



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 020 DE 2020

(26 FEB 2020)

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 102 de 2019

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 102 de 2019 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 Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.

En el documento 069 de 2019 se encuentra el soporte de dicha resolución, donde se incluyen los criterios de revisión de la información, las bases de datos y los cálculos empleados por la Comisión para definir las variables aprobadas en la Resolución CREG 102 de 2019.

La Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P., mediante comunicación con radicado CREG E-2019-010357, presentó recurso de reposición contra la resolución CREG 102 de 2019.

Advierte el recurrente una presunta violación al debido proceso, en tanto que la CREG reduce el término para interponer el recurso de reposición a cinco (5) días, cuando el artículo 76 de la Ley 1437 de 2011 dispone que la oportunidad y presentación del recurso de reposición es de diez (10) días siguientes a la diligencia de notificación personal. Al respecto, esta Comisión señala que el Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo no es la ley universal del procedimiento administrativo, pues así se señala en el inciso final del artículo 2 del citado Código, que en ese sentido dispone: [...] *Las autoridades sujetarán sus actuaciones a los procedimientos que se establecen en este Código, sin perjuicio de los procedimientos regulados en leyes especiales. En lo no previsto en los mismos se aplicarán las disposiciones de este Código.* [...] Teniendo en cuenta que la Ley 142 de 1994 establece en el Título VII, Capítulo II. De los procedimientos administrativos para actos unilaterales, artículo 113, que [...] *contra las decisiones de las comisiones de regulación que pongan fin a las actuaciones administrativas sólo cabe el recurso de reposición, que podrá interponerse dentro de los cinco días siguientes a la notificación o publicación.* [...],

[Firma]

[Firma]

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 102 de 2019.

corresponde a la CREG, dar aplicación al procedimiento especial aquí definido, el cual es prevalente frente al CPACA, que es norma de aplicación supletiva.

En la comunicación citada se presentan los antecedentes, las razones de inconformidad y las peticiones del recurso de reposición. Estas últimas se transcriben a continuación:

III. PETICIONES

PRIMERO: Modificar el artículo 2 de la Resolución CREG 102 de 2019, realizando las siguientes acciones:

1. Ajustar el número de transformadores de nivel de tensión 1 al inicio del periodo tarifario (...)
2. Incorporar en el inventario de activos los siguientes 16 transformadores de USO: (...)
3. Incluir dentro del Cálculo de la base inicial las redes de baja tensión asociadas a los transformadores descritos en la solicitud anterior. (...)
4. Adicionar las siguientes redes en el cálculo del inventario inicial bajo la calificación asignada por la CREG. (...)
5. Incluir dentro del cálculo de la base inicial las redes de baja tensión (427) referenciadas en el adjunto denominado "Anexo 1"
6. Ajustando el número de redes de distribución de nivel de tensión 1 al inicio del periodo e incorporar las redes de baja tensión indicadas en el punto PRIMERO apartado B del presente documento de la siguiente manera: (...)
7. Reconocer en el cálculo de la base inicial las siguientes áreas (m²) para las UC de Módulo Común: (...)
8. Reconocer en el cálculo de la base inicial las áreas de terreno (m²) a esta UC en todas las subestaciones según la siguiente tabla: (...)
9. Incorporar las UC especiales: muro Cortafuego de las subestaciones y servidores firewall en la base inicial de Activos.

SEGUNDO: Modificar el artículo 3 de la Resolución CREG 102 de 2019 realizando las siguientes acciones:

1. Incluyendo las inversiones asociadas al sistema de gestión de activos, indicando la manera en la cual serán remuneradas estas inversiones.
2. Incluyendo los activos asociados a los proyectos "0582-B14-RS", "0607-B3B12-ES" el proyecto con UC's especiales "0604-109-24-ER", así como el ajuste en el número de bahías a reconocer (1) del proyecto "0605-B12-ER"
3. Ajustar o aclarar los cálculos realizados para valorar las Unidades Constructivas del proyecto PEI1000TYDCE18046 y las categorías utilizadas.
4. Ajustando la valoración efectuada sobre los proyectos de nivel de tensión 2 acorde al número de hilos de la red. según lo indicado en el apartado SEGUNDO literal V.
5. Incorporando la valoración y remuneración de las UC especiales Caja tele gestionadas solicitadas por EDEQ.

TERCERO: Dar claridad sobre la aplicación de la metodología frente a la fuente de información que se debe emplear para efectuar la clasificación de los activos en

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 102 de 2019.

Urbano - Rural. y modificar de ser necesario los artículos 9, 10, 11, 12 y 13. referentes a los indicadores de calidad acorde a lo dispuesto por la Resolución CREG 015 de 2019.

CUARTO: *Modificar el artículo 16 de la Resolución CREG 102 de 2019,*

1. Ajustar el valor reconocido en la variable CAP_j acorde a un modelo que cumpla con lo establecido en el literal "j" del numeral 7.3.2.2 de la resolución CREG 015 de 2018. Tal como se solicitó en el modelo presentado por EDEQ, el cual arroja un valor de \$ 2.136.100.00.

QUINTO: *Realizar los ajustes a los que haya lugar derivados de las modificaciones solicitadas.*

A continuación, se presenta el análisis de la Comisión sobre cada una de las peticiones realizadas.

PRIMERA PETICIÓN: Modificar el artículo 2 de la Resolución CREG 102 de 2019.

Numeral 1

El OR señala lo siguiente:

Se observa que la CREG incluyó 7 transformadores adicionales a la base existente y aprobada de 2007 con la Resolución CREG 173 de 2009, por lo tanto, se solicita corregir dicha cifra.

Se revisó la información de transformadores y redes de distribución entregada a los OR, y se identificó que el valor de las variables $NT_{j,1,l}$ y $NR_{j,1,l}$ es 6.942 y no 6.949, por lo cual se modifica el valor de dichas variables para el cálculo de la base inicial de activos de nivel de tensión 1.

Numerales 2 y 3

El OR señala lo siguiente:

En los transformadores puestos en operación entre 2008 y la fecha de corte, la CREG excluyó 19 transformadores reportados por EDEQ como transformadores de USO en el CRIN, por considerar que al tener un (1) usuario conectado y facturado (acorde a formatos F1, F2 y F5 de reporte al SUI) con potencia superior a 15 kVA a la fecha de corte (diciembre 31 de 2017), son activos de conexión.

Sin embargo, se aclara a la Comisión que 16 de los 19 transformadores excluidos corresponden a "proyectos multiusuarios" que se encontraban finalizando su etapa de construcción y Vinculación de clientes, por lo cual, no aparecen en el F5 de diciembre de 2017.

Por lo cual, una vez se finalizó el proceso de vinculación y legalización de clientes asociados, se registraron en los formatos SUI el número total de usuarios asociados al transformador. A continuación, se relacionan los activos a los cuales se hace referencia: (...)

En relación con las redes asociadas a estos transformadores el OR señala:

En concordancia con lo explicado en el apartado de transformadores de nivel 1 (literal II), en donde se indicó que los transformadores eran de USO, se solicita incluir dentro del cálculo de la base inicial las redes de baja tensión asociadas a dichos transformadores dentro de los activos reconocidos (CRIN), ya que estas fueron asumidas por la CREG como activos de conexión. Se lista a continuación los activos correspondientes: (...)

El literal c. del artículo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018 establece lo siguiente:

dm

JZ

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 102 de 2019.

La base regulatoria de activos del nivel de tensión 1, correspondiente a los activos en operación a diciembre de 2007, se determinará a partir del valor implícito en los cargos de distribución vigentes y para los activos que entraron en operación a partir de enero de 2008 a la fecha de corte se empleará el costo medio por transformador y circuito de cada OR.

El OR señala que, a la fecha de corte, no se había realizado el proceso de vinculación y legalización de los usuarios a los transformadores y que, posterior a esta fecha, es decir, durante el año 2018, se finalizó dicho proceso.

Con base en lo anterior, se entiende que, a la fecha de corte, diciembre de 2017, los transformadores y sus redes asociadas que son objeto del recurso, no cumplían con las condiciones para ser incluidos en la base inicial de activos.

En relación con los activos puestos en operación durante el año 2018, los artículos 6 y 50 establecen lo siguiente:

Todos los activos puestos en operación entre la fecha de corte y hasta el 31 de diciembre del año anterior al primer año para el cual el OR solicitó aprobación del plan de inversiones se incorporarán en la remuneración según la opción que seleccione el OR (...). Si el OR no señala en su solicitud la opción escogida, se empleará la opción a.

Artículo 50. *Los OR podrán solicitar la remuneración de los activos puestos en operación después de la fecha de corte, de que trata el artículo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018, como parte de la primera resolución que apruebe sus ingresos.*

Para este efecto, los OR deberán enviar a la Comisión la información definida en los formatos de las circulares CREG 029 y 051 de 2018, durante los diez (10) días posteriores a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución.

Para los OR que no cumplan con los requisitos del párrafo anterior, la CREG podrá resolver dicha solicitud mediante una resolución diferente a la primera que apruebe sus ingresos.

En relación con los activos de uso puestos en operación durante el año 2018, el OR no solicitó su remuneración en el plazo definido en el artículo 50 de la Resolución CREG 036 de 2019, por lo cual, la inclusión de estos activos en la base regulatoria de activos será resuelta en una resolución adicional.

Con fundamento en lo anterior, no se modifica la base inicial de activos de nivel de tensión 1 conforme a esta petición.

Numeral 4

El OR señala lo siguiente:

Se identificó que las siguientes 5 redes de nivel de tensión 1, sobre las cuales se solicitó remuneración como CRIN. fueron reclasificadas por la Comisión como CRI. pero que no fueron consideradas por la CREG en este inventario (CRI). Se solicita adicionar dichas redes en el cálculo del inventario inicial bajo la calificación asignada por la CREG. (...)

En la información de redes de nivel de tensión 1 reportada por el OR, se encuentran 7.490 redes, de las cuales 5.171 fueron clasificadas en la categoría CRI y 2.319 en la categoría CRIN. A partir de esta información, y en aplicación de lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018, se excluyen las redes asociadas con los transformadores de conexión, las redes asociadas a transformadores de uso que se encuentran duplicadas y las redes construidas con recursos públicos, según el reporte del OR. Al revisar el procedimiento señalado anteriormente, no se identificaron las 5 redes señaladas por el OR en este punto.

[Firma]

[Firma]

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 102 de 2019.

Con base en lo anterior, no se modifican los valores asociados con la cantidad de redes de nivel de tensión 1.

Numeral 5

El OR señala lo siguiente:

No reconocimiento de redes de baja tensión asociada a los transformadores de distribución con capacidades inferiores a 15 KVA. Respecto a la exclusión de redes de baja tensión mencionada en el numeral 2.6.1 del documento CREG 069. Se solicita realizar el reconocimiento de las 427 redes de baja tensión referenciadas en el "Anexo 1" del documento adjunto. toda vez que:

- *De acuerdo con lo expresado en el documento soporte CREG 069 de 2019, en el numeral 2.6.1. la exclusión de las redes antes señaladas se realizó bajo el criterio que las mismas son "acometidas" y que, por tanto, no hacen parte de la remuneración de la actividad de distribución.*
- *Los transformadores hacen parte de la inversión puesta en operación en el periodo 2008-2017 (CRIN). calculados y valorados de acuerdo con lo definido en la metodología de remuneración de los activos de nivel de tensión 1. conforme a lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, la cual a su vez recoge las reglas definidas en su momento en la Resolución CREG 097 de 2008 y en la Circular 013 de 2007.*
- *La definición de activos de Nivel de Tensión 1 de la Resolución CREG 015 de 2018. artículo 3, incluye explícitamente los transformadores de conexión con capacidad igual o inferior a 15kVA.*
- *Para el cálculo del valor del CRIN de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. Numeral 3.1.1.1.4. literal b. se toma el costo medio para valorar los activos de Nivel de tensión 1. abarcando tanto los transformadores de distribución como las redes.*
- *El costo medio utilizado para valorar las redes y los transformadores del Nivel de tensión 1 entre el año 2008 y 2017, fue el mismo utilizado en la Resolución CREG 097 de 2008 y la Circular 013 de 2007, recogido por la Resolución CREG 015 de 2018.*
- *Dicho costo medio, por el método utilizado para su cálculo, refleja las condiciones de los transformadores y las redes de todo el sistema. Por ello, para la definición del costo medio en redes se consideró el número total de redes asociadas a los transformadores de uso, sin ninguna excepción, salvo lo asociado exclusivamente al alumbrado público; este costo medio incluye así los transformadores con redes extensas y los transformadores "sin red".*
- *Para el caso de EDEQ. el valor reconocido por las inversiones de cada red de nivel 1 (CMRD_i) instaladas a la fecha de corte es de 17.552.552 (\$dic 2017). acorde a lo definido en el periodo tarifario anterior con la resolución CREG 097 de 2008.*
- *En la definición de este valor (CMRD_i) para EDEQ la comisión consideró una muestra de 668 transformadores. de los cuales 109 correspondían a transformadores de uso menores o iguales a 15 kVA "sin red", que alimentan un solo usuario, por lo cual, el valor de la red de cada uno de estos 109 transformadores participó en el promedio definido finalmente para remunerar la red de nivel 1.*
- *La afectación de esta participación en el valor promedio por red representa aproximadamente un delta de 8.91% menos en la remuneración por red de transformador. si la comparamos con el valor promedio que hubiera existido excluyendo las redes asociadas a estos transformadores. Este valor se explica porque el costo promedio de la red de los transformadores menores o iguales a 15 kVA con un solo usuario es 2.8 veces inferior al valor promedio de las redes de transformadores multiusuario.*

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 102 de 2019.

- *Excluir ahora las redes de transformadores menores o iguales a 15kVA con un usuario. implica. por lo tanto, desbalancear la remuneración de los activos del nivel de tensión 1. toda vez que se incorporaron para la definición del costo medio, y posteriormente se están excluyendo unas redes de la base regulatoria de activos del año 2017, generando un impacto negativo doble. en la remuneración de los activos de Nivel de Tensión 1.*
- *Para el caso de EDEQ el hecho de tener las redes de los transformadores con este costo promedio genera un impacto negativo de \$11.573 millones en la BRA. y adicionalmente al excluir los transformadores de nivel 1 con un solo usuario y menores iguales a 15 kVA se tiene un impacto adicional de \$7.495 millones en el BRA.*
- *Las inversiones realizadas en el Nivel de tensión 1 entre 2008 y 2017 fueron producto de la señal regulatoria y la metodología de remuneración vigente en su momento. la cual fue ratificada en la resolución CREG 015 de 2018, particularmente para el CRIN en el numeral 3.1.1.1.4. Destacando que en su mayoría los activos en discusión corresponden a inversiones con el objetivo de ampliar la cobertura.*
- *Por las razones expuestas solicitamos a la CREG aplicar un solo criterio para valorar las redes de nivel 1, continuando con el valor remunerado hoy por redes de nivel 1. el cual incluye en su valor promedio las redes de transformadores de nivel 1 con un solo usuario y menores iguales a 15 kVA, sin excluir de la base de activos regulatoria las redes de estos transformadores.*

De acuerdo con la definición de las variables NTN_j y NRN_j del literal b. del numeral 3.1.1.1.4 de la Resolución CREG 015 de 2018, se deben excluir, entre otros, los transformadores y redes de conexión que atienden a un usuario. Con base en dicha definición, se entiende que los activos con estas características no deben considerarse para determinar el valor de la variable $CRIN_{j,1,l}$. No obstante, en la definición de activos de nivel de tensión 1 del artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018, modificada por la Resolución CREG 036 de 2019, se hace una excepción, y se incluyen los transformadores de conexión de capacidades iguales o inferiores a 15 kVA para ser remunerados en la base de activos, sin incluir en dicha excepción las redes de conexión asociadas con estos transformadores. Por tal razón, en la aprobación de ingresos se incluyeron los transformadores de conexión de esta condición sin incluir las redes asociadas.

La regla general de remuneración de los activos de uso establecida en el numeral 3.1.1.1.4 de la Resolución CREG 015 de 2018, es la misma empleada en las resoluciones CREG 082 de 2002 y 097 de 2008, dirigida a remunerar los activos de uso, es decir, aquellos utilizados por dos o más usuarios. Se reitera que en la Resolución CREG 015 de 2018 se hace una excepción que permite incluir en la remuneración algunos transformadores de conexión, lo cual no es aplicable a las resoluciones previas.

En el literal b. del numeral 3.1.1.1.4 de la Resolución CREG 015 de 2018 se define un costo medio para transformadores de uso, y otro para redes de uso. Además, se hace explícito que, salvo los transformadores de la excepción, no se consideran los transformadores de conexión y las redes de conexión en la valoración de la variable $CRIN_{j,1,l}$.

El numeral 3.1.1.1.6 de la Resolución CREG 015 de 2018 establece lo siguiente:

El costo medio de los transformadores y redes de distribución corresponde al valor utilizado para definir la variable $CRIN_{j,1}$ reconocida en aplicación de la metodología definida en la Resolución CREG 097 de 2008.

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 102 de 2019.

Los valores utilizados por la Comisión para el caso de EDEQ fueron entregados al OR, y fueron los empleados en la aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018.

Con base en lo anterior, no se modifica el valor de la variable $BRAE_{j,1,0}$ de la tabla 1 del artículo 2 de la Resolución CREG 102 de 2019, ni las variables asociadas con la valoración de los activos de nivel de tensión 1.

Numeral 6

El OR solicita lo siguiente:

Ajustando el número de redes de distribución de nivel de tensión 1 al inicio del periodo e incorporar las redes de baja tensión indicadas en el punto PRIMERO apartado B del presente documento de la siguiente manera: (...)

No se identificó en el documento el apartado B del punto PRIMERO citado en este punto. No obstante, en caso de referirse a la inclusión de las redes asociadas a los transformadores solicitados en el numeral 2 de la primera petición, se indica que esta solicitud fue analizada previamente.

Numeral 7

El OR señala que:

Se evidenció que la Comisión no reconoció las áreas de terreno asociadas a las unidades constructivas de módulo común para todas las subestaciones de potencia de EDEQ.

Se solicita a la CREG el reconocimiento de las áreas (m^2) para las UC de Módulo Común. En la tabla siguiente se listan las UC a las que se les solicita asignar y reconocer área. (...)

El OR solicita reconocer el área de terreno asociado con la UC de módulo común de las subestaciones con código IUS 10001, 10002, 10003, 10004, 10005, 10006, 10007, 10008, 10009, 10010, 10012, 10013 y 10014.

En la revisión efectuada se identificó que en el archivo *Inventario reconocido BRA_0 OR-EDEQ.xls* entregado al OR, para las UC de módulo común, se encuentra cero (0) en el campo *AreaReconocida*. No obstante, se verificó que, para determinar la base regulatoria de terrenos, se incluyeron las áreas asociadas a las UC de módulo de común para las subestaciones con código IUS 10001, 10002, 10003, 10004, 10005, 10006, 10007, 10008, 10009, 10010, 10011, 10012 y 10013.

En la revisión se identificó que para la subestación Parque del café, código IUS 10014, no se incluyó el valor del terreno asociado a la UC de módulo común y que para la subestación Regivit, IUS 10011, se incluyó este valor de manera errónea, ya que EDEQ no solicitó UC de módulo común para esta subestación y la misma fue solicitada y reconocida al OR CHEC.

Con base en lo anterior, se incluye el valor asociado con la subestación Parque del café y se retira el correspondiente a la subestación Regivit.

Numeral 8

El OR solicita lo siguiente:

Reconocer en el cálculo de la base inicial las áreas de terreno (m^2) a esta UC en todas las subestaciones según la siguiente tabla: (...)

Una vez verificados los cálculos se identificó que en el cálculo del área de la casa de control de las subestaciones no se consideraron las celdas de nivel de tensión

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 102 de 2019.

2. Con base en lo anterior, se ajusta al cálculo del área de estas UC según lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018.

Numeral 9

El OR señala:

La comisión manifiesta en el documento CREG 069 de 2019 en su numeral 2.6.1 "Se excluyeron del inventario algunas UC especiales que solicitaban el reconocimiento de muros cortafuegos y de servidor firewall. Las primeras, debido a que según la comisión no se presentaron valores ni justificaciones conforme lo establece la Resolución CREG 015 de 2018 al respecto y la segunda por considerarlo como un activo remunerado dentro de la clasificación de activos no eléctricos."

Frente a lo expuesto por la Comisión, EDEQ manifiesta que adjunto a la solicitud de ingresos con radicado CREG E-2018-007883 del 06 de agosto de 2018 en el CD adjunto en la sección 5, se presentaron los siguientes documentos: (...)

Mediante los cuales EDEQ dio cumplimiento a los requisitos establecidos por la Resolución CREG 015 de 2018, por lo cual, solicitamos nuevamente la revisión de la información aportada y la incorporación de dichas UC especiales (muro cortafuego de las subestaciones y servidores firewall) en la base inicial de activos.

En relación con el reconocimiento de UC especiales, el artículo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018 establece lo siguiente:

Artículo 4. Criterios generales (...)

i. Los OR podrán presentar UC especiales para lo cual deberán suministrar la información correspondiente dentro de la respectiva actuación administrativa.

En el numeral 6.1 de la Resolución CREG 015 de 2018 se precisa que, como parte de los planes de inversión, los OR pueden solicitar UC especiales, considerando los criterios definidos en el capítulo 14.

Numeral 6.1 criterios generales (...)

n. El OR podrá incluir en el plan de inversión unidades constructivas especiales para lo cual debe dar aplicación a lo señalado en el capítulo 14.

El capítulo 14 de la Resolución CREG 015 de 2018, que define las UC para valorar las inversiones a realizar en el nuevo periodo tarifario, señala la posibilidad de incorporar UC especiales en los planes de inversión, y define la información de las UC especiales que debe incluir el OR en su solicitud de ingresos.

CAPITULO 14. UC PARA VALORACIÓN DE ACTIVOS NUEVOS

En este capítulo se definen las UC de los STR y SDL para la valoración de las inversiones en todos los niveles de tensión a realizar durante el periodo tarifario (...)

Cuando existan activos con características técnicas distintas a las de las UC establecidas, los OR podrán solicitar a la Comisión la creación de UC especiales. La solicitud debe estar acompañada de las consideraciones técnicas que justifican la creación de la UC especial, el costo detallado de cada equipo que la compone y los costos de instalación asociados. Para adquisiciones directas se debe adjuntar tres cotizaciones de suministro e instalación de los equipos que la conforman y para adquisiciones a través de concursos abiertos o licitaciones se deben enviar los documentos que acreditan su realización incluyendo los pliegos de solicitudes, términos de referencia, etc.

En el numeral 3.1.1.1.4 se establece que, para calcular el valor de los activos puestos en operación entre el 2008 y el 2017, se emplean las UC definidas en el

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 102 de 2019.

capítulo 15 de la resolución y que, para poder incluir el valor de estos activos, los OR deben entregar el inventario asimilado a las UC definidas en dicho capítulo.

En el capítulo 15 se establece lo siguiente:

CAPITULO 15. UC PARA VALORACIÓN DE ACTIVOS BRA INICIAL

Para la valoración de los activos construidos a partir de enero de 2008 y hasta la fecha de corte, que hacen parte de la BRA inicial, se utilizan las UC y los valores definidos en este capítulo. (...)

Al respecto se indica que, en este capítulo, no se hace referencia a la definición de UC especiales.

Con base en lo anterior, se entiende que la solicitud de UC especiales aplica para los activos incluidos en los planes de inversión, mientras que para los activos que hacen parte de la base inicial se deben emplear las UC definidas en el capítulo 15.

Por lo anterior, no se considera la solicitud del OR en relación con incluir UC especiales en la definición de la base inicial de activos.

SEGUNDA PETICIÓN: Modificar el artículo 3 de la Resolución CREG 102 de 2019.

Numeral 1

El OR señala lo siguiente:

Incluyendo las inversiones asociadas al sistema de gestión de activos, indicando la manera en la cual serán remuneradas estas inversiones.

Al respecto, el literal p. del numeral 6.1 de la Resolución CREG 015 de 2018 establece que el OR debe incluir en el plan de inversiones los activos necesarios para la implementación y certificación de un sistema de gestión de activos acorde con la norma ISO 55001, en un plazo de cinco (5) años contados a partir de la firmeza de la presente resolución.

De lo anterior se entiende que en la remuneración se incluyen los activos asociados con la implementación del sistema de gestión de activos, sin considerar aquellos gastos asociados con su implementación, los cuales se entiende que hacen parte del AOM.

Una vez revisada la información reportada por el OR, se identificaron cuatro (4) grupos de valores reportados: i) Consultorías, ii) Personal, iii) Capacitaciones y iv) Enterprise Asset Management.

Los tres primeros grupos de valores detallados se consideran directamente relacionados con AOM, mientras que el cuarto grupo se considera relacionado con inversiones del sistema de gestión de activos.

Con base en lo anterior, solamente se incluyen los valores asociados con las inversiones a realizar como UC especiales del OR (NOP51 a la NOP55) definidas con base en la información reportada. Los valores aprobados serán revisados teniendo en cuenta el valor real de la inversión, una vez se ejecuten los proyectos, para lo cual el OR deberá presentar los soportes correspondientes.

Numeral 2

El OR señala lo siguiente:

Handwritten signature/initials

Handwritten signature/initials

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 102 de 2019.

Incluyendo los activos asociados a los proyectos "0582-B14-RS", "0607 B3B12 ES" el proyecto con UC's especiales "0604-109-24-ER", así como el ajuste en el número de bahías a reconocer (1) del proyecto "0605-B12-ER".

Se revisó la información de activos asociados al proyecto de inversión 0582-B14-RS enviada por el peticionario, encontrando que el OR no reportó en su solicitud inicial, respecto de la cual se calcularon los valores aprobados mediante la Resolución CREG 102 de 2019, los activos respecto de los cuales, mediante el recurso de reposición, se solicita su inclusión.

Al respecto, entendiendo que la etapa del recurso de reposición es utilizada para revisar las diferencias entre lo solicitado y lo aprobado, y no para modificar la solicitud inicial aumentando las 3 UC N3EQ11 en la subestación 10013, no se incluyen los equipos adicionales solicitados y, por tanto, el plan de inversión no se modifica por este efecto.

Sobre los activos asociados con el proyecto 0607-B3B12-ES, se verificó que el OR reportó activos de UC de subestación y de UC de equipos de subestación con códigos distintos al del proyecto, razón por la cual no fueron reconocidos en la Resolución CREG 102 de 2019. No obstante, dada la aclaración realizada, se procedió a corregir los códigos de las UC de subestación y de equipos de subestación, reemplazando el código 0607-B13-ES por 0607-B3B12-ES, lo cual permite su reconocimiento.

Se revisó la solicitud del reconocimiento de 11 unidades constructivas especiales *Caja de maniobra sumergible, motorizada y telegestionable de 3 o 4 vías* relacionada y solicitada bajo el proyecto con código 0604-109-24-ER.

Se encontró que en la comunicación anunciada en el numeral 5.8 del CD anexo a la solicitud enviada por el OR el 6 de agosto de 2018, radicada en la CREG bajo el código E-2018-07883, efectivamente se solicitó la remuneración de las 11 UC especiales, información nuevamente aportada en el recurso de reposición, sin que en dicho documento se especificara el proyecto asociado, las líneas asociadas, ni el año previsto para la entrada en operación de dichos elementos.

No obstante, al revisar el archivo denominado *3.2.Circular029-2018 Formatos reporte inventario OR Rev3_UCE_EDEQ.xlsx* suministrado en la sección 3 del CD anexo a la solicitud enviada por el OR el 6 de agosto de 2018, radicada en la CREG bajo el código E-2018-07883, se encontraron los detalles del código de proyecto asociado, la línea asociada y el año previsto para la entrada en operación de 3 elementos de las UC especiales solicitadas.

Con base en lo anterior, se procedió a incluir los 3 elementos de UC especiales solicitados y de los que se tiene la información completa, necesaria para su reconocimiento.

Con referencia a la solicitud de ajuste en el número de bahías a reconocer (1) del proyecto 0605-B12-ER, justificado en el recurso de reposición como un proyecto de nivel de tensión 4, es necesario aclarar que el proyecto 0605-B12-ER se encuentra registrado en la base de datos, según información enviada por el OR en su solicitud inicial, en el nivel de tensión 3.

No obstante, al revisar la ubicación de la remuneración de una UC de módulo común de nivel 4 para el año 2, se encontró asignada al proyecto 0968-B12-ES, con la valoración indicada en el recurso como errónea. Para su valoración se contaron erróneamente bahías adicionales para dimensionar el valor del módulo común.

Am

22-04

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 102 de 2019.

Según lo anterior, se ajustó el valor a reconocer en dicha UC de módulo común considerando una sola bahía, de acuerdo con lo solicitado.

Numeral 3

El OR señala lo siguiente:

Ajustar o aclarar los cálculos realizados para valorar las Unidades Constructivas del proyecto PEI1000TYDCE18046 y las categorías utilizadas.

Se revisaron los cálculos de los activos asociados con el proyecto PEI1000TYDCE18046, y se encontró que las UC de conexión al STN se encontraban valoradas según el listado del capítulo 14 de la Resolución 015 de 2018, a diferencia de ser valoradas según el listado del Capítulo 15.

Adicionalmente, durante la revisión de la asignación de costos de proyectos de inversión de nivel 4, se encontraron sobrevaloraciones en algunas UC de casa de control de varias subestaciones (IUS10003, 10006, 10007, 10011, 10012 y 10016), lo que produjo distorsiones en la asignación de los valores por categoría.

Según lo expuesto, se ajustaron los valores a reconocer para las UC de conexión al STN y las UC de casa de control.

Numeral 4

El OR señala lo siguiente:

Ajustando la valoración efectuada sobre los proyectos de nivel de tensión 2 acorde al número de hilos de la red. según lo indicado en el apartado SEGUNDO literal V.

El recurrente menciona que en las UC de líneas de nivel de tensión 2, dado que las UC consideran un kilómetro de tres conductores, en los casos de líneas con dos o cuatro conductores decidió afectar la cantidad solicitada, en cada caso, por un factor de 4/3 para aquellas con cuatro hilos y por un factor de 2/3 para aquellas con 2 hilos y considera que la CREG se equivocó en la valoración aprobada para estas líneas respecto de sus cálculos particulares.

Al respecto es necesario comentar que, aunque el valor de las UC de línea de nivel 2 se presentan en función de un kilómetro compuesto por tres conductores, en la información solicitada mediante las circulares CREG 029 y 051 de 2018 no se advirtió que el OR debería realizar ninguna "asimilación" en los casos que el activo registrara un número distinto de hilos al considerado en la respectiva UC y de hecho, existe un campo dispuesto para que el OR introdujera el número de hilos previsto, sin que existiese la instrucción de modificar ningún campo, como por ejemplo en este caso la distancia, para obtener la remuneración acorde con el número de hilos, por lo que se considera que el OR presentó una información con distancias distintas a las requeridas.

No obstante, entendiendo que la cantidad de las UC constructivas de nivel de tensión 2 fueron afectadas por un factor, se procede a corregir la información reportada con el factor inverso.

Numeral 5

El OR señala lo siguiente:

Incorporando la valoración y remuneración de las UC especiales Caja tele gestionadas solicitadas por EDEQ.

[Firma]

[Firma]

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 102 de 2019.

Este tema fue objeto de revisión, consignando su análisis en la respuesta al numeral 2 de esta misma sección, relacionada con el proyecto de inversión 0604-109-24-ER.

TERCERA PETICIÓN: Dar claridad sobre la información para clasificar los usuarios y de ser necesario modificar los artículos 9, 10, 11, 12 y 13 de la Resolución CREG 102 de 2019.

El OR señala lo siguiente:

En el numeral 2.5.5 del documento soporte CREG 069 de 2019, la comisión explica el tratamiento de la información empleada para la determinación de los índices de calidad del servicio aplicables, información que fue revisada y analizada por EDEQ, resultando las siguientes observaciones:

A. Indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI (...)

Teniendo en cuenta que la diferencia es menor al 0.3% entre los valores aprobados por la CREG y los calculados por EDEQ y la metodología descrita en el documento de Ingresos D EDQ 069 – 2019.pdf, artículo 2.5.5.3 cálculo de indicadores, se acepta el indicador aprobado.

B. Indicadores de calidad individual FIUG y DIUG (...)

Deducimos que la CREG para la asignación del índice de ruralidad aplicó una metodología diferente a la establecida en la Resolución CREG 015 de 2018; porque, utilizó información del DANE, cuando en el artículo 5.2.4.1 se dispone que se debe utilizar la información del POT de cada municipio: “la zona rural corresponderá estrictamente con las zonas que en cumplimiento del artículo 30 de la Ley 388 de 1997 hayan sido clasificadas como zonas rurales en el plan de ordenamiento territorial (POT) vigente de cada municipio”. (...)

Se solicita claridad a la Comisión sobre la metodología que se debe aplicar con el fin de establecer los indicadores de referencia para EDEQ y la actualización de la información a futuro.

Se señala que la asignación de los grupos de calidad para el cálculo del indicador de calidad individual se realizó con base en la información disponible en la Comisión, que, para el caso de ruralidad, corresponde a la existente en el DANE. En el recurso de reposición no se suministra información relacionada con el Plan de Ordenamiento Territorial, por lo cual, se mantiene el cálculo de los indicadores con la información disponible en la Comisión.

CUARTA PETICIÓN: Modificar el artículo 16 de la Resolución CREG 102 de 2019.

El OR señala lo siguiente:

Sin embargo, una vez analizados los resultados del modelo de costos eficientes dispuesto por la comisión, con los valores informados y modelados por la CREG, se obtienen los siguientes resultados: (...)

En la anterior imagen se puede observar que la senda de costo eficiente del indicador el cual parte de un valor inicial de 8.44% en el año “0” llega a un valor de 8.39% en 10 años, no lograría cumplir con lo dispuesto en el literal “j” del numeral 7.3.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, donde se solicita lo siguiente: (...)

Por lo anterior, se concluye que el modelo propuesto por la CREG no logra cumplir la función objetivo de 7.44% como lo dispone la Resolución CREG 015 de 2018.

Por ello, se solicita la aprobación del modelo presentado por EDEQ que arroja un CAP; igual a \$2.136.100.00 y cumple con los requisitos establecidos en la resolución CREG 015 de 2018, acorde a los siguientes resultados y variables de entrada: (...)

dm

JZ 44

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 102 de 2019.

En relación con el cálculo del costo eficiente del programa de mantenimiento de pérdidas, el literal j. del numeral 7.3.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018 expresa lo siguiente:

j. Para efectos del cálculo de la variable $CPCE_j$ en el caso de los planes de mantenimiento de pérdidas, se tendrá en cuenta que el índice de pérdidas inicial es igual al eficiente y el índice de meta es inferior en un punto porcentual al primero. Las demás variables, como energía de entrada y salida de los años t y $t-1$, deberán estar acorde con estos índices. (resaltado fuera de texto)

Una vez revisado el cálculo de la variable $CPCE_j$ que hizo parte de los valores aprobados en la resolución recurrida, se encuentra que el nivel de pérdidas del año t es igual a 8,44%, según lo solicitado por el OR, y el nivel de pérdidas proyectado es igual a 7,44%, en cumplimiento de lo ordenado por la resolución, es decir, al momento de cálculo se empleó el valor de pérdidas eficientes y el de pérdidas proyectado, inferior en un punto porcentual inferior al eficiente.

Cuando la resolución expresa que se debe tener en cuenta que las pérdidas objetivo sean inferiores en un punto porcentual al valor eficiente, es claro que estos parámetros deben ser parte de los datos de entrada de cálculo del modelo, sin que ello implique que el último valor del modelo deba ser igual al valor objetivo.

Se debe recordar que el objetivo de este cálculo es encontrar el valor requerido para que el OR “mantenga” sus índices y, de esta forma, se encuentra que los cálculos realizados son consistentes y cumplen con lo establecido por la resolución, por lo cual, se mantiene el cálculo de la variable CAP_j en el valor inicialmente aprobado e igual a \$1.672.018.277.

QUINTA PETICIÓN: Realizar los ajustes a los que haya lugar derivados de las modificaciones solicitadas.

Con base en los análisis de las solicitudes presentados previamente, se realizan las modificaciones de la Resolución CREG 102 de 2019 a que haya lugar.

Adicionalmente se identificó que todas las UC de fibra óptica reconocidas fueron asignadas al nivel de tensión 4, por lo cual, se corrige asignando las UC de fibra óptica al nivel de tensión correspondiente. Este ajuste no implica modificaciones en el valor reconocido en la Resolución CREG 102 de 2019.

Adjunto a esta resolución se entregan a la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. los archivos con las bases de datos y cálculos utilizados para establecer las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para su mercado de comercialización.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 981 del 26 de febrero de 2020, acordó expedir esta resolución.

RESUELVE:

Artículo 1. Modificar el artículo 2 de la Resolución CREG 102 de 2019. El artículo 2 de la Resolución CREG 102 de 2019 quedará así:

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

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 102 de 2019.

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

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$BRAE_{j,4,0}$	25.731.506.942
$BRAE_{j,3,0}$	99.841.634.870
$BRAE_{j,2,0}$	234.077.374.561
$BRAE_{j,1,0}$	75.139.031.261

Artículo 2. Modificar el artículo 3 de la Resolución CREG 102 de 2019. El artículo 3 de la Resolución CREG 102 de 2019 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	$INVA_{j,4,l,1}$	$INVA_{j,4,l,2}$	$INVA_{j,4,l,3}$	$INVA_{j,4,l,4}$	$INVA_{j,4,l,5}$
$l = 1$	6.027.724.410	0	0	0	0
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	426.807.153	337.895.009	0	0	0
$l = 4$	275.661.497	319.183.200	0	0	0
$l = 5$	152.685.818	0	0	0	0
$l = 6$	252.703.147	457.580.000	428.654.040	0	120.420.000
$l = 7$	0	0	0	0	0
$l = 8$	0	0	0	0	0
$l = 9$	0	0	0	0	0
$l = 10$	0	380.000.000	37.331.867	21.001.467	0

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	5.372.694.000	0	0	0
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	626.636.022	586.610.000	2.077.180.000	0	1.044.312.000
$l = 4$	88.902.000	638.354.328	436.007.946	0	355.608.000
$l = 5$	70.896.000	17.724.000	53.172.000	0	70.896.000
$l = 6$	89.455.840	250.938.790	315.532.000	0	566.852.000
$l = 7$	1.882.246.732	1.085.220.886	617.381.640	9.400.000	2.836.581.026
$l = 8$	0	1.027.175.900	1.098.435.600	0	0
$l = 9$	89.754.000	24.053.000	5.080.000	0	45.540.000
$l = 10$	0	380.000.000	37.331.867	21.001.467	0

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

Categoría de activos l	$INVA_{j,2,l,1}$	$INVA_{j,2,l,2}$	$INVA_{j,2,l,3}$	$INVA_{j,2,l,4}$	$INVA_{j,2,l,5}$
$l = 1$	1.070.043.560	1.208.281.750	765.419.000	0	0
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	0	1.261.254.219	351.421.000	0	0
$l = 4$	412.269.000	1.142.758.536	1.219.622.536	1.156.552.216	413.292.000
$l = 5$	274.230.000	460.620.000	432.765.000	329.076.000	301.653.000
$l = 6$	19.154.340	265.486.000	247.662.000	0	0
$l = 7$	3.823.696.810	6.245.284.414	5.583.072.516	6.222.094.344	5.802.950.231
$l = 8$	2.265.197.459	1.475.985.132	1.244.435.981	1.345.526.801	1.056.528.570
$l = 9$	943.230.000	1.094.168.000	996.796.000	1.026.320.000	1.760.286.548

Handwritten marks and signatures at the bottom of the page.

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 102 de 2019.

Categoría de activos l	$INVA_{j,2,1,1}$	$INVA_{j,2,1,2}$	$INVA_{j,2,1,3}$	$INVA_{j,2,1,4}$	$INVA_{j,2,1,5}$
$l = 10$	0	380.000.000	37.331.867	21.001.467	0

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

Categoría de activos l	$INVA_{j,1,1,1}$	$INVA_{j,1,1,2}$	$INVA_{j,1,1,3}$	$INVA_{j,1,1,4}$	$INVA_{j,1,1,5}$
$l = 11$	2.741.488.000	2.218.694.000	2.866.228.000	2.866.228.000	2.866.228.000
$l = 12$	2.052.088.363	1.391.071.817	1.750.985.492	2.310.606.176	2.286.799.766

Artículo 3. Modificar el artículo 4 de la Resolución CREG 102 de 2019. El artículo 4 de la Resolución CREG 102 de 2019 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, $RCBIA_{j,n,1}$, del año 1, para cada nivel de tensión, es el siguiente:

Tabla 6 Recuperación de capital de la BRA inicial

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$RCBIA_{j,4,1}$	898.860.502
$RCBIA_{j,3,1}$	3.789.428.449
$RCBIA_{j,2,1}$	7.245.922.632
$RCBIA_{j,1,1}$	2.726.001.374

Artículo 4. Modificar el artículo 5 de la Resolución CREG 102 de 2019. El artículo 5 de la Resolución CREG 102 de 2019 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:

Tabla 7 Recuperación de capital de activos nuevos

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$RCNA_{j,4,1}$	226.398.603
$RCNA_{j,3,1}$	76.703.693
$RCNA_{j,2,1}$	247.164.929
$RCNA_{j,1,1}$	171.656.428

Artículo 5. Modificar el artículo 6 de la Resolución CREG 102 de 2019. El artículo 6 de la Resolución CREG 102 de 2019 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
$BRT_{j,4,1}$	17.277.976
$BRT_{j,3,1}$	117.118.628
$BRT_{j,2,1}$	4.349.825

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P. contra la Resolución CREG 102 de 2019.

Artículo 6. Modificar el artículo 7 de la Resolución CREG 102 de 2019. El artículo 7 de la Resolución CREG 102 de 2019 quedará así:

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

Tabla 9 Base regulatoria de terrenos

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$AOM_{base,j,4}$	1.331.963.303
$AOM_{base,j,3}$	5.168.192.987
$AOM_{base,j,2}$	12.116.759.178
$AOM_{base,j,1}$	3.889.489.740

Artículo 7. Modificar el artículo 15 de la Resolución CREG 102 de 2019. El artículo 15 de la Resolución CREG 102 de 2019 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	451.694.243.328
$Crr_{j,4}$	26.683.488.676
$Crr_{j,3}$	104.273.908.623
$Crr_{j,2}$	243.875.715.186
$Crr_{j,1}$	76.861.130.842

Artículo 8. La presente Resolución deberá notificarse a la Empresa de Energía del Quindío 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., 26 FEB 2020


DIEGO MESA PUYO
Viceministro de Energía, delegado de la
Ministra de Minas y Energía
Presidente


JORGE VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo

