



20252001390951

Al contestar por favor cite estos datos:

Radicado No.: **20252001390951**

Fecha: **08/05/2025 16:18:27**

GD-F-007 V.26

Página 1 de 35

Bogotá D.C.

Señor

RAUL FERNANDO RODRÍGUEZ RINCÓN

Secretario General

Comisión Sexta Constitucional Permanente

Cámara de Representantes

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

comision.sexta@camara.gov.co

Ciudad

Asunto: Respuesta los oficios con radicados SSPD No. 20255291133792 y 20255291244102. Traslado de solicitud asociada a la Proposición No. 21 de 2024. Citación a Debate de control político.

Respetuoso saludo,

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (**SSPD**) recibió las comunicaciones señaladas en el asunto, mediante las cuales, la Superintendencia de Industria y Comercio y la Superintendencia de Transporte dieron traslado del oficio remitido por el Honorable Representante a la Cámara Diego Fernando Caicedo Navas, en el que solicita la actualización de la información remitida con ocasión a la Proposición No. 21. así las cosas, esta Superintendencia procede a dar respuesta a la solicitud en los siguientes términos:

Mediante comunicación con radicado SSPD No. 20252000780741 del 04/03/2025, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través de la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible, dio respuesta al cuestionario anexo a la Proposición No. 21 de

La Superservicios comprometida con el Sistema de Gestión Antisoborno los invita a conocer los lineamientos, directrices y el canal de denuncias en el siguiente link: <https://www.superservicios.gov.co/Atencion-y-servicios-a-la-ciudadania/peticiones-quejas-reclamos-sugerencias-denuncias-y-felicitaciones>

Sede principal.

Bogotá D.C. Carrera 18 nro. 84-35

Código postal: 110221

PBX 60 (1) 691 3005. Fax 60 (1) 691 3059

sspd@superservicios.gov.co

Línea de atención 60 (1) 691 3006 Bogotá.

Línea gratuita nacional 01 8000 91 03 05

NIT: 800.250.984.6

www.superservicios.gov.co

Dirección Territoriales

Diagonal 92 # 17A – 42, Edificio Brickell Center, piso 3.

Código postal: 110221

Barranquilla. Carrera 59 nro. 75 -134. Código postal: 080001

Bucaramanga. Carrera 34 No. 54 – 92. Código postal: 680003

Cali. Calle 21 Norte N° 6N-14 EDIF. PORVENIR 2do piso. Código postal: 760046

Medellín. Avenida calle 33 nro. 74 B – 253. Código postal: 050031

Montería. Carrera 7 nro. 43-25. Código postal: 230002

Neiva. Calle 11 nro. 5 – 62. Código postal: 410010

2024, relacionado con "**acciones de gestión, control, vigilancia y seguimiento frente a las constantes quejas, fallas y problemas frente a la generación, abastecimiento, prestación y facturación del servicio público de energía en el Departamento de Cundinamarca por parte de la empresa ENEL COLOMBIA**" presentada por el H.R Diego Caicedo¹. En dicha medida y con fundamento en su solicitud se remite información actualizada.

1. **En el año 2020, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios evidenció un incremento del 26,36% en las quejas presentadas contra la empresa ENEL COLOMBIA debido a interrupciones en la continuidad del servicio en 115 ciudades y municipios atendidos, dentro de los cuales se encontraban Bogotá, Paratebuena, Medina, Yacopí, Puerto Salgar, Silvania, Vergara, Viotá, Choachí, Fómeque, Caparrapí, Guaduas, Cachipay, Anolaima, Gutiérrez, La Palma, Pacho, Tocaima, Cabuyaro, La Mesa y Guayabetal.**

(...)

- 1.1. **¿Informe de manera detallada, si al 31 de diciembre de 2023 la empresa ENEL CODENSA dio cumplimiento al acuerdo de mejoramiento impuesto por la Superintendencia de servicios públicos domiciliarios?**

Es importante realizar la siguiente precisión sobre la composición del mercado de ENEL, al respecto, ENEL atiende usuarios en 121 municipios en su mercado de comercialización, a saber: 116 municipios en el departamento de Cundinamarca, 2 municipios en el departamento del Meta, 1 municipio en el departamento de Boyacá, 1 municipio en el departamento del Tolima y Bogotá D.C.

De lo expuesto es importante resaltar que en los 4 departamentos antes indicados, ENEL atiende un total de 3.962.482 suscriptores, de los cuales solamente Bogotá DC representa el 67%, con aproximadamente 2.655.939 suscriptores, lo anterior, desde el ámbito regulatorio dificulta la visualización de la calidad del servicio a nivel municipio, pues los indicadores de calidad se calculan a nivel de mercado y en este caso, los indicadores de las grandes ciudades pueden ocultar la realidad de la deficiencia en materia de calidad del servicio en los territorios.

Ahora bien, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en ejercicio de su competencia, identificó que la percepción por parte de los usuarios de la calidad del servicio suministrado por la empresa había desmejorado, toda vez que se evidenció un aumento progresivo en los reclamos asociados con la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica respecto de los años 2018 y 2019, en varios municipios atendidos por la empresa. Situaciones que, evidenciaron dificultades en materia de calidad del servicio que afectaban a los usuarios finales del servicio de energía eléctrica.

Por lo antes mencionado y como medida de control, el 10 de enero de 2020, la SSPD suscribió un acuerdo de mejoramiento con Enel Codensa SA ESP hoy ENEL COLOMBIA S.A E.S.P - ENEL, en el cual se establecieron objetivos encaminados a mejorar la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica en algunos municipios de su mercado de comercialización, 20 en total y que fue establecido para un plazo de 3 años.

El acuerdo de mejoramiento suscrito con el prestador ENEL COLOMBIA, tenía como objetivos:

¹ Radicado SSPD No. 20255290606572.

1. Mejorar la continuidad del servicio en el sistema de Distribución Local (SDL), en cuanto a la duración y frecuencia de las interrupciones en los 20 municipios identificados.
2. Mejorar la continuidad del servicio en el Sistema de Distribución Local (SDL), en cuanto al número de usuarios compensados por calidad individual del servicio en la ciudad de Bogotá.

Teniendo en cuenta el seguimiento a los objetivos establecidos, el 15 de julio de 2022 se dio cierre al acuerdo de mejoramiento suscrito con ENEL, al respecto es importante aclarar, que la mejora en los indicadores promedio se presentó únicamente para los 20 municipios incluidos en el acuerdo de mejoramiento para el año 2022 respecto al 2018, sin embargo, esto no significa que el resto de los 101 municipios de su mercado tuvieron una mejora en la calidad del servicio y por el contrario para la vigencia 2024, se evidenció que gran parte de los municipios de Cundinamarca presentan deterioro en los indicadores promedio de calidad respecto a la vigencia 2021.

Los informes de seguimiento y acta de cierre se encuentran publicados en la página oficial de la SSPD, disponible en el siguiente enlace:

<https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Acta%20de%20cierra%20-%20Acuerdo%20de%20mejoramiento%20-%20Enel%20Colombia.pdf>

Cabe resaltar, que el seguimiento de los objetivos del acuerdo se realizó mediante la evaluación de indicadores parciales trimestrales y anuales, y se tomaron como valores de referencia la estimación de los indicadores de calidad (**de carácter indicativo y no regulatorio**), para el año 2018. Si bien los valores de referencia antes mencionados se establecieron de manera previa a la entrada en vigencia de la Resolución CREG 015 de 2018, se tuvo en cuenta la metodología de cálculo definida en esta resolución.

Por otra parte, es dable indicar que, los municipios seleccionados dentro del acuerdo de mejoramiento suscrito con ENEL correspondieron a aquellos con los valores más altos en los indicadores de calidad (de carácter indicativo), tanto en duración como en frecuencia de las interrupciones del servicio de energía.

A continuación, se realiza la descripción de la metodología de análisis de calidad del servicio establecida en el acuerdo:

La Resolución CREG 015 de 2018, establece la metodología regulatoria de evaluación de la calidad del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), así como los mecanismos para la verificación del cumplimiento de esta por parte de los prestadores del servicio de energía en el país. En aplicación de dicha resolución la CREG mediante Resolución CREG 189 de 2019, puesta en firme mediante Resolución CREG 122 de 2020, aprobó 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 ENEL. Dicha resolución establece los indicadores de calidad media para ENEL, SAIDI y SAIFI².

² El esquema regulatorio contenido en la Resolución CREG 015 de 2018 definió en el numeral 5.2.3.1 los indicadores de calidad media de la siguiente manera:

«5.2.3.1 INDICADORES DE CALIDAD MEDIA.

Ahora bien, uno de los principales aspectos que permite evaluar la metodología dispuesta en la Resolución CREG 015 de 2018, es la calidad individual percibida por cada usuario en el SIN. En este sentido, el numeral 5.2.4.2 «INDICADORES DE CALIDAD INDIVIDUAL» establece los indicadores de duración y frecuencia de los eventos a nivel de usuario (DIU y FIU), en horas y veces respectivamente, que se definen de la siguiente manera:

«(...) El indicador DIU representa la duración total de los eventos que percibe cada usuario del SDL de un OR en un período anual (...)

(...) El indicador FIU representa la cantidad total de eventos que percibe cada usuario del SDL de un OR en un período anual»

Al respecto, a través del Formato CS2 de la Resolución SSPD 202122000012515³, los Operadores de Red (OR), deben realizar el reporte en el SUI de los indicadores DIU y FIU con periodicidad mensual.

Ahora bien, es preciso hacer énfasis en que, tanto los indicadores de calidad media (SAIDI y SAIFI) y calidad individual (DIU y FIU), **no permiten realizar un análisis a nivel geográfico**, por tal razón esta entidad a través la Dirección Técnica de Gestión de Energía (DTGE), a partir de la información reportada por el OR en el formato CS2, elaboró resultados promedio por municipios (DIU Prom. POND y FIU Prom. POND.), los cuales son empleados de manera indicativa (no regulatoria), dentro del ejercicio de las acciones de vigilancia de la SSPD.

Así, a continuación, se presentan los valores de los indicadores de calidad (de carácter indicativo), estimados para los municipios seleccionados, tanto los de referencia (año 2018), como los correspondientes al año 2021 (cierre del acuerdo de mejoramiento) y 2024 (actualizados).

Es importante aclarar que, los indicadores SAIDI y SAIFI tomados como referencia para la vigencia 2018 a nivel de municipio, señalados en el acuerdo de mejoramiento, realmente corresponden a indicadores promedio (DIU Prom. POND y FIU Prom. POND.) que hacen parte de los datos reportados por los OR en el Formato CS2 del SUI para dicha vigencia.

Tabla 1. Indicadores de calidad Enel Colombia.

MUNICIPIO	2018		2021		2024	
	SAIDI 2018	SAIFI 2018	DIU Prom. POND.	FIU Prom. POND.	DIU Prom. POND.	FIU Prom. POND.
CABUYARO	522,15	186,79	161,05	84,87	74,12	47,93

La calidad media anual del OR se mide a través de los indicadores de duración y frecuencia de los eventos sucedidos en los SDL, que se establecen como se describe a continuación.

El indicador SAIDI representa la duración total en horas de los eventos que en promedio percibe cada usuario del SDL de un OR, hayan sido o no afectados por un evento, en un período anual. (...)

El indicador SAIFI representa la cantidad total de los eventos que en promedio perciben todos los usuarios del SDL de un OR, hayan sido o no afectados por un evento, en un período anual. (...)

(...)
Cada OR es responsable del cálculo de estos indicadores y la información que deberá utilizar para ello es la reportada con base en lo establecido en el numeral 5.2.11.3.211 y la información de vinculación de que trata el literal a del numeral 5.2.10.» (Negrilla fuera de texto)

³ Por la cual se expiden los lineamientos para el cargue de información al Sistema Único de Información (SUI) aplicable a los prestadores del servicio público de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

MUNICIPIO	2018		2021		2024	
	SAIDI 2018	SAIFI 2018	DIU Prom. Pond.	FIU Prom. Pond.	DIU Prom. Pond.	FIU Prom. Pond.
GUTIERREZ	284,45	57	25,39	27,19	31,99	15,39
PARATEBUENO	268,82	137,21	77,25	65,21	66,57	109,97
MEDINA	268,2	102,36	49,69	49,75	60,05	100,78
YACOPI	189,94	267,22	107,45	86,58	91,5	112,19
GUAYABETAL	172,24	38,62	26,22	22,56	34,43	19,89
VERGARA	142,23	123,9	43,38	45,99	80,72	101,85
FOMEQUE	114,73	63,7	19,48	12,85	22,82	17,4
CACHIPAY	107,29	75,1	31,08	21,61	67,29	40,22
PUERTO SALGAR	102,91	132,55	56,98	51,02	49	52,51
CAPARRAPI	102	163	64,04	62,08	69,88	81,69
CHOACHI	99,96	59,03	15,51	10,53	12,39	10,66
VIOTA	87,56	94,88	38,5	30,76	36,54	57,63
SILVANIA	85,36	62,06	24,06	30,98	37,44	61,01
ANOLAIMA	75,56	63,19	23,55	14,67	63,63	34,99
GUADUAS	75,16	83,25	33,6	28,94	42,43	49,28
TOCAIMA	61,24	92,96	39,55	64,44	28,57	44,3
PACHO	60,17	60,37	22,26	29,43	22,55	37,97
LA PALMA	56,94	163,88	27,17	39,43	48,18	78,63
LA MESA	51,25	68,69	21,7	15,74	31,59	23,02

Fuente: SUI – Elaboró DTGE

Al respecto, se observa que ENEL mejoró los indicadores de duración y frecuencia (DIU y FIU promedio ponderado) en el año 2021 respecto a la referencia del año 2018, no obstante, para el año 2024, tuvo un incremento de estos indicadores en aproximadamente el 60% de los municipios (13 en total), lo cual representa una desmejora en la calidad del servicio respecto a la vigencia 2021.

En cuanto a los indicadores DIU promedio ponderado y FIU promedio ponderado para el año 2025, es preciso indicar que, el periodo de análisis de los indicadores de calidad se realiza a partir de los reportes realizados por los Operadores de Red al Sistema Único de Información (SUI) en el mes de enero de 2026, con corte al mes de diciembre de 2025, de acuerdo con lo establecido en los lineamientos de cargue de información.

1.2. Indique en informe detallado con corte al 31 de diciembre de 2023 las acciones de vigilancia, control y seguimiento adelantadas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a los compromisos adquiridos por la empresa ENEL CODENSA en el acuerdo de mejoramiento, en torno a los siguientes compromisos:

- a) **Informe de manera detallada sobre el reemplazo de red desnuda por red aérea protegida, como una solución ante el constante contacto de árboles o elementos extraños a las redes eléctricas, la caída de rayos y las condiciones climáticas adversas.**
- b) **Informe de manera detallada sobre la instalación de nuevas redes, nuevas interconexiones y nuevos equipos tecnológicos que permitirán operar la red**

- de forma remota y reducir los tiempos de fallas y número de clientes afectados.*
- c) Informe de manera detallada sobre el manejo de la vegetación, detección y poda de ramas y árboles próximos.*
 - d) Informe de manera detallada sobre la rapidez de respuesta en caso de fallas, con mejor gestión y capacidad de equipos técnicos en terreno.*
 - e) Informe de manera detallada sobre la ejecución de planes de inversión para robustecer y flexibilizar la infraestructura eléctrica en Bogotá y Cundinamarca, planes de mantenimiento preventivo y planes para el fortalecimiento de las respuestas ante fallas en la red.*

Como se indicó en la respuesta dada a la pregunta No.1.1 el acuerdo de mejoramiento suscrito con ENEL contempló diferentes indicadores de cumplimiento, los cuales fueron objeto de evaluación por parte de esta entidad, al respecto, en dichos indicadores no se establecieron las actividades específicas señaladas en los literales a) al d), de su solicitud. Ahora bien, el interrogante contenido en el literal e) se abordará en detalle en la respuesta dada a la pregunta número 2.

1.3. En el marco del acuerdo de mejoramiento, sírvase informar de manera detalla las gestiones de vigilancia, control y seguimiento que ha implementado la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en relación con los informes presentados por ENEL COLOMBIA y requeridos en el marco del acuerdo de mejoramiento (sírvase incluir los reportes de ENEL COLOMBIA al Sistema Único de Información – SUI, las actas de reuniones que se realizaron con el prestador, y las actas de visitas técnicas que realizó la superintendencia.

El acuerdo de mejoramiento suscrito con ENEL COLOMBIA tuvo como objetivos mejorar la continuidad del servicio de energía eléctrica en los 20 municipios identificados, para lo cual se establecieron indicadores parciales y de resultado que debían ser cumplidos por la empresa. Dicho acuerdo contempló la evaluación trimestral de cumplimiento de los indicadores, al respecto, se encuentran publicados 8 informes de seguimiento trimestral de los indicadores y un informe final. Por último, en el acta de cierre del acuerdo se identifica el estado de cumplimiento de los compromisos contenidos en el acuerdo.

En línea de lo anterior, la información relacionada con el acuerdo de mejoramiento suscrito con ENEL COLOMBIA, se encuentra disponible al público en la página web de esta entidad en el siguiente enlace:

<https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Programas-de-gestion/Enel-Codensa-S.A.-E.S.P>

1.4. Teniendo en cuenta que con el acuerdo de mejoramiento se pretendía lograr una mejora del 30%, tanto en duración como en la frecuencia de las interrupciones en las poblaciones afectadas, así como una disminución del 3% anual en el número de usuarios afectados por mala calidad del servicio en Bogotá. Sírvase informar de manera detallada con corte a abril de 2024, si esa meta se logró por parte de ENEL COLOMBIA.

Teniendo en cuenta que su pregunta se encuentra relacionada con el acuerdo suscrito con ENEL COLOMBIA en el año 2020, nos permitimos aclarar que los porcentajes de mejora referenciados en su consulta, corresponden al objetivo 1, evaluado mediante los indicadores 1, 1a, 2, 2a y 3 y al objetivo 2 evaluado mediante los indicadores 4, 4a, 5 y 5a, detallado en la Tabla 1 del acta de cierre del acuerdo incluida en el enlace referenciado en el punto que antecede.

Ahora bien, es dable indicar que el acuerdo de mejoramiento contempló el análisis indicativo de la calidad del servicio prestado en la ciudad de Bogotá y 20 municipios del mercado de comercialización de ENEL COLOMBIA, lo anterior, según el análisis del comportamiento de los indicadores y el alto número de reclamaciones de los usuarios hacia la empresa. dicho acuerdo incluyó como plazo máximo de cumplimiento el 31 de diciembre de 2022, contado a partir del 1 de enero de 2020. Como se indicó anteriormente, el acuerdo finalizó el 15 de julio de 2022.

En línea de lo anterior, la evaluación de cumplimiento de los indicadores contenidos en el acuerdo, para los 20 municipios identificados, se realizó para el periodo objeto de desarrollo del mismo, en el que se concluyó con una mejoría en los indicadores de calidad para los municipios evaluados, dentro del periodo enero de 2020 a julio de 2022. No obstante, y como se indicó en la respuesta dada al numeral 1.1 de su cuestionario, en el periodo 2023, 2024, esta entidad ha evidenciado una desmejora en la calidad del servicio, según la metodología indicativa de calidad del servicio, así como, en el cumplimiento de los indicadores de calidad individual dispuestos en la regulación para los usuarios atendidos por ENEL COLOMBIA en diferentes municipios de su mercado de comercialización.

1.5. A la fecha ¿Cuál es el estado actual del compromiso de mejoramiento entre la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la empresa ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.?

En línea con la información presentada en la respuesta dada a los numerales 1.1, 1.3 y 1.4, los indicadores contenidos en el acuerdo de mejoramiento suscrito con ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. fueron evaluados por esta entidad en el periodo enero de 2020 al 15 de julio de 2022. En el acta de cierre del acuerdo se encuentra la información del cumplimiento de los indicadores. Ahora bien, como se indica en la respuesta dada al punto siguiente, a la fecha esta entidad no ha suscrito otros acuerdos de mejoramiento con ENEL COLOMBIA.

1.6. ¿A la fecha se han suscrito otros acuerdos de mejoramiento para otras zonas del departamento de Cundinamarca? En caso afirmativo sírvase detallar el informe pormenorizado, en que zonas, bajo qué términos, qué compromisos adquirió la empresa ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. y en que estado de ejecución se encuentran actualmente dichos compromisos.

La suscripción voluntaria y acordada de Programas de Gestión, se adscribe al ejercicio de las funciones de inspección y vigilancia de esta Superintendencia, quien puede acudir a medidas preventivas, que estén orientadas a la eficiente prestación de los servicios públicos mediante la eliminación o disminución de los riesgos identificados en la prestación del servicio.

Al respecto, a la fecha no se han suscrito otros acuerdos de mejoramiento para otras zonas del departamento de Cundinamarca, no obstante, cabe indicar que la SSPD de manera continua realiza acciones de inspección, vigilancia y control respecto a la adecuada prestación del servicio de energía eléctrica por parte de ENEL COLOMBIA, en ejercicio de dichas funciones, en el periodo comprendido entre agosto de 2022, a la fecha, esta entidad ha realizado aproximadamente 30 mesas de trabajo con usuarios y el prestador en las cuales se han abordado

temas asociados a la inconformidad de los usuarios con la calidad y continuidad del servicio prestado por la empresa. Como resultado de lo anterior se han efectuado compromisos a cumplir por parte de ENEL COLOMBIA en pro de dar atención a las inconformidades presentadas por los usuarios. Dichos compromisos son objeto de seguimiento por parte de esta entidad.

Sobre este punto, las acciones de inspección y vigilancia realizadas por esta entidad respecto a la prestación del servicio de energía eléctrica por parte de ENEL COLOMBIA podrán dar lugar a acciones de control en cuanto se identifique conductas contrarias al marco normativo aplicable a la empresa en cuanto a la calidad del servicio prestado a los usuarios.

1.7. De acuerdo con lo anterior, sírvase informar de manera detallada qué acciones de vigilancia, control y seguimiento ha adelantado la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en qué municipios y en qué condiciones ha garantizado el cumplimiento de la empresa ENEL COLOMBIA.

La respuesta a esta pregunta se aborda con mayor detalle en la respuesta a la pregunta número 8 del cuestionario.

2. ¿Qué presupuesto ha invertido ENEL en el mejoramiento de su infraestructura para el servicio público de energía en el departamento de Cundinamarca desde el año 2020?

Es importante aclarar que la SSPD no cuenta con información relacionada con el presupuesto invertido por la empresa ni con datos de los presupuestos específicamente orientados al mejoramiento de la infraestructura eléctrica por parte de empresas distribuidoras.

No obstante, en el marco de las funciones de inspección y vigilancia de la Superintendencia, se realiza el monitoreo de la ejecución del plan de inversión a las empresas distribuidoras, cuyo marco regulatorio se encuentra definido en el capítulo 6 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018.

Con respecto a este marco regulatorio, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), mediante la Resolución CREG 015 de 2018, estableció la metodología vigente para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En dicho Acto Administrativo, el regulador dispuso que los Operadores de Red (OR) debían presentar para su aprobación un Plan de Inversión con una proyección a diez (10) años (largo plazo), con el fin de que este lo evalúe y apruebe, inicialmente, para un periodo de cinco (5) años de ejecución, mediano plazo.

Para el caso particular de ENEL el plan de inversiones fue aprobado a través de una resolución particular de aprobación de cargos de cada OR, dando así inicio, a la aplicación de la metodología de remuneración establecida en la Res. CREG 015 de 2018. En este sentido, la resolución por la cual se aprobaron los ingresos y cargos para ENEL Colombia, en su entonces CODENSA, fue la Resolución CREG 189 de 2019, sobre la cual fue interpuesto recurso de reposición por parte del OR, el cual fue resuelto por la CREG a través de la Resolución CREG 122 de 2020. En este se deja en firme lo que en adelante se denominará **plan inicial** y es el marco de referencia de ejecución de inversiones para 2019.

Por disposiciones regulatorias, los OR tienen la posibilidad de ajustar el plan de inversiones inicialmente aprobado cada dos años. Sin embargo, el primer ajuste podía presentarse durante el primer año de ejecución. De esta manera, ENEL solicitó ante la CREG modificación al plan de

inversión, la cual fue aprobada mediante la Resolución CREG 068 de 2021. En este se consigna el ajuste al plan de inversión en el cual se encuentra el monto vigente de las inversiones aprobadas para el periodo 2020 - 2025 desagregados por categoría de activo y nivel de tensión. El plan acá consignado corresponde a lo que se denominará **primera modificación** y es el marco de referencia de ejecución de inversiones para 2020 a 2022.

Posteriormente, teniendo en cuenta que los ajustes al plan de inversión pueden solicitarse cada dos años, ENEL solicitó ante la CREG un segundo ajuste al plan de inversión en agosto de 2022, la cual fue aprobada mediante la Resolución CREG 501 043 de 2024 sobre la cual fue interpuesto recurso de reposición por parte del OR, el cual fue resuelto por la CREG a través de la Resolución CREG 501 110 de 2024 y publicado el 11 de marzo de 2025. En este se consigna el ajuste al plan de inversión en el cual se encuentra el monto vigente de las inversiones aprobadas para el periodo 2023 - 2027 desagregados por categoría de activo y nivel de tensión. El plan acá consignado corresponde a lo que se denominará **segunda modificación** y es el marco de referencia de ejecución de inversiones vigente desde 2023.

Ahora bien, es de resaltar que se encuentran en trámite por parte de la CREG un tercer ajuste al plan de inversión para el periodo 2025 – 2029 presentada en agosto de 2024 por ENEL. En la pregunta 1 del requerimiento adicional, se presentará un resumen del plan presentado por la empresa.

Con base en este plan de inversión, ENEL ha ejecutado y reportado inversiones desde el año 2019 a esta Superintendencia a través del Sistema Único de Información, a la CREG acorde con los lineamientos definidos en la Circular CREG 024 de 2020 y a XM como Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) acorde con los lineamientos definidos en la Circular 010 de 2020.

En la Tabla 2 se encuentran las inversiones anuales aprobadas por la CREG y reportadas como ejecutadas por parte de la empresa ENEL para el periodo 2019 a 2024.

Tabla 2. Ejecución anual del plan de inversión 2019 a 2024.

2019	INVA (\$COP 2017)	711.721.310.193
	INVR (\$COP 2017)	574.892.174.856
2020	INVA (\$COP 2017)	469.651.125.020
	INVR (\$COP 2017)	375.407.002.984
2021	INVA (\$COP 2017)	366.909.223.265
	INVR (\$COP 2017)	428.527.189.727
2022	INVA (\$COP 2017)	440.570.324.917
	INVR (\$COP 2017)	494.805.185.082
2023	INVA (\$COP 2017)	496.502.516.112
	INVR (\$COP 2017)	500.653.888.275
2024	INVA (\$COP 2017)	457.417.257.068
	INVR (\$COP 2017)	458.184.288.378
Global	INVA (\$COP 2017)	2.942.771.756.575
	INVR (\$COP 2017)	2.832.469.729.302

Fuente: Reporte OR. Circular CREG 024 de 2020.

Adicionalmente, en la Figura 1 se presenta la distribución de inversiones ejecutadas entre 2019 y 2023 entre la ciudad de Bogotá y el resto del mercado atendido por ENEL (Cundinamarca).

Figura 1. Distribución de inversiones ejecutadas por parte de ENEL en el marco del plan de inversión (2019 a 2023).

Fuente: Reporte OR. Circular CREG 024 de 2020.

Respecto a la información presentada, es necesario realizar las siguientes aclaraciones:

- La valoración de inversiones que hacen parte del plan de inversiones se encuentra desagregada en Unidades Constructivas – UC, que pueden entenderse como un conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico. En el capítulo 14 de la Resolución CREG 015 de 2018 se encuentran definidas las UC del Sistema de Transmisión Regional y Sistema de Distribución Local con su respectiva valoración.
- Los montos aprobados del plan de inversión, así como el reporte de ejecución reportada, se calcula con base en esta valoración, la cual está dada en pesos de diciembre de 2017. Por consiguiente, los valores presentados deben entenderse como la valoración hecha por la CREG en unidades constructivas de los proyectos de inversión y, por lo tanto, **no representan los valores reales de la inversión hecha por ENEL, ni tampoco los montos reales ejecutados para inversiones por parte de la empresa.** No obstante, se aclara que los ingresos que recibe la empresa por concepto de inversión a través de la componente de distribución se calculan con base en esta valoración; asimismo, la información reportada a la CREG y a la SSPD se presenta con base en esta valoración.
- Es relevante anotar que los operadores de red solo pueden reportar como ejecutadas aquellas inversiones que fueron puestas en operación. Es decir, si un conjunto de unidades constructivas fue ejecutado financiera y físicamente, pero no se encuentra en operación, dichas UCs no pueden ser reportadas.
- La distribución de inversiones presentada en la **Figura 1** se realizó con base en la asignación de proyectos de inversión a municipio en los formatos de reporte de información de la Circular CREG 024 de 2020. Estos formatos tienen la particularidad de que solo se puede asignar un municipio por proyecto; no obstante, el área de influencia de un proyecto, los beneficios esperados, o su ejecución no necesariamente abarca ese único municipio.

Por último, se informa que por disposiciones del numeral 6.7 de la Resolución CREG 015 de 2018, ENEL dispone para consulta pública información relacionada con las diferentes iteraciones

del plan inversión aprobados y su ejecución anual. Este puede ser consultado en su página Web a través del siguiente enlace:

<https://www.enel.com.co/es/personas/planes-de-inversiones-enel-distribucion.html>.

3. Ante las constantes quejas de la comunidad por fallas en el servicio público de energía, en gran parte de los municipios del Departamento de Cundinamarca, sírvase detallar en informe pormenorizado la relación de la totalidad de Peticiones, quejas, reclamos allegados a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, contra la empresa ENEL COLOMBIA relacionadas por municipio, motivo y resolución, desde el año 2020, año a año, hasta la fecha.

De acuerdo con su solicitud, se anexa base de datos en excel denominada “Estadísticas trámites_ENEL 2020_2025” en el cual se detallan los trámites recibidos por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, contra ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. entre el 2020 y 2025

4. Informe de manera detallada desde el año 2020, año a año, los procesos sancionatorios abiertos por la Superintendencia por la prestación del servicio de energía eléctrica por parte de ENEL COLOMBIA en el departamento de Cundinamarca.

Para dar respuesta a la solicitud, se consultaron los diferentes sistemas de información de esta Superintendencia y se evidenció que, desde el año 2020, se han adelantado tres (3) investigaciones administrativas sancionatorias contra la empresa ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P., de conformidad con el siguiente detalle:

INVESTIGACIONES					
No.	Expediente	Radicado resolución sanción y fecha	Radicado resolución recurso y fecha	Estado	Causal de Incumplimiento
1	2020240350600005E	20222400666425 (19-07-2022)	20232400436065 (3-08-2023)	En firme	Incumplimiento al régimen de facturación
2	2021240350600003E	20222400660655 (11-07-2022)	20232400403065 (21-07-2023)	En firme	Incumplimiento no envió de lectura en frontera comercial
3	2023240380300032E	20242400587125 (27-09-2024)	En término para resolver el recurso	En trámite de recurso	Incumplimiento a la regulación de calidad individual

5. De acuerdo con lo anterior, informe de manera detallada, desde el año 2020 hasta la actualidad, si la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios ha impuesto sanciones y/o multas derivadas de procesos sancionatorios en contra de la empresa ENEL CODENSA

Conforme lo expuesto en el numeral anterior, se le informa que, desde el año 2020, la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible ha impuesto a la empresa ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P., las siguientes tres (3) sanciones en la modalidad de multa, derivadas de procedimientos administrativos sancionatorios:

Expediente	Radicado resolución sanción y fecha	Radicado resolución recurso y fecha	Tipo de decisión	Valor de la Multa Impuesta	Estado
2020240350600005E	20222400666425 (19-07-2022)	20232400436065 (3-08-2023)	Multa	\$ 237.422.834	En firme
2021240350600003E	202224006660655 (11-07-2022)	20232400403065 (21-07-2023)	Multa	\$700.000.000	En firme
2023240380300032E	20242400587125 (27-09-2024)	En término para resolver el recurso	Multa	433.333.333	En sede recurso

6. Informe detalladamente desde el año 2020 hasta la actualidad, mes a mes, el costo del Kwh de energía eléctrica para los municipios del Departamento de Cundinamarca.

Es preciso aclarar que la tarifa de energía eléctrica es calculada de acuerdo a cada mercado de comercialización, que para el caso se denomina mercado de Comercialización «BOGOTÁ - CUNDINAMARCA». Lo anterior indica que cualquier usuario que se encuentre ubicado en cualquier municipio que haga parte de este mercado, si pertenece al mismo estrato y/o sector, la energía que consuma será al mismo precio.

En línea con lo anterior, se adjunta en archivo excel "*Histórico CU y Tarifas 2020-2024 ENEL COLOMBIA.xlsx*" la información reportada por dicho prestador al SUI.

Adicionalmente, la SSPD puso a disposición de todos los grupos de interés la información relacionada con el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) y las tarifas de energía aplicadas por los comercializadores integrados a los Operadores de Red (OR) del nivel de tensión 1 con propiedad de activos del OR en una ventana de 12 meses pertenecientes al SIN. Lo anterior, permitirá realizar el seguimiento mensual del comportamiento del CU y la tarifa por cada uno de los interesados a la empresa de su interés.

El documento «*Información tarifaria del servicio público de energía para el comercializador integrado al operador de red*» se encuentra disponible en la [página web](#) de la SSPD, no obstante, es importante aclarar que la información presentada corresponde a los valores calculados y reportados por las empresas al SUI.

En este mismo documento encontrará las definiciones por cada uno de los componentes que conforman el CU, las resoluciones asociadas a su cálculo, una pequeña explicación de las mismas y sus principales factores de variación; así mismo, un índice que le permitirá navegar por las diferentes pestañas conformadas por tablas de datos con la información del CU, las tarifas de cada una de las empresas y las gráficas donde se podrá evidenciar claramente como ha sido su comportamiento en la ventana de tiempo.

También informamos que la Superservicios publica de manera trimestral en su página web el Boletín Tarifario de Energía Eléctrica del SIN, donde se analizan cada uno de los componentes

del CU y se presenta el ranking de empresas de acuerdo a la tarifa calculada para el estrato 4. El documento puede ser consultado en el [siguiente link](https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Energia/Tarifas).
<https://www.superservicios.gov.co/Empresas-vigiladas/Energia-y-gas-combustible/Energia/Tarifas>

“7. ¿Por qué, a mayo de 2024, no se ha publicado el informe de calidad del servicio para el año 2023? ¿Cuál es la razón de la demora en la publicación de dichos informes?”

Cabe indicar que, el informe de diagnóstico de calidad del servicio de energía eléctrica realizado por esta entidad corresponde a un ejercicio propio que se ha realizado desde el año 2016, cuya publicación no cuenta con un plazo límite. Lo anterior en el entendido que, la elaboración y publicación de dicho informe, no es de cumplimiento normativo o regulatorio.

Para el caso de la publicación del informe diagnóstico de calidad del servicio de energía eléctrica vigencia 2023, es pertinente mencionar que los indicadores analizados en este documento requieren como insumo, la información reportada por los Operadores de Red (OR) en el Sistema Único de Información (SUI).

Ahora bien, debido a las múltiples solicitudes de reversión de información de los formatos SUI realizadas por diferentes OR durante el segundo semestre de 2024 respecto de la información ya reportada al SUI para la vigencia 2023, se hizo necesario posponer la elaboración y publicación del informe del Diagnóstico de la calidad del servicio de energía eléctrica en Colombia 2023, con el objetivo de obtener la información más precisa y completa posible para un análisis más objetivo. Razón por la cual, el informe será publicado en el primer semestre de 2025.

8. ¿Qué acciones concretas ha realizado la Superintendencia para mejorar la prestación de servicios de los habitantes de la provincia del Gualivá del Departamento de Cundinamarca, que en repetidas han tenido que tomar acciones como bloqueo de vías, en protesta al pésimo servicio de energía eléctrica?

En respuesta a su solicitud cabe indicar que la provincia de Gualivá del departamento de Cundinamarca está integrada por los siguientes 12 municipios: Albán, La Peña, La Vega, Nimaima, Nocaima, Quebradanegra, San Francisco, Sasaima, Supatá, Utica, Vergara y Villeta. Al respecto, la SSPD ha realizado las siguientes acciones de inspección y vigilancia:

- a. Se programó una comisión al municipio de San Francisco de Sales (Cundinamarca) teniendo presente las problemáticas que viene presentando en lo relacionado con la calidad del servicio que brinda ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. para los días 13, 14 y 15 de noviembre de 2024.

En el desarrollo del recorrido se verificaron las ejecuciones realizadas por ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. y se encontró que existen falencias técnicas que requieren de atención inmediata, así como otras que deberían entrar dentro del plan de mantenimiento general de la prestadora, por lo cual, se suscribió un acta con compromisos con el prestador, el día 26 de diciembre del 2024.

- b. La SSPD encontró mérito suficiente para sancionar a la empresa por incumplimientos en cuanto a los indicadores calidad individual por usuario, ya que evidenció usuarios que superaron las 360 horas de interrupciones, durante los periodos comprendidos entre: a) enero a diciembre de 2021, b) enero a diciembre de 2022, y c) enero a agosto de 2023. Por

lo tanto, procedió a notificar dicha decisión mediante radicado SSPD No. 20242400587125 del 27 de septiembre de 2024, la cual se encuentra en términos para resolver el respectivo recurso de reposición.

- c. Mesas de trabajo y visitas a diferentes municipios del departamento de Cundinamarca, enfocadas a conocer de primera mano de parte de la comunidad, líderes locales, personerías y autoridades locales los problemas que en materia del servicio de energía eléctrica. Espacios, en los que se ha validado parte de lo planteado en el literal a, ya que se evidenció un aumento en la cantidad de quejas por parte de los usuarios del mercado de ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. ante esta SSPD, con respecto a las interrupciones del servicio de energía.

En ese sentido, los días 19 y 20 de febrero del 2025, la SSPD organizó en los municipios de Villeta, Nocaima y Quebrada Negra, encuentros con los habitantes y autoridades para un diálogo en relación con la calidad, continuidad y eficiencia en la prestación de servicio en la provincia del Gualivá.

- d. La SSPD realiza seguimiento a ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P., con el objetivo de garantizar la prestación continua y de calidad por parte del prestador y minimizar las interrupciones en el servicio de energía, especialmente en áreas alejadas de Bogotá. Los objetivos principales incluyen:

- Continuidad del servicio en el Sistema de Distribución Local (SDL)
- Confiabilidad en el Sistema de Transmisión Regional (STR)
- Calidad de la potencia en el SDL
- Atención al usuario

Proyectos propuestos por ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.

En el encuentro con municipios realizado el 9 de abril del 2024, el prestador informó:

- Proyectos estructurales Sabana Centro/Gualivá Interconexión 34.5 Provincia Sabana Centro – Guavio con fecha de inicio en junio del 2023 y fecha de finalización en diciembre de 2025 donde se anillará desde la Subestación Villeta hasta la Subestación Tabacal para fortalecer la calidad del servicio en la Zona Gualivá. De acuerdo con lo reportado por ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. dicho proyecto se encuentra en proceso de obtención de las licencias ambientales con la Concesión Sabana de Occidente e INVIAS.

La SSPD solicitó al prestador información sobre el estado de los proyectos de la provincia del Gualivá y otras zonas de Cundinamarca.

En cuanto a las preguntas adicionales del requerimiento, se procede a dar respuesta en los siguientes términos:

- 1. Si bien es cierto la empresa ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P, viene desarrollando inversiones para modernizar el Sistema de Transmisión, Comercialización y Distribución de Energía en el Departamento, explique los planes de inversión propuestos en Cundinamarca para los próximos Cinco años, en el que se relacionen las actividades y componentes principales, los sectores y municipios a intervenir y su cronograma.**

Como se expuso en la respuesta a la pregunta 2 del cuestionario B dirigido a esta SSPD, en agosto de 2024, ENEL presentó ante la CREG una nueva solicitud de ajuste al plan de inversión para el periodo 2025 – 2029, para la cual la CREG inició actuación administrativa⁴ el pasado 25 de febrero de 2025; es decir, se encuentra en proceso de revisión por parte de estos. Al respecto, se informa que ENEL dispone en su página Web información asociada a esta solicitud en el siguiente enlace: <https://www.enel.com.co/es/personas/planes-de-inversiones-enel-distribucion/plan-inversiones-actividad-de-distribucion-energia-electrica-enel-colombia.html>

ENEL propone inversiones para el sistema que estos operan (Cundinamarca y Bogotá D.C.) para el periodo 2025 – 2029 valoradas en Unidades Constructivas por un valor de 2,04 billones de pesos colombianos de 2017. La distribución de estas inversiones por tipo de inversión se presenta Figura 2.

Figura 2. Distribución de inversiones 2025 - 2029 por tipo de inversión.

Fuente: DTGE a partir de información aportada por ENEL

Entendiéndose tipo de inversión como se definen en el Capítulo 6 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018

- **Tipo I:** proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan el remplazo de activos existentes para obtener una mayor capacidad del sistema. Corresponden a proyectos orientados a la repotenciación y/o modernización de activos.
- **Tipo II:** proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin remplazo de activos de existentes. Enmarca proyectos orientados a la expansión del sistema para atención de nueva demanda.
- **Tipo III:** proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que remplazan activos existentes sin obtener una mayor capacidad del sistema. Enmarcan proyectos orientados a la reposición de activos.
- **Tipo IV:** proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos. Enmarcan proyectos orientados a la mejora en la calidad del servicio, reducción de pérdidas y renovación tecnológica.

⁴ https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Auto_Inicio_20250000432_EXP_20250007/

La distribución de las inversiones propuestas por nivel de tensión se presenta en la Figura 3.

Figura 3. Distribución de inversiones 2025 - 2029 por nivel de tensión.

Fuente: DTGE a partir de información aportada por ENEL.

La distribución de estas inversiones por tipo de unidad constructiva se presenta en la **Figura 4.**

Figura 4 Distribución de inversiones 2025 - 2029 por tipo de unidades constructiva.

Fuente: DTGE a partir de información aportada por ENEL.

Esta propuesta de plan de inversión para el periodo 2025 – 2029 por parte de ENEL está compuesta por 354 proyectos, de los cuales 204 tienen asignado municipios fuera del área de la ciudad de Bogotá D.C. Ahora bien, entendiendo Cundinamarca como la porción del mercado de comercialización sin tener en cuenta Bogotá D.C., en la Tabla 3 se presenta un resumen de los proyectos presentados por ENEL en esta propuesta, los municipios para los cuales fueron asignados estos proyectos y los años durante los cuales serán ejecutados.

Tabla 3. Resumen de proyectos de inversión propuestos por ENEL para ejecución en municipios de Cundinamarca para el periodo 2025 – 2029.

Descripción	Municipio(s)	Año(s) propuesto(s)
Ampliación de capacidad en el SDL rural y urbano mediante la ampliación subestaciones existentes y construcción nuevos alimentadores.	Villeta, Guaduas, Villapinzón, Cajica, Quetame, Ubaté, Granada, Ubala	2025, 2026, 2027, 2028, 2029
Ampliación capacidad subestaciones, construcción nuevos circuitos y expandir la red MT y BT rurales y urbanos	Puerto Salgar, Soacha, Ubala. Mosquera, Facatativá, Fusagasuga	2025, 2026, 2027, 2028
Construcción de nuevos circuitos, suplencias instalación de equipos TLC y repotenciación de la red de MT y BT	Anapoima, Chia, Tausa, Alban, Tibirita, Caqueza, Fusagasuga, Facatativá, Yacopi, Villeta, Caparrapi, Puerto Salgar, Funza	2025, 2026, 2027, 2028, 2029
Construcción y reposición de redes MT y equipos de red, para el mejoramiento del servicio, seguridad y confiabilidad de la infraestructura	Chia, Viota, El Colegio, Villeta, San Francisco, Tibirita, Fusagasuga, Tenjo, Funza, Sopo	2025, 2026, 2027, 2028, 2029
Reposición y normalización infraestructura para garantizar seguridad, confiabilidad y disponibilidad de los activos y del sistema.	Soacha, Tenjo, Choconta, La Vega, Tocaima, Simijaca,	2026, 2029
Reposición celdas nivel II y III para garantizar seguridad, confiabilidad y disponibilidad de los activos y del sistema	Villeta	2025, 2026
Adecuación infraestructura del STR y SDL motivada por la conexión de generación	El Colegio	2025
Reconfiguración línea Noroeste-Tenjo 115kV en una nueva alternativa Noroeste - Bolivia 115kV y Bacatá - Tenjo 115kV	Funza	2026, 2027
Nueva subestación GIS 2x63MVA 115/34,5 kV + 1x40MVA 115/11,4kV. Creación de las líneas Noroeste – Intexzona 115kV y Intexzona – Bolivia 115kV. Construcción de nuevos alimentadores a 34,5kV y 11,4kV.	Funza	2025, 2026, 2027, 2028
Nueva subestación 2x40MVA 115/11,4kV. Líneas Tren Occid-Balsillas, Tren Occid - Faca, Tren Occid -Mosquera y Tren Occid-Occidente. Nuevos alimentadores 11,4kV y bahía conexión 115kV carga REGIOTRAM.	Facatativá	2025, 2026, 2027
Subestación Nueva Esperanza. Construcción del segundo banco de transformadores 450MVA 500/115 kV, módulo de conexión en 500 y 115 kV	Soacha	2026
Nueva Subestación conexión al STN, deriva de las líneas Guavió – Circo 230 kV 1 y 2, bancos autotransformadores de 2x300MVA	Gachanchipa	2029

Descripción	Municipio(s)	Año(s) propuesto(s)
230/115kV, construcción de líneas Sopó–Gransabana 115kV y Sopó–Bochica 115kV		
Nueva subestación HIBRIDA 2x40MVA 115/34,5kV+. Nuevas líneas Bochica-Sesquilé y Termostiza-Bochica. Construcción nuevos alimentadores a 34,5kV.+2 TRFs 115/11.4 kV 2X25 MVA, 2 bahías híbridas SB, 1 SB Secc. de B. Nuevos circuitos a 11.4 kV	Gachanchipa	2025, 2026
Nueva subestación conexión al STN, bancos de autotransformadores de 2x300 MVA 230/115 kV. Nuevas líneas 115kV: Norte – Sesquilé, Norte – Gran Sabana, Norte – Zipaquirá – T Peldar y Norte – Ubaté	Gachanchipa	2028

Fuente: DTGE a partir de información aportada por ENEL.

Respecto a la información presentada anteriormente es necesario realizar las siguientes claridades:

- Similar a las claridades de la pregunta 2 (presupuesto ejecutado), la información presentada en la Tabla 3 se realizó con base en formatos aportados por ENEL a la CREG en el marco de la solicitud de ajuste al plan de inversión 2025- 2029. Estos formatos solo permiten la asignación de proyectos a un solo municipio, usualmente asociado a la ubicación del proyecto. No obstante, esto no quiere decir que la influencia o los beneficios esperados derivados de estos proyectos estén exclusivamente asociados a estos municipios, y proyectos tales como nuevas subestaciones, circuitos y reconfiguraciones pueden tener influencia en múltiples municipios.
- La información presentada en la respuesta a esta pregunta no es definitiva y está sujeta a revisión y aprobación por parte de la CREG. Por lo tanto, si bien puede ser el marco de referencia bajo el cual ENEL se encuentra ejecutando sus inversiones, este no es definitivo para las tareas de seguimiento, inspección y vigilancia realizadas por esta Superintendencia; lo será una vez la CREG apruebe y quede en firme esta iteración del plan de inversión.

2. Explique los planes de mantenimiento de las diferentes redes en el Departamento, así como la metodología de implementación y los protocolos para informar a la comunidad en general, puesto que la mayoría de población no los conoce y existen muchos cortes del servicio por este concepto que afecta la economía y el desarrollo de los municipios.

Respecto a su consulta en cuanto a los planes de mantenimiento en el departamento de Cundinamarca, es importante aclarar que, el mantenimiento del Sistema de Transmisión Regional (STR) y del Sistema de Distribución Local (SDL) es responsabilidad del Operador de Red, tal como lo establece la Resolución CREG 015 de 2018:

“(…) Operador de red de STR y SDL, OR: persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un STR o SDL, incluidas sus conexiones al STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos

por uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos domiciliarios. La unidad mínima de un SDL para que un OR solicite cargos por uso corresponde a un municipio. (...). Énfasis fuera del texto.

Adicionalmente, frente a su consulta, respecto a los protocolos empleados para informar a la comunidad en general, referente a los planes de mantenimiento, es pertinente señalar lo establecido en el numeral 5.2.1, Clasificación de los eventos de la Resolución CREG 015 de 2018, el cual señala:

“(...) 5.2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS EVENTOS.

Teniendo en cuenta que un evento haya sido previsto o no por el OR, se clasifican así:

- a. *No programados: Son aquellos eventos en los elementos que componen un SDL que no fueron programados por el OR y que suceden por situaciones no preestablecidas por él.*
- b. *Programados: Son aquellos eventos programados por el OR a efectos de realizar expansiones, remodelaciones, ampliaciones, reposiciones, mejoras, mantenimientos preventivos y/o mantenimientos correctivos, etc. en sus redes, instalaciones y/o equipos. Estos eventos deben ser informadas a los usuarios afectados con **una antelación mínima de 48 horas a través de cualquier medio de comunicación masivo que garantice su adecuada información. El OR debe de todas formas garantizar el envío automático de un mensaje de texto o de correo electrónico brindando esta información a todos los usuarios de quienes tenga este tipo de contacto. Cuando los eventos programados afecten cargas industriales, el tiempo de notificación no podrá ser inferior a 72 horas y requerirá una comunicación escrita por parte de la empresa.** (...)* Énfasis fuera del texto

Frente a lo expuesto, la regulación en mención es clara al señalar la responsabilidad del OR de informar a los usuarios que se vean afectados por los mantenimientos, según el término y condiciones dispuestas en la norma, por lo cual, corresponde a ENEL suministrar la información detallada respecto a las comunicaciones realizadas a los usuarios y los medios o canales empleados para ello.

3. ***Explique la problemática generada en el Departamento con los proyectos estratégicos de modernización de las redes de Distribución y los nuevos circuitos propuestos para mejorar el servicio y cuáles son las acciones desarrolladas con las comunidades y administraciones municipales para resolverlas. Ejemplos como el nuevo circuito de Medina y Paratebueno, circuito del Sumapaz, Subestación Villeta en Guaduas que beneficiará el Gualivá, Subestación de Sabana Centro, entre otros.***

En relación con la ejecución de las acciones de modernización de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y Sistemas de Distribución Local (SDL), incluyendo la expansión del mismo, la Resolución CREG 070 de 1998, establece, entre otros aspectos, las responsabilidades de los Operadores de Red (OR) tanto para la planeación y ejecución de los planes de expansión del SDL que opera.

En este sentido, el artículo 3.2.2 de la Resolución CREG 070 de 1998, menciona lo siguiente:

«(...) El OR es responsable de elaborar el Plan de Expansión del Sistema que opera, de acuerdo con el Plan Estratégico, el Plan de Acción y el Plan Financiero de que trata la Resolución CREG 005 de 1996.

El Plan de Expansión del OR deberá incluir todos los proyectos que requiera su Sistema, considerando solicitudes efectuadas por terceros y que sean viables en el contexto de su Plan Financiero.»

Asimismo, el artículo 3.2.3 ibídem establece la responsabilidad del OR en relación con la ejecución del plan de expansión en los siguientes términos:

«(...) El OR es el responsable por la ejecución del Plan de Expansión de la red que opera, definido de acuerdo con lo establecido en el numeral anterior, en relación con la construcción de nuevas líneas, subestaciones y equipos que tengan carácter de uso general.

Si el OR incumple con la ejecución de un proyecto previsto en su Plan de Inversión (Ver Artículo 2o de la Resolución CREG 005 de 1996), el proyecto correspondiente podrá ser desarrollado por el Usuario interesado o por un tercero, de acuerdo con lo establecido en el Capítulo 9 de la presente Resolución.»

De conformidad con lo expuesto, corresponde al OR elaborar el Plan de Expansión del Sistema que opera y realizar la ejecución del Plan de Expansión de Inversión.

Adicionalmente, la Resolución CREG 024 de 2013 establece:

«ARTÍCULO 3o. PLANES DE EXPANSIÓN. El OR es responsable de elaborar el plan de expansión del sistema que opera con base en lo establecido en la Resolución CREG 070 de 1998, o aquella que la modifique o sustituya, en la Resolución MME 180465 de 2012, modificada mediante Resolución MME 180712 de 2012 y 90066 de 2013, así como en las demás normas que sobre la expansión de su sistema expidan las autoridades competentes.

Para la preparación del Plan de Expansión del SIN, que elabora la Unidad de Planeación Minero energética, UPME, los OR deberán entregar a esta entidad la información de planeamiento estándar, la información de planeamiento detallada y una copia del plan de expansión del OR referenciado en el párrafo anterior, a más tardar el 15 de junio de cada año.

Los proyectos a ejecutar en los STR y los mercados de comercialización asociados harán parte de la información que publique la UPME en el Plan de Expansión del SIN. Cualquier modificación a los activos que hacen parte del STR que no haya sido incluida en el Plan de Expansión del SIN deberá ser informada a la UPME, previo al inicio de su ejecución. La no entrega por parte del OR de la información establecida en este artículo, o su entrega tardía o incompleta, ocasiona que la expansión requerida en el SIN no sea considerada en los planes de expansión que publica la UPME y que la prestación del servicio pueda ponerse en riesgo.

(...)

PARÁGRAFO 2o. El listado de proyectos identificados para los STR incluido en el Plan de Expansión del SIN podrá ser actualizado por la UPME, antes de la adopción del siguiente plan, cuando esta entidad considere necesario incluir nuevos proyectos en el STR, o modificar los incluidos previamente.» (Negrita fuera de texto)

Vale la pena mencionar que no hay una obligación específica a cargo de esta entidad respecto al seguimiento de los Planes de Expansión, el cual corresponde a la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME.

No obstante, en ejercicio de las funciones de inspección y vigilancia asignadas por ley, esta entidad ha participado en reuniones con XM en las cuales se han abordado temas asociados a la presentación de los informes de planeamiento operativo de mediano y largo plazo, así como en diferentes comités y subcomités del Consejo Nacional de Operación (CNO), reuniones de seguimientos del área Oriental organizada también por el CON, en las cuales, se revisa el estado de los proyectos que se desarrollan en el STR (proyectos ejecutados por Enel), entre otros.

De manera particular esta Superintendencia ha realizado diferentes mesas de trabajo con ENEL, en las cuales la empresa ha expresado algunos inconvenientes para el desarrollo y ejecución de los proyectos dentro de su plan de expansión, entre estos, oposición por parte de las comunidades y demoras y/o negación de licenciamiento ambiental, aspectos que se abordan por parte de esta entidad en ejercicio de su competencia en pro de realizar acciones en beneficio de los usuarios.

4. En cuanto a la mala calidad del Servicio por los permanente cortes del servicio, que acciones y soluciones han desarrollado con respecto a:

a. Medios de comunicación a la comunidad en general, para informar cortes programados o fortuitos del servicio y sus tiempos estimados de solución.

La respuesta a esta pregunta se desarrolló con profundidad y detalle en la respuesta dada a la pregunta 2 del cuestionario adicional dirigido a esta SSPD.

b.Cuál es el medio y la relación de comunicación con las administraciones municipales de los 116 municipios, puesto que la mayoría de ellos desconocen mucha información del Operador ENEL COLOMBIA SA.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios como entidad encargada de ejercer las funciones de inspección, vigilancia y control sobre las entidades y empresas prestadoras de servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía y gas combustible, promueve el ejercicio de participación ciudadana a través de la creación de escenarios que fortalecen la interacción e integración con la comunidad y usuarios desde la defensa de los derechos y el conocimiento de los deberes en servicios públicos, que permiten construir y transformar el quehacer de esta SSPD como entidad pública.

En virtud de lo anterior, la Superservicios lleva a cabo un relacionamiento entre los actores que inciden en la prestación de los servicios públicos domiciliarios, incluidos los entes territoriales (autoridades territoriales, personerías, comunidad) en el marco de una renovada actitud institucional, que permite paulatinamente transitar de lo reactivo a lo proactivo, de lo correctivo a lo preventivo.

En este sentido la estrategia de Participación Ciudadana promueve actividades, programas, espacios y herramientas de participación ciudadana/control social que permiten incidir en el mejoramiento de la defensa de los derechos de la ciudadanía en

servicios públicos domiciliarios y permite a su vez el aprovechamiento del proceso de inspección, vigilancia y control para la participación ciudadana.

Las actividades de Participación Ciudadana son implementadas por las Direcciones Territoriales en su área de influencia, bajo la dirección de la Superintendencia Delegada para la Protección al Usuario y la Gestión del Territorio.

Las actividades desarrolladas son las siguientes:

- **Comunidades por el Control Social:** *Actividad de carácter pedagógico y práctico que aborda las temáticas necesarias para la defensa derechos y deberes de los usuarios, política pública de servicios públicos, la conformación de los Comités de Desarrollo y Control Social y la sensibilización y reconocimiento acerca de los retos encontrados en la Inspección, Vigilancia y Control a las empresas de servicios públicos, integrando diferentes instancias de participación ciudadana que complementen la incidencia y control social.*
- **Superservicios acompaña a los Entes Territoriales:** *espacios en los que se busca fomentar el cumplimiento de las responsabilidades de los Entes Territoriales en cuanto a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, a través de capacitaciones participativas en temas relevantes para los Entes Territoriales y demás entidades gubernamentales.*
- **Superservicios Orienta en los Territorios:** *Espacio de articulación de soluciones a las problemáticas que se presentan en relación a la prestación de los servicios públicos domiciliarios en los territorios priorizados, así como de orientación a usuarios para la presentación de quejas y reclamos en primera instancia. Para esto es necesaria la presencia de las empresas prestadoras de servicios públicos dado que son las llamadas a solucionar las peticiones, quejas y reclamaciones de los usuarios*

La estrategia de participación ciudadana define el marco de relacionamiento con los diferentes territorios y los medios de comunicación usados para las convocatorias y la recepción de información y solicitudes son los telefónicos, redes sociales y correos electrónicos.

c. *Cuál es la metodología para hacer seguimiento a las quedas de cobros excesivos por cambio de medidos, problemas de lectura y cuál es el porcentaje de solución, sin que genere cortes y costos de reconexión.*

Frente a lo indagado es pertinente precisar que, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios es competente para revisar las decisiones empresariales relacionadas con las reclamaciones administrativas de servicios públicos domiciliarios, de conformidad con lo previsto por el artículo 154 de la Ley 142 de 1994, que señala:

“ARTÍCULO 154.- De los recursos. *El recurso es un acto del suscriptor o usuario para obligar a la empresa a revisar ciertas decisiones que afectan la prestación del servicio o la ejecución del contrato. Contra los actos de negativa del contrato, suspensión, terminación, corte y facturación que realice la empresa proceden el recurso de reposición, y el de apelación en los casos en que expresamente lo consagre la ley.”* (Subrayado y negrilla fuera de texto)

Razón por la cual, a partir de que el usuario/suscriptor, haga uso de su derecho de interposición de recursos, esta Superintendencia como superior funcional aborda la reclamación en segunda instancia.

Ahora bien, respecto a las quejas por "*cobros excesivos por cambio de medidos*" (sic), en el trámite del recurso subsidiario de apelación, se revisa el cumplimiento del debido proceso en la actuación de los prestadores por el cambio del equipo de medida, teniendo en cuenta lo previsto por el artículo 26 de la Resolución CREG 108 de 1997, el cual hace referencia al control sobre el funcionamiento de los medidores, en cabeza de las empresas de servicios públicos domiciliarios y los usuarios/suscriptores, de verificar el estado de los instrumentos que se utilicen para medir el consumo y la obligación recíproca de adoptar precauciones eficaces para el óptimo funcionamiento, en garantía para la correcta medición del consumo y en concordancia con lo señalado en los artículos 144 y 145 de la Ley 142 de 1994.

Es decir, la empresa al determinar que el equipo de medida no se encuentra en óptimas condiciones para la medición del consumo, debe comunicar por escrito y con claridad al usuario qué tipo de irregularidades identificó y qué acción debe adelantarse, es decir, si se debe reparar o reponer el equipo de medida, señalando el término con el que cuenta el usuario/suscriptor para tomar las acciones necesarias para reparar o reemplazar los medidores. Por lo tanto, si pasado un período de facturación no se pronuncia el usuario/suscriptor, la empresa podrá hacerlo por cuenta del usuario o suscriptor.

En cuanto a los cobros de las actividades del cambio del medidor y del costo del equipo de medida, deben ser asumidos por el usuario/suscriptor de acuerdo con lo señalado por los artículos 144 y 145 de la Ley 142 de 1994, los cuales se encuentran enmarcados dentro de la libertad regulada.

En lo relacionado con los temas de lectura, es importante indicar que dentro del trámite de recurso subsidiario de Apelación, se revisa el cumplimiento de los artículos 9.1 y 146 de la Ley 142 de 1994, es decir, se verifica que lo facturado por consumo corresponda a la estricta diferencia de lecturas arrojadas por el equipo de medida instalado en el predio del usuario/suscriptor.

Por lo tanto, cuando la empresa no realiza lectura para determinar el cobro del consumo, la Superintendencia aplica lo dispuesto por el artículo 146 de la citada ley, es decir que la decisión a adoptarse en el recurso es ordenar retirar el consumo facturado no medido, razón por la cual la empresa pierde el derecho a recibir el precio.

Para el caso que la empresa, haya tomado lectura, pero esté promediando los consumos y no justifique este proceder, la decisión que se adopta en el recurso de apelación es ordenar facturar al consumo promedio histórico del predio, de conformidad con el citado artículo.

Respecto a las suspensiones y cobros por reconexión, se debe precisar que, si se está adelantado una reclamación de servicios públicos domiciliarios por las causales señaladas en el artículo 154 de la Ley 142 de 1994, la empresa no puede suspender el servicio público de energía por esta reclamación en curso, ni realizar el cobro de la suma reclamada, hasta tanto no se surta el recurso subsidiario de apelación. Frente a lo cual

esta Superintendencia conmina a la empresa a dar estricto cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 155 de la Ley 142 de 1994.

“...ARTÍCULO 155. Del pago y de los recursos. Ninguna empresa de servicios públicos podrá exigir la cancelación de la factura como requisito para atender un recurso relacionado con ésta. Salvo en los casos de suspensión en interés del servicio, o cuando esta pueda hacerse sin que sea falla del servicio, tampoco podrá suspender, terminar o cortar el servicio, hasta tanto haya notificado al suscriptor o usuario la decisión sobre los recursos procedentes que hubiesen sido interpuestos en forma oportuna. Sin embargo, para recurrir el suscriptor o usuario deberá acreditar el pago de las sumas que no han sido objeto de recurso, o del promedio del consumo de los últimos cinco períodos...”

En consecuencia, si no hay suspensión efectiva la empresa no puede realizar cobro alguno por concepto de reconexión, y de adelantar dicho cobro, debe ser reclamado por el usuario conforme al procedimiento de reclamación administrativa, en el cual se verificará la procedencia del cobro, determinando si obedeció a una suspensión dada en el trámite de una reclamación ya instaurada o si obedece a sumas diferentes a las reclamadas, que no fueron objeto de reclamación.

La Superintendencia ordena retirar el cobro por concepto de reconexión, cuando se evidencia violación del debido proceso.

Finalmente, en lo referente al porcentaje de favorabilidad para el usuario cuando hace uso de su derecho de presentar los recursos referentes a los cobros por promedio, por no medición y cobros de revisiones se tiene lo siguiente:

CAUSAL	PORCENTAJE DE FAVORABILIDAD
Cobros por promedio/no toma de lectura	81,05%
Cobros de revisiones/medidores	80,10%

d. Debido a los cortes permanentes del servicio en todo el departamento existen quejas permanentes de daños de electrodomésticos tanto en lo residencial, comercial, industrial e institucional. Dado a lo anterior, cual es la estrategia y la metodología, para dar solución a dichos daños, cual es el porcentaje de soluciones?

Al respecto, es dable hacer la siguiente precisión normativa sobre reparaciones por falla en la prestación del servicio:

El artículo [137](#) de la Ley 142 de 1994, establece:

“ARTÍCULO 137. REPARACIONES POR FALLA EN LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO. La falla del servicio da derecho al suscriptor o usuario, desde el momento en el que se presente, a la resolución del contrato, o a su cumplimiento con las siguientes reparaciones:

137.1. A que no se le haga cobro alguno por conceptos distintos del consumo, o de la adquisición de bienes o servicios efectivamente recibidos, si la falla ocurre continuamente

durante un término de quince (15) días o más, dentro de un mismo período de facturación. El descuento en el cargo fijo opera de oficio por parte de la empresa.

137.2. A que no se le cobre el servicio de recolección, transporte y disposición final de residuos sólidos, si en cualquier lapso de treinta días la frecuencia de recolección es inferior al cincuenta por ciento (50%) de lo previsto en el contrato para la zona en la que se halla el inmueble.

137.3. A la indemnización de perjuicios, que en ningún caso se tasarán en menos del valor del consumo de un día del usuario afectado por cada día en que el servicio haya fallado totalmente o en proporción a la duración de la falla; mas el valor de las multas, sanciones o recargos que la falla le haya ocasionado al suscriptor o usuario; mas el valor de las inversiones o gastos en que el suscriptor o usuario haya incurrido para suplir el servicio.

La indemnización de perjuicios no procede si hay fuerza mayor o caso fortuito. No podrán acumularse, en favor del suscriptor o usuario, el valor de las indemnizaciones a las que dé lugar este numeral con el de las remuneraciones que reciba por las sanciones impuestas a la empresa por las autoridades, si tienen la misma causa. (subraya fuera de texto)

Así, frente a los daños y perjuicios que sufra el usuario como consecuencia del incumplimiento de los estándares de calidad de la potencia suministrada, por parte del operador de red, aquél podrá presentar ante éste la reclamación correspondiente. En caso de negativa del prestador, ante la reclamación del usuario, éste puede tomar las medidas que autoriza la ley, es decir, acudir al juez del contrato.

Cabe indicar que, en la determinación de la responsabilidad por los daños causados a los electrodomésticos por fallas en el servicio de energía eléctrica es menester revisar el cumplimiento de los deberes de cuidado a cargo de las partes del contrato de servicios públicos, así como la ocurrencia de circunstancias de caso fortuito o fuerza mayor.

En línea de lo expuesto, el prestador deberá indemnizar los perjuicios causados, que la falla le haya ocasionado al suscriptor o usuario, y el valor de los gastos o inversiones en que hayan incurrido para suplir el servicio.

No obstante, es importante indicar que si bien esta Superintendencia vigila y controla las normas a las que se sujetan los prestadores de servicios públicos domiciliarios, como es el caso de normativa de calidad del servicio, lo cierto es que esta entidad no tiene la facultad para determinar la configuración de daños y las indemnizaciones por perjuicios causados a los usuarios con ocasión de la falla del servicio. En este sentido, dichas indemnizaciones deberán solicitarse ante el prestador y en caso de que no exista un acuerdo a la jurisdicción que resulte pertinente.

5. Cuáles son los resultados obtenidos de los compromisos adquiridos con las comunidades ubicadas en la jurisdicción de las generadoras del Guavio, San Antonio y El Colegio (Central la Guaca y compuerta de Alicachin).

Al respecto, se informa que esta entidad ha participado en mesas de trabajo que se han realizado en los municipios Guavio, San Antonio y El Colegio, en las cuales, la comunidad ha manifestado

una inconformidad frente al presunto incumplimiento de acuerdos establecidos con ENEL COLOMBIA y las autoridades locales, relacionados con su compromiso social y ambiental, así como el mejoramiento de vías y obras de mitigación o compensación del impacto que pudieran generar las centrales de generación ubicadas en los territorios de los municipios, inconformidades que no corresponden al ámbito de competencia de esta entidad en cuanto no se circunscriben a aspectos de la prestación del servicio de energía eléctrica.

En dicha medida, esta entidad ha participado en distintas mesas de trabajo y Puestos de Mando Unificado-PMU convocadas por el Ministerio de Minas y Energía, con el fin de atender las posibles inconformidades de los usuarios. Por último, cabe señalar que la Dirección Territorial Centro realizó una jornada de capacitación en el municipio El Colegio respecto de los derechos y deberes de los usuarios y la atención de quejas y reclamos que la comunidad hubiera manifestado.

6. Explique qué seguimiento se viene desarrollando en el Departamento, con respecto a los fraudes y pérdidas por parte de la industria y el Comercio, que afecta la estructura tarifaria del Departamento.

Previo a dar respuesta a la pregunta es necesario presentar claridad regulatoria en torno a la estructura tarifaria de la componente de pérdidas de la fórmula del costo unitario, y cómo aplica el reconocimiento de pérdidas caso particular de ENEL. La fórmula de costos de pérdidas (PR) se encuentra definida en la Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución CREG 173 de 2011 e incluye i) el costo de las pérdidas eficientes de energía; ii) los costos del transporte de las pérdidas eficientes de energía; y iii) los costos del Programa de Reducción de Pérdidas No Técnicas de energía, respectivamente. Esta fórmula corresponde a lo siguiente

$$P R_{m,n,i,j} = G_{m,i,j} \frac{IP R_{n,m,j} + IPRST N_{m-1}}{1 - (IP R_{n,m,j} + IPRST N_{m-1})} + T_m \frac{IP R_{n,m,j}}{1 - IP R_{n,m,j}} + CPRO G_{i,j}$$

Donde

$G_{m,i,j}$	Costos de compra de energía (\$/kWh) del Comercializador Minorista i , en el Mercado de Comercialización j , para el mes m determinados conforme se establece en el Capítulo III de la presente resolución.
$IPRSTN_{m-1}$	Fracción que corresponde a las pérdidas de energía por uso del Sistema de Transmisión Nacional asignadas por el ASIC durante el mes $m-1$, conforme a la metodología vigente.
$IPR_{n,m,j}$	Fracción de las pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG, para el Mercado de Comercialización j , en el mes m , acumulados hasta el nivel de tensión n del Sistema de Distribución respectivo.
Es igual a la variable $PR_{n,j}$ de que trata el Capítulo 12 de la Resolución CREG 097 de 2008 (con $n=1,2,3,4$). La variable $PR_{1,j}$ se calcula para cada mes m considerando el valor de $P_{j,1}$ resultante de la aplicación de la Resolución CREG 172 de 2011 o aquella que la modifique o sustituya.	
T_m	Cargos por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes m determinados conforme al artículo 90. de la presente resolución.
$CPROG_{j,m}$	Cargo en \$/kWh por concepto del Plan de Pérdidas, del Mercado de Comercialización j , en el mes m .

De esta se destacan dos factores que son importantes comprender: la fracción de pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG (IPR) y el cargo por concepto del plan de pérdidas (CPROG), cuyo cálculo está definido por la metodología de remuneración de la actividad de

distribución vigente, la Resolución CREG 015 de 2018, en particular el Capítulo 7 de su anexo general.

Reconocimiento de pérdidas

Por un lado, la fracción de pérdidas de energía eficientes reconocidas por la CREG (IPR) corresponde a los factores para referir medidas de energía por nivel de tensión (PR), cuyo cálculo está definido en la resolución *ibídem* y depende de los índices de pérdidas reconocidas para el operador de red por nivel de tensión ($P_{j,n}$). Para el cálculo de estas pérdidas, esta resolución divide a los operadores de red en dos grupos dependiendo de si podían optar o no por un plan de reducción de pérdidas.

Para no optar por un plan de reducción de pérdidas, se debían cumplir alguna de las dos siguientes condiciones

- Pérdidas totales en el nivel de tensión 1 menores a las reconocidas a fecha de corte (diciembre de 2017).
- Contar con resolución particular de aprobación del índice de pérdidas del nivel de tensión 1 acorde con lo establecido en la Resolución CREG 172 de 2011. Esas resoluciones particulares siendo una actualización del índice de pérdidas eficientes en el nivel de tensión 1 para aquellos operadores cuyo índice de pérdidas totales del nivel de tensión 1 eran inferiores a las reconocidas (similar al anterior).

Hacer parte de este grupo implica que los niveles de pérdidas no presentan un potencial de reducción más allá de los niveles eficientes y los índices de pérdidas reconocidas son iguales a las eficientes y se mantienen fijas a lo largo de todo el periodo tarifario. Para tener claridad, es importante destacar la definición de pérdidas eficientes que reposa en la Resolución CREG 015 de 2018

Pérdidas eficientes: Las pérdidas eficientes se componen principalmente de las pérdidas técnicas del sistema, inherentes a la naturaleza eléctrica de su operación, y para nivel 1 (usuarios conectados a tensión menor a 1000 V) se incluye también un componente de pérdidas no técnicas calculadas de tal manera que se encuentren en un nivel en el cual es más rentable asumirlas que continuar reduciéndolas.

Es de recalcar que el cálculo de estos índices se basó en estudios técnicos de pérdidas técnicas desarrollados por la CREG teniendo en cuenta insumos de información suministrados por los operadores de red de la infraestructura operada.

ENEL (en ese entonces CODENSA) hace parte del grupo de operadores de red que no podían optar por un plan de reducción debido a que estos ya contaban con una resolución particular expedida acorde con lo establecido en la Resolución CREG 172 de 2011, siendo esta la CREG 060 de 2012 la cual ajustó el índice de pérdidas reconocidos de nivel de tensión 1. Dado que ENEL hizo parte de este grupo, sus índices de pérdidas reconocidos son iguales a los índices de pérdidas eficientes, los cuales fueron ajustados durante el proceso de aprobación de cargos en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018, a través de la Resolución CREG 189 de 2019, como se observa en la Tabla 4.

Tabla 4. Índices de pérdidas reconocidos para CODENSA - ENEL COLOMBIA

Nivel de tensión (n)	Índice de pérdidas reconocido ($P_{j,n}$)	
	060 de 2012	189 de 2019
1	9,60%	9,58%
2	1,76%	1,75%
3	2,40%	2,08%

Estos índices de pérdidas reconocidos (189 de 2019) han sido empleados para el cálculo de variables como el PR e IPR desde la entrada al esquema de remuneración vigente y liquidación de cargos por parte del Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) en julio de 2020. Por disposiciones regulatorias, estos no han sido ajustados, siguen siendo aplicados hasta el día de hoy, y no son sujeto de cambio independientemente de las condiciones de pérdidas del mercado de comercialización. Por lo tanto, *los fraudes por parte de la industria y el Comercio* citados en la pregunta no afectan el reconocimiento de pérdidas.

Plan de mantenimiento de pérdidas

La componente CPROG vista anteriormente en la fórmula de costos de pérdidas corresponde a la remuneración por los planes de gestión de pérdidas aplicados en los sistemas de distribución, los cuales se dividen en dos: reducción y mantenimiento de pérdidas. La diferencia primordial entre estos es que el costo anual del plan (CAP) para los planes de mantenimiento contemplan una componente asociada a la administración, operación y mantenimiento de las pérdidas (AOM), mientras que la reducción contempla además una componente de inversión de activos no clasificables como unidades constructivas (INVNUC). Es de resaltar que estos costos fueron propuestos por los OR y verificados y aprobados por la CREG a partir de un modelo de costos eficientes.

En el caso de ENEL, dado que estos no podían optar por un plan de reducción, entonces reciben remuneración por concepto de mantenimiento de pérdidas. El plan de mantenimiento de pérdidas, en contraste con los planes de reducción, tienen la particularidad de que el costo a remunerar a través del CPROG se mantiene estático a lo largo del periodo tarifario y no está sujeto a cumplimiento de metas de reducción de pérdidas. Es decir, el costo base sobre el cual se remunera a ENEL por concepto de gestión de pérdidas en distribución ha sido constante desde su aprobación a través de la Resolución CREG 189 de 2019, y este no cambia ni depende de las condiciones de pérdidas actuales de su mercado de comercialización. Por lo tanto, *los fraudes por parte de la industria y el Comercio* citados en la pregunta no afectan la remuneración recibida a través del CPROG.

A partir de lo anterior, se dio la claridad de que para el caso particular del operador ENEL, la situación de las pérdidas del operador, incluyendo fraudes por parte de industria, comercio no afecta el reconocimiento de pérdidas ni remuneración recibida por gestión en distribución, y por lo tanto no se evidencia cómo los *a los fraudes por parte de la industria y el Comercio* afectan la estructura tarifaria del departamento de Cundinamarca. Así las cosas, se considera pertinente que el respetado magistrado aporte la respectiva aclaración de lo afirmado en esta pregunta.

Seguimiento

En lo que respecta al seguimiento es necesario aclarar que el marco regulatorio vigente no establece una obligación de reporte de información a la CREG y a esta Superintendencia de la gestión adelantada para controlar y reducir las pérdidas, y la evolución de sus índices de pérdidas. A pesar de lo anterior, desde esta Superintendencia se realiza el seguimiento del estado de las pérdidas de los operadores a través de reportes de información en el Sistema Único de Información (SUI). Adicionalmente, ENEL en ejercicio de sus actividades de control de pérdidas, ha reportado ante esta Superintendencia casos en los cuales se han identificado irregularidades en diferentes sectores, incluyendo residencial.

7. En cuanto a los incrementos del costo del Kv (sic) en Cundinamarca, explique los siguiente:

a. Cuales (sic) son la principales Causas que han generado un incremento del precio del kilovatio

En lo relacionado con el incremento de las tarifas del servicio de energía eléctrica, inicialmente se explicará de forma general el régimen tarifario que es aplicado en el territorio nacional. La Resolución CREG 119 de 2007, que derogó a la Resolución CREG 031 de 1997, marcó el inicio del periodo tarifario que actualmente se aplica en Colombia y define la metodología para la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), y que es complementada y modificada a través de resoluciones expedidas por la CREG.

El régimen tarifario aplicable en Colombia establece que las empresas comercializadoras de energía eléctrica en el SIN deben aplicar mensualmente la metodología establecida por la CREG. A través de esta metodología se obtiene el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado conocido como Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) compuesto por la suma de seis componentes: Generación (G), transmisión (T), distribución (D), comercialización (C), pérdidas (PR) y restricciones del sistema (R). Lo anterior expresado de la siguiente manera:

$$CU_{n,m} = G_m + T_m + D_{n,m} + C_m + PR_{n,m} + R_m$$

↓ Generación 30% ↓ Transmisión 7% ↓ Distribución 40% ↓ Comercialización 13% ↓ Pérdidas 7% ↓ Restricciones 3%

A continuación, se puede observar cada uno de los componentes, las principales resoluciones que los regulan, la definición, explicación y los principales factores que afectan a cada uno de ellos:

Tabla 5. Descripción componentes del CU

COMPONENTE	RESOLUCIÓN	DEFINICIÓN DEL COMPONENTE	EXPLICACIÓN	FACTORES DE VARIACIÓN
Generación: G_{m,i,j}	Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución CREG 074 de 2021 y Resolución CREG 101 002 de 2022.	Costo de compra de energía (\$/kWh) para el mes m, del comercializador minorista	Costo de compra de energía en bolsa o por medio de contratos a largo plazo.	Contratos: Indexación por medio de IPP Bolsa: Varía hora a hora de acuerdo con las condiciones del mercado

COMPONENTE	RESOLUCIÓN	DEFINICIÓN DEL COMPONENTE	EXPLICACIÓN	FACTORES DE VARIACIÓN
Transmisión: T_m	Resolución CREG 011 de 2009	Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (STN) (\$/kWh) para el mes m. Liquidado por LAC	Es el valor único para todos los comercializadores con el cual se paga el <i>transporte</i> de energía de las plantas generadoras hasta las redes del STR	La actualización se realiza con el índice de Precios al Productor (IPP). Varía mensualmente por las variaciones en la demanda.
Distribución: $D_{n,m}$	Resolución CREG 015 de 2018, para los agentes que no tienen ingresos regulados con esta resolución les aplica la Resolución CREG 097 de 2008	Costo por uso del Sistema de Distribución (STR) (\$/kWh) correspondiente al nivel de tensión n para el mes m. Los cargos para remunerar los define la LAC.	Corresponde al valor que se paga por <i>transportar</i> la energía desde el STN hasta el usuario final a través del STR. El Ministerio de Minas y Energía junto con la CREG definieron la conformación de las ADD que agrupan el cargo de Distribución de empresas que comparten ciertas características a través de un cargo unificado denominado DtUN.	La actualización se realiza con el índice de Precios al Productor (IPP). Varía mensualmente
Comercialización: $C_{m,i,j}$	Resoluciones CREG 180, modificada por la Resolución CREG 019 de 2018 y resolución CREG 191 de 2014	Margen de comercialización correspondiente al mes m, del comercializador minorista. (\$/kWh)	Remunera costos asociados a la comercialización: margen de la actividad, riesgo de cartera, contribuciones, pagos al administrador del mercado.	La actualización se realiza con el índice de Precios al Consumidor (IPC). Varía mensualmente.
Restricciones: $R_{m,i}$	Resolución CREG 119 de 2007	Costo de restricciones y de Servicios asociados con generación asignados al Comercializador Minorista i en el mes m. (\$/kWh)	Corresponde a los costos de la generación más costosa que debió utilizarse para que el STN opere de manera segura y/o por las limitaciones de su red.	Es variable por cuanto depende principalmente de la magnitud de la disponibilidad de los activos de transmisión. Varía mensualmente.
Pérdidas: $PR_{n,m,i,j}$	Resolución CREG 119 de 2007 modificada por la Resolución CREG 173 de 2011	Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía acumuladas hasta el nivel de tensión n, para el mes m, del comercializador minorista.	Corresponde al costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas o no técnicas se pierden en el STN, STR, SDL; así como los costos de los programas de reducción de pérdidas no técnicas que se realicen por mercado de comercialización	Varía por empresa de acuerdo al costo aprobado.

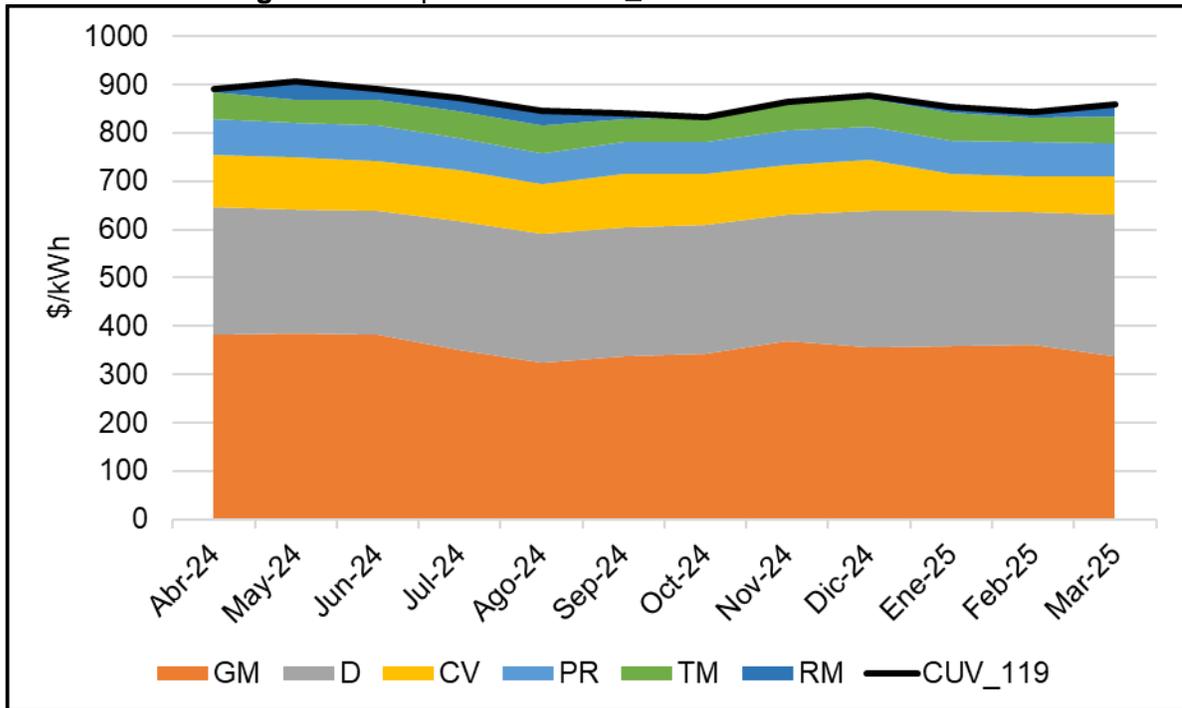
Fuente: Elaboración propia DTGE

Ahora bien, es preciso hacer claridad en que la tarifa de energía eléctrica es calculada de acuerdo a cada mercado de comercialización, a sus características propias y a las características de cada empresa comercializadora. Lo anterior indica que cualquier persona que se encuentre en cualquier municipio de los departamentos que conforman cada uno de los mercados y que sea atendida por la misma empresa, si pertenece al mismo estrato y/o sector, la energía que consuma

será al mismo precio; para su caso en particular Cundinamarca, pertenece al mercado de Comercialización «BOGOTÁ – CUNDINAMARCA» el cual es atendido en su mayoría por el prestador ENEL COLOMBIA.

Conforme a la regulación aplicada, es preciso mostrar la evolución del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) por parte de ENEL COLOMBIA donde podrá visualizar cada uno de los componentes mencionados anteriormente, para los últimos 12 meses:

Figura 5. Comportamiento CU_119 – ENEL COLOMBIA



Fuente: Elaboración propia a partir de los formatos capítulo tarifas SUI y publicación de tarifas

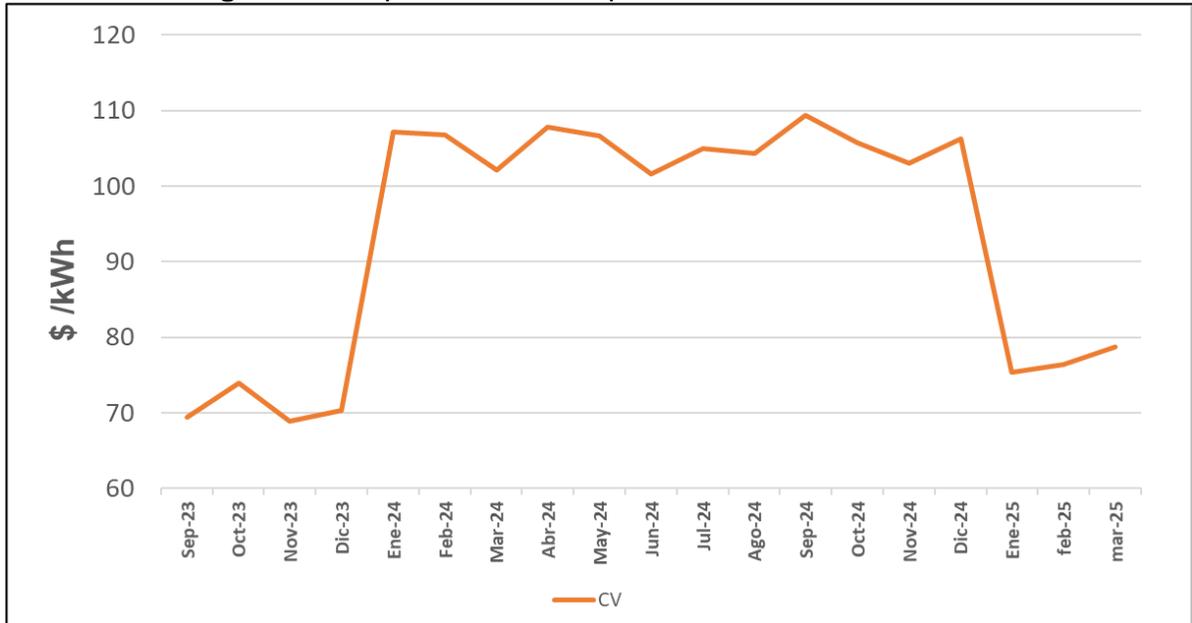
Del gráfico anterior, y en atención a su consulta sobre «**las causas de los incrementos en el precio del kilovatio**» puede observarse que los componentes de Generación y Distribución tienen el mayor porcentaje de participación dentro del CU, relacionado principalmente con el comportamiento en algunos de los componentes, que se explican a continuación:

- Respecto al componente de generación (G), la variación se debe a una combinación de precio y exposición a bolsa, la entrada de nuevos contratos bilaterales que afectan el precio de compra en contratos.
- Respecto al componente de transmisión (T), las variaciones percibidas son producto de variaciones en la demanda y ajustes publicados por el LAC de meses anteriores.
- El comportamiento del componente de pérdidas está representado en aproximadamente un 85% por el componente de generación, por lo que, si este último aumenta, las pérdidas también.
- Los cambios en el componente de Restricciones, es ocasionado por el comportamiento del precio de bolsa, ya que cuando el precio disminuye, las plantas térmicas que

generaban en mérito, inician a generar por seguridad, lo que implica un mayor valor de las reconciliaciones positivas que se transfieren a la demanda.

Ahora bien, para los meses posteriores a diciembre de 2023, el aumento en el costo unitario de prestación del servicio está asociado a la entrada en vigencia y aplicación de la Resolución CREG 101 028 de 2023 «por la cual se modifica la Resolución CREG 119 de 2007 con fundamento en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994», donde ENEL COLOMBIA se acogió, esto ocasionando que el componente C tuviera un aumento significativo, el cual se evidencia en la Figura 6:

Figura 6. Comportamiento Componente C– ENEL COLOMBIA



Fuente: Elaboración propia a partir de los formatos capítulo tarifas SUI y publicación de tarifas

Ahora bien, la tarifa de energía eléctrica es el resultado de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) los principios del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso (FSSRI) donde, dependiendo del estrato socioeconómico se aplica un subsidio o una contribución. Como resultado de lo anterior, los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 (usuarios de menores ingresos), reciben subsidios por concepto del FSSRI de hasta el 60%, 50% y hasta 15% respectivamente, sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio, aplicables al denominado Consumo de Subsistencia (CS).

El valor del porcentaje aplicado a cada estrato es definido por cada empresa respetando los rangos descritos anteriormente y lo estipulado en la Resolución CREG 003 de 2021, y solo hasta el consumo de subsistencia, es decir que, si un usuario con derecho al subsidio consumió en el mes un valor por encima del CS, a partir del CS se le cobrará la energía con la tarifa plena correspondiente a la definida para el estrato 4.

Los usuarios de los estratos 5 y 6 (usuarios residenciales de mayores ingresos), así como los usuarios pertenecientes al sector comercial e industrial, pagan una contribución del 20% sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio (Art. 89.1 Ley 142 de 1994), con destino a cubrir los subsidios otorgados a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3

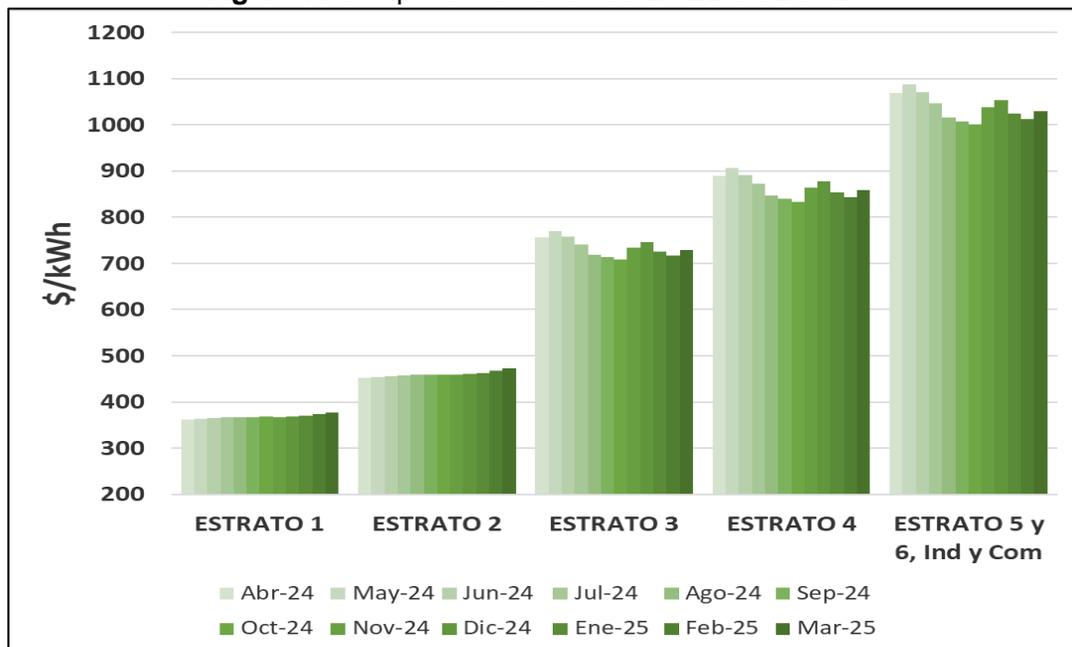
Con base en lo anterior, se reitera que el costo unitario de prestación del servicio y las tarifas de energía eléctrica corresponden al resultado de la aplicación de fórmulas reguladas definidas en la metodología tarifaria expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG en el

marco de sus funciones de regulación económica, y la Superintendencia de Servicios Públicos es la entidad con la función de vigilar la correcta aplicación de la regulación.

Una vez explicado el régimen aplicado en Colombia, en la Figura 7 se observan las tarifas por estrato y sector publicadas por ENEL COLOMBIA a sus usuarios en los últimos 12 meses correspondientes al nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red.

En la misma Figura 7 puede observarse que, la empresa calcula las tarifas a partir del CU, por lo que el comportamiento de las tarifas para estratos 3, 4, 5, 6, industrial y comercial mantienen la tendencia creciente, sin embargo. Cabe señalar que la aplicación del subsidio en los estratos 1 y 2 mediante la Resolución CREG 003 de 2021, permite mantener un valor uniforme en la tarifa ya que no depende directamente del CU sino del cociente de los IPC, comportándose directamente proporcional el CU y la tarifa conforme a las reglas de la Resolución CREG 101 031 de 2022.

Figura 7. Comportamiento tarifas ENEL COLOMBIA



Fuente: Elaboración propia a partir de los formatos capítulo tarifas SUI y publicación de tarifas

En consideración de la Comisión:

«(...) dada la modificación de los cargos de distribución como consecuencia de la aprobación de la nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución, Resolución CREG 015 de 2018 se prevé que podrían darse aumentos relevantes en la tarifa al usuario final, por lo que se considera pertinente autorizar a las empresas a adoptar una opción tarifaria que permita reducir el impacto para los usuarios de esos posibles incrementos».

De esta forma, la aplicación de la opción tarifaria, la cual se dio hasta diciembre de 2023, permitió controlar los incrementos en el CU a través del porcentaje de variación. Como resultado de esta medida, se observó que durante su aplicación ocurrió un crecimiento controlado en las tarifas aplicadas con relación a las tarifas calculadas. Lo anterior, quiere decir que la opción tarifaria permitió trasladar temporalmente precios de la energía menores a los que realmente se deberían cobrar; sin embargo, cuando se empiezan a recuperar Saldos Acumulados, la opción tarifaria

supera el costo eficiente haciendo que se empiecen a percibir precios por encima del costo económico eficiente, todo esto, dentro del marco regulatorio establecido por la CREG.

De manera que, en conclusión, para los meses posteriores a diciembre de 2023, una de las causas del aumento en el costo unitario de prestación del servicio está asociado a la entrada en vigencia y aplicación de la Resolución CREG 101 028 de 2023, que implica la finalización de la acumulación de Saldos de Opción Tarifaria y el inicio de recuperación de estos Saldos por parte de la empresa, esto sumado a los aumentos del costo de generación que aumenta a causa del precio y exposición a bolsa y los precios de compra de los contratos de energía, hecho que también impacta al componente de pérdidas; los cambios en el componente de restricciones debido a las bajas en el precio que pueda tener el precio de bolsa, y, finalmente, las variaciones en demanda y ajustes publicados por el LAC que impactan el componente de transmisión.

b. Explique porque Cundinamarca y Bogotá tienen que solidariamente asumir gran parte de las insuficiencias y pérdidas del Mercado, de otras del País, cual es el peso que tiene este concepto en la estructura tarifaria que hoy opera ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.

En línea con lo mencionado en la respuesta a la pregunta 6 en la que, de manera particular se informa que, *los fraudes por parte de la industria y el Comercio* no afectan el reconocimiento de pérdidas, de manera general, el marco regulatorio vigente no establece que un mercado de comercialización particular asuma las ineficiencias y pérdidas de los demás mercados, por lo cual no es cierta la afirmación de que *“Cundinamarca y Bogotá tienen que solidariamente asumir gran parte de las insuficiencias y pérdidas del Mercado, de otras del País”*.

Al respecto y como se expuso en la respuesta dada a la pregunta 6, la Resolución CREG 015 de 2018, define el marco metodológico para calcular y reconocer las pérdidas de energía eléctrica en la actividad de distribución.

Para el tema particular de ENEL COLOMBIA, las pérdidas eficientes fueron calculadas por la CREG con base en insumos de la infraestructura eléctrica del mercado de comercialización Bogotá – Cundinamarca, en ese entonces atendido por CODENSA y la empresa de energía de Cundinamarca.

La normativa establece la metodología de cálculo de variables asociadas a la remuneración de pérdidas que se aplican acorde a las particularidades de cada Operador de Red (ORj) y mercado de comercialización. Es decir, se determinan índices de pérdidas eficientes diferenciados, ajustados a las condiciones específicas de cada OR.

Con lo anterior, esperamos haber atendido su comunicación.

Atentamente,



NELSON MAURICIO REY PEÑA
Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible

Este documento está suscrito con firma mecánica, autorizada mediante Resoluciones Nos. 20201000057315 y 20201000057305 del 09 de diciembre y modificada parcialmente mediante Resolución No.20201000057965 del 14 de diciembre de 2020, por las cuales se

adopta y autoriza el uso de la firma digital y mecánica, respectivamente, para la expedición de resoluciones, memorandos, comunicaciones, oficios y documentos relacionados con el trámite de notificaciones.

Anexo: Histórico CU y Tarifas 2020-2024 ENEL COLOMBIA. (.xlsx)
Estadísticas trámites_ENEL 2020_2025 (.xlsx)

Proyectó: Natalia Ximena Castro Puentes – Profesional Especializado GC, DTGE *OK*
Carolina Moreno Cruz – Profesional Especializado SDPUGT
Carmen Andrea Rojas - Profesional Especializado DTGE CARC
Oscar Iván Torres - Profesional Especializado DTGE *OT*
Marlon Millán Martínez – Profesional Especializado DTGE
Darío Fernando Obando Batallas – Coordinador GGOS *DFOE*
Daniela Gil Díaz – Abogada de la Dirección de Investigaciones para Energía y Gas Combustible *DG*

Revisó: Nelson Yesid González Castro – Coordinador Grupo GC, DTGE *NYG*
Lina Margarita Rojas Camargo – Coordinadora del GASE – Dirección de Investigaciones para Energía y Gas Combustible *R*
Nathalie Del Mar Legro Hernández - Asesora SDPUGT *NLD*
Catherine Bravo - Profesional Especializado DTGE *CB*
Héctor Suarez Bernal - Director Dirección Técnica de Gestión de Energía *H*
Luis Felipe Salamanca Cachay– Director de Investigaciones de Energía y Gas Combustible (E) *LFSC*
Miguel Alfonso Gordo - Superintendente Delegado Protección al Usuario y Gestión al Territorio
Diana Lorena Sierra Velandia – Asesora del Despacho *DS*