



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 024 DE 2020

(26 MAR. 2021)

Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por AIR-E S.A.S. E.S.P.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

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

CONSIDERANDO QUE:

Mediante la Resolución CREG 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.

Por medio de las resoluciones CREG 015 de 2019 y 007 de 2020 se modificaron las tasas de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica aprobadas en la Resolución CREG 016 de 2018.

El Plan Nacional de Desarrollo, Ley 1955 de 2019, en su artículo 318, autorizó al Gobierno Nacional para que estableciera un régimen transitorio especial en materia tarifaria para las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica en el mercado que, en su fecha de expedición, atendía la Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.

Mediante Decreto 1645 de 2019, expedido por el Gobierno Nacional, contenido en el Decreto Único Reglamentario para el Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, se reglamentó el mencionado artículo 318 de la Ley 1955 de 2019, y se delegó en la Comisión de Regulación de Energía y Gas la función de establecer el régimen transitorio especial en materia tarifaria para asegurar la sostenibilidad de la prestación eficiente del servicio público domiciliario de energía eléctrica en la región Caribe, conforme con los lineamientos allí dispuestos.

Con fundamento en lo anterior, se expidió la Resolución CREG 010 de 2020, mediante la cual se estableció el régimen transitorio especial en materia tarifaria para la región Caribe.

AA

R

Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por AIR-E S.A.S. E.S.P

AIR-E S.A.S. E.S.P., mediante las comunicaciones radicadas en la CREG bajo los códigos E 2020-004937, E 2020-005024 y E 2020-005827, solicitó la aprobación de los ingresos asociados al Sistema de Transmisión Regional y al Sistema de Distribución Local que opera.

En la comunicación con radicado CREG E-2020-004106 del 1 de mayo de 2020, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 6 de la resolución CREG 010 de 2020, Electricaribe S.A. E.S.P. reportó a la Comisión la información del mercado integrado actualizada a diciembre de 2019.

Mediante Auto con radicado CREG I-2020-002699 del 17 de junio de 2020, se dio inicio a la actuación administrativa, asignada al expediente 2020-0069, durante la cual se surtieron las respectivas aclaraciones y correcciones como respuesta a las etapas probatorias correspondientes. En la comunicación con radicado CREG S-2020-002934 se informó a AIR-E S.A.S. E.S.P sobre el inicio de la actuación administrativa.

Mediante Auto con radicado CREG I-2020-002880 del 15 de julio de 2020 se decretó la práctica de la prueba consistente en la verificación de la información enviada a la CREG por AIR-E S.A.S. E.S.P., con el fin de que la misma se encuentre acorde con los lineamientos requeridos para su análisis.

La empresa AIR-E S.A.S. E.S.P., a través de la comunicación radicada en la CREG bajo el código E-2020-008878, adujo tener inconvenientes en el cálculo del costo eficiente del plan de reducción de pérdidas y solicitó un plazo adicional de 20 días hábiles para la presentación de lo solicitado mediante el numeral 5 del auto de pruebas del 15 de julio de 2020, relacionado con la variable CPCE de que trata el numeral 7.3.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.

En el Auto con radicado CREG I-2020-003078 del 10 de agosto de 2020, por solicitud de la empresa, se extendió por veinte (20) días hábiles adicionales el plazo otorgado para que AIR-E S.A.S. E.S.P. entregara la información solicitada en el numeral 5 del auto del 15 de julio.

AIR-E S.A.S. E.S.P., a través de la comunicación radicada en la CREG bajo los códigos E-2020-009527 y TL-2020-000608, solicitó un plazo adicional de 20 días hábiles para la presentación de lo solicitado mediante los numerales 3 y 4 del auto de pruebas del 15 de julio de 2020, relacionados con la información georreferenciada y el reporte del inventario en unidades constructivas, de que tratan las Circulares CREG 029 de 2018 y CREG 051 de 2018.

Mediante Auto I-2020-003158 del 13 de agosto de 2020 se adicionó el auto I-2020-003078 del 10 de agosto de 2020 para extender el plazo de veinte días hábiles, para que AIR-E S.A.S. E.S.P. entregara la información solicitada en los numerales 3 y 4 del auto del 15 de julio de 2020.

Mediante comunicaciones con radicado CREG E-2020-009698 y E-2020-009701, AIR-E S.A.S. E.S.P. dio respuesta al Auto de pruebas I-2020-002880.

Mediante comunicación con radicado CREG E-2020-011205, AIR-E S.A.S. E.S.P. dio respuesta a las observaciones de los numerales 3 y 4 del Auto de Pruebas I-2020-002880.

En la comunicación con radicado CREG E-2020-011646 del 24 de septiembre de 2020, Electricaribe S.A. E.S.P. modificó la información reportada a la Comisión en la comunicación CREG E-2020-004106 del 1 de mayo de 2020, relacionada con la información del mercado integrado actualizada a diciembre de 2019, la cual es

M

R

Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por AIR-E S.A.S. E.S.P

suministrada en cumplimiento de lo establecido en el artículo 6 de la resolución CREG 010 de 2020.

En el Auto con radicado I-2020-004269 del 13 de noviembre de 2020, se decretó la práctica de la prueba consistente en la verificación de la información relacionada con el inventario de activos enviada a la CREG por AIR-E S.A.S. E.S.P., con el fin de que la misma se encuentre acorde con los lineamientos requeridos para su análisis.

En comunicaciones con radicado CREG E-2020-014487 del 26 de noviembre de 2020 y CREG E-2020-014679 del 30 de noviembre de 2020, AIR-E S.A.S. E.S.P. solicitó la ampliación del plazo dado en el Auto con radicado I-2020-004269 para la remisión del informe aclaratorio de las diferencias encontradas y del ajuste del inventario de los activos solicitados en dicho Auto, hasta el 30 de diciembre de 2020. Posteriormente, en comunicación con radicado CREG E-2020-015534 del 15 de diciembre de 2020, AIR-E S.A.S. E.S.P. solicitó la ampliación del plazo hasta el 30 de enero de 2021.

Mediante comunicación con radicado CREG E-2020-014828 del 2 de diciembre de 2020, en respuesta a solicitud realizada por la Comisión el 11 de noviembre de 2020, XM S.A. E.S.P. entregó la información de las fronteras comerciales registradas ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, correspondientes a AIR-E S.A.S. E.S.P y CaribeMar de la Costa S.A.S. E.S.P.

La UPME envió a esta Comisión, en documento radicado CREG E-2020-014913, copia de una comunicación enviada a AIR-E S.A.S. E.S.P., en la cual se manifiesta lo siguiente en relación con algunas obras incluidas en la Convocatoria UPME STR 02-2019:

Dado que el Operador de Red en su momento renunció a las obras en el marco de la Resolución CREG 024 de 2013 y sus modificaciones, se debe indicar que la ejecución de las referidas obras y todas las demás incluidas en el alcance de la convocatoria UPME STR 02-2019, no pueden estar a cargo del Operador de Red y deben ser ejecutadas por el Inversionista Adjudicatario de dicha convocatoria tal como es su responsabilidad según las disposiciones regulatorias de la CREG y los Documentos de Selección del Inversionista.

Mediante comunicación con radicado CREG S-2021-000206, se solicitó a la empresa informar si alguno de los activos que hacen parte de las convocatorias de la UPME, tanto en la subestación Unión como en otras subestaciones, hacen parte de las unidades constructivas, UC, incluidas en el plan de inversiones presentado a esta Comisión.

En la comunicación con radicado CREG E-2021-001467 del 29 de enero de 2021, la empresa AIR-E S.A.S. E.S.P. dio respuesta al auto de pruebas con radicado I-2020-004269 del 13 de noviembre de 2020.

Mediante la comunicación con radicado CREG E-2021-001481 del 1 de febrero de 2021, AIR-E S.A.S. E.S.P. señala, entre otros, lo siguiente:

Teniendo en cuenta la situación planteada en oficio CREG S-2021-000206 y con el ánimo de que la actuación administrativa continúe con su curso en condiciones normales, se excluirán las unidades constructivas de la Subestación Unión, objeto de controversia de la solicitud de cargos, que tiene como plazo máximo de entrega el día 30 de enero de 2021 de acuerdo con el radicado CREG I-2020005147 fechado 23 de diciembre de 2020.

En comunicación con radicado CREG E-2021-002222, AIR-E S.A.S. E.S.P. dio alcance a la respuesta dada el 29 de enero de 2021 al Auto de Pruebas I-2020-004269, realizando ajustes en la información de la base inicial de activos, el plan de inversiones y algunas UC especiales.

AM

3

Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por AIR-E S.A.S. E.S.P

En relación con las pérdidas de energía, en el documento *Plan Integral de Reducción de Pérdidas Caribe Sol*, que hace parte de la solicitud del OR, se señala lo siguiente:

Teniendo como insumos información suministrada por Electricaribe sobre flujos de energía de Fronteras del sistema segmentado CaribeSol y sus respectivas Ventas SUI con corte a diciembre de 2019, se calcula que el Índice de Pérdidas Totales de energía (IPT%) del sistema CaribeSol alcanza un nivel de 29,14 %, lo que representa un incremento de 3,9% respecto a diciembre de 2018, cuando el índice era de 25,24%. Se estima que probablemente se origina este desmejoramiento del indicador, debido a la poca inversión realizada la cual no ha logrado contener el incremento del índice de pérdidas totales. Sin embargo, se estima que finalizando la vigencia 2020, influenciado por las dinámicas de inversión mencionadas, junto con la afectación de la pandemia que retrasará el inicio de las acciones de este plan, el índice de pérdidas llegará a valores cercanos al 31%, lo que representa una desventaja operativa para el inversionista frente a lo previsto en la Resolución CREG 010 de 2020. Por lo que respetuosamente se solicita al Regulador considerar estas condiciones particulares al momento de evaluar la pertinencia del plan aquí descrito.

Los datos a la fecha de corte, relevantes para este indicador son los siguientes: (...)

Al respecto se señala que no es posible considerar valores o formulas diferentes a los previstos en la metodología definida en las resoluciones CREG 015 de 2018 y CREG 010 de 2020, por lo cual los índices de pérdidas se calcularán con base en la información correspondiente al año 2019 reportada por el OR al SUI.

En la solicitud el OR presenta un índice de pérdidas totales del 29,1% y un índice de pérdidas de nivel de tensión 1 de 37,7%. Para calcular estos índices, la empresa descuenta del consumo facturado y reportado al SUI un volumen de energía denomina CSMO_DBDO, según el archivo *Soporte Plan de Pérdidas CARIBESOL Vf.xlsx*, que hace parte de los soportes de la solicitud.

Para la aplicación del numeral 7.3.7.2 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, se requiere la información de ventas de energía en el sistema del OR reportadas al SUI, que corresponden a la variable $EsVSFC_{j,n,m}$, la cual se define de la siguiente manera:

7.3.7.2 Energía de salida para cada nivel de tensión

La energía de salida en cada uno de los niveles de tensión del sistema del OR j, se calcula como: (...)

$EsVSFC_{j,n,m}$: Ventas de energía en el sistema del OR j, en el nivel de tensión n, durante el mes m. Corresponde a las ventas de energía eléctrica, en kWh, de usuarios regulados del comercializador incumbente, que es facturado y reportado al SUI. Este valor incluye la energía puesta al cobro de facturación individual, cuando existe la medición individual en áreas especiales, y la energía puesta al cobro medida en el macromedidor cuando hay facturación comunitaria. También incluye la energía entregada a los auxiliares de las subestaciones. (...)

En correo electrónico del 5 de septiembre de 2020, enviado por la Dirección técnica de gestión de energía de la SSPD, en respuesta a solicitud de esta Comisión, se suministró información de los consumos facturados que fueron reportados al SUI para el mercado de comercialización de Electricaribe S.A. E.S.P. de enero de 2017 hasta julio de 2020.

El 13 de noviembre de 2020, la Comisión realizó otra consulta a la base de datos del SUI sobre la información de consumos facturados para el mercado de Electricaribe en el 2019, encontrando que los valores corresponden con los de las consultas realizadas previamente, así como con la información entregada por la SSPD en el correo electrónico del 5 de septiembre de 2020. Con base en esta información, y aplicando la metodología definida en la Resolución CREG 015 de

M

R

Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por AIR-E S.A.S. E.S.P

2018, se calculó un índice de pérdidas totales del 19,5% y un índice de pérdidas de nivel de tensión 1 de 23,3%.

En comunicación con radicado CREG S-2020-006964 del 23 de diciembre de 2020, se solicitó a la SSPD indicar si, a la fecha, la información de consumo facturado del año 2019 para el mercado de Electricaribe reportada en el correo del 5 de septiembre de 2020 seguía estando vigente o había sido modificada.

En comunicación con radicado CREG E-2021-002674 del 1 de marzo de 2021, la SSPD dio respuesta a la solicitud de la Comisión indicando lo siguiente:

(...) La información remitida en su momento por la SSPD fue extraída de los Formatos 2 y 3 del SUI, definidos a través de la Resolución SSPD 8055 de 2010 y que corresponde a la información de facturación de los comercializadores de energía eléctrica.

Aclarado lo anterior, informamos que a través del radicado SSPD 20205292019672 del 24 de septiembre de 2020, Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. solicitó la reversión de los Formatos 2 y 3 de los años 2018 y 2019 a la Dirección Técnica de Gestión de Energía argumentando lo siguiente:

(...) En atención a la comunicación de la SSPD N° 20202200891681, donde la SSPD reporte a la solicitud elevada por Electricaribe en referencia al reporte del consumo distribuido comunitario reportado al SUI en los formatos de información comercial 2 y 3, y su impacto en el cálculo de los indicadores de pérdidas de referencia para los mercados resultantes de Caribesol y CaribeMar que serán calculados por el LAC, encuentra necesario solicitar a la SSPD la reversión de los formatos 2 y 3 mencionados para los años 2018 y 2019.” (...)

Una vez cumplidas las verificaciones pertinentes y realizada una visita por parte de un equipo de profesionales de la DTGE a las instalaciones de la empresa, a través del radicado SSPD 20202201131651 del 10 de noviembre de 2020 la Entidad aprobó la reversión de los Formatos 2 y 3 para los años 2018 y 2019. Así mismo, una vez verificado el estado de cargue de la información, a la fecha ya se cuenta con la información nuevamente certificada por parte de Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.

Con base en la comunicación de la SSPD, el 12 de marzo de 2021 se realizó una nueva consulta a la base de datos del SUI sobre el consumo facturado durante el año 2019 en el mercado de Electricaribe, y se encontró que los valores de ventas en esta consulta son menores que los de las consultas previas.

La información de consumo facturado para el período 2012 – 2016, que es empleada para determinar el factor de eficiencia utilizado para determinar el AOM base no fue modificado, por lo cual, para determinar este factor se empleó la información disponible en el SUI.

Teniendo en cuenta que en el numeral 7.3.7.2 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 se establece que la variable $EsVSFC_{j,n,m}$ corresponde a las ventas de energía eléctrica de usuarios regulados del comercializador incumbente, que es facturado y reportado al SUI, y que este sistema es la fuente oficial de información del sector, para calcular las pérdidas de energía en aplicación de la metodología definida en las resoluciones CREG 015 de 2018 y 010 de 2020, la Comisión utiliza la información disponible en el SUI en marzo de 2021. Con base en esta información, y aplicando la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018, se calculó un índice de pérdidas totales de 27,2% y un índice de pérdidas de nivel de tensión 1 de 35,1%.

En el documento 017 de 2021 se encuentra el soporte de esta resolución, el cual incluye, entre otros, los criterios de revisión de la información, las diferencias identificadas, la información utilizada, los inventarios aprobados, las memorias de cálculo y demás consideraciones empleadas para calcular los valores, variables, factores, indicadores e índices que se aprueban en la presente resolución.

Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por AIR-E S.A.S. E.S.P

Con base en lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1085 del 26 de marzo de 2021, acordó expedir esta resolución.

RESUELVE:

Artículo 1. Ámbito de aplicación. En esta resolución se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por AIR-E S.A.S. E.S.P., en aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018 y el régimen transitorio especial en materia tarifaria definido en la Resolución CREG 010 de 2020.

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

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

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$BRAE_{j,4,0}$	728.881.266.297
$BRAE_{j,3,0}$	265.099.133.436
$BRAE_{j,2,0}$	881.778.672.488
$BRAE_{j,1,0}$	440.218.976.165

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	11.694.182.000	0
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	14.013.802.656	3.737.273.000	30.426.672.000	14.441.271.739	15.813.415.514
$l = 4$	3.131.965.000	1.514.427.000	3.452.028.000	3.134.848.504	4.931.377.000
$l = 5$	1.399.042.798	304.938.000	2.846.088.000	1.423.044.000	1.016.460.000
$l = 6$	9.501.678.949	9.227.488.898	5.277.881.975	7.035.658.975	7.590.128.975
$l = 7$	4.788.122.466	0	17.573.318.854	4.625.469.000	8.062.081.700
$l = 8$	0	0	1.286.724.600	37.743.921.600	0
$l = 9$	0	0	0	0	0
$l = 10$	13.064.174.452	10.331.013.958	1.875.838.557	3.093.703.488	4.576.062.053

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

Categoría de activos l	$INVA_{j,3,l,1}$	$INVA_{j,3,l,2}$	$INVA_{j,3,l,3}$	$INVA_{j,3,l,4}$	$INVA_{j,3,l,5}$
$l = 1$	3.124.042.273	1.698.334.500	5.268.857.167	0	3.048.354.000
$l = 2$	701.022.784	0	0	0	0
$l = 3$	10.729.266.000	25.603.374.000	8.399.615.000	15.162.932.034	21.660.145.000
$l = 4$	3.323.423.000	5.097.547.000	1.925.047.000	2.767.571.558	2.802.064.000
$l = 5$	141.792.000	653.260.000	264.596.000	88.620.000	193.700.000
$l = 6$	1.069.090.000	3.380.158.000	390.370.000	1.365.184.000	1.309.407.000
$l = 7$	17.895.606.207	10.950.316.758	7.688.973.934	13.921.250.958	34.219.764.800
$l = 8$	1.434.009.262	2.420.523.089	419.099.569	1.608.778.500	0

Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por AIR-E S.A.S. E.S.P

Categoría de activos l	$INVA_{j,3,l,1}$	$INVA_{j,3,l,2}$	$INVA_{j,3,l,3}$	$INVA_{j,3,l,4}$	$INVA_{j,3,l,5}$
$l = 9$	721.580.586	4.237.358.000	5.080.000	22.860.000	43.180.000
$l = 10$	13.064.174.452	10.331.013.958	1.875.838.557	3.093.703.488	4.576.062.053

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

Categoría de activos l	$INVA_{j,2,l,1}$	$INVA_{j,2,l,2}$	$INVA_{j,2,l,3}$	$INVA_{j,2,l,4}$	$INVA_{j,2,l,5}$
$l = 1$	29.889.212.827	12.299.421.100	22.087.022.833	9.109.706.500	13.244.011.500
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	25.925.471.000	7.596.517.000	6.410.847.000	13.653.146.000	4.994.305.000
$l = 4$	11.010.422.579	5.231.452.018	8.046.407.140	9.010.843.467	5.559.271.224
$l = 5$	2.517.558.000	1.689.271.000	83.565.000	364.621.000	77.562.000
$l = 6$	3.164.656.250	2.684.152.000	1.793.226.000	2.391.057.000	2.996.350.000
$l = 7$	73.127.375.436	45.364.904.503	98.084.795.400	105.075.632.383	89.439.689.574
$l = 8$	14.499.720.705	8.148.421.214	10.399.431.895	15.164.218.219	17.351.068.801
$l = 9$	26.013.734.481	20.802.032.550	21.851.874.411	14.997.308.895	6.746.599.172
$l = 10$	13.064.174.452	10.331.013.958	1.875.838.557	3.093.703.488	4.576.062.053

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

Categoría de activos l	$INVA_{j,1,l,1}$	$INVA_{j,1,l,2}$	$INVA_{j,1,l,3}$	$INVA_{j,1,l,4}$	$INVA_{j,1,l,5}$
$l = 11$	24.721.985.000	0	24.092.388.000	25.953.645.000	20.836.018.000
$l = 12$	13.828.846.785	875.881.645	23.576.536.291	28.686.158.193	28.994.125.610

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
$RCBIA_{j,4,1}$	24.229.664.069
$RCBIA_{j,3,1}$	8.949.628.230
$RCBIA_{j,2,1}$	26.023.317.522
$RCBIA_{j,1,1}$	21.117.694.295

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

Tabla 7 Recuperación de capital de activos nuevos

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$RCNA_{j,4,1}$	2.425.082.743
$RCNA_{j,3,1}$	2.583.221.532
$RCNA_{j,2,1}$	6.971.638.023
$RCNA_{j,1,1}$	1.411.669.094

Artículo 6. Base regulatoria de terrenos. El valor de la base regulatoria de terrenos, $BRT_{j,n,1}$, del año 1, para los niveles de tensión 4, 3 y 2, es el siguiente:

AM

2

Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por AIR-E S.A.S. E.S.P

Tabla 8 Base regulatoria de terrenos

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$BRT_{j,4,1}$	140.458.320
$BRT_{j,3,1}$	138.407.228
$BRT_{j,2,1}$	7.407.995

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

Tabla 9 AOM base por nivel de tensión, pesos de diciembre de 2017

Variable	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
$AOMbase_{j,4}$	48.836.375.698	48.836.375.698	48.836.375.698	40.696.979.748	30.166.128.329
$AOMbase_{j,3}$	17.762.125.982	17.762.125.982	17.762.125.982	14.801.771.651	10.971.628.506
$AOMbase_{j,2}$	59.080.781.087	59.080.781.087	59.080.781.087	49.233.984.239	36.494.076.363
$AOMbase_{j,1}$	29.495.475.194	29.495.475.194	29.495.475.194	24.579.562.662	18.219.294.063

Artículo 8. Factor ambiental para las nuevas inversiones. El valor del factor ambiental para las nuevas inversiones, $fAMB_j$, es el siguiente:

Tabla 10 Factor ambiental para nuevas inversiones

Variable	Valor
$fAMB_j$	1,0510

Artículo 9. Indicadores de referencia de calidad media. Los indicadores de referencia de la calidad media $SAIDI_{R_j}$ y $SAIFI_{R_j}$, son los siguientes:

Tabla 11 Indicadores de referencia de calidad media

Variable	Unidad	Valor
$SAIDI_{R_j}$	Horas	115,430
$SAIFI_{R_j}$	Veces	92,648

Artículo 10. Metas anuales de calidad media para el indicador de duración de eventos. Las metas anuales de calidad media para el indicador de duración de eventos, $SAIDI_{M_{j,t}}$, son las siguientes:

Tabla 12 Metas anuales de calidad media para el indicador de duración, horas

Año del período tarifario	$SAIDI_{M_{j,t}}$	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
$t=1$	106,195	105,664	106,726
$t=2$	97,700	97,211	98,188
$t=3$	89,884	89,434	90,333
$t=4$	82,693	82,280	83,107
$t=5$	76,078	75,697	76,458

Artículo 11. Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia de eventos. Las metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia de eventos, $SAIFI_{M_{j,t}}$, son las siguientes:

21

2

Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por AIR-E S.A.S. E.S.P

Tabla 13 Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia, veces

Año del período tarifario	SAIFI_M _{j,t}	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
t=1	85,236	84,810	85,662
t=2	78,417	78,025	78,809
t=3	72,144	71,783	72,504
t=4	66,372	66,040	66,704
t=5	61,062	60,757	61,368

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

Tabla 14 DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	111,08	136,03	277,71
Riesgo 2	110,65	164,76	360,00
Riesgo 3	-	-	-

Tabla 15 DIUG nivel de tensión 1, horas

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	128,30	191,82	332,44
Riesgo 2	164,78	251,39	360,00
Riesgo 3	-	-	360,00

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

Tabla 16 FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	124	126	341
Riesgo 2	122	141	360
Riesgo 3	-	-	-

Tabla 17 FIUG nivel de tensión 1, veces

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	130	134	258
Riesgo 2	134	192	344
Riesgo 3	-	-	360

Artículo 14. Índices de referencia pérdidas eficientes. Los índices de pérdidas eficientes, $Pe_{j,n}$, en los niveles de tensión 3, 2 y 1, son los siguientes:

Tabla 18 Índice de pérdidas eficientes

Variable	Valor
$Pe_{j,3}$	2,68%
$Pe_{j,2}$	2,20%
$Pe_{j,1}$	11,67%

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:

[Handwritten signature]

Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por AIR-E S.A.S. E.S.P

Tabla 19 Costo de reposición de referencia

Variable	Pesos de diciembre de 2017
CRR_j	2.449.389.505.279
$Crr_{j,4}$	748.373.592.887
$Crr_{j,3}$	290.072.746.951
$Crr_{j,2}$	924.658.403.190
$Crr_{j,1}$	486.284.762.252

Artículo 16. Índice de pérdidas de energía en el nivel de tensión 1 al inicio del plan. El índice de pérdidas de energía en el nivel de tensión 1 al inicio del plan, $PT_{j,1,0}$, empleado para calcular el valor de pérdidas de energía de transición, $Ptr_{j,1,t}$, es el siguiente:

Tabla 20 Índice de pérdidas de energía de nivel de tensión 1 al inicio del plan

Variable	Valor
$PT_{j,1,0}$	35,05%

Artículo 17. Senda de reducción de pérdidas. El índice de pérdidas totales del mercado al inicio del plan, $IPT_{j,0}$, y el índice de pérdidas totales al final de la senda son los siguientes:

Tabla 21 Índices de referencia para la senda de reducción de pérdidas

Variable	Valor
$IPT_{j,0}$	27,21%
$IPTS_{j,10}$	13.46%

Artículo 18. Costo anual del plan de gestión de pérdidas. El costo anual del plan de gestión de pérdidas, CAP_j , es el siguiente:

Tabla 22 Costo anual del plan de gestión de pérdidas

Variable	Pesos de diciembre de 2017
CAP_j	23.956.003.032

Artículo 19. Costo de las inversiones en activos que no son clasificables como UC. El costo de las inversiones en activos que no son clasificables como unidades constructivas, $INVNUC_j$, es el siguiente:

Tabla 23 Costo anual de inversiones en activos no clasificables como UC

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$INVNUC_j$	106.059.000.000

Artículo 20. Valor anual por concepto de conexiones al sistema de otro OR. El valor anual por concepto de conexiones al sistema de otros OR en los niveles de tensión 3 y 2, $O_{j,n}$, es el siguiente:

Tabla 24 Valor anual por concepto de conexiones al sistema de otro OR

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$O_{j,3}$	3.410.908.896

Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por AIR-E S.A.S. E.S.P

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$O_{j,2}$	0

Artículo 21. Conformación del STR. Los activos de nivel de tensión 4 del mercado de comercialización atendido por AIR-E S.A.S. E.S.P hacen parte del STR NORTE.

Artículo 22. La presente Resolución deberá notificarse al representante legal de AIR-E S.A.S. E.S.P y publicarse en el *Diario Oficial*. Contra lo dispuesto en este acto procede el recurso de reposición, el cual se podrá interponer ante la Dirección Ejecutiva de la CREG dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de su notificación.

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Bogotá D.C., 26 MAR. 2021



DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo