 \$/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 julio y septiembre de 2018 corresponde nuevamente a Enertolima S.A. E.S.P., con 422,22 \$/kWh en el sector Oficial del ADD Sur; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado

corresponde a 216,08 \$/kWh para VATIA S.A. ESP en el sector Industrial Bombeo para ADD Centro.

Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para el primer trimestre del año 2018 corresponde nuevamente a EMGESA S.A. E.S.P. con 316,44 \$/kWh en el sector Industrial Bombeo del ADD oriente; por su parte, EPM E.S.P. presenta el menor valor promedio con 174,80 \$/kWh en el sector Industrial para el ADD Sur.

Conectados directamente al STN

De acuerdo con la información reportada por los prestadores para el tercer 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 262,63 \$/kWh estando 10,35 \$/kWh por encima comparado con el segundo 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)

Julio de 2018

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. E.S.P.	CENTRO	452,62
	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	457,35
	PEESA S.A. E.S.P.	CENTRO	471,12
	EPM S.A. E.S.P.	CENTRO	496,33
	VATIA S.A. E.S.P.	CENTRO	497,27
	DICEL S.A. E.S.P.	CENTRO	497,27
CALDAS	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CENTRO	585,30
	PEESA S.A. E.S.P.	CENTRO	473,16
	EEP S.A. E.S.P.	CENTRO	492,73
	DICEL S.A. E.S.P.	CENTRO	495,62
	VATIA S.A. E.S.P.	CENTRO	505,49
	CHEC S.A. E.S.P.	CENTRO	545,50
NORTE DE SANTANDER	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CENTRO	549,08
	PEESA S.A. E.S.P.	CENTRO	472,05
	DICEL S.A. E.S.P.	CENTRO	495,66
	VATIA S.A. E.S.P.	CENTRO	497,60
	CENS S.A. E.S.P.	CENTRO	521,27
	RENOVATIO S.A. E.S.P.	CENTRO	454,45
PEREIRA	PEESA S.A. E.S.P.	CENTRO	470,87
	DICEL S.A. E.S.P.	CENTRO	499,37
	VATIA S.A. E.S.P.	CENTRO	515,40
	EEP S.A. E.S.P.	CENTRO	541,30
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CENTRO	569,21
	PEESA S.A. E.S.P.	CENTRO	468,68
QUINDIO	DICEL S.A. E.S.P.	CENTRO	494,83
	VATIA S.A. E.S.P.	CENTRO	501,12
	EDEQ S.A. E.S.P.	CENTRO	501,18
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CENTRO	553,93
	RUITOQUE S.A. E.S.P.	CENTRO	581,11
	PEESA S.A. E.S.P.	CENTRO	473,47
SANTANDER	DICEL S.A. E.S.P.	CENTRO	498,89
	VATIA S.A. E.S.P.	CENTRO	505,45
	ESSA S.A. E.S.P.	CENTRO	513,07
	RUITOQUE S.A. E.S.P.	CENTRO	568,14
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CENTRO	573,02

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJ, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	433,65
	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	441,00
	PEESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	452,20
	DICEL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	483,36
	VATIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	489,03
	EMCAJ E.S.P.	OCCIDENTE	505,50
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	590,78
	PEESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	453,20
	EMCARTAGO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	457,00
	DICEL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	479,47
	VATIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	485,85
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	579,41
CAUCA	VATIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	489,47
	DICEL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	508,66
	CEO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	572,03
	PEESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	579,85
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	580,95
	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	446,87
EPSAU	PEESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	453,70
	DICEL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	481,97
	VATIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	488,89
	EPSA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	538,11
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	576,95
	PEESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	457,81
NARIÑO	VATIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	477,40
	DICEL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	486,25
	CEDENAR S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	573,17
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	588,23
	EMESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	500,27
	DICEL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	475,00
POPAYAN	VATIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	480,30
	PEESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	507,75
	CEISA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	508,07
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	561,33

