



Al contestar por favor cite estos datos:

Radicado No.: 20201000358601

Fecha: 26/05/2020

GD-F-007 V.12

Página 1 de 13

Bogotá, D.C.

SEÑOR
JORGE HUMBERTO MANTILLA SERRANO
SECRETARIO GENERAL
CÁMARA REPRESENTANTES
CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA
SECRETARIA.GENERAL@CAMARA.GOV.CO
CIUDAD.

Asunto: Respuesta radicados SSPD No. 20205290727502 del 26 de mayo de 2020.

Respetado señor Mantilla:

En relación con las proposiciones aditivas 176 y 177 de los Representantes Juan Carlos Wills y
Ciro Rodríguez, me permito dar respuesta en los siguientes términos:

CUESTIONARIO – R.C. JUAN CARLOS WILLS OSPINA (PROPOSICION 176– 2020)

EN RELACION CON LA PREGUNTA No 1.

“1. Sírvasse informar el motivo del aumento del KWh (Kilovatio hora) en las facturas del servicio de energía en los hogares bogotanos.”

Consideramos importante indicar cómo funcionan las tarifas de energía eléctrica en Colombia y la forma en que las empresas deben cumplir con la regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG.

De manera general, el régimen tarifario actual establecido por la CREG dispone que el costo unitario de prestación del servicio (CU) está conformado por la suma de los componentes de generación (G), transmisión (T), distribución (D), comercialización (C), pérdidas (P) y restricciones del sistema (R), cada uno de los cuales obedece a unas condiciones reguladas para la determinación de su valor.

$$CU_{v,n,m} = G_m + T_m + D_{n,m} + C_{v,m} + PR_{n,m} + R_m$$

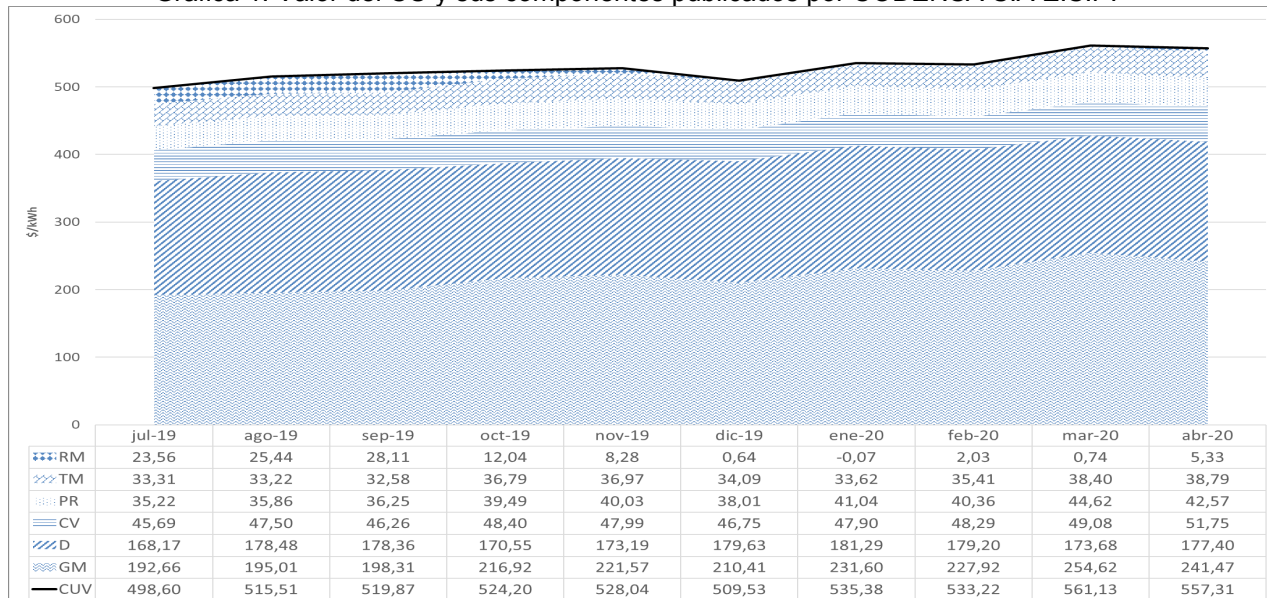
Generación 30% Transmisión 7% Distribución 40% Comercialización 13% Pérdidas 7% Restricciones 3%

Componente	Definición del Componente	Explicación	Principales Factores de variación
Generación: $G_{m,i,j}$	Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m, del comercializador minorista	Costo de compra de energía en bolsa o por medio de contratos a largo plazo.	Contratos: Indexación por medio de IPC Bolsa: Varía hora a hora de acuerdo con las condiciones del mercado
Trasmisión: T_m	Costo por uso del Sistema Nacional de Trasmisión (STN) (\$/kWh) para el mes m. Liquidado por LAC	Es el valor único para todos los comercializadores con el cual se paga el <i>transporte</i> de energía de las plantas generadoras hasta las redes del STR	La actualización se realiza con el índice de Precios al Productor (IPP). Varía mensualmente por las variaciones en la demanda.
Distribución: $D_{n,m}$	Costo por uso del Sistema de Distribución (STR) (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m. Los cargos para remunerar los define la LAC.	Corresponde al valor que se paga por <i>transportar</i> la energía desde el STN hasta el usuario final a través del STR y SDL. El Ministerio de Minas y Energía junto con la CREG definieron la conformación de las ADD que agrupan el cargo de Distribución de empresas que comparten ciertas características a través de un cargo unificado denominado DtUN.	La actualización se realiza con el índice de Precios al Productor (IPP). Varía mensualmente por las variaciones en la demanda. Varía mensualmente
Comercialización: $C_{v,m,i,j}$	Margen de comercialización correspondiente al mes m, del comercializador minorista. (\$/kWh)	Remunera costos asociados a la comercialización: margen de la actividad, riesgo de cartera, contribuciones, pagos al administrador del mercado.	La actualización se realiza con el índice de Precios al Consumidor (IPC). Ventas reguladas, garantías financieras. Varía mensualmente.
Restricciones: $R_{m,i}$	Costo de restricciones y de Servicios asociados con generación asignados al Comercializador Minorista i en el mes m. (\$/kWh)	Corresponde a los costos de la generación más costosa que debió utilizarse para que el STN opere de manera segura y/o por las limitaciones de su red.	Es variable por cuanto depende principalmente de la magnitud de la disponibilidad de los activos de trasmisión. Varía mensualmente.
Pérdidas: $PR_{n,m,i,j}$	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n, para el mes m, del comercializador minorista.	Corresponde al costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas o no técnicas se pierden en el STN, STR, SDL; así como los costos de los programas de reducción de pérdidas no técnicas que se realizan por mercado de comercialización	Varía por empresa de acuerdo al costo aprobado.

De acuerdo con la regulación le corresponde a la empresa calcular de manera mensual dicha tarifa y publicarla en un periódico de amplia circulación, en el caso que nos ocupa, es preciso señalar que CODENSA S.A E.S.P. publica sus tarifas mensualmente en el periódico “*El Nuevo Siglo*” y, en cumplimiento de la Resolución No. SSPD 20192200020155 de 2019, reporta dicha información al Sistema Único de Información – SUI administrado por esta Superintendencia.

Con la anterior información, la Superintendencia a través de la Dirección Técnica de Gestión de Energía realiza la vigilancia sobre la correcta aplicación de la metodología tarifaria y lleva a cabo un seguimiento al comportamiento de esta. Como resultado, es preciso indicar que sí se han presentado alzas en el CU y tarifas de la empresa en este año por lo que, nos permitimos mostrar la información de los componentes de las tarifas aplicadas por CODENSA S.A E.S.P desde julio de 2019 hasta abril de 2020 con la cual, generalmente, se expiden y se liquidan las facturas en el mes siguiente a que son publicadas; es decir los precios que observa de abril corresponderán en términos generales a las tarifas con las que expiden y liquidan las tarifas de mayo de 2020.

Gráfica 1. Valor del CU y sus componentes publicados por CODENSA S.A E.S.P.



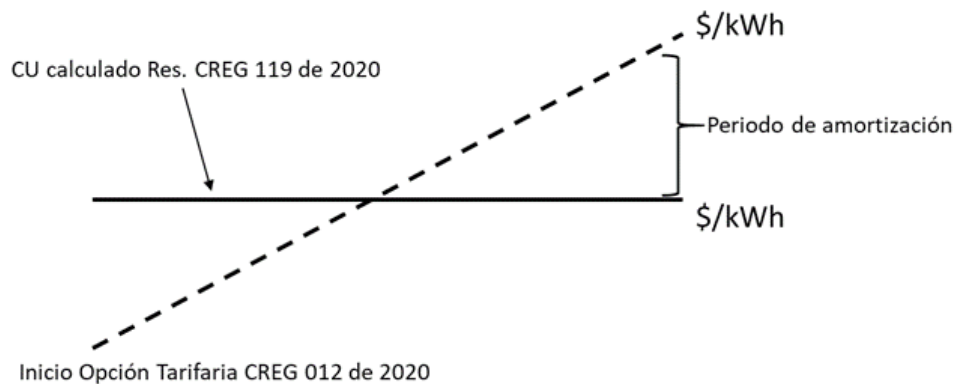
Fuente: Publicación de tarifas ESP, elaboración SSPD

En relación con la gráfica anterior, se observan variaciones durante el periodo de análisis que se deben principalmente al cambio en algunos de los componentes del CU, que explicamos brevemente a continuación:

- Respecto al componente de generación, los incrementos presentados en el periodo de octubre de 2019 a marzo de 2020 se deben a una combinación de precio y exposición a bolsa (Promedio del 16%). El efecto del alto precio de bolsa afectó a muchos de los comercializadores del país que se encontraban expuestos en ese periodo.
- El comportamiento del componente de pérdidas está representado en un 85% por el componente de generación, por lo que, si este último aumenta, las pérdidas también.

- Finalizando 2019, el componente de restricciones presentó valores muy cercanos a cero donde se evidenció un valor positivo en el concepto “*alivio por ejecución de garantías*” y que corresponde a la ejecución de la garantía por incumplimiento del proyecto Hidruituango ocasionado una disminución considerable en el valor del componente. Adicionalmente, para el año 2020, el alto precio de bolsa ocasiona que las plantas térmicas que generaban por seguridad inicien a generar por mérito, lo que implica un menor valor de las reconciliaciones positivas que se trasfiere a la demanda vía componente de Restricciones.
- Ahora bien, con base en el Decreto Legislativo 517 de 2020, el Ministerio de Minas y Energía señaló que la CREG podrá adoptar en forma transitoria esquemas especiales para diferir el pago de facturas emitidas, por lo que a través de la Resolución CREG 058 de 2020, entre otras disposiciones, obligó a los comercializadores de energía eléctrica a adoptar la Opción Tarifaria reglamentada en la Resolución CREG 012 de 2020 con un Porcentaje de Variación (PV) igual a cero. Por lo anterior, a partir del mes de abril de 2020 la empresa se acogió a la opción tarifaria de la que trata la Resolución mencionada anteriormente.

La opción tarifaria ofrece al comercializador la posibilidad de cambiar el CU cuando las condiciones del mercado presentan un impacto considerable para el usuario, es decir, incrementos súbitos en el Costo Unitario de Prestación del Servicio. No obstante, como la empresa deja de percibir parte de sus ingresos, esta debe aplicar la opción tarifaria hasta que se recupere el valor financiado, lo que se traduce en cobros relativamente elevados, pero con incrementos parciales como se evidencia en la siguiente gráfica:



El objetivo de aplicar la opción tarifaria con un PV igual a cero, es permitir el congelamiento del CU ya que, de acuerdo con la metodología, cuando el PV es igual a cero y si se cumplen otras condiciones, el CU tomaría el mismo valor del mes inmediatamente anterior. Para este caso particular, el CU calculado por CODENSA S.A. E.S.P. para el mes de abril de 2020 es menor al calculado para marzo de 2020, por lo que la metodología de la Opción Tarifaria obliga a aplicar el de abril y no el de marzo por ser menor.

$$CUv_{n,m,i,j} = \min \left[\left(CUv_{n,m-1,i,j} * (1 + PV) \right), CUv_{n,m,i,j}^c + \frac{SA_{n,m-1,i,j}}{VR_{n,t-1,i,j}} \right]$$

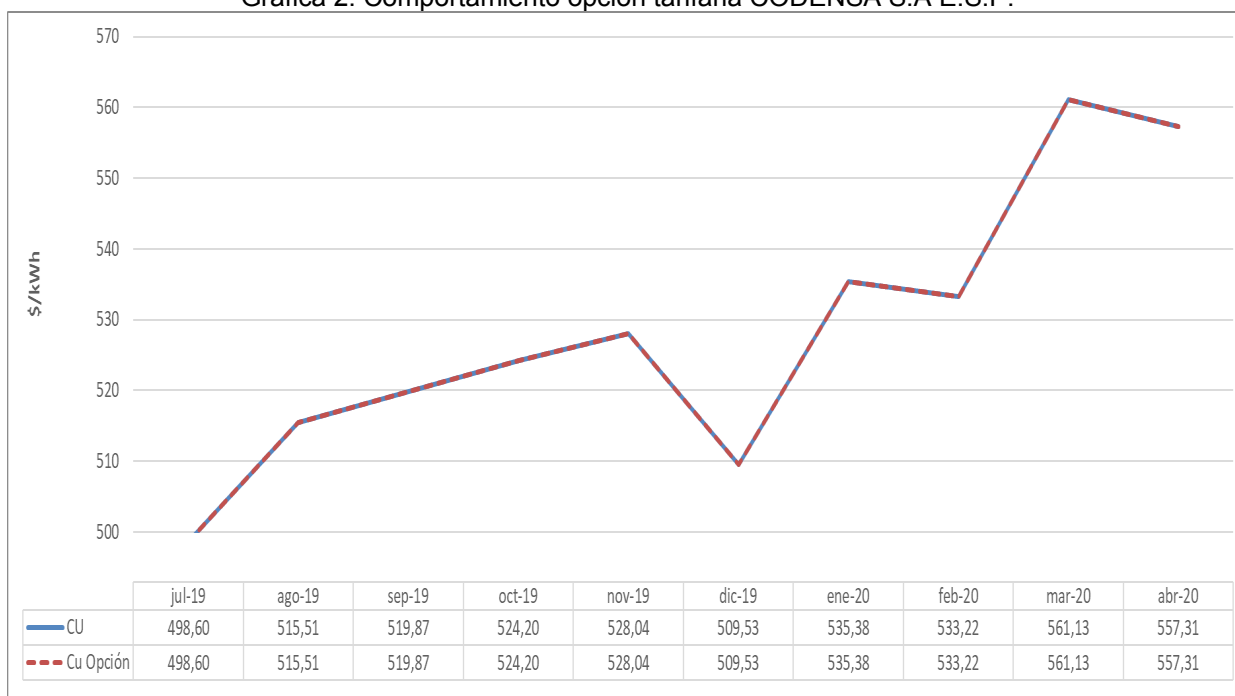
0%

Al ser PV igual a cero, la expresión $(1+PV)$ es igual a 1 por lo que, multiplicada por el CU anterior, da como resultado el mismo CU anterior. De cumplirse la condición de Min, se aplicaría el mismo CU del mes inmediatamente anterior.

En síntesis, la aplicación de la opción tarifaria no implica incremento alguno en el CU, sino que tiende a disminuir el incremento total presentado en el mismo, incrementos que se vieron reflejados en los componentes de Generación y Pérdidas de CODENSA S.A. E.S.P. Eso sí, una vez se comience a estabilizar la tarifa, el CU de la opción tarifaria se irá incrementando hasta alcanzar el CU calculado bajo la metodología de la Resolución CREG 119 de 2020.

A continuación, se muestra gráficamente como la opción tarifaria para este mes en particular no tuvo afectación en el CU aclarando que es debido a que fue menor al del mes anterior.

Gráfica 2. Comportamiento opción tarifaria CODENSA S.A E.S.P.



Así las cosas, la tarifa de energía eléctrica es el resultado de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) y los principios del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso (FSSRI) donde dependiendo el estrato socioeconómico se aplica un subsidio o una contribución. Como resultado de lo anterior, los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 (usuarios de menores ingresos), reciben subsidios por concepto del FSSRI de hasta el 60%, 50% y hasta 15% respectivamente, sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio, aplicables al denominado Consumo de Subsistencia (CS). El valor del porcentaje aplicado a

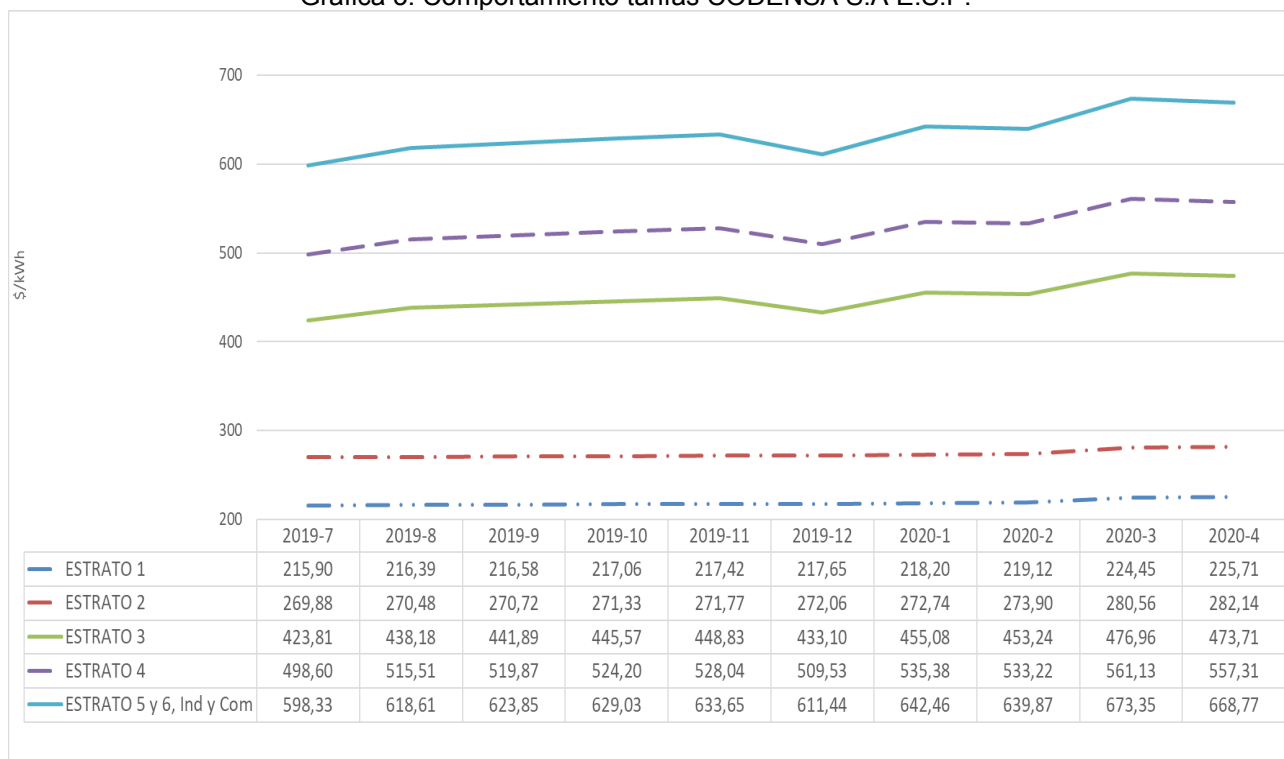
cada estrato es definido por cada empresa respetando los rangos descritos anteriormente y solo hasta el consumo de subsistencia, es decir que, si un usuario con derecho al subsidio consumió en el mes un valor por encima del CS, a partir del CS se le cobrará la energía con la tarifa plena correspondiente a la definida para el estrato 4.

Los usuarios de los estratos 5 y 6 (usuarios residenciales de mayores ingresos), así como los usuarios pertenecientes al sector comercial e industrial, pagan una contribución del 20% sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio, con destino a cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3.

En la siguiente gráfica se observan las tarifas por estrato y sector aplicadas por CODENSA S.A. E.S.P. a sus usuarios desde julio de 2019 a abril de 2020 correspondientes al nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red. Tenga presente que las tarifas no aplican por municipio sino por mercado de comercialización, por lo que todos los usuarios que pertenezcan a dicho mercado pagarán la energía a las mismas tarifas de acuerdo con su estrato o sector.

De la gráfica 3 puede observarse que, la empresa calcula las tarifas a partir del CU, por lo que el comportamiento de las tarifas para estratos 3, 4, 5, 6, industrial y comercial mantienen la tendencia creciente que se viene presentando. Cabe señalar que la aplicación del subsidio en los estratos 1 y 2 mediante la Resolución CREG 186 de 2010, permite mantener un valor uniforme en la tarifa ya que no depende del CU.

Gráfica 3. Comportamiento tarifas CODENSA S.A E.S.P.



Quisiéramos entrar aún más en detalle respecto a las variaciones porcentuales en las tarifas de CONDENSA de los primeros cuatro meses del año, por lo que nos permitimos mostrar la siguiente tabla:

AÑO		MERCADO DE COMERCIALIZACIÓN	ESTRATO 1	Var. E1	Diferencia \$/ kWh	ESTRATO 2	Var. E2	Diferencia \$/ kWh	ESTRATO 3	Var. E3	Diferencia \$/ kWh	ESTRATO 4 o CU	Var. E4	Diferencia \$/ kWh
2020	1	BOGOTA	218,1954			272,7442			455,0755			535,3829		
2020	2	BOGOTA	219,1203	0,42%	0,92	273,9003	0,42%	1,16	453,2397	-0,40%	-1,84	533,2232	-0,40%	-2,16
2020	3	BOGOTA	224,4513	2,43%	5,33	280,5641	2,43%	6,66	476,9590	5,23%	23,72	561,1282	5,23%	27,91
2020	4	BOGOTA	225,7132	0,56%	1,26	282,1415	0,56%	1,58	473,7139	-0,68%	-3,25	557,3105	-0,68%	-3,82

Con base en la tabla anterior, se puede evidenciar que las tarifas de estrato 1 y 2 aumentan según el IPC independientemente de las variaciones que pueda tener el Costo Unitario de Prestación del Servicio, mayores o menores al IPC. Por ejemplo, en el mes de febrero de 2020 respecto a enero de 2020, el CU o tarifa de estrato 4 tuvo una variación negativa en febrero y la tarifa de estrato 2 tuvo una variación positiva, mientras que en marzo la variación fue positiva en ambos estratos.

Lo anterior sucede, como ya se había mencionado, porque de acuerdo con la Resolución CREG 186 de 2010, el cálculo de las tarifas de estrato 1 y 2 se hace con base en el IPC, siempre y cuando no se supere el límite del porcentaje de subsidio, mientras que la tarifa de estrato 3 siempre depende del CU. A continuación, explicaremos en detalle y a manera de ejemplo cómo se realiza el cálculo de la tarifa para el estrato 2:

Cálculo de la tarifa estrato 2 para el mes de marzo de 2020

$$\begin{aligned}
 & \text{Tarifa} = \text{Costo Unitario} + \text{Diferencia} \\
 & \text{Tarifa} = 275,7396 + 0,92 \\
 & \text{Tarifa} = 276,6596
 \end{aligned}$$

Verificación del Límite máximo del subsidio

$$\begin{aligned}
 & \left(\frac{\text{Tarifa} - \text{Costo Unitario}}{\text{Costo Unitario}} \right) \leq \text{Límite máximo del subsidio} \\
 & \left(\frac{276,6596 - 275,7396}{275,7396} \right) \leq 50,8597\%
 \end{aligned}$$

50,8597%? No cumple

En caso de cumplirse la expresión anterior, se aplicaría la Tarifa del estrato 2 actualizada por IPC.

Recalculo de la tarifa estrato 2 ajustada al límite máximo

????? ' ???? ???? ???? (???)

????? ' ???? ???? ' (???)

????? ' ???? ???? 280,5641

Como se puede observar, aplicando las fórmulas definidas en la Resolución CREG 186 de 2010 se obtiene el mismo valor de la tarifa de estrato 2 para marzo de 2020 publicada por CODENSA S.A. E.S.P. En este caso particular, al haberse superado el límite máximo de subsidio para el estrato 2, la tarifa ya no depende del IPC por lo que debe acotarse al 50% del CU, dependiendo así, de este último.

En resumen, se explicaron las razones por las cuales se presentaron incrementos en el Costo Unitario de Prestación del Servicio de CODENSA S.A. E.S.P y su incidencia en el cálculo de las tarifas de energía eléctrica. También tenga presente que el valor de la factura de energía eléctrica es directamente proporcional al consumo de energía y un incremento en el mismo no siempre es a causa de un mayor valor en la tarifa (aunque en este caso particular si hubo incremento en el CU a partir de febrero - marzo de 2020), entre más energía consuma un usuario mayor será el valor de su factura y que aunado con alzas en las tarifas, puede sentirse aún más. También hay otros elementos que influyen en el valor final de la factura como intereses de mora, facturas atrasadas, acuerdos de pago, aplicación de subsidios, entre otros, pero el cálculo general es el mencionado anteriormente. En este periodo de aislamiento preventivo obligatorio decretado por el Gobierno Nacional, las familias permanecen la mayoría del tiempo en sus casas implicando generalmente un mayor consumo de los servicios públicos impactando directamente en la factura.

Ahora bien, como parte de las acciones que realiza la SSPD en el marco de sus funciones, informamos que esta Entidad realiza verificaciones tarifarias mensuales a cada una de las empresas, y para el caso particular de CODENSA S.A. E.S.P., no se ha evidenciado irregularidad en la aplicación de la metodología tarifaria. Cabe reiterar que, las tarifas de energía eléctrica no se aplican por ciudad o municipio sino por mercado de comercialización por lo que la tarifa para el Mercado de Comercialización Bogotá aplica para todo el departamento de Cundinamarca, y, aunque una tarifa publicada por una empresa de servicios públicos en el país sea más alta en relación con las otras, no significa que estas presenten algún incumplimiento regulatorio o estén mal calculadas.

EN RELACION CON LA PREGUNTA No 2.

“2. ¿Qué acciones ha tomado el Ministerio y la CREG para evitar el aumento del costo en los servicios públicos domiciliarios en los hogares bogotanos”

Es importante señalar que, en el contexto de la pregunta las entidades llamada atender de fondo su interrogante son el Ministerio de Minas y Energía y la Comisión de Regulación de Energía y Gas, por lo que, en cumplimiento del artículo 21 de la Ley 1437 de 2011 modificada por el artículo 1 de la Ley 1755 de 2015, daremos traslado por competencia a dichas entidades para que en cumplimiento de sus funciones constitucionales o legales brinden una respuesta de fondo a su petición.

EN RELACION CON LA PREGUNTA No 3.

“3. ¿Cuántos hogares bogotanos se han acogido al beneficio del Decreto 517 – 2020 el cual permite diferir el pago de los servicios públicos?”

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través de su unidad de apoyo la Dirección Técnica de Gestión de Energía, y en cumplimiento de sus funciones de inspección y vigilancia señaladas en el artículo 15 del Decreto 990 de 2002, realizó requerimiento de información a todas las comercializadores del sector energético, con la finalidad de conocer las acciones y/o mecanismos transitorios implementados por cada empresa en el marco de las medidas tomadas en el Decreto Legislativo No. 517 de 2020 y las Resoluciones CREG 058 y 064 de 2020.

Por lo expuesto y siendo esta medida tan reciente y que las empresas tuvieron que ajustar sus sistemas de información para incluir este nuevo concepto en las facturas, informamos que en este momento no contamos con la información solicitada, por lo que una vez se cuente con los insumos de cada empresa se remitirá un informe con lo solicitado.

CUESTIONARIO – R.C. CIRO ANTONIO RODRIGUEZ PINZON (PROPOSICION 177 – 2020)

EN RELACION CON LA PREGUNTA No 1

“1. Para cada una de las siguientes empresas distribuidoras de energía eléctrica indicar las pérdidas de Operador de Red Totales y de Nivel de Tensión 1, indicador SAID y SAIFI acumulado para los años 2012, 2013, 2014, 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019.

a. Grupo 1

- Empresa Pública de Medellín (EPM)
- Centrales Eléctricas del Norte de Santander (CENS)
- Empresa de Energía del Quindío (EDEQ)
- Electrificadora de Santander (ESSA)

b. Grupo 2

- Codensa
- Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC)

c. Grupo 3

- Electrificadora del Meta (EMSA)
- Empresa de Energía del Pacífico (EPSA)
- Empresa de Energía de Pereira (EEP)
- Empresa de Energía de Boyacá (EBSA)
- Empresas Municipales de Cali (EMCALI)
- Compañía Energética de Occidente (CEO)

d. Grupo 4

- Electricaribe

e. Grupo 5

- Centrales Eléctricas de Nariño (CEDENAR)
- Empresa Distribuidora del Pacífico (DISPAC)
- Electrificadora del Huila (ELECTROHUILA)

- *Empresas Municipales de Cartago (EMCARTAGO)*
- *Empresa de Energía de Arauca (ENELAR)*
- *Empresa de Energía de Casanare (ENERCA)*
- *Compañía Energética del Tolima (ENERTOLIMA)”*

En primera medida, es importante precisar que los indicadores de calidad del servicio vigentes para el Sistema de Distribución Local para los periodos solicitados se encuentran definidos en las Resoluciones CREG 097 de 2008 y CREG 070 de 1998 estos indicadores son: el indicador ITAD para la primera y los indicadores DES y FES para la segunda. Los mencionados indicadores han sido reportados por los Operadores del Red al Sistema Único de Información – SUI de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD.

Ahora bien, en relación a los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI usados a nivel internacional como referentes para la calidad del servicio, dado que estos no eran calculados por los prestadores de conformidad con la regulación vigente tal como se mencionó en el párrafo anterior, la SSPD consiguió calcular tales indicadores a partir de la información de interrupciones del servicio reportada por los Operadores de Red – OR que ingresaron al esquema de calidad definido por la Resolución CREG 097 de 2008. Se aclara que dichos indicadores se calcularon a partir del año siguiente al cumplimiento de requisitos por cada prestador para ingresar al esquema de calidad de la Resolución CREG 097 de 2008, teniendo en cuenta que para el cálculo de estos indicadores se utiliza la información de las interrupciones de un año completo.

Para los OR que no lograron ingresar y cumplir con los requisitos de la Resolución CREG 097 de 2008 no fue posible determinar los indicadores SAIDI y SAIFI comparables con los demás prestadores debido a que no cuentan con un Sistema de Gestión de Distribución que les permita registrar las interrupciones del servicio de energía con el nivel de detalle requerido.

Es preciso indicar que la comisión de regulación definió la metodología para el cálculo de los indicadores SAIDI y SAIFI para las empresas Distribuidoras en Colombia en la Resolución CREG 015 de 2018, los cuales difieren de los indicadores SAIDI y SAIFI calculados por la SSPD debido a que la CREG incluyó unas condiciones que no se tenían en cuenta en la metodología de la CREG 097 de 2008, como por ejemplo que se excluyen de los indicadores las interrupciones menores a 3 minutos y las interrupciones generadas por cumplimiento a disposiciones del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, entre otros.

Bajo este entendido, nos permitimos compartir la información de los indicadores SAIDI y SAIFI calculados por la SSPD, es decir, tomando como insumos la información de las interrupciones cargada por los OR en el SUI; los cuales han logrado ingresar y cumplir los requisitos definidos en la resolución CREG 097 de 2008:

GRUPO	EMPRESA	SAIDI								Fecha de ingreso 097
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
GRUPO 1	502 - CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	52.4	47.0	33.2	31.2	31.7	33.6	30.1	29.8	1/10/2010
GRUPO 1	523 - EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	11.9	12.0	11.1	10.1	9.3	9.0	8.5	8.5	1/7/2011
GRUPO 1	524 - ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	-	-	-	-	33.1	29.5	25.3	24.3	1/7/2015
GRUPO 1	564 - EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	17.1	15.6	15.8	14.7	14.2	16.0	14.6	13.9	1/10/2010
GRUPO 1	604 - CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	39.5	43.2	42.6	33.5	40.9	29.4	27.6	28.2	1/7/2011
GRUPO 2	2103 - CODENSA S.A. ESP	11.1	12.0	14.1	11.9	11.0	13.5	13.5	14.1	1/4/2011
GRUPO 2	595 - EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A. ESP.	92.4	79.4	79.2	65.4	72.9				1/7/2011
GRUPO 3	2073 - EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	17.3	15.4	14.4	10.9	15.1	12.0	14.1	21.1	1/10/2011
GRUPO 3	23442 - COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	-	-	42.5	58.4	29.0	35.7	35.0	36.9	1/10/2013
GRUPO 3	2438 - EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P	21.0	17.9	18.1	19.6	19.1	22.9	18.1	18.9	1/4/2011
GRUPO 3	500 - EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. ESP	7.6	8.2	9.0	8.6	14.6	20.8	14.7	8.2	1/4/2011
GRUPO 3	536 - CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	16.7	15.2	14.3	13.2	15.1	17.5	12.9	13.6	1/4/2011
GRUPO 3	600 - ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	10.9	12.4	11.0	19.0	19.9	12.6	9.8	12.5	1/7/2011
GRUPO 4	2249 - ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	82.9	76.2	79.2	91.2	99.5	112.6	108.1	120.9	1/7/2011
GRUPO 5	1014 - ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	-	-	-	-	-	-	-	44.6	1/10/2018
GRUPO 5	1032 - ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP	50.7	45.6	60.7	40.2	55.5	63.2	56.1	77.9	1/7/2011
GRUPO 5	3226 - EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	-	95.2	114.3	145.4	76.0	48.9	40.0	31.8	1/4/2012
GRUPO 5	3332 - LATIN AMERICAN CAPITAL CORP SA ESP - TOLIMA	48.5	65.8	66.4	71.7	74.3	55.7	53.3	22.4	1/7/2011
GRUPO 5	44278 - CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P. / ENERTOLIMA S.A. ESP.	48.5	65.8	66.4	71.7	74.3	55.7	53.3	57.6	1/7/2011
GRUPO 5	520 - CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	74.5	65.1	73.7	110.7	81.3	96.4	121.9	93.3	1/4/2011
GRUPO 5	599 - EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	-	-	-	-	-	-	-	104.5	1/4/2018
GRUPO 5	EMCARTAGO	-	-	-	-	-	-	-	-	No ha ingresado
GRUPO 5	ENERCA	-	-	-	-	-	-	-	-	No ha ingresado

GRUPO	EMPRESA	SAIFI								Fecha de ingreso 097
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
GRUPO 1	502 - CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	67.5	61.6	60.7	57.7	49.9	48.4	43.4	54.8	1/10/2010
GRUPO 1	523 - EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	50.7	44.9	42.2	46.1	43.3	40.4	41.5	41.6	1/7/2011
GRUPO 1	524 - ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	-	-	-	-	38.7	35.3	37.5	38.5	1/7/2015
GRUPO 1	564 - EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	32.2	32.2	33.7	31.8	37.2	35.7	33.4	41.9	1/10/2010
GRUPO 1	604 - CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP	30.4	29.1	29.7	28.1	27.3	32.4	29.8	29.4	1/7/2011
GRUPO 2	2103 - CODENSA S.A. ESP	15.3	15.1	15.8	13.9	14.3	17.5	17.5	19.7	1/4/2011
GRUPO 2	595 - EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A. ESP.	62	61.3	66.1	64.2	70.4				1/7/2011
GRUPO 3	2073 - EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	34.9	33.4	28.5	22.7	24.0	23.7	25.7	27.9	1/10/2011
GRUPO 3	23442 - COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	-	-	34.9	30.2	22.9	31.4	33.7	32.3	1/10/2013
GRUPO 3	2438 - EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P	24.1	22.4	22.0	23.8	23.1	25.7	21.2	25.9	1/4/2011
GRUPO 3	500 - EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. ESP	52.7	61.9	65.8	60.3	58.6	63.0	56.0	56.1	1/4/2011
GRUPO 3	536 - CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	54.6	51.5	49.1	48.5	50.4	55.3	51.0	44.3	1/4/2011
GRUPO 3	600 - ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.	97.2	106.3	123.9	62.5	79.0	72.9	69.3	68.3	1/7/2011
GRUPO 4	2249 - ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	80.8	85.7	83.5	93.5	100.3	111.9	104.6	114.6	1/7/2011
GRUPO 5	1014 - ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.	-	-	-	-	-	-	-	83.2	1/10/2018
GRUPO 5	1032 - ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. ESP	155.1	83.8	68.6	61.5	53.8	67.6	65.6	79.7	1/7/2011
GRUPO 5	3226 - EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. E.S.P	-	143.6	107.8	91.0	64.2	54.3	43.4	29.8	1/4/2012
GRUPO 5	3332 - LATIN AMERICAN CAPITAL CORP SA ESP - TOLIMA	93.2	105.7	108.6	115.7	114.8	120.8	110.5	49.9	1/7/2011
GRUPO 5	44278 - CELSIA TOLIMA S.A. E.S.P. / ENERTOLIMA S.A. ESP.	93.2	105.7	108.6	115.7	114.8	120.8	110.5	114.8	1/7/2011
GRUPO 5	520 - CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.	64.5	54.4	65.3	80.2	59.4	73.3	68.8	75.3	1/4/2011
GRUPO 5	599 - EMPRESA DE ENERGIA DE ARAUCA	-	-	-	-	-	-	-	68.3	1/4/2018
GRUPO 5	EMCARTAGO	-	-	-	-	-	-	-	-	No ha ingresado
GRUPO 5	ENERCA	-	-	-	-	-	-	-	-	No ha ingresado

Con respecto a su solicitud de información sobre las pérdidas de energía para el periodo indicado, la SSPD no identificó en dicho periodo alguna obligación puntual definida en la normatividad para un cálculo periódico por parte de los Operadores de Red respecto a las pérdidas de energía por lo cual dicha información no se encuentra reportada al SUI. Igualmente, se estaba a la espera que se definiera la metodología de los planes de reducción de pérdidas por parte del regulador y del Ministerio de Minas y Energía la cual se materializó en la Resolución CREG 015 de 2018 y se empezó a aplicar para algunos prestadores a partir de los primeros meses del año 2020.

Esta información será capturada por el SUI de conformidad con lo previsto en la Resolución SSPD 20192200020155 por lo que tal información de pérdidas se encontrará disponible en el SUI a partir del 2021.

EN RELACION CON LA PREGUNTA No 2

“2. ¿Indique los índices de pérdidas reconocidos en la fórmula tarifaria para cada operador de red del servicio de energía de los años 2016, 2017 y 2018?”

Como se indicó para la respuesta a la pregunta anterior, para el periodo 2016 – 2018 los Operadores de Red no contaron con requerimientos normativos en firme para el cálculo y reporte de pérdidas, como tampoco fueron objeto de la aprobación de pérdidas reconocidas de acuerdo con el plan de reducción de pérdidas.

No obstante, en las metodologías tarifarias de la CREG, dicha comisión estableció el reconocimiento de los factores a referir al STN los cuales hacen parte de los cargos de distribución (Dt). Estos factores buscan compensar la energía perdida durante su transporte por la naturaleza del sistema y son determinados únicamente considerando las pérdidas de energía eficientes de los SDL's y STR's de cada mercado. En este sentido, los valores de pérdidas eficientes fueron definidos por la comisión de regulación en las circulares CREG 058 de 2009, CREG 015 de 2010, CREG 049 de 2010 y CREG 033 de 2010

Teniendo en cuenta lo anterior a continuación se resumen los factores a referir al STN para todos los operadores de red del país:

Operador de Red	PR1	PR2	PR3	PR4
EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDIO S.A. ESP.	12.75%	3.95%	2.45%	0.91%
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. ESP.	12.75%	5.60%	4.30%	0.91%
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A. ESP.	12.75%	4.03%	2.26%	0.91%
EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. ESP.	12.75%	2.56%	0%	0.91%
CENTRALES ELECTRICAS DE NORTE DE SANTANDER S.A. ESP.	12.75%	3.02%	3.34%	0.91%
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELECTRICA S.A. ESP.	12.75%	3.71%	0%	0.91%
EMPRESA DE ENERGÍA DE PUTUMAYO S.A. ESP.	12.75%	4.57%	1.88%	0.91%
EMPRESA DE ENERGÍA DE BAJO PUTUMAYO S.A. ESP.	12.75%	2.55%	1.98%	0.91%
ELECTRIFICADORA DEL META S.A. ESP.	12.75%	3.17%	2.98%	0.91%
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN S.A. ESP.	12.75%	2.49%	1.97%	0.91%
COMPAÑIA ENERGÉTICA DEL TOLIMA S.A. ESP.	12.75%	5.87%	3.60%	0.91%
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACIFICO S.A. ESP.	12.75%	4.19%	3.31%	0.91%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI EICE ESP.	12.75%	3.43%	3.23%	0.91%
COMPAÑIA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A. ESP.	12.75%	3.16%	2.41%	0.91%
EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA S.A. ESP.	12.75%	2.76%	1.39%	0.91%
CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. ESP.	12.75%	5.14%	4.49%	0.91%
EMPRESA DE ENERGÍA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. ESP.	12.75%	3.25%	1.51%	0.91%
CODENSA S.A. ESP.	12.75%	2.98%	3.21%	0.91%
COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. ESP.	12.75%	4.11%	2.71%	0.91%
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A. ESP.	12.75%	1.98%	0%	0.91%
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ S.A. ESP.	12.75%	4.12%	3.07%	0.91%
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A. ESP.	12.75%	4.10%	3.59%	0.91%
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. ESP.	12.75%	3.84%	2.35%	0.91%
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. ESP.	12.75%	2.94%	2.17%	0.91%
EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA S.A. ESP.	12.75%	3.96%	2.25%	0.91%
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	12.75%	3.11%	2.36%	0.91%
EMPRESA DE ENERGÍA DEL CASANARE S.A. ESP.	12.75%	4.68%	4.35%	0.91%
EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO S.A. ESP.	12.75%	2.01%	1.96%	0.91%
RUITOQUE S.A. ESP.	12.75%	3.25%	0%	0.91%

En donde:

PR1: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 1 del al STN

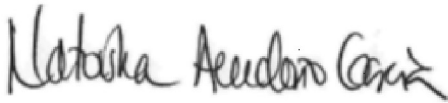
PR2: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 2 del al STN

PR3: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 3 del al STN
PR4: Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 4 del al STN

Ahora bien, es importante aclarar que según el Decreto 1937 de 2013 del Ministerio de Minas y Energía, los planes de reducción de pérdidas iniciarían su aplicación una vez entraran en vigor los cargos de distribución aprobados mediante la metodología que reemplace a la establecida en la Resolución CREG 097 de 2008; tal metodología corresponde a la expedida con la Resolución CREG 015 de 2018. En resumen, los mencionados planes de reducción de pérdidas incluyen las pérdidas reconocidas que se determinan en función de la inversión proyectada, y pueden llegar a reconocer hasta las pérdidas reales en nivel de tensión 1 del Operador de Red; las cuales hacen parte de la variable CPROG de la componente de pérdidas (PR) del costo unitario de prestación del servicio.

Como se mencionó en la pregunta anterior, los primeros Operadores de Red obtuvieron resolución de aprobación de ingresos y cargos con la Resolución CREG 015 de 2019 e iniciaron su aplicación en los primeros meses del año 2020 y así mismo se espera que los restantes cuenten con resolución de aprobación en el transcurso del año 2020, por lo cual se espera contar con valores de pérdidas para cada OR con datos más actualizados a partir del año 2021.

Con lo anterior, damos por atendido sus requerimientos.



NATASHA AVENDAÑO GARCÍA

Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Proyectó: Ángela Sarmiento - Directora Técnica de Gestión de Energía

Miller E. Martínez Casas – Asesor SDE y GC

Revisó: Julián Alberto Moreno Bonilla – Asesor Despacho Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios

Diego Ossa Urrea – Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible