

Índice de contenido

Boletín Tarifario

Octubre - Diciembre

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

Página 16
Usuarios no regulados

Página 18
Anexo 1

Página 21
Anexo 2



1. Actualidad tarifaria

El 01 de noviembre de 2018, la SSPD presentó el proyecto de resolución “Por la cual se expiden los lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información – SUI, aplicable a los prestadores del servicio público de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional – SIN”, con el fin de que los usuarios, prestadores, entidades territoriales, entidades del sector y demás interesados, realizaran sus observaciones. El periodo para comentar fue de 1 mes y finalizó 31 de noviembre, dado el interés y a solicitud de algunos interesados, este tiempo fue prorrogado hasta el día 15 de enero de 2019.

Dicho proyecto se derivó de una revisión integral de la información que se captura en el SUI, en donde se identificó la necesidad de incorporar al sistema nueva información comercial (tarifaria y contratación en el Mercado de Energía Mayorista) y técnica (base regulatoria de activos, planes de inversión, pérdidas de energía eléctrica y fronteras comerciales, entre otros).

Con lo anterior, la SSPD incorpora en los diferentes capítulos que conforman el anexo general 15 formularios y 70 formatos mediante los cuales los prestadores del servicio público domiciliario de energía eléctrica del SIN podrán reportar la información requerida.

Por otro lado, la CREG mediante la Resolución 151 de 2018, ordena hacer público el proyecto de resolución “Por el cual se modifican algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018”, para que usuarios, agentes, autoridades locales, municipales y departamentales, entidades y demás interesados remitan sus observaciones dentro de los 10 días hábiles siguientes a la publicación de la resolución.

Proyecto de resolución en el cual se realizan aclaraciones, ajustes y modificaciones en los siguientes temas:

- Cargos por uso de nivel de tensión 4
- Cargos por incentivos de calidad del servicio
- Cargos del nivel de tensión 4
- Actualización y liquidación de cargos
- Actualización, liquidación y recaudo de cargos del STR
- Actualización y liquidación de los cargos del SDL
- Inicio de aplicación de los ingresos aprobados
- Ajuste anual de ingresos
- Ingresos de los OR en el nivel de tensión 4
- Ingresos por convocatoria en el nivel de tensión 4

- Repartición de ingresos de nivel de tensión 4
- Calidad del servicio en los STR
- Activos sujetos al esquema de calidad
- Responsabilidad en el reporte de información
- Máximas horas anuales de indisponibilidad
- Indisponibilidad de los activos de uso del STR
- Lista de zonas excluidas de CNE
- Transición
- Sistema de gestión de activos
- Ajuste de los planes de inversión
- Nivel de tensión 4, $Pe_{j,4,m,t}$
- Ajuste de CPROG
- Cálculo de los ingresos a devolver por parte del OR

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
133	CONSULTA -ENERGÍA ELÉCTRICA - Comercialización - Ajustes a la resolución Mecanismos para la comercialización de energía eléctrica
138	GENERAL - Porcentaje contribución que deben pagar las entidades sometidas a la regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas en el año 2018
145	CONSULTA- ENERGÍA Y GAS - Comercialización - Aplicación de los subsidios a los usuarios de estratos 1 y 2
151	CONSULTA ENERGÍA ELÉCTRICA - Modificación algunas disposiciones de la Resolución CREG 015 de 2018
152	ENERGÍA Y GAS - Comercialización - Aplicación de los subsidios a los usuarios de estratos 1 y 2

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 cuarto 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 641,64 \$/kWh para el mes de octubre, 643,26 \$/kWh en noviembre y 656,75 \$/kWh en diciembre; 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 octubre, noviembre y diciembre de 2018 se encuentran el comercializador puro PEESA S.A. E.S.P., con un valor de 417,15 \$/kWh en octubre, 411,00 \$/kWh en noviembre y 420,29 \$/kWh para diciembre. Estos tres CUs pertenecen al mercado Costa Caribe.

Para este cuarto 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).

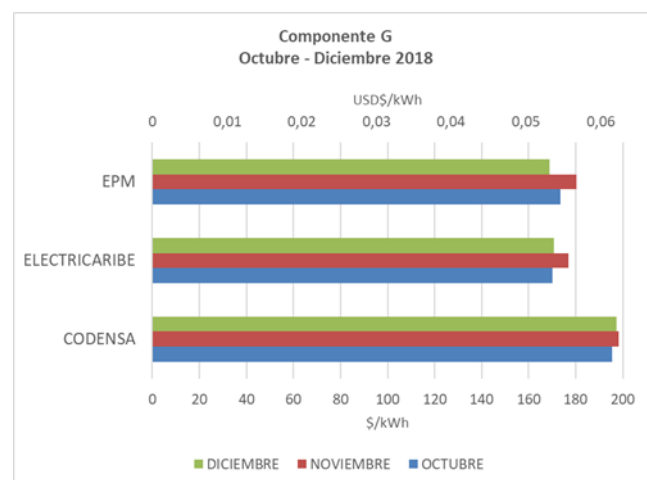
Adicionalmente y con el objeto de mostrar el valor equivalente del componente en dólares, se incluye en las gráficas un eje horizontal secundario, expresando en USD\$/kWh; la TRM utilizada para la conversión del valor del componente corresponde al promedio diario de los tres meses analizados en el presente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

la República, dando como resultado un valor de 3.165,5 \$/USD\$.

Grupo 1

El valor promedio para el cuarto trimestre de 2018 del componente de Generación para el Grupo 1 corresponde a 180,75 \$/kWh, 5,79 \$/kWh por encima del trimestre inmediatamente anterior. Dentro del Grupo 1, el menor valor reportado para el componente G corresponde a la Empresas Públicas de Medellín E.S.P. para el mes de diciembre de 2018 con un valor igual a 168,49 \$/kWh, mientras el mayor valor corresponde a Codensa S.A. E.S.P., con un valor de 197,82 \$/kWh para el mes de noviembre de 2018.

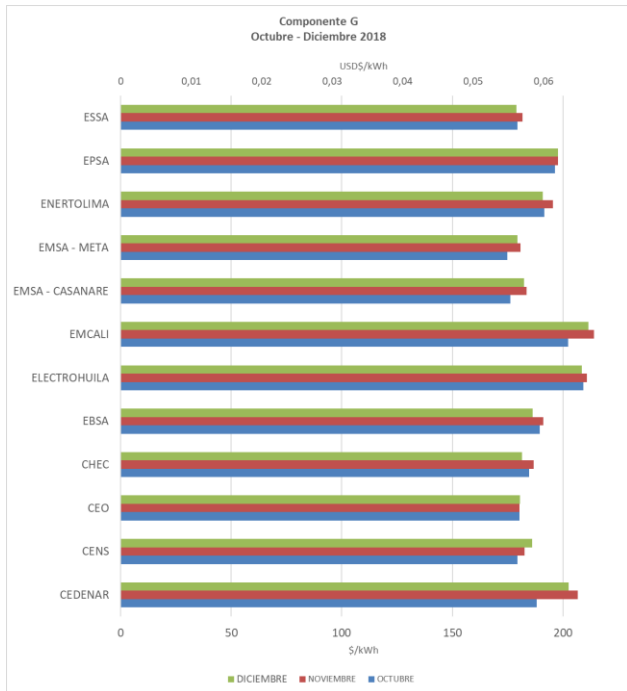
Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CODENSA	194,83	197,82	196,67
ELECTRICARIBE	169,71	176,46	170,21
EPM	172,88	179,66	168,49



Grupo 2

Para el Grupo 2, el valor promedio presentado en el componente de Generación para el cuarto trimestre del año 2018 corresponde a 188,98 \$/kWh, 5,51 \$/kWh por encima del promedio del tercer trimestre del año 2018. Con un valor de 173,68 \$/kWh, la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P. en el mercado Casanare presentó el menor costo del componente G para el mes de octubre de 2018; por otro lado, el mayor valor reportado dentro del Grupo 2 corresponde a la empresa Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P. para el mes de noviembre de 2018, con un valor igual a 212,61 \$/kWh.

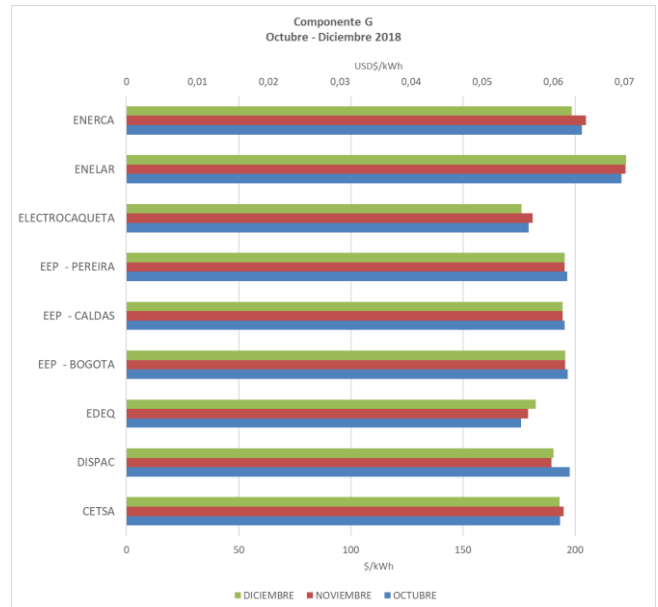
Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE
CEDENAR	186,75	205,31	201,19
CENS	178,27	181,43	184,82
CEO	179,14	179,14	179,34
CHEC	183,44	185,56	180,28
EBSA	188,08	189,80	185,00
ELECTROHUILA	207,74	209,37	207,01
EMCALI	200,82	212,61	210,12
EMSA - CASANARE	174,89	182,34	181,14
EMSA - META	173,68	179,53	178,25
ENERTOLIMA	190,18	194,04	189,52
EPSA	194,92	196,47	196,47
ESSA	178,28	180,45	177,79



Grupo 3

El valor promedio del componente de Generación para este grupo corresponde a 194,68 \$/kWh, 4,98 \$/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 octubre de 2018 con un valor igual a 175,69 \$/kWh, mientras el mayor valor corresponde a la Empresa de Energía de Arauca S.A. E.S.P., con un valor de 222,31 \$/kWh para el mes de diciembre de 2018.

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE
CETSA	192,95	194,67	192,82
DISPAC	197,38	189,26	190,13
EDEQ	175,69	178,88	182,08
EEP - BOGOTA	196,38	195,21	195,21
EEP - CALDAS	195,17	194,18	194,18
EEP - PEREIRA	196,26	195,08	195,08
ELECTROCAQUETA	178,94	180,72	175,88
ENELAR	220,30	222,10	222,31
ENERCA	202,85	204,55	198,14

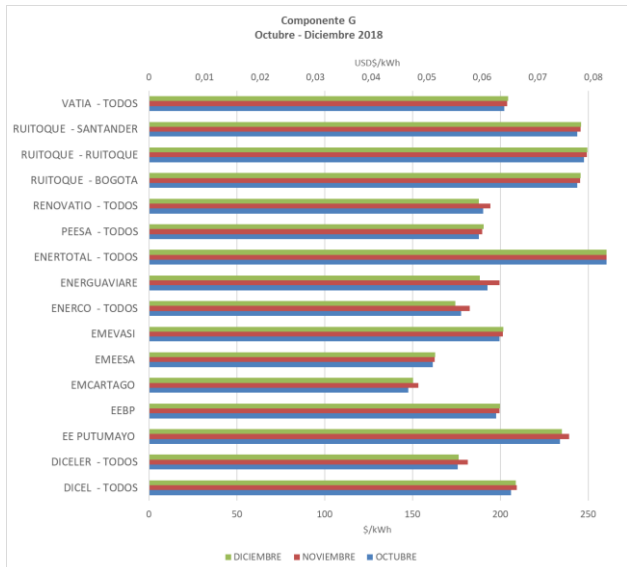


Grupo 4

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 206,26 \$/kWh, 6,76 \$/kWh por encima del promedio del tercer trimestre del año 2018. Así mismo, el menor valor reportado corresponde a la empresa Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P., con un valor igual a 147,44 \$/kWh para el mes de octubre de 2018, mientras el valor más alto lo ostenta Enertotal S.A. E.S.P. en el mes de noviembre con un valor en el componente de 276,66 \$/kWh.

Componente G (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DECIEMBRE
DICEL - TODOS	206,06	209,25	208,62
DICELER - TODOS	175,84	181,41	176,33
EE PUTUMAYO	233,94	239,05	234,97
EEBP	197,62	199,53	199,79
EMCARTAGO	147,44	153,35	150,34
EMEESA	161,37	162,60	162,75
EMEVASI	199,50	201,39	201,64
ENERCO - TODOS	177,67	182,51	174,22
ENERGUAVIARE	192,60	199,59	188,34
ENERTOTAL - TODOS	263,43	276,66	275,90
PEESA - TODOS	187,64	189,70	190,53
RENOVATIO - TODOS	190,30	194,25	187,69
RUITOQUE - BOGOTA	243,60	245,42	245,63
RUITOQUE - RUITOQUE	247,49	249,29	249,50
RUITOQUE - SANTANDER	243,82	245,63	245,84
VATIA - TODOS	202,18	203,73	204,47



Por otro lado, es importante mencionar que para el año 2018, el ASIC publicó ajustes a la variable costo promedio ponderado de energía de todos los contratos bilaterales liquidados con destino al mercado regulado (Mc), y al no existir un procedimiento regulatorio para la aplicación de los mismos por parte de los comercializadores en la fórmula tarifaria, fue discrecional de cada uno de ellos su aplicación.

Comportamiento de los precios de contratos bilaterales

Teniendo en cuenta que alrededor del 80% de las compras de energía eléctrica con destino al mercado regulado se realizan a través de contratos bilaterales, los cuales tienen un impacto directo en la conformación del componente de Generación, es importante realizar un análisis del comportamiento que estos han tenido durante el trimestre. En primera instancia y de acuerdo con el artículo 6 de la Resolución CREG 119 de 2007, el componente de Generación contempla dentro de su cálculo un costo promedio ponderado por energía (\$/kWh), de las compras propias del Comercializador Minorista a través de contratos bilaterales con destino al mercado regulado, liquidados en el mes $m-1$, correspondiente a la variable Pc ; así mismo, un 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

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.

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:

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

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:

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

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 .

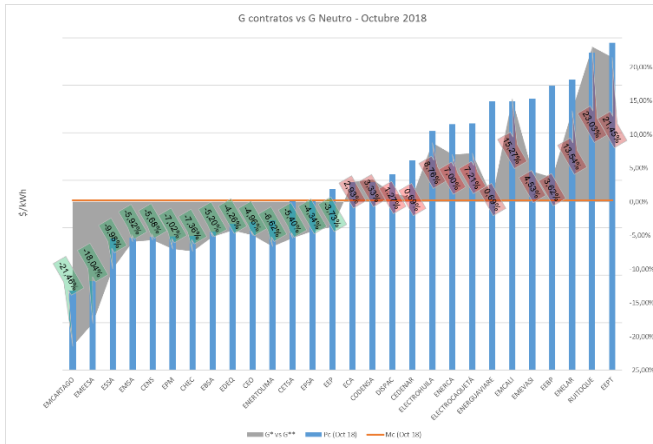
Ahora bien, teniendo en cuenta que lo anterior puede llegar a ocasionar un impacto en las tarifas trasladadas a los usuarios finales – toda vez que la variable Pc de cada Comercializador Minorista afecta de manera directa el valor del componente de Generación en un mes en particular –, el presente análisis 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.

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.

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

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

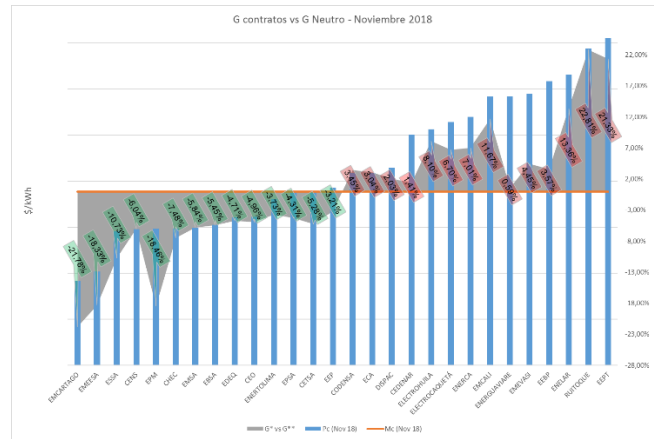
Es importante anotar que en el eje vertical primario (\$/kWh) se presenta la comparación entre la variable P_c ($m-1$) para cada Comercializador Minorista, versus la variable M_c del mes $m-1$; por su parte, el eje vertical secundario presenta la diferencia porcentual existente entre las variables *G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



Para el mes de octubre 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 21,46% 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* 21,46% 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 octubre de 2018 presentó el mayor valor de la variable P_c , lo que se traduce en un aumento aproximado del 21,45% 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* 21,45% 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

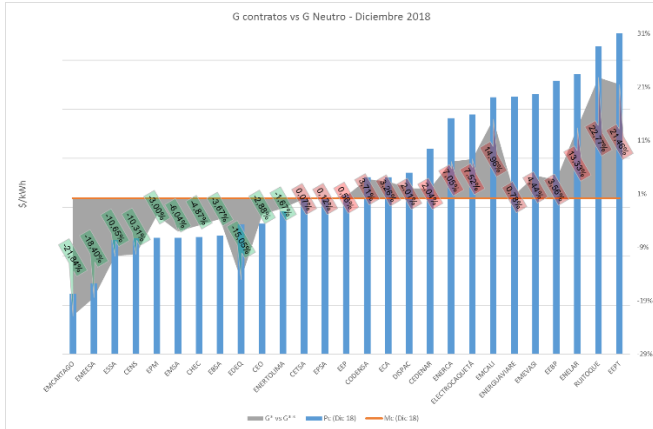
ponderación α , el mayor valor del porcentaje de aumento lo presentó Ruitoque S.A. E.S.P., con un valor igual a 23,03%.

Llama a atención que el P_c de las empresas EPSA S.A. E.S.P., CETSA S.A. E.S.P. y EEP S.A. E.S.P. es superior al M_c , pero aun así la variación es negativa, esto obedece a que la comparación se está haciendo contra el M_c publicado por el ASIC y no contra el aplicado por la empresa ya que, como se explicó anteriormente, los ajustes a la variable M_c fueron discrecionales por cada una de ellas.



Para el mes de noviembre 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 21,78% 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 21,45% 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 nuevamente Ruitoque S.A. E.S.P., con un valor igual a 22,81%.

Llama a atención que el P_c de las empresas CETSA S.A. E.S.P. y EEP S.A. E.S.P. es superior al M_c , pero aun así la variación es negativa, esto obedece a que la comparación se está haciendo contra el M_c publicado por el ASIC y no contra el aplicado por la empresa ya que, como se explicó anteriormente, los ajustes al M_c fueron discrecionales por cada una de ellas.



Finalmente, para el mes de diciembre 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 21,84% 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 21,46%; 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 22,77%.

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.

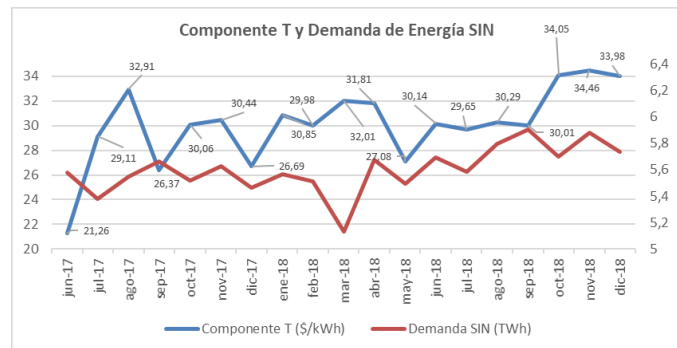
Es importante anotar que, si bien la variable P_c se encuentra ordenada de forma ascendente, esto no implica que el porcentaje de aumento (o disminución) aproximado presente el mismo comportamiento, toda vez que el factor de ponderación α de cada Comercializador Minorista es diferente para cada uno.