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. E.S.P.	ORIENTE	482,77
	ENELAR S.A. E.S.P.	ORIENTE	565,52
	RENOVATIO S.A. E.S.P.	ORIENTE	433,81
BOGOTA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	443,56
	PEESA S.A. E.S.P.	ORIENTE	453,29
	DICEL S.A. E.S.P.	ORIENTE	479,66
	VATIA S.A. E.S.P.	ORIENTE	485,32
	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	498,92
	CODENSA S.A. E.S.P.	ORIENTE	503,33
	RUITOQUE S.A. E.S.P.	ORIENTE	534,83
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	ORIENTE	538,74
BOYACA	PEESA S.A. E.S.P.	ORIENTE	457,08
	DICEL S.A. E.S.P.	ORIENTE	481,50
	VATIA S.A. E.S.P.	ORIENTE	490,39
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	ORIENTE	530,31
HUILA	EBSA S.A. E.S.P.	ORIENTE	539,59
	PEESA S.A. E.S.P.	ORIENTE	456,88
	DICEL S.A. E.S.P.	ORIENTE	483,36
	VATIA S.A. E.S.P.	ORIENTE	484,38
	ELECTROHUILA S.A. E.S.P.	ORIENTE	552,40

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. E.S.P.	SIN ADD	553,52
	RENOVATIO S.A. E.S.P.	SIN ADD	395,07
COSTA CARIBE	PEESA S.A. E.S.P.	SIN ADD	412,37
	DICEL S.A. E.S.P.	SIN ADD	436,96
	VATIA S.A. E.S.P.	SIN ADD	447,23
	ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	SIN ADD	454,24
	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	486,32
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	SIN ADD	508,81
GUAVIARE	ENERGUAVIARE E.S.P.	SIN ADD	549,87
	PEESA S.A. E.S.P.	SIN ADD	488,93
TOULIMA	DICEL S.A. E.S.P.	SIN ADD	515,51
	VATIA S.A. E.S.P.	SIN ADD	524,17
	ENERTOULIMA S.A. E.S.P.	SIN ADD	566,42
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	SIN ADD	590,51

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. E.S.P.	SUR	513,24
	EEBP S.A. E.S.P.	SUR	582,00
CAQUETA	PEESA S.A. E.S.P.	SUR	487,41
	VATIA S.A. E.S.P.	SUR	513,48
	ELECTROCAQUETA S.A. E.S.P.	SUR	577,30
	PEESA S.A. E.S.P.	SUR	487,97
CASANARE	EMSA S.A. E.S.P.	SUR	499,34
	DICEL S.A. E.S.P.	SUR	509,33
	VATIA S.A. E.S.P.	SUR	519,80
	ENERCA S.A. E.S.P.	SUR	554,70
	PEESA S.A. E.S.P.	SUR	487,03
META	DICEL S.A. E.S.P.	SUR	513,70
	VATIA S.A. E.S.P.	SUR	516,66
	EMSA S.A. E.S.P.	SUR	541,64
PUTUMAYO	VATIA S.A. E.S.P.	SUR	518,74
	EE PUTUMAYO S.A. E.S.P.	SUR	605,79
SIBUNDOY	EMEVASI S.A. E.S.P.	SUR	642,41

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

Agosto de 2018

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. E.S.P.	CENTRO	450,36
	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	457,29
	PEESA S.A. E.S.P.	CENTRO	464,87
	DICEL S.A. E.S.P.	CENTRO	493,19
	EPM S.A. E.S.P.	CENTRO	495,22
	VATIA S.A. E.S.P.	CENTRO	497,47
CALDAS	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CENTRO	581,95
	PEESA S.A. E.S.P.	CENTRO	466,86
	EEP S.A. E.S.P.	CENTRO	489,77
	DICEL S.A. E.S.P.	CENTRO	492,96
	VATIA S.A. E.S.P.	CENTRO	501,52
	CHEC S.A. E.S.P.	CENTRO	539,33
NORTE DE SANTANDER	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CENTRO	546,87
	PEESA S.A. E.S.P.	CENTRO	465,78
	DICEL S.A. E.S.P.	CENTRO	492,49
	VATIA S.A. E.S.P.	CENTRO	498,24
	CENS S.A. E.S.P.	CENTRO	519,33
	RENOVATIO S.A. E.S.P.	CENTRO	457,14
PEREIRA	PEESA S.A. E.S.P.	CENTRO	464,82
	DICEL S.A. E.S.P.	CENTRO	496,24
	VATIA S.A. E.S.P.	CENTRO	516,18
	EEP S.A. E.S.P.	CENTRO	539,24
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CENTRO	564,90
	PEESA S.A. E.S.P.	CENTRO	462,56
QUINDIO	DICEL S.A. E.S.P.	CENTRO	491,02
	VATIA S.A. E.S.P.	CENTRO	505,69
	EDEQ S.A. E.S.P.	CENTRO	507,98
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CENTRO	550,35
	RUITOQUE S.A. E.S.P.	CENTRO	575,32
	PEESA S.A. E.S.P.	CENTRO	467,11
SANTANDER	DICEL S.A. E.S.P.	CENTRO	495,20
	VATIA S.A. E.S.P.	CENTRO	504,89
	ESSA S.A. E.S.P.	CENTRO	513,14
	RENOVATIO S.A. E.S.P.	CENTRO	527,82
	RUITOQUE S.A. E.S.P.	CENTRO	560,90
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CENTRO	569,59

Septiembre de 2018

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	436,21
	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	445,24
	PEESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	450,93
	DICEL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	483,89
	VATIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	493,93
	EMCAU E.S.P.	OCCIDENTE	500,93
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	591,90
	PEESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	451,83
	EMCARTAGO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	456,80
	DICEL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	480,20
	VATIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	494,24
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	580,44
CAUCA	PEESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	454,30
	VATIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	496,47
	DICEL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	508,80
	CEO S.A.S. E.S.P.	OCCIDENTE	572,03
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	582,01
	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	450,21
EPSAU	PEESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	452,31
	DICEL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	482,95
	VATIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	493,01
	EPSA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	538,67
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	577,91
	PEESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	456,46
NARIÑO	DICEL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	486,43
	VATIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	501,78
	CEDENAR S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	570,28
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	589,34
	EMESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	437,85
	PEESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	450,65
POPAYAN	DICEL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	475,63
	VATIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	490,00
	CETSA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	509,09
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	562,25

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. E.S.P.	ORIENTE	505,51
	ENELAR S.A. E.S.P.	ORIENTE	576,83
BOGOTÁ	RENOVATIO S.A. E.S.P.	ORIENTE	442,33
	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	448,43
	PEESA S.A. E.S.P.	ORIENTE	454,87
	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	457,21
	DICEL S.A. E.S.P.	ORIENTE	483,29
	VATIA S.A. E.S.P.	ORIENTE	494,47
BOYACÁ	CODENSA S.A. E.S.P.	ORIENTE	508,17
	RUITOQUE S.A. E.S.P.	ORIENTE	537,22
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	ORIENTE	542,89
	PEESA S.A. E.S.P.	ORIENTE	458,54
	DICEL S.A. E.S.P.	ORIENTE	485,10
	VATIA S.A. E.S.P.	ORIENTE	501,14
HUILA	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	ORIENTE	534,84
	EBSA S.A. E.S.P.	ORIENTE	542,62
	PEESA S.A. E.S.P.	ORIENTE	458,22
	DICEL S.A. E.S.P.	ORIENTE	486,90
	VATIA S.A. E.S.P.	ORIENTE	502,50
	ELECTROHUILA S.A. E.S.P.	ORIENTE	569,74

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. E.S.P.	SIN ADD	545,64
	RENOVATIO S.A. E.S.P.	SIN ADD	393,00
COSTA CARIBE	PEESA S.A. E.S.P.	SIN ADD	406,10
	DICEL S.A. E.S.P.	SIN ADD	433,32
	ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	SIN ADD	449,92
	VATIA S.A. E.S.P.	SIN ADD	454,29
	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	485,71
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	SIN ADD	505,94
GUAVIARE	ENERGUAVIARE E.S.P.	SIN ADD	548,83
	PEESA S.A. E.S.P.	SIN ADD	478,82
TOULIMA	DICEL S.A. E.S.P.	SIN ADD	509,82
	VATIA S.A. E.S.P.	SIN ADD	522,57
	ENERTOULIMA S.A. E.S.P.	SIN ADD	559,88
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	SIN ADD	585,26

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. E.S.P.	SUR	586,00
	VATIA S.A. E.S.P.	SUR	641,47
CAQUETA	PEESA S.A. E.S.P.	SUR	490,49
	VATIA S.A. E.S.P.	SUR	535,71
CASANARE	ELECTROCAQUETA S.A. E.S.P.	SUR	588,00
	PEESA S.A. E.S.P.	SUR	490,93
	EMSA S.A. E.S.P.	SUR	502,22
	DICEL S.A. E.S.P.	SUR	516,19
	VATIA S.A. E.S.P.	SUR	532,56
	ENERCA S.A. E.S.P.	SUR	570,51
META	PEESA S.A. E.S.P.	SUR	490,13
	DICEL S.A. E.S.P.	SUR	518,81
	VATIA S.A. E.S.P.	SUR	534,25
	EMSA S.A. E.S.P.	SUR	547,04
PUTUMAYO	VATIA S.A. E.S.P.	SUR	536,39
	EE PUTUMAYO S.A. E.S.P.	SUR	622,46
SIBUNDOY	EMEVASI S.A. E.S.P.	SUR	647,77

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	463,67
	PEESA S.A. E.S.P.	CENTRO	466,71
	RENOVATIO S.A. E.S.P.	CENTRO	477,93
	DICEL S.A. E.S.P.	CENTRO	495,88
	VATIA S.A. E.S.P.	CENTRO	496,58
	EPM S.A. E.S.P.	CENTRO	496,96
CALDAS	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CENTRO	584,16
	PEESA S.A. E.S.P.	CENTRO	468,67
	EEP S.A. E.S.P.	CENTRO	495,91
	DICEL S.A. E.S.P.	CENTRO	495,95
	VATIA S.A. E.S.P.	CENTRO	504,55
	CHEC S.A. E.S.P.	CENTRO	542,64
NORTE DE SANTANDER	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CENTRO	549,15
	PEESA S.A. E.S.P.	CENTRO	467,57
	DICEL S.A. E.S.P.	CENTRO	495,45
	VATIA S.A. E.S.P.	CENTRO	496,79
	CENS S.A. E.S.P.	CENTRO	523,21
	PEESA S.A. E.S.P.	CENTRO	466,65
PEREIRA	RENOVATIO S.A. E.S.P.	CENTRO	482,76
	DICEL S.A. E.S.P.	CENTRO	498,64
	VATIA S.A. E.S.P.	CENTRO	514,50
	EEP S.A. E.S.P.	CENTRO	543,75
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CENTRO	566,87
	PEESA S.A. E.S.P.	CENTRO	464,36
QUINDIO	DICEL S.A. E.S.P.	CENTRO	493,36
	VATIA S.A. E.S.P.	CENTRO	499,99
	EDIO S.A. E.S.P.	CENTRO	512,20
RUITOQUE	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CENTRO	552,77
	RUITOQUE S.A. E.S.P.	CENTRO	577,52
SANTANDER	PEESA S.A. E.S.P.	CENTRO	468,92
	RENOVATIO S.A. E.S.P.	CENTRO	481,88
	DICEL S.A. E.S.P.	CENTRO	497,86
	VATIA S.A. E.S.P.	CENTRO	504,06
	ESSA S.A. E.S.P.	CENTRO	516,17
	RUITOQUE S.A. E.S.P.	CENTRO	562,97
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	CENTRO	572,26	

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	456,82
	PEESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	458,41
	RENOVATIO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	470,13
	DICEL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	492,45
	VATIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	498,84
	EMCAU E.S.P.	OCCIDENTE	514,00
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	599,11
	PEESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	459,39
	EMCARTAGO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	467,82
	DICEL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	488,67
	VATIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	495,72
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	588,52
CAUCA	PEESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	462,02
	VATIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	499,37
	DICEL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	516,77
	CEO S.A.S. E.S.P.	OCCIDENTE	583,47
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	590,21
	PEESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	460,10
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	460,99
	DICEL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	490,97
	VATIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	497,23
	EPSA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	546,87
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	586,19
	PEESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	464,03
NARIÑO	VATIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	487,65
	DICEL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	495,08
	CEDENAR S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	584,69
POPAYAN	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	596,65
	EMESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	482,07
TULUA	PEESA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	458,78
	DICEL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	484,20
	VATIA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	490,20
	CETSA S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	509,09
ENERTOTAL S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	569,89	

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. E.S.P.	ORIENTE	487,29
	ENELAR S.A. E.S.P.	ORIENTE	579,71
BOGOTÁ	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	452,03
	PEESA S.A. E.S.P.	ORIENTE	453,97
	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	455,03
	RENOVATIO S.A. E.S.P.	ORIENTE	466,52
	DICEL S.A. E.S.P.	ORIENTE	483,52
	VATIA S.A. E.S.P.	ORIENTE	490,18
BOYACÁ	CODENSA S.A. E.S.P.	ORIENTE	493,04
	RUITOQUE S.A. E.S.P.	ORIENTE	537,25
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	ORIENTE	542,91
	PEESA S.A. E.S.P.	ORIENTE	457,72
	DICEL S.A. E.S.P.	ORIENTE	485,29
	VATIA S.A. E.S.P.	ORIENTE	495,10
HUILA	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	ORIENTE	535,25
	EBSA S.A. E.S.P.	ORIENTE	545,13
	PEESA S.A. E.S.P.	ORIENTE	457,36
	DICEL S.A. E.S.P.	ORIENTE	487,21
	VATIA S.A. E.S.P.	ORIENTE	488,94
	ELECTROHUILA S.A. E.S.P.	ORIENTE	572,03

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCHO	DISPAC S.A. E.S.P.	SIN ADD	548,84
COSTA CARIBE	PEESA S.A. E.S.P.	SIN ADD	410,05
	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	411,52
	RENOVATIO S.A. E.S.P.	SIN ADD	420,78
	DICEL S.A. E.S.P.	SIN ADD	438,10
	VATIA S.A. E.S.P.	SIN ADD	449,03
	ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.	SIN ADD	457,24
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	SIN ADD	510,92
GUAVIARE	ENERGUAVIARE E.S.P.	SIN ADD	555,89
TOLIMA	PEESA S.A. E.S.P.	SIN ADD	482,22
	DICEL S.A. E.S.P.	SIN ADD	513,38
	VATIA S.A. E.S.P.	SIN ADD	522,29
	ENERTOLIMA S.A. E.S.P.	SIN ADD	560,96
	ENERTOTAL S.A. E.S.P.	SIN ADD	588,48

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. E.S.P.	SUR	517,21
	EEBP S.A. E.S.P.	SUR	596,00
CAQUETA	PEESA S.A. E.S.P.	SUR	491,48
	VATIA S.A. E.S.P.	SUR	520,97
	ELECTROCAQUETA S.A. E.S.P.	SUR	586,05
CASANARE	PEESA S.A. E.S.P.	SUR	491,93
	EMSA S.A. E.S.P.	SUR	505,77
	DICEL S.A. E.S.P.	SUR	518,65
	VATIA S.A. E.S.P.	SUR	527,76
	ENERCA S.A. E.S.P.	SUR	592,69
	PEESA S.A. E.S.P.	SUR	490,88
META	DICEL S.A. E.S.P.	SUR	521,03
	VATIA S.A. E.S.P.	SUR	524,04
	EMSA S.A. E.S.P.	SUR	551,49
	VATIA S.A. E.S.P.	SUR	526,08
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. E.S.P.	SUR	623,61
SIBUNDY	EMEVASI S.A. E.S.P.	SUR	640,03

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

Empresas que aplicaron Opción Tarifaria

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 168 (\$/kwh)
JULIO	OCCIDENTE	CEO S.A.S ESP	CAUCA	562,05	572,03
JULIO	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	616,48	565,52
AGOSTO	OCCIDENTE	CEO S.A.S ESP	CAUCA	568,32	572,03
AGOSTO	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	623,13	576,83
SEPTIEMBRE	OCCIDENTE	CEO S.A.S ESP	CAUCA	579,94	583,47
SEPTIEMBRE	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	632,12	579,71

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 III 2018. ADD Centro (Antioquia, Caldas, Norte de Santander, Quindío, Risaralda y Santander)

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			331,14			333,03		
CENS S.A. ESP								
CEO S.A.S ESP						256,32		
DICEL S.A. ESP			306,43			322,81		
EBSA S.A. ESP						419,46		
EEP S.A. ESP	415,98	416,58	380,93	408,85	373,53	365,84		415,98
ELECTRICARIBE S.A. ESP			365,99			281,62		
ELECTROHUILA S.A. ESP						442,27		
EMCALI ESP			360,31					
EMGESA SA ESP			351,88	375,53		230,39		335,10
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			345,57	387,75		347,79		
ENERTOLIMA S.A. ESP	410,80							
ENERTOTAL S.A. ESP			511,22			443,25		
EPMS.S.A. ESP	392,66		360,48	373,55		334,32	425,70	393,15
EPSA S.A. ESP			341,30			363,63		
ESANT S.A. ESP								420,40
GECELCA S.A. ESP						296,53		
ISAGEN S.A. ESP						302,15		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						350,34		
PEESA S.A. ESP			437,13					
RUITOQUE S.A. ESP			385,96	406,90		364,32		462,85
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			155,44					
VATIA S.A. ESP			360,86	387,17		373,23		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre III 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	440,47	440,86		445,00		414,04	377,93
CEO S.A.S ESP	382,87	388,76				365,05	345,07
CETSA S.A. ESP		403,00				348,12	376,68
DICEL S.A. ESP		372,61				372,89	
EEP S.A. ESP	398,29					336,09	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		399,21					
ELECTROHUILA S.A. ESP						361,16	
EMCALI ESP	438,63	386,90		389,06	392,60	356,94	376,75
EMEESA S.A. ESP						343,26	333,47
EMGESA SA ESP		361,82				301,13	347,13
EPM S.A. ESP		332,57				313,77	
EPSA S.A. ESP		396,05	420,16			370,56	376,32
ISAGEN S.A. ESP						319,44	
PEESA S.A. ESP		399,92					
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		154,72					
VATIA S.A. ESP		376,33					

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre III 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							329,05		
DICEL S.A. ESP			375,67				390,67		
EBSA S.A. ESP	448,33			367,61	401,73	398,21	387,49		
ELECTRICARIBE S.A. ESP			410,49				391,97		
ELECTROHUILA S.A. ESP	449,60		373,31	353,24			351,10		399,30
EMCALI ESP			376,21						377,73
EMGESA SA ESP		394,56	358,13		344,28	359,09	304,44	395,52	391,40
ENERGIA Y AGUA SAS ESP					428,83		404,72		
ENERTOLIMA S.A. ESP	464,85		402,56						416,72
ENERTOTAL S.A. ESP			406,08			474,14	429,13		
EPM S.A. ESP			329,29				261,61		371,49
EPSA S.A. ESP			337,89	413,81			390,63		
GECELCA S.A. ESP							245,76		
ISAGEN S.A. ESP				354,64			274,68		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							368,27		
PEESA S.A. ESP				475,49	424,06		394,36		
RUITOQUE S.A. ESP		388,04					424,34		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			155,51						
VATIA S.A. ESP			370,13				393,64		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EBSA S.A. ESP			494,03	449,58	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		465,93			
ELECTROHUILA S.A. ESP					501,84
EMEVASI S.A. ESP	747,45				
EMGESA SA ESP		414,41		361,09	436,67
EMSA S.A. ESP	349,16			272,93	
ENERCA S.A. ESP				330,42	
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.				293,52	
ENERTOLIMA S.A. ESP				378,46	460,47
ENERTOTAL S.A. ESP	476,46				
EPM S.A. ESP		358,72			424,79
EPSA S.A. ESP		431,49			
ISAGEN S.A. ESP				338,90	
RUITOQUE S.A. ESP		407,04			
VATIA S.A. ESP				374,43	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL
DICEL S.A. ESP		432,76		
ELECTRICARIBE S.A. ESP	389,91	382,00	362,71	340,40
EMGESA SA ESP		351,53		
EPM S.A. ESP		343,19		311,20
PEESA S.A. ESP		439,49		
VATIA S.A. ESP		297,73		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL
EMGESA SA ESP	385,07

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR				291,40		
ELECTRICARIBE S.A. ESP		426,87				
ELECTROHUILA S.A. ESP				362,00		
EMGESA SA ESP		352,71		289,57	253,91	393,69
ENERTOLIMA S.A. ESP	462,67	424,42	423,97	380,73	401,58	411,86
EPM S.A. ESP		322,55		297,94		
EPSA S.A. ESP				360,25		
ISAGEN S.A. ESP				309,98		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				357,90		
PEESA S.A. ESP				416,31		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		154,60				
VATIA S.A. ESP		331,98	253,01	296,73		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre III 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							
DICEL S.A. ESP					365,10		
EBSA S.A. ESP					419,46		
EEP S.A. ESP	410,07	433,88	414,99	432,60	422,86		425,85
ELECTRICARIBE S.A. ESP			368,06		288,13		
ELECTROHUILA S.A. ESP					389,98		
EMCALI ESP			413,63				380,04
EMGESA SA ESP		428,05	372,68	375,53	348,08		378,05
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.					328,88		
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			402,18	426,39	402,84		
ENERTOLIMA S.A. ESP	410,80						
ENERTOTAL S.A. ESP			395,11		420,85		
EPM S.A. ESP	383,71			370,45	376,74	388,19	365,54
EPSA S.A. ESP			398,64		386,53		
ESANT S.A. ESP							404,69
GECELCA S.A. ESP					296,53		
ISAGEN S.A. ESP					348,75		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					422,46		
PEESA S.A. ESP					400,87		
RUITOQUE S.A. ESP			419,65	405,15	398,19		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			155,38				
VATIA S.A. ESP			359,04		370,34		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR						357,77	
CEDENAR S.A. ESP	439,07	440,86		445,00		418,11	442,49
CEO S.A.S ESP	382,87	389,54				385,99	387,29
CETSA S.A. ESP	411,11	392,25				390,51	378,94
DICEL S.A. ESP		375,29				377,65	416,52
EEP S.A. ESP	398,29	379,39					
ELECTRICARIBE S.A. ESP		370,88				321,31	
ELECTROHUILA S.A. ESP						320,52	
EMCALI ESP	407,99	388,56		377,03	393,37	395,30	400,68
EMEESA S.A. ESP		358,13				352,99	333,51
EMGESA SA ESP		366,98				355,13	340,36
ENERTOTAL S.A. ESP						412,44	
EPM S.A. ESP		334,36				361,34	
EPSA S.A. ESP	413,77	395,18	420,16			391,27	372,45
ISAGEN S.A. ESP						363,60	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						403,67	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		155,34					
VATIA S.A. ESP		330,43				378,91	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre III 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							319,33		
CODENSA S.A. ESP	459,15		378,38	432,64			362,87		374,28
DICEL S.A. ESP					401,73	398,21	399,99		
EBSA S.A. ESP		401,35	373,84						
EEP S.A. ESP			383,61				366,23		
ELECTRICARIBE S.A. ESP			390,22	372,91			356,69		409,39
ELECTROHUILA S.A. ESP	443,75		379,79				386,20		374,20
EMCALI ESP			349,46		382,74		341,91	399,41	348,44
EMGESA SA ESP		358,90			354,87	352,14	341,91		
ENERGIA Y AGUA SAS ESP							365,51		
ENERTOLIMA S.A. ESP	392,80		402,52						415,48
ENERTOTAL S.A. ESP			369,23				389,11		
EPM S.A. ESP			328,80	389,10	390,16		296,00		376,37
EPSA S.A. ESP			381,43	411,72			384,77		373,84
ISAGEN S.A. ESP				354,64			356,97		
PEESA S.A. ESP	497,21				369,35		383,51		
RUITOQUE S.A. ESP		373,85	381,59	364,77	369,69		378,01		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			155,36						
VATIA S.A. ESP			345,88				334,15		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
DICEL S.A. ESP		444,59	443,11	
EBSA S.A. ESP			445,67	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		409,84		
ELECTROHUILA S.A. ESP		336,00		501,84
EMCALI ESP				440,81
EMEVASI S.A. ESP	747,45			
EMGESA SA ESP		406,44	377,40	
EMSA S.A. ESP	330,03		397,01	
ENERCA S.A. ESP			430,60	
ENERTOLIMA S.A. ESP				457,11
ENERTOTAL S.A. ESP	476,46			
EPM S.A. ESP		365,33		424,79
EPSA S.A. ESP		431,49		
RUITOQUE S.A. ESP		407,04		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		154,63		
VATIA S.A. ESP		412,74	416,77	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre III 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						336,48		
CEO S.A.S ESP		347,04				367,05		
DICEL S.A. ESP		346,66				329,50		
ELECTRICARIBE S.A. ESP	367,40	339,92	343,55	319,48	343,42	318,82		290,47
ELECTROHUILA S.A. ESP						270,12		
EMCALI ESP		376,47				365,13		343,63
EMGESA SA ESP		346,53			332,29	330,42	329,22	312,76
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.								
EPM S.A. ESP		308,98				329,52		298,74
EPSA S.A. ESP		340,73				359,23		
GECELCA S.A. ESP						373,66		
ISAGEN S.A. ESP						338,82		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						351,31		
PEESA S.A. ESP		392,35						
RUITOQUE S.A. ESP		289,26				382,18		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		155,03						
VATIA S.A. ESP		308,62				308,70		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
ELECTRICARIBE S.A. ESP		426,87				
EMGESA SA ESP		437,82				393,69
ENERTOLIMA S.A. ESP	458,06	477,23	478,93	473,12	452,94	480,71
EPM S.A. ESP		393,71		407,85		
PEESA S.A. ESP				416,31		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		154,60				
VATIA S.A. ESP				340,33		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP	385,07	
ISAGEN S.A. ESP		361,63

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR		330,22			346,67		
DICEL S.A. ESP		306,43			320,57		
EEP S.A. ESP	373,20	358,88	372,83	373,53	356,99		370,20
ELECTRICARIBE S.A. ESP		323,24			281,62		
EMCALI ESP		345,68			339,36		
EMGESA SA ESP		324,10			260,25		316,46
ENERGÍA Y AGUA SAS ESP		336,69	334,69		339,82		
ENERTOTAL S.A. ESP					262,52		
EPM S.A. ESP		301,84	314,40		298,08		276,28
EPSA S.A. ESP		327,73			349,44		
ISAGEN S.A. ESP					310,80		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					345,97		
RUITOQUE S.A. ESP		342,85	340,04		342,98		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		155,32					
VATIA S.A. ESP		316,05				216,08	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR			308,33	
CEDENAR S.A. ESP			374,62	371,41
CEO S.A.S ESP			298,82	345,07
CETSA S.A. ESP			307,87	
DICEL S.A. ESP	293,49		334,86	
EEP S.A. ESP			336,09	
ELECTRICARIBE S.A. ESP			271,15	
EMCALI ESP	343,58		343,16	368,07
EMEESA S.A. ESP	359,17		316,63	295,41
EMGESA SA ESP	322,53		297,70	
EPM S.A. ESP	287,87		304,55	
EPSA S.A. ESP	351,93	420,35	334,62	
ISAGEN S.A. ESP			317,02	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			360,66	
RUITOQUE S.A. ESP			353,64	

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre III 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					329,63		
DICEL S.A. ESP		320,28			355,15		
EBSA S.A. ESP			367,93		368,72		
ELECTRICARIBE S.A. ESP					294,03		
ELECTROHUILA S.A. ESP		317,66	347,34		320,80		389,40
EMCALI ESP		352,92			355,14		354,61
EMGESA SA ESP	326,44	302,78		296,89	312,41	359,69	
ENERTOLIMA S.A. ESP							
EPM S.A. ESP		294,47			313,18		
EPSA S.A. ESP		326,48			334,97		
GECELCA S.A. ESP					245,76		
ISAGEN S.A. ESP			325,82		321,06		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					366,99		
VATIA S.A. ESP		346,29			243,11		

Mínimo Máximo < CU SSPD

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
DICEL S.A. ESP	328,94	332,40	
EMGESA SA ESP	385,20	333,00	
EMSA S.A. ESP		307,00	
ENERCA S.A. ESP		319,47	
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.		293,52	
ENERTOLIMA S.A. ESP	380,58	374,52	422,22
EPM S.A. ESP	306,23	331,06	
EPSA S.A. ESP		348,76	
ISAGEN S.A. ESP		328,84	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		377,09	
VATIA S.A. ESP		355,21	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL
DICEL S.A. ESP				367,64
ELECTRICARIBE S.A. ESP	343,00	294,65	315,55	283,62
ELECTROHUILA S.A. ESP				284,79
EMGESA SA ESP	315,92			341,64
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.				272,35
EPM S.A. ESP	287,54			306,13
EPSA S.A. ESP		317,88		323,57
GECELCA S.A. ESP				290,56
ISAGEN S.A. ESP				319,20
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				359,18
VATIA S.A. ESP	219,66			226,03

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			291,40		
ELECTROHUILA S.A. ESP			257,18		
EMGESA SA ESP	301,30		289,57	253,91	393,69
ENERTOLIMA S.A. ESP	376,87	359,72	345,89	352,88	374,05
EPM S.A. ESP	291,30		299,06		
EPSA S.A. ESP			360,25		
ISAGEN S.A. ESP			309,98		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			357,90		
VATIA S.A. ESP	331,98	253,01	241,36		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CEO S.A.S ESP		256,32	
EMGESA SA ESP		214,60	
EPM S.A. ESP	271,45	266,95	239,46
GECELCA S.A. ESP		195,54	
ISAGEN S.A. ESP		279,73	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	155,38		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	INDUSTRIAL	OFICIAL
EMCALI ESP		285,73
EMGESA SA ESP	297,76	
EPM S.A. ESP	264,78	
EPSA S.A. ESP	288,73	
ISAGEN S.A. ESP	268,37	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
AES CHIVOR	248,04	
EMGESA SA ESP	231,63	316,44
EPM S.A. ESP	257,02	
GECELCA S.A. ESP	195,72	
ISAGEN S.A. ESP	279,04	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	INDUSTRIAL
EMSA S.A. ESP	244,01
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.	234,41
EPM S.A. ESP	174,80

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
ELECTRICARIBE S.A. ESP	282,87	269,93	
EMGESA SA ESP		268,65	279,14
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.		262,38	
ISAGEN S.A. ESP		269,86	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. ESP	262,63

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE