



Ministerio de Minas y Energía

## **COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

**RESOLUCIÓN N°. 501 025 DE 2022**

**( 11 MAR. 2022 )**

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 086 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 086 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 de Casanare S.A. E.S.P.,

En el Documento CREG 071 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 086 de 2021.

La Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., mediante comunicación con radicado CREG E-2021-010080 del 31 de agosto de 2021, interpuso recurso de reposición contra la Resolución CREG 086 de 2021, presentando los antecedentes, las razones de inconformidad y las peticiones del recurso de reposición.

#### **ANÁLISIS DE LA COMISIÓN**

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

AN

R

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 086 de 2021

## Primera Petición

### 1.1 Base inicial de activos

#### 1.1.1 Información para el cálculo CAI

##### 1.1.1.1 Nivel de tensión 4

De acuerdo con lo indicado en el numeral 3.1.1.1.1 de la Resolución CREG 015 de 2018, para determinar el valor del costo anual de la inversión del OR en el nivel de tensión 4 ( $CAI_{j,4}$ ), se emplea el valor de costo anual por uso de los activos aprobado en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 al OR en el nivel de tensión 4 ( $CA_{j,4}$ ), sin incluir las actualizaciones realizadas durante el periodo tarifario.

Se revisó la información empleada por el Regulador para el cálculo del ( $CA_{j,4}$ ), en el archivo Calculo ingresos D ENERCA, hoja Información Resolución, celda B83, encontrando un valor de 8.011.991.189 COP dic 2007.

Sin embargo, como ya se indicó, el valor a consignar de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, corresponde al aprobado por la CREG en la aprobación de los ingresos por distribución siguiendo la Resolución CREG 097 de 2008, es decir 8.133.466.023 COP dic 2007, de acuerdo con lo avalado por el Regulador mediante Resolución CREG 084 de 2012, mediante la que se resolvió la solicitud de revisión tarifaria de la Resolución CREG 123 de 2009.

En este sentido, de manera respetuosa se solicita al Regulador, emplear el valor de ( $CA_{j,4}$ ) aprobado para ENERCA S.A. E.S.P., mediante Resolución CREG 084 de 2012, correspondiente a 8.133.466.023 COP dic 2007 para el cálculo del costo anual de la inversión del nivel de tensión 4 como se indica en la Figura 1.

Figura 1 Costo Anual por el uso de los activos del nivel de tensión 4

**Artículo 1.** El Artículo 1 de la Resolución CREG 123 de 2009 queda así:

**“Artículo 1. Costo Anual por el uso de los activos del Nivel de Tensión 4.** El Costo Anual por el Uso de los Activos del Nivel de Tensión 4 operados por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., calculado en la forma establecida en la Resolución CREG 097 de 2008, es el siguiente:

Costo Anual por el Uso de los Activos	Pesos de diciembre de 2007
Nivel de Tensión 4 ( $CA_{j,4}$ )	8.133.466.023 „

Fuente: Resolución CREG 084 de 2012

Respecto de esta solicitud, se realizó la correspondiente revisión de los valores informados a la empresa, encontrando que mediante la Resolución CREG 084 de 2012, Por la cual se resuelve una solicitud de revisión tarifaria de la Resolución CREG 123 de 2009 y una solicitud de actualización de cargos del STR por entrada de activos del STR y conexión al STN, presentadas por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., de cuyo documento soporte CREG 043 de 2012 se transcribe lo siguiente:

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 086 de 2021

#### **4. RESULTADOS DEL ANÁLISIS**

*De la aplicación de la metodología establecida en la Resolución CREG 097 de 2008, se obtienen los siguientes resultados para la revisión tarifaria. En estos no se está incluyendo la actualización de cargos por el transformador de Chivor.*

*Los valores de costo anual, activos eléctricos, activos no eléctricos, terrenos y gastos de administración, operación y mantenimiento.*

<b>Nivel de Tensión</b>	<b>(CAAE<sub>j,n</sub>)</b>	<b>CAT<sub>j,n</sub></b>	<b>CAANE<sub>j,n</sub></b>	<b>AOM<sub>j,n</sub></b>
<b>4</b>	7.025.558.834	0	288.047.912	1.719.949.387
<b>3</b>	5.081.262.632	0	208.331.768	1.169.086.766
<b>2</b>	5.756.011.645	0	235.996.447	1.307.312.972
<b>1</b>	9.802.644.440			2.192.809.216

*Los factores de inversión para los niveles de tensión 3 y 2 son:*

<b>Nivel de Tensión</b>	<b>Factor de inversión</b>
<b>3</b>	0,965
<b>2</b>	0,421

*De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, los cálculos resultantes de la revisión tarifaria y aplicando la metodología establecida en la Resolución CREG 097 de 2008 para la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., antes de realizar la actualización por la entrada de nuevos activos en el nivel de tensión 4, son:*

- *Costo Anual por el Uso de los Activos del Nivel de Tensión 4.*

<b>Costo Anual por el Uso de los Activos</b>	<b>Pesos de diciembre de 2007</b>
<i>Nivel de Tensión 4 (CA<sub>j,4</sub>)</i>	8.011.991.189

Conforme con lo estipulado en el inciso final del numeral 3.1.1.1.1.1:

*Estos valores corresponden a los aprobados en la primera resolución de aprobación de cargos en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008 o aquella que la modificó por razones diferentes a actualización de cargos por entrada en operación de nuevos activos de nivel de tensión 4. (Subrayas fuera de texto)*

Conforme con el contenido del documento antes citado, el valor utilizado para la aprobación de ingresos coincide con el valor de los activos a reconocer antes de realizar la actualización que fue uno de los temas que se abordó en la Resolución CREG 084 de 2012. Dicho documento fue entregado conjuntamente con la copia de la Resolución CREG 084 de 2012 en el acto de notificación.

Por lo antes mencionado, no es procedente aplicar la modificación solicitada por la empresa, toda vez que el valor utilizado en el proceso de asignación de ingresos tuvo en consideración lo ordenado en el numeral 3.1.1.1.1.

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 086 de 2021

## Segunda Petición

### 1.1.1.2 Nivel de tensión 1

Según lo establecido en el numeral 3.1.1.1.4 de la Resolución CREG 015 de 2018, el costo anual de la inversión del nivel de tensión 1 ( $CAI_{j,1}$ ) se calcula a partir de la información de ventas anuales de energía para circuitos aéreos y subterráneos utilizadas para calcular el cargo máximo de inversión del nivel de tensión 1 del OR en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.

Una vez revisados los valores empleados por la CREG para el cálculo del ( $CAI_{j,1}$ ) venta de nivel de tensión 1 incluidas en el archivo Calculo ingresos D ENERCA, hoja Información Resolución, celda B109, para el cálculo del costo anual de la inversión del nivel de tensión 1, se encuentra que el Regulador empleó un valor de ventas en el nivel de tensión 1 de 20.029.706 kWh, dicho valor no corresponde al valor de ventas de energía de ENERCA en nivel 1 para 2007.

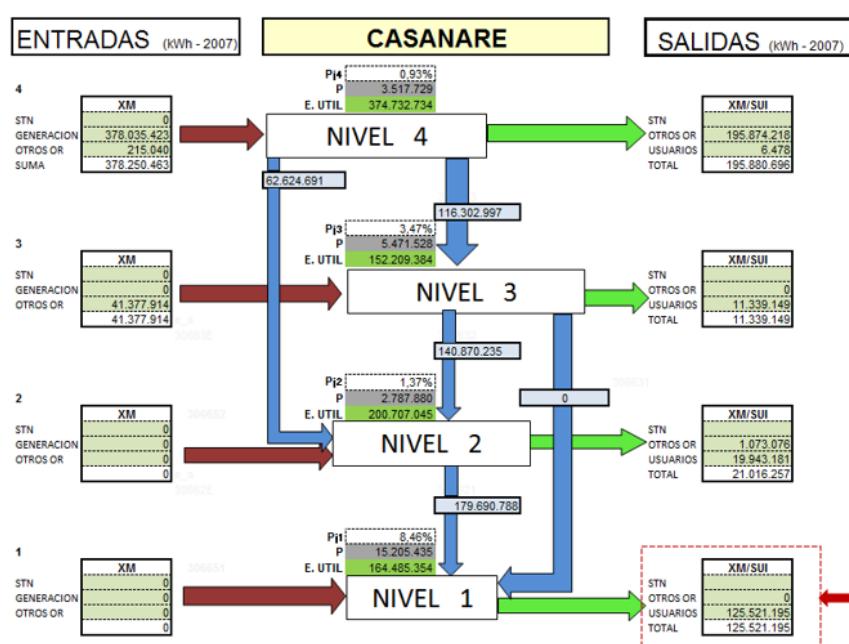
En la Resolución CREG 123 de 2009, y su documento soporte se presenta la información de ventas de energía en el nivel de tensión 1 relacionada en la Figura 2 y Figura 3.

Figura 2 Variables principales energía – Resolución CREG 123 de 2009

Energía	kWh año 2007
Energía Útil del Nivel de Tensión 3 ( $EU_{j,3}$ )	152.209.384
Energía Útil del Nivel de Tensión 2 ( $EU_{j,2}$ )	200.707.045
Pérdidas No Técnicas No Reconocidas ( $PNT_{j,nr}$ )	38.964.106
Ventas de energía Nivel de Tensión 1 ( $V_{j,1}$ )	125.521.195
Flujo de energía entre el STN y el Nivel de Tensión 3 ( $Fe_{j,STN\cdot 3}$ )	0
Flujo de energía entre el STN y el Nivel de Tensión 2 ( $Fe_{j,STN\cdot 2}$ )	0
Flujo de energía entre los niveles de tensión 4 y 3 ( $Fe_{j,4\cdot 3}$ )	116.302.997
Flujo de energía entre los niveles de tensión 4 y 2 ( $Fe_{j,4\cdot 2}$ )	62.624.691
Flujo de energía entre los niveles de tensión 3 y 2 ( $Fe_{j,3\cdot 2}$ )	140.870.235
Flujo de energía entre los niveles de tensión 3 y 1 ( $Fe_{j,3\cdot 1}$ )	0
Flujo de energía entre los niveles de tensión 2 y 1 ( $Fe_{j,2\cdot 1}$ )	179.690.788

Fuente: Resolución CREG 123 de 2009

Figura 3 Balance energético ENERCA año 2007



Fuente: Documento CREG 102 de 2009

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 086 de 2021

Revisados los argumentos presentados por la empresa, se encuentra que en efecto se cometió un error involuntario que debe ser corregido, dado que el valor de las ventas en el nivel de tensión 1 es 125.521.195 kWh en el año 2007, el cual será incluido en los cálculos

### **Tercera Petición**

#### **1.1.2 Información de activos**

##### **1.1.2.1 Nivel de tensión 4, 3 y 2**

###### **1.1.2.1.1 UC equipos de subestación**

*La CREG no reconoció 47 equipos de subestación bajo el comentario “Se considera incluido en la celda”. El detalle de la UC, descripción y cantidad de activos no reconocidos por el Regulador se presenta en la Tabla 2.*

*Tabla 1 UC equipos de subestación no avalados por la CREG, comentario “se considera incluido en la celda”*

UC	Descripción	Cantidad
N2EQ13	JUEGO DE CUCHILLAS PARA OPERACIÓN SIN CARGA	9
N2EQ15	JUEGO DE PARARRAYOS MONOFÁSICOS N2	9
N2EQ38	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 2	2
N3EQ11	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN NIVEL 3	4
N3EQ2	JUEGO DE CUCHILLAS PARA OPERACIÓN SIN CARGA NIVEL 3	11
N3EQ3	JUEGO DE PARARRAYOS NIVEL 3	12
	<i>Total</i>	47

Una vez revisada esta solicitud se corroboró que la Comisión cometió un error involuntario en estos equipos ubicados en las subestaciones y, por tanto, es procedente reconocerlos. A continuación, se presenta el listado de equipos a reconocer por esta razón y por subestación:

UC Subestación	N2EQ13	N2EQ15	N2EQ38	N3EQ11	N3EQ2	N3EQ3	Total
Héroes	3	3	1	1	2	2	12
Paz de Ariporo	3	3	1	3	2	3	15
Aguaclara					3	3	6
Aguazul	3	3			4	4	14
Total	9	9	2	4	11	12	47

Adicionalmente, Enerca S.A. E.S.P. solicitó en su recurso el reconocimiento de las siguientes UC:

- N3EQ16, Gateway de comunicaciones en la Subestación Héroes (IUS 0007) en la que estaba el comentario: Solo se reconoce una de estas UC por SE, en el NT4 ya se reconoce una de estas UC, al respecto se corrige la observación así Solo se reconoce una de estas UC por SE, en el NT3 ya se

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 086 de 2021

reconoce una de estas UC, de tal forma que no es procedente reconocer otra UC de estas en la misma subestación.

- N3EQ9, Transición aérea – subterránea N3 en la Subestación Aguaclara (IUS 0083) en la que estaba el comentario: *“En el diagrama unifilar aportado por el OR, no aparecen estas UC”* La empresa en respuesta dice se incluyen los activos antes mencionados en el Diagrama Unifilar de ENERCA, además de los anterior cabe indicar que dichos activos se encuentran operativos y permiten la salida a pórticos de los circuitos 34.5 kV (Circuito Monterrey Código 15161 e IUL 3010 y Circuito Villanueva Código 15162 e IUL 3011). Por lo antes anotado se considera procedente incluir las dos UC mencionadas.
- Cinco UC N3EQ2, Juego de cuchillas para operación sin carga nivel 3 en la subestación Yopal (IUS 0014) que, conforme con la solicitud de la empresa, corresponden a las salidas para los circuitos que aparecen en la tabla que a continuación se toma del escrito del recurso de reposición:

COD CTO	IUS INICIAL	IUS FINAL	NOMBRE CIRCUITO	NIVEL DE TENSIÓN	CODIGO IUL
15360	0014	0020	SALIDA 34.5 KV CIRCUITO NUNCHIA	3	3022
15365	0014	0037	SALIDA 34.5 KV CIRCUITO HOSPITAL	3	3024
15370	0014	0075	SALIDA 34.5 KV CIRCUITO INDUSTRIAL MORICHAL	3	3025
15464	0014	0034	SALIDA 34.5 KV CIRCUITO CIUDADELA	3	3059
15465	0014	0007	SALIDA 34.5KV CIRCUITO HEROES	3	3062

Se considera procedente reconocer estos cinco (5) juegos de cuchillas para operación sin carga dado que se puede evidenciar su existencia gracias al registro fotográfico entregado por la empresa en el recurso de reposición.

Las UC N3EQ2 son UC de Equipos de línea y Enerca las declaró como UC de equipos de subestación, para el reconocimiento de estas UC se considerarán en la categoría 9.

- La empresa solicitó también el reconocimiento de 4 reconectadores localizados así:

Subestación	IUS	Código	UC	Descripción
Pore	0023	15493	N3EQ5	Reconectador salida Tamara y Caucho
Pore	0023	RECN0000	N3EQ5	Reconectador Trinidad San Luis Orocué
Morichal	0041	37998	N3EQ5	Reconectador Cto. Morichal
Tauramena	0066	37995	N3EQ5	Reconectador Monterrey arranque a Tauramena

Analizado el tema se considera procedente reconocer estos 4 reconectadores en la categoría 9.

- También solicita Enerca S.A. E.S.P. la inclusión de las siguientes UC en la Subestación Yopal, IUS 0014, la N2S11, Celda de interconexión o de acople - barra sencilla - subestación metalclad y N3S12, Celda de transformador o acople - subestación tipo metalclad, revisado este aspecto, además de los

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 086 de 2021

los diagramas aportados por Enerca S.A. E.S.P. se pudo establecer que estas UC fueron reconocidas en la resolución de aprobación de ingresos Resolución CREG 086 de 2021. Por lo anterior no se modificará por este aspecto la resolución original.

- También en el recurso se aclara la información de los transformadores de la SE Villanueva (IUS 006) y de la subestación Maní (IUS 0018). Por el último concepto no se requiere modificación alguna toda vez que ya se están reconociendo en la Resolución CREG 086 de 2021

#### **Cuarta Petición**

En el recurso la empresa reconoce que declaró para el proyecto 8, que es la nueva subestación el Morro, en el formato del plan de inversiones, unidades constructivas que corresponden al capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2018 y no las del capítulo 14, como se exige. Por lo anterior la empresa manifiesta:

*Por lo anterior, de manera respetuosa se solicita al Regulador reconocer las siguientes UC en reemplazo de aquellas reportadas bajo UCs de la Resolución CREG 097 de 2008:*

*Tabla 17 Solicitud de reconocimiento de UC en reemplazo de las reportadas inicialmente.  
Proyecto 8 – subestación El Morro*

UC	Descripción	Cantidad
<i>NOP1</i>	<i>Control subestación Tipo 1 (1-2 Bahías) (\$/bahía)</i>	<i>1</i>
<i>N3L114</i>	<i>km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 35 kV- 2/0 AWG</i>	<i>0,09 km</i>
<i>N2L128</i>	<i>km de conductor (3 fases) de cobre aislado XLP o EPR, 15 kV- 2/0 AWG</i>	<i>0,09 km</i>

*En el Anexo 2 se adjunta el formato Inventario reconocido INVA OR – ENERCA con los ajustes indicados.*

Sobre estas aclaraciones, si bien los conductores declarados corresponden a líneas subterráneas, la empresa no incluyó en su declaración las canalizaciones asociadas. No obstante, se reconocen como fueron solicitadas. En lo que corresponde al control de la subestación, fue declarado en el proyecto 4, que corresponde a la Nueva Línea Aguazul – Tauramena 34,5 kV y Normalización de la Subestación Tauramena 34,5 kV el reporte en Excel se reconoce en dicha subestación NOP1 conforme con la solicitud.

#### **Quinta Petición**

En cuanto a los indicadores de calidad media y calidad individual, el OR solicitó lo siguiente:

*En el marco de la solicitud de ingresos de ENERCA S.A. E.S.P., debido a que la empresa no tenía claridad respecto al factor de ajuste a emplear, se solicitaron 52,6 horas/año y 49,1 veces/año. Sin embargo, el valor solicitado se ajusta considerando el procedimiento descrito.*

*21. Calidad media*

*ENERCA S.A. E.S.P. calculó los indicadores de calidad media a partir de la información de interrupciones programadas y no programadas tanto en duración como en frecuencia contenida en los formatos B1 y B2 reportados en la Circular SSPD – CREG No 0002 de 2003.*

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 086 de 2021

*El cálculo de indicadores de calidad media resulta de realizar la división entre la sumatoria de interrupciones en duración y frecuencia para cada usuario y el número total de usuarios. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 18.*

*Tabla 18 Indicadores calidad media*

<b>Variable</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor CREG</b>	<b>Valor ENERCA</b>	<b>Nueva solicitud ENERCA</b>	<b>Diferencia</b>
SAIDI_Rj	Horas	47,13	52,6	47,91	-0,78
SAIFI_Rj	Número de veces	32,27	49,1	32,53	-0,26

*De acuerdo con lo anterior, existe una diferencia de 0,78 horas/año y 0,26 veces/año entre el indicador calculado por ENERCA S.A. E.S.P. a partir de la información SUI, y el calculado por la CREG. Por tanto, de manera respetuosa se solicita al Regulador, reconocer como SAIDI\_Rj 47,91 horas/año y SAIFI\_Rj 32,53 veces/año.*

## 2.2 Calidad individual

*Respecto a la información de calidad individual, dentro de la información presentada en la Resolución CREG 086 de 2021, se indica que ENERCA S.A. E.S.P cuenta con la asignación de los siguientes cinco (5) grupos de calidad: 12, 21, 22, 31 y 32. Así mismo, se especifica que en cada uno de los grupos de calidad existen usuarios en los niveles de tensión 1, 2 y 3.*

*Sin embargo, la información de vinculación de los transformadores a los grupos de calidad de la Resolución CREG 015 de 2018, de ENERCA S.A. E.S.P., muestra que para el grupo de calidad 31 únicamente existen usuarios de nivel de tensión 1. Por tanto, los usuarios de nivel de tensión 2 y 3 se encuentran distribuidos entre los demás grupos de calidad.*

*Considerando lo anterior, en la Tabla 19 y Tabla 20 se presentan las metas de calidad individual calculadas por ENERCA S.A. E.S.P. De manera respetuosa se solicita al Regulador reconocer como metas de calidad individual los indicadores calculados por ENERCA S.A. E.S.P., relacionados a continuación.*

*(...)*

Así mismo, el OR entrega archivos de Excel con la información que utilizó para sus cálculos.

Analizados los argumentos, la Comisión entiende que, en la solicitud inicial del OR, éste no tuvo en cuenta lo establecido en el segundo inciso del numeral 5.2.5 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 para estimar los indicadores de calidad media e individual, tal como se menciona en el recurso de reposición. Sin embargo, el OR manifiesta que, aun cuando considera esta diferencia, los indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI que obtiene por su cuenta presentan unas diferencias de 0,78 horas/año y 0,26 veces/año con respecto a los calculados por la CREG.

Con base en la solicitud de modificación de los indicadores de calidad media, la CREG encuentra que el OR no identifica las razones por las cuales puedan haberse presentado diferencias en el cálculo, y entrega archivos con los datos que utilizó para hacer el cálculo del valor que solicita en el recurso. Sin embargo, 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 se utiliza la información reportada al SUI durante el año 2016, afectando este cálculo por la relación que

*JM*

*R*

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 086 de 2021

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.

Dado que para calcular los indicadores de referencia de Enerca S.A. E.S.P. la CREG utilizó el procedimiento y la información definida en la Resolución CREG 015 de 2018, y que en el recurso de reposición no se entregan argumentos ni soportes que identifiquen las razones de las diferencias en los indicadores calculados por la CREG, no se encuentran razones para modificar los indicadores aprobados al OR mediante los artículos 9, 10 y 11 de la Resolución CREG 086 de 2021.

Ahora, con respecto a los indicadores de calidad individual, en el recurso de reposición se menciona que el OR no tiene usuarios de nivel de tensión 2 o 3 en el grupo de calidad 31, de acuerdo con la información de vinculación de los transformadores a los grupos de calidad de la Resolución CREG 015 de 2018 de Enerca S.A. E.S.P. y que, por tanto, los usuarios de nivel de tensión 2 y 3 se encuentran distribuidos entre los demás grupos de calidad.

Con respecto a esta solicitud se reitera que, según lo establecido en el numeral 5.2.5 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, la información a utilizar para el cálculo de los indicadores de referencia y de calidad mínima garantizada, de los OR que no reportaron información al sistema INDICA, es la reportada por el mismo OR al SUI durante el año 2016.

Dado que la CREG utilizó la información de calidad y de vinculación de usuarios reportada por Enerca 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, no se encuentra justificación para modificar los indicadores de calidad individual de Enerca S.A. E.S.P. establecidos en los artículos 12 y 13 de la Resolución CREG 086 de 2021.

### **Sexta Petición**

Relacionado con las pérdidas de energía la empresa realiza dos solicitudes, la primera relacionada con el Indicador de pérdidas eficiente de nivel de tensión 3 en el cual modifican la información inicialmente entregada en el documento de cálculo de pérdidas técnicas que solicita la Resolución CREG 015 de 2018. Al respecto es importante mencionar que, el objetivo del recurso de reposición es la oportunidad para hacer una revisión de las decisiones del regulador para solicitar su ajuste cuando se cometieron errores. Sobre el tema, el OR Enerca S.A. E.S.P. en el escrito de su recurso de reposición entrega una información nueva que es inoportuna ya que las decisiones se tomaron con base en la información reportada por la empresa en su solicitud de ingresos y durante toda la etapa de análisis no planteó ningún ajuste. Por lo antes mencionado este tema no será modificado en esta decisión.

### **Séptima Petición**

En este punto la empresa plantea la modificación a la senda de pérdidas inicialmente informada a la CREG y escribe:

*ENERCA S.A E.S.P. presentó en la solicitud de aprobación de ingresos la senda para reducir sus pérdidas como se presenta a continuación. No obstante, se presentan las siguientes situaciones:*

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 086 de 2021

- *La región de operación de la red de ENERCA S.A. E.S.P. se consolidó como un área para el desarrollo de proyectos de generación. En particular la entrada en operación en el año 2018 del proyecto compuesto por las tres (3) plantas de generación; TERMOMECHERO 4, TERMOMECHERO 5 y TERMOMECHERO 6 y el aumento de generación por parte de TERMOYOPAL en el año 2020, conllevando a que las pérdidas de nivel de tensión 4, presenten un incremento considerable que debe ser tenido en cuenta, como se demuestra en el Anexo 4.*
- *Esta situación es conocida por la UPME, entidad a cargo del planeamiento de la expansión del STN, la solución que se ha previsto es la construcción de una nueva subestación al STN denominada Alcaraván 230 kV, la cual se incluyó en el Plan de Expansión Generación Transmisión 2016, en 2018 se abrió la Convocatoria Pública UPME 07 2018, sin embargo, solo se efectuó la publicación de la versión preliminar de los documentos de selección.*
- *La condición de pandemia presentada en 2020 limitó las acciones de la empresa para emprender planes de revisiones e intervenciones de redes.*
- *La expedición de la Resolución CREG 167 de 2020, que modificó la Resolución CREG 015 de 2018, numeral 7.3.1.1, como sigue:*  
(...)
- *Por otra parte, la ejecución del Plan estaba ajustada a la disposición de los recursos financieros provenientes de la Resolución de aprobación de ingresos para ENERCA S.A. E.S.P., la cual por diferentes razones se extendió hasta el presente proceso.*

Así las cosas, la Empresa considera que lo más pertinente y ajustado con la realidad del mercado, es ajustar los indicadores como se indica en el Anexo 4, y se resume en la Tabla 27.

Tabla 27 Metas anuales de la senda de reducción de pérdidas

<b>Metas anuales de la senda de reducción de pérdidas</b>	
Índice de pérdidas totales de energía al inicio del Plan, IPTSj,0	24,05%
Periodo de evaluación 1, IPTSj,1	24,00%
Periodo de evaluación 2, IPTSj,2	23,70%
Periodo de evaluación 3, IPTSj,3	23,20%
Periodo de evaluación 4, IPTSj,4	22,70%
Periodo de evaluación 5, IPTSj,5	22,20%
Periodo de evaluación 6, IPTSj,6	21,70%
Periodo de evaluación 7, IPTSj,7	21,20%
Periodo de evaluación 8, IPTSj,8	20,70%
Periodo de evaluación 9, IPTSj,9	20,20%
Periodo de evaluación 10, IPTSj,10	19,70%

Al respecto, esta información no fue dada a conocer al regulador en la etapa de análisis aprobación de ingresos a fin de dar la oportunidad al regulador para tomar las medidas correspondientes previo a la decisión.

Dado que la modificación solicitada no es con el propósito de corregir un error en la resolución atribuible al regulador, se considera que en esta instancia no es procedente realizar la modificación.

### **Ajuste de la base regulatoria de activos**

Como consecuencia del análisis de la tercera petición, sobre el tema de los activos reconocidos, se pudo constatar que en la base regulatoria de activos de

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 086 de 2021

la Resolución CREG 086 de 2021 se incluyeron algunas unidades constructivas de Unidad de Adquisición de Datos en los niveles de tensión 4, 3 y 2. Sobre este aspecto en el Anexo 1 Aspectos Generales del Documento CREG 102 de 2009 que sirvió de soporte para la expedición de la Resolución CREG 123 de 2009 se puede observar en el literal l) lo siguiente:

- l) *En la mayoría de los casos las UC reportadas por los OR asimiladas a las UC de Unidades de Adquisición de Datos de que trata la Resolución CREG 097 de 2008, UAD, realizan las funciones propias de los controladores de bahía, los cuales son remunerados en el costo del tablero de control, medida y protección para bahías convencionales y en el costo de las celdas tipo metalclad.*

*En otros casos se reportaron dispositivos de captura de información cuyas funciones son realizadas actualmente de forma integrada en los equipos multifuncionales. Se debe recordar que la mayoría de los precios de las UC de la Resolución CREG 097 de 2008 se obtuvieron a partir de las compras efectuadas durante los años 2006 y 2007 realizadas por los OR y por tanto, los equipos valorados en los tableros de control y en las celdas incorporan tecnología que permite realizar en un solo dispositivo las funciones de control medida y protección, así como la adquisición de datos para la realización de las funciones mencionadas.*

*El equipo reconocido bajo la denominación de Unidad de Adquisición de Datos en la Resolución CREG 097 realiza funciones diferentes a las desempeñadas por los controladores de bahía. El equipo en mención puede combinar funciones de supervisión y control con automatismos programables, maneja entradas y salidas de varios controladores de bahía, interactúa con el centro de control o niveles superiores de la subestación, procesa y archiva la información de toda la subestación y realiza el registro de eventos, entre otras funciones.*

*Según lo expuesto, en los casos en que el OR no comprobó que los equipos asimilados a Unidades de Adquisición de Datos cumplían con la totalidad de funciones descritas en el párrafo anterior, dichas UC fueron excluidas del inventario.*

A pesar de lo antes transscrito, la empresa reportó dichas UC en niveles de tensión 4, 3 y 2. Sin embargo, conforme con lo señalado en el documento CREG 102 de 2009, deben ser retiradas de la base regulatoria de activos empleada para la determinación de los ingresos establecidos en la Resolución CREG 086 de 2021.

En los temas en los que, del análisis realizado, se deduce que debe modificarse la Resolución CREG 086 de 2021, se realizan los ajustes pertinentes.

Con base en lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1155 del 11 de marzo de 2022, acordó expedir esta resolución.

#### **RESUELVE:**

**Artículo 1. Modificar el artículo 2 de la Resolución CREG 086 de 2021.** El artículo 2 de la Resolución CREG 086 de 2021 queda así:

**“Artículo 2. Base regulatoria de activos eléctricos al inicio del período tarifario.** La base regulatoria de activos eléctricos al inicio del período tarifario, *BRAE<sub>j,n,0</sub>*, es el siguiente:

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 086 de 2021

Tabla 2 Base regulatoria de activos eléctricos al inicio del período tarifario.

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$BRAE_{j,4,0}$	77.877.706.676
$BRAE_{j,3,0}$	102.502.426.506
$BRAE_{j,2,0}$	293.895.869.583
$BRAE_{j,1,0}$	169.969.788.577

**Artículo 2. Modificar el artículo 3 de la Resolución CREG 086 de 2021.** El artículo 3 de la Resolución CREG 086 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
$l = 4$	0	184.264.000	0	0	0
$l = 5$	0	0	0	0	33.882.000
$l = 6$	0	616.614.000	0	0	0
$l = 7$	0	0	0	0	0
$l = 8$	0	0	0	0	0
$l = 9$	0	0	0	0	0
$l = 10$	0	0	0	0	0

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

Categoría de activos $l$	$INVA_{j,3,l,1}$	$INVA_{j,3,l,2}$	$INVA_{j,3,l,3}$	$INVA_{j,3,l,4}$	$INVA_{j,3,l,5}$
$l = 1$	0	1.046.091.200	0	0	0
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	0	675.426.200	0	0	482.020.000
$l = 4$	0	47.137.000	0	0	0
$l = 5$	0	20.295.000	0	0	0
$l = 6$	0	0	0	0	270.945.000
$l = 7$	0	399.559.000	484.960.000	0	0
$l = 8$	0	21.044.520	0	0	0
$l = 9$	0	130.010.000	63.847.000	0	0
$l = 10$	0	0	0	0	0

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

Categoría de activos $l$	$INVA_{j,2,l,1}$	$INVA_{j,2,l,2}$	$INVA_{j,2,l,3}$	$INVA_{j,2,l,4}$	$INVA_{j,2,l,5}$
$l = 1$	0	261.522.800	0	0	0
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	0	204.225.800	0	0	100.599.000
$l = 4$	0	47.089.000	0	0	0
$l = 5$	0	10.710.000	0	0	0
$l = 6$	0	85.610.000	0	0	85.610.000

AN

3

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 086 de 2021

Categoría de activos $l$	$INVA_{j,2,l,1}$	$INVA_{j,2,l,2}$	$INVA_{j,2,l,3}$	$INVA_{j,2,l,4}$	$INVA_{j,2,l,5}$
$l = 7$	0	42.262.101	2.273.268.406	3.569.640.916	615.188.634
$l = 8$	0	17.955.900	0	0	0
$l = 9$	0	158.952.000	6.486.000	56.209.000	90.798.000
$l = 10$	0	0	0	0	0

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

Categoría de activos $l$	$INVA_{j,1,l,1}$	$INVA_{j,1,l,2}$	$INVA_{j,1,l,3}$	$INVA_{j,1,l,4}$	$INVA_{j,1,l,5}$
$l = 11$	0	40.961.000	2.161.542.000	2.376.825.000	2.516.725.000
$l = 12$	0	162.008.000	681.632.000	695.192.000	680.832.000

**Artículo 3. Modificar el artículo 4 de la Resolución CREG 086 de 2021.** El artículo 4 de la Resolución CREG 086 de 2021 queda así:

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

Tabla 6 Recuperación de capital de activos de la BRA inicial

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$RCBIA_{j,4,1}$	2.563.160.866
$RCBIA_{j,3,1}$	3.331.636.779
$RCBIA_{j,2,1}$	7.769.012.857
$RCBIA_{j,1,1}$	6.048.501.687

**Artículo 4. Modificar el artículo 15 de la Resolución CREG 086 de 2021.** El artículo 15 de la Resolución CREG 086 de 2021 queda así:

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

Tabla 19 Costo de reposición de referencia

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$CRR_j$	657.412.450.162
$Crr_{j,4}$	79.878.075.441
$Crr_{j,3}$	103.891.951.835
$Crr_{j,2}$	300.197.876.855
$Crr_{j,1}$	173.444.546.030

**Artículo 5.** La presente resolución deberá notificarse al representante legal de la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. Contra lo dispuesto en este acto no procede recurso alguno, toda vez que se entienden agotados todos los recursos que por ley son obligatorios.

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 086 de 2021

**Parágrafo:** No obstante, se concede recurso de reposición únicamente sobre la decisión relacionada con las Unidades de Adquisición de Datos declaradas por la empresa en la base inicial de activos y reconocidas erróneamente en la Resolución CREG 086 de 2021.

**NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE**

Dado en Bogotá D.C., **11 MAR. 2022**



**MIGUEL LOTERO ROBLEDO**

Viceministro de Energía

Delegado del Ministro de Minas y Energía  
Presidente



**JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN**

Director Ejecutivo