



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 139 DE 2021

(03 SEP. 2021)

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P contra la Resolución CREG 016 de 2021

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524, 2253 de 1994, 2696 de 2004 y 1260 de 2013.

CONSIDERANDO QUE:

Mediante la Resolución CREG 016 de 2021 se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.

En el documento CREG 012 de 2021 se encuentra el soporte de la Resolución CREG 016 de 2021, incluyendo los criterios de revisión de la información, las bases de datos y los cálculos empleados por la Comisión para definir las variables aprobadas en esta resolución.

La Electrificadora del Meta S.A. E.S.P., mediante comunicaciones con radicados CREG E-2021-004247 y E-2021-004386, presentó recurso de reposición contra la Resolución CREG 016 de 2021 y, posteriormente, mediante comunicaciones con radicados CREG E-2021-008009, E-2021-008369, E-2021-008573 y E-2021-008694; envió aclaraciones relacionadas con el registro de líneas en archivos del sistema de información geográfico y con la asignación de algunos activos del plan de inversiones.

A continuación se transcriben las peticiones presentadas en el recurso de reposición, y se presenta el respectivo análisis de la Comisión.

Solicitudes del numeral 3.1

3.1 (...)

- **En el archivo BRA_0 OR-EMSA.xlsx en la Hoja formato6_UC_SE**

Inventario CRI

Subestación Granada (IUS 009) debe reconocerse la UC N4S1 (IUA 100090008000) de la línea 115 kV Granada – San Jose (IUL 0110) la cual es propiedad de EMSA y está reconocida en las Resoluciones CREG 045-2003 y 025-2010 (Como se indicó en el Oficio Radicado CREG E-2019-003938 en respuesta al Auto S-2019-00729)

Subestación Barzal (IUS 025) debe reconocerse la UC N3S1 (IUA 10025000K000) de la línea 34.5 kV Barzal – Fundadores (IUL 0095) y tiene las secciones (IUA 201430001000 y

Por la cual se resuelve el recurso de reposición contra la Resolución CREG 016 de 2021

201430002000) que se comparten estructuras con e inicio del circuito 34.5 kV Primavera (IUL 0143) y se conecta con el circuito 34.5 kV Ocoa – Villavicencio (IUL 0099) para efectuar suplencias o traslados de carga y para operar en paralelo en la implementación del anillo 34.5 kV Barzal – Ocoa – Catama – Caños Negros – Barzal. Esta bahía está reconocida en las Resoluciones CREG 045-2003 y 025-2010.

Subestación Cumaral (IUS 005) debe reconocerse la UC N3S1 (IUA 100050006000) de la línea 34.5 Cumaral – Japón (IUL 0085). En la información básica de líneas se presentó un lapsus involuntario en la asignación del IUS inicial de 0085 a 0005. Esta bahía está reconocida en las Resoluciones CREG 045-2003 y 025-2010. En documento de alcance al presente recurso se enviará el unifilar actualizado.

Inventario CRIN

Subestación Cumaral (IUS 005) debe reconocerse la UC N3S1 (IUA 100050000000) de la línea 34.5 kV ESMERALDA – CUMARAL (IUL 00092), que fue construida y puesta en operación en el proyecto de modernización y automatización de la subestación. En documento de alcance al presente recurso se enviará el unifilar actualizado.

Subestación Cumaral (IUS 005) debe reconocerse la UC N3S25 (IUA 10005000Q000), ya que el módulo de barraje cambia de Tipo 1 a Tipo 2 al pasar de 2 a 3 bahías de 34.5 kV y que fue ampliado en el proyecto de modernización y automatización de la subestación. En documento de alcance al presente recurso se enviará el unifilar actualizado.

Subestación Cumaral (IUS 005) debe reconocerse la UC N3S35 (IUA 10005000R000), ya que el módulo de barraje cambia de Tipo 1 a Tipo 2 al pasar de 2 a 3 bahías de 34.5 kV y que fue ampliado en el proyecto de modernización y automatización de la subestación. En documento de alcance al presente recurso se enviará el unifilar actualizado.

Subestación Puerto Gaitán (IUS 032) para la UC N4S26 (IUA 10032000H000) debe adicionarse el diferencial de Área correspondiente MÓDULO DE BARRAJE TIPO 3 – CONFIGURACIÓN BARRA DOBLE – TIPO CONVENCIONAL y que fue ampliado en el proyecto de compensación reactiva capacitiva, reconocida en la Resolución CREG 030-2017 y 061-2017.

Subestación Catama (IUS 045) debe reconocerse la UC N3S1 (IUA 100450008000) de la línea 34.5 kV CAÑOS NEGROS – CATAMA 34.5 kV (IUL 0144), la cual fue construida y puesta en operación. En documento de alcance al presente recurso se enviará el unifilar actualizado.

Subestación Catama (IUS 045) debe reconocerse la UC N3S1 (IUA 100450009000) de la línea 34.5 kV VILLAVICENCIO 34.5 kV (IUL 099), la cual fue construida y puesta en operación. En documento de alcance al presente recurso se enviará el unifilar actualizado.

- **En el archivo BRA_0 OR - EMSA.xlsx en la Hoja formato7_UC_lineas**

Inventario CRIN

La línea 115 kV Ocoa - Suria (0093) deben reconocerse 3.73 km de la UC N4L2 y 26.95 km de la UC N4L6. Esta línea está reconocida en la Resolución CREG 081-2013.

La línea 115 kV Suria - Puerto López2 (147) deben reconocerse 57.69 km de la UC N4L6. Esta línea está reconocida en la Resolución CREG 081-2018

En la siguiente imagen del archivo LINEASNIVEL4.shp allegado al Expediente 2018-0162 solicitud de aprobación de los ingresos asociados con el sistema de Transmisión Regional y Sistema de Distribución Local que opera EMSA, que contiene las líneas de nivel de tensión 4 que contiene las líneas 115 kV Ocoa - Suria (IUL 093) y Suria - Puerto López2 (IUL 147). En documento de alcance al presente recurso se enviará nuevamente el archivo shape generado.
(...)

Adicionalmente, en la Línea 115 kV Suria - Puerto López2 (0147) deben reconocerse 57.6 km de la UC N4L52 km DE FIBRA ÓPTICA ADSS/OPGW, que se habían solicitado a la CREG en el proceso de actualización Costo Anual Activos de Nivel de Tensión 4. Segundo circuito Suria - Puerto López 115 kV. Radicados CREG E-2017-011741 y E-2018-000181, mediante oficio

Por la cual se resuelve el recurso de reposición contra la Resolución CREG 016 de 2021

EMSA 20184000116051 el cual se anexa y el que se remite alcance de Concepto UPME N 201015200014111, y que por error involuntario no fue incluido en el inventario CRIN

Subestación Ocoa (IUS 030) debe reconocerse cuatro (4) UC N4EQ15E (IUA 100300034000, 100300035000, 100300036000, 100300037000) correspondientes a Filtro de Armónicos y que fue construido y puesto en operación reconocidos en las Resoluciones CREG 030-2017 y 061-2017

Subestación Suria (IUS 046) debe reconocerse tres (3) UC N4EQ15E (IUA 100460020000, 100460021000, 100460022000) correspondientes a Filtro de Armónicos y que fue construido y puesto en operación reconocidos en las Resoluciones CREG 030-2017 y 061-2017.

Subestación Puerto Gaitán (IUS 032) debe reconocerse una (1) UC N4EQ15E (IUA 10032001B000,) correspondientes a Filtro de Armónicos y que fue construido y puesto en operación reconocidos en las Resoluciones CREG 030- 2017 y 061-2017.

Subestación Suria (IUS 046) debe verificarse la cantidad de 853 m2 a valor unitario de \$671.760 de la UC N4EQ26E (IUA 10032001C000) correspondientes a Pantalla de Mitigación de Ruido y que fue construido y puesto en operación reconocidos en las Resoluciones CREG 030-2017 y 061-2017.

Subestación Puerto Gaitán (IUS 032) debe verificarse la cantidad de 433 m2 a valor unitario de \$671.760 de la UC N4EQ26E (IUA 100460023000) correspondientes a Pantalla de Mitigación de Ruido y que fue construido y puesto en operación reconocidos en las Resoluciones CREG 030-2017 y 061-2017.

Inventario CRIN

En el archivo Calculo ingresos D EMSA.xlsx, Hoja EMSA se reconocen 4.363 nuevos transformadores de nivel 1 NTNj,1,1 y 2.945 nuevas redes de nivel 1 NRNj,1,1 de los 6.959 NTNj,1,1 y 6.959 NRNj,1,1. reportados por EMSA en el archivo Circular029-2018 Formatos reporte inventario OR Rev 2.xlsx, Hoja Formato 4, sección Formato 4.11. Cantidad de transformadores y redes de distribución de la solicitud de aprobación de los ingresos asociados con el sistema de Transmisión Regional y Sistema de Distribución Local, para una diferencia de no reconocimiento de 2.096 NTNj,1,1 y 3.514 NRNj,1,1 como se resume en la siguiente tabla:

(...)

En relación con la diferencia de 4.363 NTNj,1,1 reconocidos y 2.945 NRNi.1.1 reconocidas, es decir, 1.418 NRNj,1,1 no reconocidas, en el numeral 2.6.1 Activos del Documento CREG-012 11 DE MARZO DE 2021 INGRESOS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA - ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P. de soporte de la Resolución CREG 016-2021, se indica "...No se incluyen redes de baja tensión asociadas con transformadores de conexión de capacidades iguales o inferiores a 15 kVA. Independientemente de que estos transformadores sean reconocidos en la base de activos, se entiende que las redes de baja tensión asociadas a los mismos son acometidas que no hacen parte del reconocimiento mediante la remuneración de la actividad de distribución y por tanto la cantidad de redes asociadas con la cantidad de transformadores en esta condición fue eliminada."

Sobre este criterio de decisión en no reconocer las NRNi.1.1 de los transformadores de capacidades iguales o inferiores a 15 kVA y con un (1) usuario, manifestamos nuestro desacuerdo porque no se indica esta normativa en ninguna parte de la Resolución CREG 015-2018 y teniendo en cuenta que todas las NRNi.1.1 de los inventarios CRI, CRINR y CRIN se basa en la metodología establecida en la Circular CREG No. 013 de 2007 en la cual se definen redes típicas de nivel de tensión 1 utilizadas para la prestación del servicio público de energía eléctrica, por lo que se trata de promedios generales de cantidades de postes o apoyos, longitudes, calibres y materiales de conductores, por lo que descartar en el reconocimiento 1.418 NRNj,1,1 afecta de manera importante los promedios en los casos de los transformadores cuyas NRNj,1,1 son mayores a los promedios de las redes típicas del nivel de tensión 1.

Por lo anterior, solicitamos reconocer los 6.459 NTNj,1,1 y 6.459 NRNj,1,1 y en su defecto como mínimo 4.363 NTNj,1,1 y 4.363 NRNi.1.1.

Por la cual se resuelve el recurso de reposición contra la Resolución CREG 016 de 2021

Análisis de la Comisión

En adelante se presenta el análisis y respuesta a cada una de las solicitudes presentadas en el mismo orden en que fueron expuestas.

En el archivo BRA_0 OR-EMSA.xlsx en la Hoja formato6 UC_SE

Inventario CRI

Respecto de la solicitud de remuneración de la UC N4S1 de la subestación Granada, con IUA 100090008000, se aclara que el reconocimiento de las UC se realiza con base en el uso de los equipos en su sistema, independientemente de su propiedad. Dado que esta bahía la usa el sistema de Energuaviare, a quien se le reconoce en su inventario de activos, no se incluye en el inventario de EMSA y, por tanto, se niega la solicitud.

Sobre la solicitud de reconocimiento de la UC N3S1 de la subestación Barzal, con IUA 10025000K000, una vez revisada la información asociada con el circuito con IUL 0095 relacionado con esta bahía, se encuentra que no hay UC de línea asociadas a dicha línea. Adicionalmente, en el GIS se registra una línea bajo el código IUL 0095 pero de manera discontinua y en el campo de UC se reporta "null", es decir, no se logra identificar ninguna UC ni su asociación a ningún tipo de inventario (CRI, CRIN, CRINR). Dado lo anterior, no se accede a la solicitud de reconocimiento de dicha UC.

El OR solicitó el reconocimiento de la UC N3S1 de la subestación Cumaral, con IUA 100050006000, señalando que cometió un error de asociación y confundió su asignación con otra línea. Una vez aclarado y revisada la información soporte, se accede a la solicitud de corrección, y se modifica el código de la S/E inicial de la línea asociada con la UC solicitada, para su reconocimiento.

Inventario CRIN

El OR solicita la remuneración de otra UC N3S1 en la subestación Cumaral, con IUA 10005000O000, actualizando el unifilar de la subestación. Dado que con la actualización del unifilar se corrige la situación inicialmente presentada por la cual no se había incluido esta UC en el inventario reconocido, se accede a la solicitud, incluyendo dicha UC en la base de activos.

En esta misma subestación, Cumaral, el OR solicita el cambio del tipo de barraje de nivel 3 reconocido de tipo 1 a tipo 2, actualizando el unifilar de la subestación. Dado que, con la actualización del unifilar, donde se observa que el barraje es tipo 2 para atender 4 bahías, se corrige la situación y se accede a la solicitud cambiando el barraje a tipo 2.

También se solicita, en la misma subestación, el reconocimiento del módulo común tipo 2 en reemplazo del tipo 1 reconocido, actualizando el unifilar de la subestación. En este caso, entendiendo que es la misma situación del párrafo anterior, donde se observa en el unifilar actualizado que el módulo común es tipo 2, se procede a realizar el reconocimiento de este último.

Por otra parte, el OR solicita adicionar el diferencial de área correspondiente al módulo de barraje tipo 3 (N4S26) en la subestación Puerto Gaitán por ser reconocido en las resoluciones CREG 030 y 061 de 2017. La solicitud no es clara, en el sentido en que la UC N4S26 fue eliminada en esta subestación y fue reemplazada por la UC N4S25 que es la que corresponde según el número de bahías (6) existentes en el barraje de nivel 4 en esta S/E y que corresponde al tipo 2. Adicionalmente la situación fue nuevamente revisada y se reitera que la clasificación del barraje es la de tipo 2 dado que en esta subestación existen menos de 9 bahías (el tipo 3 es para casos donde existan mínimo 9 bahías). Por

JM

2

Por la cual se resuelve el recurso de reposición contra la Resolución CREG 016 de 2021

otra parte, el área de terreno asociada a módulos comunes se encuentra reconocida de manera automática, en función de la cantidad de bahías y celdas presentes en cada nivel de tensión y por lo tanto se verificó que se encuentran reconocidos 2.048 m² en Nivel de tensión 4. Según lo expuesto, no se accede a esta solicitud y por tanto no se efectúa ningún cambio al respecto.

El peticionario solicita el reconocimiento de dos UC N3S1 en la subestación Catama, con IUA 100450008000 y 100450009000, adjuntando la actualización del unifilar de la subestación donde se observan los equipos que componen estas UC. Dado que, con la actualización del unifilar se observan los equipos que hacen parte de estas UC, se corrige la situación y se accede a la solicitud de reconocimiento de estas UC.

En el archivo BRA_0 OR - EMSA.xlsx en la Hoja formato7_UC líneas

Inventario CRIN

El OR solicita la remuneración de 30,68 km de la línea Ocoa – Suria (3.73 km de UC N4L2 y 26,95 km de UC N4L6) que no fue reconocida en la resolución recurrida por no estar registrada en el archivo del sistema de información geográfico, GIS. En el recurso de reposición, el OR corrigió el archivo del GIS donde se observa la existencia de la línea en comentario y se permite verificar las UC mencionadas, razón por la cual se accede a la solicitud y se incluye en el inventario.

De la misma manera, el OR solicita la remuneración de 57,69 km de la línea Suria – Puerto López2 (57,69 km de UC N4L6) que no fue reconocida en la resolución recurrida por no estar registrada en el archivo del sistema de información geográfico, GIS. En el recurso de reposición, el OR corrigió el archivo del GIS donde se observa la existencia de la línea en comentario y se permite verificar las UC mencionadas, razón por la cual se accede a la solicitud y se incluye en el inventario.

Adicionalmente, en el recurso de reposición, el OR solicita que sean incluidos 57,60 km de UC N4L52 (Fibra Óptica ADSS/OPGW) en la línea Suria – Puerto López2 dado que el OR lo había solicitado en otra oportunidad (2017), está incluida en un concepto UPME y que “por error involuntario no fue incluido en el inventario CRIN”. Al respecto se recuerda que la instancia de recurso de reposición no es la oportunidad para solicitar el reconocimiento de activos no reportados con anterioridad, sino que es una oportunidad para controvertir sobre los aspectos inicialmente presentados y que fueron objeto de análisis y decisión mediante la resolución recurrida. Considerando lo anterior, no se accede a la solicitud del OR. No obstante, se considera que el OR podrá realizar la solicitud de reconocimiento en una nueva oportunidad, y acorde con las instancias que permite la Ley 142 de 1994 para estos casos.

En las subestaciones Ocoa, Suria y Puerto Gaitán se solicita, en el recurso de reposición, que se remuneren 8 UC N4EQ15E (filtros de armónicos) que habían sido reconocidos en las resoluciones CREG 030 de 2017 y 061 de 2017. Al respecto se verificó que dichas UC habían sido presentadas por parte del OR, que habían sido objeto de remuneración y que en la resolución recurrida no habían sido incluidas. Acorde con lo expuesto, se accede a la solicitud del OR en el sentido de incluir las 8 UC N4EQ15E (con IUA 100300034000, 100300035000, 100300036000, 100300037000, 100450020000, 100450021000, 100450022000 y 10032001B000) en la remuneración del sistema.

En las subestaciones Suria y Puerto Gaitán el OR solicitó la remuneración de las UC N4EQ26E (Barreras de insonorización) con áreas de 853 m² y 433 m²

Por la cual se resuelve el recurso de reposición contra la Resolución CREG 016 de 2021

respectivamente y que habían sido reconocidas en las resoluciones CREG 030 de 2017 y 061 de 2017. Se verificó que dichas UC habían sido presentadas por parte del OR y que habían sido objeto de remuneración, pero con un área igual a 1 m², razón por la cual se corrigió la remuneración de las UC especiales y se modificaron los códigos de UC a N4EQ27E y N4EQ28E en las subestaciones Suria y Puerto Gaitán respectivamente, con las áreas especiales de cada una para su adecuado reconocimiento.

Inventario CRIN

En la última observación de este numeral el OR solicita la remuneración de 6.459 transformadores de Nivel de Tensión 1 e igual número de redes del mismo nivel de tensión y en su defecto, como mínimo 4.363 transformadores y el mismo número de redes, dado que en la resolución recurrida fueron reconocidos 4.363 transformadores y 2.945 redes de nivel 1.

Respecto de las diferencias entre las cantidades reconocidas y las aprobadas en la resolución recurrida, que se presentan en detalle en el Documento CREG 012 de 2021, soporte de la Resolución CREG 016 de 2021, a excepción del retiro de 1.418 redes de nivel 1, el recurrente no advierte ningún argumento en el recurso, razón por la cual solamente es objeto de revisión el retiro de las 1.418 redes de nivel de tensión 1 no reconocidas.

El OR expresa su inconformismo manifestando que la regla para el no reconocimiento de 1.418 redes de nivel de tensión 1, aplicado por la CREG para el retiro de redes de nivel de tensión 1, por considerarlos acometidas, dado que son de uso exclusivo de un usuario, no se encuentra en la Resolución CREG 015 de 2018, y que la cantidad de redes de nivel de tensión 1 a reconocer se debe basar en la metodología establecida en la Circular 013 de 2007, en la cual se definen redes típicas de nivel de tensión 1 utilizadas para la prestación del servicio.

Al respecto es necesario diferenciar que, desde la primera metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica, Resolución CREG 099 de 1997, se han distinguido dos tipos de activos para conocer si son susceptibles de remuneración mediante cargos por uso o no: i) activos de uso y ii) activos de conexión de usuarios.

Con base en este concepto, las metodologías de remuneración de la actividad reconocen los activos de uso, es decir, aquellos que utilizan dos o más usuarios del servicio público domiciliario, mientras que el activo denominado “acometida”, que según la definición del artículo 14.1 de la Ley 142 de 1994 es la derivación de la red local del servicio respectivo que llega hasta el registro de corte del inmueble, clasificado como un activo de conexión de un usuario, nunca ha sido parte de la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica.

La única excepción a esta regla se encuentra en la definición de Activos de Nivel de Tensión 1 de que trata el Artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018, así:

Activos de nivel de tensión 1: son los conformados por las redes de transporte que operan a tensiones menores a 1 kV y los transformadores con voltaje secundario menor a 1 kV que las alimentan para atender dos o más usuarios, incluyendo las protecciones y equipos de maniobra asociados, excepto los que hacen parte de instalaciones internas por ser considerados activos de uso. En esta clasificación se incluyen los transformadores de conexión con capacidad igual o inferior a 15 kVA.

(Subrayado fuera de texto)

Por la cual se resuelve el recurso de reposición contra la Resolución CREG 016 de 2021

Como se observa en la definición, cuando se habla de la remuneración de activos de nivel de tensión 1 en la Resolución CREG 015 de 2018 se incluyen, de manera explícita, los transformadores de conexión, pero no así las acometidas que se desprenden de dichos transformadores.

Por otra parte, es de recordar que la Circular CREG 013 de 2007 no es una metodología de remuneración. Es una solicitud de reporte de información mediante la cual los OR debieron reportar sus redes de uso típicas, sin incluir activos de conexión, reiterando que nunca han sido parte de la remuneración de la actividad de distribución.

Dado lo expuesto, entendiendo que la regla explícita es la del reconocimiento de activos de uso del nivel de tensión 1 donde no se encuentran incluidas las acometidas de los usuarios de este nivel de tensión, y que la Circular CREG 013 de 2007 no es una metodología, no es de recibo la solicitud del OR y, por tanto, no se modifica el inventario del Nivel de Tensión 1 inicialmente aprobado.

Solicitudes del numeral 3.2

3.2 (...)

- **En el archivo Inventario reconocido INVA OR – EMSA.xlsx**

En la Hoja formato 1_proyectosInversion el proyecto VI13 S/E Santa helena 300 MVA 203/115 kV por error involuntario de digitación quedó como año de entrada 2020 y el año correcto es 2019, como se puede observar en el Documento Plan de Inversión 2019-2023 de la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P de diciembre 31 de 2019, en múltiples acápite tales como:

(...)

Igualmente se observa en el archivo Circular029-2018 Formato solicitud ingresos CREG 015 Rev 3.xlsx presentado se tiene la siguiente distribución de activos de nivel 4 para el año 1 en el que se observa que para la variable BRAEN_i, 4, t la Propuesta de inversiones anuales en el nivel de tensión 4 para el año t=1 son \$34.111 Millones de pesos de diciembre de 2017 y para el año t=2 son \$64.266 Millones

(...)

mientras que en lo aprobado en el Artículo 2 Tabla 1 la variable BRAEN_i, 4, t la Propuesta de inversiones anuales en el nivel de tensión 4 para el año t=1 son

\$318 Millones de pesos de diciembre de 2017 para el año t=2 son \$96.014 Millones acumulándose la propuesta de inversiones anuales en nivel de tensión 4 del año 1 en el año 2 como consecuencia del error involuntario de digitación del año de entrada en operación del proyecto VI13, en la Hoja formato1_proyectosInversion del archivo Inventario reconocido INVA OR - EMSA.xlsx

(...)

- **En el archivo Inventario reconocido INVA OR - EMSA.xlsx Hoja formato6_UC_SE**

Proyecto VI12

De acuerdo con el Anexo General de la Resolución CREG 015-2018 en el numeral 14.1 UC ASOCIADAS A SUBESTACIONES, ordinal j. que indica "El costo de la UC de módulo común se define por bahía y, por tanto, para calcular el valor del módulo común, primero se debe ubicar el tipo de módulo común por nivel de tensión al que pertenece una subestación y luego, multiplicar el número de bahías existentes en la subestación, en dicho nivel de tensión, por el valor de la UC correspondiente...", por lo que:

En la subestación Centauros (IUS 049) deben reconocerse tres (3) UC N3S34 del módulo común ya que hay tres (3) bahías en 34.5 kV.

En el área reconocida de la UC N3S34 de 535 m2 debe dividirse en las tres (3) bahías a reconocer.

En la subestación Ocoa (IUS 030) deben reconocerse cuatro (4) UC N3S35 del módulo común ya que hay cuatro (4) bahías en 34.5.

M

2

Por la cual se resuelve el recurso de reposición contra la Resolución CREG 016 de 2021

En el área reconocida de la UC N3S35 de 670 m2 debe dividirse en las cuatro (4) bahías a reconocer.

En la bahía N3S2 en Ocoa (030) falta adicionar el área reconocida de 100 m

Proyecto GU02

De acuerdo con el Anexo General de la Resolución CREG 015-2018 en el numeral 14.1 UC ASOCIADAS A SUBESTACIONES, ordinal j. que indica " El costo de la UC de módulo común se define por bahía y, por tanto, para calcular el valor del módulo común, primero se debe ubicar el tipo de módulo común por nivel de tensión al que pertenece una subestación y luego, multiplicar el número de bahías existentes en la subestación, en dicho nivel de tensión, por el valor de la UC correspondiente.. ", por lo que:

En la subestación Violetas (IUS 051) deben reconocerse cuatro (4) UC N3S35 del módulo común ya que hay cuatro (4) bahías en 34.5 kV.

En el área reconocida de la UC N3S35 de 670 m2 debe dividirse en las cuatro (4) bahías a reconocer.

Proyecto VI14

De acuerdo con el Anexo General de la Resolución CREG 015-2018 en el numeral 14.1 UC ASOCIADAS A SUBESTACIONES, ordinal j. que indica " El costo de la UC de módulo común se define por bahía y, por tanto, para calcular el valor del módulo común, primero se debe ubicar el tipo de módulo común por nivel de tensión al que pertenece una subestación y luego, multiplicar el número de bahías existentes en la subestación, en dicho nivel de tensión, por el valor de la UC correspondiente...", por lo que:

En la subestación Sikuaní (IUS 050) deben reconocerse tres (3) UC N3S34 del módulo común ya que hay tres (3) bahías en 34.5 kV.

En el área reconocida de la UC N3S34 de 535 m2 debe dividirse en las tres (3) bahías a reconocer.

Proyecto ARN3-4-Fase1

De acuerdo con el Anexo General de la Resolución CREG 015-2018 en el numeral 14.1 UC ASOCIADAS A SUBESTACIONES, ordinal j. que indica "El costo de la UC de módulo común se define por bahía y, por tanto, para calcular el valor del módulo común, primero se debe ubicar el tipo de módulo común por nivel de tensión al que pertenece una subestación y luego, multiplicar el número de bahías existentes en la subestación, en dicho nivel de tensión, por el valor de la UC correspondiente...", por lo que:

En la subestación San Carlos (IUS 052) deben reconocerse tres (3) UC N3S34 del módulo común ya que hay tres (3) bahías en 34.5 kV.

En el área reconocida de la UC N3S34 de 535 m2 debe dividirse en las tres (3) bahías a reconocer.

Análisis de la Comisión

En el archivo Inventario reconocido INVA OR – EMSA.xlsx

El OR aduce que se equivocó en la fecha de entrada del proyecto VI13 S/E Santa Helena 300 MVA 203/115 kV, y que por error involuntario de digitación la fecha correcta de entrada es 2019 y no 2020. Para evidenciar lo anterior, expone que en varias partes de los documentos inicialmente presentados se puede encontrar la referencia correcta, que la única equivocación es en el reporte de características iniciales, y solicita corregir la fecha de entrada en operación del proyecto.

M

2

Por la cual se resuelve el recurso de reposición contra la Resolución CREG 016 de 2021

Una vez verificada la consistencia de la información, con base en las menciones realizadas por el OR, se concluye que la fecha correcta de entrada del proyecto es 2019, y se procede a corregir el dato.

En el archivo Inventario reconocido INVA OR - EMSA.xlsx Hoja formato6 UC SE

En esta sección el OR solicita el reconocimiento de tres UC N3S34 (módulo común/bahía tipo 1) en las subestaciones Centauros, Sikuaní y San Carlos, debido a la existencia de tres bahías en 34.5 kV en cada una de estas subestaciones, y que el área de 535 m² que le corresponde a esta UC debe dividirse entre las tres bahías a reconocer en cada caso.

Situación similar se presenta cuando el OR solicita el reconocimiento de cuatro UC N3S35 (módulo común/bahía tipo 2) en las subestaciones Ocoa y Violetas, debido a la existencia de tres bahías en 34.5 kV en cada una de estas subestaciones, y que el área de 535 m² que le corresponde a esta UC debe dividirse entre las tres bahías a reconocer en cada caso.

Respecto de estas solicitudes, es necesario recordar que los literales i. y j. del numeral 14.1 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 expresan lo siguiente:

- i. Se debe reportar una UC de módulo común por cada nivel de tensión existente en la subestación exceptuando el nivel 1.
- j. El costo de la UC de módulo común se define por bahía y, por tanto, para calcular el valor del módulo común, primero se debe ubicar el tipo de módulo común por nivel de tensión al que pertenece una subestación y luego, multiplicar el número de bahías existentes en la subestación, en dicho nivel de tensión, por el valor de la UC correspondiente. La cantidad de celdas no se considera para efectos de definir el tipo de módulo común de la subestación.

(subrayado fuera de texto)

Según lo establecido en el literal i., se debe reportar una UC de módulo común por cada nivel de tensión existente en la subestación exceptuando el nivel 1.

Lo establecido en el literal j. del mismo numeral describe la forma en la que se realizan los cálculos y la forma en que se remuneran estas UC, por lo que se verificó que el cálculo ya incluía el valor correspondiente al número de bahías reportado en cada caso (N3S34 y N3S35).

Respecto de las áreas, se aclara que el campo de "área especial", reportado en el archivo de Excel entregado, no es utilizado en el cálculo y por tanto se verificó que en esta S/E ya se incluía, de manera automática, el área de 535 m² que corresponde a esta UC. No obstante, se recuerda que para el reporte al LAC el valor del terreno se debe digitar de forma completa (sin dividir por la cantidad de bahías) de la misma forma que se indica en el archivo de INVA.

Según lo explicado, entendiendo que en esas subestaciones ya se encuentra reportada la única UC de módulo común posible, que está reconocida, y que verificado el cálculo de área especial se encuentra en la manera expuesta en la resolución, no se accede a las solicitudes de reconocimiento de las UC N3S34 y N3S35 objeto de recurso, ni es necesaria corrección de ningún tipo en las áreas reconocidas.

En esta misma sección se solicitó el reconocimiento de 100 m² que, según el OR, faltaba adicionar en la bahía N3S2 de la subestación Ocoa. Al revisar se encontró

jm

2

Por la cual se resuelve el recurso de reposición contra la Resolución CREG 016 de 2021

que en esta S/E ya se incluye el área de 100 m² que corresponde a esta UC, y que el campo de "área especial" reportado no es utilizado en el cálculo. No obstante, se recuerda que para el reporte al LAC el valor del terreno se debe reportar de forma completa (sin dividir por la cantidad de bahías), de la misma forma que se indica en el archivo de INVA. Según lo explicado, no se accede a esta solicitud.

Adicionalmente, se hicieron algunos ajustes en la asignación del nivel de tensión de las UC de bahías asociadas a transformadores, lo que causa cambios respecto a la valoración inicial por nivel de tensión de estas UC.

Solicitud del numeral 3.3

3.3. En relación con las inconformidades indicadas en el acápite 6 del presente Recurso de Reposición, se tienen los siguientes hallazgos:

En el documento CREG-012 del 11 de marzo de 2021 "INGRESOS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA-ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P." adjunto a la resolución CREG 016 de 2021 en el numeral 2.6.2 AOM, la CREG expresa que sobre información de gastos de AOM, la aplicación del modelo de frontera estocástica y la información de entrada al mismo fue revisada. EMSA solicitó 23.996 Millones de pesos y de estos fueron reconocidos 19.826 Millones, es decir 17,38% menos. La CREG sobre el tema menciona que, la información contable registró importantes diferencias. Ni los datos existentes en el SUI respecto del AOM demostrado ni los existentes en la CREG respecto del AOM de pérdidas (anteriormente reportados por el mismo OR) corresponden con los registrados en la solicitud de ingresos y por tanto se calcula el AOM base según la información oficial registrada tanto en el SUI como en la CREG en \$19.825 millones de pesos, inferior en \$4.170 millones de pesos respecto del solicitado por el OR.

Para efectos de establecer el AOM Base para EMSA, la CREG adoptó las cifras registradas tanto en la base de datos del SUI y CREG, como se detalla a continuación:

	2012	2013	2014	2015	2016
AOMDi,t	21.872.952.854	21.103.234.584	25.464.005.534	27.604.417.413	31.273.272.161

Al respecto EMSA aclara que esta información demostrada para los años 2012 - 2016, no contiene la información correspondiente al AOM de pérdidas, dado que EMSA no reportó estos costos y gastos en la actividad de Distribución, como constará en la certificación que está expidiendo la firma LEAL INGENIEROS S.A.S, firma encargada de elaborar el Informe de Auditoria de Gastos AOM para Distribución, según lo establecido en la Resolución CREG 051 de 2010 para estos años y la cual en documento de alcance al presente recurso se enviará.

EMSA en la solicitud de ingresos presentada a la CREG remitió la información que a continuación se relaciona, la cual contiene el AOM certificado por el auditor para la actividad de Distribución más el AOM de perdidas reportados por EMSA a través de las Circulares CREG 027 de 2014 y CREG 015 de 2017, por ello se presentan las diferencias manifestadas por la CREG en el documento 012-2021.

Variable	2012	2013	2014	2015	2016
AOMDi,t	28.504.620.390	32.244.262.194	37.751.676.974	37.840.939.604	40.435.945.679

Dado lo anterior, y considerando que EMSA no registro los costos y gastos de recuperación y control de pérdidas del periodo 2012-2016 en los gastos de AOM de Distribución para ese mismo periodo, y atendiendo que a aparentemente la CREG no permite la adición de estos valores sobre los datos certificados por los Auditores de AOM de Distribución, se solicita a la CREG no descontar el valor de AOM de pérdidas para establecer el AOM base de EMSA (establecido en el numeral 4.1 de la Resolución CREG 015-2018), justificado lo anterior en que estos gastos no estuvieron registrados en el AOM certificado de Distribución. Caso contrario, si la CREG descuenta los valores de AOM de pérdidas para establecer el AOM base para EMSA, se presentaría una sub- remuneración evidente para EMSA, al no permitírsele la recuperación adecuada de los costos AOM en que incurre para la prestación del servicio en su Sistema. De esta manera el valor del AOM base que EMSA solicita sea reconocido en pesos de diciembre de 2017 es del orden de \$28.174.312.471 pesos y por tanto se solicita también a la CREG

in

2

Por la cual se resuelve el recurso de reposición contra la Resolución CREG 016 de 2021

redistribuir este valor para establecer los AOM base por nivel de tensión y corregir la tabla 9 del Artículo 7 de la Resolución CREG No.016 de 2021, en función de este valor.

Análisis de la Comisión

El OR expresa su inconformidad respecto del reconocimiento de AOM, dado que no reportó el AOM de pérdidas dentro de los valores reportados en el SUI para la actividad de distribución de energía eléctrica y, por ello, solicita que, para efectos del cálculo del AOM, no sean restadas las cantidades de AOM de pérdidas reportadas de manera independiente.

Para revisar este tema, es necesario revisar dos aspectos básicos: i) la correcta aplicación de la metodología de cálculo establecida en la Resolución CREG 015 de 2018 y ii) las bases de datos utilizadas para el cálculo y la responsabilidad por su reporte.

Respecto de la correcta aplicación de la metodología, es necesario revisar la normatividad expedida alrededor de los costos y gastos de AOM de pérdidas en la Resolución CREG 015 de 2018, que se encuentra en el numeral 4.1 del Capítulo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018, modificado por el Artículo 12 de la Resolución CREG 036 de 2019, donde se indica la fórmula de cálculo del AOM base a reconocer de la siguiente manera:

$$AOMbase_j = (\text{máx} (AOMINI_j, AOMOB_j) - AOMP_j + AMB_j) * \frac{IPP_{FC}}{IPP_{2016}}$$

De la anterior expresión se deduce que del valor máximo entre el valor del AOM inicial (variable AOMINI_j) y el valor de AOM objetivo (variable AOMOB_j), se debe restar el valor que representa el AOM destinado a los programas de reducción o mantenimiento de pérdidas (variable AOMP_j). Esta última se calcula como el promedio de los valores reportados por el OR para los años 2012 a 2016, en cumplimiento de las circulares expedidas por la CREG con este propósito, actualizando cada valor anual con la variación del IPP hasta diciembre de 2016, para ser remunerado como parte del plan de reducción o mantenimiento de pérdidas de que trata el Capítulo 7 de la misma resolución.

Al respecto cabe indicar que el OR no presenta ningún argumento asociado con los cálculos realizados o con la aplicación de la metodología establecida, y al tomar nuevamente las fuentes de cálculo allí indicadas, se constata que la metodología fue correctamente utilizada y arroja el valor aprobado en la Resolución CREG 016 de 2021.

Por su parte, respecto de las bases de datos utilizadas para el cálculo y la responsabilidad por su reporte, se menciona que los datos para el cálculo del reconocimiento se tomaron de las fuentes anunciadas, esto es, de los datos reportados por el OR al Sistema Único de Información, SUI, administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, y de los reportes del OR a la CREG en respuesta a las circulares donde se solicitó la información del AOM dirigido a pérdidas de energía.

Respecto de la obligación del reporte de datos adecuados al SUI, es claro que, desde el Decreto 387 de 2007, donde se expresa que el Operador de Red será el responsable por la gestión integral de las pérdidas de energía en el mercado de comercialización asociado a sus redes, el OR debe reportar los valores de AOM asociados con pérdidas en la actividad de distribución de energía eléctrica.

Este aspecto es reforzado por la normatividad expedida por la CREG en la Resolución CREG 180 de 2014 y en lo propuesto en la primera resolución de consulta de la metodología de distribución de energía, Resolución CREG 179 de

AM

2

Por la cual se resuelve el recurso de reposición contra la Resolución CREG 016 de 2021

2014. Mientras en la primera¹ la CREG determinó que los gastos de AOM de pérdidas no son parte de la remuneración de la actividad de comercialización, en la segunda se propone su remuneración, como parte de la metodología de distribución, pero de manera separada al AOM convencional, como se encuentra presentado de manera explícita.

Con lo anterior, es completamente claro que la responsabilidad por el adecuado reporte de los datos a las entidades de regulación, supervisión, vigilancia y control es de cada operador de red.

Como se observa, el recurso se concentra en la calidad de la información reportada por el OR al SUI, donde el agente reporta que no se incluyeron los valores correspondientes al AOM de pérdidas, y no se encuentra ningún argumento asociado con fallas en el cálculo realizado por la CREG.

Al revisar los argumentos del OR es necesario comentar que el recurso presentado pretende modificar lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, dado que el OR no expresa ningún desacuerdo asociado con fallas en la aplicación de la norma, sino que justifica su solicitud con base en la deficiencia de los datos de AOM de distribución que se encuentran en el SUI.

Entendiendo que la completa responsabilidad por el reporte de la información a las entidades de regulación, vigilancia y control² es del Operador de Red y además que, una vez revisados nuevamente los cálculos del AOM a reconocer a EMSA, se verificó la correcta aplicación de la metodología establecida en la Resolución CREG 015 de 2018; se ratifica el valor de AOM presentado en la Resolución CREG 016 de 2021 y, por tanto, no se efectúa ninguna modificación al respecto.

Solicitud del numeral 3.4

3.4. En relación con las inconformidades indicadas en los acápites 7 y 8 del presente Recurso de Reposición, solicitamos que considerando que la CREG utilizando la información reportada en los Formatos 4 y 5 del SUI calculó los indicadores de referencia de calidad media establecidos en el Artículo 9 la tabla 11 de la Resolución CREG 016-2021 y con base en el criterio de la mejor información disponible y acorde con el numeral 5.2.3.2.1 Metas de Calidad Media del Anexo General de la Resolución CREG 015-2018 se establezcan las siguientes metas anuales con una reducción del 8% anual así:

(...)

Análisis de la Comisión

El prestador solicita la revisión de las metas anuales de calidad media para los indicadores de duración y frecuencia de eventos, de que tratan los artículos 10 y 11 de la resolución recurrida, por no guardar consistencia con los indicadores de calidad media y la reducción del 8% anual establecida en la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018, y presenta su entendimiento de la resolución en comentario, incluyendo los indicadores de referencia de calidad media como las metas del primer año del período tarifario.

¹Literal b) del Artículo 7 de la Resolución CREG 180 de 2014

² Para el establecimiento y aplicación de metodologías o de supervisión respectivamente.

Por la cual se resuelve el recurso de reposición contra la Resolución CREG 016 de 2021

Una vez revisados los cálculos de las metas anuales de calidad media para los indicadores de duración y frecuencia se encontró que, efectivamente, no corresponden con los indicadores de calidad media calculados.

Al respecto se debe aclarar que la propuesta del OR no es recibida, por cuanto la metodología establecida en el Capítulo 5 de la Resolución CREG 015 de 2018 emplea los indicadores de referencia para que, a partir del año 1, las metas anuales de calidad media tengan una reducción del 8% respecto de las referencias; contrario a la propuesta del recurrente al colocar los indicadores de referencia como meta del año 1 sin reducción alguna.

De esta manera, se accede a la revisión de las metas anuales de calidad media para los indicadores de duración y frecuencia de eventos y se corrigen, conforme la metodología vigente, esto es, reduciendo en 8% los indicadores de referencia a partir del primer año del período tarifario.

Solicitud del numeral 3.5

3.5. En relación con las inconformidades indicadas en el acápite 10 del presente Recurso de Reposición se detectó que en el documento CREG-012 del 11 de marzo de 2021 "INGRESOS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA- ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P." adjunto a la resolución CREG 016 de 2021 en el numeral 2.5.6 REVISIÓN DE INFORMACIÓN DE PÉRDIDAS Y ENERGÍA se informa; " El OR no entregó información sobre el valor del plan de pérdidas de acuerdo con los resultados del aplicativo de estimación del costo eficiente de reducción de pérdidas."

En el Expediente 2018-0162 solicitud de aprobación de los ingresos asociados con el sistema de Transmisión Regional y Sistema de Distribución Local que opera EMSA, en el archivo INFORME PLAN DE PERDIDAS V1 PDF.PDF, numeral 9. COSTO EFICIENTE (CPCE) se presentaron los resultados de la simulación del modelo de pérdidas de la UTP, y en el archivo BASES DE CALCULO EMSA CD.xlsx, HOJAS Resultados CPCE y ParametrosEntrada CPCE que contiene las variables de entrada al software de simulación de la UTP con las que EMSA ESP calculó el CPCE_j y que se utilizan para el cálculo de la variable CAP_j, como se muestra en la siguiente imagen.

(...)

Obteniendo un resultado final para la variable CPCE_j de \$75.196, por lo que solicitamos respetuosamente incluir este valor en el cálculo de la variable CAP_j establecida en el Artículo 16 de la Resolución CREG 016- 2021

Adicionalmente, en el documento CREG-012 del 11 de marzo de 2021 INGRESOS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA - ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P, en el numeral 3 RESULTADOS GENERALES, en la Tabla 4 Resumen resultados estimados, las pérdidas proyectadas en el sistema del OR, como se muestra a continuación

(...)

Entendemos que se encuentran trocados los datos del año t=1 del índice de pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización (12,34%) con el índice de pérdidas de energía en el nivel de tensión 1 (16,41%).

Finalmente, entendemos que como en el resuelve de la Resolución CREG 016- 2021 en los artículos 14. Indices de referencia pérdidas eficientes, 16. Costo anual del Plan de gestión de pérdidas y 17. Costo de las inversiones en activos que no son clasificables como UC y en el documento CREG-012 del 11 de marzo de 2021 INGRESOS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA - ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P, en los numerales 2.6.4 ENERGIA y 2.6.5 PERDIDAS DE ENERGIA, no fue aprobado a EMSA el plan de reducción de pérdidas sino solamente un monto que estaría dirigido exclusivamente a la remuneración del AOM de pérdidas. Dado lo anterior, solicitamos respetuosamente a la CREG aclarar si es necesario para EMSA cumplir lo establecido en el numeral " 7.3.4 Inicio y seguimiento del plan de reducción de pérdidas" de la Resolución CREG 015 de 2018

Análisis de la Comisión

Respecto del plan de pérdidas de energía, el OR solicita tres aspectos: i) corregir el valor aprobado en el artículo 16 de la resolución recurrida, dado que en el documento CREG se expresó que el OR no había enviado datos sobre el plan de reducción de pérdidas cuando sí lo hizo oportunamente, ii) revisar la serie de

Por la cual se resuelve el recurso de reposición contra la Resolución CREG 016 de 2021

metas de pérdidas relacionadas en el documento CREG de la resolución recurrida, dado que parecen intercambiados los índices de pérdidas del primer año (el de nivel de tensión 1 con el de pérdidas totales) y iii) aclarar la necesidad del cumplimiento del numeral 7.3.4 de la Resolución CREG 015 de 2018.

Sobre la presentación oportuna del plan de reducción de pérdidas, se revisaron los datos de la solicitud donde efectivamente el OR presentó un plan de reducción de pérdidas considerando resultados del aplicativo de estimación del costo eficiente de reducción de pérdidas, por valor de \$75.196 millones de pesos, razón por la cual la frase “El OR no entregó información sobre el valor del plan de pérdidas de acuerdo con los resultados del aplicativo de estimación del costo eficiente de reducción de pérdidas.”, expresada en el numeral 2.5.6 del documento CREG que soporta la resolución recurrida, no debe ser tenida en cuenta. No obstante, esto no genera consecuencia en los valores calculados, como se explica adelante.

Adicionalmente se evaluó la pertinencia de la solicitud de cambio del valor del costo anual del plan de gestión de pérdidas de que trata el artículo 16 de la resolución recurrida, encontrando que, para el cálculo de dicho valor, se tuvo en cuenta el resultado del plan de reducción de pérdidas presentado, tal y como fue documentado en el numeral 2.6.5 del documento CREG que soporta la resolución recurrida, donde se explica que, aunque el OR presentó un plan por valor de \$75.196 millones de pesos, como parte de la revisión de la solicitud en la CREG se efectuó un recálculo del plan utilizando la información de energía suministrada por el OR y considerando algunas variaciones en los valores de mínima y máxima inversión, encontrando un valor de CPCE inferior en 2.218 millones de pesos, e igual a de \$72.978 millones; siendo este último valor el efectivamente utilizado para la aprobación del costo anual del plan de gestión de pérdidas de que trata el artículo 16, el cual se ratifica y, por tanto, no se accede a la pretensión del recurrente.

Respecto de la serie de pérdidas presentada en el numeral 3 del documento CREG que soporta la resolución recurrida se informa que, una vez revisado y contrastado lo transcrito en dicho documento respecto lo calculado y dispuesto en la hoja “Caipitulo_7” del archivo en Excel denominado “Cálculo ingresos D Emsa.xlsx” entregado al OR junto con el documento en mención, se encontró que, en el cuadro de resultados presentado en el documento se colocaron las cifras del año de referencia (año 0) como si fueran las cifras del año 1 y así sucesivamente se presentaron los datos de manera desplazada, razón por la cual se reemplaza dicho cuadro por el siguiente, donde se debe tener en cuenta que la información del documento es de carácter informativo para los años 2 en adelante, y no tiene ninguna influencia en los valores aprobados en la resolución:

PÉRDIDAS PROYECTADAS EN EL SISTEMA DEL OR							
Variable	Descripción	Año t = 0	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5
PT_{jt}	Pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización [GWh-año]	189	185	187	173	177	183
PT_{jt}	Índice de pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización	12,34%	16,60%	15,70%	15,48%	15,20%	14,92%
$PT_{j1,t}$	Índice de pérdidas de energía en el nivel de tensión 1	16,41%	11,54%	11,10%	10,66%	10,22%	9,79%

Respecto de la última solicitud de este numeral, relacionada con aclarar la necesidad del cumplimiento del numeral 7.3.4 de la Resolución CREG 015 de 2018, es de anotar que los agentes deben cumplir con la totalidad de la regulación y de la Ley a que están sujetos. Así, en caso de que el OR acepte el plan de reducción de pérdidas estará sujeto al cumplimiento del plan aceptado, considerando que en caso de incumplimiento el OR deberá regresar los recursos recibidos como lo establece el literal g. del numeral 7.3.4.1 del Capítulo 7 de la Resolución CREG 015 de 2018 acorde con el valor de la variable INVNUC_j aprobado. En caso de no ser aceptado el plan, el OR seguirá recibiendo el valor de AOMP_j que corresponda.

Por la cual se resuelve el recurso de reposición contra la Resolución CREG 016 de 2021

En resumen, entendiendo que la solicitud de modificación de la variable CAP_j no procede, y que las otras dos solicitudes no están relacionadas con los valores aprobados en la resolución, no se efectúa ningún cambio al respecto.

La información detallada de las modificaciones realizadas en el inventario de activos aprobado será entregada al OR.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1121 del 03 de septiembre de 2021, acordó expedir esta resolución.

RESUELVE:

Artículo 1. Modificar el artículo 2 de la Resolución CREG 016 de 2021. El artículo 2 de la Resolución CREG 016 de 2021 quedará así:

Artículo 2. Base regulatoria de activos eléctricos al inicio del período tarifario. La base regulatoria de activos eléctricos al inicio del período tarifario, $BRAE_{j,n,0}$, es el siguiente:

Tabla 1 Base regulatoria de activos eléctricos al inicio del período tarifario.

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$BRAE_{j,4,0}$	209.775.320.024
$BRAE_{j,3,0}$	145.833.200.084
$BRAE_{j,2,0}$	364.667.305.692
$BRAE_{j,1,0}$	149.598.058.724

Parágrafo: En aplicación de lo dispuesto en el artículo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018 y el artículo 50 de la Resolución CREG 036 de 2019, conforme con la solicitud de la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P., el valor de los activos puestos en operación en el año 2018 fue incluido en la base regulatoria inicial de activos.

Artículo 2. Modificar el artículo 3 de la Resolución CREG 016 de 2021. El artículo 3 de la Resolución CREG 016 de 2021 quedará así:

Artículo 3. Inversión aprobada en el plan de inversiones. El valor de las inversiones aprobadas en el plan de inversiones, $INVA_{j,n,l,t}$, para cada nivel de tensión, es el siguiente:

Tabla 2 Plan de inversiones del nivel de tensión 4, pesos de diciembre de 2017

Categoría de activos l	$INVA_{j,4,l,1}$	$INVA_{j,4,l,2}$	$INVA_{j,4,l,3}$	$INVA_{j,4,l,4}$	$INVA_{j,4,l,5}$
$l = 1$	21.097.035.435	0	0	0	0
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	7.138.393.179	5.963.803.280	1.765.110.779	0	0
$l = 4$	264.701.264	765.996.058	402.899.264	0	0
$l = 5$	0	0	0	0	0
$l = 6$	3.253.029.790	2.564.865.144	2.740.498.725	0	0
$l = 7$	313.772.042	53.445.983.520	22.458.849.589	0	0
$l = 8$	0	0	0	0	0
$l = 9$	0	0	0	0	0
$l = 10$	197.815.333	0	254.334.000	0	0

Por la cual se resuelve el recurso de reposición contra la Resolución CREG 016 de 2021

Tabla 3 Plan de inversiones del nivel de tensión 3, pesos de diciembre de 2017

Categoría de activos l	$INVA_{j,3,l,1}$	$INVA_{j,3,l,2}$	$INVA_{j,3,l,3}$	$INVA_{j,3,l,4}$	$INVA_{j,3,l,5}$
$l = 1$	0	5.147.882.922	0	0	0
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	1.547.274.000	2.320.701.974	1.827.546.000	388.125.000	0
$l = 4$	622.314.000	355.608.000	800.118.000	0	0
$l = 5$	330.848.000	118.160.000	0	0	0
$l = 6$	1.169.384.000	41.345.000	1.111.731.000	56.580.000	0
$l = 7$	6.272.541.500	2.352.625.000	9.388.930.500	10.307.385.000	10.307.385.000
$l = 8$	41.937.200	0	0	0	0
$l = 9$	899.498.000	318.675.000	0	0	0
$l = 10$	197.815.333	0	254.334.000	0	0

Tabla 4 Plan de inversiones del nivel de tensión 2, pesos de diciembre de 2017

Categoría de activos l	$INVA_{j,2,l,1}$	$INVA_{j,2,l,2}$	$INVA_{j,2,l,3}$	$INVA_{j,2,l,4}$	$INVA_{j,2,l,5}$
$l = 1$	765.419.000	765.419.000	3.828.627.141	1.791.364.000	1.015.922.675
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	693.904.000	100.599.000	1.713.714.974	168.206.000	0
$l = 4$	153.728.000	0	153.728.000	0	0
$l = 5$	1.693.584.000	401.112.000	0	0	0
$l = 6$	85.610.000	0	85.610.000	0	0
$l = 7$	2.440.548.700	3.060.458.000	2.811.514.500	2.645.212.500	2.645.212.500
$l = 8$	55.563.960	0	0	0	0
$l = 9$	2.703.609.000	852.552.000	0	0	0
$l = 10$	197.815.333	0	254.334.000	0	0

Tabla 5 Plan de inversiones del nivel de tensión 1, pesos de diciembre de 2017

Categoría de activos l	$INVA_{j,1,l,1}$	$INVA_{j,1,l,2}$	$INVA_{j,1,l,3}$	$INVA_{j,1,l,4}$	$INVA_{j,1,l,5}$
$l = 11$	907.952.000	907.952.000	907.952.000	907.952.000	907.952.000
$l = 12$	2.266.959.800	2.266.959.800	2.266.959.800	2.266.959.800	2.237.637.200

Artículo 3. Modificar el artículo 4 de la Resolución CREG 016 de 2021. El artículo 4 de la Resolución CREG 016 de 2021 quedará así:

Artículo 4. Recuperación de capital de activos de la BRA inicial. El valor de la recuperación de capital reconocida para los activos incluidos en la base regulatoria inicial de activos, $RCBIA_{j,n,1}$, es el siguiente:

Tabla 6 Recuperación de capital de activos de la BRA inicial

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$RCBIA_{j,4,1}$	6.626.490.467
$RCBIA_{j,3,1}$	5.007.266.277
$RCBIA_{j,2,1}$	11.266.686.348
$RCBIA_{j,1,1}$	6.403.451.558

Artículo 4. Modificar el artículo 5 de la Resolución CREG 016 de 2021. El artículo 5 de la Resolución CREG 016 de 2021 quedará así:

Artículo 5. Recuperación de capital de activos nuevos. El valor de la recuperación de capital reconocida para los activos que entraron en operación en el primer año, $RCNA_{j,n,1}$, es el siguiente:

Por la cual se resuelve el recurso de reposición contra la Resolución CREG 016 de 2021

Tabla 7 Recuperación de capital de activos nuevos

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$RCNA_{j,4,1}$	950.885.264
$RCNA_{j,3,1}$	334.235.196
$RCNA_{j,2,1}$	265.052.076
$RCNA_{j,1,1}$	103.110.127

Artículo 5. Modificar el artículo 6 de la Resolución CREG 016 de 2021. El artículo 6 de la Resolución CREG 016 de 2021 quedará así:

Artículo 6. Base regulatoria de terrenos. El valor de la base regulatoria de terrenos, $BRT_{j,n,1}$, del año 1, para los niveles de tensión 4, 3 y 2, es el siguiente:

Tabla 8 Base regulatoria de terrenos

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$BRT_{j,4,1}$	59.090.983
$BRT_{j,3,1}$	88.288.006
$BRT_{j,2,1}$	47.345.821

Artículo 6. Modificar el artículo 7 de la Resolución CREG 016 de 2021. El artículo 7 de la Resolución CREG 016 de 2021 quedará así:

Artículo 7. AOM base por nivel de tensión. El valor del AOM base para cada nivel de tensión, $AOMbase_{j,n}$, es el siguiente:

Tabla 9 AOM base por nivel de tensión

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$AOMbase_{j,4}$	4.781.122.007
$AOMbase_{j,3}$	3.323.776.706
$AOMbase_{j,2}$	8.311.363.225
$AOMbase_{j,1}$	3.409.583.981

Artículo 7. Modificar el artículo 10 de la Resolución CREG 016 de 2021. El artículo 10 de la Resolución CREG 016 de 2021 quedará así:

Artículo 10. Metas anuales de calidad media para el indicador de duración de eventos. Las metas anuales de calidad media para el indicador de duración de eventos, $SAIDI_M_{j,t}$, son las siguientes:

Tabla 12 Metas anuales de calidad media para el indicador de duración, horas

Año del período tarifario	SAIDI $M_{j,t}$	Banda de indiferencia	
		Límite inferior	Límite superior
$t=1$	25,610	25,482	25,738
$t=2$	23,561	23,443	23,679
$t=3$	21,676	21,568	21,785
$t=4$	19,942	19,842	20,042
$t=5$	18,347	18,255	18,439

Artículo 8. Modificar el artículo 11 de la Resolución CREG 016 de 2021. El artículo 11 de la Resolución CREG 016 de 2021 quedará así:

AM

2

Por la cual se resuelve el recurso de reposición contra la Resolución CREG 016 de 2021

Artículo 11. Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia de eventos. Las metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia de eventos, $SAIFI_{M_{j,t}}$, son las siguientes:

Tabla 13 Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia, veces

Año del período tarifario	SAIFI_ $M_{j,t}$	Banda de indiferencia	
		Límite inferior	Límite superior
$t=1$	35,500	35,323	35,678
$t=2$	32,660	32,497	32,824
$t=3$	30,047	29,897	30,198
$t=4$	27,644	27,505	27,782
$t=5$	25,432	25,305	25,559

Artículo 9. Modificar el artículo 15 de la Resolución CREG 016 de 2021. El artículo 15 de la Resolución CREG 016 de 2021 quedará así:

Artículo 15. Costos de reposición de referencia. El costo de reposición de referencia, CRR_j , y los costos de reposición de referencia por nivel de tensión, $Crr_{j,n}$, son los siguientes:

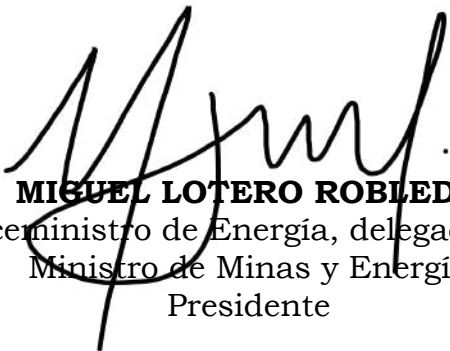
Tabla 19 Costo de reposición de referencia

Variable	Pesos de diciembre de 2017
CRR_j	905.552.684.604
$Crr_{j,4}$	213.515.896.037
$Crr_{j,3}$	148.541.604.962
$Crr_{j,2}$	383.769.403.176
$Crr_{j,1}$	159.725.780.429

Artículo 10. La presente resolución deberá notificarse al representante legal de la empresa Electrificadora del Meta S.A. E.S.P. y publicarse en el *Diario Oficial*. Contra lo dispuesto en este acto no procede recurso alguno, toda vez que se entienden agotados todos los recursos que por ley son obligatorios.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Bogotá D.C., **03 SEP. 2021**


MIGUEL LOTERO ROBLEDO
Viceministro de Energía, delegado del
Ministro de Minas y Energía
Presidente


JORGE ALBERETO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo