



Bogotá D.C., 06 de febrero de 2024  
CGRRI-048/2024

Doctor

**DAVID ANTONIO GARZÓN FANDIÑO**

Subsecretario de la Comisión Primera del Plan de Desarrollo

**CONCEJO DE BOGOTÁ**

Ciudad

Asunto: Respuesta a Proposición 064 de 2024 con radicado 2024EE569.

Respetado Doctor Garzón,

De acuerdo con la comunicación que nos fue remitida, me permito dar respuesta a las doce (12) preguntas listadas. Asimismo, reitero la disposición de la Compañía para ampliar la información que se considere necesaria.

**1. Sírvasse informar y detallar cuántas veces se realizaron interrupciones del sistema de energía de la ciudad, durante los años 2021, 2022 y 2023.**

Para cuantificar la calidad media del servicio de energía eléctrica en el Sistema de Distribución de Colombia por Operador de Red, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) determinó en la Resolución 015 de 2018 dos indicadores:

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Indicator, por su nombre en inglés): Mide la variable de interrupción. Representa la cantidad total de suspensiones que en promedio perciben todos los usuarios del sistema de distribución local de un operador de red, en un período anual, y se mide en veces o cantidad de interrupciones promedio por cliente.
- SAIDI (System Average Interruption Duration Indicator, por nombre en inglés): Mide la variable de duración. Representa la duración total, en horas, de las suspensiones que en promedio percibe cada usuario del Sistema de Distribución Local de un Operador de Red en un período anual, y se mide como horas de interrupción promedio por cliente.

Con base en lo anterior, presentamos los valores totales de SAIFI aporte (interrupciones promedio por cliente) para Bogotá:



SAIFI (Veces)			
AÑO	2021	2022	2023
TOTAL	2,53	2,34	2,37

**2. Sírvase informar cuáles son los barrios y zonas de la ciudad en los que se presentaron mayor cantidad de interrupciones del sistema de energía, durante los años 2021, 2022 y 2023.**

A continuación, se presenta la información por localidades:

SAIFI (Veces)			
LOCALIDADES	2021	2022	2023
Antonio Nariño	0,03	0,04	0,03
Barrios Unidos	0,05	0,05	0,07
Bosa	0,26	0,17	0,19
Candelaria	0,01	0,01	0,02
Chapinero	0,16	0,20	0,19
Ciudad Bolívar	0,19	0,13	0,16
Engativá	0,20	0,14	0,16
Fontibón	0,13	0,12	0,09
Kennedy	0,26	0,27	0,28
Los Mártires	0,08	0,05	0,05
Puente Aranda	0,10	0,06	0,07
Rafael Uribe Uribe	0,08	0,05	0,07
San Cristóbal	0,10	0,08	0,15
Santa Fe	0,09	0,08	0,09
Suba	0,33	0,36	0,29
Sumapaz	0,01	0,01	0,01
Teusaquillo	0,09	0,11	0,08
Tunjuelito	0,04	0,05	0,06
Usaquén	0,22	0,28	0,24
Usme	0,10	0,08	0,09
TOTAL	2,53	2,34	2,37

**3. Sírvase informar y detallar las principales razones que causaron las interrupciones del sistema de energía en Bogotá, durante los años 2021, 2022 y 2023.**

Durante los años mencionados las principales causas que determinaron las interrupciones en el sistema de Energía Eléctrica en Bogotá fueron:



- Acciones programadas de mantenimiento e inversión sobre la red de distribución de energía eléctrica en Bogotá.
- Degradación de Material.
- Afectaciones que los árboles generan sobre la infraestructura de la red.
- Acciones de vandalismo sobre la red que realizan terceros para hurtar infraestructura eléctrica.

**4. Sírvase informar cuántas horas en promedio un usuario tuvo interrupción del servicio de energía eléctrica en Bogotá, durante los años 2021, 2022 y 2023.**

De acuerdo con lo mencionado en la respuesta al numeral, presentamos los valores totales de SAIDI aporte (duración promedio de interrupciones por cliente para Bogotá en minutos):

SAIDI (Min)			
LOCALIDADES	2021	2022	2023
Antonio Nariño	1,64	1,95	1,36
Barrios Unidos	3,37	2,51	3,39
Bosa	10,10	7,54	6,61
Candelaria	0,82	0,88	1,18
Chapinero	9,32	11,34	10,54
Ciudad Bolívar	12,79	6,50	6,55
Engativá	13,26	8,44	8,57
Fontibón	9,54	6,25	5,30
Kennedy	17,73	13,97	11,68
Los Mártires	5,38	4,11	3,95
Puente Aranda	6,30	3,13	3,89
Rafael Uribe Uribe	4,55	3,47	4,51
San Cristóbal	5,51	4,53	6,15
Santa Fe	6,44	5,78	5,55
Suba	22,16	19,24	17,11
Sumapaz	0,79	0,69	1,18
Teusaquillo	7,40	6,24	4,63
Tunjuelito	2,22	2,86	2,15
Usaquén	10,95	15,51	11,76
Usme	6,40	5,77	5,44
<b>TOTAL</b>	<b>156,68</b>	<b>130,71</b>	<b>121,53</b>



**5. Sírvase informar y detallar cuánto cuesta el kilovatio hora (kWh) en Bogotá por estrato y por localidades, durante los años 2021, 2022, 2023 y 2024.**

Por el tamaño del archivo, en el siguiente link compartimos los pliegos mensuales publicados por Enel Colombia, desde el año 2021 hasta la fecha. Allí se encuentra desagregada la información por estrato para el caso del sector residencial. Nos permitimos aclarar que el marco regulatorio vigente para el cálculo de las tarifas no hace diferenciación por localidades.

Link:

[https://drive.google.com/file/d/1cdeKHKyl7WkwTG\\_mnYfG2UfXfc5R3xnu/view?usp=drive\\_link](https://drive.google.com/file/d/1cdeKHKyl7WkwTG_mnYfG2UfXfc5R3xnu/view?usp=drive_link)

**6. Sírvase informar y detallar el esquema de cálculo del valor del kilovatio hora (kWh) en Bogotá por estrato y por localidades, durante los años 2021, 2022, 2023 y 2024.**

Las Leyes 142 y 143 de 1994 asignan a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la función de establecer las fórmulas y las metodologías para el cálculo de las tarifas del servicio de energía eléctrica aplicables a los usuarios regulados, orientadas por los criterios de eficiencia económica, suficiencia financiera, neutralidad, solidaridad y redistribución del ingreso, simplicidad y transparencia.

En desarrollo de esta función, la CREG mediante la Resolución 119 de 2007, definió la fórmula tarifaria general para permitir a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional, en el marco del régimen de Libertad Regulada, esto es: las empresas deben determinar con la fórmula tarifaria general y con la metodología establecida en la resolución, las tarifas a aplicar a este tipo de usuarios.

El Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica (CU) es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, se expresa en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) y en pesos por factura y se calcula mediante la siguiente expresión:

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$
$$CUf_{m,j} = Cf_{m,j}$$

- **Componente G:** Costo máximo de traslado de compras de energía (\$/kWh) para el mes m, del Comercializador Minorista. Este componente corresponde al costo de compra de energía por parte del comercializador en los mecanismos autorizados por la CREG.



- **Componente T:** Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes m. Es el valor único para todos los comercializadores con el cual se paga el transporte de energía desde las plantas de generación hasta las Redes de Transmisión Regional (STR).

- **Componente D:** Costo por uso de Sistemas de Distribución (\$/kWh). Corresponde al valor que se paga por transportar la energía desde el Sistema de Transmisión Nacional hasta el usuario final a través de los Sistemas de Transmisión Regional y de Distribución Local. Estos valores se definen por la CREG para cada empresa distribuidora.

Dadas las diferencias en el valor de este componente entre distintos mercados, el Ministerio de Minas y Energía ordenó la creación de Áreas de Distribución de Energía Eléctrica (ADD), con el objeto de unificar el cargo al interior de una misma ADD. Bogotá pertenece a la ADD Oriente, junto con los operadores de Boyacá, Tolima, Huila y Arauca.

- **Componente C:** Margen de Comercialización del Comercializador Minorista, expresado en (\$/kWh). Remunera los costos variables asociados con la comercialización de la energía, tales como el margen de la actividad, riesgo de cartera, pagos al Administrador del Mercado y al Centro Nacional de Despacho, así como las contribuciones a la Comisión de Regulación de Energía Eléctrica y Gas y a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y los costos de atención comercial del usuario.

- **Componente PR:** Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh) 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 tanto en el Sistema de Transmisión Nacional como en el Sistema de Transmisión Regional y Distribución Local; así como los costos de los programas de reducción de pérdidas no técnicas que se realicen por Mercado de Comercialización.

- **Componente R:** Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en \$/kWh asignados al Comercializador Minorista en el mes m. Corresponde a los costos de la generación más costosa que debió utilizarse para que el Sistema de Transmisión Nacional opere de manera segura y/o por las limitaciones de su red.

- **CUf:** Mediante la Resolución CREG 191 de 2014, que modifica y complementa la Resolución CREG 119 de 2007, se establece que el componente fijo del costo unitario de prestación del servicio,  $CU_{fm,f}$  será igual a cero.

Respecto a las disposiciones legales sobre **subsidios y contribuciones**, podemos mencionar:

- **Estratos 1 y 2:** El subsidio no podrá ser superior al 60% en el estrato 1 y al 50% en el estrato 2 sobre el CU. Este subsidio se otorga sobre el consumo de subsistencia definido por la Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME en la Resolución 355 de 2004.

- **Estrato 3:** El subsidio es del 15% sobre el CU, del consumo básico o de subsistencia.

- **Estrato 4:** no pagan contribución ni son sujetos de subsidio, es decir, la tarifa que se les aplica es igual al CU.

- **Estratos 5 y 6:** Según la Ley 142 de 1994, estos usuarios, así como usuarios comerciales e industriales, deben pagar una contribución del 20% sobre el CU.



#### Respecto a la **Opción tarifaria**:

En abril de 2020, las autoridades del sector establecieron medidas transitorias para mitigar el impacto de la pandemia por la COVID-19, en todo lo relacionado con los servicios públicos. Una de dichas medidas fue la aplicación de la Opción tarifaria en el servicio de energía eléctrica a partir de abril de 2020.

La Opción Tarifaria es un mecanismo a través del cual se busca reducir el impacto para los usuarios de los incrementos abruptos en la tarifa mediante la acumulación de saldos que son pagados posteriormente por el usuario a lo largo de un mayor período de tiempo. En 2020, este mecanismo fue activado por las autoridades del sector y su aplicación fue de carácter nacional.

Finalmente, mencionamos que el pasado mes de diciembre de 2023 Enel Colombia se acogió a las medidas regulatorias voluntarias expedidas por el Gobierno Nacional a través de la Resolución CREG 101 028 de 2023, con el fin de finalizar la aplicación del mecanismo de la Opción tarifaria e iniciar con la recuperación de los saldos acumulados resultantes de la aplicación de dicho mecanismo desde el año 2020.

#### **7. Sírvase informar cuál es el plan de inversión y mantenimiento en las redes del sistema eléctrico de la ciudad, durante los años 2021, 2022 y 2023, detallando en contratos, objetos de contrato, valor de los contratos y resultados de los proyectos realizados.**

Durante de los últimos tres años Enel Colombia ha realizado inversiones en Bogotá por \$1.078 MM COP enfocadas en atención de la demanda y mejorar los indicadores de calidad de servicio SAIDI y SAIFI en su zona de influencia, a través de la construcción de nuevas suplencias, instalación de equipos de telecontrol para automatizar la red de media tensión, mejorar la tasa de fallas y la resiliencia de la red (infraestructura más robusta), para cumplir con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos en la regulación vigente.

En la línea de mantenimiento, Enel Colombia ha realizado inversiones por \$ 319 MM COP en Bogotá, enfocados en realizar la reposición de infraestructura de alta, media y baja tensión (mantenimiento correctivo y preventivo).

En atención de la demanda, mediante la construcción de nueva infraestructura y ampliaciones de capacidad para conectar nuevos clientes y habilitar la transición energética, se han invertido \$ 593 MM COP.

<b>PROCESO EN MN COP</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>TOTAL</b>
Atención Demanda	204.816	196.739	191.576	<b>593.131</b>
Mantenimiento	127.135	93.556	98.623	<b>319.314</b>
Calidad de Servicio	56.417	49.111	60.762	<b>166.290</b>
<b>Total general</b>	<b>388.368</b>	<b>339.406</b>	<b>350.961</b>	<b>1.078.735</b>



**8. Sírvase informar su proyección de inversión en mejoramiento y/o expansión de redes eléctricas en Bogotá para el año 2024.**

Enel Colombia planea inversiones por 453 Mil Mn COP en Bogotá, garantizando el rol de habilitador dentro de la transición energética y enfocado en atender la demanda de la ciudad, mejorar la calidad del servicio, mantener la infraestructura existente, así como aportar a la movilidad eléctrica mediante el suministro de energía a la Primera Línea del Metro de Bogotá, Regiotram de Occidente, buses eléctricos y cables aéreos de la ciudad.

PROCESO EN MN COP	2024
Atención Demanda	255,111
Mantenimiento	132,674
Calidad de Servicio	75,474
<b>Total General</b>	<b>453,139</b>

**9. Sírvase informar y detallar los programas de energía renovables en la ciudad y su participación en este mercado a nivel nacional, durante los años 2021, 2022 y 2023.**

Es importante aclarar que Enel Colombia cuenta actualmente con un portafolio de más de 4.000 MW de capacidad instalada, de la cual el 95% corresponde a energías renovables (de origen hidráulico, solar, eólico, geotérmico, entre otros). Ahora bien, si nos referimos exclusivamente a Fuentes no Convencionales de Energía Renovables (FNCER), que nos incluyen hidráulicas, la Compañía es líder a nivel nacional en el fomento y desarrollo de FNCER de gran escala, es decir, lo que se conoce como plantas de Despacho Central (DC).

Revisando la participación de Enel Colombia a nivel de generación real (que vale la pena aclarar, corresponde a generación en periodo de pruebas), la participación en relación con el total de plantas FNCER de despacho central y total en el país para los años solicitados, es la siguiente:

	2021	2022	2023
<b>Generación FNCER plantas Enel [GWh]</b>	129.01	150.85	348.26
<b>Generación FNCER total plantas de despacho central (&gt; 20 MW) [GWh]</b>	129.01	150.85	405.25
<b>Participación Enel del total plantas de despacho central [%]</b>	100%	100%	86%
<b>Generación FNCER Total Sistema [GWh]</b>	323.02	502.60	1205.36
<b>Participación Enel del total [%]</b>	40%	30%	29%

Fuente: XM – Sinergox.



**10. Sírvase informar y detallar si la empresa implementa o implementará programas de energía renovables en la ciudad y cuál será su participación en este mercado para el año 2024.**

Enel Colombia, cumpliendo con su rol de habilitador de la transición energética, realiza inversiones necesarias para garantizar la conexión de recursos de energía renovable en toda su área de influencia, de acuerdo con las solicitudes de los promotores. Actualmente la Compañía cuenta con 2.248 MVAs de aportes renovables conectados a su sistema de transmisión regional (STR) y su sistema de distribución local (SDL), de las cuales las más representativas son:

- Planta Generación Guavio
- Cadena de Generación de Río Bogotá, PAGUA.
- Pequeña Central Hidroeléctrica RÍO NEGRO
- Pequeña Central Hidroeléctrica NAVETA
- Generación Solar Honda 1

Adicionalmente, para los años 2023-2026 se tiene planeada la entrada de 420 MVAs de generación renovable. Algunas de las más relevantes son:

- Generación Solar Jeques
- Generación Solar Condor
- Generación Solar Honda 2
- Generación Solar Apulo 1
- Generación Solar Apulo 2

**11. Conforme al POT vigente, sírvase informar cuál fue el porcentaje de las redes de cableado de la ciudad están bajo tierra, durante los años 2021, 2022 y 2023.**

En el siguiente cuadro se reporta la información general de la ciudad de Bogotá para las redes soterradas:

AÑO	KILÓMETROS DE RED SUBTERRÁNEA	%
2023	6.982	33,95
2022	6.725	33,44
2021	6.631	33,31

Cabe indicar que esta información se deberá acotar de acuerdo con lo establecido en el Decreto 555 de 2021, asociado a las nuevas metas del soterramiento de redes, pues en el artículo 568 se establecen las metas durante el periodo de vigencia del Plan de Ordenamiento Territorial (POT).





**12. Conforme al POT vigente, sírvase informar cuáles son las estrategias que se van a implementar para soterrar las redes de cableado y la meta de soterramiento para el año 2024.**

Según las metas establecidas en el POT vigente, el soterramiento de la mayoría de las redes aéreas de alumbrado público, red de media tensión y baja tensión, están incorporadas en las intervenciones de los proyectos viales que se desarrollarán en Bogotá.

Enel Colombia tiene un convenio con el Instituto de Desarrollo Urbano (IDU) para adelantar el soterramiento de redes según el Plan programático de esta entidad, y sumado a las intervenciones propias de los proyectos de inversión aprobados por la CREG, la meta de soterramiento de redes para el 2024 es de 59 kilómetros de redes soterradas.

Para el año 2024 se tienen identificados con las respectivas partidas presupuestales, la ejecución del soterramiento de redes en proyectos como Troncales Transmilenio Av. 68, TM Av. Cali y extensión de la troncal de la Av. Caracas; proyectos viales como Av. Laureano Gómez (AK 9), Av. Rincón desde Av. Boyacá hasta la Carrera 91, Av. Guayacanes, Avenidas ubicadas en Ciudad Lagos de Torca, así como proyectos de intervención del espacio público en diferentes aceras y ciclorrutas de la ciudad de Bogotá.

Cabe resaltar que otros proyectos prioritarios para la ciudad, como la construcción de la Primera línea del Metro, también buscan garantizar el soterramiento de las redes eléctricas en su trazado según las solicitudes de traslado de redes. Adicionalmente, los proyectos propios de inversión de Enel Colombia de expansión de la infraestructura cumplen con la premisa de soterramiento de redes en áreas urbanas densamente pobladas en concordancia con el POT vigente.

Esperamos de esta manera haber atendido las inquietudes planteadas.

Cordialmente,

**DIANA MARCELA JIMÉNEZ RODRÍGUEZ**

Gerente de Regulación, Relacionamiento Institucional y Medio Ambiente  
ENEL Colombia y Centroamérica