



INGRESOS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA – EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E E.S.P.

DOCUMENTO CREG-015

09 DE MARZO DE 2020

TABLA DE CONTENIDO

1	ANTECEDENTES	1
2	DESARROLLO DE LA ACTUACIÓN ADMINISTRATIVA.....	1
2.1	RESUMEN DE LA SOLICITUD.....	1
2.2	REVISIÓN DEL CONTENIDO DE LA SOLICITUD	3
2.3	INICIO DE ACTUACIÓN ADMINISTRATIVA	3
2.4	EXPLICACIÓN DE SOLICITUD.....	3
2.5	REVISIÓN DE INFORMACIÓN	3
2.5.1	REVISIÓN DE INFORMACIÓN DE ACTIVOS	3
2.5.2	REVISIÓN DE INFORMACIÓN ACTIVOS DE NIVEL DE TENSIÓN 1.....	7
2.5.3	BASE REGULATORIA DE TERRENOS, BRT.	8
2.5.4	REVISIÓN DE INFORMACIÓN DE AOM.....	8
2.5.5	REVISIÓN DE INFORMACIÓN DE CALIDAD DEL SERVICIO.....	8
2.5.6	REVISIÓN DE INFORMACIÓN DE PÉRDIDAS Y ENERGÍA.	11
2.6	DIFERENCIAS FINALES.....	11
2.6.1	ACTIVOS.....	11
2.6.2	AOM	12
2.6.3	ENERGÍA	12
2.6.4	PÉRDIDAS DE ENERGÍA	12
3	RESULTADOS GENERALES.....	13
4	PROPUESTA DE VARIABLES A APROBAR.....	14
5	INFORMACIÓN ENTREGADA AL OR.....	15
5.1	CRITERIOS GENERALES PARA LA VALORACIÓN DEL INVENTARIO	15
5.1.1	Valoración del inventario inicial.....	15
5.1.2	Base regulatoria de terrenos, BRT.....	16
5.1.3	Edificio de control	16
5.1.4	Módulo común	16
5.2	LISTADO DE ACTIVOS.....	16
5.3	INFORMACION DE DURACIÓN Y FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES	19
5.4	VERIFICACIÓN DE LA INTEGRIDAD DE LOS ARCHIVOS ENTREGADOS	20

INGRESOS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EMCALI

1 ANTECEDENTES

De acuerdo con lo previsto en los artículos 23 y 41 de la Ley 143 de 1994, es función de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, fijar las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas.

En cumplimiento de las anteriores disposiciones, la CREG expidió la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica a través de la Resolución CREG 015 de 2018, modificada por las resoluciones CREG 085 de 2018, 036 de 2019 y 199 de 2019.

Empresas Municipales de Cali E.I.C.E E.S.P., EMCALI, en adelante el Operador de Red, OR, en cumplimiento de las disposiciones mencionadas, presentó su solicitud de aprobación de ingresos mediante comunicación con radicado CREG E-2018-009405 del 11 de septiembre de 2018. La última actualización fue enviada en las comunicaciones con códigos E-2020-000922 y E-2020-000923.

Mediante auto del 8 de octubre de 2018 la Dirección Ejecutiva de la CREG inició la actuación administrativa que corresponde al expediente 2018-0151.

En el presente documento se encuentra descrito el desarrollo de la actuación, los análisis realizados, 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 presentados para aprobación.

2 DESARROLLO DE LA ACTUACIÓN ADMINISTRATIVA

En este capítulo se resumen las actividades desarrolladas durante la actuación administrativa:

2.1 RESUMEN DE LA SOLICITUD

A continuación, se presenta el resumen de la solicitud radicada en la CREG bajo el código E-2018-009405, y actualizada en comunicaciones con códigos E-2020-000922 y E-2020-000923, de conformidad con el formato que hace parte del archivo “Formato solicitud de ingresos” publicado en la Circular CREG 029 de 2018:

Tabla 1 Resumen solicitud de EMCALI

RESUMEN SOLICITUD DE INGRESOS DEL OR							
INGRESO ANUAL ESTIMADO EN EL SISTEMA DEL OR - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
Suma IAA _(1,t)	Total ingresos anuales asociados con inversiones	222 595	231 184	237 606	245 106	256 700	
Suma IAAOM _(1,t)	Total ingresos anuales asociados con AOM	62 195	62 828	65 831	68 196	70 404	
Suma IRM _(1,t)	Total ingresos anuales por MUNTS, respaldo y reactiva	2 101	2 101	2 101	2 101	2 101	
OI _(1,t-1)	Otros ingresos nivel de tensión 1	9 263	9 361	9 515	9 632	9 751	
	Total	296 154	305 473	315 053	325 035	338 955	
INGRESO ANUAL ESTIMADO DEL OR EN EL NIVEL DE TENSIÓN 4 - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
IAA _(4,t)	Ingresos anuales asociados con inversiones en el nivel de tensión 4	13 346	20 802	22 735	27 373	28 167	
IAAOM _(4,t)	Ingresos anuales asociados con AOM en el nivel de tensión 4	3 582	3 666	4 728	5 024	5 689	
IRM _(4,t)	Ingresos anuales por MUNTS, respaldo y reactiva en el nivel de tensión 4	0	0	0	0	0	
	Total	16 928	24 467	27 463	32 397	33 856	
INGRESO ANUAL ESTIMADO DEL OR EN EL NIVEL DE TENSIÓN 3 - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
IAA _(3,t)	Ingresos anuales asociados con inversiones en el nivel de tensión 3	41 360	41 928	44 715	49 125	52 759	
IAAOM _(3,t)	Ingresos anuales asociados con AOM en el nivel de tensión 3	11 833	11 931	12 118	12 546	13 235	
IRM _(3,t)	Ingresos anuales por MUNTS, respaldo y reactiva en el nivel de tensión 3	250	250	250	250	250	
	Total	53 443	54 109	57 083	61 922	66 245	
INGRESO ANUAL ESTIMADO DEL OR EN EL NIVEL DE TENSIÓN 2 - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
IAA _(2,t)	Ingresos anuales asociados con inversiones en el nivel de tensión 2	93 160	97 389	101 387	102 015	111 458	
IAAOM _(2,t)	Ingresos anuales asociados con AOM en el nivel de tensión 2	27 220	27 670	29 300	30 832	31 580	
IRM _(2,t)	Ingresos anuales por MUNTS, respaldo y reactiva en el nivel de tensión 2	714	714	714	714	714	
	Total	121 094	125 772	131 400	133 561	143 751	
INGRESO ANUAL ESTIMADO DEL OR EN EL NIVEL DE TENSIÓN 1 - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
IAA _(1,t)	Ingresos anuales asociados con inversiones en el nivel de tensión 1	74 728	71 066	68 769	66 592	64 316	
IAAOM _(1,t)	Ingresos anuales asociados con AOM en el nivel de tensión 1	19 561	19 561	19 686	19 794	19 899	
IRM _(1,t)	Ingresos anuales por MUNTS, respaldo y reactiva en el nivel de tensión 1	1 137	1 137	1 137	1 137	1 137	
OI _(1,t-1)	Otros ingresos nivel de tensión 1	9 263	9 361	9 515	9 632	9 751	
	Total	104 689	101 125	99 107	97 155	95 103	
CARGOS ESTIMADOS							
CARGOS DE NIVEL DE TENSIÓN 3, 2 y 1 ESTIMADOS EN APLICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN CREG 015 DE 2018 - \$/kWh							
Variable	Descripción	Año t = 0	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5
CD _(3,0,t)	Cargos de nivel de tensión 3	19	27.0	27.7	29.0	31.3	33.3
CD _(2,0,t)	Cargos de nivel de tensión 2	44	48.0	50.2	52.3	53.6	57.4
CD _(1,0,t)	Cargos de nivel de tensión 1 asociado a inversiones	28	29.7	28.9	27.5	26.2	24.8
CDA _(1,0,t)	Cargos de nivel de tensión 1 asociado a gastos	6	9.6	9.9	9.9	9.9	9.8
BASE REGULATORIA DE ACTIVOS							
BASE REGULATORIA DE ACTIVOS ELÉCTRICOS - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 0	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5
BRAE _(4,t)	Base regulatoria de activos al inicio del periodo tarifario para el nivel de tensión 4	79 741	80 519	128 542	139 523	167 910	170 795
BRAE _(3,t)	Base regulatoria de activos al inicio del periodo tarifario para el nivel de tensión 3	263 432	258 618	260 558	276 236	300 560	320 775
BRAE _(2,t)	Base regulatoria de activos al inicio del periodo tarifario para el nivel de tensión 2	606 010	596 207	620 917	642 487	641 553	699 283
BRAE _(1,t)	Base regulatoria de activos al inicio del periodo tarifario para el nivel de tensión 1	435 479	423 843	396 910	377 218	358 311	338 985
	Total	1 384 662	1 359 187	1 406 928	1 435 463	1 468 335	1 529 838
BASE REGULATORIA DE ACTIVOS ELÉCTRICOS NUEVOS - PLAN DE INVERSIONES - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
BRAEN _(4,t)	Propuesta de inversiones anuales en el nivel de tensión 4	4 204	53 087	16 656	35 260	10 195	
BRAEN _(3,t)	Propuesta de inversiones anuales en el nivel de tensión 3	4 933	11 999	29 186	40 377	35 324	
BRAEN _(2,t)	Propuesta de inversiones anuales en el nivel de tensión 2	11 233	46 992	45 851	26 810	86 199	
BRAEN _(1,t)	Propuesta de inversiones anuales en el nivel de tensión 1	12 079	5 903	5 737	6 678	6 772	
	Total	32 449	117 982	97 429	109 124	138 490	
BASE REGULATORIA DE ACTIVOS ELÉCTRICOS FUERA DE OPERACIÓN - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
BRAFO _(4,t)	Valor remanente de los activos que salen de operación en el nivel de tensión 4	0	0	0	0	0	
BRAFO _(3,t)	Valor remanente de los activos que salen de operación en el nivel de tensión 3	0	0	2 573	3 843	1 831	
BRAFO _(2,t)	Valor remanente de los activos que salen de operación en el nivel de tensión 2	0	0	597	3 343	1 638	
BRAFO _(1,t)	Valor remanente de los activos que salen de operación en el nivel de tensión 1	0	9 542	2 062	2 118	2 583	
	Total	0	9 542	5 232	9 304	6 051	
INVERSIONES CLASIFICADAS POR TIPO DE INVERSIÓN - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
Tipo 1	Inversiones en reposición de activos por atención de la demanda - mayor capacidad	0	5 590	1 068	5 310	0	
Tipo 2	Inversiones en nuevos activos por atención de la demanda sin reemplazo de existentes	0	81 733	24 838	78 713	50 613	
Tipo 3	Inversiones en reposición de activos no motivados en atención de demanda - igual capacidad	12 079	6 095	19 110	14 782	68 863	
Tipo 4	Inversiones en nuevos activos no motivados en atención de demanda	20 370	24 564	52 412	10 319	19 014	
	Total	32 449	117 982	97 429	109 124	138 490	

PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ÍNDICES DE PÉRDIDAS

ÍNDICE DE PÉRDIDAS EFICIENTES

Variable	Descripción	Valor
$Pe_{(4,0),1}$	Índice de pérdidas eficientes de nivel de tensión 4	0.91%
$Pe_{(3),1}$	Índice de pérdidas eficientes de nivel de tensión 3	2.34%
$Pe_{(2),1}$	Índice de pérdidas eficientes de nivel de tensión 2	1.40%
$Pe_{(1),1}$	Índice de pérdidas eficientes de nivel de tensión 1	6.67%

ÍNDICE DE PÉRDIDAS RECONOCIDAS POR NIVEL DE TENSIÓN

Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5
$P_{(4,0),1}$	Índice de pérdidas reconocidas de nivel de tensión 4	1.04%	1.03%	0.91%	0.91%	0.91%
$P_{(3),1}$	Índice de pérdidas reconocidas de nivel de tensión 3	4.13%	3.93%	2.34%	2.34%	2.34%
$P_{(2),1}$	Índice de pérdidas reconocidas de nivel de tensión 2	5.65%	5.18%	1.40%	1.40%	1.40%
$P_{(1),1}$	Índice de pérdidas reconocidas de nivel de tensión 1	10.67%	10.22%	6.67%	6.67%	6.67%

PÉRDIDAS PROYECTADAS EN EL SISTEMA DEL OR

Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5
$PT_{(1),1}$	Pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización [GWh-año]	433	426	418	410	402
$IFT_{(1),1}$	Índice de pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización	0	0	0	0	0
$PT_{(1),1}$	Índice de pérdidas de energía en el nivel de tensión 1	14.05%	13.71%	13.34%	12.98%	12.62%

PLAN DE PÉRDIDAS

CARGO ESTIMADO POR CONCEPTO DEL PLAN DE PÉRDIDAS - \$/kWh

Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5
$CPROG_{(1),1}$	Valor mensual del cargo por concepto del plan de pérdidas de enero de cada año	2.95	2.95	2.95	2.95	2.95

COSTO DEL PLAN DE PÉRDIDAS - Millones de pesos de diciembre de 2017

Variable	Descripción	Año t = 1
$CPCE_{(1),1}$	Costo total del plan estimado con el modelo de costos eficientes	107 229
$CPOR_{(1),1}$	Costo total del plan estimado por el OR	177 371
$CAP_{(1),1}$	Costo anual del plan de gestión de pérdidas	10 723

2.2 REVISIÓN DEL CONTENIDO DE LA SOLICITUD

La primera etapa consistió en la revisión de la documentación e información entregada en la solicitud del OR, considerando lo señalado en la Circular CREG 029 de 2018 y en la Resolución CREG 015 de 2018. Una vez verificado que el OR allegó la información requerida, se dio inicio a la actuación administrativa.

2.3 INICIO DE ACTUACIÓN ADMINISTRATIVA

Mediante auto del 8 de octubre de 2018, la Comisión inició la actuación administrativa tendiente a la aprobación de ingresos de Empresas Municipales de Cali, ordenó la publicación de un resumen de la solicitud y la formación del expediente.

Se realizó la correspondiente publicación en la página de la Comisión y se inició el expediente 2018-0151, donde reposa la documentación asociada con esta actuación, durante la cual se ha garantizado el debido proceso permitiendo la participación del OR en la aclaración de las inquietudes sobre la información reportada y ajustes a la misma.

El inicio de la actuación administrativa fue comunicado al OR mediante comunicación con radicado CREG S-2018-004637.

2.4 EXPLICACIÓN DE SOLICITUD

Mediante comunicación con radicado CREG S-2018-004638 se solicitó al OR que realizara, en las instalaciones de la CREG, una presentación de su solicitud de ingresos conforme los lineamientos definidos en la comunicación. Esta solicitud fue debidamente atendida por el OR.

2.5 REVISIÓN DE INFORMACIÓN

2.5.1 REVISIÓN DE INFORMACIÓN DE ACTIVOS

La verificación de activos se realizó en las siguientes etapas:

Primera: En esta fase, los funcionarios de la CREG se desplazaron hasta las instalaciones del OR (subestaciones, líneas de todos los niveles de tensión y transformadores y redes de baja

tensión) acorde con el perfilamiento previo realizado sobre los activos reportados para seleccionar los sitios objeto de visita, para verificar lo siguiente:

- La existencia de los activos y la coincidencia de la ubicación reportada,
- La asimilación de las UC visitadas respecto del reporte efectuado,
- La clasificación del activo respecto de la antigüedad declarada,
- La naturaleza del activo (uso o conexión),
- Información de reposiciones parciales.
- El método de procesamiento y tratamiento de la información de levantamiento de inventarios y el mantenimiento o modificación de la misma en las bases de datos según la operación diaria,

Segunda: En esta fase, se efectuaron análisis sobre la totalidad de la información de activos entregada, revisando los siguientes aspectos:

- Codificación de los activos respecto de los formatos de las circulares CREG 029 y 051 de 2018,
- Clasificación de los activos según su antigüedad y alcance de reposiciones parciales,
- Clasificación de activos con UC y verificación de la no existencia de reconocimientos superiores al 100%,
- Comparación de inventarios conforme la información disponible en la CREG del período anterior,
- Revisión de información georreferenciada y comparación de distancias y ubicación de circuitos entre la información georreferenciada y la información en bases de datos,
- Identificación de posibles activos de conexión a ser excluidos de la base de datos para reconocimiento de activos.

A continuación, se presentan los resúmenes de los informes y la actuación surtida en cada caso.

2.5.1.1 Primera fase

Mediante auto con radicado CREG I-2018-005382, comunicado al OR mediante comunicación con radicado CREG S-2018-004639, se decretó un periodo de pruebas para efectuar una revisión, en terreno y en las instalaciones de la empresa, de la información de activos reportada como soporte de la solicitud.

Esta prueba fue ejecutada por personal de la Comisión mediante una visita presencial, realizada entre el 27 y el 29 de noviembre de 2018, en compañía del personal designado por el OR. En esta visita se realizó la revisión de la información de algunos de los activos incluidos en el inventario, como resultado de un proceso de perfilamiento para tal fin.

Como resultado de dicha visita se produjo un informe, que fue trasladado al OR mediante comunicación S-2019-000728, presentando las diferencias entre las características de los activos reportados en la base de datos respecto de las características encontradas en terreno, otorgando un plazo para que dicho informe pudiese ser controvertido o se ofrecieran las explicaciones respectivas, cuyo resumen se presenta en las siguientes tablas:

Tabla 2 Resumen observaciones verificación de activos de subestaciones

Aspecto revisado	Observaciones
Existencia de activos en operación	<p>De manera general, en todas las subestaciones visitadas, se encontraron las UC reportadas.</p> <p>En algunos casos se identificaron UC en la subestación que no fueron incluidas en el inventario reportado.</p>
Asimilación de UC	Se reportan como UC de calidad de la potencia los equipos localizados en los tableros de control, medida y protección, estos equipos se emplean tanto para la operación de la SE como para adquirir información de calidad de la potencia. Al respecto se señala que los tableros de control medida y protección ya reconocen los equipos de medida requeridos para la operación de la SE.
Clasificación en rangos de antigüedad	<p>Respecto a la fecha de referencia para determinar la antigüedad, diciembre de 2007, se encuentra lo siguiente:</p> <p>Se encontraron UC de bahías de transformador, celda de salida y módulo común reportadas en la categoría CRIN con año de fabricación según placa, o características técnicas, anterior a la fecha de referencia.</p>
Activos de uso	<p>En el reporte del inventario se encontraron UC de conexión de usuarios reportadas como activos de uso.</p> <p>En las subestaciones de conexión del sistema de Emcali al sistema de EPSA se presentan diferencias en el tratamiento y reporte de los activos de conexión de Emcali y los activos de uso de EPSA.</p> <p>Teniendo en cuenta que los activos de conexión del sistema de un OR a otro OR se reconocen como activos de uso del OR que se conecta al sistema del otro OR, que la inclusión de activos en el inventario de un OR está asociada con el uso y no con la propiedad del activo y que el punto de conexión está asociado con la frontera comercial, se identificaron los siguientes casos:</p> <p>Se emplea la propiedad como criterio de clasificación de activos de uso, se emplean porcentajes de uso entre OR que no corresponden con el uso de los activos y se solicita el reconocimiento de activos que por el uso corresponden al sistema del otro OR.</p>
Reposiciones parciales	Con la información de las visitas, no se evidencia la aplicación de este aspecto por parte del OR.

Tabla 3 Resumen observaciones verificación activos de líneas y transformadores de nivel 1

Aspecto revisado	Observaciones
Sistema de información de la red	<p>El OR cuenta con un sistema de gestión de la distribución y un sistema de información geográfico con la información de las redes del sistema, incluyendo baja tensión.</p> <p>Se cuenta con la información técnica de las redes y los transformadores de distribución en Spard.</p>

Aspecto revisado	Observaciones
Clasificación en rangos de antigüedad	Se encontraron diferencias en la mayoría de tramos de red reportados en la categoría CRIN con características de otras categorías.
Existencia de activos en operación	En general se encontraron en operación los activos reportados. Se encontraron activos de uso, con fecha de operación del rango k=2, no reportados para remuneración.
Clasificación de UC	Las UC fueron determinadas a partir de la información registrada en el sistema de gestión de la distribución.
Reposiciones parciales	Existen tramos de red con reposiciones parciales (principalmente conductores) que son reportados en la categoría CRIN con la variable $FU_i = 100\%$
Características técnicas	En general, las características técnicas de los activos corresponden con los reportes en base de datos.
Georreferenciación	La información obtenida en campo coincide con la reportada por el OR.
Activos de uso	Se encontraron activos de conexión (acometidas en nivel de tensión 2 y 4 y transformadores de nivel de tensión 1 para un solo usuario) reportados como activos de uso.

Respecto de lo anteriormente presentado, mediante comunicaciones con radicado CREG E-2019-002452, E-2019-002453, E-2019-002456 y E-2019-002721, el OR envió respuestas a las diferencias encontradas, en algunos casos ajustando la información con base en la información recolectada durante la visita y en otros casos justificando la validez de su información.

2.5.1.2 Segunda fase

Mediante auto del 3 de mayo de 2019, se trasladó el informe de la revisión de activos de esta fase, enviado al OR mediante comunicación S-2019-002179.

Las principales diferencias se relacionan a continuación:

- En la información de UC de subestaciones se identificaron UC de subestación que no tienen el campo "IUL línea" diligenciado, así como UC de subestaciones con una clasificación por categoría de activos inconsistente.
- Para las líneas, se encontró que el campo IUA se reportó parcialmente diligenciado y, en algunas oportunidades, el código no corresponde con lo solicitado mediante la Circular CREG 029 de 2018.
- La información de las líneas reportada en los formatos no se reportó en términos de vano como fue solicitado mediante la Circular CREG 029 de 2018.
- Se identificaron inconsistencias entre la longitud de las líneas reportada en los formatos 1, 2, 3 y 4 (CRI – CRIFO + CRINR + CRIN) y la longitud total reportada en la información geográfica.
- En la información geográfica no fue posible identificar la totalidad de los circuitos reportados en los formatos 1, 2, 3 y 4 (CRI – CRIFO + CRINR + CRIN).

- Se encontraron diferencias en el número de transformadores entre la información reportada en la solicitud de ingresos y la información disponible en el SUI.

Además de aspectos sobre la revisión de activos, se solicitó completar el informe requerido en el auto de pruebas trasladado mediante la comunicación S-2019-000728, dado que la respuesta al mismo se realizó de manera parcial, faltando el análisis de la parte correspondiente a las diferencias encontradas en líneas y redes.

En respuesta a lo anterior, mediante comunicación con radicado CREG E-2019-8362 el OR envió respuestas a las observaciones generales, soportando la justificación a las diferencias de información, en aquellos casos que no se compartieron las observaciones de la CREG, y realizando modificaciones en otros casos.

Con esta última comunicación el OR envió el inventario ajustado, sin embargo, en comunicaciones posteriores el OR envió nuevos inventarios con algunos ajustes. Teniendo en cuenta que el OR reportó el inventario en repetidas oportunidades se señala que el inventario empleado para la revisión final corresponde al reportado en las comunicaciones con radicado CREG E-2020-000922 y E-2020-000923 del 5 de febrero de 2020.

2.5.2 REVISIÓN DE INFORMACIÓN ACTIVOS DE NIVEL DE TENSIÓN 1

En la comunicación S-2019-002179 se solicitó al OR suministrar información adicional de los transformadores y redes de nivel de tensión 1, para lo cual se definieron formatos independientes en los cuales se debería reportar información a nivel de transformador y red secundaria. El OR suministró la información solicitada en la misma comunicación de respuestas al segundo informe de revisión de activos.

En los formatos señalados, se solicitó, entre otras, información de aquellos transformadores y redes que habían sido objeto de reparaciones y reposiciones, con el fin de verificar el alcance de las mismas y la clasificación de estos activos en los rangos de antigüedad definidos en la regulación.

En el caso de transformadores de baja tensión se tomó como referencia la clasificación definida en la Norma NTC 1954: transformadores nuevos, transformadores reparados parcialmente, transformadores reparados totalmente y transformadores reconstruidos.

Considerando que la misma norma tiene en cuenta que la vida útil de los transformadores reparados totalmente y los reconstruidos se reinicia por objeto de estas acciones, se emplea este criterio para determinar que los transformadores con este tipo de intervenciones pertenecen al grupo de los nuevos (CRIN), mientras que aquellos que fueron reparados parcialmente son clasificados en el grupo de activos existentes (CRI), entendiendo que la acción de reparar parcialmente no supone cambios en la vida útil.

Para el caso de las redes de nivel de tensión 1 reportadas inicialmente como repuestas, se solicitó información adicional relacionada con el tipo de reposición efectuada y el porcentaje de reposición de apoyos o de conductores en cada caso, respecto de lo cual, para efectos de clasificar la totalidad de la red bajo el grupo de activos nuevos (CRIN) o de activos existentes (CRI) se promedió el porcentaje de reposición de redes y conductores de una misma red y se clasificaron en la categoría CRIN aquellas redes con porcentaje de reposición igual o superior al 50% mientras que las demás fueron clasificadas en la categoría CRI.

2.5.3 BASE REGULATORIA DE TERRENOS, BRT.

El cálculo de la BRT se efectuó a partir de las UC que conforman la base regulatoria inicial de activos, es decir, no se incluye la información de la BRT de los activos del plan de inversión del año 1.

En la medida que el OR efectúe las inversiones en UC que involucren el reconocimiento de terrenos, a partir del segundo año entregará al LAC el valor de esta variable, donde se incluya tanto la entrada como la salida de UC correspondientes al año anterior, para que sea integrada en los cálculos anuales.

2.5.4 REVISIÓN DE INFORMACIÓN DE AOM

La información de gastos de AOM, la aplicación del modelo de frontera estocástica y la información de entrada al mismo fue revisada.

2.5.5 REVISIÓN DE INFORMACIÓN DE CALIDAD DEL SERVICIO

Los indicadores de calidad media y de calidad individual fueron calculados con base en la información reportada por el OR con respecto al año 2016.

La fuente primaria de información de interrupciones para el cálculo de indicadores de calidad, de acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 015 de 2018 es la reportada por los OR en el sistema INDICA, administrado por XM. Sin embargo, para el caso de Emcali, al consultar la base de datos de INDICA se encuentra que no contiene la información de las causas de los eventos sucedidos durante el primer trimestre del año 2016.

Debido a lo anterior, se consultó la información reportada por el OR en el SUI y se identificó que esta se encontraba completa. No obstante, el reporte del SUI tiene agregación mensual por transformador e incluye los eventos cuyas duraciones sean superiores a 1 minuto.

Adicionalmente, después de analizar la información parcial disponible en INDICA y en SUI, se evidencia que la información disponible en INDICA es de mejor calidad, por lo que se utilizó esta, y para los meses faltantes se utilizó la información del SUI.

Específicamente:

- Información de interrupciones en transformadores y circuitos reportados al Sistema de Índices de Calidad, INDICA, administrado por XM, para los meses de abril a diciembre; e información reportada al SUI, para los meses de enero a marzo.
- Información de vinculación de usuarios a circuitos y transformadores y la información de georreferenciación de circuitos y transformadores reportada al Sistema Único de Información, SUI, administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

La información de INDICA fue obtenida mediante consulta de los archivos cargados por XM a un servidor FTP dispuesto por la CREG el 18 de octubre de 2019.

La información reportada por los OR al SUI fue consultada por la CREG así: formatos 1 y 5, el día 21 de enero de 2019 y formato 4, el día 22 de enero de 2019.

Para realizar el cálculo la información mencionada fue procesada y filtrada, de acuerdo con el siguiente procedimiento:

2.5.5.1 Información de eventos en INDICA

- a. A partir de la información consignada en los reportes “CARGA” y “EVENTOCARGA” los cuales contienen la información diaria reportada por el OR, se selecciona la información de eventos de la empresa.
- b. La información de eventos del OR se cruza con el reporte “ANALISISEVENTOS” y con la tabla “CAUSAEVENTO” con el fin de identificar las causas excluibles del cálculo, y los reportes eliminados. Debe tenerse en cuenta que se excluyen los eventos menores a 3 minutos y se incluyen únicamente las causas 1 y 2, denominadas “interrupciones programadas no excluibles” e “interrupciones no programadas no excluibles”.
- c. Para efectos de contabilizar el número de eventos se tiene en cuenta el mes de inicio de cada evento, tomando el mes del campo “FECHAINI”, lo cual permite contabilizar una única vez un evento que inicia en un mes y termina en otro. La duración de los eventos es calculada como la diferencia entre la fecha de inicio y la de finalización de cada evento, a partir de la tabla “EVENTOCARGA”.
- d. Los eventos que aparezcan como finalizados, pero sin fecha de inicio, se asumen como eventos que iniciaron el año anterior y para efectos del cálculo inician el primero de enero del año.
- e. Los eventos que aparezcan como eventos que continúan y no tengan fecha de terminación del evento, se asumen como eventos que continúan al año siguiente, y para efectos del cálculo finalizan el 31 de diciembre.
- f. La tabla “AGENTECALIDAD” fue usada para poder cruzar la información obtenida de INDICA.
- g. A partir de esta información, se obtienen dos tablas: una con la duración total de los eventos y otra con el número de eventos, ambas tablas clasificadas por mes y por elemento.

2.5.5.2 Información de eventos en el SUI

- a. A partir de los formatos 4 y 5 del SUI, se obtiene la información de indisponibilidad por mes y por elemento de los campos con duración y frecuencia de interrupciones programadas no excluibles (INT_PNEXC, MIN_PBEXC), e interrupciones no programadas no excluibles (INT_NPNEXC, MIN_NPNEXC).
- b. El agente se reconoce utilizando el campo ID_MERCADO.
- c. Se obtienen dos tablas: una con la duración total de los eventos y otra con el número de eventos, ambas tablas clasificadas por mes y por elemento.
- d. La información de eventos del primer trimestre de 2016 tomada de SUI fue ponderada por un factor f , que fue calculado como el promedio de la relación entre el dato mensual acumulado de cada elemento en INDICA y el dato reportado al SUI, tomando solamente los 9 meses que tienen información completa de INDICA y de SUI. En la información de duración de las interrupciones el efecto de este ejercicio no se percibe, por lo tanto no se encontró necesario aplicar este factor.

2.5.5.3 Información de vinculación y georreferenciación reportada en el SUI

- a. Del formato 1 del SUI, para cada mes y para el respectivo OR, se identificó la cantidad de usuarios por elemento y el nivel de tensión al que pertenecen. Por lo tanto, el número de

usuarios de cada elemento resultó del conteo de usuarios distintos por NIU, asociados a este.

- b. El número de usuarios totales del OR, utilizado para el cálculo de los indicadores de calidad media, se obtuvo al contabilizar mensualmente el número de usuarios reportados en el formato 1.
- c. De los formatos 4 y 5 del SUI se tomó la georreferenciación de los elementos y, utilizando un software GIS, la información se cruzó con el mapa de municipios y de poblaciones del Marco Geoestadístico Nacional (MGN) del DANE, versión 2017¹, para asignar el código de municipio y de población al que pertenece cada elemento. A partir del código DANE de población se determinaron los elementos que pertenecían a cabeceras municipales.

2.5.5.4 Cálculo de indicadores

- a. La información procesada proveniente de INDICA se cruza con la información procesada proveniente de SUI.
- b. Los indicadores de referencia de calidad media se obtuvieron como la suma de los valores obtenidos para cada mes.
- c. Para el cálculo de los indicadores de calidad individual, los elementos que existan en SUI, pero no aparezcan con información de interrupciones en la tabla “EVENTOCARGA”, se asumen como elementos sin interrupciones.
- d. Para el cálculo de los indicadores de calidad individual, teniendo ubicados los elementos en los municipios se les asignó el de nivel de ruralidad y riesgo de acuerdo con lo establecido en la tabla 6 del numeral 5.2.4.1 y capítulo 16, del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, respectivamente. Los elementos ubicados por fuera de las cabeceras municipales o sin código DANE de población fueron clasificados en el nivel de ruralidad 3.
- e. El nivel de ruralidad de cada transformador se obtuvo a partir del número de habitantes del municipio en el que se encontraba ubicado ese transformador, según la georreferenciación reportada por el OR en el formato 5 del SUI. El número de habitantes de cada municipio, para el año 2016, se obtuvo a partir de la información contenida en el reporte denominado: “Estimaciones de población 1985-2005 y proyecciones de población 2005-2020 nacional, departamental y municipal por sexo, grupos quinquenales de edad”, publicado en la página web del DANE.
- f. La información completa para cada indicador se resume en dos tablas: una mensual por elemento y nivel de tensión (1, 2 y 3) para calcular los indicadores de calidad media (SAIDI y SAIFI) y otra anual, para calcular los indicadores de calidad individual DIUG y FIUG. La cantidad de usuarios para los indicadores de calidad individual corresponde al promedio de los usuarios reportados por mes para cada OR.
- g. Para el cálculo de los indicadores de calidad individual no se consideraron los elementos reportados en INDICA que no se encontraron en los formatos 4 o 5 en el año 2016, pues no fue posible asignarles código DANE, ni los elementos que no pudieron cruzarse en el formato 1 pues no fue posible determinar el número de usuarios.

¹ Disponible en <https://geoportal.dane.gov.co/descargamgn.html>).

- h. Para calcular los indicadores de calidad individual DIUG y FIUG se toma la información de cada usuario, a quien se le asigna el valor de calidad del transformador al cual se encuentra conectado, y luego se agrupa con los usuarios de todos los transformadores que hacen parte del mismo grupo de calidad de la empresa, para encontrar el valor de calidad del percentil 85 de ese grupo de usuarios.

Adjunto a este documento se anexa la base de datos final con la que se realizó el cálculo de los indicadores.

2.5.6 REVISIÓN DE INFORMACIÓN DE PÉRDIDAS Y ENERGÍA.

La consistencia de los datos de energía entregados fue revisada al igual que los datos sobre los planes de pérdidas.

Las fuentes de información de energía por mercado de comercialización utilizada corresponde a la demanda real y las lecturas crudas en las fronteras comerciales registradas ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, entre 2016 y 2017, según consulta efectuada el 29 de abril de 2019 y la información del SUI corresponde a la registrada el 3 de julio de 2019, a excepción de la correspondiente a energía de áreas especiales de Electricaribe S.A. E.S.P., la cual fue consultada el 29 de mayo de 2019.

El OR no entregó estudios para la revisión de las pérdidas técnicas por lo que los índices de referencia se mantienen.

2.6 DIFERENCIAS FINALES

Una vez recibido el inventario ajustado por parte del OR, resultante de las revisiones descritas anteriormente, se efectuaron análisis finales que originaron algunas modificaciones para efectos de calcular los valores a aprobar.

En este aparte se presentan los ajustes efectuados en cada caso.

2.6.1 ACTIVOS

No se incluyen redes de baja tensión asociadas con transformadores de conexión de capacidades iguales o inferiores a 15 kVA. Independientemente de que estos transformadores sean reconocidos en la base de activos, se entiende que las redes de baja tensión asociadas a los mismos son acometidas que no hacen parte del reconocimiento mediante la remuneración de la actividad de distribución y por tanto la cantidad de redes asociadas con la cantidad de transformadores en esta condición fue eliminada.

No se incluyeron UC de bahías de línea correspondientes a la conexión de usuarios, bahías de transformadores repetidas y módulos comunes en una subestación reducida. Se ajustaron los códigos de algunas UC de subestación que se encontraban repetidos sin corresponder a la misma UC o al mismo activo.

No se incluyen tramos de línea correspondientes a líneas sin subestación asociada, teniendo en cuenta que en el informe del OR se señala que aquellos tramos sin SE asociada están en proceso de construcción, por lo cual se entiende que no se encuentran en operación a la fecha de corte y por lo tanto no se incluyen en la base inicial de activos

No se incluyen los tramos que no cuentan con información completa de georreferenciación, tal como se establece en los numerales 3.1.1.1.1.7 y 3.1.1.1.4.

No se incluyen UC especiales de equipos de línea y centro de control solicitadas en las categorías CRNR y CRIN, ya que estas solamente se incluyen en el plan de inversiones

En las UC de equipos de subestación, reportadas en el formato 9, no se reconocen las UC que corresponden a UC de equipos de línea. Adicionalmente se ajusta la cantidad de UC de enlaces de comunicaciones y sistemas de teleprotección reportados para algunas SE y no se incluyeron UC que no fueron identificadas durante la visita.

Se excluyeron algunas UC que no fueron identificadas en las visitas de verificación de activos, que el OR manifestó que no estaban en operación pero que fueron incluidas en el inventario final reportado por el OR.

Se ajustó el reconocimiento del sistema de gestión de activos, tanto en la creación de una UC especial, como en los periodos de entrada en operación y los proyectos de inversión asociados.

El OR reportó la información de activos puestos en operación el año 2018 y solicitó su reconocimiento como parte del primer año del plan de inversión.

El OR no reportó información de los activos fuera de operación durante el año 2018, por lo cual deberá incluirla en la información de activos fuera de operación para el ajuste de los ingresos del segundo año.

El detalle de las modificaciones se encuentra en el archivo Excel adjunto a este documento.

2.6.2 AOM

Para estimar el factor de eficiencia, los datos de ventas por nivel de tensión y el total de usuarios para el periodo 2012-2016 así como la composición de costos y gastos se tomaron de la información reportada al SUI. La de ventas y usuarios, se toma de una consulta realizada el 20 de mayo de 2019 y la de costos y gastos, de una consulta hecha al Sistema Unificado de Costos y Gastos, SUCG, el 16 de mayo de 2019.

Se encontraron diferencias en las ventas del orden del 2% y en el número de usuarios de 0,6%. De igual forma en el AOM demostrado se encontró una diferencia del 3,5%

2.6.3 ENERGÍA

Los datos de energía afectan los resultados de dos tipos de parámetros:

- El índice de pérdidas de eficiencia del nivel de tensión 1 que se encuentra en función de la energía de áreas especiales y
- Los factores de flujos de energía entre niveles de tensión en el sistema del OR.

Para todos los efectos, se emplearon los datos de energía de enero a diciembre de 2017.

2.6.4 PÉRDIDAS DE ENERGÍA

La información de la variable $AOMP_{j,k}$ del año 5 (2016) no fue reportada por el OR, en su momento el OR no entregó la información del año 2016 en respuesta a la Circular 015 de 2017 y señaló que la entregaría posteriormente, sin embargo no se encontró la comunicación posterior con la información. Por lo tanto, se emplea un valor de cero para el año 2016 tal como lo señala la resolución.

3 RESULTADOS GENERALES

Una vez aplicada la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018, considerando los ajustes efectuados, de conformidad con el formato que hace parte del archivo *Cálculo ingresos D Emcali.xlsx* se obtuvieron los siguientes valores:

Tabla 4 Resumen resultados estimados

INGRESOS ESTIMADOS							
Emcali							
INGRESO ANUAL ESTIMADO EN EL SISTEMA DEL OR - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
Suma IAA _(1,t)	Total ingresos anuales asociados con inversiones	208 358	205 637	207 875	212 178	213 406	
Suma IAAOM _(1,t)	Total ingresos anuales asociados con AOM	60 385	59 930	59 867	59 539	59 333	
Suma IRM _(1,t)	Total ingresos anuales por MUNTs, respaldo y reactiva	0	0	0	0	0	
OI _{1,12,1}	Otros ingresos nivel de tensión 1	9 263	9 361	9 515	9 632	9 751	
	Total	278 006	274 928	277 256	281 350	282 490	
INGRESO ANUAL ESTIMADO DEL OR EN EL NIVEL DE TENSIÓN 4 - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
IAA _(1,4,t)	Ingresos anuales asociados con inversiones en el nivel de tensión 4	11 912	12 235	13 119	20 875	19 338	
IAAOM _(1,4,t)	Ingresos anuales asociados con AOM en el nivel de tensión 4	3 399	3 399	3 399	3 397	3 386	
IRM _(1,4,t)	Ingresos anuales por MUNTs, respaldo y reactiva en el nivel de tensión 4	0	0	0	0	0	
	Total	15 310	15 634	16 517	24 272	22 724	
INGRESO ANUAL ESTIMADO DEL OR EN EL NIVEL DE TENSIÓN 3 - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
IAA _(1,3,t)	Ingresos anuales asociados con inversiones en el nivel de tensión 3	37 805	37 338	39 755	40 528	41 986	
IAAOM _(1,3,t)	Ingresos anuales asociados con AOM en el nivel de tensión 3	11 175	11 175	11 123	11 007	10 920	
IRM _(1,3,t)	Ingresos anuales por MUNTs, respaldo y reactiva en el nivel de tensión 3	0	0	0	0	0	
	Total	48 980	48 513	50 878	51 535	52 905	
INGRESO ANUAL ESTIMADO DEL OR EN EL NIVEL DE TENSIÓN 2 - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
IAA _(1,2,t)	Ingresos anuales asociados con inversiones en el nivel de tensión 2	84 496	85 437	87 481	86 286	89 938	
IAAOM _(1,2,t)	Ingresos anuales asociados con AOM en el nivel de tensión 2	25 395	25 395	25 383	25 174	25 066	
IRM _(1,2,t)	Ingresos anuales por MUNTs, respaldo y reactiva en el nivel de tensión 2	0	0	0	0	0	
	Total	109 891	110 832	112 865	111 460	115 004	
INGRESO ANUAL ESTIMADO DEL OR EN EL NIVEL DE TENSIÓN 1 - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
IAA _(1,1,t)	Ingresos anuales asociados con inversiones en el nivel de tensión 1	74 146	70 627	67 520	64 489	62 144	
IAAOM _(1,1,t)	Ingresos anuales asociados con AOM en el nivel de tensión 1	20 416	19 961	19 961	19 961	19 961	
IRM _(1,1,t)	Ingresos anuales por MUNTs, respaldo y reactiva en el nivel de tensión 1	0	0	0	0	0	
OI _{1,12,1}	Otros ingresos nivel de tensión 1	9 263	9 361	9 515	9 632	9 751	
	Total	103 825	99 950	96 996	94 083	91 856	
CARGOS ESTIMADOS							
CARGOS DE NIVEL DE TENSIÓN 3, 2 y 1 ESTIMADOS EN APLICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN CREG 015 DE 2018 - \$/kWh							
Variable	Descripción	Año t = 0	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5
CD _{3,1,0,t}	Cargos de nivel de tensión 3		25.5	26.3	27.6	27.9	28.6
CD _{2,1,0,t}	Cargos de nivel de tensión 2		43.8	44.5	44.8	45.3	46.7
CD _{1,1,0,t}	Cargos de nivel de tensión 1 asociado a inversiones		29.5	28.5	26.8	25.3	24.1
CDA _{3,1,0,t}	Cargos de nivel de tensión 1 asociado a gastos		9.8	9.8	9.8	9.8	9.7
BASE REGULATORIA DE ACTIVOS							
BASE REGULATORIA DE ACTIVOS ELÉCTRICOS - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 0	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5
BRAE _{1,4,t}	Base regulatoria de activos al inicio del periodo tarifario para el nivel de tensión 4	72 266	73 890	79 743	87 828	143 925	144 713
BRAE _{1,3,t}	Base regulatoria de activos al inicio del periodo tarifario para el nivel de tensión 3	237 607	236 062	240 835	260 544	271 439	284 850
BRAE _{1,2,t}	Base regulatoria de activos al inicio del periodo tarifario para el nivel de tensión 2	539 973	540 210	556 134	578 570	580 406	607 020
BRAE _{1,1,t}	Base regulatoria de activos al inicio del periodo tarifario para el nivel de tensión 1	433 722	421 658	400 684	379 275	357 809	337 238
	Total	1 283 569	1 271 821	1 277 397	1 306 217	1 353 579	1 373 821
BASE REGULATORIA DE ACTIVOS ELÉCTRICOS NUEVOS - PLAN DE INVERSIONES - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
BRAEN _(1,4,t)	Propuesta de inversiones anuales en el nivel de tensión 4	4 547	8 620	10 902	60 294	3 359	
BRAEN _(1,3,t)	Propuesta de inversiones anuales en el nivel de tensión 3	5 276	13 517	28 901	19 971	22 390	
BRAEN _(1,2,t)	Propuesta de inversiones anuales en el nivel de tensión 2	11 576	35 332	42 051	20 869	46 215	
BRAEN _(1,1,t)	Propuesta de inversiones anuales en el nivel de tensión 1	11 375	2 081	1 622	1 564	2 496	
	Total	32 774	59 550	83 476	102 699	74 460	
BASE REGULATORIA DE ACTIVOS ELÉCTRICOS FUERA DE OPERACIÓN - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
BRAFO _(1,4,t)	Valor remanente de los activos que salen de operación en el nivel de tensión 4	0	0	0	0	0	
BRAFO _(1,3,t)	Valor remanente de los activos que salen de operación en el nivel de tensión 3	0	0	0	0	0	
BRAFO _(1,2,t)	Valor remanente de los activos que salen de operación en el nivel de tensión 2	0	0	0	0	0	
BRAFO _(1,1,t)	Valor remanente de los activos que salen de operación en el nivel de tensión 1	0	0	0	0	0	
	Total	0	0	0	0	0	
INVERSIONES CLASIFICADAS POR TIPO DE INVERSIÓN - Millones de pesos de diciembre de 2017							
Variable	Descripción	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5	
Tipo 1	Inversiones en reposición de activos por atención de la demanda - mayor capacidad	0	70	1 068	2 203	0	
Tipo 2	Inversiones en nuevos activos por atención de la demanda sin reemplazo de existentes	0	34 966	22 369	91 706	37 606	
Tipo 3	Inversiones en reposición de activos no motivados en atención de demanda - igual capacidad	11 375	2 794	10 082	5 390	27 137	
Tipo 4	Inversiones en nuevos activos no motivados en atención de demanda	21 399	21 720	49 956	3 399	9 716	
	Total	32 774	59 550	83 476	102 699	74 460	

PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

ÍNDICES DE PÉRDIDAS

ÍNDICE DE PÉRDIDAS EFICIENTES

Variable	Descripción	Valor
$Pe_{i4,m,t}$	Índice de pérdidas eficientes de nivel de tensión 4	0.91%
Pe_{i3}	Índice de pérdidas eficientes de nivel de tensión 3	2.34%
Pe_{i2}	Índice de pérdidas eficientes de nivel de tensión 2	1.40%
Pe_{i1}	Índice de pérdidas eficientes de nivel de tensión 1	6.64%

ÍNDICE DE PÉRDIDAS RECONOCIDAS POR NIVEL DE TENSIÓN

Variable	Descripción	Año $t = 1$	Año $t = 2$	Año $t = 3$	Año $t = 4$	Año $t = 5$
$P_{i4,m,t}$	Índice de pérdidas reconocidas de nivel de tensión 4	0.91%	0.91%	0.91%	0.91%	0.91%
$P_{i3,m,t}$	Índice de pérdidas reconocidas de nivel de tensión 3	2.34%	3.48%	3.34%	3.19%	3.05%
$P_{i2,m,t}$	Índice de pérdidas reconocidas de nivel de tensión 2	1.40%	2.14%	2.05%	1.96%	1.86%
$P_{i1,m,t}$	Índice de pérdidas reconocidas de nivel de tensión 1	6.64%	9.06%	8.76%	8.46%	8.15%

PÉRDIDAS PROYECTADAS EN EL SISTEMA DEL OR

Variable	Descripción	Año $t = 1$	Año $t = 2$	Año $t = 3$	Año $t = 4$	Año $t = 5$
PT_{i1}	Pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización [GWh-año]	380	0	0	0	0
PT_{i1}	Índice de pérdidas totales de energía en el mercado de comercialización	9.49%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
$PT_{i1,t}$	Índice de pérdidas de energía en el nivel de tensión 1	11.69%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

PLAN DE PÉRDIDAS

CARGO ESTIMADO POR CONCEPTO DEL PLAN DE PÉRDIDAS - \$/kWh

Variable	Descripción	Año $t = 1$	Año $t = 2$	Año $t = 3$	Año $t = 4$	Año $t = 5$
$CPROG_{i,m}$	Valor mensual del cargo por concepto del plan de pérdidas de enero de cada año	0	0	0	0	0

COSTO DEL PLAN DE PÉRDIDAS - Millones de pesos de diciembre de 2017

Variable	Descripción	Año $t = 1$
$CPCE_i$	Costo total del plan estimado con el modelo de costos eficientes	107 228
$CPOR_i$	Costo total del plan estimado por el OR	239 714
CAP_i	Costo anual del plan de gestión de pérdidas	10 723

4 PROPUESTA DE VARIABLES A APROBAR

En el archivo *Calculo ingresos D Emcali.xlsx*, adjunto a esta comunicación, se presenta la información, el modelo de cálculo y los parámetros empleados para calcular las variables a aprobar al OR en aplicación de la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018.

El archivo contiene algunas estimaciones de cargos y otras variables que son de carácter informativo, ya que estas deben ser calculadas por el LAC según lo establece la metodología.

El archivo es similar al publicado en la Circular CREG 029 de 2018 y consta de 14 hojas de cálculo. A continuación, se explica el contenido y el alcance de cada una de las hojas de cálculo incluidas.

Tabla 5 Descripción contenido archivo de cálculo de ingresos

Nombre hoja de cálculo	Descripción	Alcance
Tablas resolución	Contiene las tablas con las variables aprobadas en la Resolución particular	Valores aprobados en resolución particular
Resultados	Contiene el resumen de la solicitud, incluye principales variables	Informativo: Contiene valores que deben ser calculados anualmente por el LAC
Capítulo 1	Contiene los cálculos del capítulo 1 de la Resolución CREG 015 de 2018	Informativo: Contiene valores que deben ser calculados anualmente por el LAC, salvo las variables $O_{i,3}$ y $O_{i,2}$
Capítulo 2	Contiene los cálculos del capítulo 2 de la Resolución CREG 015 de 2018	Informativo: Contiene que deben ser calculados anualmente por el LAC
Capítulo 3	Contiene los cálculos del capítulo 3 de la Resolución CREG 015 de 2018	Calculo: Variables asociadas a inversiones

Nombre hoja de cálculo	Descripción	Alcance
Capítulo 4	Contiene los cálculos del capítulo 4 de la Resolución CREG 015 de 2018	Calculo: Variables asociadas a AOM
Capítulo 5	Contiene los cálculos del capítulo 5 de la Resolución CREG 015 de 2018	Calculo: Variables asociadas a calidad del servicio
Capítulo 6	Contiene los cálculos del capítulo 6 de la Resolución CREG 015 de 2018	Calculo: Variables asociadas a planes de inversión
Capítulo 7	Contiene los cálculos del capítulo 7 de la Resolución CREG 015 de 2018	Calculo: Variables asociadas a pérdidas
Capítulo 13	Contiene los cálculos del capítulo 13 de la Resolución CREG 015 de 2018	Calculo: Variables asociadas a proyectos PIEC
Información resolución	Contiene las variables empleadas en las hojas de cálculo capítulo 1 a capítulo 13	Calculo: Toma las variables de la hoja EMCALI
EMCALI	Contiene las variables de entrada al modelo para la aplicación de la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018	Datos de entrada
Solicitud EMCALI	Información entregada por el OR en la solicitud de aprobación de ingresos	Informativo: Contiene la información de la solicitud del OR
Parámetros resolución	Parámetros generales definidos en la Resolución	Datos de entrada

5 INFORMACIÓN ENTREGADA AL OR

Se entrega al OR una copia digital o en medio magnético en donde se incluyen los archivos anunciados en este documento, con la información necesaria para efectuar las revisiones que se requieran.

5.1 CRITERIOS GENERALES PARA LA VALORACIÓN DEL INVENTARIO

La valoración del inventario se realizó de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018 y sus actualizaciones. A continuación, se presentan los criterios utilizados para la valoración puntual de algunas UC:

5.1.1 Valoración del inventario inicial

- El nivel de tensión de las bahías asociadas a transformadores se obtiene a partir de la información del campo “IUA Transformador”. Este campo se requiere para asignar las bahías de transformador al nivel correspondiente.
- El inventario asociado a las variables CRI, CRINR, CRIFO y CRIN utiliza las UC definidas en el capítulo 15 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- Para el inventario asociado al plan de inversiones se utilizan las UC definidas en el capítulo 14 de la Resolución CREG 015 de 2018, con excepción de los proyectos con el valor “*S*” en el campo “STR Construcción”, que se valoran con las UC del capítulo 15.

5.1.2 Base regulatoria de terrenos, BRT.

- La valoración de la BRT se realiza a partir de las UC del inventario a diciembre de 2017 que cuenten con áreas de terreno reconocidas.
- Las áreas de los módulos comunes se establecieron con base en el inventario a diciembre de 2017, empleando las UC y reglas de asimilación del capítulo 14 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- Las bahías de conexión al STN se cuentan como bahías de nivel 4 para la selección del tipo de modulo común.

5.1.3 Edificio de control

- El valor reconocido corresponde al producto del área reconocida para el edificio de control y el valor unitario, dado en \$/m².
- Para determinar el valor del edificio de control se consideran las áreas de las UC en operación a diciembre de 2017.
- El área general se asocia al mayor nivel de tensión presente en la subestación, tomado de los códigos de las UC presentes en la SE (formato 6, UC de subestación).

5.1.4 Módulo común

- De manera general, para el plan de inversiones, el valor del módulo común se define por bahía, sin incluir las bahías reducidas. Estas últimas se consideran cuando la UC de módulo común corresponde al tipo 5 (SE reducida).

5.2 LISTADO DE ACTIVOS

El inventario se encuentra contenido en tres archivos denominados *Inventario reconocido BRA_0 OR - EMCALI.xlsx*, *Inventario reconocido INVA OR - EMCALI.xls* e *Inventario reconocido 2018 OR - EMCALI.xlsx*

Los archivos contienen la información organizada según el siguiente cuadro:

Tabla 6 Descripción archivo de inventario

Nombre hoja	Descripción	Tipo de inventario
formato1_proyectosInversion	Proyectos de inversión	Inversiones
formato2_basicaSE	Información básica de las subestaciones	Inicial e inversiones
formato3_basicaLineas	Información básica de líneas y redes	Inicial e inversiones
formato4_UC_transformadores	Unidades constructivas de transformadores en subestaciones	Inicial e inversiones
formato5_UC_compensaciones	Unidades constructivas de compensaciones reactivas en subestaciones	Inicial e inversiones
formato6_UC_SE	Unidades constructivas de subestación	Inicial e inversiones

Nombre hoja	Descripción	Tipo de inventario
formato7_UC_lineas	Unidades constructivas de líneas	Inicial e inversiones
formato8_UC_eq_linea	Unidades constructivas de equipos de línea	Inicial e inversiones
formato9_UC_equipos_SE	Unidades constructivas de equipos de subestación	Inicial e inversiones
formato10_CC	Unidades constructivas de centros de control	Inicial e inversiones
formato11_trafos_N1	Unidades constructivas de transformadores de distribución	Inversiones
formato12_redes_N1	Unidades constructivas de redes de distribución	Inversiones

Adicional a los campos definidos en los archivos de las Circulares CREG 029 y 051 de 2018 se incluyen los siguientes:

Tabla 7 Descripción campos adicionales

Formato	Campo adicional	Descripción
formato1_proyectosInversion	Tipo Inventario	Tipo de inventario que se consolida. Puede ser CRI, CRINR, CRIFO, CRIN o INVA
formato2_basicaSE	Tipo Inventario	Tipo de inventario que se consolida. Puede ser CRI, CRINR, CRIFO, CRIN o INVA
formato3_basicaLineas	Tipo Inventario	Tipo de inventario que se consolida. Puede ser CRI, CRINR, CRIFO, CRIN o INVA
formato4_UC_transformadores	Tipo Inventario	Tipo de inventario que se consolida. Puede ser CRI, CRINR, CRIFO, CRIN o INVA
	ActivoReconocido	Si la UC se incluye en la base inicial de activos toma un valor de 1, en caso contrario, su valor es cero.
	Revisión CREG	Contiene las observaciones correspondientes, en caso que alguno de los atributos del registro sea diferente al solicitado por el OR.
	AreaReconocida	Área reconocida para cálculo de la BRT, de acuerdo con las tablas de la Resolución CREG 015 de 2018
	FactorSecundario	Proporción del activo que se remunera en el nivel de tensión secundario del transformador. Puede tener un valor entre 0 y 1
	FactorTerciario	Proporción del activo que se remunera en el nivel de tensión terciario del transformador. Puede tener un valor entre 0 y 1
formato5_UC_compensaciones	Tipo Inventario	Tipo de inventario que se consolida. Puede ser CRI, CRINR, CRIFO, CRIN o INVA
	ActivoReconocido	Si la UC se incluye en la base inicial de activos toma un valor de 1, en caso contrario, su valor es cero.

Formato	Campo adicional	Descripción
	Revisión CREG	Contiene las observaciones correspondientes, en caso que alguno de los atributos del registro sea diferente al solicitado por el OR.
formato6_UC_SE	Tipo Inventario	Tipo de inventario que se consolida. Puede ser CRI, CRINR, CRIFO, CRIN o INVA
	ActivoReconocido	Si la UC se incluye en la base inicial de activos toma un valor de 1, en caso contrario, su valor es cero.
	Revisión CREG	Contiene las observaciones correspondientes, en caso que alguno de los atributos del registro sea diferente al solicitado por el OR.
	AreaReconocida	Área reconocida para cálculo de la BRT, de acuerdo con las tablas de la Resolución CREG 015 de 2018
	FactorSecundario	Proporción del activo que se remunera en el nivel de tensión secundario del transformador asociado, cuando aplica. Puede tener un valor entre 0 y 1
	FactorTerciario	Proporción del activo que se remunera en el nivel de tensión terciario del transformador asociado, cuando aplica. Puede tener un valor entre 0 y 1
formato7_UC_lineas	Tipo Inventario	Tipo de inventario que se consolida. Puede ser CRI, CRINR, CRIFO, CRIN o INVA
	ActivoReconocido	Si la UC se incluye en la base inicial de activos toma un valor de 1, en caso contrario, su valor es cero.
	Revisión CREG	Contiene las observaciones correspondientes, en caso que alguno de los atributos del registro sea diferente al solicitado por el OR.
formato8_UC_eq_linea	Tipo Inventario	Tipo de inventario que se consolida. Puede ser CRI, CRINR, CRIFO, CRIN o INVA
	ActivoReconocido	Si la UC se incluye en la base inicial de activos toma un valor de 1, en caso contrario, su valor es cero.
	Revisión CREG	Contiene las observaciones correspondientes, en caso que alguno de los atributos del registro sea diferente al solicitado por el OR.
formato9_UC_equipos_SE	Tipo Inventario	Tipo de inventario que se consolida. Puede ser CRI, CRINR, CRIFO, CRIN o INVA
	ActivoReconocido	Si la UC se incluye en la base inicial de activos toma un valor de 1, en caso contrario, su valor es cero.
	Revisión CREG	Contiene las observaciones correspondientes, en caso que alguno de los atributos del registro sea diferente al solicitado por el OR.
formato10_CC	Tipo Inventario	Tipo de inventario que se consolida. Puede ser CRI, CRINR, CRIFO, CRIN o INVA
	ActivoReconocido	Si la UC se incluye en la base inicial de activos toma un valor de 1, en caso contrario, su valor es cero.
	Revisión CREG	Contiene las observaciones correspondientes, en caso que alguno de los atributos del registro sea diferente al solicitado por el OR.

Formato	Campo adicional	Descripción
formato11_trafos_N1	Tipo Inventario	Tipo de inventario que se consolida. Puede ser CRI, CRINR, CRIFO, CRIN o INVA
	ActivoReconocido	Si la UC se incluye en la base inicial de activos toma un valor de 1, en caso contrario, su valor es cero.
	Revisión CREG	Contiene las observaciones correspondientes, en caso que alguno de los atributos del registro sea diferente al solicitado por el OR.
formato12_redes_N1	Tipo Inventario	Tipo de inventario que se consolida. Puede ser CRI, CRINR, CRIFO, CRIN o INVA
	ActivoReconocido	Si la UC se incluye en la base inicial de activos toma un valor de 1, en caso contrario, su valor es cero.
	Revisión CREG	Contiene las observaciones correspondientes, en caso que alguno de los atributos del registro sea diferente al solicitado por el OR.

Adicionalmente, para la consolidación del inventario del plan de inversiones, los campos “STR construcción” y “Año entrada operación” se incluyen en los demás formatos con unidades constructivas (formato 4 a formato 10), tomados del listado de proyectos de inversión (formato 1).

Las hojas relacionadas con los formatos 11 y 12, de transformadores y redes de N1, solo aplican para el inventario del plan de inversiones.

5.3 INFORMACION DE DURACIÓN Y FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES

Esta información se encuentra en dos archivos en formato de texto plano comprimido (con extensión: .csv.gz), que contienen la información utilizada para el cálculo de los indicadores de duración y frecuencia de interrupciones.

Los archivos tienen el nombre “EMCALI Información calidad-duración.csv.gz” y “EMCALI Información calidad-frecuencia.csv.gz”. Estos son archivos separados por comas comprimidos, con codificación UTF-8 y pueden abrirse utilizando un programa para abrir archivos comprimidos, como WinRAR.

Los archivos contienen los siguientes campos:

Tabla 8 Descripción archivos información calidad del servicio

Tipo de indicador	Campo	Descripción
Frecuencia	OP_RED	Operador de red
	TIPOELEMENTO	Tipo de elemento reportado. Tiene el valor "T" para transformadores y "P" para circuitos
	ELEMENTOID	Código del elemento en INDICA y en el SUI
	MES	Mes de inicio del evento
	NT	Nivel de tension
	USUARIOS_F1	Cantidad de usuarios asociados al elemento, de acuerdo con el formato 1 del SUI
	DANE	Código DANE del municipio en el que se encuentra el elemento

Tipo de indicador	Campo	Descripción
	CODANEPOB	Código DANE del centro poblado en el que se encuentra el elemento
	AGENTECALIDADID	Código del agente registrado en INDICA
	FRECUENCIA	Cantidad de interrupciones reportadas
	gc_ruralidad_dane	Nivel de ruralidad, para conformar el grupo de calidad del elemento
	gc_riesgo	Nivel de riesgo asociado al municipio, calculado con el listado publicado en la Resolución CREG 015 de 2018
Duración	OP_RED	Operador de red
	TIPOELEMENTO	Tipo de elemento reportado. Tiene el valor "T" para transformadores y "P" para circuitos
	ELEMENTOID	Código del elemento en INDICA y en el SUI
	MES	Mes de ocurrencia del evento
	NT	Nivel de tensión
	USUARIOS_F1	Cantidad de usuarios asociados al elemento, de acuerdo con el formato 1 del SUI
	DANE	Código DANE del municipio en el que se encuentra el elemento
	CODANEPOB	Código DANE del centro poblado en el que se encuentra el elemento
	AGENTECALIDADID	Código del agente registrado en INDICA
	TOTAL_INDISPONIBILIDAD	Indisponibilidad acumulada durante el mes para el elemento reportado, en horas
	gc_ruralidad_dane	Nivel de ruralidad, para conformar el grupo de calidad del elemento
	gc_riesgo	Nivel de riesgo asociado al municipio, calculado con el listado publicado en la Resolución CREG 015 de 2018

5.4 VERIFICACIÓN DE LA INTEGRIDAD DE LOS ARCHIVOS ENTREGADOS

Para garantizar la integridad de los archivos entregados, se presentan los códigos hash SHA-384 y SHA-512 de cada archivo. Al calcular nuevamente el hash de un archivo en particular, ambos códigos deben ser iguales a los suministrados.

< EMCALI\3 RESULTADOS GENERALES\Calculo ingresos D Emcali.xlsx >

SHA-384:

AEAAA006E3A04C620D66A1502BDE4D6B2CF7895833DB31190E01CC367E0375C979AD8E443A6033EEF417D3D12AB55FEF

SHA-512:

3C1713F18A28B89EABB9882198944B015C2034D6B9BF2F883FCF7B8F5744496CD39A4D0CB8E2B492DBCBCC766AE1468FC08F33E77A7353856F4EABB9A8E32404

< EMCALI\5.2 LISTADO DE ACTIVOS\Inventario reconocido BRA_0 OR - EMCALI.xlsx >

SHA-384:

E0DB012E29D1C4C678457E89255CA6B7120D8B039E7BAC7986118A19B196EC57CEE687EB5DBBFCB39AF10F11EEE471FC

SHA-512:

F18681D066E8FA428F572178119E232CEE314089CAAB7CF4F2A7CBEEE385FCFE787749E680008D2889FCF0347C0483C7DD53450D1F6F9F421800D3986930FF6A

< EMCALI\5.2 LISTADO DE ACTIVOS\Inventario reconocido INVA OR - EMCALI.xlsx >

SHA-384:

24CD1F3E113475CF400D56076B2AF292AD4F2FE8E31B00904434A39DB2E7182F69E812ACBFEAB9C1A308
CDC278781DD1

SHA-512:

02D786D3F83ED7CB6A7B3EB400621DFBC79F252844693D9A4C1AAAAA35323C60E60D0DF65EE939814280
CB0BFB093981BA4CFE6E989C11D0777C5ED1AEF46564

< EMCALI\5.2 LISTADO DE ACTIVOS\Inventario reconocido INVA_2018 OR - EMCALI.xlsx >

SHA-384:

2B597AC624E30084E65C1DD2B47BC03C0133DB859D05C49C67A07A70615A9D479EDF29383B3BA6F5D702
28B08FDA472E

SHA-512:

30DE8D8299E93AD3C5A2BAB3508311657479F73E9B5423E9095EA95D332786FBA93D2B3DB3A34A3CD6F6
056026357693A929E672491D28BED478FCB512F71A39

< EMCALI\5.3 INFORMACION DE DURACIÓN Y FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES\EMCALI Información
calidad - duración.csv.gz >

SHA-384:

46B49699572EBEF71D9A27B524BE8A69E442A41B46ABFF111D90CB9B9107DF6B342745652F55A87AFE0D7
25801AC791F

SHA-512:

9D98CF2DF69DEF21B2E7289585E3ACE13BF9A79205F643251807AB096622F9A3721F8E4A41F05B94B65F5
70E0BC0FB4EA731A8D153D7A3E79948F1AFC5D49BF1

< EMCALI\5.3 INFORMACION DE DURACIÓN Y FRECUENCIA DE INTERRUPCIONES\EMCALI Información
calidad - frecuencia.csv.gz >

SHA-384:

40BAD11B9D784DDBC08F52EA785793520C2C88A39C6CD508650C61F17490C3BCEAB55EAAFE60A362E9C
E91720E1F86D7

SHA-512:

BAB408EC632876B63B2F8EA2ADA5DAB3B2FE54C6B05E1384AD3D189189531464EFA12C14D28B267B1C5
3BCD954EAE37857311010F7A809D6070930DE15778033