



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN N°. 501 038 DE 2022

(20 ABR. 2022)

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 218 de 2021

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

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

CONSIDERANDO QUE:

Mediante la Resolución CREG 015 de 2018, publicada en el *Diario Oficial* del 3 de febrero de 2018, se expidió la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, la cual fue aclarada y modificada por las resoluciones CREG 085 de 2018, 036 y 199 de 2019, 167 y 195 de 2020, y 222 de 2021.

Mediante la Resolución CREG 218 de 2021 se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.

En el Documento CREG 178 de 2021 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 218 de 2021.

La Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., mediante comunicación con radicado CREG E-2021-015710 del 29 de diciembre de 2021, interpuso recurso de reposición contra la Resolución CREG 218 de 2021, presentando los antecedentes, las razones de inconformidad y las peticiones del recurso de reposición.

Posteriormente, con el radicado CREG E-2022-000117 del 4 de enero de 2022, la empresa envió un alcance al recurso de reposición, el cual complementa la solicitud inicial, y que estuvo en tiempo de ser considerado.

Con el radicado CREG E-2022-000446 del 7 de enero de 2022, la empresa realizó un nuevo alcance al recurso de reposición el cual es extemporáneo ya que el

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 218 de 2021

Plazo para presentar el recurso en forma oportuna venció el día 6 de enero de 2022 y por tanto esta tercera comunicación no se tiene en cuenta en el análisis ni en el contenido de la presente resolución mediante la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Putumayo contra la Resolución CREG 218 de 2021.

ANÁLISIS DE LA COMISIÓN

A continuación, se transcriben cada una de las peticiones de la empresa, y se realiza el análisis de la Comisión:

Primera Petición

(...)

Con base en la resolución CREG 2018 del 2021 (Sic) la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., en adelante EEBP, se permite realizar las siguientes peticiones:

Con respecto al plan de inversiones, en el documento CREG 178 de 2021 la Comisión indica que:

“Con la solicitud inicial el OR presentó su plan de inversiones. Dentro del plan de inversiones aparece la remodelación de la subestación la Hormiga con fecha de entrada en operación para el 2019, el inciso quinto del capítulo 14, que establece:

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

Mediante las comunicaciones radicadas en la Comisión bajo los códigos CREG E-2019-000794 y E-2019-000800, la empresa solicitó la aprobación de una unidad constructiva especial correspondiente a una compensación reactiva capacitiva de 7 MVar con sus equipos asociados para ser ubicada en la subestación la Hormiga y adjuntó una cotización de la firma SIEMENS. Con el radicado CREG E-2021-011281 DEL 24 DE septiembre de 2021, la empresa entregó otras cotizaciones para la compensación reactiva, provenientes de las firmas JP Subestaciones & Montajes S.A.S y de CINGELEC B&B S.A.S. No obstante, la empresa dentro de los formatos asociados con el plan de inversiones no incluyó en la subestación La Hormiga la información completa relacionada con la UC especial solicitada, por lo cual, si bien la UC fue creada con el código N3CR5 Banco de condensadores 34.5kV, 7.0Mvar, 60/277Hz, no pudo ser incluida pues no se contó con el resto de información que se solicita en los formatos. No obstante, la mayoría de las UC solicitadas para este proyecto fueron aprobadas”

Respecto a lo indicado, si bien es cierto la empresa no incluyó en la subestación La Hormiga el banco de compensaciones, al no enviar el resto de información requerida para la solicitud de la unidad constructiva especial, se solicita se adicione dentro de la Resolución de aprobación de cargos en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018 definitiva, tomando en consideración que se trató de una omisión involuntaria en el envío de los requisitos para la creación de dicha UC especial. El banco de compensaciones solicitado, constituye un activo de especial relevancia para la mejora tanto de la calidad en la prestación del servicio, como la calidad de la potencia en el sistema de EEBP.

La Subestación La Hormiga presta el servicio de energía eléctrica a aproximadamente 12.000 usuarios, dentro de los que se encuentran clientes del sector Industrial como Ecopetrol. Debido a lo anterior y con el objetivo de no comprometer la calidad de la potencia en el sistema de EEBP y evitar de esta forma afectaciones en los perfiles de tensión de cada uno



Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 218 de 2021

de los barrajes de la subestación, es indispensable la puesta en servicio del banco de compensaciones en los activos del SDL e incluirlo dentro del plan de inversiones.

Para lo anterior, se anexa el formato 5.10 donde se detalla la información de la UC especial. En la Tabla 1 se encuentra el resumen de la UC especial.

Tabla 1 – Resumen Unidad Constructiva Especial para Banco de Compensación.

| Código proyecto | IUA provisional | Unidad Constructiva | Observaciones |
|-----------------|-----------------|---------------------|-----------------------|
| DIS.EEBP.010 | 10003000R000 | N3CR5 | Banco de Compensación |

Respecto a esta solicitud, se incluirá el valor y la UC especial conforme con las cotizaciones remitidas por el OR en la solicitud de ingresos, y con la información adicional requerida por la Comisión, la cual fue allegada al recurso interpuesto por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo.

Segunda Petición

Sobre el Sistema de Gestión de Activos la empresa dice:

(...) en el anexo de la Resolución CREG 218 de 2021, “Inventario reconocido INVA OR - BAJOPUTUMAYO”, en el formato 10_CC, se observa que no se reconoce la Unidad Constructiva NOP12 asociada al Sistema de Gestión de Activos, debido a que la UC no es congruente. En ese sentido, se solicita la aprobación de la Unidad Constructiva Especial para el reconocimiento de las inversiones realizadas para la implementación de la ISO 55001 del Sistema de Gestión de Activos, para lo cual se anexa nuevamente el formato 5.10, donde se describe el detalle de la descripción correspondiente.

