



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 159 DE 2019

(27 NOV. 2019)

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 104 de 2019

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

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

CONSIDERANDO QUE:

Mediante la Resolución CREG 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 y 036 de 2019.

Mediante la Resolución CREG 104 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 Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.

En el documento CREG 068 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 104 de 2019.

Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., CENS, mediante comunicación con radicado CREG E-2019-010277 del 26 de septiembre de 2019, presentó recurso de reposición contra la resolución CREG 104 de 2019, en esta comunicación se presentan los antecedentes, las razones de inconformidad y las peticiones del recurso de reposición.

A continuación, se transcriben cada una de las peticiones:

PRIMERO: MODIFICAR el Artículo 2 de la Resolución CREG 104 de 2019, en el sentido de,

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 104 de 2019.

1. Incluir a la base regulatoria de activos eléctricos al inicio del periodo tarifario $BRAE_{j,n,0}$ 916 cantidades de redes de distribución de baja tensión asociadas a los transformadores de distribución con capacidades iguales o inferiores a 15KVA.
2. Incluir a la base regulatoria de activos eléctricos al inicio del periodo tarifario $BRAE_{j,n,0}$ 127 cantidades de redes de distribución duplicadas en el procedimiento de la exclusión aplicado por parte de la CREG.
3. Incluir a la base regulatoria de activos eléctricos al inicio del periodo tarifario $BRAE_{j,n,0}$ la unidad de reserva para conexión al STN del transformador trifásico de 90 MVA, 230/115 kV en servicio en la Subestación Ocaña, el cual fue reconocido por la Resolución CREG 122 de 2009, en cumplimiento de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.

SEGUNDO: MODIFICAR el Artículo 3 de la Resolución CREG 104 de 2019, en el sentido de,

1. Ajustar los nombres, códigos y FPO de los proyectos mencionados en el literal a). del numeral II de los motivos de inconformidad expresados en el presente recurso.
2. Incluir dentro del plan de inversiones aprobado por la CREG los rubros reportados por la Empresa para la implementación y certificación del sistema de gestión de activos, destinados en cumplimiento del numeral 6.3.3.4 de la Resolución CREG 015 de 2018, modificado por el artículo 37 de la Resolución CREG 036 de 2019.

TERCERO: ACLARAR la forma en la cual se llevará a cabo la remuneración de la inversión reportada por la Empresa para la implementación y certificación del sistema de gestión de activos durante el plazo de implementación de este periodo tarifario.

CUARTO: MODIFICAR el Artículo 15 de la Resolución CREG 104 de 2019, excluyendo del balance energético las ventas de energía (salidas) correspondientes a las fronteras embebidas del mercado no regulado y en consecuencia, recalcular el factor FPI_j , 1.

QUINTO: ACLARAR el costo aprobado de la variable $INVNUC$ establecido en el artículo 18 de la Resolución CREG 104 de 2019.

SEXTO: ESTABLECER las metas anuales del Plan de reducción de pérdidas aplicables para el periodo tarifario 2019-2023, de conformidad con lo establecido en el literal d) del numeral 7.3 del Capítulo 7 de la Resolución CREG 015 de 2018.

SÉPTIMO: Realizar los ajustes a que haya lugar, derivados de las modificaciones solicitadas.

ANÁLISIS DE LA COMISIÓN

Primera Petición

En el numeral 1 de la primera petición el OR solicita:

1. Incluir a la base regulatoria de activos eléctricos al inicio del periodo tarifario $BRAE_{j,n,0}$ 916 cantidades de redes de distribución de baja tensión

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 104 de 2019.

asociadas a los transformadores de distribución con capacidades iguales o inferiores a 15KVA.

El OR señala que: *Las 916 cantidades de redes asociadas a la variable NRN_j ($RPP=0$), hacen parte de la inversión puesta en operación en el periodo 2008-2017 (CRIN), calculados y valorados de acuerdo con lo definido en la metodología de remuneración de los activos de nivel de tensión 1 establecida en la Resolución CREG 015 de 2018, la cual a su vez recoge las reglas definidas en su momento en la Resolución CREG 097 de 2008 y en la Circular 013 de 2007.*

En relación con lo señalado por el OR se indica lo siguiente:

- a. De acuerdo con la definición de las variables NTN_j y NRN_j del literal b. del numeral 3.1.1.1.4 de la Resolución CREG 015 de 2018, los transformadores y redes de conexión que atienden a un usuario se deben excluir de dichas variables y por tanto, no hacen parte de la variable $CRIN_{j,1,l}$.
- b. En la definición de activos de nivel de tensión 1 del artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018, modificada por la Resolución CREG 036 de 2019, se hace una excepción y se incluyen únicamente los transformadores de conexión de capacidades iguales o inferiores a 15 kVA para ser remunerados en la base de activos sin incluir en dicha excepción las redes de conexión asociadas con estos transformadores. Por tal razón, en la aprobación de ingresos se incluyeron los transformadores de conexión de esta condición sin incluir las redes de conexión.
- c. La regla general de remuneración de los activos de uso establecida en el numeral 3.1.1.1.4 de la Resolución CREG 015 de 2018 es la misma empleada en las resoluciones CREG 082 de 2002 y 097 de 2008, dirigida a remunerar los activos de uso, es decir aquellos utilizados por dos o más usuarios. En la Resolución CREG 015 de 2018 se hace una excepción que incluye en la remuneración algunos transformadores de conexión, lo cual no es aplicable a las resoluciones previas.
- d. Finalmente se indica que en la Circular CREG 013 de 2007, se solicitó la información de activos de uso de nivel de tensión 1, según lo establecido en la regulación vigente en su momento, que corresponden a aquellos con más de un usuario.

El OR señala que: *De acuerdo con el artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018, modificada por la Resolución CREG 036 de 2019, hacen parte de los activos de nivel de tensión 1, 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, condición esta última de la cual se desprende que las redes de baja tensión asociadas a dichos transformadores de conexión conformen los activos de nivel de tensión 1 en su conjunto tal y como aplica para los activos de uso del mismo nivel de tensión.*

Como se expuso anteriormente, en la definición de activos de nivel de tensión 1 del artículo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018, modificada por la Resolución CREG 036 de 2019, se hace una excepción y se incluyen los transformadores de conexión de capacidades iguales o inferiores a 15 kVA para ser remunerados en la base de

u
RD

JZ H

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 104 de 2019.

activos. Por tal razón, en la aprobación de ingresos se incluyeron los transformadores de conexión de esta condición sin la red de conexión.

El OR señala que: *Para el cálculo del valor del CRIN, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, Numeral 3.1.1.1.4., literal b, se toma el costo medio para valorar los activos de Nivel de Tensión 1, abarcando tanto los transformadores y las redes de distribución.*

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

El OR señala que: *El costo medio utilizado para valorar las redes y los transformadores del nivel de tensión 1 entre el año 2008 y 2017, no ha sido modificado; dicho costo medio, por el método utilizado para su cálculo, refleja las condiciones de los transformadores y las redes de todo el sistema. Por ello, para la definición del costo medio en redes se consideró el número total de redes asociadas a los transformadores de uso, sin ninguna excepción, salvo lo asociado exclusivamente al alumbrado público.*

Al respecto se indica que las metodologías definidas en las resoluciones CREG 082 de 2002 y CREG 097 de 2008 consideran únicamente los activos de uso de nivel de tensión 1. Por lo tanto, el costo medio utilizado no refleja las condiciones de transformadores y redes de todo el sistema como se plantea en el recurso ya que no se tienen en cuenta los activos de conexión.

El OR señala que: *Excluir ahora las redes de transformadores menores o iguales a 15 KVA con un usuario, implica, por lo tanto, desbalancear la remuneración de los activos del Nivel de Tensión 1, toda vez que se están excluyendo unos activos de red pero el costo medio con el que se está valorando los activos de Nivel de Tensión 1 que a juicio de la CREG deben ser remunerados, es igual al calculado considerando el universo de activos de dicho nivel. Bajo este concepto, las redes en cuestión nunca fueron consideradas acometidas.*

La Comisión considera que no existe el desbalance al que se refiere el recurrente, toda vez que, como se señaló anteriormente, la remuneración de los activos de nivel de tensión 1, en las metodologías anteriores, no consideró la inclusión de activos de conexión.

El OR señala que: *Las inversiones realizadas en el nivel de tensión 1 entre 2008 y 2017 fueron producto de la señal regulatoria y la metodología de remuneración vigente en su momento, la cual fue ratificada en la Resolución CREG 015 de 2018, particularmente para el CRIN en el numeral 3.1.1.1.4. Destacamos que, en su mayoría, los activos en discusión corresponden a inversiones ejecutadas con el objetivo de ampliación de cobertura.*

Al respecto se manifiesta que en la Resolución CREG 015 de 2018 se hizo una excepción para permitir, en adelante, la remuneración vía cargos por uso de algunos activos de conexión de nivel de tensión 1, la cual no existía en la Resolución CREG 097 de 2008 ni en la Resolución CREG 082 de 2002.

Con base en lo anterior, no se accede a la solicitud y por este concepto, no se modifica el valor de la variable $BRAE_{j,1,0}$ del artículo 2 de la Resolución CREG 078 de 2019, ni las variables asociadas con la valoración de los activos de nivel de tensión 1.

Sobre el numeral 2 de la primera petición, en la que se solicita:

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 104 de 2019.

- 2 *Incluir a la base regulatoria de activos eléctricos al inicio del periodo tarifario $BRAE_{j,n,0}$ 127 cantidades de redes de distribución duplicadas en el procedimiento de la exclusión aplicado por parte de la CREG.*

Al respecto se revisó la información correspondiente y en efecto se encontró que fueron excluidas 127 redes de nivel de tensión 1 en exceso, por lo cual se atenderá positivamente la solicitud de la empresa.

Con base en lo anterior, se ajusta el valor de la variable $BRAE_{j,1,0}$ de la tabla 1 del artículo 2 de la Resolución CREG 104 de 2019.

Sobre el numeral 3 de la primera petición en la que se solicita:

- 3 *Incluir a la base regulatoria de activos eléctricos al inicio del periodo tarifario $BRAE_{j,n,0}$ la unidad de reserva para conexión al STN del transformador trifásico de 90 MVA, 230/115 kV en servicio en la Subestación Ocaña, el cual fue reconocido por la Resolución CREG 122 de 2009, en cumplimiento de la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.*

Una vez revisada la base regulatoria de activos del nivel de tensión 4 para el primer año del periodo tarifario, efectivamente se encontró que el transformador de conexión de reserva de la subestación Ocaña, no fue incluido en el inventario, por lo cual se accede a la solicitud y se ajusta el valor de la variable $BRAE_{j,4,0}$ del artículo 2 de la Resolución CREG 104 de 2019.

Segunda Petición.

El OR solicita:

1. *Ajustar los nombres, códigos y FPO de los proyectos mencionados en el literal a). del numeral II de los motivos de inconformidad expresados en el presente recurso.*

Respecto de esta petición es necesario comentar lo siguiente, mediante la comunicación radicada en la CREG bajo el número E-2018-013644 del 17 de diciembre de 2018, el OR solicitó la modificación de las fechas de puesta en operación de tres proyectos de inversión de los cuales adjuntó la respectiva comunicación de aprobación de la UPME así:

Tipo Inventario	Código proyecto	Nombre del proyecto	FPO	Concepto UPME aprobado
INVA	PEI0553TYDCE26 - 54250 - 2023 - NT 4 - I	Repotenciación línea Convención - Tibú 115 kV - El Tarra - Año 2023 - Tipo I - Nivel 4	2023	20181520029131
INVA	PEI0553TYDCE26 - 54250 - 2023 - NT 4 - II	Repotenciación línea Convención - Tibú 115 kV - El Tarra - Año 2023 - Tipo II - Nivel 4	2023	20181520029131
INVA	PEI0553TYDCE27 - 54810 -2022-NT 4 - I	Repotenciación línea Planta zulla - Tibú 115 kV - Tibú - Año 2022 - Tipo I - Nivel 4	2022	20181520029131

No obstante, el 22 de agosto de 2019 mediante comunicación radicada en la Comisión bajo el número E-2019-006048, el OR presentó nuevamente su plan de inversiones ajustando los nombres y diferentes FPO de los citados proyectos,

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 104 de 2019.

por lo cual la Comisión hizo uso de esta última información en los cálculos finales lo cual se ve reflejado en la Resolución CREG 104 de 2019.

Analizada la situación, si bien el error no es atribuible a la CREG, esta Comisión considera pertinente realizar el ajuste solicitado por la empresa, con lo cual se modificará el artículo 3 de la Resolución CREG 104 de 2019.

- 2 *Incluir dentro del plan de inversiones aprobado por la CREG los rubros reportados por la Empresa para la implementación y certificación del sistema de gestión de activos, destinados en cumplimiento del numeral 6.3.3.4 de la Resolución CREG 015 de 2018, modificado por el artículo 37 de la Resolución CREG 036 de 2019.*

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

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

Una vez revisada la información reportada por el OR se identificaron inversiones asociadas con sistemas de gestión de activos y otros rubros asociados con gastos para su implementación.

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

Al incluir el valor de las inversiones asociadas con el sistema de gestión de activos en el plan de inversiones del OR, se modifica el valor de las variables aprobadas en los artículos 3 y 5 de la Resolución CREG 104 de 2019.

Tercera Petición

ACLARAR la forma en la cual se llevará a cabo la remuneración de la inversión reportada por la Empresa para la implementación y certificación del sistema de gestión de activos durante el plazo de implementación de este periodo tarifario.

Esa petición quedó resuelta en el numeral anterior, considerando que para la inversión asociada con la implementación del sistema de gestión de activos se crean unidades constructivas especiales.

Cuarta petición

MODIFICAR el Artículo 15 de la Resolución CREG 104 de 2019, excluyendo del balance energético las ventas de energía (salidas) correspondientes a las fronteras embebidas del mercado no regulado y en consecuencia, recalcular el factor $FPI_{j,1}$.

Al incluir en el balance de energía tanto la frontera principal como las fronteras embebidas asociadas, se reducen las pérdidas de energía de manera artificial por cuanto se consideran las ventas de energía en dos (2) oportunidades.

17/11/2019

JZM

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 104 de 2019.

En la información allegada en el recurso de reposición, se reportó la energía correspondiente a tres fronteras principales y sus correspondientes fronteras embebidas lo que permite el recálculo de las energías y por tanto el del factor de pérdidas a reconocer en el nivel de tensión 1. Considerando lo anterior, se accede a la solicitud, se ajusta el valor de la variable $FPI_{j,1}$ y se modifica el artículo 15 de la Resolución CREG 104 de 2019.

Quinta Petición

ACLARAR el costo aprobado de la variable INVNUC establecido en el artículo 18 de la Resolución CREG 104 de 2019.

De acuerdo con el numeral 7.3.2 del capítulo 7 de la Resolución CREG 015 de 2018, el costo total de plan, CTP_j resulta del menor valor entre el valor solicitado por la empresa CPOR_j y el valor determinado por el modelo de costo eficiente CPCE_j. El costo anual del plan de gestión de pérdidas, CAP_j, es entonces la décima parte de dicho valor.

El costo total del plan presentado por el OR, CPOR_j, está compuesto de un lado por lo correspondiente a los gastos de AOM en pérdidas de energía y de otro lado la parte relacionada con inversiones en activos que no son clasificables como UC, variable INVNUC_j.

Analizando estos resultados, se puede observar que el valor solicitado por el OR se ve acotado, es decir la variable CPOR_j es mayor a CPCE_j, y por tanto se cubre en parte el AOM y la variable INVNUC es nula.

Considerando lo anterior, no se considera procedente modificar el valor de la variable INVNUC_j establecido en el artículo 18 de la Resolución CREG 104 de 2019.

Sexta Petición:

ESTABLECER las metas anuales del Plan de reducción de pérdidas aplicables para el periodo tarifario 2019-2023, de conformidad con lo establecido en el literal d) del numeral 7.3 del Capítulo 7 de la Resolución CREG 015 de 2018

Analizada la solicitud se decide incluir un artículo adicional para establecer las metas del plan de reducción de pérdidas conforme con la información entregada por el OR.

Séptima Petición:

Realizar los ajustes a que haya lugar, derivados de las modificaciones solicitadas.

En los temas en los que del análisis realizado se deduce que debe modificarse la Resolución CREG 104 de 2019, se realizan los ajustes pertinentes.

Con base en lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 960 del 27 de noviembre de 2019, acordó expedir esta resolución.

RESUELVE:

Artículo 1. Modificar el artículo 2 de la Resolución CREG 104 de 2019. El artículo 2 de la Resolución CREG 104 de 2019 quedará así:

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 104 de 2019.

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

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

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$BRAE_{j,4,0}$	232.363.951.257
$BRAE_{j,3,0}$	125.415.208.254
$BRAE_{j,2,0}$	631.455.598.024
$BRAE_{j,1,0}$	341.391.346.678

Artículo 2. Modificar el artículo 3 de la Resolución CREG 104 de 2019. El artículo 3 de la Resolución CREG 104 de 2019 quedará así:

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

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

Categoría de activos l	$INVA_{j,4,l,1}$	$INVA_{j,4,l,2}$	$INVA_{j,4,l,3}$	$INVA_{j,4,l,4}$	$INVA_{j,4,l,5}$
$l = 1$	0	0	2.969.039.000	0	0
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	3.312.686.167	3.827.677.843	135.863.001	2.839.877.498	558.336.000
$l = 4$	631.784.000	1.574.064.672	0	1.628.441.000	1.247.929.000
$l = 5$	203.292.000	304.938.000	0	460.977.000	0
$l = 6$	0	0	0	1.314.687.000	212.892.000
$l = 7$	19.452.803.486	0	0	34.415.132.775	32.102.597.131
$l = 8$	0	0	0	0	0
$l = 9$	0	0	0	0	0
$l = 10$	56.518.667	1.301.019.333	28.259.333	137.758.667	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	0	0	2.484.204.000	0
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	1.185.284.586	2.112.174.842	1.388.412.338	3.396.670.092	813.455.892
$l = 4$	405.636.000	832.002.000	229.974.000	967.275.000	711.216.000
$l = 5$	88.620.000	38.019.000	134.352.000	35.448.000	0
$l = 6$	510.009.000	336.241.000	451.497.000	326.151.000	0
$l = 7$	8.435.647.645	1.638.627.872	1.467.418.631	9.728.214.660	158.458.000
$l = 8$	424.356.100	0	0	0	0
$l = 9$	733.434.000	69.456.000	575.346.000	64.914.000	2.760.000
$l = 10$	56.518.667	1.301.019.333	28.259.333	137.758.667	0

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 104 de 2019.

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

Categoría de activos l	$INVA_{j,2,l,1}$	$INVA_{j,2,l,2}$	$INVA_{j,2,l,3}$	$INVA_{j,2,l,4}$	$INVA_{j,2,l,5}$
$l = 1$	1.860.988.000	1.663.888.500	4.156.125.000	1.232.187.500	102.211.500
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	1.314.224.000	1.045.241.000	536.123.000	1.381.948.444	764.095.000
$l = 4$	2.094.025.000	1.935.874.000	2.063.196.000	2.332.580.904	2.161.821.000
$l = 5$	114.399.000	59.553.000	2.046.015.000	1.935.027.000	1.316.304.000
$l = 6$	344.146.000	214.878.000	163.466.000	129.268.000	0
$l = 7$	27.159.221.093	24.713.218.174	23.060.405.022	18.761.556.100	18.043.226.900
$l = 8$	24.106.967	70.043.100	56.034.480	22.776.072	0
$l = 9$	7.997.781.000	2.136.604.000	2.999.021.000	2.112.635.000	1.584.090.000
$l = 10$	56.518.667	1.301.019.333	28.259.333	137.758.667	0

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

Categoría de activos l	$INVA_{j,1,l,1}$	$INVA_{j,1,l,2}$	$INVA_{j,1,l,3}$	$INVA_{j,1,l,4}$	$INVA_{j,1,l,5}$
$l = 11$	7.074.081.000	5.980.959.000	6.996.229.000	5.523.200.000	5.784.703.000
$l = 12$	7.892.286.779	9.162.422.831	10.453.541.401	10.518.131.508	10.863.343.621

Artículo 3. Modificar el artículo 4 de la Resolución CREG 104 de 2019. El artículo 4 de la Resolución CREG 104 de 2019 quedará así:

“Artículo 4. Recuperación de capital de activos de la BRA inicial. El valor de la recuperación de capital reconocida para los activos incluidos en la base regulatoria inicial de activos, $RCBIA_{j,r,1}$, 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
$RCBIA_{j,4,1}$	7.609.945.734
$RCBIA_{j,3,1}$	4.242.477.416
$RCBIA_{j,2,1}$	19.041.515.710
$RCBIA_{j,1,1}$	12.621.793.827

Artículo 4. Modificar el artículo 5 de la Resolución CREG 104 de 2019. El artículo 5 de la Resolución CREG 104 de 2019 quedará así:

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

Tabla 7 Recuperación de capital de activos nuevos

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$RCNA_{j,4,1}$	613.602.734
$RCNA_{j,3,1}$	318.026.313
$RCNA_{j,2,1}$	1.172.258.385
$RCNA_{j,1,1}$	518.626.291

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 104 de 2019.

Artículo 5. Modificar el artículo 7 de la Resolución CREG 104 de 2019. El Artículo 7 de la Resolución CREG 104 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 9 AOM base por nivel de tensión

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$AOMbase_{j,4}$	12.283.094.300
$AOMbase_{j,3}$	6.629.629.171
$AOMbase_{j,2}$	33.379.655.557
$AOMbase_{j,1}$	18.046.440.000

Artículo 6. Modificar el artículo 15 de la Resolución CREG 104 de 2019. El artículo 15 de la Resolución CREG 104 de 2019 quedará así:

“Artículo 15. 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, $FPI_{j,1}$, aplicable al plan de reducción de pérdidas aprobado, es el siguiente:

Variable	Valor
$FPI_{j,1}$	14,65%

Artículo 7. Modificar el artículo 16 de la Resolución CREG 104 de 2019. El artículo 16 de la Resolución CREG 104 de 2019 quedará así:

“Artículo 16. 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 1 Costo de reposición de referencia

Variable	Pesos de diciembre de 2017
CRR_j	1.379.494.159.307
$Crr_{j,4}$	236.028.696.319
$Crr_{j,3}$	127.264.565.806
$Crr_{j,2}$	666.189.752.792
$Crr_{j,1}$	350.011.144.390

Artículo 8. Senda de Reducción de Pérdidas. Las metas anuales de reducción de pérdidas son:

Tabla 2 Senda de Reducción de Pérdidas

Año	1	2	3	4	5
$IPTS_{j,t}$	13,15%	12,79%	12,43%	12,07%	11,71%

Handwritten signature/initials

Handwritten signature/initials

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG 104 de 2019.

Artículo 9. La presente resolución deberá notificarse a Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P. contra lo aquí dispuesto no procede recurso alguno por haber finalizado la actuación administrativa correspondiente a la presentación de recursos previsto en la Ley.

NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Bogotá D.C., 27 NOV. 2019



DIEGO MESA PUYO

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



CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA

Director Ejecutivo

Handwritten mark

Handwritten initials JZ