



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 141 DE 2019

(18 OCT. 2019)

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 la Compañía Energética de Occidente 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 y 036 de 2019.

Por medio de la Resolución CREG 015 de 2019 se modificó la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica, aprobada en la Resolución CREG 016 de 2018.

La Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P., mediante comunicación con radicado CREG E 2018-009397 del 17 de septiembre de 2018, solicitó la aprobación de los ingresos asociados con el sistema de transmisión regional y el sistema de distribución local que opera.

Mediante Auto del 19 de septiembre de 2018 se dio inicio a la actuación administrativa, asignada al expediente 2018-0149, durante la cual se surtieron las respectivas aclaraciones y correcciones como respuesta a las etapas probatorias correspondientes.

En el documento 098 de 2019 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.

J2
46

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 la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P.

Con base en lo anterior, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 953 del 18 de octubre de 2019, 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 la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P., en aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018.

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
$BRAE_{j,4,0}$	147.375.084.322
$BRAE_{j,3,0}$	174.962.357.118
$BRAE_{j,2,0}$	471.574.992.270
$BRAE_{j,1,0}$	207.819.822.884

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	8.907.117.000	0
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	0	1.107.595.399	182.471.949	1.992.342.803	421.070.790
$l = 4$	47.886.000	580.310.000	23.943.000	379.309.000	0
$l = 5$	0	203.292.000	0	101.646.000	101.646.000
$l = 6$	0	0	0	0	0
$l = 7$	0	0	0	0	709.923.200
$l = 8$	0	0	0	0	0
$l = 9$	0	0	0	0	0
$l = 10$	0	3.870.441.667	197.815.333	169.556.000	423.890.000

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	2.888.490.000	2.888.490.000	0
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	2.452.576.868	603.746.340	1.335.103.000	558.479.944	770.531.000
$l = 4$	666.606.000	711.216.000	298.146.000	26.085.000	592.008.000
$l = 5$	235.827.000	53.172.000	282.030.000	391.508.000	218.103.000
$l = 6$	41.345.000	106.521.223	97.915.287	697.620.464	99.769.187

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 la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P.

Categoría de activos l	$INVA_{j,3,1,1}$	$INVA_{j,3,1,2}$	$INVA_{j,3,1,3}$	$INVA_{j,3,1,4}$	$INVA_{j,3,1,5}$
$l = 7$	3.966.696.225	963.911.470	5.471.998.468	2.201.168.375	3.235.572.300
$l = 8$	734.230.360	124.016.530	92.366.400	0	256.232.500
$l = 9$	1.668.161.000	285.069.000	784.556.000	150.763.000	832.502.000
$l = 10$	0	3.870.441.667	197.815.333	169.556.000	423.890.000

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

Categoría de activos l	$INVA_{j,2,1,1}$	$INVA_{j,2,1,2}$	$INVA_{j,2,1,3}$	$INVA_{j,2,1,4}$	$INVA_{j,2,1,5}$
$l = 1$	442.862.750	0	2.038.879.000	260.526.000	913.929.000
$l = 2$	0	0	0	0	0
$l = 3$	651.867.000	0	1.845.397.000	2.030.099.000	857.526.000
$l = 4$	1.136.772.000	528.891.000	786.495.000	557.949.000	95.525.000
$l = 5$	317.070.000	373.212.000	224.091.000	125.109.000	168.190.000
$l = 6$	126.123.000	0	36.866.830	36.866.830	36.866.830
$l = 7$	356.110.000	1.555.118.400	2.150.530.760	2.934.429.800	4.437.546.640
$l = 8$	0	0	0	0	0
$l = 9$	6.353.577.000	6.083.654.000	1.060.057.000	2.010.445.000	1.835.421.000
$l = 10$	0	3.870.441.667	197.815.333	169.556.000	423.890.000

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

Categoría de activos l	$INVA_{j,1,1,1}$	$INVA_{j,1,1,2}$	$INVA_{j,1,1,3}$	$INVA_{j,1,1,4}$	$INVA_{j,1,1,5}$
$l = 11$	292.915.000	63.985.000	63.985.000	63.985.000	63.985.000
$l = 12$	7.579.273.328	8.807.532.618	8.809.385.687	8.264.479.324	12.391.669.805

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
$RCBIA_{j,4,1}$	4.766.573.721
$RCBIA_{j,3,1}$	6.195.635.203
$RCBIA_{j,2,1}$	14.158.687.407
$RCBIA_{j,1,1}$	8.833.151.387

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
$RCNA_{j,4,1}$	4.884.372
$RCNA_{j,3,1}$	302.448.049
$RCNA_{j,2,1}$	353.186.624

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 la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P.

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$RCNA_{j,1,1}$	232.832.612

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
$BRT_{j,4,1}$	15.732.436
$BRT_{j,3,1}$	83.020.735
$BRT_{j,2,1}$	1.837.212

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
$AOMbase_{j,4}$	5.611.186.959
$AOMbase_{j,3}$	6.661.550.024
$AOMbase_{j,2}$	17.954.835.846
$AOMbase_{j,1}$	7.912.571.418

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
$fAMB_j$	1,000

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	48,484
$SAIFI_{R_j}$	Veces	23,372

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 periodo tarifario	$SAIDI_{M_{j,t}}$	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
$t=1$	44,605	44,382	44,828
$t=2$	41,037	40,832	41,242

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 la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P.

Año del periodo tarifario	SAIDI $M_{j,t}$	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
$t=3$	37,754	37,565	37,943
$t=4$	34,734	34,560	34,907
$t=5$	31,955	31,795	32,115

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 periodo tarifario	SAIFI $M_{j,t}$	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
$t=1$	21,502	21,395	21,610
$t=2$	19,782	19,683	19,881
$t=3$	18,200	18,109	18,291
$t=4$	16,744	16,660	16,827
$t=5$	15,404	15,327	15,481

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	4,12	32,66	19,76
Riesgo 2	-	22,52	43,72
Riesgo 3	-	-	-

Tabla 15 DIUG nivel de tensión 1, horas

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	10,05	75,02	130,37
Riesgo 2	-	49,30	188,92
Riesgo 3	-	-	-

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	7	28	12
Riesgo 2	-	17	24
Riesgo 3	-	-	-

Tabla 17 FIUG nivel de tensión 1, veces

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	10	35	50
Riesgo 2	-	34	70
Riesgo 3	-	-	-

Handwritten signature/initials.

Handwritten signature/initials.

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 la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P.

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
$Pe_{j,3}$	1,51%
$Pe_{j,2}$	1,10%
$Pe_{j,1}$	8,66%

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:

Tabla 19 Índice de pérdidas eficientes

Variable	Valor
$FPI_{j,1}$	8,66%

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 20 Costo de reposición de referencia

Variable	Pesos de diciembre de 2017
CRR_j	1.040.679.869.428
$Crr_{j,4}$	147.134.096.406
$Crr_{j,3}$	175.921.662.790
$Crr_{j,2}$	494.886.033.120
$Crr_{j,1}$	222.738.077.112

Artículo 17. Costo anual del plan de gestión de pérdidas. El costo anual del plan de gestión de pérdidas, CAP_j , es el siguiente:

Tabla 21 Costo anual del plan de gestión de pérdidas

Variable	Pesos de diciembre de 2017
CAP_j	4.566.244.737

Artículo 18. 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 22 Costo anual de inversiones en activos no clasificables como UC

Variable	Pesos de diciembre de 2017
$INVNUC_j$	0

[Handwritten signature]

[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 la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P.

Artículo 19. 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 23 Valor anual por concepto de conexiones al sistema de otro OR

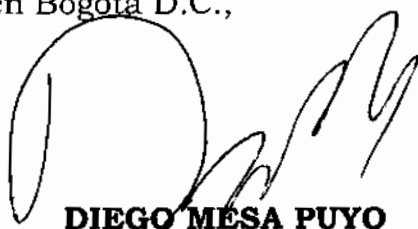
Variable	Pesos de diciembre de 2017
$O_{j,3}$	1.236.070.312
$O_{j,2}$	88.790.732

Artículo 20. La presente Resolución deberá notificarse a la Compañía Energética de Occidente 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

18 OCT. 2019

Dado en Bogotá D.C.,



DIEGO MESA PUYO

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



CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA

Director Ejecutivo

JZ
K