Se anexan cotizaciones del sistema del Gestión de activos de JMD CONSULTING para la implementación de la ISO 55001 y ENERGY para la implementación del Software EAM, para la respectiva revisión y modificación de ser posible. En la Tabla 2 se encuentra el resumen de la UC especial solicitada.

Tabla 2 – Resumen Unidad Constructiva Especial para el Sistema de Gestión de Activos

| Código proyecto | IUA provisional | Unidad Constructiva | Observaciones |
|-----------------|-----------------|---------------------|----------------------------|
| DIS.EEBP.010 | 10001001V000 | NOP14E1 | Sistema Gestión de Activos |
| DIS.EEBP.010 | 10001001W000 | NOP14E2 | Sistema Gestión de Activos |
| DIS.EEBP.010 | 10001001X000 | NOP14E3 | Sistema Gestión de Activos |
| DIS.EEBP.010 | 10001001Y000 | NOP14E4 | Sistema Gestión de Activos |
| DIS.EEBP.010 | 10001001Z000 | NOP14E5 | Sistema Gestión de Activos |

Siendo así, respetuosamente se solicita se sirva adicionar la unidad constructiva especial creada con el código N3CR5 Banco de condensadores 34.5kV, 7.0Mvar, 60/277Hz, y modificar la Unidad Constructiva NOP12 asociada al Sistema de Gestión de Activos. Se anexa el formato 5.10 con las especificaciones para la creación de las unidades constructivas especiales.

Posteriormente, mediante el radicado CREG E-2022-003110, la empresa entregó información adicional para considerar dentro de las UC especiales a tener en cuenta con el sistema de gestión de activos.

Respecto de la solicitud, es necesario aclarar que, la empresa con el recurso allegó el documento: Diagnóstico sistema de Gestión de Activos de EEBP y dos cotizaciones para el Proyecto Implementación Ítem 4, 5 y 6 NORMA ISO 55001:2014.

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 218 de 2021

Sobre este aspecto es importante resaltar que todo lo que tiene que ver con los diagnósticos, capacitaciones, aspectos de planeación del sistema de gestión de activos, así como, las consultorías requeridas se consideraron para todos los Operadores de Red como cubiertos por el rubro de AOM. Lo que tiene que ver con inversión es lo que se estaría reconociendo con la creación de unidades constructivas especiales para el sistema de gestión de activos.

Con base en la información reportada por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., se asume que la cifra solicitada en el Plan de inversiones inicial corresponde al componente de inversión y, por tanto, se crea la UC Especial NOP95: Activos SGA EEBP - Software para Gestión de Activos - PDI. Costo plataforma: (licencias + infraestructura + integraciones + Consultoría de Implementación) por valor de \$300.000.000 de pesos de la fecha de corte.

Tercera Petición

Sobre las pérdidas de Energía, la empresa escribió:

En cuanto al numeral 2.4.7 “REVISIÓN DE INFORMACIÓN DE PÉRDIDAS Y ENERGÍA”, del Documento CREG – 178 del 15 de diciembre de 2021, anexo a la Resolución CREG 218 de 2021, donde se indica que:

“Conforme con el numeral 7.3.1 Requisitos para la presentación del plan de reducción, la empresa debería entregar el balance de energía de 12 meses calendario que finalizan en la fecha de corte, esto es diciembre de 2017. No obstante; la Empresa de Energía del Bajo Putumayo en su informe especifica:

Los flujos de Energía se realizaron con los meses correspondientes entre abril del 2017 y marzo 2018, empezando de abril 2017 y se continuo en forma ascendente hasta finalizar en marzo 2018.

Lo anterior ocasiona que la información sobre las energías de entrada y salida, así como los flujos de energía no coincidieran con:

- i. *la información proveniente de la consulta realizada a la información de las fronteras comerciales entregada para todas las empresas por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales ASIC.*
- ii. *La información consultada en el SUI sobre consumos de usuarios regulados”.*

Respetuosamente, la EEBP se permite aclarar a la Comisión que, en el momento de presentar la solicitud de aprobación del Plan de Reducción de Pérdidas, los datos utilizados para el cálculo de los Índice de Pérdidas Total y las del nivel de tensión 1, corresponden al período comprendido entre abril de 2017 y marzo de 2018. Lo anterior, considerando que, el 1 de abril de 2017 aconteció un desastre natural en la ciudad de Mocoa, el cual a su vez afectó el funcionamiento de la subestación eléctrica Junín y en consecuencia se interrumpió el suministro de energía en el Bajo Putumayo, tal como lo evidencia los Anexos “Comunicado 055 de la EEBP” y “Decreto_0247_2017- Decreto 0068 del 1 abril de 2017”.

Producto de lo expuesto anteriormente, fue necesario el cambio de las fronteras que en su momento reportaba EEBP (Frt10413 de 34.5kV, Frt10414 de 34.5 kV, Frt10415 de 34.5kV y Frt10416 de 13.2 kV), y una vez se normalizó el evento mencionado, se creó la frontera Frt26893 a 115 kV. Siendo así, se consideró que los primeros tres meses del año 2017 corresponden a una situación atípica del sistema EEBP, por lo que se estimó prudente el cálculo entre los meses de abril de 2017 y marzo de 2018, tal como se mencionó anteriormente. Con base a dicho cálculo, se procedió a estimar la senda de reducción de pérdidas, así como el costo eficiente del plan en el aplicativo dispuesto por la Comisión para tal fin, en el marco del Plan de Reducción de Pérdidas del que trata el Capítulo 7 del Anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018.

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 218 de 2021

Adicionalmente, al realizar el cálculo por error se tomaron las medidas de las fronteras con reporte al SIC referidas al STN, dando como resultado que los indicadores no fueran congruentes con los establecidos en la regulación vigente. Por consiguiente, los parámetros utilizados, al no corresponder con la realidad del mercado de comercialización atendido por EEBP, arrojaron una senda de reducción de pérdidas con una referencia de inicio mayor al real, tal como se evidencia en la Imagen 1.

| Metas anuales de la senda de reducción de pérdidas | |
|---|--------|
| Periodo de evaluación 1, IPTSj,1 | 20,74% |
| Periodo de evaluación 2, IPTSj,2 | 20,12% |
| Periodo de evaluación 3, IPTSj,3 | 19,50% |
| Periodo de evaluación 4, IPTSj,4 | 19,00% |
| Periodo de evaluación 5, IPTSj,5 | 18,50% |

Imagen 1 – Senda propuesta para reducción de pérdidas enviada inicialmente por EEBP

Aclarado lo anterior, EEBP realizó nuevamente el cálculo de los indicadores de enero a diciembre de 2017. Tal como se puede observar en la Tabla 3, al actualizar las variables necesarias para el cálculo, el Índice de Pérdidas Totales es de 17.42%, mientras que las Pérdidas de nivel de tensión 1 corresponden al 17.90%. En revisión del anexo “Cálculo ingresos D BAJOPUTUMAYO.xlsx” al que hace referencia el Documento CREG – 178 del 15 de diciembre de 2021, se identificó que la Comisión está aplicando un factor de pérdidas para el cálculo de la energía sin referir al STN de la frontera Frt26893 a 115 kV erróneo en el período de junio a diciembre de 2017, toda vez utilizó el valor correspondiente a mayo de 2017.

En la Tabla 4, se encuentra el comparativo de los factores utilizados por la Comisión versus los que se encuentran reportados en XM, donde se resaltan las diferencias encontradas. La información de los factores puede ser verificada en el Anexo “Archivos tfroc”, mientras que las energías reportadas para dicha frontera en el Anexo “Archivos AENC”, descargados del portal de XM para el año 2017.

La fórmula utilizada para calcular la energía sin referir al STN es:

$$\text{CONSUMO (kWh) Sin referir al STN} = \frac{\text{CONSUMO (kWh) Referido al STN (AENC)}}{\text{FACTOR PERDIDA REFERIR STN}}$$

Por medio del Anexo “Calculo Perdidas 2017 CREG 015 2018.xlsx”, EEBP se permite remitir las variables utilizadas para el cálculo de los indicadores mostrados en el Tabla 3.

Tabla 3 – Cálculo indicadores de pérdidas de enero a diciembre de 2017

| Año | Entrada Bruta | Salidas | PT_j | IPT_j | PE_{j,1} | P_{j,1} |
|------------|----------------------|----------------|-----------------------|------------------------|-------------------------|------------------------|
| 2017 | 76.123.026 | 64.609.982 | 11.513.044 | 17,42% | 9.725.587 | 17,90% |

Tabla 4 – Comparativo factores de pérdidas para el cálculo de la energía son referir al STN, frontera Frt26893

| MES | CÓDIGO SIC | FACTOR PERDIDA REFERIR STN (tfroc XM) | CONSUMO (kWh) Referido al STN (AENC) | CONSUMO (kWh) Sin referir al STN | FACTOR PERDIDA REFERIR STN (UTILIZADO POR LA CREG) | CONSUMO (kWh) Sin referir al STN (UTILIZADO POR LA CREG) | DIFERENCIA CONSUMO (kWh) |
|------------|-------------------|--|---|---|---|---|---------------------------------|
| 04/2017 | Frt26893 | 1,04023816732263 | 5.029.645 | 4.835.090 | 1,04023816732263 | 4.835.090 | 0 |
| 05/2017 | Frt26893 | 1,04023816732263 | 7.091.901 | 6.817.574 | 1,04023816732263 | 6.817.574 | 0 |
| 06/2017 | Frt26893 | 1,00918357049147 | 6.839.958 | 6.777.714 | 1,04023816732263 | 6.575.377 | 202.337 |
| 07/2017 | Frt26893 | 1,00918357049147 | 6.891.088 | 6.828.379 | 1,04023816732263 | 6.624.529 | 203.850 |
| 08/2017 | Frt26893 | 1,00918357049147 | 7.498.175 | 7.429.942 | 1,04023816732263 | 7.208.133 | 221.809 |
| 09/2017 | Frt26893 | 1,00918357049147 | 7.250.572 | 7.184.591 | 1,04023816732263 | 6.970.107 | 214.484 |



Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 218 de 2021

| MES | CÓDIGO SIC | FACTOR PERDIDA REFERIR STN (tfroc XM) | CONSUMO (kWh) Referido al STN (AENC) | CONSUMO (kWh) Sin referir al STN | FACTOR PERDIDA REFERIR STN (UTILIZADO POR LA CREG) | CONSUMO (kWh) Sin referir al STN (UTILIZADO POR LA CREG) | DIFERENCIA CONSUMO (kWh) |
|---------|------------|---------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------------|--|--|--------------------------|
| 10/2017 | Frt26893 | 1,00918357049147 | 7.518.982 | 7.450.559 | 1,04023816732263 | 7.228.135 | 222.424 |
| 11/2017 | Frt26893 | 1,00918357049147 | 7.290.587 | 7.224.243 | 1,04023816732263 | 7.008.575 | 215.668 |
| 12/2017 | Frt26893 | 1,00918357049147 | 7.665.036 | 7.595.284 | 1,04023816732263 | 7.368.539 | 226.745 |

Conforme a lo expuesto anteriormente, respetuosamente se solicita a la Comisión se considere la nueva propuesta para la senda de reducción de pérdidas presentada en la Imagen 2, considerando que dentro de los diferentes autos de pruebas no hubo indicaciones relacionadas con aclaraciones del Plan de Reducción de Pérdidas, por lo que no fue posible advertir con anterioridad los errores cometidos y que por consiguiente no sería aprobado, llevando a EEBP a realizar las inversiones propuestas en cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. En el Anexo “NUEVO PLAN REDUCCION PERDIDAS PROPUESTO”, se remite el detalle del Plan de Reducción de Pérdidas actualizado según los hallazgos mencionados anteriormente.

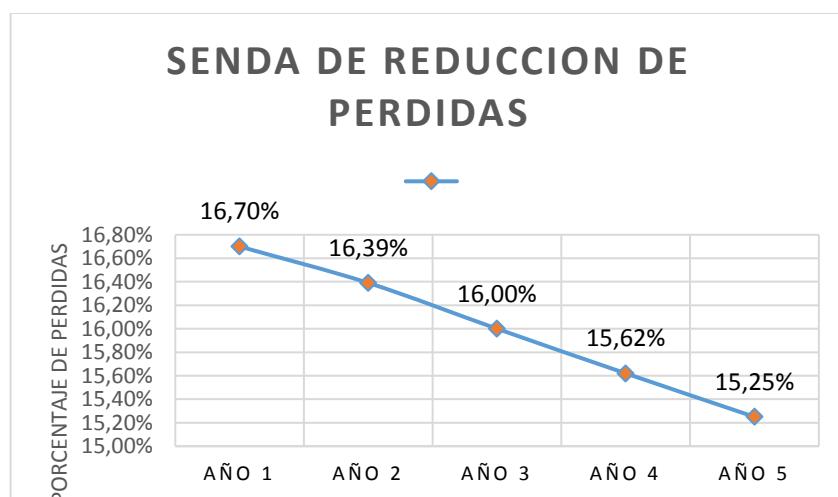


Imagen 2 – Nueva senda propuesta para reducción de pérdidas propuesta

En la Tabla 3, se muestra el plan de pérdidas para evaluación de los primeros 5 años:

Tabla 3 - Plan de pérdidas para evaluación de los primeros 5 años

| | |
|----------------------------------|--------|
| Período de evaluación 1, IPTSj,1 | 16,95% |
| Período de evaluación 2, IPTSj,2 | 16,36% |
| Período de evaluación 3, IPTSj,3 | 15,8% |
| Período de evaluación 4, IPTSj,4 | 15,3% |
| Período de evaluación 5, IPTSj,5 | 14,9% |

Por otro lado, se observa que en el Artículo 16 de la Resolución CREG 218 de 2021, “Costo anual del plan de gestión de pérdidas”, se aprueba un CAPj de 215.000.000 de pesos de diciembre de 2017, mientras que en el anexo “Cálculo ingresos D BAJOPUTUMAYO.xlsx” el valor es de 133.842.950 de pesos de diciembre de 2017.

En ese sentido, a pesar de que no coincidan los valores mencionados anteriormente, se solicita sea considerado el CAPj calculado para la nueva propuesta del Plan de Reducción de Pérdidas, determinado a partir de los valores arrojados por el aplicativo del cálculo del costo eficiente del Plan de Reducción de Pérdidas de la UTP. Se anexa caso simulado en el aplicativo CREG Act 2021 EEBP, por medio del archivo “2021_12_28_17_48_31-1.xlsx”.

Sobre el tema de los insumos utilizados para ingresar a la valoración de los índices de pérdidas, en el 2019 se realizó una consulta sobre las fronteras

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 218 de 2021

comerciales de todos los operadores de red del Sistema Interconectado Nacional dentro de los cuales estaba la EEBP, como lo especifica el Documento CREG 178 de 2021, que sirvió como soporte a la Resolución CREG 218 de 2021.

La información utilizada corresponde a la remitida por XM S.A. E.S.P. de la mencionada consulta. Se procedió a solicitar a XM S.A. E.S.P. nuevamente la realización de la consulta de las fronteras comerciales de la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., EEBP para los años 2016 a 2018. Mediante la comunicación radicada en la CREG bajo el número E-2022-003493, XM S.A. E.S.P. envió nuevamente la información, la cual, para el año 2017, coincide con la información utilizada por la Comisión en su momento para la aprobación de ingresos de la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., EEBP.

Es importante mencionar que el aplicativo desarrollado por la Comisión se nutre únicamente de la información de las lecturas crudas reportadas para las fronteras comerciales de los OR, y en ningún caso se utilizan factores de pérdidas. A continuación, se presenta la información utilizada por la Comisión para la aprobación de ingresos y la reportada por XM S.A. E.S.P. en la nueva consulta reportada para la frontera Frt26893:

| MES | CÓDIGO SIC | LECTURA CRUDA KWH Utilizada en aprobación | LECTURA CRUDA KWH Reportada por XM en radicado CREG E-2022-003493 |
|------------|-------------------|--|--|
| 04/2017 | Frt26893 | 4.835.089,97 | 4.835.089,97 |
| 05/2017 | Frt26893 | 6.817.574,21 | 6.817.574,21 |
| 06/2017 | Frt26893 | 6.575.376,92 | 6.575.376,92 |
| 07/2017 | Frt26893 | 6.624.528,75 | 6.624.528,75 |
| 08/2017 | Frt26893 | 7.208.133,29 | 7.208.133,29 |
| 09/2017 | Frt26893 | 6.970.107,33 | 6.970.107,33 |
| 10/2017 | Frt26893 | 7.228.134,58 | 7.228.134,58 |
| 11/2017 | Frt26893 | 7.016.155,94 | 7.016.155,94 |
| 12/2017 | Frt26893 | 7.368.539,48 | 7.368.539,48 |

Como puede observarse, la información de las lecturas crudas es igual. Por lo antes anotado, no es procedente ajustar el tema de la energía reportada de las fronteras comerciales.

En lo que concierne a la modificación de las metas de pérdidas presentadas en el recurso, se considera que la razón de la impugnación del acto administrativo a través del recurso de reposición es para controvertir las decisiones de la Comisión cuando el agente se ve afectado por una aplicación errónea de la metodología, o cuando se cometieron errores en los cálculos con la información reportada por el OR, situaciones que aquí no se presentan.

Es importante tener en cuenta que, para la aprobación de ingresos, el tiempo de análisis de las variables fue suficientemente extenso, y cualquier ajuste que la empresa hubiera solicitado sería considerado en la aprobación definitiva.

Por lo antes anotado, resulta improcedente ajustar las metas inicialmente reportadas.

Sin perjuicio de lo anterior, conforme lo advierte en su escrito en el artículo 16 de la Resolución CREG 218 de 2021 se cometió un error de transcripción, el cual será corregido en esta resolución.

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 218 de 2021

Cuarta Petición

Mediante el radicado CREG E-2022-000117 del 4 de enero de 2022, la empresa dio alcance al recurso presentando su análisis y propuesta acerca de los indicadores de calidad media y de calidad individual que debería considerar la Comisión, de la siguiente manera:

a) **Calidad del servicio.**

Respecto a la observación de la Comisión contenida en el documento CREG 178 del 15 de diciembre de 2021, numeral 2.4.6 “REVISIÓN DE INFORMACION DE CALIDAD DEL SERVICIO” en el tercer párrafo:

“De la revisión de las posibles alternativas para solucionar esta situación se concluyó que la mejor era considerar para los meses de noviembre y diciembre un valor mensual obtenido del promedio de los meses anteriores que sí tenían información. Por esta razón se concluyó que se debía utilizar la mejor información disponible que según los análisis de la Comisión es utilizar la información reportada por el OR para los meses de enero a octubre de 2016 y obtener noviembre y diciembre como el promedio de los 10 meses anteriores” Subrayado fuera de texto.

Teniendo en cuenta lo anterior, la Comisión para los meses de noviembre y diciembre del año 2016, determinó como valores de SAIDI Y SAIFI, 3.493 [Horas-mes] y 1.694 [Interrupciones-mes] (aproximados), respectivamente.

La EEBP realizó el cálculo de los indicadores de calidad media para los meses de noviembre y diciembre del 2016, así como la revisión de los valores relacionados por la Comisión entre enero y octubre del mismo año. Como resultado, se evidencia que el cálculo entre enero y octubre es acorde a lo reportado en el SUI.

Adicionalmente, en lo que corresponde a los meses de noviembre y diciembre de 2016, la EEBP se remite a lo reportado en los formatos comerciales, Formato 2 y Formato 3 del año 2017, donde se indica el pago de compensaciones a los usuarios, en cumplimiento con lo establecido en el esquema de calidad del servicio para los meses de noviembre y diciembre del año 2016. Los formatos se encuentran para consulta en el ANEXO 3, en los archivos “06. Formato 2. Sector Residencial - enero 2017 S” y “07. Formato 3. Sector No Residencial - enero 2017 S”.

En la columna T del formato 2 de enero de 2017 - “VALOR COMPENSADO”, se encuentra al valor compensado a los usuarios de la EEBP para el período correspondiente. Al realizar una consulta en la base de datos, se encontró que los valores utilizados para el cálculo de las compensaciones no son cero (0), como se reportó en un principio en los formatos 5 del mes de noviembre y diciembre de 2016.

La EEBP reconoce que se trató de un error en los reportes al SUI en noviembre y diciembre de 2016, por lo que se procederá a solicitar a la SSPD la reversión de los formatos 4 y 5 para los meses mencionados, con el objetivo de proceder con el cague y certificación de la información correspondiente.

Al realizar el proceso inverso, con los Formatos 2 y 3 reportados para el mes de enero de 2017, mes donde se aplicó la compensación al cuarto trimestre del año 2016, es posible comprobar que para los meses de noviembre y diciembre de 2016 se presentaron más interrupciones que las calculadas por promedio por parte de la Comisión. Los Valores de SAIDI y SAIFI calculados por la EEBP se referencian a continuación:

- *Para El **SAIDI**.*
 - Noviembre 6.72 horas, diciembre 7.61 Horas.
- *Para el **SAIFI**.*
 - Noviembre 9.36 interrupciones, diciembre 6.35 interrupciones.

El producto de la conversión de los formatos 2 y 3 se pueden observar en los archivos del ANEXOS 3, “01. Formato 1. Diciembre 2016. 2371 - EEBP S” y “02. Formato 1. Noviembre 2016. 2371 – EEBP”.

(...)

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 218 de 2021

*Al incluir elementos tecnológicos en el sistema eléctrico, las necesidades del SDL se muestran con mayor precisión y se trasladan a los valores de los indicadores de calidad media e individual. En consecuencia, dentro del análisis anual de los indicadores de calidad media (**SAIDI** y **SAIFI**), se observa un incremento entre 2017 y 2019, siendo este último el año en que la EEBP inició la aplicación del esquema de calidad del servicio, según lo establecido en la **CREG 097 de 2008**. Posterior al 2019, los valores de los indicadores de calidad se empezaron a reducir por efecto de las inversiones realizadas por la organización. Ver figura 1 y Figura 2. Ver Tabla 2.*

Al realizar la comparación de cada una de las metas de los años de referencia establecidos por la Resolución CREG 218 de 2021, con los valores de los indicadores de calidad media de la EEBP, se observa una gran diferencia de resultados, los cuales se muestran a continuación:

Para el SAIDI:

- *En el año **2019** la diferencia se marca en **55,186** Horas. Para el año **2020** de **50,77** y para el año **2021** de **25,84**. Ver la Figura 3 - SAIDI EEBP VS METAS DE CREG 218 DE 2021 y la Tabla 3 - Indicadores EEBP - Res 218 de 2021*

Para el SAIFI:

- *En el año **2019** la diferencia se marca en **55,735** Interrupciones, para el año **2020** de **33,491**, para el año **2021** de **21,68**. Ver Figura 4 - SAIFI EEBP VS METAS DE CREG 218 DE 2021 y Tabla 3 - Indicadores EEBP - Res 218 de 2021.*

Se entiende que los años del período tarifario empiezan a partir del 2019 (año 1 = 2019). Para el año 2021 se tomó la información de las desconexiones desde enero a noviembre. Ver documento “10. Indicadores 2021 – Enero a Noviembre”.

De esa manera, se colige que con el ingreso de nueva tecnología a las redes del sistema eléctrico y demás inversiones realizadas, se mejora tanto la calidad en la prestación del servicio, como la calidad de información del sistema, y, por consiguiente, la precisión de la información de las desconexiones programadas y no programadas con las que cuenta la empresa y que reporta al LAC y SUI, condiciones que no fueron consideradas dentro de la información analizada por la Comisión.

Conforme lo expuesto por la EEBP se deduce que:

- *La información contenida en el SUI para el año 2016 no refleja las condiciones de las redes eléctricas del área de influencia de la EEBP en ese momento.*
- *La información tenida en cuenta por la CREG, para los meses de noviembre y diciembre del 2016 no corresponde con lo reportado por los formatos 2 y 3 certificados por la EEBP al SUI para el trimestre correspondiente.*
- *El estudio que hace la Comisión, no contempla la transición de la EEBP en cuanto a las mejoras constantes en la precisión de la calidad de la información, desde el inicio de período tarifario a la fecha, así mismo no tiene en cuenta que el ingreso de tecnología de punta a los sistemas de distribución, con lo cual se mejoró la precisión de los datos de las desconexiones programadas y no programadas.*
- *Las metas de los indicadores de calidad del servicio, dadas las condiciones climáticas, geográficas y sociales del área de influencia de la EEBP, tienen alta probabilidad de no cumplirse. Lo anterior, se deduce de los años 1, 2 y 3 donde la empresa, de entrada, supera significativamente los valores de referencia y los valores de la banda de indiferencia, con la posibilidad de continuar incumpliendo los requerimientos del esquema de calidad del servicio, de los años restantes del período tarifario, en caso de que se mantengan en firme los valores de referencia indicados en la Resolución CREG 218 de 2021.*
- *La EEBP se encontraba realizando inversiones de conformidad a las necesidades del SDL, sin tener aprobados los ingresos necesarios para la ejecución de proyectos del plan de inversiones en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018, propuestos bajo la Circular CREG 029 de 2018. Luego de pasados aproximadamente tres años, la Comisión se pronunció por medio del acto administrativo establecido por Resolución CREG 218 de 2021, tiempo en el cual la empresa siempre estuvo a disposición de la entrada en vigencia de la resolución particular de ingresos, la cual era fundamental*

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 218 de 2021

para la implementación de proyectos enfocados a la mejora de indicadores de calidad del servicio.

Petición

Así las cosas, muy respetuosamente se solicita a la comisión que MODIFIQUE los Artículos 9, 10 y 11 de la Resolución CREG 218 de 2021, considerando los siguientes aspectos:

- a) Aplicar las metas de indicadores de referencia contenidas en la Tabla 4 de este documento. Para efectos de cálculos ver ANEXOS 3.
- b) De no proceder con la modificación del literal a, tener presente la información expuesta por la EEBP, en este documento y sus anexos, para que de esa manera se fijen metas alcanzables de los indicadores de referencia, correspondientes a lo que la empresa ve reflejado en su SDL. Ver ANEXOS 3.
- c) De no ser posible los literales a y b, solicitamos considerar en los indicadores de referencia de calidad media, ya sean los datos contenidos en los formatos 2 y 3 reportados al SUI de enero 2017 o la información remitida de los formatos 4 y 5 de noviembre y diciembre de 2016. Ver ANEXO 3.

Tabla 2 - Indicadores de Calidad Media – EEBP.

| EEBP | | |
|------------------|--------------|--------------|
| INDICADOR | SAIDI | SAIFI |
| 2017 | 42,49 | 58,64 |
| 2018 | 78,04 | 68,29 |
| 2019 | 93,75 | 74,44 |
| 2020 | 86,249 | 50,700 |
| 2021 | 58,48 | 37,51 |

b) En lo correspondiente a los indicadores de Calidad Individual.

Por medio de la Resolución CREG 218 de 2021, la Comisión entrega los indicadores de calidad individual de duración y de frecuencia (**DIU** y **FIU**) del área de influencia de la EEBP.

En los Artículos 12 y 13, se establecen las duraciones máximas anuales de los eventos percibidos por los usuarios en niveles de tensión 1, 2 y 3, tal como se puede observar (...)

Al compararse la información relacionada en la Resolución CREG 218 de 2021 con lo calculado por la EEBP, relacionando la información de la CREG y bajos los lineamientos nombrados en Documento CREG 178 del 15 de diciembre de 2021, de los DIUG y FIUG para los niveles tensión 1,2 y 3, se encuentran diferencias representativas. Las diferencias se nombran a continuación:

Para DIUG:

- Para niveles de tensión 2 y 3, en Riesgo 2 y ruralidad 2, la diferencia es 4,49. La Resolución CREG 218 de 2021, establece 19,25 y según los cálculos de la EEBP se encuentra en 23,74.
- Para niveles de tensión 2 y 3, en Riesgo 2 y ruralidad 3, la diferencia es 92,39. La Resolución CREG 218 de 2021, establece 62,07 y según los cálculos de la EEBP se establece en 154,46.
- Para nivel de tensión 1, Riesgo 2 y ruralidad 3, la diferencia es 13,38.

Para FIUG:

- Para Niveles de tensión 2 y 3:
 - Riesgo 2 y Ruralidad 2 La diferencia es 48.00.
 - Riesgo 2 y ruralidad 3. La diferencia de 49.00.



Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 218 de 2021

- *Para nivel de tensión 1.*
 - *Riesgo 2 y ruralidad 2. La diferencia es 49.00.*
 - *Riesgo 2 y ruralidad 3. La diferencia es de 105.00*

En el Documento “08. DIUG Y FIUG – FORMATO 1” del ANEXO 3, se remite el detalle de los cálculos realizados para la comparación mostrada anteriormente, cuya información coincide con lo reportado al LAC y SUI.

Es así como con el ingreso de nueva tecnología a las redes del sistema eléctrico y demás inversiones realizadas por la EEBP, se mejoró la calidad de la información del sistema, y, por consiguiente, la precisión en cuanto a las interrupciones que afectan a los usuarios, condiciones que no fueron consideradas dentro del análisis realizado por la Comisión.

Petición.

Por lo anterior, respetuosamente se solicita a la Comisión con respecto a los artículos 12 y 13,

- *Verificar y modificar, en caso de encontrarlo pertinente, los cálculos realizados para el establecimiento de los indicadores de calidad individual, tomando en consideración los años posteriores al 2016, cuya información se ajusta a la realidad de las interrupciones que se presentan en el mercado atendido por la EEBP. Como referencia, la información de los indicadores de calidad individual se encuentra en los documentos “03. Indicadores 2019”, “04. Indicadores 2020” y “09. DIU Y FIU – INFORMACIÓN DEL 2018” del ANEXO 3. Para ver resumen anual de indicadores de calidad individual remitirse a documento “11. DIUG FIUG 2018 -2019 - 2020”.*
- *De no proceder lo anterior, modificar los indicadores de calidad individual de la EEBP, con los valores calculados en documento “08. DIUG Y FIUG - FORMATO 1”.*

De lo mencionado por el OR, se entiende que la empresa confirma que la información consultada en el SUI sobre interrupciones del servicio para los meses de enero a octubre de 2016, y utilizada por la Comisión para el cálculo de indicadores de referencia, corresponde a la reportada y certificada por la empresa, con respecto a ese período.

Por otro lado, manifiesta que:

- i) Por un error en el reporte no se encuentra en dicho sistema la información de los meses noviembre y diciembre de 2016.
- ii) La empresa ha realizado cambios y mejoras en su sistema, que han permitido una mejor detección de las interrupciones lo que ha incrementado el valor de los indicadores en los años posteriores a 2016.

Al respecto, cabe recordar que la responsabilidad por la calidad e integridad de la información consignada en el SUI es del OR. La metodología es clara en indicar cuáles son las fuentes oficiales de información para el cálculo de indicadores, y las define en el numeral 5.2.5 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, por lo que no es procedente considerar la información de interrupciones de los meses de noviembre y diciembre de 2016 entregada junto con el recurso de reposición a la Comisión, por parte del OR, para modificar el cálculo de indicadores, pues difiere de aquella que reposa en la base de datos del SUI.

Por otro lado, el empleo de la información histórica del año 2016 para el cálculo de indicadores de referencia fue anunciado desde el proyecto de resolución de la metodología, publicado para consulta mediante la Resolución CREG 019 de 2017, y se mantuvo al expedir la Resolución CREG 015 de 2018, por lo que el OR tenía la responsabilidad de hacer oportunamente las correcciones o reversiones que se necesitaran para que, al consultar y utilizar la información de dicho período, como lo establece la metodología, esta estuviera completa. Así,

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 218 de 2021

esta Comisión encuentra que no es posible acceder a la solicitud del OR con respecto a modificar de manera particular el período de referencia para dicho cálculo.

Debe también tenerse en cuenta que, tal como se establece en el numeral 5.2.5 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, para el cálculo de los indicadores de referencia de los OR que no reportaron información al sistema INDICA y, por tanto, utilizar la información reportada al SUI durante el año 2016, el cálculo debe afectarse por la relación que resulta de comparar la información con y sin la desagregación de los eventos menores o iguales a tres (3) minutos de los OR que reportaron a INDICA.

El factor de ajuste que se ha aplicado en estos casos es de 0,35, valor que fue obtenido con base en la información de los OR que reportaron información de calidad en INDICA y en el SUI, tal como se establece en el inciso antes mencionado.

En conclusión, esta Comisión considera que para el cálculo de los indicadores de calidad del servicio se utilizó la información de calidad y de vinculación de usuarios reportada por la Empresa de Energía de Bajo Putumayo S.A. E.S.P. en el SUI, tal como se establece en la Resolución CREG 015 de 2018, y que la regulación no establece la opción de utilizar la información entregada por el OR a través de otros medios y, por tanto, no se encuentra justificación para modificar los indicadores de calidad media y de calidad individual del OR establecidos en los artículos 9, 10, 11, 12 y 13 de la Resolución CREG 218 de 2021.

Es importante mencionar que, si bien la empresa entregó otra comunicación dando alcance al recurso, la cual fue radicada en la Comisión bajo el número E-2022-000446 del 7 de enero de 2022, dicha carta no fue considerada ya que fue radicada en forma extemporánea.

En los temas en los que, del análisis realizado, se deduce que debe modificarse la Resolución CREG 218 de 2021, se realizan los ajustes pertinentes.

Con base en lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1163 del 20 de abril de 2022, acordó expedir esta resolución.

RESUELVE:

Artículo 1. Modificar el artículo 3 de la Resolución CREG 218 de 2021. El artículo 3 de la Resolución CREG 218 de 2021 queda así:

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

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

| Categoría de activos l | $INVA_{j,4,l,1}$ | $INVA_{j,4,l,2}$ | $INVA_{j,4,l,3}$ | $INVA_{j,4,l,4}$ | $INVA_{j,4,l,5}$ |
|--------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| $l = 1$ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| $l = 2$ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| $l = 3$ | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| $l = 4$ | 71.829.000 | 0 | 0 | 0 | 0 |



Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 218 de 2021

| Categoría de activos <i>l</i> | <i>INVA_{j,4,l,1}</i> | <i>INVA_{j,4,l,2}</i> | <i>INVA_{j,4,l,3}</i> | <i>INVA_{j,4,l,4}</i> | <i>INVA_{j,4,l,5}</i> |
|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| <i>l = 5</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>l = 6</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>l = 7</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>l = 8</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>l = 9</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>l = 10</i> | 0 | 5.137.080.333 | 0 | 100.000.000 | 0 |

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

| Categoría de activos <i>l</i> | <i>INVA_{j,3,l,1}</i> | <i>INVA_{j,3,l,2}</i> | <i>INVA_{j,3,l,3}</i> | <i>INVA_{j,3,l,4}</i> | <i>INVA_{j,3,l,5}</i> |
|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| <i>l = 1</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>l = 2</i> | 632.797.000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>l = 3</i> | 1.304.595.000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>l = 4</i> | 167.601.000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>l = 5</i> | 88.620.000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>l = 6</i> | 411.537.000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>l = 7</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>l = 8</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>l = 9</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>l = 10</i> | 0 | 5.137.080.333 | 0 | 100.000.000 | 0 |

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

| Categoría de activos <i>l</i> | <i>INVA_{j,2,l,1}</i> | <i>INVA_{j,2,l,2}</i> | <i>INVA_{j,2,l,3}</i> | <i>INVA_{j,2,l,4}</i> | <i>INVA_{j,2,l,5}</i> |
|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| <i>l = 1</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>l = 2</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>l = 3</i> | 904.040.000 | 603.594.000 | 0 | 0 | 0 |
| <i>l = 4</i> | 335.202.000 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>l = 5</i> | 100.278.000 | 100.278.000 | 0 | 0 | 0 |
| <i>l = 6</i> | 211.733.000 | 85.610.000 | 0 | 0 | 0 |
| <i>l = 7</i> | 0 | 613.631.540 | 2.690.217.594 | 0 | 4.007.269.100 |
| <i>l = 8</i> | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| <i>l = 9</i> | 5.940.000 | 5.015.000 | 1.965.000 | 0 | 1.967.090.000 |
| <i>l = 10</i> | 0 | 5.137.080.333 | 0 | 100.000.000 | 0 |

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

| Categoría de activos <i>l</i> | <i>INVA_{j,1,l,1}</i> | <i>INVA_{j,1,l,2}</i> | <i>INVA_{j,1,l,3}</i> | <i>INVA_{j,1,l,4}</i> | <i>INVA_{j,1,l,5}</i> |
|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| <i>l = 11</i> | 0 | 439.507.000 | 243.489.000 | 0 | 0 |
| <i>l = 12</i> | 0 | 607.947.675 | 1.428.010.648 | 0 | 0 |

Artículo 2. Modificar el artículo 16 de la Resolución CREG 218 de 2021. El artículo 16 de la Resolución CREG 218 de 2021 queda 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:

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 218 de 2021

Tabla 20 Costo anual del plan de gestión de pérdidas

| Variable | Pesos de diciembre de 2017 |
|----------|----------------------------|
| CAP_J | 133.842.950 |

Artículo 3. La presente resolución deberá notificarse al representante legal de la Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P. y publicarse en el *Diario Oficial*. Contra lo dispuesto en este acto no procede recurso alguno, toda vez que se entienden agotados todos los recursos que por ley son obligatorios.

NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Bogotá D.C., **20 ABR. 2022**



MIGUEL LOTERO ROBLEDO

Viceministro de Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente



MARÍA CLAUDIA ALZATE MONROY
Directora Ejecutiva (E)