



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN N°. 119 DE 2020

(12 JUN. 2020)

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

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 177 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 de Boyacá S.A. E.S.P.

En el documento 114 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 177 de 2019.

La Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P., EBSA, mediante comunicación con radicado CREG E-2019-013774, aclarada con la comunicación con radicado CREG E-2020-000315, presentó recurso de reposición contra la Resolución CREG 177 de 2019, en el que describe los antecedentes, los fundamentos del recurso, las razones de inconformidad y la pretensión principal. Esta última se trascibe a continuación:

En virtud a los argumentos expuestos en este escrito solicitamos modificar parcialmente la Resolución No. 177 del 5 de diciembre de 2019, por la cual se aprueban 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 de Boyacá S.A. E.S.P" en los términos expuestos en el presente recurso, y que en todo lo demás la misma se mantenga inalterada.

Por otra parte, solicitamos respetuosamente a la CREG tomar en consideración todos los alcances (comunicaciones, información adicional, aclaraciones, recurso, etc.) efectuados a la solicitud de ingresos los cuales fueron presentados por EBSA durante todo el proceso de la actuación administrativa expediente número 2018-0150

JM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

Por su parte la empresa Diaco, aceptada como tercero interesado en esta actuación mediante auto de abril de 2019, presentó recurso de reposición contra la Resolución CREG 177 de 2019, mediante comunicación con radicado CREG E-2019-014254.

A continuación, se presenta el análisis de la Comisión sobre la pretensión del recurso de la EBSA y, posteriormente, el análisis sobre el recurso de Diaco.

A. Recurso de EBSA

Solicitud 1. Activos. El OR solicita el reconocimiento de algunos de los activos que fueron negados en la Resolución CREG 177 de 2019. Sobre esta solicitud el OR argumenta lo siguiente:

1.1 Inventario Base Regulatoria de Activos Inicial

(...)

1.1.1 Reconocimiento de activos de nivel de tensión 4.

(...)

A. Reconocimiento activos CRINR

Algunos activos clasificados como CRINR (construidos antes de 2008 pero los cuales no se incorporaron en la base de activos remunerados en aplicación de la Resolución CREG 097 de 2008) no fueron reconocidos por la CREG pues, según la entidad, los mismos deben contar con concepto de aprobación previo de la Unidad de Planeación Minero Energética ("UPME").

Al respecto, respetuosamente EBSA solicita que los activos CRINR sí sean tenidos en cuenta e incorporados en la base de activos remunerados por lo siguiente:

i. Inexistencia del requisito legal (aprobación UPME) al momento de construcción de los activos: Al momento de la construcción de estos activos (antes de 2008) la regulación aplicable no exigía que estos activos contaran con aprobación por parte de la UPME. Por ende, no es posible solicitar a la EBSA actualmente el cumplimiento de un requerimiento legal que no se encontraba vigente ni era contemplado por la legislación al momento de construcción de los activos.

ii. Inexistencia del requisito legal (aprobación UPME) en la Resolución 015 de 2018: La Resolución 015 de 2018 no exige expresamente que este tipo de activos deban contar con un concepto favorable de la UPME para que los mismos sean reconocidos dentro de la base de activos a remunerarse. Por el contrario, al revisarse la Resolución 015 de 2018 y, en particular su artículo 4, se deduce que los requisitos para el reconocimiento de estos activos es que los mismos (a) no se hayan tenido en cuenta para la base de la remuneración bajo la Resolución 097 de 2008 y (b) se encuentren operando de forma efectiva, sin que se encuentre referencia expresa a la necesidad de contar con concepto previo de la UPME frente a los mismos.

iii. La Resolución 015 de 2018 únicamente exige que los activos CRINR estén operando para su remuneración: En estrecha relación con el argumento incluido en el numeral (ii) anterior, resaltamos que, para el reconocimiento de este tipo de activos CRINR en la base de activos de remuneración, la Resolución 015 de 2018 únicamente exige que los mismos (a) no se hayan tenido en cuenta para la base de la remuneración bajo la Resolución 097 de 2008 y (b) se encuentren operando de forma efectiva.

iv. Imposibilidad de dar cumplimiento a la solicitud de la CREG (v.gr. obtener la aprobación UPME): En todo caso, y no obstante no estando obligado a hacerlo, la EBSA, de forma diligente y atendiendo a las observaciones de la CREG, si requirió

JM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

expresamente el concepto de UPME. Sin embargo, la UPME ya ha manifestado que no emitirá concepto para este tipo de activos toda vez que (i) los activos ya están en operación; y (ii) para la época en la cual tales activos fueron construidos (antes de 2008), no se requería legalmente de tal aprobación de la UPME.

Con respecto a la solicitud del OR de reconocer los activos de nivel de tensión 4 clasificados dentro de la variable CRINR que no cuentan con concepto de la UPME, y tras analizar los argumentos expuestos por la empresa, la CREG encuentra lo siguiente:

1. Es incorrecta la afirmación hecha por el OR con respecto a la inexistencia del requisito de aprobación por parte de la UPME con respecto a nuevos activos del nivel de tensión 4, ya que este requisito se encuentra en la regulación desde el año 2002, a través del artículo 6 de la Resolución CREG 082 de 2002, que se transcribe a continuación:

Artículo 6º. Actualización de los cargos de los STR por puesta en servicio de nuevos activos. Cuando entren en operación nuevos activos de uso del Nivel de Tensión 4 o de conexión al STN durante el período tarifario, el Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 4 o el Costo Anual de los Activos de Conexión al STN, podrán ser revisados por la Comisión, para lo cual se deberá cumplir lo siguiente:

1. *Que los proyectos de Conexión al STN hayan sido aprobados por la UPME y se haya suscrito el respectivo contrato de conexión, con sujeción a la regulación vigente.*
2. *Que los proyectos relacionados con activos de uso del Nivel de Tensión 4, solicitados por un OR, hayan sido aprobados por la UPME de acuerdo con los criterios de expansión del Sistema Interconectado Nacional, adoptados por el Ministerio de Minas y Energía.*
2. El concepto de la UPME, entidad responsable de la planeación del SIN de acuerdo con lo establecido en el artículo 12 de la Ley 143 de 1994, y la Resolución 181313 de 2002 del Ministerio de Minas y Energía, ha estado incluido en los últimos 18 años de aplicación de las metodologías tarifarias de la actividad de distribución expedidas por la CREG, incluyendo la contenida en la Resolución CREG 015 de 2018. Por esta razón, la CREG no encuentra fundamento en el argumento expuesto por el recurrente en cuanto a que este requisito no es exigible al momento de incluir los activos del nivel de tensión 4 que el OR había dejado de incluir en el último inventario reportado a la CREG (año 2007).

En conclusión, no se acepta la solicitud del OR de incluir en su inventario los activos de nivel de tensión 4, clasificados como CRINR, que no cuentan con la aprobación de la UPME.

B: Reconocimiento activos CRIN

De otra parte, en el caso de las UC clasificadas como CRIN (entrada en operación entre 2008 - 2017) EBSA solicita verificar en terreno que los activos son necesarios para la óptima operación del sistema dentro de los parámetros de confiabilidad, continuidad y seguridad requeridos y que estos se encuentran operativos, para lo cual pone a disposición de la CREG el personal necesario para atender la visita de verificación. No obstante, es de señalar que EBSA en forma diligente y debida, realizó la solicitud de aprobación de estos activos ante la UPME, la cual se encuentra en trámite. Por lo anterior, se solicita a la CREG que (i) estos activos sean remunerados porque se

JM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

encuentran en operación y dentro de los parámetros de confiabilidad, continuidad y seguridad requeridos, o (ii) de manera subsidiaria, se indique expresamente en la Resolución que estos activos serán remunerados, de forma retroactiva desde el 1 de abril de 2019, de acuerdo con lo previsto por la Resolución 015 de 2018, modificada por la Resolución CREG 036 de 2019, una vez sea emitido el concepto correspondiente por parte UPME el cual, como se mencionó, ya fue solicitado por EBSA.

En particular, la Subestación Paipa 230/115 kV EBSA cuenta con algunas UC en el nivel de tensión 4 que entraron en servicio desde el año 2009 y no están siendo remunerados a la fecha. Dichos activos están relacionados con las bahías de respaldo de las líneas Paipa- Belencito - San Antonio 115 kV, Paipa-Donato 1 115 kV y Paipa- Donato 2.

(...)

Otro caso correspondiente a los activos CRIN nivel 4, es el de la Unidad Constructiva Enlace de comunicaciones de Microondas instalado en la subestación Sochagota (N4EQ6) no reconocida por la CREG. Esta UC fue instalada como redundancia con el fin de aumentar la confiabilidad en las comunicaciones, y se encuentra en trámite de aprobación ante la UPME.

(...)

En adición a lo expuesto anteriormente, resulta necesario señalar que el desconocimiento de activos CRINR y CRIN - en los términos expuestos en los literales (A) y (B) anteriores - los cuales no han sido reconocidos a la EBSA aún bajo ningún periodo regulatorio de la CREG (es decir ni bajo la Resolución 097 de 2008 ni bajo la Resolución 015 de 2018) pero que sí están en operación y actualmente son necesarios para la prestación del servicio público de energía eléctrica, podría atentar contra varios principios constitucionales relacionados con la prestación de servicios públicos, así como contra algunos de los principios legales rectores de la actividad regulatoria y tarifaria de la CREG.

C.1. Principios constitucionales rectores de la prestación de servicios públicos:

(...)

C.2. Principios legales rectores del régimen tarifario:

(...)

C.3. Principio de prevalencia de lo sustancial sobre lo formal:

Frente a la solicitud del OR de reconocer los activos CRIN de nivel de tensión 4 que no tienen aprobación de la UPME, se tiene en cuenta lo siguiente:

En el año 2012 la EBSA solicitó a la CREG la inclusión en su inventario de las tres bahías de respaldo de línea solicitadas en el recurso de reposición, ubicadas en la subestación Paipa 115 kV y, mediante la Resolución CREG 079 de ese año, la CREG decidió no incluirlas en el inventario del OR. En la parte motiva de esta resolución se menciona lo siguiente:

Que con base en la visita de verificación realizada y la comunicación de la UPME que da alcance al concepto emitido sobre el proyecto, la inversión de las bahías de línea solicitadas por la Empresa de Energía de Boyacá no puede ser remunerada ya que una de las bahías no existe, otra es de respaldo a un activo de conexión de un usuario y las dos restantes son utilizadas como respaldo de las bahías de las líneas Paipa - Belencito y Paipa - Donato, las cuales están siendo remuneradas a la empresa.

JM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

El alcance que dio la UPME a su concepto, comunicación UPME 20121500013541, radicada en la CREG con el número E-2012-003948, retira la aprobación de estas bahías y menciona lo siguiente:

Basados en las aclaraciones expuestas por la empresa EBSA, mediante los correos electrónicos enviados a la UPME con los radicados No 2012-126-001233-2 y No 2012-126-001234-2, procedemos a dar alcance al comunicado de la Unidad con No 20121500000601 de enero 23 de 2012, mediante el cual se dio viabilidad para la actualización de cargos del STR para la conexión del autotransformador No 3 de 90 MVA en la subestación Paipa 230/ 115 kV.

En dicho comunicado, las unidades constructivas aprobadas por la UPME incluyeron la UC No N4S7 que corresponden a cuatro (4) bahías de línea. Según informa la empresa EBSA, dicha unidad constructiva corresponde a dos (2) unidades y no a cuatro (4), como se indicó en el estudio de conexión y son identificadas por la empresa EBSA como bahías de línea de reserva, solicitando se remunere únicamente la componente de AOM. Bajo estas condiciones, la UPME le manifiesta que no se tendrán en cuenta dichas unidades constructivas para la actualización de cargos, debido a que en la normatividad no está definida la unidad constructiva denominada bahía de línea de reserva.

Es de conocimiento de la CREG que las bahías que EBSA solicita incluir dentro de su inventario CRIN sirven de respaldo a las bahías con que se operan los circuitos Paipa -Belencito, Paipa -Donato y Paipa - Diaco, este último un activo de conexión de un usuario.

Dado que el respaldo de este tipo de unidad constructiva no está previsto en la metodología de remuneración de la actividad de distribución, que la configuración dispuesta en la subestación a través de estas bahías tampoco corresponde a las configuraciones reconocidas en la regulación, que la UPME emitió concepto negando la aprobación de reconocimiento de estos activos, y que la CREG ya había negado la inclusión de estos activos por las mismas razones, esta Comisión no encuentra justificación para aceptar la solicitud de inclusión de estos activos en el inventario CRIN de la EBSA.

Con respecto al enlace de comunicaciones de microondas instalado en la subestación Sochagota, se reitera que en la subestación ya se remunera un enlace en fibra óptica y, por tanto, no se reconoce el respaldo solicitado.

Adicionalmente, se encuentra necesario aclarar que la CREG no reconoce que el concepto de la UPME sea un requisito formal, tal como lo cataloga la EBSA en su recurso, pues este permite identificar que los activos que se incluyen en el inventario de un OR, para el cálculo de sus ingresos y cargos de distribución, respondan a una necesidad clara y tangible del sistema. Para esto, la UPME, entidad encargada de la planeación del sistema, evalúa los beneficios que el proyecto genera y los compara con su costo, análisis sin el cual se ignoraría el criterio de eficiencia económica de que trata el artículo 87 de la Ley 142 de 1994.

1.1.2 Reconocimiento de unidades terminales remotas (RTU)

(...)