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 los análisis de los trimestres anteriores, se observó que, 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. Comportamiento que se vio reflejado en el mes de octubre de 2018, donde la demanda disminuyó y el componente presentó un comportamiento creciente; sin embargo, los meses de noviembre y diciembre, se puede observar que los ΔT s influyeron significativamente en el comportamiento del componente, donde podemos observar que para el mes de noviembre aun cuando la demanda creció, el componente también lo hizo y para el mes de

diciembre la demanda disminuyó de la misma forma que el componente.

Para este cuarto trimestre, el valor del componente T estuvo en un rango entre 33,98 \$/kWh y 34,46 \$/kWh; es decir que su mínimo estuvo 4,33 \$/kWh por encima en comparación con el mínimo presentado en el tercer trimestre de 2018.

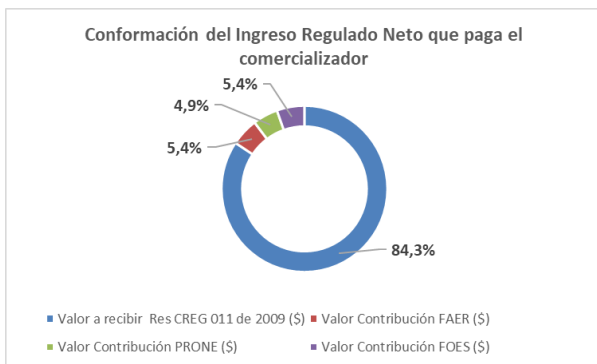
Los ajustes o ΔT s calculados por el LAC, tuvieron un promedio de 0,225629 \$/kWh pero con un máximo de 0,958182 \$/kWh en noviembre y un mínimo de -0,423171 \$/kWh en diciembre; vale la pena recordar que estos valores son el resultado a los ajustes realizados en la facturación respecto a los meses de marzo, abril, mayo y agosto 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 \$193.262 millones para octubre, \$196.909 millones para noviembre y \$197.345 millones para diciembre.

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

	oct-18	nov-18	dic-18
Numerador:			
Ingreso Regulado Neto que pagan los comercializadores (\$)	193.262.657.561	196.909.305.942	197.345.201.913
Denominador:			
Energía del SIN (kWh)	5.699.861.988	5.877.813.265	5.736.427.226
Sumar:			
ΔT (\$/kWh)	0,141876	0,958182	-0,423171
Componente T (\$/kWh)	34,05	34,46	33,98

En promedio para el cuarto trimestre de 2018, el Ingreso Regulado Neto que pagan los comercializadores está conformado de la siguiente manera:



³ ADD Centro: Santander, Norte de Santander, Caldas, Risaralda, Quindío y Antioquia.

ADD Occidente: Valle del Cauca, Cauca y Nariño.

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

5. Componente de Distribución (D)

Para el análisis del componente de Distribución es importante anotar que mediante el Decreto 388 de 2007, modificado por los Decretos 1111 de 2008, 3451 de 2008 y 2492 de 2014, el Gobierno Nacional estableció las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, ordenando a la CREG conformar dentro de la metodología que establece la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD)³ las cuales se definen como el “Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley”, y se establece que debe existir un cargo único por Nivel de Tensión por cada ADD.

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

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

Componente de Distribución (D) \$/kWh

	ADD	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
	CENTRO	180,73	183,64	185,17
	OCCIDENTE	170,34	167,27	168,41
	ORIENTE	161,77	169,36	173,58
	SUR	194,25	198,39	206,84
SIN ADD	DISPAC S.A. ESP	136,63	136,89	137,75
	ELECTRICARIBE S.A. ESP	123,58	119,13	122,32
	ENERGUAVIARE ESP	143,81	145,28	146,14
	ENERTOLIMA S.A. ESP	197,44	197,88	198,77

ADD Sur: Caquetá, Meta, Putumayo y Casanare.

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

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 junio, julio y agosto 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 $IngOR_j$ (sólo se analiza nivel de tensión 1) fue obtenida de los archivos correspondientes a la Liquidación del ADD realizada por el Liquidador y Administrador de Cuentas – LAC (XM S.A. E.S.P.) para los meses correspondientes al presente trimestre (agosto, septiembre y octubre).

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 octubre, es necesario utilizar el número de usuarios atendidos por este OR en el mes de agosto.

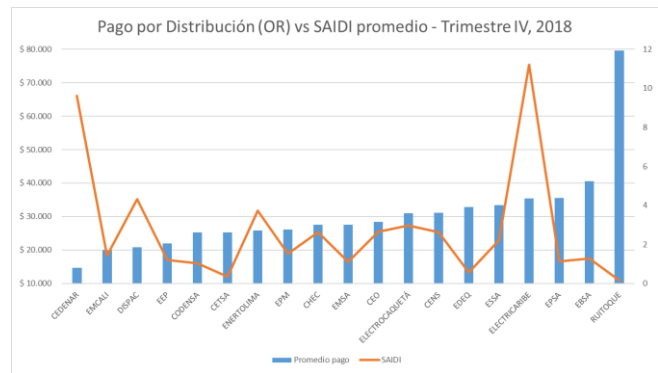
Finalmente, se procedió a calcular el valor promedio para el cuarto trimestre del año 2018 de la siguiente manera:

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

Donde:

- $\overline{IngOR TIV (NT_1)}$: Ingresos promedio del OR, para el cuarto trimestre del año 2018 en nivel de tensión 1,
- $No. de usuarios OR TIV (NT_1)$ Número promedio de usuarios del OR asociados al nivel de tensión 1 para la liquidación del cuarto 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 teniendo la cuarta posición en 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 (posiciones 2 y 6 respectivamente), 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 3.165,5 \$/USD\$.

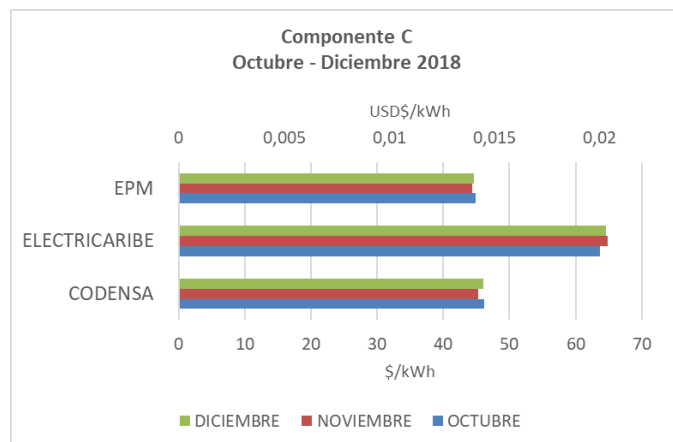
Grupo 1

El componente de Comercialización presentó un incremento de 0,61 \$/kWh en promedio para el cuarto trimestre del 2018 pasando de 50,76 \$/kWh a 51,37 \$/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 44,19 \$/kWh, en el mes de noviembre. Por otro lado, el mayor valor lo registró la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., con un valor de 64,46 \$/kWh, en el mismo mes, presentando un incremento de 0,23 \$/kWh en comparación con el mayor valor registrado por la ESP respecto al trimestre inmediatamente anterior.

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

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

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CODENSA	45,96	45,06	45,83
ELECTRICARIBE	63,41	64,46	64,30
EPM	44,67	44,19	44,43



Grupo 2

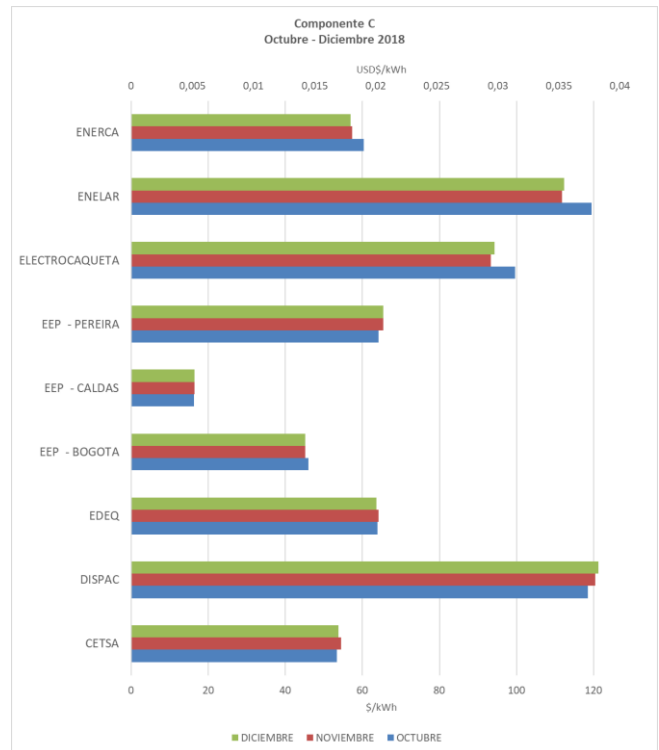
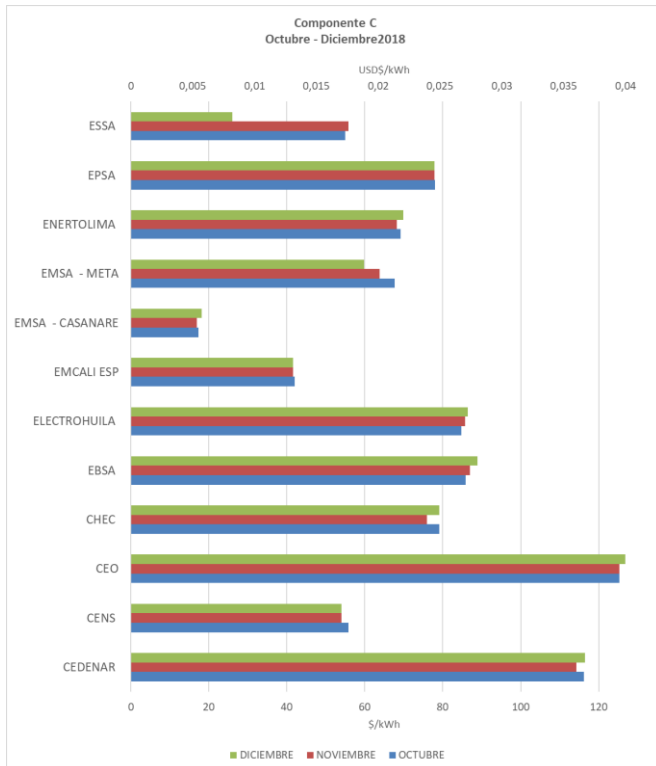
El grupo 2 presentó un promedio de 71,77 \$/kWh para el cuarto trimestre del año 2018, significando esto una disminución de 1,17 \$/kWh respecto al trimestre inmediatamente anterior. El menor valor presentado en el trimestre corresponde al publicado por la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P en el mercado Casanare en el mes de noviembre con un valor igual a 16,97 \$/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 diciembre, con un valor de 126,64 \$/kWh, presentando un aumento de 2,29 \$/kWh en comparación con el mayor valor registrado por la ESP respecto al trimestre inmediatamente anterior. Incremento que se debe a una disminución en las ventas tenidas en cuenta para el cálculo del costo variable de comercialización con destino a la atención de usuarios regulados.

Por otro lado, la Electrificadora de Santander S.A E.S.P., presento una disminución de 29,75 \$/kWh en el mes de diciembre en comparación con el valor registrado en noviembre. Lo anterior se debe a una devolución de dinero por concepto de contribuciones de la SSPD a la empresa y que ya había sido recuperado vía tarifa, por lo tanto, la empresa reconoció el costo ya pagado por el usuario disminuyendo este componente.

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

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CEDENAR	115,97	114,01	116,33
CENS	55,71	53,97	53,88
CEO	125,14	125,14	126,64
CHEC	79,04	75,81	78,97
EBSA	85,71	86,79	88,76
ELECTROHUILA	84,68	85,60	86,32
EMCALI ESP	41,96	41,61	41,53
EMSA - CASANARE	17,31	16,97	18,14
EMSA - META	67,51	63,67	59,64
ENERTOLIMA	69,10	68,11	69,77
EPSA	77,85	77,73	77,73
ESSA	54,91	55,76	26,01

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CETSA	53,32	54,33	53,75
DISPAC	118,37	120,26	121,03
EDEQ	63,85	64,13	63,54
EEP - BOGOTA	45,96	45,06	45,06
EEP - CALDAS	16,25	16,40	16,40
EEP - PEREIRA	64,15	65,31	65,31
ELECTROCAQUETA	99,54	93,24	94,19
ENELAR	119,26	111,58	112,13
ENERCA	60,25	57,22	56,88



Grupo 3

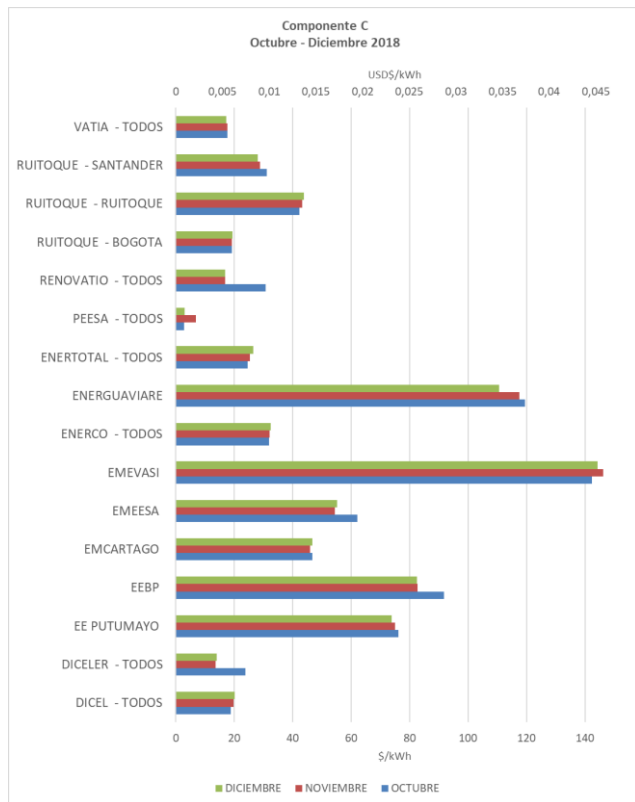
En este grupo, el componente de Comercialización presenta un valor promedio para el cuarto trimestre de 2018 de 70,25 \$/kWh, 3,48 \$/kWh por debajo del promedio del trimestre inmediatamente anterior. Para el mes de octubre de 2018 se registró el menor valor en el componente C, correspondiente a la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. en el mercado Caldas, con un valor igual a 16,25 \$/kWh, es importante mencionar que este mercado no es el incumbente para esta empresa; por otro lado, el mayor valor se registró en el mes de diciembre de 2018 para la Empresa Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P., con un valor de 121,03 \$/kWh.

Grupo 4

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

Así las cosas, el Grupo 4 presentó un promedio para el componente C de 46,75 \$/kWh para el cuarto trimestre de 2018. 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 2,88 \$/kWh en el mes de octubre; por otro lado, el mayor valor se presentó en el mes de noviembre con la Empresa de Energía del Valle del Sibundoy S.A. E.S.P., con un valor igual a 144,96 \$/kWh.

Componente C (\$/kWh)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
DICEL - TODOS	18,72	19,65	20,01
DICELER - TODOS	23,68	13,55	13,90
EE PUTUMAYO	75,52	74,37	73,32
EEBP	91,05	81,95	81,89
EMCARTAGO	46,42	45,61	46,44
EMEESA	61,69	53,89	54,78
EMEVASI	141,12	144,96	142,99
ENERCO - TODOS	31,64	31,92	32,25
ENERGUAVIARE	118,49	116,62	109,70
ENERTOTAL - TODOS	24,32	25,07	26,35
PEESA - TODOS	2,88	6,81	3,12
RENOVATIO - TODOS	30,48	16,75	16,69
RUITOQUE - BOGOTA	19,15	19,10	19,30
RUITOQUE - RUITOQUE	41,88	42,96	43,40
RUITOQUE - SANTANDER	30,88	28,53	27,85
VATIA - TODOS	17,47	17,61	17,22



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)	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
CEDENAR S.A. ESP	35,93	38,64	38,68
CENS S.A. ESP	34,54	34,57	36,13
CEO S.A.S ESP	34,74	34,74	35,08
CETSA S.A. ESP	33,30	33,20	33,60
CHEC S.A. ESP	35,36	35,24	35,34
CODENSA S.A. ESP	35,95	36,09	36,60
DICEL S.A. ESP*	38,60	38,78	39,42
DICELER S.A. E.S.P.*	33,54	34,11	33,92
DISPAC S.A. ESP	37,78	36,06	36,90
EBSA S.A. ESP	36,17	36,10	35,97
EDEQ S.A. ESP	31,12	31,15	32,58
EE PUTUMAYO S.A. ESP	43,82	44,16	44,37
EEBP S.A. ESP	37,73	37,70	38,42
EEP S.A. ESP*	37,04	36,51	36,51
ELECTRICARIBE S.A. ESP	33,23	33,99	33,60
ELECTROCAQUETA S.A. ESP	34,63	34,62	34,43
ELECTROHUILA S.A. ESP	39,45	39,12	39,66
EMCALI ESP	38,35	39,90	40,26
EMCARTAGO S.A. ESP	29,44	30,15	30,17
EMEESA S.A. ESP	26,75	26,53	27,28
EMEVASI S.A. ESP	38,05	37,99	38,82
EMSA S.A. ESP*	33,69	34,66	34,96
ENELAR S.A. ESP	41,55	41,40	42,27
ENERCA S.A. ESP	38,64	38,52	38,19
ENERCO S.A. E.S.P.*	34,26	34,70	34,02
ENERGUAVIARE ESP	36,91	37,70	36,54
ENERTOLIMA S.A. ESP	36,54	36,81	36,74
ENERTOTAL S.A. ESP*	47,92	49,59	50,57
EPM S.A. ESP	33,30	33,95	33,05
EPSA S.A. ESP	37,31	37,21	37,21
ESSA S.A. ESP	34,55	34,41	34,95
PEESA S.A. ESP*	35,89	35,90	35,96
RENOVATIO S.A. ESP*	36,17	36,48	36,77
RUITOQUE S.A. ESP*	44,76	44,61	45,53
VATIA S.A. ESP*	40,19	37,84	38,90

* 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 noviembre de 2018 con un valor de 26,53 \$/kWh; por el contrario, el mayor valor se presentó en el mes de diciembre de 2018 para la empresa ENERTOTAL S.A. E.S.P. con 50,57 \$/kWh.

8. Componente de Restricciones (R)

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

Este componente surgió como respuesta a los múltiples ataques a la red de transmisión durante el año 2000 y los primeros meses del 2001, lo que implicó que el costo de las

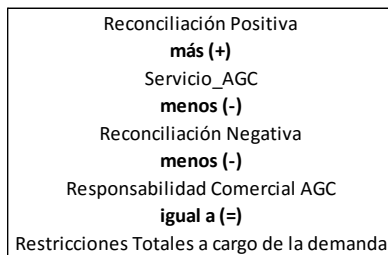
restricciones, considerado marginal bajo condiciones de operación normal del Sistema, pasara a ser uno de los principales costos de la tarifa. De esta manera, la CREG adoptó topes para remunerar la energía que por las restricciones en la red de transmisión se encuentran fuera de mérito.

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

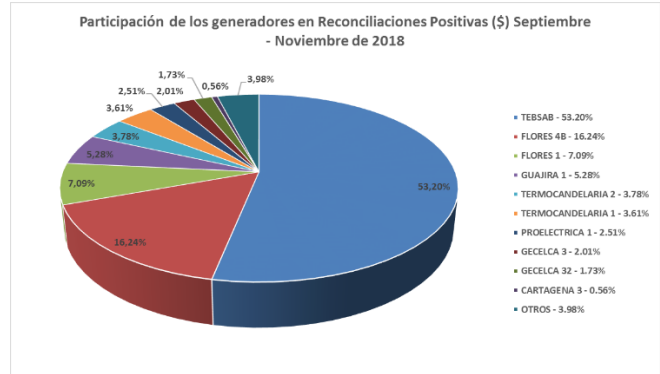
El numerador de dicho cociente se denomina CRS y está conformado por las restricciones aliviadas, desviaciones y el costo de remuneración denominado variante Guatapé. Las restricciones aliviadas son el resultado de restar o sumar a las restricciones totales (resultado de la generación por restricciones)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

Las restricciones totales asignadas por el ASIC al comercializador minorista, para este cuarto trimestre de 2018, conforman alrededor del 91,96% de las restricciones trasladadas a la demanda, las cuales tienen su origen en la Resolución CREG 034 de 2001 y son valorados aplicando el esquema de reconciliaciones.

Los conceptos asociados a restricciones son los siguientes:



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

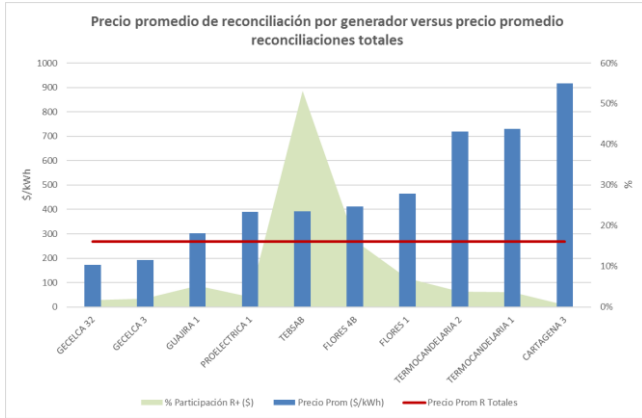


En comparación con el análisis realizado en el Boletín Tarifario del tercer trimestre de 2018 (junio, julio y agosto), se puede evidenciar que el top 5 de generadores con mayor participación en las reconciliaciones positivas se mantienen los primeros 4. Estos son: Tebsa, Termoflores (1 y 4), Termogujira (1) y por último Termocandelaria (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 septiembre, octubre y noviembre de 2018.

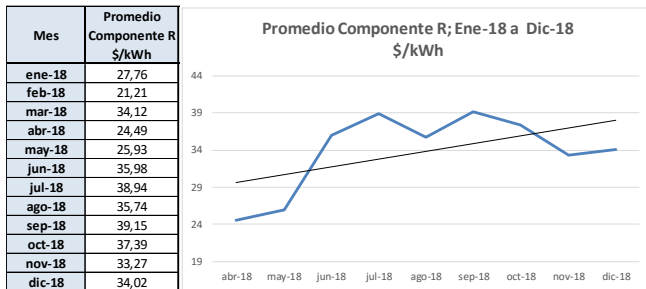
Este cálculo es comparado con el precio promedio aproximado en \$/kWh de todos los generadores con reconciliaciones positivas.

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 aún 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 enero de 2018 a diciembre de 2018, en donde se puede evidenciar una disminución promedio de 1,76 \$/kWh en octubre respecto a septiembre, una disminución de 4,12 \$/kWh de noviembre respecto a octubre y un incremento de 0,75 \$/kWh de noviembre a diciembre.



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 7,15% del valor promedio de las

restricciones aliviadas de los meses de septiembre, octubre y noviembre de 2018 que corresponden a los insumos para el cálculo del componente para octubre, noviembre y diciembre respectivamente. En este trimestre el promedio tuvo un aumento de 0,1 puntos porcentuales respecto al tercer 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 5,6% de las restricciones aliviadas del presente trimestre estando por encima 0,34 puntos porcentuales respecto al promedio del tercer trimestre.

Durante el trimestre de análisis, para el componente de restricciones no se trasladaron a la demanda valores por concepto de la Resolución CREG 039 de 2016, mediante la cual se estableció el programa de ahorro durante el pasado fenómeno de El Niño denominado "Ahorrar paga".

Adicionalmente, el componente de restricciones tiene en cuenta conceptos de alivios como Rentas de congestión - (0,11%) 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 - (4,31%) que representan una reducción aproximada del 4,43% del valor promedio de las restricciones asignadas a los comercializadores para el cuarto trimestre.

Concepto	Valor en pesos
+ Total Restricciones (\$)	539.715.706.900
+ Distribución saldo neto TIE fuera de mérito (\$)	-1.694.954.146
+ Res 178/2015: Opción a líquidos (\$)	41.950.152.219
+ Res 039 /2016: Apagar paga (\$)	0
+ Res 062 / 2013: Planta de regasificación (\$)	32.888.059.217
Total Restricciones asignadas	612.858.964.190
- Rentas de congestión (\$)	651.192.851
- Alivio por subastas de reconfiguración(\$)	25.321.821.139
- Rendimientos financieros por exportaciones TIE (\$)	0
Total alivios a las restricciones asignadas	25.973.013.990
Restricciones Aliviadas a trasladar a la demanda	586.885.950.200

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 cuarto 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 particular⁵.

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	470,43
ANTIOQUIA UNIFICADO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	477,16
ANTIOQUIA UNIFICADO	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	492,27
ANTIOQUIA UNIFICADO	EPN S.A. ESP	CENTRO	502,82
ANTIOQUIA UNIFICADO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	504,48
ANTIOQUIA UNIFICADO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	516,51
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	590,72
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	478,96
CALDAS	EEP S.A. ESP	CENTRO	500,88
CALDAS	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	509,23
CALDAS	DICEL S.A. ESP	CENTRO	511,77
CALDAS	VATIA S.A. ESP	CENTRO	512,67
CALDAS	CHEC S.A. ESP	CENTRO	548,70
CALDAS	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	569,71
NORTE DE SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	478,03
NORTE DE SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	505,04
NORTE DE SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	512,45
NORTE DE SANTANDER	CENS S.A. ESP	CENTRO	525,10
PEREIRA	PEESA S.A. ESP	CENTRO	477,08
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	497,46
PEREIRA	DICEL S.A. ESP	CENTRO	517,74
PEREIRA	VATIA S.A. ESP	CENTRO	521,46
PEREIRA	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	537,81
PEREIRA	EEP S.A. ESP	CENTRO	550,57
PEREIRA	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	600,64
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	474,77
QUINDIO	VATIA S.A. ESP	CENTRO	509,20
QUINDIO	DICEL S.A. ESP	CENTRO	511,31
QUINDIO	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	526,21
QUINDIO	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	583,45
RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	587,85
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	479,36
SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	494,99
SANTANDER	VATIA S.A. ESP	CENTRO	511,70
SANTANDER	ESSA S.A. ESP	CENTRO	512,40
SANTANDER	DICEL S.A. ESP	CENTRO	518,48
SANTANDER	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	570,84
SANTANDER	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	590,15

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	529,84
BAJO PUTUMAYO	EEBP S.A. ESP	SUR	535,83
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	495,63
CAQUETA	VATIA S.A. ESP	SUR	522,51
CAQUETA	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	581,82
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	496,03
CASANARE	EMSA S.A. ESP	SUR	503,35
CASANARE	DICEL S.A. ESP	SUR	526,81
CASANARE	VATIA S.A. ESP	SUR	529,84
CASANARE	ENERCA S.A. ESP	SUR	575,09
META	PEESA S.A. ESP	SUR	495,03
META	VATIA S.A. ESP	SUR	527,96
META	DICEL S.A. ESP	SUR	534,99
META	EMSA S.A. ESP	SUR	546,79
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	527,57
PUTUMAYO	PEESA S.A. ESP	SUR	541,71
PUTUMAYO	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	626,30
SIBUNDÓY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	647,21

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	458,10
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	463,02
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	478,62
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	500,85
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	506,60
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	EMCALI ESP	OCCIDENTE	527,70
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	616,75
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	463,81
CARTAGO	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	469,94
CARTAGO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	498,68
CARTAGO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	503,28
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	603,31
CAJUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	465,60
CAJUCA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	500,68
CAJUCA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	529,59
CAJUCA	CEO S.A. ESP	OCCIDENTE	595,14
CAJUCA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	605,05
EPSAU	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	463,27
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	464,30
EPSAU	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	499,30
EPSAU	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	505,00
EPSAU	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	548,10
EPSAU	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	600,52
NARIÑO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	468,46
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	495,44
NARIÑO	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	509,82
NARIÑO	CEDEÑAR S.A. ESP	OCCIDENTE	593,87
NARIÑO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	610,53
POPAYAN	EMEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	482,66
TULLUA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	462,88
TULLUA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	492,94
TULLUA	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	498,35
TULLUA	CETSAS S.A. ESP	OCCIDENTE	517,11
TULLUA	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	582,09

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	495,89
ARAUCA	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	601,02
BOGOTÁ	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	456,17
BOGOTÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	461,96
BOGOTÁ	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	463,45
BOGOTÁ	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	478,48
BOGOTÁ	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	496,09
BOGOTÁ	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	501,40
BOGOTÁ	EEP S.A. ESP	ORIENTE	514,02
BOGOTÁ	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	516,17
BOGOTÁ	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE	544,16
BOGOTÁ	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	551,17
BOYACÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	465,51
BOYACÁ	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	500,71
BOYACÁ	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	503,24
BOYACÁ	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	547,74
BOYACÁ	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	550,72
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	465,28
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	497,19
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	504,93
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	571,68

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	562,05
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	416,14
COSTA CARIBE	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	425,36
COSTA CARIBE	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	431,92
COSTA CARIBE	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	454,26
COSTA CARIBE	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	454,41
COSTA CARIBE	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	464,59
COSTA CARIBE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	528,68
GUAVIARE	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	565,75
TOLUMA	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	492,31
TOLUMA	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	529,49
TOLUMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	530,30
TOLUMA	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	534,08
TOLUMA	ENERTOLIMA S.A. ESP	SIN ADD	566,91
TOLUMA	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	567,67
TOLUMA	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	624,28

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.

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

10. Usuarios no regulados

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

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

Así las cosas, para un usuario no regulado las compras de energía se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor, es decir, mediante un contrato bilateral el cual no requiere la aprobación de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

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

Con base en lo anterior, la SSPD realizó el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio de acuerdo a la información reportada por cada una de las empresas en el formato 3 del Sistema Único de Información SUI para los meses de 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 cuarto 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 cuarto trimestre de 2018 y que es igual a 72,47 \$/kWh, correspondiente a octubre 14 de 2018.
- **Componente T:** Se tomó el promedio simple del valor del componente del cuarto trimestre de 2018, igual a 34,16 \$/kWh.
- **Componente P:** Se tomó un valor de pérdidas calculado con un G de 72,47 \$/kWh y el T promedio de 34,16 \$/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 cuarto 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 cuarto trimestre de 2018 del componente de Restricciones de todos los comercializadores que atienden mercado regulado. (34,88 \$/kWh).

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

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CU_{Min}
CENTRO	NT1	303,090
CENTRO	NT2	260,238
CENTRO	NT3	198,365
CENTRO	NT4	166,375
OCCIDENTE	NT1	288,580
OCCIDENTE	NT2	245,978
OCCIDENTE	NT3	202,625
OCCIDENTE	NT4	166,375
ORIENTE	NT1	288,140
ORIENTE	NT2	242,148
ORIENTE	NT3	213,205
ORIENTE	NT4	166,375

ADD	NIVEL DE TENSIÓN	CU _{Min}
SUR	NT1	319,730
SUR	NT2	281,228
SUR	NT3	222,275
SUR	NT4	166,375
COSTA CARIBE	NT1	247,470
COSTA CARIBE	NT2	220,438
COSTA CARIBE	NT3	199,965
COSTA CARIBE	NT4	164,115
CHOCO	NT1	266,810
CHOCO	NT2	236,798
TOLIMA	NT1	321,420
TOLIMA	NT2	295,968
TOLIMA	NT3	199,915
TOLIMA	NT4	166,375

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

Durante el trimestre final del año 2018, nuevamente el CU promedio más alto corresponde a 514,14 \$/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 Bombeo, servicio prestado por EMGESA S.A. ESP. con 294,11 \$/kWh en el mercado Tolima que no pertenece a ninguna ADD.

Nivel de Tensión 2

El valor del CU promedio más alto para el trimestre de análisis corresponde esta vez a la empresa PEESA S.A. E.S.P. con 513,24 \$/kWh en el sector Alumbrado Público en el ADD Oriente; mientras que el promedio trimestral más bajo del CU corresponde, igual que el trimestre 3 de 2018, a Electrificadora del Huila S.A. E.S.P. con 275,34 \$/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 octubre y diciembre de 2018 corresponde nuevamente a Enertolima S.A. E.S.P., con 427,10 \$/kWh en el sector Oficial del ADD Sur; por otro lado, el valor promedio más bajo para el trimestre analizado corresponde a VATIA S.A. ESP con 247,74 \$/kWh para en el sector Comercial para el mercado Costa Caribe.

Nivel de Tensión 4

El valor del CU promedio más alto para el cuarto trimestre del año 2018 corresponde nuevamente a EMGESA S.A. E.S.P. con 320,51 \$/kWh en el sector Industrial Bombeo del ADD

Oriente; por su parte, EPM E.S.P. presenta el menor valor promedio con 201,38 \$/kWh en el sector Industrial para el ADD Sur.

Conectados directamente al STN

De acuerdo con la información reportada por los prestadores para el cuarto 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 267,35 \$/kWh estando 4,72 \$/kWh por encima comparado con el tercer 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.

Proyectaron: Kelly Andrea Toro Toro – Contratista DTGE
Rocío del Pilar Hernández – Profesional Especializado DTGE
María Claudia Gómez – Contratista DTGE
Diego Fernando Borda Tovar – Contratista DTGE
Revisó: Diego Alejandro Ossa Urrea – DTGE (E)
Aprobó: Carlos Mauricio Cerón Mendoza - SDEGC

Anexo 1

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

Octubre de 2018

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ANTIOQUIA UNIFICADO	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	468,53
	PEESA S.A. ESP	CENTRO	473,82
	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	490,11
	EPM S.A. ESP	CENTRO	500,31
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	505,38
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	512,89
ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	595,28	
CALDAS	PEESA S.A. ESP	CENTRO	475,79
	EEP S.A. ESP	CENTRO	502,03
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	510,20
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	513,04
	CHEC S.A. ESP	CENTRO	547,85
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	560,60
NORTE DE SANTANDER	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	563,75
	PEESA S.A. ESP	CENTRO	474,69
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	504,70
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	510,39
	CENS S.A. ESP	CENTRO	521,76
	PEESA S.A. ESP	CENTRO	473,74
PEREIRA	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	495,18
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	514,78
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	522,16
	ENERCO S.A. E.S.P.	CENTRO	543,42
	EEP S.A. ESP	CENTRO	551,21
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	577,88
QUINDIO	PEESA S.A. ESP	CENTRO	471,44
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	508,67
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	509,81
	EDEQ S.A. ESP	CENTRO	523,21
	ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	564,17
	RUITOQUE	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO
SANTANDER	PEESA S.A. ESP	CENTRO	476,09
	RENOVATIO S.A. ESP	CENTRO	492,87
	VATIA S.A. ESP	CENTRO	511,27
	DICEL S.A. ESP	CENTRO	514,88
	ESSA S.A. ESP	CENTRO	519,90
	RUITOQUE S.A. ESP	CENTRO	571,49
ENERTOTAL S.A. ESP	CENTRO	583,70	

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4	
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	460,16	
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	463,51	
	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	480,53	
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	504,56	
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	507,34	
	EMCALI	OCCIDENTE	524,68	
ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	608,42		
CARTAGO	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	464,51	
	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	471,22	
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	503,80	
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	503,89	
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	598,06	
	CALICA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	467,13
VATIA S.A. ESP		OCCIDENTE	504,56	
DICEL S.A. ESP		OCCIDENTE	530,17	
CEO S.A.S ESP		OCCIDENTE	595,14	
ENERTOTAL S.A. ESP		OCCIDENTE	599,96	
ENERCO S.A. E.S.P.		OCCIDENTE	464,37	
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	465,32	
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	503,08	
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	505,66	
	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	551,85	
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	596,27	
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	469,26	
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	504,03	
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	510,21	
	CEDENAR S.A. ESP	OCCIDENTE	585,17	
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	606,22	
	POPAVAN	EMESAS S.A. ESP	OCCIDENTE	491,71
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	463,69	
TULLIA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	498,23	
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	499,15	
	CETSA S.A. ESP	OCCIDENTE	520,93	
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	579,11	

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	494,91
	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	585,51
	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	450,11
BOGOTÁ	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	451,39
	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	454,44
	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	472,51
	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	492,56
	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	493,83
	CODENSA S.A. ESP	ORIENTE	510,33
	EEP S.A. ESP	ORIENTE	512,89
	RUITOQUE S.A. ESP	ORIENTE	538,97
	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	547,62
BOYACÁ	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	458,28
	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	495,71
	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	497,35
	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	540,19
	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	545,29
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	457,90
	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	495,73
	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	497,39
	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	564,60

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	568,93
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	417,15
	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	432,76
	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	435,53
	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	455,09
	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	459,76
	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	466,14
GUAVIARE	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	522,52
TOLIMA	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	571,08
	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	490,57
	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	530,96
	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	532,15
	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	565,08
	ENERTOLIMA S.A. ESP	SIN ADD	568,01
RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	572,04	
ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	600,80	

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	515,19
	EEBP S.A. ESP	SUR	600,00
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	489,24
	VATIA S.A. ESP	SUR	519,83
	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	583,40
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	489,71
	EMSA S.A. ESP	SUR	495,86
	DICEL S.A. ESP	SUR	522,82
	VATIA S.A. ESP	SUR	527,74
	ENERCA S.A. ESP	SUR	575,05
	PEESA S.A. ESP	SUR	488,50
META	VATIA S.A. ESP	SUR	527,10
	DICEL S.A. ESP	SUR	528,45
	EMSA S.A. ESP	SUR	544,64
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	524,97
	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	623,15
SIBUNDOY	EMEVASI S.A. ESP	SUR	641,64

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CAJÍ, JUMBO, PUERTO TEJAD	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	454,71
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	466,63
	RENOVATIO S.A. ESP	OCCIDENTE	476,59
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	498,35
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	507,61
	EMCALI ESP	OCCIDENTE	528,22
CARTAGO	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	617,78
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	467,15
	EMCARTAGO S.A. ESP	OCCIDENTE	468,41
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	496,05
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	504,42
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	607,97
CAUCA	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	467,18
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	496,07
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	529,77
	CEO S.A.S ESP	OCCIDENTE	595,14
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	609,61
	ENERCO S.A. E.S.P.	OCCIDENTE	461,00
EPSAU	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	467,12
	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	496,71
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	506,00
	EPSA S.A. ESP	OCCIDENTE	546,22
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	604,48
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	470,98
NARIÑO	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	494,96
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	511,20
	CEDENAR S.A. ESP	OCCIDENTE	596,39
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	613,98
	EMEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	477,14
	PEESA S.A. ESP	OCCIDENTE	466,00
TULUA	VATIA S.A. ESP	OCCIDENTE	490,57
	DICEL S.A. ESP	OCCIDENTE	499,36
	CETS S.A. ESP	OCCIDENTE	512,95
	ENERTOTAL S.A. ESP	OCCIDENTE	584,68

Empresas que aplicaron Opción Tarifaria

MES	ADD	EMPRESA	MERCADO	CU (\$/kwh)	CU 168 (\$/kwh)
OCTUBRE	OCCIDENTE	CEO S.A.S ESP	CAUCA	583,11	595,14
OCTUBRE	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	625,32	585,51
NOVIEMBRE	OCCIDENTE	CEO S.A.S ESP	CAUCA	583,11	595,14
NOVIEMBRE	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	624,86	588,43
DICIEMBRE	OCCIDENTE	CEO S.A.S ESP	CAUCA	578,63	595,14
DICIEMBRE	ORIENTE	ENELAR S.A. ESP	ARAUCA	629,12	591,38

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

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
ARAUCA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	500,02
ARAUCA	ENELAR S.A. ESP	ORIENTE	591,38
BOGOTA	ENERCO S.A. E.S.P.	ORIENTE	458,54
BOGOTA	DICELER S.A. E.S.P.	ORIENTE	470,91
BOGOTA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	471,07
BOGOTA	RENOVATIO S.A. ESP	ORIENTE	481,96
BOGOTA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	499,18
BOGOTA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	508,34
BOGOTA	EEP S.A. ESP	ORIENTE	514,59
BOGOTA	COGENSA S.J. ESP	ORIENTE	520,47
BOGOTA	RUTIDQUE S.A. ESP	ORIENTE	549,36
BOGOTA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	557,84
BOYACA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	473,94
BOYACA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	503,99
BOYACA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	510,15
BOYACA	ENERTOTAL S.A. ESP	ORIENTE	552,14
BOYACA	EBSA S.A. ESP	ORIENTE	552,86
HUILA	PEESA S.A. ESP	ORIENTE	474,09
HUILA	VATIA S.A. ESP	ORIENTE	501,25
HUILA	DICEL S.A. ESP	ORIENTE	511,72
HUILA	ELECTROHUILA S.A. ESP	ORIENTE	576,19

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
CHOCO	DISPAC S.A. ESP	SIN ADD	556,62
COSTA CARIBE	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	420,29
	DICELER S.A. E.S.P.	SIN ADD	421,36
	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	429,61
	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	453,86
	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	456,72
	ELECTRICARIBE S.A. ESP	SIN ADD	460,89
	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	526,89
GUAVIARE	ENERGUAVIARE ESP	SIN ADD	553,56
	PEESA S.A. ESP	SIN ADD	496,75
TOUMA	RENOVATIO S.A. ESP	SIN ADD	509,34
	VATIA S.A. ESP	SIN ADD	528,07
	DICEL S.A. ESP	SIN ADD	536,44
	ENERTOUIMA S.A. ESP	SIN ADD	565,49
	ENERCO S.A. E.S.P.	SIN ADD	566,80
	ENERTOTAL S.A. ESP	SIN ADD	637,87

MERCADO	EMPRESA	ADD	ESTRATO 4
BAJO PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	558,74
	EEBP S.A. ESP	SUR	597,00
CAQUETA	PEESA S.A. ESP	SUR	505,95
	VATIA S.A. ESP	SUR	527,54
CAQUETA	ELECTROCAQUETA S.A. ESP	SUR	582,21
CASANARE	PEESA S.A. ESP	SUR	506,32
	EMSA S.A. ESP	SUR	511,37
	DICEL S.A. ESP	SUR	531,12
	VATIA S.A. ESP	SUR	534,48
	ENERCA S.A. ESP	SUR	570,99
	PEESA S.A. ESP	SUR	585,54
META	VATIA S.A. ESP	SUR	533,78
	DICEL S.A. ESP	SUR	543,44
	EMSA S.A. ESP	SUR	549,48
	PEESA S.A. ESP	SUR	504,54
PUTUMAYO	VATIA S.A. ESP	SUR	532,19
	EE PUTUMAYO S.A. ESP	SUR	628,97
	EMEVASI S.A. ESP	SUR	656,75

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 IV 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			333,27			330,19		
CENS S.A. ESP								
CEO S.A.S ESP						254,27		
DICEL S.A. ESP			356,06			327,86		
EBSA S.A. ESP						425,49		
EEP S.A. ESP	423,80	423,97	387,15	413,38	379,61	370,64		423,41
ELECTRICARIBE S.A. ESP			374,53			304,99		
ELECTROHUILA S.A. ESP						449,75		
EMCALI ESP			364,04					
EMGESA SA ESP			363,92	386,01		251,70		340,25
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			351,21	384,14		356,64		
ENERTOLIMA S.A. ESP	416,85							
ENERTOTAL S.A. ESP			514,14			462,34		
EPMS S.A. ESP	388,57		359,83	378,95		334,99	429,33	394,91
EPSA S.A. ESP			343,91			367,88		
ESANT S.A. ESP								423,80
GECELCA S.A. ESP						332,20		
ISAGEN S.A. ESP						304,87		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						363,99		
PEESA S.A. ESP			439,37					
RUITOQUE S.A. ESP			382,71	403,49		368,62		470,65
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			182,31					
VATIA S.A. ESP			357,54			383,18		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 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	448,15	452,50		455,64		425,06	386,16
CEO S.A.S ESP	389,20	357,85				356,03	350,92
CETSA S.A. ESP		408,09				348,44	381,39
DICEL S.A. ESP		379,91				372,22	
EEP S.A. ESP	407,20					341,96	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		407,87					
ELECTROHUILA S.A. ESP						367,52	
EMCALI ESP	447,70	400,34		396,70	404,16	362,35	379,27
EMEESA S.A. ESP						355,63	353,96
EMGESA SA ESP		372,45				311,27	362,04
EPMS S.A. ESP		336,48				317,59	
EPSA S.A. ESP		401,58	425,75			363,31	380,88
ISAGEN S.A. ESP						324,06	
PEESA S.A. ESP		406,26					
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		182,60					
VATIA S.A. ESP		380,40				375,14	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 1, Trimestre IV 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			373,41				349,96		
DICEL S.A. ESP			380,70				406,46		
EBSA S.A. ESP	455,28			373,29	407,15	403,25	391,29		
ELECTRICARIBE S.A. ESP			414,09				394,17		
ELECTROHUILA S.A. ESP	459,38		378,72	361,87			356,59		403,04
EMCALI ESP			381,37						387,17
EMGESA SA ESP		396,82	367,80		351,52	362,12	320,53	396,74	397,38
ENERGIA Y AGUA SAS ESP					434,39		414,63		
ENERTOLIMA S.A. ESP	470,14		407,60						421,98
ENERTOTAL S.A. ESP			418,96			480,68	432,75		
EPMS S.A. ESP			332,52				264,99		375,85
EPSA S.A. ESP			341,72	407,70			390,75		
GECELCA S.A. ESP							276,80		
ISAGEN S.A. ESP				337,33			280,27		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.							369,29		
PEESA S.A. ESP				478,84	422,29		394,77		
RUITOQUE S.A. ESP		396,10			485,09		433,50		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			181,84						
VATIA S.A. ESP			372,07				386,14		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
EBSA S.A. ESP			500,18	457,89	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		469,96			
ELECTROHUILA S.A. ESP					510,91
EMEVASI S.A. ESP	491,41				
EMGESA SA ESP		423,06		352,73	455,95
EMSA S.A. ESP	393,15			289,68	
ENERCA S.A. ESP				369,65	
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.				306,72	
ENERTOLIMA S.A. ESP				382,78	463,04
ENERTOTAL S.A. ESP	474,66				
EPM S.A. ESP		360,61			428,25
EPSA S.A. ESP		433,71			
ISAGEN S.A. ESP				345,25	
RUITOQUE S.A. ESP		413,87			
VATIA S.A. ESP				379,84	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL
DICEL S.A. ESP		410,70		
ELECTRICARIBE S.A. ESP	402,05	395,03	374,61	343,03
EMGESA SA ESP		387,59		440,67
ENERTOTAL S.A. ESP				435,22
EPM S.A. ESP		348,31		360,41
PEESA S.A. ESP		439,21		
RUITOQUE S.A. ESP		381,85		
VATIA S.A. ESP		312,96		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL
EMGESA SA ESP	386,38

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR					272,14		
ELECTRICARIBE S.A. ESP		432,13					
ELECTROHUILA S.A. ESP					365,63		
EMGESA SA ESP		363,38			297,81	294,11	414,26
ENERTOLIMA S.A. ESP	469,08	433,34		430,86	391,20	407,10	416,01
EPM S.A. ESP		324,95			303,33		
EPSA S.A. ESP					362,21		
ISAGEN S.A. ESP					313,73		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					359,82		
PEESA S.A. ESP			419,69				
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		183,20					
VATIA S.A. ESP		334,00		329,30	313,32		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
DICEL S.A. ESP			402,67				
EBSA S.A. ESP					425,49		
EEP S.A. ESP	417,82	441,94	422,61	440,74	430,61		434,59
ELECTRICARIBE S.A. ESP			376,98		315,76		
ELECTROHUILA S.A. ESP					400,15		
EMCALI ESP			420,24				386,53
EMGESA SA ESP		432,83	385,76	386,01	365,94		397,67
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.					342,00		
ENERGIA Y AGUA SAS ESP			409,07	423,68	409,76		
ENERTOLIMA S.A. ESP	416,85						
ENERTOTAL S.A. ESP			414,75		417,61		
EPM S.A. ESP	390,01		365,37	374,76	381,36	392,39	368,88
EPSA S.A. ESP			397,91		391,72		
ESANT S.A. ESP							408,02
GECELCA S.A. ESP					332,20		
ISAGEN S.A. ESP					369,18		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					424,85		
PEESA S.A. ESP					405,87		
RUITOQUE S.A. ESP			417,39	410,18	406,28		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			182,14				
VATIA S.A. ESP			375,61	388,94	381,79		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR						359,95	
CEDENAR S.A. ESP	446,73	452,50		455,64		428,78	452,85
CEO S.A.S ESP	389,20	358,21				374,12	390,91
CETSA S.A. ESP	415,72	396,99				389,98	384,02
DICEL S.A. ESP	376,49	382,74				380,35	424,97
EEP S.A. ESP	407,20	383,44					
ELECTRICARIBE S.A. ESP		376,51					
ELECTROHUILA S.A. ESP						326,31	
EMCALI ESP	415,79	395,83		385,96	401,09	400,86	407,56
EMEESA S.A. ESP		183,26				365,43	353,94
EMGESA SA ESP		377,76				368,57	358,21
ENERTOTAL S.A. ESP						443,78	
EPM S.A. ESP		339,63				371,80	
EPSA S.A. ESP	412,97	397,97	425,75			393,92	376,87
ISAGEN S.A. ESP						370,79	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						403,93	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		183,29					
VATIA S.A. ESP		347,15				380,95	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 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			371,84				340,33		
CODENSA S.A. ESP	468,05								
DICEL S.A. ESP			384,83	460,45			368,93		379,98
EBSA S.A. ESP		407,22			407,15	403,25	405,48		
EEP S.A. ESP			380,05						
ELECTRICARIBE S.A. ESP			388,20				375,04		
ELECTROHUILA S.A. ESP	453,85		389,47	382,69			363,59		409,76
EMCALI ESP			400,72		388,16		394,21		384,08
EMGESA SA ESP		365,87	361,17		359,16	358,62	352,36	399,99	363,90
ENERGIA Y AGUA SAS ESP							371,65		
ENERTOLIMA S.A. ESP	397,72		407,57						420,76
ENERTOTAL S.A. ESP			376,37				398,32		
EPM S.A. ESP			332,13	393,62	394,30		295,99		379,69
EPSA S.A. ESP			382,50	405,90			386,40		376,60
ISAGEN S.A. ESP				360,52			361,26		
PEESA S.A. ESP	513,24				388,54		385,35		
RUITOQUE S.A. ESP		380,10	386,54	370,91	375,87		384,81		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P			181,35						
VATIA S.A. ESP			355,51				347,04		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE


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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
DICEL S.A. ESP		450,57	449,18	
EBSA S.A. ESP			450,74	
ELECTRICARIBE S.A. ESP		413,10		
ELECTROHUILA S.A. ESP		342,12		510,91
EMCALI ESP				422,22
EMEVASI S.A. ESP	491,42			
EMGESA SA ESP		414,53	383,66	
EMSA S.A. ESP	392,41		401,39	
ENERCA S.A. ESP			428,16	
ENERTOLIMA S.A. ESP				462,05
ENERTOTAL S.A. ESP	474,66			
EPM S.A. ESP		368,17		428,25
EPSA S.A. ESP		433,71		
RUITOQUE S.A. ESP		413,87		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		184,07		
VATIA S.A. ESP		414,33	415,64	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE


Nivel de Tensión 2, Trimestre IV 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						336,01		
CEO S.A.S ESP		362,15				350,05		
DICEL S.A. ESP		349,61				336,95		
ELECTRICARIBE S.A. ESP	378,58	347,48	348,56	335,94	353,09	328,94		311,58
ELECTROHUILA S.A. ESP						275,34		
EMCALI ESP		384,04						350,82
EMGESA SA ESP		353,96			337,52	341,34	334,85	335,60
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.								
EPM S.A. ESP		313,45				335,25		303,41
EPSA S.A. ESP		346,07				359,73		
GECELCA S.A. ESP						376,41		
ISAGEN S.A. ESP						344,69		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.						381,89		
PEESA S.A. ESP		409,85						
RUITOQUE S.A. ESP		316,31				390,19		
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		182,64						
VATIA S.A. ESP		316,04				314,98		
SOUTH32 ENERGY S.A.S. E.S.P.		186,56						

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ALUMBRADO PÚBLICO	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
ELECTRICARIBE S.A. ESP		432,13					
EMGESA SA ESP		444,92					414,26
ENERTOLIMA S.A. ESP	464,39	482,76		486,00	479,40	460,04	487,80
EPM S.A. ESP		398,97			413,61		
PEESA S.A. ESP			419,69				
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		183,20					
VATIA S.A. ESP					369,10		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL
EMGESA SA ESP	386,38	
ISAGEN S.A. ESP		367,87

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	ÁREAS COMUNES	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR		332,37			344,23	
DICEL S.A. ESP		311,40			327,86	
EEP S.A. ESP	379,60	363,99	379,16	379,61	361,72	376,50
ELECTRICARIBE S.A. ESP		326,01			304,99	
EMCALI ESP		350,61				
EMGESA SA ESP		336,12			292,71	319,78
ENERGIA Y AGUA SAS ESP		341,93	322,70		342,88	
ENERTOTAL S.A. ESP					285,20	
EPM S.A. ESP		304,20	314,81		302,17	280,62
EPSA S.A. ESP		329,14			353,02	
ISAGEN S.A. ESP					314,06	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					357,56	
RUIITOQUE S.A. ESP		344,08	346,64		347,51	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P		182,67				
VATIA S.A. ESP		319,72				

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	INDUSTRIAL	OFICIAL
AES CHIVOR			311,31	
CEDENAR S.A. ESP			382,85	379,45
CEO S.A.S ESP			269,59	350,92
CETSA S.A. ESP			309,95	
DICEL S.A. ESP	299,64		335,03	
EEP S.A. ESP			341,96	
EMCALI ESP	349,29		342,81	373,74
EMEESA S.A. ESP	373,94		328,63	308,88
EMGESA SA ESP	332,81		310,14	
EPM S.A. ESP	290,60		308,18	
EPSA S.A. ESP	353,11	426,04	336,21	
ISAGEN S.A. ESP			320,94	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			360,49	
RUIITOQUE S.A. ESP			360,53	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

Nivel de Tensión 3, Trimestre IV 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		344,61			336,74		
DICEL S.A. ESP		326,24			360,72		
EBSA S.A. ESP			373,28		374,41		
ELECTRICARIBE S.A. ESP					322,41		
ELECTROHUILA S.A. ESP		325,28	352,53		325,49		396,07
EMCALI ESP		358,86					360,66
EMGESA SA ESP	336,51	320,61		313,18	319,83	361,12	
ENERTOLIMA S.A. ESP							
EPM S.A. ESP		297,78			317,39		
EPSA S.A. ESP		328,92			336,69		
GECELCA S.A. ESP					276,80		
ISAGEN S.A. ESP			331,54		325,71		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.					363,46		
VATIA S.A. ESP		348,74			270,79		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
DICEL S.A. ESP	336,71	340,86	
EMGESA SA ESP	366,05	341,18	
EMSA S.A. ESP		325,68	
ENERCA S.A. ESP		354,38	
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.		306,72	
ENERTOLIMA S.A. ESP	387,96	380,91	427,10
EPM S.A. ESP	311,04	335,55	
EPSA S.A. ESP		352,98	
ISAGEN S.A. ESP		334,72	
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.		380,13	
VATIA S.A. ESP		356,58	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	DISTRITO DE RIEGO	ESPECIAL EDUCATIVO	INDUSTRIAL
DICEL S.A. ESP				374,93
ELECTRICARIBE S.A. ESP	335,42	308,44	325,72	296,20
ELECTROHUILA S.A. ESP				290,52
EMGESA SA ESP	328,31			347,24
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.				285,07
EPM S.A. ESP	291,80			310,33
EPSA S.A. ESP		321,06		326,20
GECELCA S.A. ESP				291,82
ISAGEN S.A. ESP				324,66
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.				360,16
VATIA S.A. ESP	247,74			251,74

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	ESPECIAL ASISTENCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO	OFICIAL
AES CHIVOR			272,14		
ELECTROHUILA S.A. ESP			262,61		
EMGESA SA ESP	319,67		297,81	294,11	414,26
ENERTOLIMA S.A. ESP	383,91	366,59	350,98	358,12	379,79
EPM S.A. ESP	295,28		302,93		
EPSA S.A. ESP			362,21		
ISAGEN S.A. ESP			313,73		
ITALCOL ENERGIA S.A. ESP.			359,82		
VATIA S.A. ESP	334,00	329,30	256,93		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OFICIAL
CEO S.A.S ESP		254,27	
EMGESA SA ESP		235,51	
EPM S.A. ESP	276,88	266,72	249,04
GECELCA S.A. ESP		227,49	
ISAGEN S.A. ESP		285,53	
TERPEL ENERGIA S.A.S E.S.P	182,89		

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 
Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	INDUSTRIAL	OFICIAL
EMCALI ESP		291,33
EMGESA SA ESP	307,03	
EPM S.A. ESP	268,37	
EPSA S.A. ESP	300,01	
ISAGEN S.A. ESP	272,46	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
AES CHIVOR	273,32	
EMGESA SA ESP	255,66	320,51
EPM S.A. ESP	261,54	
GECELCA S.A. ESP	227,57	
ISAGEN S.A. ESP	283,53	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	INDUSTRIAL
EMSA S.A. ESP	258,64
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.	248,79
EPM S.A. ESP	201,38

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	COMERCIAL	INDUSTRIAL	INDUSTRIAL BOMBEO
ELECTRICARIBE S.A. ESP	286,99	278,70	
EMGESA SA ESP		284,04	281,18
ENERGIA EMPRESARIAL DE LA COSTA S.A. E.S.P.		250,41	
ISAGEN S.A. ESP		271,65	

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE

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

EMPRESA	INDUSTRIAL
ISAGEN S.A. ESP	267,35

Mínimo  Máximo  < CU SSPD 

Fuente: SUI – Cálculos DTGE