



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 025 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 CARIBEMAR DE LA COSTA 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.

dm

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 CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.

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.

CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P., mediante comunicación radicada en la CREG bajo el código E-2020-010783, 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-2020-003704 del 23 de septiembre de 2020 se dio inicio a la actuación administrativa, asignada al expediente 2020-0126, durante la cual se surtieron las respectivas aclaraciones y correcciones como respuesta a las etapas probatorias correspondientes. En la comunicación con radicado CREG S-2020-005363 se informó a CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P sobre el inicio de la actuación administrativa.

Mediante Auto con radicado CREG I-2020-003912 del 08 de octubre de 2020 se decretó la práctica de la prueba consistente en la verificación de la información enviada a la CREG por CARIBEMAR DE LA COSTA 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 CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P, a través de la comunicación radicada en la CREG bajo el código E-2020-013953, adujo tener inconvenientes técnicos con la recepción del auto de pruebas debido a la implementación de la migración de cuentas de correo a nuevos dominios de la empresa, por lo cual solicitó un plazo adicional hasta el 04 de diciembre de 2020 para la presentación de lo solicitado.

En el Auto con radicado CREG I-2020-004375 del 17 de noviembre de 2020, por solicitud de la empresa, se extendió por diez (10) días hábiles adicionales el plazo otorgado para que CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. entregara la información solicitada en el auto con radicado CREG I-2020-003912.

Mediante comunicación con radicado CREG E-2020-014979, CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P dio respuesta al Auto de pruebas I-2020-003912.

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

En Auto con radicado I-2020-005198 del 24 de diciembre de 2020, se decretó una segunda práctica de pruebas consistente en la verificación de la información relacionada con la información de activos de los niveles de tensión 2, 3 y 4 de la base inicial de activos enviada a la CREG por CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P, para que la empresa aclarara las diferencias encontradas y reportara los ajustes necesarios, con el fin de que dicha información se encuentre acorde con los lineamientos requeridos para su análisis.

JM

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 CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.

En comunicación con radicado CREG E-2021-000720 del 19 de enero de 2021 CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. envió respuesta al auto del 24 de diciembre de 2020.

En el Auto con radicado I-2021-000043 del 15 de enero de 2021, se decretó una tercera práctica de pruebas, consistente en la verificación de la información relacionada con el inventario de activos de nivel de tensión 1 y el plan de inversiones enviados a la CREG por CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P., para que la empresa aclarara las diferencias encontradas y reportara los ajustes pertinentes.

En comunicación con radicado CREG E-2021-001763 del 08 de febrero de 2021 CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. complementó la respuesta al auto de pruebas del 15 de enero de 2021, con información relacionada con activos de nivel de tensión 1 y con el plan de inversión.

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.

En la solicitud el OR presenta un índice de pérdidas totales de 27% y un índice de pérdidas de nivel de tensión 1 de 32,5%. Para calcular estos índices, la empresa descuenta del consumo facturado y reportado al SUI un volumen de energía denomina CSMO_DBDO, según el archivo *Anexo 5 flujo energía 2018 - 2019.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 de enero de 2017 hasta julio de 2020.

El 13 de noviembre de 2020, la Comisión realizó una 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 2018, se calculó un índice de pérdidas totales del 19,7% y un índice de pérdidas de nivel de tensión 1 de 22,8%.

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 CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.

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 BDD 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 25,5% y un índice de pérdidas de nivel de tensión 1 de 31%.

En el documento 18 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.

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.

M

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 CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.

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 CARIBEMAR DE LA COSTA 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
$BRAE_{j,4,0}$	920.104.978.971
$BRAE_{j,3,0}$	462.753.737.063
$BRAE_{j,2,0}$	1.355.812.263.641
$BRAE_{j,1,0}$	558.616.882.107

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	$INVA_{j,4,l,1}$	$INVA_{j,4,l,2}$	$INVA_{j,4,l,3}$	$INVA_{j,4,l,4}$	$INVA_{j,4,l,5}$
$l = 1$	1.495.798.732	5.933.894.000	183.780.149	15.195.298.000	0
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	14.875.411.085	9.129.614.681	14.858.145.000	22.325.976.670	6.407.656.575
$l = 4$	2.401.495.517	3.237.455.133	2.931.477.675	1.649.730.000	2.667.897.000
$l = 5$	1.660.218.000	1.321.398.000	1.219.752.000	813.168.000	237.174.000
$l = 6$	10.485.916.924	8.815.585.000	10.638.783.666	3.911.068.000	7.817.437.997
$l = 7$	22.547.173.393	12.535.579.310	7.191.764.671	10.667.006.543	3.697.626.000
$l = 8$	5.779.434.500	2.874.763.550	1.064.537.500	0	0
$l = 9$	0	0	0	0	0
$l = 10$	764.670.064	318.784.952	3.696.289.844	475.512.399	618.411.151

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

Categoría de activos l	$INVA_{j,3,l,1}$	$INVA_{j,3,l,2}$	$INVA_{j,3,l,3}$	$INVA_{j,3,l,4}$	$INVA_{j,3,l,5}$
$l = 1$	8.550.951.940	11.893.254.131	5.795.650.500	15.271.015.992	1.200.597.000
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	34.758.823.772	21.660.871.822	49.706.547.516	27.492.769.774	28.747.482.000
$l = 4$	6.305.021.000	5.166.628.674	11.110.436.302	4.903.150.054	6.514.274.000
$l = 5$	708.960.000	635.536.000	1.187.508.000	714.868.000	1.066.820.000
$l = 6$	3.825.614.000	3.232.476.000	8.789.784.000	3.865.112.000	5.694.980.000
$l = 7$	25.152.940.619	28.946.297.391	66.733.270.692	15.582.423.068	43.251.697.587
$l = 8$	858.914.991	416.063.938	1.902.932.379	1.190.107.658	2.450.089.868
$l = 9$	1.801.099.000	2.054.663.000	658.089.000	177.151.000	230.798.000
$l = 10$	764.670.064	318.784.952	3.696.289.844	475.512.399	618.411.151

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 CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.

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

Categoría de activos l	$INVA_{j,2,l,1}$	$INVA_{j,2,l,2}$	$INVA_{j,2,l,3}$	$INVA_{j,2,l,4}$	$INVA_{j,2,l,5}$
$l = 1$	15.664.940.060	15.008.219.369	19.050.193.900	24.523.128.608	10.252.571.400
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	14.138.511.000	5.934.593.000	15.212.444.000	9.465.495.000	20.962.330.000
$l = 4$	11.164.052.140	10.642.451.270	10.451.628.037	8.238.179.028	9.771.543.449
$l = 5$	5.895.019.000	976.014.000	1.640.088.000	1.019.251.000	1.593.367.000
$l = 6$	4.369.024.000	2.387.912.000	3.864.532.000	2.261.789.000	3.852.765.000
$l = 7$	148.673.778.734	122.290.725.896	129.921.441.446	95.542.265.276	118.707.856.109
$l = 8$	16.518.699.549	12.123.623.967	19.451.903.392	21.506.563.340	20.538.923.994
$l = 9$	46.047.288.000	11.872.124.000	9.190.408.000	3.053.431.000	5.325.427.000
$l = 10$	764.670.064	318.784.952	3.696.289.844	475.512.399	618.411.151

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

Categoría de activos l	$INVA_{j,1,l,1}$	$INVA_{j,1,l,2}$	$INVA_{j,1,l,3}$	$INVA_{j,1,l,4}$	$INVA_{j,1,l,5}$
$l = 11$	32.126.942.000	35.767.901.000	34.966.351.000	32.909.763.000	34.754.956.000
$l = 12$	22.044.848.900	31.162.556.328	31.730.264.838	28.508.966.261	33.642.607.484

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
$RCBIA_{j,4,1}$	29.774.126.147
$RCBIA_{j,3,1}$	14.845.735.079
$RCBIA_{j,2,1}$	40.568.941.732
$RCBIA_{j,1,1}$	28.521.255.975

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
$RCNA_{j,4,1}$	1.728.186.777
$RCNA_{j,3,1}$	2.732.745.364
$RCNA_{j,2,1}$	7.442.428.666
$RCNA_{j,1,1}$	1.953.229.116

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:

Tabla 8 Base regulatoria de terrenos

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$BRT_{j,4,1}$	244.983.061

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 CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$BRT_{j,3,1}$	82.387.183
$BRT_{j,2,1}$	146.912.333

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
$AOMbase_{j,4}$	61.648.713.601	61.648.713.601	61.648.713.601	51.373.928.001	38.080.282.970
$AOMbase_{j,3}$	31.005.345.320	31.005.345.320	31.005.345.320	25.837.787.767	19.151.937.719
$AOMbase_{j,2}$	90.841.897.227	90.841.897.227	90.841.897.227	75.701.581.022	56.112.852.156
$AOMbase_{j,1}$	37.428.351.074	37.428.351.074	37.428.351.074	31.190.292.561	23.119.415.098

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
$fAMB_j$	1,0259

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	121,853
$SAIFI_{R_j}$	Veces	105,672

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
$t=1$	112,105	111,545	112,666
$t=2$	103,137	102,621	103,652
$t=3$	94,886	94,411	95,360
$t=4$	87,295	86,858	87,731
$t=5$	80,311	79,910	80,713

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:

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
$t=1$	97,218	96,732	97,704

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 CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.

Año del período tarifario	SAIFI $M_{j,t}$	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
$t=2$	89,441	88,994	89,888
$t=3$	82,286	81,874	82,697
$t=4$	75,703	75,324	76,081
$t=5$	69,647	69,298	69,995

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	-	-	61,88
Riesgo 2	50,11	209,11	201,86
Riesgo 3	47,35	226,57	274,82

Tabla 15 DIUG nivel de tensión 1, horas

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	248,86	360,00
Riesgo 2	80,92	254,20	360,00
Riesgo 3	82,25	242,20	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	-	-	127
Riesgo 2	71	148	214
Riesgo 3	52	177	296

Tabla 17 FIUG nivel de tensión 1, veces

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	149	235
Riesgo 2	76	212	317
Riesgo 3	72	240	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:

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 CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.

Tabla 19 Costo de reposición de referencia

Variable	Pesos de diciembre de 2017
CRR_j	3.485.735.526.003
$Crr_{j,4}$	942.290.307.013
$Crr_{j,3}$	487.678.212.191
$Crr_{j,2}$	1.425.410.229.288
$Crr_{j,1}$	630.356.777.512

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
$PT_{j,1,0}$	31,04%

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, $IPTS_{j,9}$, son los siguientes:

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

Variable	Valor
$IPT_{j,0}$	25,46%
$IPTS_{j,10}$	13,10%

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	38.139.353.222

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
$INVNUC_j$	54.383.902.602

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
$O_{j,3}$	0

[Handwritten signature]

[Handwritten mark]

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 CARIBEMAR DE LA COSTA 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 CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. hacen parte del STR NORTE.

Artículo 22. La presente Resolución deberá notificarse al representante legal de CARIBEMAR DE LA COSTA 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