Mediante Resolución CREG 029 de 2015, fueron reconocidas en la base de activos de EBSA 17 RTU en cumplimiento de lo establecido en el artículo 6 de la Resolución CREG 043 de 2010, que textualmente señala: "dos años después de que el OR haya iniciado la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones, deberá tener instalados, en cada circuito de su red, mínimo dos elementos telemetrados de detección de

HJM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

ausencia/presencia de tensión. Estos equipos deberán ser ubicados en cada circuito a partir de la aplicación de criterios de carga y/o longitud que determine el OR". Ahora bien, las 69 unidades terminales remotas RTU, instaladas en nuestro sistema en cumplimiento de la norma citada y solicitadas dentro del inventario CRIN de EBSA, que no fueron aprobadas, son idénticas a las 17 ya reconocidas, están en operación cumpliendo con las funciones, características técnicas y costos del equipo incluido dentro de las unidades constructivas del capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2018, de conformidad con los requisitos técnicos del sistema de supervisión y control estipulados en el anexo CC6 del Código de Conexión.

Con respecto a la solicitud de reconocimiento de las Unidades Terminales Remotas negadas, la CREG encuentra que el argumento presentado por el OR no corresponde a hechos reales, ya que las 17 RTU solicitadas por la EBSA en el año 2014 fueron negadas, tal como se expone en el Documento CREG 018 de 2015, que soporta la Resolución CREG 029 de 2015, en que se mencionó lo siguiente:

De otra parte, se instalaron 56 reconectadores en diferentes subestaciones de la empresa, junto con 17 unidades terminales remotas. La Comisión encuentra que estas inversiones, asimiladas a las UC N2EQ35 y N3EQ20, hacen parte de los proyectos de reposición y/o remodelación de las subestaciones de la empresa y por lo tanto no es procedente la solicitud de actualización de los cargos de los niveles de tensión 2 y 3 a través de lo dispuesto en el artículo 6 de la Resolución CREG 043 de 2010.

De lo anterior se observa que la CREG no aceptó en su momento incluir las RTU solicitadas porque correspondían a reposiciones o remodelaciones de activos en las subestaciones, y no a los elementos telemedidos de detección de ausencia/presencia de tensión, que eran los considerados en el artículo 6 de la Resolución CREG 043 de 2010.

Ahora, en el caso de las RTU solicitadas por el OR en la aprobación de ingresos con base en la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018, la CREG no encontró información suficiente que permitiera demostrar que el equipo solicitado se asimile en características técnicas y costos al equipo incluido dentro de las unidades constructivas del capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2018.

Por lo anterior, y dado que la información adicional suministrada por la EBSA en el recurso de reposición también es insuficiente, pues no permite identificar las funcionalidades y costos de los equipos, la CREG no acepta la solicitud de incluir las RTU en el inventario del OR.

1.1.3 Reconocimiento de unidades de adquisición de datos (UAD)

(...)

De acuerdo con la arquitectura de comunicaciones diseñada para las subestaciones de EBSA, las UAD son elementos dedicados que cumplen la función de adquisición de toma de señales de las celdas para enlazarlas al sistema general de control de la subestación, de conformidad con lo previsto en la circular 038 de 2014.

Ahora bien, sobre las UAD instaladas en la subestación Garagoa clasificadas como CRIN, resulta necesario citar la Circular 038 de 2014 emitida por la CREG, la cual en el Anexo 2 numeral 4.3, dispone: "4.3 EQUIPOS. Se definen Unidades Constructivas de equipos en los niveles de tensión 4, 3 y 2, que corresponden a elementos no

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

incluidos en las UC de subestaciones del respectivo nivel de tensión y que el OR puede reportar en forma separada, en caso de contar con estos equipos en su sistema. (...)". Par lo expuesto, según lo señalado en dicha circular, el OR puede solicitar el reconocimiento de estos equipos en forma separada.

En este sentido, se solicita a la CREG incluir las UAD de la subestación Garagoa dentro de la base de activos a remunerar.

Respecto a las UAD instaladas en las subestaciones Marantá, Iraka y Siratá clasificadas como CRI, se solicita a la CREG que las Unidades de Adquisición de Datos — UAD se mantengan incluidas en el inventario de activos teniendo en cuenta que estas fueron reconocidas en marco de lo aprobado la Resolución CREG 097 de 2008, según la señalado en el literal a. "Niveles de tensión 2, 3 y 4" del numeral 3.1.1.1.1.6 "Costo de reposición de la inversión" de la Resolución 015 de 2018.

Acerca de la solicitud del OR de reconocer las Unidades de Adquisición de Datos, UAD, incluidas dentro del inventario solicitado, la CREG encuentra lo siguiente:

1. No puede el recurrente basarse en una circular en la que se publica el estudio hecho por un consultor, ya que las disposiciones regulatorias para la remuneración de los activos se encuentran en la metodología de remuneración de la actividad, en la cual no se menciona que haga parte este estudio.
2. La afirmación que hace el OR acerca de que las UAD solicitadas en las subestaciones Marantá, Iraka y Siratá se encontraban en el inventario reconocido, y que por tal razón deben mantenerse, no es cierta. Estos equipos también fueron negados en el año 2009, por las mismas razones que se exponen en el Documento CREG 144 de 2019.

Con base en lo anterior, y reiterando las razones expuestas en el Documento CREG 144 de 2019, la CREG no encuentra justificación para reconocer los equipos UAD solicitados por el OR.

1.1.4 Reconocimiento de activos que no se encontraban en operación al momento de la visita realizada durante la etapa probatoria realizada en terreno

(...)

En cuanto a las bahías de transformador, celda de medida y ductos de nivel de tensión 2 de la subestación Paipa, la CREG indica que no se reconocen dado que en la visita no se encontraron en operación. Al respecto, se aclara que estas UC se encontraban desenergizadas por actividades de mantenimiento, tal como se manifestó en el momento de la visita de verificación realizada en terreno por la CREG. A la fecha se encuentran disponibles y operativas, por lo que, en caso de considerarlo necesario, la CREG podría realizar la verificación en terreno.

Sobre la solicitud la CREG reitera que, con base en la visita de verificación hecha, estos no se encontraban aún en operación y, por tanto, tampoco estaban en operación en la fecha de corte. No obstante, se accede a incluir estos activos en el inventario del año 2018.

JM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

1.1.5 Reconocimiento de tramos de líneas reportados en el inventario y georreferenciados

En efecto, la EBSA confirmó que hubo una omisión en el georreferenciamiento de los tramos de líneas reportadas en el inventario. Por lo anterior, respetuosamente confirmamos que en el archivo de Excel "Inventario reconocido BRA OR — EBSA_ENTREGA.xlsx" hoja "formato7 UC líneas" y en los Shape base Boyacá, adjunto al presente recurso, se reportan todos los tramos de línea debidamente georreferenciados faltantes.

Con la nueva información recibida con el recurso, en la Comisión se hizo una comparación entre los tramos de línea incluidos en los formatos Excel que contienen el inventario reportado por la empresa y los tramos de línea incluidos en la información georreferenciada. La comparación consistió en verificar que, en las dos fuentes, cada tramo de línea tuviera la misma información, esto es: tipo de inventario (CRI, CRINR o CRIN), identificador de la línea (IUL) e identificador del tramo (IUA).

De los 1.366 tramos de línea no incluidos inicialmente dentro del inventario reconocido en la Resolución CREG 177 de 2019, con la nueva información se pudo comprobar que 1.349 tramos de línea tienen la misma información en las dos fuentes referidas en el párrafo anterior, por lo que este número de tramos se incluirá dentro del inventario reconocido.

1.1.6 Reconocimiento de celdas de reserva

Sobre las celdas de reserva que no fueron reconocidas por parte de la CREG en las subestaciones Patriotas, Rio Piedras y Samacá, la EBSA solicita sean reconocidas 3 de las 4 celdas de reserva solicitadas teniendo en cuenta lo establecido en el numeral 5.1 de la Resolución 097 de 2008: "En consideración a los estándares de calidad del servicio que debe cumplir el OR, se permite remunerar una celda de reserva existente por cada 6 celdas que estén en operación en las subestaciones donde se solicite el reconocimiento de dichos activos"

Dado lo anterior y teniendo en cuenta que en el referido aparte de la Resolución CREG 097 de 2008 no existe restricción respecto a que el número de bahías de reserva deban ser del mismo nivel de tensión en la misma subestación, solicitamos se reconozca 1 celda de reserva por cada una de las siguientes subestaciones: Patriotas, Rio Piedras y Samacá, para un total de 3 celdas de reserva ya que la subestación Patriotas cuenta con 3 de 34.5 kV y 5 de 13.2 kV, la subestación Rio Piedras cuenta con 3 de 34.5 kV y 5 de 13.2 kV y la subestación Samacá cuenta con 6 de 34.5 kV y 5 de 13.2 kV.

También es de precisar, que estas celdas son requeridas para cumplir los estándares de calidad y su no reconocimiento violaría el principio de suficiencia financiera establecido como criterio tarifario en la Ley 142.

El propósito de la remuneración de celdas de reserva es poder respaldar las subestaciones que cuentan con un número alto de celdas y facilitar una sustitución en caso de ser requerida. Para este fin, se requiere que los equipos de protección y de corte de la celda de respaldo sean iguales a los de la celda en operación. Dado que las especificaciones de las protecciones y de los equipos de corte son diferentes entre un nivel de tensión y otro, lo cual hace que la celda de respaldo solo sea funcional en el nivel de tensión al que ella pertenece, la CREG no acepta la solicitud de la EBSA.

JM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

1.1.7 Reconocimiento de activos de nivel de tensión 1

Efectivamente los transformadores y redes construidos con recursos públicos deben ser excluidos, razón por la cual no fueron incluidos estos dos aspectos, por parte de EBSA en el trámite de la solicitud de ingresos.

Sin embargo, del análisis efectuado a la información que forma parte de la Resolución recurrida tanto para el CRIN y CRIFO de las redes de baja tensión Nivel 1, se encuentra que la CREG no reconoció en la resolución CREG 177 de 2019, las redes de baja tensión asociadas a los transformadores de distribución con capacidad menor a igual a 15 kVA que atienden un solo usuario. Por ello, EBSA considera que debe tenerse en cuenta que la exclusión de estas redes se aleja del criterio de remuneración de las redes de baja tensión asociadas a transformadores de Uso, establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, la cual para la remuneración de los activos del Nivel 1 consideró el criterio de capacidad media de los transformadores y una longitud media de las redes, independiente del número de usuarios conectados a cada transformador, con lo cual da como resultado un valor medio para remunerar redes y un valor medio para remunerar transformadores.

Adoptar el criterio de no reconocimiento de las redes a un grupo de transformadores considerados de Uso, asumiendo que no tienen red de baja tensión, implica desconocer que la longitud media de las redes es el resultado de ponderar redes con longitudes superiores a la media y transformadores inclusive sin red de baja tensión. Por tanto, aun con la certeza de que algunos transformadores considerados de Uso no tienen red de baja tensión, no puede dejarse de remunerar dicha red de baja tensión, puesto que ello implicaría recalcular la longitud promedio de las redes de baja tensión de las redes diferentes a las excluidas por no tener redes de baja tensión.

Para analizar la solicitud del OR, acerca de reconocer las redes de nivel de tensión 1 conectadas a transformadores con capacidad menor a 15 kVA que atienden a un único usuario, se transcribe la siguiente definición, contenida en la Resolución CREG 015 de 2018, y modificada a través de la Resolución CREG 036 de 2019.

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. En esta clasificación se incluyen los transformadores de conexión con capacidad igual o inferior a 15 kVA.

De la lectura de la definición anterior se concluye que las redes de nivel de tensión 1 conectadas a transformadores con capacidad menor a 15 kVA, que atienden a un único usuario, no hacen parte de los activos de nivel de tensión 1. Por esta razón, estas redes no pueden considerarse para calcular los ingresos de un OR.

1.2 Inventario de activos 2018

(...) con relación al inventario reconocido para otros niveles de tensión del año 2018 [diferentes al 4], identificamos que la CREG no reconoció algunas UC asociadas a los siguientes proyectos y para lo cual EBSA solicita incluir dichas UC, en razón a que estos proyectos no fueron denominados adecuadamente y corresponden a proyectos nuevos asociados a ampliación de red de media y baja tensión y son a activos de Uso, todos los cuales ya fueron construidos y se encuentran actualmente en operación.

JM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

La CREG acepta incluir en el inventario los proyectos que fueron negados por esta razón. No obstante, el OR debe tener en cuenta que estos activos son sujetos de revisión durante la etapa de verificación del cumplimiento de la ejecución del plan de inversiones, en donde se revisará que cumplan las características bajo las cuales fueron incluidos en el inventario.

1.3 *Inventario del plan de inversiones*

1.3.1 *Reconocimiento de activos de nivel de tensión 1*

La CREG indica que:

"No se reconocieron los transformadores y redes reportados en el plan de inversiones del nivel de tensión 1 dado que la información reportada por el OR no cumplió las características necesarias exigidas para el reporte de los planes de inversiones. En particular, el OR asocia todo su plan de inversiones en este nivel a un mismo circuito y subestación ficticia que no permiten realizar el seguimiento de la ejecución de este plan".

Al respecto, se adjunta en el archivo de Excel (...) la corrección en el campo "IUL ACTUALIZADO" asignando el IUL a cada unidad constructiva correspondiente.

De la información suministrada por el OR se pudo observar que se realizó la corrección de la vinculación de los activos asociados a redes y transformadores de nivel de tensión 1. Por lo anterior, la CREG encuentra que la información cumple los requisitos, y se acepta reconocer los activos que conforman el plan de inversiones de nivel 1 de la EBSA.

No obstante, se recuerda que todos los activos del plan de inversiones son sujetos de revisión durante la etapa de verificación del cumplimiento de la ejecución del plan de inversiones.

1.3.2 *Reconocimiento de equipos de línea*

EBSA aclara a la CREG que todos los proyectos presentados en su Plan de Inversión 2019-2023 serán realizados con recursos propios. Involuntariamente se omitió realizar el diligenciamiento del campo "RPP" en los nuevos equipos de línea, para lo cual anexamos el archivo Excel (...) donde se diligencia este campo (...) con el número cero (0) indicando que los proyectos NO serán financiados con recursos públicos.

Con respecto a esta solicitud, la CREG encuentra correcto el ajuste y se reconocen los activos relacionados.

1.3.3 *Reconocimiento de unidades constructivas especiales*

Para este caso, adjuntamos el documento que incluye la totalidad de requisitos previstos en la Resolución CREG 015 de 2018, el cual se denomina (...) y que se detallan en el Capítulo 3, "UC Especiales reportadas como INVA"; con el fin de que la CREG reconozca estas unidades constructivas especiales relacionadas para el periodo.

Con respecto a las unidades constructivas especiales solicitadas por la empresa, la CREG encuentra que la información suministrada es la requerida y, por tanto, se acepta incluir estos activos en el plan de inversiones de la EBSA. No obstante, el OR debe tener en cuenta que estos activos están sujetos de revisión durante

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

la etapa de verificación del cumplimiento de la ejecución del plan de inversiones, en donde se revisará que cumplan las características bajo las cuales fueron incluidos en el inventario, y se deberá entregar toda la información necesaria para identificar las características y costos de estos activos.

Adicionalmente, se considera importante indicar que dentro de la información suministrada se encuentra que el OR solicitó el reconocimiento de UC especiales en el inventario CRIN, aunque esto no lo menciona en su recurso de reposición.

Al respecto debe tenerse en cuenta que, según las reglas establecidas en la Resolución CREG 015 de 2018, para la remuneración de las inversiones ejecutadas con anterioridad al año 2019, se utilizan las UC establecidas en el capítulo 15 del anexo general, en las cuales no se incluyó ninguna UC especial, ya que la aprobación de UC especiales, durante la aplicación de la metodología definida con la Resolución CREG 097 de 2008, requería un análisis particular, y su inclusión en el inventario se hacía a través de las reglas establecidas en capítulo 4 de del anexo general de dicha resolución.

1.3.4 Reconocimiento de activos de proyectos de ampliación de red de MT y BT

Al respecto, le informamos que dentro del Plan de Inversión se incluyeron los proyectos denominados "Nuevas Líneas N2 – Tipo II - Año 2019/ 2020/ 2021/ 2022/ 2023" los cuales se identificaron como "Subterranización redes nuevos usuarios y compra de activos a terceros"; sin embargo aclaramos que son proyectos que corresponden a activos asociados a la expansión de redes para nuevos usuarios, los cuales entran en operación a futuro y corresponden a activos de Uso, que serán desarrollados con recursos propios. Con base en lo anterior, adjuntamos archivo Excel (...) donde se ajusta la identificación de cada uno de los proyectos.

La CREG acepta incluir en el inventario los proyectos que fueron negados por esta razón. No obstante, el OR debe tener en cuenta que estos activos son sujetos de revisión durante la etapa de verificación del cumplimiento de la ejecución del plan de inversiones, en donde se revisará que cumplan las características bajo las cuales fueron incluidos en el inventario.

1.3.5 Reconocimiento de proyectos de nivel de tensión 4

1.3.5.1 Proyecto Muiscas STR

Se solicita a la CREG que las Unidades Constructivas sean aprobadas y valoradas bajo Resolución 015 de 2018 capítulo 14, en virtud de los siguientes argumentos:

- 1) *Este proyecto cuenta con concepto de la UPME (...) y entrará en operación comercial en el mes de diciembre de 2019.*
- 2) *El concepto UPME fue emitido con anterioridad a la entrada en vigencia de la Resolución 015 de 2018 (...)*
- 3) *La Resolución 015 de 2008 dispone en el literal H del artículo 4 "Las unidades constructivas del nivel de tensión 4 de los proyectos que a la fecha de entrada en vigencia de esta resolución se encuentren en construcción y que tengan concepto favorable de la UPME, se valorarán con las UC del capítulo 15 de esta resolución y deben estar incluidas en el plan de inversión".*

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

4) *La construcción de la subestación del proyecto Muiscas empezó en el mes de abril de 2019, es decir, de manera posterior a la entrada en vigencia de la Resolución 015 de 2018. Por ende, este proyecto no cumple con las premisas previstas en el literal h. del artículo 4 anteriormente citado.*

(...)

7) *Por lo tanto, solicitamos a la CREG, que las Unidades Constructivas sean valoradas en los términos previstos en el capítulo 14 de la Resolución 015 de 2018, y no bajo el capítulo 15 de esta misma resolución.*

Al respecto se encuentra que, si bien fue en el reporte del OR fue en donde se indicó que el proyecto se encontraba en construcción, la CREG acepta la corrección e incluye en el inventario los activos del proyecto Muiscas, asimilados a las UC constructivas del capítulo 14 de la Resolución CREG 015 de 2018.

1.3.5.2 Otros Proyectos nivel tensión 4 - STR (Tipo de Inversión IV)

EBSA solicita respetuosamente a la CREG que sí se reconozcan los proyectos de inversión del nivel de tensión 4 (Tipo IV), en virtud de los argumentos que se esgrimen a continuación

A) Inexistencia del requisito legal (aprobación UPME) en la Resolución 015 de 2018 tiara la aprobación de proyectos Tipo IV:

(...) dado que los proyectos que fueron presentados por la EBSA para su reconocimiento como proyectos de inversión son todos proyectos Tipo IV, no le es dable a la CREG desconocerlos con base en la falta de aporte de tal concepto UPME,

(...) es viable concluir que no le es posible a la CREG exigir a los OR requisitos adicionales a los taxativamente incluidos en la regulación tarifaria para el reconocimiento de los planes de inversión Tipo IV, pues esto contraría el principio de legalidad al establecerse cargas adicionales a los consagradas en la ley.

B) Conceptos UPME actualmente en trámite

No obstante lo descrito en el literal (A) anterior y, aun cuando tal concepto UPME no es necesario aportarlo según los términos de la legislación vigente, EBSA sí procedió a solicitar los siguientes conceptos a la UPME, procurando actuar de la manera más diligente posible

La solicitud de la EBSA ante la UPME fue oportuna y se hizo de una manera diligente. No obstante, lo anterior, a la fecha de este recurso, la UPME no ha contestado a la solicitud de la EBSA.

(...)

En conclusión, dado que (i) el aporte del concepto UPME no es un requisito legal bajo la Resolución 015 de 2018 para el reconocimiento de proyectos Tipo IV (ver literal (A) anterior) y (ii) EBSA, en todo caso, si presentó su solicitud ante la UPME de manera oportuna y diligente con la convicción que la misma sería atendida dentro del plazo de cualquier petición y se obtendría una respuesta conclusiva, clara y definitoria frente a lo solicitado y (iii) toda vez que la UPME no ha dada respuesta a la fecha de este recurso, se solicita respetuosamente a la CREG que sí se reconozcan los proyectos de inversión del nivel de tensión 4 (Tipo IV) que fueron presentados en la solicitud de la EBSA.

(...) en el evento en que la CREG reitere su posición, reiteramos nuestra solicitud subsidiaria consistente en que la CREG aclare e incluya de manera expresa en su

JM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

resolución, que estos proyectos sí serán incluidos como inversión aprobada en el Plan de inversión (INVA_{j,4}) de la EBSA una vez cuenten con el aval de la UPME.

Con respecto a los tipos de proyectos de inversión incluidos en la Resolución CREG 015 de 2018, a continuación se transcribe la definición de cada uno de ellos, según lo establecido en el numeral 6 del anexo general.

CAPÍTULO 6. PLANES DE INVERSIÓN

Los OR deben presentar el plan de inversión para el periodo tarifario considerando los siguientes tipos de proyectos:

- a. Tipo I: proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan el remplazo de activos existentes para obtener una mayor capacidad del sistema.*
- b. Tipo II: proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin reemplazo de activos de existentes.*
- c. Tipo III: proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que remplazan activos existentes sin obtener una mayor capacidad del sistema.*
- d. Tipo IV: proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos.*

El OR debe asignar cada uno de los proyectos de inversión a los tipos señalados anteriormente.

Con base en el numeral transcrita, entiende la CREG que el OR es el responsable de asignar el tipo al que corresponde el proyecto, considerando la definición de cada uno.

Adicionalmente, el numeral 6.3.3.2 del mismo anexo establece:

6.3.3.2 Inversiones Tipo IV

El OR debe presentar dentro del plan de inversión los proyectos para el mejoramiento en la calidad y confiabilidad del servicio, reducción y mantenimiento de pérdidas, renovación tecnológica de los activos de uso del sistema y otras áreas que identifique de acuerdo con los siguientes criterios y lineamientos:

- a. Los proyectos de inversión deben estar orientados al mejoramiento en la calidad del servicio a partir de inversiones eficientes en activos que permitan asegurar la continuidad y confiabilidad en la prestación del servicio.*
- (...)*
- e. Los OR podrán presentar proyectos de inversión, requeridos para la reducción de pérdidas de energía, que correspondan a la instalación de activos de uso como redes antifraude, equipos de medida en transformadores de distribución, transformadores de distribución, etc.*

De lo transcrita es claro que los proyectos Tipo IV son aquellos orientados al mejoramiento de la calidad y confiabilidad del servicio o a la reducción de los niveles de pérdidas y, por tanto, un proyecto catalogado en este tipo debe buscar principalmente alguno de estos objetivos.

Dado que cualquier proyecto ejecutado en un sistema puede repercutir en diferentes aspectos, es importante que el OR identifique la función y el objetivo principal del proyecto al momento de clasificarlo.

JM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

Por lo anterior, si bien la CREG acepta incluir en el inventario del plan de inversiones los proyectos Tipo IV solicitados por el OR, sin haberse expedido aún el concepto UPME, se recuerda que en la etapa de verificación de la ejecución del plan se verificará la correcta clasificación de los proyectos o, de lo contrario, se exigirá el cumplimiento de los requisitos a los que realmente corresponde para considerar que el proyecto se ha ejecutado.

1.3.6 Reconocimiento del Sistema de Gestión de Activos

(...)

La información faltante para el reconocimiento del sistema de gestión de activos solicitado por EBSA se incluye en detalle y de forma completa a continuación. Por ende, se solicita respetuosamente a la CREG que se proceda con el reconocimiento del sistema de gestión de activos solicitado en virtud del aporte de la información faltante.

Con base en la información suministrada por la EBSA, la CREG incluye en el inventario las inversiones necesarias para la implementación del sistema de gestión de activos. No obstante, no se reconocen los componentes del sistema que se relacionan con gastos de AOM.

Solicitud 2. AOM. El OR indica que, para algunas comparaciones de valores, mostradas en la Resolución CREG 177 de 2019 y en el documento CREG 114 de 2019, la Comisión no tuvo en cuenta el alcance a la información entregada en la solicitud de ingresos, presentado mediante radicado CREG E-2019-001175 del 30 de enero de 2019.

Además, solicita que se modifique el cálculo del valor de AOM, con base en lo siguiente:

(...) el AOM se debe calcular con un factor de eficiencia de 0,99, en razón a que para el cálculo del factor de eficiencia se deben excluir los gastos de gestión de pérdidas de los gastos de AOM base de distribución, insumo que requiere el modelo de cálculo de este factor de eficiencia. Lo anterior es necesario para mantener la consistencia con la metodología de cálculo del mismo AOM base de distribución, que descuenta el AOM del control de pérdidas, de acuerdo con lo previsto en la Resolución 015 de 2018, numeral 4.1 “AOM BASE A RECONOCER”.

(...)

Para mejor comprensión de nuestra sustentación, nos permitimos desarrollar el cálculo del AOM base de distribución, con la formulación dada en la Resolución CREG 015 de 2018:

$$AOM_{basej} = (\max(AOMINI_j, AOMOB_j) - AOMP_j + AMB_j) * \frac{IPP_{FC}}{IPP_{2016}}$$

El AOM a reconocer se denomina el AOMBase_j, a su vez para su cálculo se debe realizar la comparación entre los valores AOMINI_j y AOMOB_j. Para el caso de EBSA corresponde emplear en el cálculo del AOMbase_j, el AOMOB_j, ya que este es el máximo.

A su vez, el AOMOB_j se calcula empleando la siguiente expresión:

$$AOMOB_j = fe_j * AOMD_{j,12-16}$$

En la formulación del cálculo del AOMbase_j se utiliza el AOMOB_j el cual es afectado por un factor de eficiencia, fe_j, que para su cálculo incluye los gastos de AOM de perdidas



Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

AOMP_j; pero como además el AOM de pérdidas AOMP_j se descuenta completo, entonces en el cálculo del factor de eficiencia no deberían incluirse los gastos de AOM de pérdidas AOMP_j para ser consistentes en el cálculo el AOM de distribución.

El aspecto a considerar aquí es que la remuneración del AOM de Distribución no incluye el AOM pérdidas, puesto que el AOM pérdidas se remunera de forma separada.

Por tanto, si no se excluyen los gastos de AOM pérdidas para el cálculo del factor de eficiencia del AOM de Distribución, se tendrá un factor de eficiencia inferior, lo cual refleja una ineficiencia en sus costos de AOM de Distribución que no es real.

En consecuencia, EBSA solicita que para el cálculo del factor de eficiencia de los gastos de AOM de distribución se retiren los gastos de AOM de gestión de pérdidas y, por lo tanto, el factor de eficiencia a aplicar debería ser de 0,99.

De otra forma, aplicar un factor de eficiencia de 0,89, en cuyo cálculo se han incluido los gastos de AOM en gestión de pérdidas, para guardar consistencia, se tendrían que descontar los gastos de AOM en gestión de pérdidas, pero eficientes.

La aplicación del factor de eficiencia debe ser consistente en su cálculo y los resultados no deben generar detrimiento del reconocimiento de los gastos eficientes, ya que esto no haría viable la operación eficiente de la empresa, afectaría la calidad del servicio y vulneraría el principio de suficiencia financiera.

De otra parte, en el análisis de la información entregada por parte de la CREG se puede observar que el valor del AOM base para cada nivel de tensión incluido en el artículo 7 de la resolución 177 de 2019, presenta una diferencia entre el texto de dicha resolución y el documento CREG-114 con archivo anexo "Calculo ingresos D EBSA.xlsx". Lo anterior se puede evidenciar analizando el valor para el AOM base de los niveles 2 y 3 que se está calculando con base en la información del año t₂. En consecuencia solicitamos sea verificado y corregido este aspecto.

Con respecto a los argumentos presentados por el OR, la CREG encuentra lo siguiente:

En cuanto a la solicitud de ajustar los valores de AOM, es necesario tener en cuenta que la mayor parte de los argumentos hacen referencia a procedimientos de cálculo establecidos en la Resolución CREG 015 de 2018 y sus modificaciones, que es una resolución de carácter general. Por esta razón, en la respuesta a los argumentos solo se hará referencia a los relacionados con la Resolución CREG 177 de 2019, que es una resolución de carácter particular, contra la que aplica el recurso presentado.

En la comunicación que entregó EBSA, mediante radicado CREG E-2019-001175 del 30 de enero de 2019, con la que dio alcance a la entregada inicialmente, presenta dos formularios de solicitud de ingresos: dependiendo de si se considera a DIACO conectado o no conectado directamente al STN. Además, para los dos formularios incluye la siguiente frase: "adicionalmente corrige algunos errores de la información presentada previamente en nuestra solicitud de aprobación de cargos". Por esta razón, no fue evidente el cambio que menciona la empresa en el cálculo del factor de eficiencia para los gastos de AOM.

Al revisar en los dos formularios la información relacionada con el cálculo del factor de eficiencia, hoja "Capítulo 4", se encuentra lo siguiente:

JM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

B46	<input type="button" value="X"/>	<input type="button" value="✓"/>	f _x	=+C50*0+0,998887474651613
42	A	B	C	
43	4.1.2.1 MODELO DE FRONTERA ESTOCÁSTICA			
44				
45	Variable	Valor		
46	<i>f_{e_j}</i>	0,999		
47				
48	Límite superior			
49	a	<i>Z_U</i>	Límite superior	
50	10%	-1,6445	0,8925	
51				

Si bien, en la celda B46 se muestra un valor de 0,999 como factor de eficiencia, llama la atención la fórmula que contiene esta celda:

$$=+C50*0+0,998887474651613$$

Con lo que se observa que el resultado mostrado es introducido manualmente. Si no se hubiera cambiado la fórmula, la celda B46 debería contener un valor igual al de la celda C50, esto es, 0,8925.

De lo anterior se concluye que, con los números reportados por la empresa en la nueva entrega de información, el factor de eficiencia obtenido de acuerdo con el modelo de cálculo publicado por la CREG, y utilizando la información de la empresa, es de 0,8925.

De otra parte, para la verificación del cálculo del factor de eficiencia, la Comisión compara los valores reportados para algunas de las variables utilizadas en el modelo de eficiencia y hace los ajustes pertinentes. A esto se hace referencia con lo mencionado en el numeral 2.6.2 del Documento CREG 114 de 2019:

2.6.2 AOM

Para estimar el factor de eficiencia, los datos de ventas por nivel de tensión y el total de usuarios para el periodo 2012-2016 así como la composición de costos y gastos se tomaron de la información reportada al SUI. La de ventas y usuarios, se toma de una consulta realizada el 20 de mayo de 2019 y la de costos y gastos, de una consulta hecha al Sistema Unificado de Costos y Gastos, SUCG, el 16 de mayo de 2019.

Comparando los anteriores valores con los reportados por la empresa, se encuentran diferencias en las ventas del nivel de tensión 2 (entre el -4,7% en el año 2012 y el 0,6% en 2013) y en el nivel de tensión 3 (entre el -1,2% en el año 2013 y el 0,6% en 2014). Para el número de usuarios las diferencias no superan el 0,3%. En cuanto a la composición de costos y gastos, se observa que los valores entregados en la solicitud son superiores a los obtenidos en la consulta.

Con base en lo anterior el factor de eficiencia es de 0,8788 a diferencia del entregado en la solicitud, del 0,8919.

Entonces, incluyendo la nueva información, tomada de los formularios recibidos con el radicado CREG E-2019-001175, y con los mismos ajustes mencionados en el Documento CREG 114 de 2019, se obtiene que el factor de eficiencia es de 0,8794. La diferencia la origina un incremento del 0,4%, en promedio, de los kilómetros de red rural de nivel de tensión 2.

Con base en el análisis anterior, el factor de eficiencia se cambiará de 0,8788, aprobado en la Resolución CREG 177 de 2019, a 0,8794.

AM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

Ahora, con respecto a la afirmación de que lo aprobado en el artículo 7 de la Resolución CREG 177 de 2019 difiere del contenido del archivo Excel denominado “Cálculo ingresos D EBSA .xlsx”, adjunto al Documento CREG 144 de 2019, se encuentra que en el artículo 7 de la resolución está la siguiente tabla:

Tabla 11 AOM base por nivel de tensión

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$AOMbase_{j,4}$	6.701.769.975
$AOMbase_{j,3}$	5.503.412.303
$AOMbase_{j,2}$	14.616.744.830
$AOMbase_{j,1}$	6.206.464.857

Estos valores son iguales a los obtenidos en el modelo de cálculo de ingresos, en la fila 198 de la hoja “Capítulo 4”, y que a la vez se llevan a la fila 8 de la misma hoja, donde el valor del AOMbase es el mismo, por nivel de tensión, para cada uno de los cinco años formulados en esa fila (años desde $t=1$ hasta $t=5$). Si las diferencias se observan al comparar con los valores mostrados en la hoja “Resultados”, es de aclarar que allí los ingresos anuales no solamente corresponden al AOMbase, sino que incluyen una estimación de los AOM ocasionados por las nuevas inversiones y, por eso, pueden no ser iguales.

De donde se concluye que, a partir del argumento de la empresa, no es posible identificar el aspecto que solicita verificar y corregir.

Solicitud 3. Pérdidas. El OR solicita: i) que para correr el modelo la CREG emplee la información real entregada por EBSA, ii) que la CREG permita a EBSA el acceso al modelo para verificar el resultado, iii) En la eventualidad de que el modelo converja, que se determine el costo anual de mantenimiento de pérdidas y iv) en la eventualidad de que el modelo no converja, que se le reconozca a la EBSA lo, necesario para mantener el nivel de perdidas eficiente, lo cual corresponde a lo requerido en la solicitud de ingresos.

La solicitud es soportada con base en los siguientes argumentos:

El numeral 7.3.2.2 numeral j, del Anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, establece:

“j- Para efectos del cálculo de la variable CPCE_j en el caso de los planes de mantenimiento de perdidas, se tendrá en cuenta que el índice de perdidas 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.”

Adicionalmente se debe tener en cuenta que para la EBSA más del 30% de las ventas de energía realizadas en el sistema operado por la EBSA se realizan en el nivel de tensión 4, aspecto que debe ser considerado, en el cálculo del CAP_j.

“Cuando en un mercado de comercialización la energía vendida a usuarios en el nivel de tensión 4 sea igual o superior al 30 % de las ventas totales en dicho mercado sin incluir las ventas en el STN, las ventas en el nivel de tensión 4 no se incluirán en la energía de salida y de la energía de entrada se debe descontar las ventas de energía del nivel de tensión 4 afectadas por las pérdidas reconocidas.”

JZ

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

Aplicando lo establecido en la Resolución 015 de 2018, EBSA accedió a la herramienta elaborada por la UTP y publicada por la CREG. Para determinar el valor eficiente del plan de mantenimiento de pérdidas se utilizaron todos los parámetros que exige el modelo, sin conseguir que este convergiera, situación que se informó en la solicitud de cargos.

(...) cuando se analizan los valores de las variables utilizadas para la CREG para este cálculo y las comparamos con los valores reales de estas variables, se observan grandes diferencias (...)

(...) la información empleada por la CREG difiere de la real, la cual fue remitida en su oportunidad a la CREG. De otra parte, cuando EBSA modeló con la información real en ninguna oportunidad y realizando diferentes escenarios de inversión, el modelo convergió.

(...)

El valor de Pérdidas empleado por la CREG para t y t-1 es 10%, pero las perdidas eficientes totales de EBSA reales del año de corte t (2017), son 11.93%. Así, que el modelo converja en esta situación es un contrasentido, ya que la meta del índice de perdidas (10.93%) es mayor que el índice de pérdidas del año de corte inicial t (2017) utilizado en el modelo (10%), de acuerdo con el literal j citado.

En el análisis de los argumentos de la empresa se encuentra lo siguiente:

De acuerdo con el el literal j del numeral 7.3.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, citado por la empresa, “el índice de pérdidas inicial es igual al eficiente”. Por tanto, se requiere calcular el índice de pérdidas totales de la empresa a partir de los índices aprobados para cada nivel de tensión, y no tomar el valor real como lo sugiere la empresa.

Para hacer este cálculo, se tiene en cuenta la información que entregó la empresa, mediante radicado CREG E-2020-005002, con datos revisados de las lecturas de sus fronteras, y donde además incluyó los balances de energía, calculados por ellos, para los años 2016 y 2017.

La diferencia principal entre los cálculos de la empresa y los hechos por la Comisión radica en que la empresa calcula las pérdidas de energía como la resta entre la energía de entrada y la energía de salida, mientras que el cálculo que se hace en la Comisión consiste en determinar el valor de las pérdidas eficientes de energía, tal como se menciona en el citado literal j, las cuales se obtienen a partir de los índices de pérdidas reconocidos para cada nivel de tensión. Así se da cumplimiento a lo señalado en el literal j, que indica que las energías de entrada y de salida “deberán estar acorde con estos índices”.

En el balance calculado por la empresa se presenta, como pérdidas del año 2017, un valor de 114,0 GWh, mientras que, si de los datos de la empresa solo se tomaran las pérdidas eficientes, calculadas multiplicando las energías de entrada en cada nivel de tensión por el respectivo índice de pérdidas reconocido, el valor sería de 99.028.107 kWh. Este valor es muy similar al obtenido en la Comisión, que es de 99.034.565 kWh.

Ahora bien, dado que el cálculo de la energía de entrada es muy parecido en el balance calculado por la empresa y en el calculado por la CREG (solo hay 9 kWh

JZ

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

de diferencia), el índice de pérdidas totales eficientes resulta en 10,96% utilizando los datos de la empresa y en 10,95% utilizando los datos de la CREG. Para el año 2016 la situación es análoga: con los datos de la empresa se obtiene 9,50%, y con los de la CREG 9,49%. Una vez determinadas las pérdidas eficientes, la energía de salida se obtiene restándole este valor de pérdidas a la energía de entrada.

La otra diferencia mencionada por EBSA corresponde a los valores de inversión, donde la empresa solicita que para el modelo se tenga en cuenta un valor de 15 \$/kWh como inversión máxima, y de 10,5 \$/kWh de inversión mínima.

Acá es necesario precisar que el modelo de estimación del costo eficiente del plan de gestión de pérdidas fue entrenado con datos históricos de todas las empresas, incluyendo energías de entrada, energías de salida, niveles de pérdidas y de inversión, etc. Después del entrenamiento, el modelo permite obtener una senda eficiente de reducción o mantenimiento de pérdidas con la información inicial que caracteriza una empresa particular.

Para el caso de EBSA, la solución encontrada utiliza un rango diferente al propuesto por la empresa. El modelo converge al considerar inversiones entre 2 y 7 \$/kWh.

En la siguiente tabla se muestran algunas de las variables introducidas al modelo, aclarando que con ellas se logra la convergencia, por lo que el costo del plan de pérdidas se toma del resultado obtenido del modelo:

Parámetros de entrada	
Mínima Inversión [\$/kWh]	2,0
Máxima Inversión [\$/kWh]	7,0
Energía de entrada [kWh] (t-1)	1.025.019.625
Energía de entrada [kWh] (t)	904.774.619
Energía de Salida [kWh] (t-1)	927.730.238
Energía de Salida [kWh] (t)	805.740.054
Nivel de Pérdidas [%] (t-1)	9,49
Nivel de Pérdidas [%] (t)	10,95

Los datos utilizados como parámetros de entrada se encuentran en el archivo Excel que se entrega con esta resolución, por lo que la empresa podría correr el modelo y verificar la solución encontrada.

Solicitud 3. Calidad. El OR solicita que se haga el recálculo de las metas individuales con base en la mejor información que ha suministrado EBSA.

La solicitud es soportada con base en los siguientes argumentos:

(...) se verificó la asignación de usuarios a grupos de calidad realizada por la EBSA en el marco de la solicitud de ingresos presentada por la EBSA y se comparó con la realizada por la CREG, hallándose:

JM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

Que en los archivos soporte de la Resolución 177 de 2019, no se encontraron registros con nivel de ruralidad 3, que corresponde a zona rural. En este aspecto es necesario aclarar que más del 50% del mercado de comercialización de la EBSA es rural. Al respecto, de una muestra que se tomó del Formato 5 cargado al SUI en el 2016, se estableció que de acuerdo con la geo posición reportada en el mismo, existen nodos rurales, que deberían estar clasificados en el grupo de ruralidad 3 como se muestra a continuación:

Si las metas de calidad individual correspondieran a las presentadas en la Resolución CREG 177 de 2018, y en comparación con el área de cobertura de la EBSA, se evidencia que se dejaría sin metas individuales a los clientes de los siguientes municipios:

(...)

De los análisis realizados por la EBSA se entiende que las inconsistencias en la asignación del grupo de calidad se ocasionaron porque la información GIS de la EBSA estaba con centro Tunja, lo que incidía en todas las geoposiciones, generando un desplazamiento geográfico. EBSA hizo la corrección respectiva y hoy la referencia del GIS se ajusta al estándar con referencia centro Bogotá.

Para corregir la diferencia de información de calidad, únicamente en cuanto a la geoposición de los transformadores, la EBSA tomó la geoposición real de estos nodos con referencia centro Bogotá, la cual está incluida en el shape de nivel 1 y que coincide con la asignación de códigos DANE del shape y del Anexo 7 incluido en nuestra solicitud de cargos.

Frente a esta solicitud, en primer lugar se aclara que, para el cálculo de los indicadores, se consideró que toda el área de un municipio que se encontrara por fuera de la cabecera era rural. No obstante, en la información entregada por la CREG a EBSA junto con la Resolución CREG 177 de 2019, no se identificaron correctamente los transformadores pertenecientes al área rural, si bien estos sí fueron considerados como rurales durante el cálculo, tal como puede deducirse de los indicadores de calidad mínima garantizada que corresponden a grupos rurales.

Por lo anterior, al respecto no se requiere que la CREG ajuste la información para el cálculo y, en consecuencia, se entregará al OR la información con la asignación correcta de transformadores, identificando los clasificados como rurales.

De otra parte, al revisar la solicitud de la EBSA con respecto a considerar el error de georreferenciación que existe en las bases de datos del SUI, en donde el OR no reportó las coordenadas de los activos con centro en Bogotá sino con centro en Tunja, según lo informa en el recurso, y al analizar la información de georreferenciación corregida por el OR, se acepta modificar el cálculo de los indicadores de calidad individual con la nueva información de georreferenciación suministrada por la empresa.

Debe tenerse en cuenta que esta modificación únicamente genera cambios en los indicadores de calidad individual, pues para el cálculo de los indicadores de calidad media no se utiliza esta información.

Adjunto a esta resolución se entregan a la Empresa de Energía de Boyacá 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.



Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

B. Recurso de Diaco

Solicitud de Diaco

En el recurso, Diaco presenta las siguientes peticiones:

1. *Aclare la Resolución de Cargos en su totalidad o solamente los apartes en los que se haya decidido teniendo en cuenta los activos de conexión de DIACO al STN, especialmente, pero sin limitarse a, su artículo 19 para así determinar si se incluyeron para efectos del cálculo de los ingresos y cargos de distribución de EBSA.*
2. *En caso de haberlos incluido, se sirva a:*
 - a. *Modificar y/o revocar los apartes pertinentes excluyendo los activos de conexión por los motivos expresados en la sección anterior y*
 - b. *Modificar las variables para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por EBSA.*
3. *De conformidad con las anteriores peticiones, que se sirva de incluir a los activos de conexión de DIACO dentro de aquellos activos listados en el numeral 2.6.2. del Documento CREG-114 del 5 de diciembre de 2019 como activos excluidos de la Resolución de Cargos.*
4. *Decrete y analice las pruebas solicitadas en la petición de intervención del 1 de marzo de 2019 y en las manifestaciones adicionales del 30 de abril de 2019 que se reproducen nuevamente en la sección V de cara a decidir de fondo a las peticiones de DIACO dentro de la Actuación Administrativa.*

Además, solicita pruebas documentales y testimoniales, y a su vez aporta otras pruebas documentales, para que sean tenidas en cuenta dentro del análisis de su recurso.

Para sustentar lo anterior, en el recurso se presenta una relación de hechos, principalmente referidos a comunicaciones que hacen parte del expediente, y luego presenta varios argumentos, los cuales se resumen a continuación:

... tras agotar todas las fases del procedimiento administrativo, la Administración deberá tomar una decisión de fondo, debidamente motivada, lo que marca el final del procedimiento administrativo, siendo este un reflejo del derecho de DIACO al debido proceso dentro de la presente Actuación Administrativa.

(...) DIACO no es un agente dentro del Mercado de Energía Mayorista sino un usuario, sujeto de especial protección y condicionante de la finalidad del servicio público domiciliario de energía eléctrica ..., al cual se le están viendo vulnerados tanto los mencionados derechos, como su situación económica producto de la incertidumbre de su conexión al Sistema Interconectado Nacional,

(...) cuando la CREG restringió el acceso a la información y solicitó información que ya estaba en su poder, decidiendo basada en tal solicitud, ignorando las peticiones iniciales de DIACO, sin basarse en los argumentos y en las pruebas aportadas y solicitadas por este, violó los derechos de DIACO dentro de la Actuación Administrativa al debido proceso, (...)



Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

(...) la CREG no tomó en consideración que: (i) DIACO no tenía manera de identificar claramente, y con la facilidad que podría EBSA, o la misma CREG, los activos de conexión en aras de cumplir con el mencionado requerimiento y (ii) EBSA ya había enviado a la CREG un documento contenido una relación de los activos de DIACO para que, en primera instancia, los excluyera o incluyera del cálculo de sus ingresos y cargos de distribución, dependiendo de si la CREG llegaba a la conclusión que DIACO era o no un usuario conectado al STN en los términos de la Resolución CREG 097 de 2008.

(...)

La CREG, entonces, no cumplió con su obligación de dar una decisión de fondo puesto que la Resolución de Cargos no incorpora una decisión completa y de fondo a las peticiones de DIACO, dentro de la Actuación Administrativa, de acuerdo con el CPACA y los pronunciamientos del Consejo de Estado y la Corte Constitucional.

(...)

Lo anterior cobra especial importancia pues los motivos expresados por la CREG en la Resolución de Cargos, además de incumplir con los requisitos de la decisión de fondo en los procedimientos administrativos, no permiten el derecho de defensa de DIACO,

(...) el Documento CREG-114 del 5 de diciembre de 2019 que, en su numeral 5.2, hace referencia a la lista de activos tomados en cuenta para la expedición de la Resolución de Cargos, donde no se hace referencia, o no es posible identificar los archivos Formato solicitud de ingresos DIACO CONECTADO AL STN.xls y Formato solicitud de ingresos DIACO NO CONECTADO AL STN.xls, aportado por EBSA en su comunicación del 28 de enero de 2019, referida en el hecho 34, dejando concluir que no tomó en consideración una de las pruebas aportadas por EBSA y además no permitió el derecho de defensa y contradicción de DIACO respecto del Informe.

Asimismo, el Documento CREG-114, en su numeral 2.6.1. hace referencia a los activos que fueron excluidos del cálculo por parte de la CREG, donde no se puede determinar si fueron o no incluidos los activos de DIACO.

(...) la Resolución de Cargos no tuvo en consideración las pruebas solicitadas por DIACO en sus comunicaciones del 1 de marzo y del 30 de abril de 2019, referidas en los hechos 37 y 39, que reiteramos en la sección V, situación que agrava la violación de los derechos de DIACO dentro de la Actuación Administrativa, y hace aún más evidente la falta de motivación dentro de la Resolución de Cargos acerca de la intervención de DIACO.

(...) la CREG privó a DIACO de ser oído en el proceso tanto a partir de las pruebas documentales, como de las pruebas testimoniales que solicitó y que la CREG no decretó, que además podrían ayudar a aclarar la naturaleza de los activos de conexión de DIACO al STN y así poder brindar una decisión de fondo respondiendo a sus peticiones.

(...) DIACO considera que la CREG cometió un defecto procedural, situación que transgrede el derecho fundamental de DIACO al debido proceso al no basar su decisión de la Resolución de Cargos en las pruebas aportadas ni tampoco decretando las solicitadas.

JM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

(...) podemos ver que la afección al debido proceso se manifiesta en: (i) la confusión de la CREG entre la solicitud de DIACO respecto del Informe y sus peticiones dentro de la Actuación Administrativa, evitando su respuesta, (ii) la consecuente falta de una decisión de fondo por parte de la CREG, adicionalmente con el vicio de la falsa motivación y (iii) dicha decisión viciada se hizo sin tomar en consideración las pruebas aportadas ni las solicitadas por DIACO.

(...) DIACO es un usuario directamente conectado al STN. De hecho, hoy en día continúa utilizando los mismos activos de conexión que ha usado desde 1997 para conectarse al STN, por lo que a través del tiempo no ha existido ningún cambio en las condiciones técnicas físicas de la conexión de DIACO que le hayan impedido su conexión al STN o le impidan hoy tener una situación consolidada. Al respecto es importante considerar los siguientes puntos:

(...) DIACO, desde la vigencia de la Resolución CREG 042 de 2001 (i.e. antes de la expedición de la Resolución CREG 082 de 2002), ya se entendía como un usuario conectado al STN. Por lo mismo, aun cuando su frontera comercial requería ser medida en el lado de baja tensión, no hacia en todo caso uso de las redes del STR o del SDL y, por el contrario, se conectaba directamente al STN, lo que demuestra que DIACO cumplía desde ese entonces con los requisitos establecidos en la regulación para ser considerado como un usuario conectado al STN.

(...) a la luz de la Resolución CREG 082 de 2002 bastaba con que entre la conexión de DIACO y el STN existiera un «activo de transformación con tensión primaria al STN o uno de sus módulos asociados», como lo era el «barraje del lado de baja de tensión», para que DIACO se «entendiera» como un usuario que estaba conectado al STN.

(...) debemos señalar también que en ningún caso la regulación exigía que para entender que un usuario estaba conectado al STN debía registrar la frontera comercial o tenerla registrada con anterioridad a su entrada en vigencia.

(...)

La CREG a través del concepto S-2018-003508 del 27 de julio de 2018 dijo lo siguiente en relación con el alcance del parágrafo del artículo 7 de la Resolución CREG 097 de 2008:

(...)

Aunque este «concepto» u «opinión» no es vinculante a DIACO ni tampoco se refiere a su conexión en forma puntual, por lo que no puede ser utilizado para resolver la petición de DIACO en este caso, nos parece en todo caso importante llamar la atención de su existencia ya que no existe en la Resolución CREG 097 de 2008 referencia alguna de que la frontera comercial era un requisito adicional para considerar una conexión como del STN.

De esta forma, o (i) la conexión al STN a la luz de las Resoluciones CREG 082 de 2002 y CREG 097 de 2008 debía (o debe) ser evaluado caso-por-caso, o (ii) la CREG creó con esta «opinión» suya un requisito que no existía en la Resolución CREG 097 de 2008 o (iii) la CREG, en el anterior concepto, está intentando aplicar retroactivamente la única disposición donde sí existe la frontera

AF

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

comercial como requisito para la conexión al STN como lo es la actual Resolución CREG 015 de 2018.

(...) DIACO adquirió la calidad para ser considerado como usuario conectado al STN en vigencia de las mencionadas resoluciones, lo cual constituye una situación jurídica consolidada que no puede ser desconocida ni por las autoridades ni por la regulación en virtud de los artículos 29 y 58 de la Constitución Política

(...) no puede perderse de vista que: (i) la «conexión física» de DIACO no ha tenido variación alguna a través del tiempo y (ii) que está demostrado que antes del 6 de octubre de 2008 DIACO comenzó a hacer uso del «activo de transformación con tensión primaria al STN o uno de sus módulos asociados», puntualmente «del barraje del lado de baja tensión» de propiedad de EBSA.

En efecto, el Contrato de Conexión fue firmado por las partes el 15 de agosto de 2008 o, lo que es lo mismo, 52 días antes de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 097 de 2008 (i.e. el 6 de octubre de 2008), periodo en el cual DIACO continúo desarrollando sus actividades y utilizando para los activos de EBSA para conectarse al STN, por lo que, en los términos de la Resolución CREG 082 de 2002 (vigente para ese momento), DIACO debía «entenderse» durante todo ese periodo (i.e. durante los 52 días entre la firma del Contrato y la entrada en vigencia de la Resolución CREG 097 de 2008) como un «usuario que está[ba] conectado directamente al STN» dado que utilizaba un «activo de transformación con tensión primaria al STN o uno de sus módulos asociados» de propiedad de EBSA y registrado por esta (i.e. el barraje del lado de baja tensión).

(...)

La Resolución CREG 015 de 2018 introduce un elemento que no existía en las dos anteriores, i.e. el registro de la frontera. Pero la razón de ser de este nuevo elemento y su alcance no puede analizarse sin lo que el propio regulador había instruido previamente en el mercado con las Resoluciones CREG 082 de 2002 y CREG 097 de 2008 en las que, como veíamos, se decía que para la demostración de la existencia de una conexión al STN bastaba con que el usuario estuviera efectivamente conectado a través de un «activo de conexión» (uno de ellos el «barraje del lado de baja tensión»),

Así las cosas, cuando el parágrafo del artículo 13 de la Resolución CREG 015 de 2018 dice que “(...) [p]ara este efecto, el LAC publicará y usará el listado de fronteras de usuarios conectados directamente al STN registrados en la oportunidad citada (...)” debe entenderse que la publicación del LAC tenía que tomar la información de los usuarios que estaban efectivamente conectados al STN antes de la Resolución CREG 097 de 2008 para, a partir de ahí, publicar el listado de las conexiones al STN y sus titulares.

(...) el requisito fundamental tanto en la CREG 097 de 2008 como en la CREG 015 de 2018 no era (ni es) que el registro se hubiera producido durante la Resolución CREG 082 de 2002 sino que la conexión se hubiera establecido en su vigencia, ya que justamente ese era el requisito (i.e. el de la conexión física al STN a través de alguno de los activos de conexión) que previó desde el inicio la regulación con el artículo 2(g) de la Resolución CREG 082 de 2002.

JM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

Lo contrario sería tener que suponer la introducción retroactiva de un requisito que no existió en los últimos 20 años en el mercado y que por tanto era imposible para los usuarios conocer antes del 2018 (i.e. cuando entró en vigencia la Resolución CREG 015). Tal tesis de la «retroactividad» de un requisito inexistente antes, además de ser ilegal y desconocer derechos, garantías y principios fundamentales como el debido proceso, la buena fe y la confianza legítima, llevaría a crear una tarifa legal que tampoco existía antes para demostrar un hecho que desde siempre la regulación permitió probar con la verificación de un hecho (i.e. la conexión física al STN) y no de un simple registro (i.e. la frontera).

La conexión al STN de DIACO está dentro del escenario (ii) ya que, aunque la conexión de DIACO existía en vigencia de la Resolución CREG 082 de 2002, XM S.A. E.S.P. solo accedió al registro de la frontera en vigencia de la Resolución CREG 097 de 2008 (i.e. después del 6 de octubre de 2008).

Pese a que DIACO venía conectado al STN desde 1997, fue solo hasta el 15 de agosto de 2008 (i.e. 52 días antes de entrar en vigor la Resolución CREG 097 de 2008) que EBSA y DIACO formalizaron la conexión al STN mediante el Contrato de Conexión.

Lo anterior fue reconocido por la misma CREG en el trámite de aprobación de cargos de entonces al expedir la Resolución CREG 120 de 2009 en la que reconoció que la conexión de DIACO era del STN.

A pesar de la existencia de la conexión desde 1997, de la celebración del contrato de conexión entre EBSA y DIACO antes del 6 de octubre de 2008 y del reconocimiento de la CREG de que la conexión de DIACO en efecto era del STN, XM se negó al registro de la frontera comercial inicialmente, lo que hizo necesaria la intervención de EBSA e incluso un pronunciamiento de la CREG, luego de lo cual XM procedió con el correspondiente registro de la frontera comercial.

(...)

Como venimos de indicarlo, la SSPD inició una averiguación preliminar para cuestionar la conexión de DIACO al STN. Dicha averiguación, sin embargo, terminó siendo archivada porque la SSPD encontró que había operado la caducidad lo que, de acuerdo con la ley, conduce a la pérdida de su competencia para pronunciarse sobre el asunto.

(...)

A pesar de lo anterior, y en absoluto desconocimiento de los efectos de un auto que ordena el cierre de una averiguación preliminar y la consecuente pérdida de competencia para tomar una decisión o referirse al caso específico, funcionarios de la SSPD remitieron una comunicación a XM (ver comunicación del 19 de noviembre de 2018 con radicado 20182201512421) en la que habrían reproducido algunas de las manifestaciones que hizo esa entidad en la averiguación preliminar y con las que desestimaba que la conexión de DIACO fuera del STN.

No obstante, en la medida en que la SSPD perdió competencia, ninguna de tales manifestaciones es ni puede resultar vinculante al haber sido realizadas por funcionarios públicos sin competencia para ello, la misma no existe jurídicamente. Lo contrario desconocería el debido proceso de DIACO y

JM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

representaría una clara contravención al mismo derecho. Por ello, dichos argumentos no pueden ser tomados, ni siquiera accidental o accesoriamente por la CREG.

(...)

La Resolución CREG 120 de 2009 (...) aprobó los cargos uso del STR y del SDL de EBSA, y para su cálculo la CREG no tuvo en cuenta los activos de conexión de DIACO, pues los mismos fueron tenidos en cuenta para aprobar los cargos por conexión, como referimos en el hecho 9, debido a que DIACO tenía una situación jurídica consolidada en los términos de la Resolución CREG 097 de 2008.

De acuerdo con la solicitud de aprobación de cargos presentada por EBSA, y que dio como resultado la Resolución CREG 120 de 2009, el 29.45% los transformadores de conexión al STN correspondían a la conexión de DIACO, lo que significa de forma clara que su no inclusión dentro del inventario de activos de la Resolución 120 de 2009, significa que DIACO se encontraba conectado al STN.

(...) estos supuestos hacen que se configure en cabeza de DIACO un derecho adquirido en los términos del artículo 58 de la Constitución Política.

(...) la CREG no puede cambiar de forma súbita la situación de DIACO de forma súbita, al considerar incluidos los activos de conexión de DIACO para la expedición de la Resolución de Cargos.

Sobre este particular, la Corte Constitucional ha sido clara en afirmar que las expectativas creadas por la regulación expedida por la Administración Pública no pueden ser afectadas por un cambio “súbito”, puesto que dicha regulación crea parámetros confiables a favor de los administrados, quienes en últimas se obligan a cumplirlos en atención a la buena fe de la autoridad que los profiere:

(...) En conclusión, DIACO tiene una situación jurídica consolidada de conformidad con la Resolución 097 de 2008, tal como se ha expuesto en este documento. y a lo largo del procedimiento administrativo. No obstante, como mínimo, el principio de confianza legitima debería proteger la conexión de DIACO al STN.

Argumentos de la CREG

1. Sobre los argumentos planteados por el recurrente
 - a. La instalación cumple con lo exigido en la regulación

En el recurso se afirma en varias ocasiones que la forma como está conectado físicamente el usuario cumple con los requerimientos para ser considerado como un usuario conectado directamente al STN, situación que, según Diaco, no ha cambiado desde su conexión al sistema.

Al respecto, se precisa que la conexión física es apenas uno de los requisitos, y el cumplimiento de las condiciones técnicas de la conexión y de las exigencias de los respectivos reglamentos no le corresponde verificarlo a la CREG, sino que es un deber del transportador que da su concepto y aprobación a la conexión.

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

b. Suscripción del contrato de conexión

De acuerdo con la regulación vigente, para la conexión al Sistema Interconectado Nacional, SIN, del cual hace parte el Sistema de Transmisión Nacional, STN, se requiere la suscripción de un contrato de conexión con las características establecidas, algunas de las cuales se mencionan más adelante.

De acuerdo con los hechos descritos en el recurso, solo hasta agosto de 2008 “EBSA y DIACO formalizaron la conexión al STN mediante el Contrato de Conexión”. En el mismo escrito, Diaco considera que a partir de ese momento quedó conectado directamente al STN, dado que “debia «entenderse» durante todo ese período (i.e. durante los 52 días entre la firma del Contrato y la entrada en vigencia de la Resolución CREG 097 de 2008) como un «usuario que está[ba] conectado directamente al STN”.

Sin embargo, como se precisará más adelante, el contrato estaba en condición suspensiva hasta que la CREG expediera la resolución de la nueva metodología de distribución, que fue identificada con el número 097 de 2008. Así se ratifica en el documento 62100.29.01, que EBSA radicó en la SSPD el 12 de diciembre de 2017, con ocasión de la averiguación preliminar abierta por la Superintendencia, donde, en el numeral 15 del literal D de este escrito, se afirma lo siguiente:

Resulta evidente, entonces, que el objeto del contrato entre EBSA y DIACO nació a la vida jurídica, y se convirtió exigible solo a partir del momento en que la CREG expidió la Resolución CREG 097 de 2008.

c. Sobre la participación de Diaco en la actuación administrativa de aprobación de ingresos para EBSA

En efecto, como se menciona en el recurso, Diaco solicitó, y la CREG aceptó, que esta empresa fuera parte de la actuación administrativa abierta para atender la solicitud de aprobación de ingresos de EBSA con base en la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018.

En desarrollo de lo anterior, Diaco tuvo acceso al expediente público y se reunió en más de una ocasión con funcionarios de la CREG para conocer e indagar sobre el estado del proceso.

Una de las actividades de la actuación administrativa fue la elaboración de un informe sobre el inventario de los activos de EBSA, el cual fue trasladado a este operador de red, OR, para sus comentarios. De este traslado se informó a Diaco.

En esta ocasión, Diaco solicitó tener acceso al citado informe, para lo cual la Comisión dirigió una comunicación a EBSA con el fin de obtener su aprobación para que Diaco tuviera acceso al informe sobre el inventario de activos. El OR manifestó que “se debe suministrar únicamente la información referente a si los activos de DIACO se encuentran o no en el inventario de activos presentados por EBSA.” Por esta razón, mediante la comunicación S-2019-004364 se requirió a Diaco para que identificara los activos relacionados con su solicitud, con el fin de proceder a comunicarle el contenido del informe sobre tales activos.

JM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

En esa comunicación y en las varias consultas telefónicas que hacían los apoderados de DIACO, se les informaba que se requería la respuesta a la solicitud elevada por la CREG el 1 de agosto de 2019. Pasaron más de cuatro meses y no se obtuvo respuesta de Diaco, por lo que, en la Resolución CREG 177 de 2019, se decidió no atender la solicitud presentada por esta empresa.

Si bien Diaco, ahora en el recurso, afirma que la CREG podría indagar en la información recibida cuáles eran los activos relacionados con su solicitud, o que debería preguntársele a otra instancia que tuviera más conocimiento sobre el tema, es claro que la empresa debió haber informado de ello a la Comisión, y se hubiera procedido en concordancia. En este caso, llama la atención que Diaco no tuviera conocimiento de los activos relacionados, cuando una de las condiciones exigidas en la regulación para los contratos de conexión es que en estos se identifiquen los activos que hacen parte del contrato, y las responsabilidades que sobre ellos tiene cada una de las partes.

d. La retroactividad de un concepto de la CREG

En el concepto S-2018-003508 se mencionaron los requisitos para que un usuario se considerara conectado a un nivel de tensión particular, de los varios que existen en el sistema, y se reiteró lo que era conocido desde las primeras resoluciones expedidas por la CREG a partir de 1994, esto es, la necesidad de cumplir con las reglas para la liquidación de las diferentes transacciones del mercado de energía y su transporte.

La regulación económica de la prestación del servicio de energía eléctrica debe ser coherente en todos los sectores, en particular en aquellos relacionados con la liquidación, facturación de cargos, recaudo y distribución de los ingresos. Por esta razón, en el concepto se volvía a explicar que la forma como se factura a un usuario depende del punto de su conexión y, para ello, es indispensable el registro de las respectivas fronteras, para que todos, agentes, usuarios y el mercado en general, tengan claro quiénes son los responsables de cada frontera y la forma como se les hace la liquidación.

No se trata de un “simple registro” como lo afirma el recurrente; esta es la base del funcionamiento de la correcta asignación de responsabilidades y, por tanto, de los cargos e ingresos a que haya lugar. Esto obliga a que, cuando se quiere modificar alguna medición en el sistema, en particular las de conexión al STN, debe cumplirse con el respectivo registro de las fronteras.

Dado que todas las transacciones están basadas en el correcto registro de las fronteras, todos los comercializadores, transportadores y generadores saben y conocen de la importancia de este procedimiento que rige el mercado desde sus inicios. Por eso la regulación ha tenido especial cuidado en señalar claramente los procedimientos para el registro de fronteras, permitiendo incluso que cualquier interesado manifieste su posible desacuerdo con el registro o modificación de una nueva frontera.

Entonces, el concepto en mención emitido por la CREG, si bien puede argumentarse que no es vinculante, reitera lo ya previsto en la regulación desde antes de la conexión de Diaco al sistema, por lo que no se trata de una nueva

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

medida establecida con una “opinión” y, mucho menos, de tratar de hacerla retroactiva, como lo sugiere el recurrente.

e. La situación consolidada ratificada por la CREG

Diaco manifiesta que con la expedición de la Resolución CREG 120 de 2009, y el concepto emitido mediante el radicado CREG S-2010-000120, la CREG ratifica la conexión de Diaco al STN, porque dentro del inventario reconocido hay algunos activos que no se reconocen al 100% como activos de uso, dentro de los cuales están algunos de los utilizados por el recurrente.

Al respecto, se debe precisar que la Comisión, con la aprobación de porcentajes de uso de activos inferiores al 100%, no está reconociendo la conexión de ningún usuario. De acuerdo con las metodologías de remuneración de la actividad de distribución se permitía que los activos de conexión de un OR al STN fueran compartidos con otros OR o con usuarios. Con este propósito, corresponde a cada OR informar a la CREG el porcentaje del activo dedicado a la prestación del servicio a los usuarios de su mercado de comercialización.

La revisión de la CREG no llega a determinar con quién y en qué proporción se comparten estos activos. Lo que se revisa es que los diferentes porcentajes reportados por los OR, para un mismo activo, no superen el 100%. Con lo que, si se reconoce un porcentaje inferior al 100%, es por la solicitud del OR, y no porque la CREG está definiendo el porcentaje destinado a conexión de usuarios, y menos a identificar de qué usuario se trata.

Por tanto, no es cierto que la CREG, con la expedición de la Resolución 120 de 2009 y del concepto S-2010-000120, estuviera ratificando la conexión de un usuario al STN. Menos cuando la actuación administrativa de la intervención de la SSPD se inicia a partir de una solicitud de la CREG.

Por el contrario, en lugar de ratificar, la CREG ya ha manifestado que la conexión de Diaco al STN no se ajusta a la situación jurídica consolidada de que trata el artículo 7 de la Resolución CREG 097 de 2008, y así lo mencionó en la parte motiva de la Resolución CREG 106 de 2012:

Del anterior parágrafo se entiende que los usuarios cuya frontera estuviese registrada en el STN antes de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 097 de 2008, conservarían la condición de usuarios conectados al STN, toda vez que se entendían como “situaciones jurídicas consolidadas”, la cuales habrán de respetarse en virtud de lo establecido en el artículo 58 constitucional.

(...)

No obstante, la CREG establece que el caso del usuario Diaco no se ajusta a la situación descrita en el parágrafo del artículo 7 de la Resolución CREG 097 de 2008, debido a que este usuario tenía registrada su frontera en el nivel de tensión 4 y no en el STN. El registro de la frontera de este usuario en el STN se dio a partir del día 1 de noviembre del año 2009, de acuerdo con la información suministrada al CREG por XM mediante comunicación radicada en la CREG con el número E-2010-002534.

AM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

Lo anterior muestra que no existe una razón justificada para que la CREG hubiese tomado la proporción de la demanda máxima de la conexión de DIACO en los nuevos activos de la subestación Paipa, tal como lo solicita en su recurso de reposición la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P., en virtud de lo dispuesto en la Resolución CREG 097 de 2008.

f. Actuación de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

Diaco hace referencia al cierre de la actuación administrativa iniciada como indagación preliminar en contra de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P. y la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P., afirmando que, como para esta actuación operó la caducidad, no puede tenerse en cuenta ninguno de los argumentos planteados en ese acto administrativo.

En la citada actuación, la Superintendencia consideró conveniente “pronunciarse de la situación fáctica y jurídica”, aun habiendo analizado que tenía que declarar la caducidad a la investigación iniciada, y llegó a la siguiente conclusión:

Para el caso en concreto, XM en su calidad de ASIC registró la frontera comercial de DIACO al STN en la Subestación Paipa de EBSA, el 1 de noviembre de 2009, siendo este el hecho, para determinar el mérito de una eventual investigación administrativa sancionatoria.

Tal registro se dio, como se dijo anteriormente, después de la entrada en vigencia de la Resolución CREG 097 de 2008 y al ser el acto de registro ante XM, el único mecanismo válido y permitido por la regulación para formalizar las fronteras comerciales dentro del mercado de energía mayorista, el registro de la frontera de DIACO, no puede ser considerada como una situación jurídica consolidada bajo el artículo 7 de la Resolución CREG 097 de 2008.

g. Las pruebas solicitadas

Antes de la expedición de la Resolución CREG 177 de 2019, se tuvieron en cuenta todos los documentos mencionados en la solicitud de Diaco. Si bien, dada la no respuesta de Diaco a la solicitud de información sobre los activos usados en la conexión, no se realizaron las pruebas testimoniales solicitadas, con posterioridad a la presentación del recurso y, para garantizar el debido proceso, se realizó una audiencia con la participación del representante legal de Diaco y el representante legal de EBSA, entre otros asistentes.

Es decir, durante esta etapa de respuesta al recurso de reposición se decretaron todas las pruebas solicitadas por Diaco, y se le dio traslado de los documentos que ellos querían conocer y de otros que hacen parte del expediente público 2018-0150.

2. Análisis sobre la conexión de un usuario al Sistema Interconectado

La pretensión de Diaco va encaminada a que se le considere como un usuario conectado directamente al STN, ubicado en la subestación Paipa de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P., y, por esta razón, que se excluyan del

JM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

inventario reconocido a esta última empresa los activos que Diaco utiliza en esta subestación.

El análisis de esta solicitud requiere precisar, en primera instancia, cuál es el efecto para un usuario conectado directamente al STN, en los cargos que paga por la prestación del servicio de energía eléctrica.

Un usuario conectado directamente al STN no paga cargos por uso del sistema de distribución, sino solamente paga los cargos por uso del sistema de transmisión. Esto significa que, como queda excluido de pagar los cargos correspondientes a la remuneración del sistema de distribución, esta última se factura a los demás usuarios de este sistema. Si el registro de las fronteras comerciales no se hace correctamente resultan trasladados de costos, que no corresponde trasladar, de unos usuarios a otros.

La exclusión del cobro de cargos del STR o SDL ha sido definida en las diferentes metodologías de remuneración de la actividad de distribución.

El parágrafo del artículo 13 de la Resolución CREG 015 de 2018 señala:

Parágrafo. *Para las situaciones particulares y concretas consolidadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la Resolución CREG 097 de 2008 en las que se tengan usuarios finales considerados como conectados directamente al STN no habrá lugar al cobro de cargos por uso de STR o SDL. (...)*

De igual manera se señalaba en el parágrafo del artículo 7 de la Resolución CREG 097 de 2008:

Parágrafo. *Para las situaciones particulares y concretas consolidadas con anterioridad a la entrada en vigencia de la presente resolución, en las que se tengan usuarios finales considerados como conectados directamente al STN, no habrá lugar al cobro de cargos por uso de STR o SDL. (...)*

En el literal g) del artículo 2 de la Resolución CREG 082 de 2002, se indicaba:

... No hay lugar a cobro de cargos por uso de STR o SDL a los usuarios que se encuentren conectados directamente al STN ...

Tanto en la definición de las metodologías de remuneración, como posteriormente en su aplicación, debe ser claro a quiénes les aplica cada uno de los cargos aprobados, para que el encargado de su liquidación y facturación incluya las energías consumidas en cada nivel de tensión, y se proceda a recaudar los ingresos requeridos para los respectivos niveles. Cualquier cambio, con excepción de los previstos en cada metodología, haría que no se cumpliera la condición general de estas metodologías: facturar cargos eficientes a los usuarios para que, con esos recursos, se puedan remunerar los costos eficientes a los prestadores que desarrollan la actividad.

De otra parte, en el Código de Planeamiento, que hace parte del Código de Redes acogido mediante la Resolución CREG 025 de 1995, se establecen varias obligaciones para los usuarios que se conectan al STN, tanto para los existentes como para los nuevos:

JM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

En el numeral 3 de dicho Código, con relación a los usuarios conectados al STN, se establece:

Para tener derecho de acceso a la red, todos los Usuarios deben firmar Contratos de Conexión con los transportadores, en los cuales se especifiquen los aspectos contractuales de conexión y uso de la red, así como otros aspectos de orden administrativo, técnico y económico, incluidos la operación y mantenimiento de la conexión.

En el numeral 4 del mismo código se señala:

Tanto los nuevos Usuarios como los existentes que vayan a ampliar sus instalaciones o deseen conectarse a un nuevo punto de la red, deberán informar a la UPME de dicha ampliación o conexión. Dependiendo del proyecto, el (los) Transportador(es) involucrado(s) definirá(n) la fecha más temprana de entrada en operación.

En el numeral 8 se indica:

b) El usuario deberá informar a la UPME su intención de conectarse o modificar su conexión al sistema.

En cuanto a lo que debe contener el contrato de conexión, esto se establece en el numeral 6 del Código de Conexión, que también hace parte del citado Código de Redes.

Por otra parte, sobre la liquidación del mercado mayorista de energía, donde son partícipes los comercializadores que venden la energía a los usuarios finales, regulados y no regulados, varias resoluciones hacen referencia a la necesidad de tener definidos los puntos de intercambio de la energía y la forma de medirla.

Desde el inicio de la operación de la Bolsa de Energía, cuyo reglamento se estableció por parte de la CREG mediante la Resolución CREG 024 de 1995, la cual señala las “reglas que regulen el funcionamiento del mercado mayorista en los aspectos relacionados con las transacciones comerciales realizadas entre los agentes que participan en ese mercado”, en su artículo 5, indica que los agentes del mercado son los generadores, los comercializadores y los transportadores. Los puntos donde se realizan los intercambios de energía se definen en los siguientes términos en el artículo 9 de la citada resolución:

ARTICULO 9o. FRONTERAS COMERCIALES. Son fronteras comerciales en el mercado mayorista el punto de conexión de generadores y comercializadores a las redes del Sistema de Transmisión Nacional, a los Sistemas de Transmisión Regional o a los Sistemas de Distribución local. Esta frontera solo define el punto de medición pero no la responsabilidad por las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución. Por lo tanto, cada agente participante del mercado mayorista puede tener uno o más puntos de frontera comercial.

Dada la importancia de las fronteras comerciales para la liquidación de las transacciones del mercado de energía, desde el año 1995 se implementó un procedimiento por parte del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, para cumplir con este mandato regulatorio. Posteriormente, en la Resolución CREG 047 de 2000, y luego en la Resolución CREG 006 de

JM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

2003, que derogó la anterior, se establece un procedimiento detallado para el registro de estas fronteras, y se señala que este registro solo tiene implicaciones en la liquidación del mercado una vez se haya cumplido con dicho procedimiento, para lo cual se definió la Fecha de Registro en los siguientes términos:

Fecha de Registro: Fecha en la cual se finaliza el Procedimiento de Registro de la frontera comercial o del contrato, definido en la presente Resolución, para que un agente participe en las liquidaciones de las transacciones comerciales del mercado mayorista. Ésta se considera como la fecha de entrada en Operación Comercial de la frontera o contrato y se considera la fecha a partir de la cual el ASIC incluye éstos en la liquidación de las transacciones del Mercado Mayorista.

Finalmente, en la resolución CREG 157 de 2011, se ajustan los procedimientos para realizar los registros de fronteras comerciales, como elemento esencial, no solo de la liquidación de las transacciones comerciales en el mercado mayorista de energía, sino también como aquel procedimiento que materializa el cambio de comercializador por parte de un usuario. Por tanto, no corresponde, en las resoluciones donde se establece la remuneración de la actividad de distribución, fijar los parámetros sobre la exigencia del registro de las fronteras comerciales, materia ya definida en resoluciones como las mencionadas arriba, y que le son exigibles a todos los agentes del mercado, incluyendo a los comercializadores. Entonces, la obligación del registro de la frontera comercial no aparece, como se quiere hacer ver en el recurso, a partir de la expedición de la Resolución CREG 015 de 2018, sino que es un requisito exigido desde mucho antes, y se constituye en un elemento fundamental para la operación comercial del mercado.

De las normas citadas, se entiende que, además de la instalación de equipos o líneas, en la regulación se exigen diferentes requisitos que deben cumplirse para que un usuario modifique su punto de conexión, particularmente cuando va a conectarse al STN. Y solo cuando se cumpla con estos procedimientos, el registro de la frontera comercial tiene efectos en las transacciones del mercado mayorista de energía, no antes.

Con lo anterior se ratifica que, si un usuario pretende cambiarse de un nivel de tensión a otro, debe cumplir con los requisitos técnicos para ello, cumplir la regulación vigente, obtener el concepto técnico favorable de conexión al nuevo punto, suscribir los contratos correspondientes, si se requieren, y cumplir con el registro o modificación de su frontera comercial, para que los cambios puedan tenerse en cuenta en las actividades de liquidación y facturación, tanto del mercado de la energía, como de los sistemas usados para el transporte de esta. No es suficiente cumplir con una o algunas de las anteriores actividades, tienen que cumplirse todas.

De las diferentes pruebas conocidas dentro de la actuación administrativa, los documentos allegados y las audiencias llevadas a cabo, se pueden evidenciar las siguientes situaciones:

- Desde el inicio de su conexión al sistema interconectado y hasta octubre de 2009, a Diaco se le facturaron cargos por uso del STR.

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

- En agosto de 2008, se suscribió un contrato mediante el cual EBSA y DIACO iban a formalizar la conexión al STN, según lo expresa Diaco en su recurso.
- En la primera cláusula del referido contrato se lee: "El objeto del presente contrato se encuentra sometido a una condición suspensiva relativa a la ocurrencia de uno de los siguientes dos supuestos: ...". Los supuestos están relacionados con el posible texto de la resolución que, una vez expedida, se denominó Resolución CREG 097 de 2008.
- En la segunda cláusula del contrato se estipula: "El presente Contrato tiene por objeto regular las relaciones jurídicas, técnicas, económicas, administrativas, y comerciales entre las partes, que se derivan del ofrecimiento y ratificación que hace EBSA a DIACO de un punto de conexión a la subestación Paipa a 115 kV, de propiedad de EBSA; de un punto de conexión al STN ..."
- En octubre de 2008 quedó en firme la Resolución CREG 097 de 2008, mediante la cual se estableció la metodología de remuneración de la actividad de distribución.
- En noviembre de 2009 se registró la frontera de Diaco en el STN, es decir, solo a partir de esta fecha se empezó a tener en cuenta en la liquidación del mercado como un usuario del STN.

Con los hechos mencionados y la regulación vigente, se obtienen las siguientes conclusiones acerca de la situación del usuario Diaco a la fecha de entrada en vigencia de la Resolución CREG 097 de 2008, es decir, a octubre de 2008:

- Al usuario Diaco se le estaban facturando cargos por uso del STR, su frontera estaba registrada en este nivel de tensión y, por tanto, era usuario de este sistema;
- El contrato de conexión al STN estaba en condición suspensiva, su aplicación dependía del texto definitivo de la Resolución CREG 097 de 2008.

Con base en lo anterior, se ratifica lo expresado en los considerandos de la Resolución CREG 106 de 2012, donde se concluyó que "*el caso del usuario Diaco no se ajusta a la situación descrita en el parágrafo del artículo 7 de la Resolución CREG 097 de 2008, debido a que este usuario tenía registrada su frontera en el nivel de tensión 4 y no en el STN*".

Por lo expuesto, y con base en la información aportada durante la actuación administrativa, incluyendo la etapa del recurso de reposición, se concluye que los activos que están siendo usados por Diaco, y son compartidos con los demás usuarios del Sistema de Transmisión Regional, STR, de EBSA, deben ser incluidos en el inventario reconocido a esta última empresa con un porcentaje de uso del 100%.

C. Otros

El numeral 5.2.3.2.2 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 establece que se aplicarán incentivos a la calidad media a los OR, con base en el desempeño que tenga en los indicadores de duración y frecuencia de eventos.

AM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

En el 5.2.16 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 se establece que los eventos sucedidos en los SDL a partir del 1 de enero de 2019 deben ser considerados en la aplicación de la regulación de calidad del servicio establecida en esa resolución.

Con base en lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1017 del 12 de junio de 2020, acordó expedir esta resolución.

RESUELVE:

Artículo 1. Modificar el artículo 2 de la Resolución CREG 177 de 2019. El artículo 2 de la Resolución CREG 177 de 2019 quedará así.

Articulo 2. Base regulatoria de activos eléctricos al inicio del periodo 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.

	Pesos de diciembre de 2017
$BRAE_{j,4,0}$	263.027.036.171
$BRAE_{j,3,0}$	215.411.381.903
$BRAE_{j,2,0}$	583.700.222.922
$BRAE_{j,1,0}$	242.882.754.122

Artículo 2. Modificar el artículo 3 de la Resolución CREG 177 de 2019. El artículo 3 de la Resolución CREG 177 de 2019 quedará así.

Articulo 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	$INVA_{j,4,l,1}$	$INVA_{j,4,l,2}$	$INVA_{j,4,l,3}$	$INVA_{j,4,l,4}$	$INVA_{j,4,l,5}$
$l = 1$	15.901.766.402	0	0	0	0
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	22.462.398.644	2.865.328.000	5.502.956.000	3.432.509.000	2.711.276.000
$l = 4$	2.995.842.362	982.453.000	2.034.216.000	1.030.235.000	873.043.000
$l = 5$	2.619.353.719	542.112.000	914.814.000	304.938.000	406.584.000
$l = 6$	6.042.207.215	1.896.377.000	2.403.587.000	2.199.247.000	3.005.545.000
$l = 7$	50.504.148.939	20.245.506.000	15.111.942.340	38.462.153.880	9.495.679.907
$l = 8$	0	0	0	0	0
$l = 9$	0	0	0	0	0
$l = 10$	5.983.923.000	3.203.848.000	2.601.439.333	1.234.418.667	1.191.681.333

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

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

Categoría de activos l	$INVA_{j,3,l,1}$	$INVA_{j,3,l,2}$	$INVA_{j,3,l,3}$	$INVA_{j,3,l,4}$	$INVA_{j,3,l,5}$
$l = 1$	7.811.561.844	1.857.250.000	3.561.710.000	1.365.705.625	1.365.705.625
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	2.870.109.000	5.617.074.000	4.304.079.000	881.628.000	699.193.000
$l = 4$	429.459.000	2.746.776.000	1.920.603.000	339.429.000	582.192.000
$l = 5$	413.560.000	100.436.000	82.712.000	35.448.000	29.540.000
$l = 6$	39.037.000	1.662.609.000	1.295.571.000	78.074.000	39.037.000
$l = 7$	4.718.815.556	3.842.143.264	8.492.523.274	4.149.471.674	1.211.806.916
$l = 8$	0	0	0	0	0
$l = 9$	2.941.119.000	518.797.000	355.310.140	300.382.000	242.681.000
$l = 10$	5.983.923.000	3.203.848.000	2.601.439.333	1.234.418.667	1.191.681.333

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

Categoría de activos l	$INVA_{j,2,l,1}$	$INVA_{j,2,l,2}$	$INVA_{j,2,l,3}$	$INVA_{j,2,l,4}$	$INVA_{j,2,l,5}$
$l = 1$	0	2.911.840.000	964.123.034	956.244.375	989.521.353
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	0	3.417.664.000	1.809.431.000	854.416.000	1.776.439.000
$l = 4$	359.145.000	2.271.235.000	524.206.000	300.128.000	871.733.000
$l = 5$	1.782.720.000	206.127.000	33.426.000	16.713.000	33.426.000
$l = 6$	0	504.492.000	211.733.000	126.123.000	126.123.000
$l = 7$	3.979.296.278	8.023.230.090	5.018.226.670	8.303.025.098	5.750.955.221
$l = 8$	2.024.446.700	524.288.700	524.288.700	524.288.700	1.049.344.000
$l = 9$	17.585.402.000	5.084.062.000	2.594.975.000	2.115.797.000	2.599.319.000
$l = 10$	5.983.923.000	3.203.848.000	2.601.439.333	1.234.418.667	1.191.681.333

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

Categoría de activos l	$INVA_{j,1,l,1}$	$INVA_{j,1,l,2}$	$INVA_{j,1,l,3}$	$INVA_{j,1,l,4}$	$INVA_{j,1,l,5}$
$l = 11$	3.489.713.000	2.783.068.000	2.334.030.000	2.371.603.000	2.286.211.000
$l = 12$	5.676.261.255	6.887.258.080	8.683.281.616	6.059.171.098	6.345.589.587

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, el valor de los activos puestos en operación en el 2018 es el siguiente:

Tabla 6 Valor de los activos del nivel de tensión 4, 3 y 2 puestos en operación en el 2018, pesos de diciembre de 2017

Categoría de activos l	Nivel 4	Nivel 3	Nivel 2
$l = 1$	0	0	0
$l = 2$	0	0	0
$l = 3$	4.308.148.532	1.565.514.000	351.421.000
$l = 4$	1.368.405.470	4.284.000	0
$l = 5$	928.799.872	106.344.000	216.477.000
$l = 6$	3.944.379.292	0	171.220.000
$l = 7$	0	3.240.924.336	9.286.277.529

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

Categoría de activos l	Nivel 4	Nivel 3	Nivel 2
$l = 8$	0	0	1.506.807.125
$l = 9$	0	25.166.000	800.101.000
$l = 10$	0	0	0

Tabla 7 Valor de los activos del nivel de tensión 1 puestos en operación en el 2018, pesos de diciembre de 2017

Categoría de activos l	Nivel 4
$l = 1$	2.243.464.000
$l = 2$	8.343.349.525

Artículo 3. Modificar el artículo 4 de la Resolución CREG 177 de 2019. El artículo 4 de la Resolución CREG 177 de 2019 quedará así:

Articulo 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 8 Recuperación de capital de activos de la BRA inicial

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$RCBIA_{j,4,1}$	8.088.543.007
$RCBIA_{j,3,1}$	6.895.645.527
$RCBIA_{j,2,1}$	16.962.617.002
$RCBIA_{j,1,1}$	9.370.014.107

Artículo 4. Modificar el artículo 5 de la Resolución CREG 177 de 2019. El artículo 5 de la Resolución CREG 177 de 2019 quedará así:

Articulo 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 9 Recuperación de capital de activos nuevos

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$RCNA_{j,4,1}$	3.773.633.233
$RCNA_{j,3,1}$	1.294.423.008
$RCNA_{j,2,1}$	1.635.911.828
$RCNA_{j,1,1}$	642.485.136

Artículo 5. Modificar el artículo 6 de la Resolución CREG 177 de 2019. El artículo 6 de la Resolución CREG 177 de 2019 quedará así:

Articulo 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:

AM

JZ

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

Tabla 10 Base regulatoria de terrenos

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$BRT_{j,4,1}$	165.865.987
$BRT_{j,3,1}$	19.170.407
$BRT_{j,2,1}$	43.415.596

Artículo 6. Modificar el artículo 7 de la Resolución CREG 177 de 2019. El artículo 7 de la Resolución CREG 177 de 2019 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 11 AOM base por nivel de tensión

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$AOMbase_{j,4}$	6.663.179.902
$AOMbase_{j,3}$	5.456.947.740
$AOMbase_{j,2}$	14.786.691.325
$AOMbase_{j,1}$	6.152.871.238

Artículo 7. Modificar el artículo 12 de la Resolución CREG 177 de 2019. El artículo 12 de la Resolución CREG 177 de 2019 quedará así:

Artículo 12. Indicadores de calidad individual de duración de eventos. La duración máxima anual de los eventos percibidos por los usuarios, $DIUG_{j,n,q}$, en los niveles de tensión 3, 2 y 1, es la siguiente:

Tabla 16 DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	2,38	13,72	39,66
Riesgo 2	-	5,00	18,94
Riesgo 3	-	12,64	32,57

Tabla 17 DIUG nivel de tensión 1, horas

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	2,71	25,01	39,59
Riesgo 2	-	14,28	39,78
Riesgo 3	-	24,04	42,93

Artículo 8. Modificar el artículo 13 de la Resolución CREG 177 de 2019. El artículo 13 de la Resolución CREG 177 de 2019 quedará así:

Artículo 13. Indicadores de calidad individual de frecuencia de eventos. La frecuencia máxima anual de los eventos percibidos por los usuarios, $FIUG_{j,n,q}$, en los niveles de tensión 3, 2 y 1, es la siguiente:

*AM**JZ*

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

Tabla 18 FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	7	26	20
Riesgo 2	-	9	44
Riesgo 3	-	23	51

Tabla 19 FIUG nivel de tensión 1, veces

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	8	36	36
Riesgo 2	-	30	56
Riesgo 3	-	34	67

Artículo 9. Modificar el artículo 15 de la Resolución CREG 177 de 2019. El artículo 15 de la Resolución CREG 177 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 21 Costo de reposición de referencia

Variable	Pesos de diciembre de 2017
CRR_j	1.361.718.802.419
$Crr_{j,4}$	273.119.253.970
$Crr_{j,3}$	221.717.294.617
$Crr_{j,2}$	615.446.049.586
$Crr_{j,1}$	251.436.204.246

Artículo 10. Modificar el artículo 16 de la Resolución CREG 177 de 2019. El artículo 16 de la Resolución CREG 177 de 2019 quedará así:

Artículo 16. Costo anual del plan de gestión de pérdidas. El costo anual del plan de gestión de pérdidas, CAP_j , es el siguiente:

Tabla 22 Costo anual del plan de gestión de pérdidas

Variable	Pesos de diciembre de 2017
CAP_j	2.677.470.146

Artículo 11. Modificar el artículo 17 de la Resolución CREG 177 de 2019. El artículo 17 de la Resolución CREG 177 de 2019 quedará así:

Artículo 17. Factor de pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1 en el año 1. El factor de pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1 en el año 1, $FPI_{j,1}$, es el siguiente:

*JM**JZ*

Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución CREG 177 de 2019 que aprobó las variables requeridas para calcular los ingresos de la actividad de distribución de energía eléctrica de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

Tabla 23 Índice de pérdidas eficientes

Variable	Valor
$FPI_{j,1}$	12,19%

Artículo 12. Modificar el artículo 19 de la Resolución CREG 177 de 2019.
El artículo 19 de la Resolución CREG 177 de 2019 quedará así:

Artículo 19. Solicitud de DIACO S.A. No aceptar la solicitud de DIACO de excluir algunos activos del inventario a reconocer a la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P., debido a que la CREG concluye que dichos activos hacen parte del Sistema de Transmisión Regional, STR, en un 100%, y deben ser remunerados con los cargos por uso del sistema de distribución de EBSA.

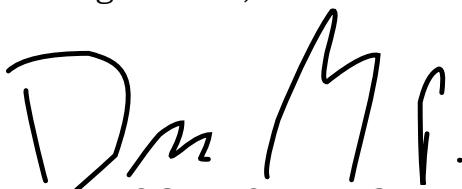
Artículo 13. Los incentivos por el desempeño de la calidad del servicio, pendientes de aplicar a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución, se incluirán en el cargo por desempeño en la calidad del servicio, $Dtcs_{n,j,m,t}$.

Con este objetivo, desde el mes de inicio de aplicación de esta resolución y durante doce meses, al resultado de la fórmula definida en el numeral 1.1.5 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 se le adicionará el valor que resulte de dividir entre 12 la suma de los $Dtcs_{n,j,m,t}$ correspondientes a los meses que transcurran entre el 31 de marzo de 2020 y el último día calendario del mes anterior al de inicio de aplicación de la presente resolución.

Artículo 14. La presente resolución deberá notificarse a la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. y a la empresa Diaco S.A., 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., **12 JUN. 2020**



DIEGO MESA PUYO

Viceministro de Energía, delegado de la
Ministra de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN

Director Ejecutivo