



GACETA DEL CONGRESO

SENADO Y CÁMARA

(Artículo 36, Ley 5ª de 1992)

IMPRENTA NACIONAL DE COLOMBIA
www.imprenta.gov.co

ISSN 0123 - 9066

AÑO XXXIV - Nº 2048

Bogotá, D. C., miércoles, 29 de octubre de 2025

EDICIÓN DE 69 PÁGINAS

DIRECTORES:

DIEGO ALEJANDRO GONZÁLEZ GONZÁLEZ
SECRETARIO GENERAL DEL SENADO
www.secretariassenado.gov.co

JAIME LUIS LACOUTURE PEÑALOZA
SECRETARIO GENERAL DE LA CÁMARA
www.camara.gov.co

RAMA LEGISLATIVA DEL PODER PÚBLICO

CÁMARA DE REPRESENTANTES

PROYECTOS DE LEY

PROYECTO DE LEY NÚMERO 432 DE 2025 CÁMARA

por medio del cual se establecen mecanismos para la regulación justa y la democratización del sector energético.

Bogotá D.C., octubre 21 de 2025

Doctor

JAIME LUIS LACOUTURE

Secretario General

Cámara de Representantes

Asunto: Radicación de Proyecto de Ley número 432 de 2025 Cámara, por medio del cual se establecen mecanismos para la regulación justa y la democratización del sector energético.

Respetado doctor Lacouture:

En cumplimiento de mi deber constitucional y legal, y actuando en consecuencia con lo establecido en la Ley 5ª de 1992 (reglamento del Congreso de la República), en mi calidad de Ministro, radico en compañía de Senadores y Representantes a la Cámara ante su despacho, el Proyecto de Ley número 432 de 2025 Cámara, por medio del cual se establecen mecanismos para la regulación justa y la democratización del sector energético.

Cordialmente,

EDWIN PALMA EGUA Ministro de Minas y Energía	MARCO CUELLAR
Emmanuel	Ley 1a Rucin

Isabel Zoltan	Isabel Zoltan
ERICK VERASEO	Martha L. Alfonso
Yiann P. P.	Yiann P. P.
Yiann P. P.	* Gabriel E. Parrado P. Rep. Cámara - Meta
CITREP 8	Chocó - Ant. James Mosquera
	Jonny Bernal

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

PROYECTO DE LEY 432 DE 2025

por medio del cual se establecen mecanismos para la regulación justa y la democratización del sector energético.

TABLA DE CONTENIDO

- Objeto del proyecto de ley.
 - Contexto del servicio público de energía eléctrica en Colombia
 - Principales características del sistema eléctrico colombiano
- Mitigación de impactos de la opción tarifaria en los estratos 1, 2 y 3
 - Contexto y antecedentes de la medida

2.2. Resumen aplicación Opción Tarifaria

2.3. Aplicación de la medida

2.3.1. Compatibilidad de la Ley 142 de 1994 y el régimen de libertad regulada

2.3.2. Estimación del cálculo

2.4. Fundamento constitucional de la medida

2.5. Sostenibilidad fiscal y blindaje sectorial

3. Aplicación de los subsidios de energía conforme a las condiciones reales del beneficiario.

3.1. Subsidios en Colombia

3.2. Servicios públicos y subsidios en Colombia

3.3. Diagnóstico del modelo de asignación de subsidios al servicio público de energía eléctrica en Colombia

3.4. Propuesta de ajuste para la asignación de los subsidios al servicio público de energía eléctrica

3.5. Medición, verificación y tecnologías.

3.6. Fundamento constitucional de la medida

4. Eliminación de cobros de terceros de la factura de electricidad. (Adición de dos párrafos al artículo 147 de la Ley 142 de 1994)

4.1. Facturación del servicio público de energía

4.2. Fundamento constitucional de la medida

5. Mecanismos de estabilización tarifaria y esquemas tarifarios diferenciales (adición del artículo 100A a la Ley 143 de 1994)

5.1. Mecanismos del Mercado de Energía Mayorista (MEM)

5.2. Medidas propuestas.

5.3. Fundamento constitucional de la medida

6. Composición y naturaleza de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (Adición del artículo 100B a la Ley 143 de 1994)

6.1. Antecedentes

6.2. Composición actual de la CREG

6.3. Dificultades para la conformación de la CREG por la interpretación jurisprudencial

6.4. Propuesta de modificación

6.5. Fundamentos constitucionales de la modificación

7. Criterios especiales que deben tenerse en cuenta en la regulación de tarifas de los servicios públicos. (Adición del artículo 100B a la Ley 143 de 1994)

7.1. Marco normativo del régimen tarifario

7.2. Propuesta de modificación

7.3. Fundamentos de la Propuesta: Cargos Solidarios y Tratamiento Tarifario Diferencial

7.4. Análisis Comparativo de Metodologías de Remuneración de Activos con Vida Útil Cumplida

7.5. Evaluación de Costos para Actividades con Régimen de Libertad Vigilada o Libre Competencia

7.6. Ajustes Tarifarios para Pérdidas No Eficientes

7.7. Mecanismos Centralizados de Comercialización de Contratos de Largo Plazo (CREG)

7.8. Fundamento constitucional de la medida

8. Adición de un artículo nuevo a la Ley 143 sobre vigencia de las fórmulas tarifarias de energía y gas.

8.1. Marco normativo del régimen tarifario

8.2. Vigencia fórmula tarifaria

8.3. Propuesta de modificación

8.4. Fundamento constitucional de la medida

9. Desarrollo tarifario para la transformación industrial basado en energías limpias

9.1. Antecedentes

9.1.1. Experiencia internacional en incentivos al desarrollo de plantas industriales intensivos en el uso de electricidad

9.1.2. El entorno colombiano

9.2. La medida propuesta

9.3. Fundamento constitucional de la medida

10. Mecanismos para la confiabilidad y gestión del riesgo sistemático

10.1. Introducción

10.2. Análisis de las Subastas del Cargo por Confiabilidad

10.3. Análisis de la Remuneración del CxC

10.4. Diferencias por Tecnología

10 5. Justificación Técnica para la propuesta de Reforma a los esquemas de Confiabilidad

10.6. Propuesta de Ajuste Regulatorio

10.7. Conclusiones

11. Análisis y Justificación para el Incremento de Fondos Energéticos en Colombia

11.1. Presentación del Artículo Propuesto y su Racionalidad

11.2. Origen y Reglamentación de los Fondos del Sector Energético

11.3. Alineación con la Política Nacional y Global

11.4. El Diagnóstico de la Crisis Energética en Colombia: Pobreza y Cobertura

Dimensiones de la Pobreza Energética: Un Reto Geográficamente Concentrado

Brecha de Cobertura y Demanda Creciente: Un Problema que se Profundiza

11.5. La Inversión inaplazable en la Transición y Energías Limpias

El Estado de las Fuentes no Convencionales de Energía Renovables (FNCER)

Déficit de Inversión en Infraestructura y Cuellos de Botella

11.6. Justificación y Propuestas para un Aumento de Recursos Estratégico

Racionalidad Económica y Social del Incremento

Mecanismos de Fomento y Priorización de la Inversión

12. Esquemas de diferenciación de precios para las fuentes de producción de energía

12.1. Objeto y Alcance del artículo 12

12.2. Diagnóstico del Mercado de Energía Mayorista (MEM) Colombiano

Estructura y Funcionamiento Actual: Un Análisis Crítico

Volatilidad Extrema y sus Causas Estructurales.

13. Fundamentos Técnicos y Económicos de la Propuesta

13.1. Análisis Jurídico: Conveniencia, Necesidad y Proporcionalidad

Viabilidad Regulatoria y Operativa

13.2. Conclusiones y Recomendaciones Finales

14. Análisis y Justificación para el Incremento del 2% de Recaudo de la Tarifa del artículo 45 de Ley 99 de 1993: Una Hoja de Ruta para la Justicia Energética

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

1. Objeto del proyecto de ley.

1.1. Contexto del servicio público de energía eléctrica en Colombia.

El servicio público de energía eléctrica es un componente esencial del desarrollo económico, la cohesión social y el bienestar de los ciudadanos. Su prestación continua, eficiente y con criterios de equidad es condición necesaria para el ejercicio de derechos fundamentales, especialmente en un contexto de desigualdades estructurales y territoriales que aún persisten en el país. A pesar de los avances normativos y regulatorios alcanzados en las últimas décadas, se mantienen desafíos significativos en materia de acceso, sostenibilidad financiera del sistema, transparencia tarifaria, eficiencia en la asignación de subsidios, coherencia institucional en la toma de decisiones regulatorias, confiabilidad del sistema, participación ciudadana y alineación del modelo energético con los compromisos del país en materia de transición energética y cambio climático. Todo ello exige una actualización normativa que permita corregir distorsiones, cerrar brechas y adecuar el marco regulatorio a las condiciones actuales del mercado y de la realidad social del país.

El Mercado de Energía Mayorista colombiano, en funcionamiento desde el 20 de julio de 1995, ha presentado avances para el sector eléctrico, pero se ha convertido también en un reto para el cumplimiento de las funcionalidades constitucionales de la Nación

en materia de prestación del servicio, en particular cuando ha registrado incrementos tarifarios bastante altos que derivan en dificultades para las poblaciones, especialmente, las de más bajos recursos. El mercado eléctrico colombiano funciona bajo un modelo de mercado mayorista regulado y competitivo, establecido a partir de la Ley 142 y la Ley 143 de 1994. Estas leyes promovieron la liberalización del sector, separando las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) regula el sector, mientras que la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) ejerce control y vigilancia. El Sistema Interconectado Nacional (SIN) cubre la mayoría del territorio nacional, mientras que las Zonas No Interconectadas (ZNI) dependen de generación local, muchas veces con altos costos operativos.

En cuanto a la generación eléctrica, la gran mayoría proviene de fuentes hídricas (alrededor del 65-70%), seguidas por térmicas, y en menor medida, fuentes renovables no convencionales (eólica, solar). Este mercado se encuentra dominado en su mayoría (cerca del 65%) por cinco empresas EPM, ENEL, ISAGEN, CELSIA, y AES. En cuanto a la transmisión eléctrica, ISA-Intercolombia (Interconexión Eléctrica S. A.) es la principal operadora de las líneas de alta tensión. Las actividades de distribución y comercialización, no necesariamente prestadas de manera conjunta, se encuentran focalizadas en empresas de cada región tales como EPM en Antioquia, AIR-e y AFINIA en la Costa Caribe, ENEL en Cundinamarca, entre otras, cuya misionalidad es la de distribuir y prestar el servicio a los usuarios finales.

El precio de la electricidad al consumidor final se define a través de distintos componentes: generación, transmisión, distribución, comercialización, pérdidas y restricciones, lo cual puede hacer que el costo final sea alto, especialmente en regiones vulnerables. La dificultad de las altas tarifas, entre otras, se encuentran enmarcadas en la volatilidad de los precios.

En efecto, las tarifas siguen representando una dificultad financiera para ciertos sectores poblacionales y productivos, los subsidios presentan limitaciones de focalización y los mecanismos de regulación tarifaria no siempre responden a criterios de previsibilidad, ni permiten adaptarse con agilidad a escenarios de emergencia, cambios climáticos extremos o variaciones en la demanda. Adicionalmente, la estructura de gobernanza del sector presenta debilidades democráticas, con escasa representación de los usuarios en las decisiones regulatorias que los afectan directamente, como queda demostrado en la composición de la CREG, en donde los usuarios no tienen representación entre los comisionados. Esta situación limita la legitimidad social del sistema tarifario y dificulta la construcción de consensos en torno a reformas estructurales del sector.

En el contexto actual, la transición energética se presenta como un desafío urgente, no solo por razones ambientales, sino también como una oportunidad para democratizar el acceso a energía limpia, confiable y justa, que potencie la transformación productiva, sobre todo en regiones históricamente rezagadas. Por ello, esta iniciativa busca introducir criterios diferenciales en el diseño tarifario que permitan incentivar la generación distribuida con fuentes renovables, apoyar procesos de relocalización industrial, y reconocer las particularidades climáticas y geográficas de los territorios.

Asimismo, la creación de mecanismos institucionales de participación permitirá abrir espacios deliberativos permanentes donde usuarios y organizaciones sociales puedan incidir en las decisiones regulatorias, fortaleciendo el control social y la rendición de cuentas en un sector estratégico para el país.

Este proyecto de ley también incorpora medidas para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico nacional, asegurando que los mecanismos de contratación, respaldo y operación respondan tanto a los desafíos técnicos del sector como a la necesidad de proteger al usuario final frente a la volatilidad de precios y a eventos extremos que puedan poner en riesgo la prestación continua del servicio.

En suma, la presente iniciativa busca actualizar el marco regulatorio de la energía eléctrica con un enfoque integral y estructural, que combine sostenibilidad financiera, eficiencia energética, equidad social, participación democrática y transición energética, en línea con los principios constitucionales que rigen la prestación de los servicios públicos en Colombia.

Habida cuenta de lo anterior, la propuesta normativa que se presenta tiene como eje estructural la modernización técnica del sistema eléctrico nacional, en especial de los mecanismos de confiabilidad, estabilidad tarifaria y operación del mercado energético. Se trata de una iniciativa de carácter sectorial, directamente conectada con la implementación y actualización de la Ley 143 de 1994, que rige el funcionamiento del sistema eléctrico colombiano.

Las disposiciones que se plantean sobre opción tarifaria, contratos bilaterales, vigencia de metodologías tarifarias y fondos eléctricos (FAER, PRONE, FAZNI y FOES) no constituyen una reforma general al régimen de los servicios públicos, sino un ajuste técnico a las reglas del mercado eléctrico, materia exclusiva del sector minas y energía.

En este sentido, el proyecto no altera los principios del régimen tarifario general, sino que introduce instrumentos de ingeniería regulatoria propios del mercado energético, cuyo desarrollo normativo se ubica bajo la dirección del Ministerio de Minas y Energía y la regulación especializada de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

1.2. Principales características del sistema eléctrico colombiano

- Alta dependencia de la Hidrología y la Variabilidad Climática

Colombia depende fuertemente de la generación de energía con tecnología hidroeléctrica. En temporadas secas o fenómenos como El Niño, los niveles de los embalses bajan, lo que obliga a recurrir a generación térmica (que es más costosa), encareciendo la energía. Estas características de precios elevados pudiesen ser mitigadas a través de la minimización de la exposición de los usuarios a la volatilidad de la bolsa de energía.

- Tarifas en Regiones de la Costa Caribe

Las regiones como la Costa Atlántica han enfrentado históricamente deficiencias en infraestructura eléctrica. Empresas como Electricaribe fueron reemplazadas por AFINIA y AIR-e, pero la recuperación de infraestructura ha implicado mayores tarifas para financiar inversiones. Adicionalmente, esta región presenta altos niveles de pérdidas de energía debido a las dinámicas de recaudo, las posibilidades de mejora en la focalización de subsidios debido a la incorrecta estratificación que existe en algunos municipios de la región, las deudas acumuladas por efectos de la pandemia y la opción tarifaria adoptada en administraciones anteriores, y las bajas inversiones en infraestructura. Adicionalmente, en algunos municipios o departamentos, por mandato de los entes territoriales, las facturas del servicio eléctrico incluyen otros cobros que no hacen parte del servicio o que están supeditados al consumo eléctrico, tales como tasas de seguridad o alumbrado público, entre otros, haciendo más difícil el pago del servicio público de energía eléctrica para el usuario.

- Desactualizaciones en la dinámica regulatoria

En la actualidad, la dinámica regulatoria enfrenta retos asociados principalmente a la actualización de las fórmulas tarifarias que establece la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Una de las dificultades identificadas es que los períodos de actualización previstos en la normatividad – generalmente cada cinco (5) años – resultan extensos frente a las condiciones cambiantes del sector energético y de los costos de prestación del servicio. En la práctica, dichos plazos suelen ser aún mayores debido a la complejidad de los procesos regulatorios, lo cual limita la capacidad de respuesta oportuna ante variaciones en las variables económicas y técnicas que afectan las tarifas.

Esta situación ha sido señalada por distintos actores del sector, quienes advierten que los criterios definidos hacen más de tres décadas no necesariamente responden a los actuales desafíos del mercado, ni reflejan de manera adecuada las perspectivas de los usuarios y trabajadores del servicio público. Por este motivo, algunos elementos de la regulación vigente han resultado insuficientes y han llevado a considerar la necesidad de ajustar la forma en que se actualizan las fórmulas tarifarias, con el fin de lograr mayor pertinencia y flexibilidad en la regulación.

- Retos para integrar industria para la transformación económica

La transformación económica del país pasa por la integración de empresas que ayuden a transitar de actividades extractivistas hacia sectores que permitan potenciar las ventajas competitivas del

país, en materia de energías limpias. Colombia pudiera liderar la producción de bienes y servicios a partir de fuentes no convencionales de energías renovables. Sin embargo, la integración de estas iniciativas productivas, intensivas en el uso de electricidad, se ve afectada por las condiciones tarifarias de la energía.

En este contexto, el presente proyecto de ley tiene por objeto establecer lineamientos para la equidad y garantía en la prestación y regulación del servicio público de energía eléctrica, orientados a promover la igualdad y la correcta focalización para el acceso a los subsidios, la sostenibilidad financiera del sistema para solventar las deudas acumuladas de opción tarifaria, la eficiencia del consumo y la transparencia en la facturación. Asimismo, incorpora disposiciones específicas en materia de contratación de energía, vigencia y actualización de las fórmulas tarifarias, esquemas de cobro, composición de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), y eliminación de cobros ajenos al servicio, y propuestas para viabilidad la transformación de la actividad económica del país. Todo ello con el propósito de fortalecer el marco regulatorio vigente, mejorar la gobernanza del sector y garantizar un sistema energético más justo, estable y coherente con los principios del Estado Social de Derecho.

2. Mitigación de impactos de la opción tarifaria en los estratos 1, 2 y 3

Socialización de la deuda por saldos de la opción tarifaria

2.1. Contexto y antecedentes de la medida

En el contexto actual del sector energético colombiano, uno de los desafíos más críticos lo representa la acumulación de saldos derivados de la aplicación de la opción tarifaria, mecanismo diseñado para mitigar los incrementos abruptos en las tarifas de energía y proteger a los usuarios más vulnerables, particularmente durante situaciones excepcionales como la pandemia del Covid-19 y los efectos inflacionarios derivados de la misma. Esta herramienta, si bien cumplió su propósito social y operativo en el corto plazo, ha dejado como consecuencia una carga financiera desproporcionada sobre los estratos 1, 2 y 3, lo que ha generado distorsiones en la sostenibilidad del sistema eléctrico y ha agudizado la presión sobre las empresas comercializadoras.

Frente a este panorama, el presente proyecto de ley busca implementar una solución estructural que permita redistribuir los saldos acumulados de la opción tarifaria de manera equitativa entre usuarios con mayor capacidad de pago, al tiempo que se fortalecen los principios de solidaridad, eficiencia y sostenibilidad sectorial. Desde la visión del Ministerio de Minas y Energía, esta iniciativa no solo responde a un imperativo técnico y financiero, sino también a un deber constitucional de protección de los más vulnerables, contribuyendo a garantizar el acceso justo y continuo al servicio de energía, estabilizar las finanzas del sector, y blindar jurídicamente el modelo tarifario ante los retos venideros. A partir de esta introducción, se exponen los antecedentes, fundamentos jurídicos y técnicos,

impactos económicos, y las medidas específicas que se plantean en el articulado propuesto.

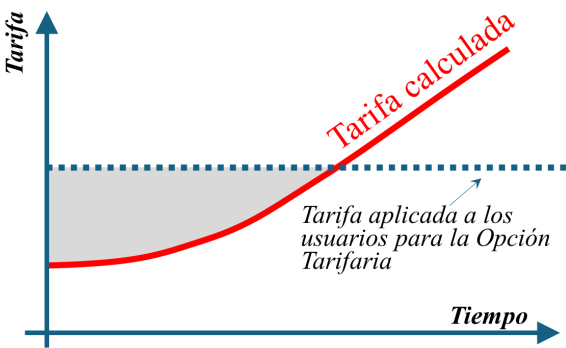
2.2. Resumen aplicación Opción Tarifaria

El numeral 90.3 del artículo 90 de la Ley 142 de 1994 estableció que las Comisiones de Regulación siempre podrán diseñar y hacer públicas opciones tarifarias que tomen en cuenta diseños óptimos de tarifas, así: *“(…) las comisiones de regulación siempre podrán diseñar y hacer públicas diversas opciones tarifarias que tomen en cuenta diseños óptimos de tarifas. Cualquier usuario podrá exigir la aplicación de una de estas opciones, si asume los costos de los equipos de medición necesarios”*.

En este sentido, con la expedición del Decreto número 388 de 2007, el Gobierno nacional estableció los lineamientos para la creación de las áreas de distribución de energía eléctrica (ADD), argumentando la disparidad tarifaria entre regiones geográficamente cercanas, por lo tanto, la norma buscaba suavizar esta diferencia. Esta medida se reglamentó a través de la Resolución CREG 058 de 2008; sin embargo, su aplicación generaba que aquellos mercados con tarifas bajas se incrementaran y las que tenían tarifas altas bajaran, de esta manera y previendo el alza en tarifas se expidió la Resolución CREG 168 de 2008 que, si bien no fue la primera opción tarifaria, porque para esa época ya existían las opciones por franjas horarias, sí fue la primera opción tarifaria diseñada para la *“financiación de los incrementos tarifarios”*.

Ahora bien, conceptualmente la opción tarifaria no es más que una financiación del costo unitario de prestación del servicio (CU) cuando se presentan incrementos considerables en el cálculo de la tarifa en un periodo determinado, es decir, cuando en un mes el comercializador calcula la tarifa y observa un crecimiento inusual, tiene la opción de aplicar el último CU conocido y lo incrementa en un porcentaje variación (PV), el cual es la velocidad con la que el agente desea que la tarifa converja; así, un PV bajo converge más lento que uno más alto, por lo tanto, el comercializador debe balancear ese criterio entre su caja y sus usuarios.

Gráfica 1. Comportamiento de la Opción Tarifaria.



Fuente: elaboración propia

Esta característica hace que se generen unos diferenciales de dinero que el comercializador

no recauda directamente de sus usuarios y que se acumulan en el tiempo, dependiendo de las variaciones del CU real de cada periodo; estas diferencias se conocen como saldos acumulados (SA). Así pues, la Gráfica 1 muestra de manera simple este efecto, donde la línea horizontal corresponde al CU calculado y la línea roja al CU de la Opción Tarifaria.

Una vez la tarifa de opción tarifaria iguala el CU real, esta debe continuar creciendo por encima del CU real hasta que se recuperen los saldos del área sombreada como lo muestra la Gráfica 1.

Para comprender mejor este comportamiento se presenta el siguiente ejemplo:

Tabla 1. Ejemplo aplicación Opción tarifaria Resolución Greg 058 de 2008.

Mes	CU Real (\$/kWh)	CU Facturado OT (\$/kWh)	Diferencia (\$/kWh)	Saldo Acumulado (\$/kWh)
m-1 (mayo)	\$ 800	\$ 800	\$ 0	\$ 0
m (junio)	\$ 910	\$840 (5% ↑)	\$ 70	\$ 70
m+1 (julio)	\$ 895	\$882 (5% ↑)	\$ 13	\$ 83
m+2 (agosto)	\$ 870	\$926 (5% ↑)	-\$56	\$ 27
m+3 (sept.)	\$ 850	\$972 (5% ↑)	-\$122	-\$95 (saldo pagado)

TABLA 1. EJEMPLO APLICACIÓN OPCIÓN TARIFARIA RES CREG 058 DE 2008. FUENTE: ELABORACIÓN

En la

Mes	CU Real (\$/kWh)	CU Facturado OT (\$/kWh)	Diferencia (\$/kWh)	Saldo Acumulado (\$/kWh)
m-1 (mayo)	\$ 800	\$ 800	\$ 0	\$ 0
m (junio)	\$ 910	\$840 (5% ↑)	\$ 70	\$ 70
m+1 (julio)	\$ 895	\$882 (5% ↑)	\$ 13	\$ 83
m+2 (agosto)	\$ 870	\$926 (5% ↑)	-\$56	\$ 27
m+3 (sept.)	\$ 850	\$972 (5% ↑)	-\$122	-\$95 (saldo pagado)

TABLA 1. EJEMPLO APLICACIÓN OPCIÓN TARIFARIA RES CREG 058 DE 2008. FUENTE: ELABORACIÓN

Fuente: Elaboración

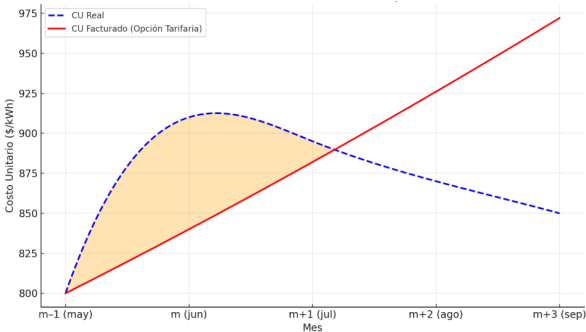
se muestra como un comercializador en el mes de junio (mes m), observa que su CU real se incrementa de forma abrupta respecto al mes anterior, pasando de \$800 a \$910/kWh, es decir, un aumento del 13.75%.

De acuerdo con la norma, el comercializador tiene la posibilidad de aplicar la opción tarifaria, lo que le permite **no** trasladar inmediatamente este aumento total al usuario final, y en su lugar, aplicar un incremento controlado, por ejemplo, del 5% respecto al CU del mes anterior.

- **Junio y julio:** Se aplican aumentos graduales del 5%. Como el CU facturado es inferior al CU real, se acumulan saldos diferidos (\$70 y luego \$13).
- **Agosto:** Aunque el CU real sigue bajando, el CU de opción tarifaria supera el real. Esto genera un primer flujo positivo que comienza a reducir el saldo acumulado.
- **Septiembre:** El CU de Opción tarifaria (\$972) es considerablemente mayor al CU real (\$850), lo que permite **pagar completamente el saldo acumulado** e incluso entrar en un superávit si no se ajusta la OT.

La Gráfica 2 muestra el comportamiento de este ejemplo.

Gráfica 2. Simulación CU Real vs CU Facturado Comportamiento Ejemplo Aplicación OT.



Fuente: Elaboración Propia

Ahora bien, con la expedición de la Resolución CREG 012 del 2020, modificada por la Resolución 101 029 de 2023, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), modificó la Resolución CREG 168 de 2008 en dos aspectos principales:

- a) **Periodo de aplicación** toda vez que estaba vigente por un año más a la finalización de un periodo tarifario, lo que implicaba expedir normas para su prórroga, y
- b) **Porcentaje de variación (PV)** que estaba limitado de 0 al 2% en paso de 0.5% y con el ajuste se elimina el techo del 2% y se establece un piso de 0.6%.

Sin embargo, los efectos principales de la aplicación de la Opción tarifaria corresponden a los mismos descritos para la Resolución CREG 168 de 2008.

Efectos de la Emergencia Sanitaria por COVID 19 en la Aplicación Opción Tarifaria.

Mediante el Decreto Legislativo 517 del 4 de abril de 2020 se dictaron disposiciones en materia de los servicios públicos de energía eléctrica y gas combustible, en el marco del Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica declarado por el Decreto número 417 de 2020.

El artículo 3° del Decreto Legislativo 517 de 2020 dispuso que, mientras permanezca vigente la declaratoria de Emergencia Sanitaria por parte del Ministerio de Salud y Protección Social, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) podría adoptar en forma transitoria esquemas especiales para diferir el pago de las facturas emitidas, así como adoptar de manera transitoria todas aquellas medidas, disposiciones tarifarias y regímenes regulatorios especiales que considere necesarios, inclusive lo relacionado con el aporte voluntario de que trata dicho decreto, con el fin de mitigar los efectos del Estado de Emergencia Económica, Social y Ecológica sobre los usuarios y los agentes de la cadena de la prestación de los servicios de energía eléctrica, gas combustible y sus actividades complementarias.

Con fundamento en lo anterior, la CREG expidió la Resolución CREG 058 del 14 de abril de 2020, por la cual se adoptan medidas transitorias para el pago de las facturas del servicio de energía eléctrica, la cual fue modificada y adicionada por la Resolución CREG 064 del 21 de abril de 2020. En las citadas resoluciones se establecieron medidas y plazos

teniendo en cuenta la vigencia de la Emergencia Sanitaria declarada en la Resolución número 385 de 2020 por el Ministerio de Salud y Protección Social.

De esta misma manera, la CREG expidió la Resolución CREG 152 de 2020, por la cual se modifican algunas medidas para el pago de las facturas del servicio de energía eléctrica establecidas en la Resolución CREG 058 de 2020 y se modifica la Resolución CREG 118 de 2020, la cual en su artículo 3° determinó lo siguiente:

“(…) ARTÍCULO 3°. APLICACIÓN DE LA OPCION TARIFARIA. El artículo 12 de la Resolución CREG 058 de 2020, modificada y adicionada por las Resoluciones CREG 064 y 108 de 2020, quedará así:

Artículo 12. Aplicación de la opción tarifaria. A partir de la expedición de la presente resolución y hasta dos (2) meses después del 30 de mayo de 2020 los comercializadores deben aplicar la opción tarifaria definida en la Resolución CREG 012 de 2020 cuando se presente un incremento superior al 3% en el Costo Unitario de Prestación del Servicio o en cualquiera de sus componentes.

Para la aplicación de la opción tarifaria se deberá utilizar la variable PV de la siguiente manera: i) PV con un valor igual a cero (0) desde la expedición de la presente resolución hasta el 30 de noviembre de 2020, ii) PV con un valor mayor que cero (0) y menor que 0.6% después del 30 de noviembre de 2020 y hasta el 30 de enero de 2021 y iii) PV con las condiciones definidas en la Resolución CREG 012 de 2020 después del 30 de enero de 2021.

Los comercializadores que a la fecha de expedición de la presente resolución estén aplicando la opción tarifaria definida en la Resolución CREG 012 de 2020, deberán utilizar la variable PV de la misma manera señalada en el párrafo anterior.

PARÁGRAFO. La información relacionada con la aplicación de la opción tarifaria deberá ser informada al usuario con la factura y en la página web del comercializador. (...)”

Con base en lo regulado por la CREG en relación con la aplicación de la Opción Tarifaria, los comercializadores iniciaron la aplicación de esta medida, lo cual ha ocasionado que, con corte a noviembre del 2023, se tuvieran unos saldos acumulados de **\$4.9 billones** de acuerdo con la información certificada en el Sistema Único de Información(SUI), por los mismos comercializadores en el Formato T6. Opción Tarifaria de la Resolución SSPD 20212200012515 del 2021.

Ahora bien, con la expedición de la Resolución CREG 101 028 del 2023, mediante el artículo 5° se modificó la fórmula tarifaria para que las empresas iniciaran el recaudo de los saldos de opción tarifaria a través del componente de Comercialización del Costo Unitario de Prestación de Servicios (CU); por lo cual, las empresas que contaban con saldos acumulados y que se acogieron a esta medida, han venido facturando y recaudando el mencionado saldo a través de las facturas de los usuarios como un valor adicional fijo diseñado con doble finalidad: la primera, detener el crecimiento de la tarifa final de los usuarios y la segunda, garantizar y acelerar la recuperación de los saldos a través de un apoyo solidario entre comercializadores.

De igual manera, a través del numeral 5 del artículo 6° de la resolución mencionada, se asignó la responsabilidad al Comité Asesor de Comercialización (CAC) de realizar el seguimiento del Costo de Opción Tarifaria (COT) aplicado por las empresas y a su vez, a entregar un informe a la CREG al finalizar el mes de febrero del 2025. Con la entrega de este informe se indicó que, con corte a diciembre del 2024, la deuda por el recaudo de los saldos por opción tarifaria ascendía a **\$3.3 billones** para todo el mercado, de los cuales se estimó que **\$1.9 billones** corresponde a los estratos 1, 2 y 3.

Ahora bien, en relación con el pago y apropiación presupuestal a 2025, es necesario mencionar que el Gobierno nacional ha desarrollado diversos mecanismos con el propósito de aliviar el impacto a los usuarios y a los agentes, adoptando estrategias de líneas especiales de crédito con banca de segundo nivel y proyectos de ley para el financiamiento del Presupuesto General de la Nación con miras al pago de la opción tarifaria, tal como se muestra en la Tabla 2. No obstante, el Proyecto de Ley 300 C–245 S no fue aprobado en instancias legislativas.

Tabla 2. Estrategias Regulatorias Atención Impactos Opción Tarifaria.

Aspecto	Ley 2299 de 2023	Decreto 1637 de 2023	Decreto 2274 de 2023	Proyecto de Ley 300 C de 2024 – 245 S
Emisor	Congreso de la República de Colombia	Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Presidencia de la República de Colombia	Ministerio de Hacienda y Crédito Público – Presidencia de la República de Colombia	Congreso de la República (presentado por el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Hacienda)
Fecha de expedición	4 de mayo de 2023	9 de octubre de 2023	22 de diciembre de 2023	Presentado el 10 de septiembre de 2024
Objeto	Establece medidas para mitigar el impacto de las tarifas de energía eléctrica en los usuarios, y autoriza al Gobierno a implementar	Autoriza a Findeter a otorgar una línea de crédito con tasa compensada a	Establece disposiciones complementarias para la operación de	Busca establecer normas de financiamiento para cubrir saldos de la opción tarifaria y ajustar el

Aspecto	Ley 2299 de 2023	Decreto 1637 de 2023	Decreto 2274 de 2023	Proyecto de Ley 300 C de 2024 – 245 S
	mecanismos de financiación y pago.	empresas que aplicaron la opción tarifaria regulatoria de la CREG.	los créditos del Decreto 1637.	Presupuesto General de la Nación.
Entidad ejecutora	Ministerio de Hacienda, Ministerio de Minas, CREG y Findeter (según reglamentación posterior)	Findeter	Findeter, en coordinación con MinHacienda	Ministerio de Hacienda y entidades del sector energético
Destinatarios	Usuarios residenciales de los estratos 1, 2 y 3, y empresas comercializadoras/distribuidoras de energía.	Empresas comercializadoras y distribuidoras de energía eléctrica	Ídem Decreto 1637	Empresas del sector eléctrico y potenciales beneficiarios en áreas de menor capacidad de pago.
Tipo de medida	Ley marco que permite financiación, subsidios, alivios tarifarios y otras herramientas.	Línea de crédito con tasa compensada	Complementa mecanismos de crédito y su operación	Ley de financiamiento que incluye medidas para cubrir el déficit del sector eléctrico
Finalidad de los recursos	Disminuir el impacto del aumento tarifario por aplicación de la opción tarifaria y venta del mercado Caribe.	Proporcionar liquidez para cubrir saldos de la opción tarifaria aplicados a usuarios de estratos bajos	Asegurar trazabilidad y control del uso de los recursos desembolsados	Cubrir con recursos públicos los saldos acumulados por la opción tarifaria
Monto	No especificado en la ley; se habilita al Gobierno para determinar recursos según disponibilidad presupuestal.	Hasta \$1 billón de pesos	Sin monto adicional; desarrolla lo del Decreto 1637	No establece monto específico; lo delega a la Ley de Presupuesto
Requisitos para acceso	A definir mediante reglamentación posterior (decretos y resoluciones), aplicabilidad a usuarios y agentes del mercado según condiciones.	Haber aplicado la opción tarifaria y cumplir con condiciones técnicas y financieras	Define criterios complementarios para viabilidad operativa	A definir reglamentariamente si se aprueba la ley
Subsidio a la tasa	Posibilidad de subsidios cruzados y apoyos presupuestales directos al sector energético	Sí, mediante recursos del Ministerio de Hacienda	Sí, bajo condiciones similares al Decreto 1637	No directamente, pero contempla recursos para cubrir saldos que eviten transferencias a tarifas
Supervisión y seguimiento	Habilita al Gobierno Nacional para establecer mecanismos de control, evaluación del impacto social y medidas correctivas.	Coordinación interinstitucional con MinHacienda, Supereservicios y CREG	Refuerza control fiscal, obligaciones de información y seguimiento	Previsto en la ley para ejecución presupuestal y evaluación sectorial

Tabla 2. Estrategias Regulatorias Atención Impactos Opción Tarifaria. Fuente:

Fuente: Elaboración Propia

De otro lado, la implementación del artículo 5° de la Ley 2299 de 2023, reglamentada a través de los **Decretos números 1637 y 2274 de 2023** tuvo varios efectos significativos en el sector energético colombiano, especialmente en lo que respecta a la liquidez de las empresas distribuidoras

y comercializadoras de energía eléctrica. A continuación, se detallan los aspectos más relevantes:

Acogida por parte de las empresas comercializadoras:

- 21 empresas, que prestan el servicio público de energía al 98% de los usuarios del país, se acogieron a las medidas de alivio establecidas en las Resoluciones CREG 101 028 y CREG 101 029 de 2023. Entre estas empresas se encuentran Air-e, Afinia, Celsia Tolima y Valle, EPM, Enel, Cedenar, Essa, Energuaviare, entre otras¹.

Desembolsos y condiciones financieras:

- La Banca de Desarrollo Territorial (Findeter) aprobó una línea de crédito directo con tasa compensada por un monto de \$1 billón de pesos²
- Las condiciones financieras de esta línea de crédito son:
 - **Plazo:** Hasta **10 años** con hasta **1 año de gracia** a capital.
 - **Tasa de interés:** Desde **IBR + 2% Mes Vencido**.
 - **Usos:** Capital de trabajo y/o liquidez.

Efectos en el sector energético:

- Estas medidas buscaban proporcionar liquidez a las empresas más vulnerables ante los aumentos en el precio de la generación de energía eléctrica, especialmente debido a fenómenos como **El Niño**, y mitigar el impacto en las tarifas al usuario final.
- Se esperaba que, a partir de febrero de 2024, no hubiese aumentos en las tarifas relacionados con los saldos de la opción tarifaria, gracias a la implementación de estas medidas. Sin embargo, los mecanismos adoptados no fueron suficientes para aliviar el gradiente ascendente de la opción tarifaria y su acumulación de saldos, por lo que se desarrolló un ajuste regulatorio al marco tarifario para mitigar este efecto.

Finalmente, la naturaleza de los saldos contempla las ventas reguladas totales de un mercado de comercialización, esto significa que la información del tipo de usuarios está implícita en ellos, por lo que no se obtiene de manera directa debiendo realizar ponderaciones conforme a las ventas de cada segmento. Esto es relevante en la medida que se busca que los sectores más vulnerables del país no continúen asumiendo esta deuda y sea socializada con los demás sectores.

2.3. Aplicación de la medida

Con la expedición de la Resolución CREG 101 028 del 2023, se modificó la forma en que los comercializadoras recaudaban la deuda de opción tarifaria a través del cargo de C del CU, es decir, se tradujeron los saldos acumulados en un factor

adicional del componente de Comercialización. Este cambio, por una parte, detuvo el crecimiento del saldo que continuaba acumulándose mensualmente y por otra, se convirtió en un cargo “fijo” que permite recuperar los saldos de todos los comercializadores de manera solidaria dentro de un mercado de comercialización.

De otro lado y como se indicó en la sección anterior, de acuerdo con lo establecido en el numeral 5 del artículo 6° de la Resolución CREG 101 028 de 2023, es responsabilidad del Comité Asesor de Comercialización (CAC) del Sector Eléctrico que “al finalizar el segundo mes calendario de cada año, el CAC deberá realizar un informe donde se detalle la evolución del esquema” quien indicó que, a corte a febrero de 2025, los saldos de opción tarifaria aún continuaban en valores cercanos a los \$3.3 billones de pesos, de donde se estima que alrededor de \$1.9 billones de pesos están a cargo de los estratos 1, 2 y 3.

Conforme con lo anterior, la implementación de la medida busca que la deuda asociada a los usuarios más vulnerables del país sea socializada entre los usuarios de estratos 5, 6 y usuarios no residenciales regulados.

La propuesta que aquí se presenta, desarrolla el artículo 367 de la Constitución Política de Colombia de 1991 que establece que, además de los criterios de costos, el régimen tarifario de la prestación de los servicios públicos deberá tener presente los criterios de solidaridad y redistribución de ingresos³.

Así mismo, la presente propuesta se fundamenta en el artículo 334 de la Constitución Política, que faculta al Estado para intervenir en la economía cuando el interés general así lo exija, particularmente para proteger a los usuarios de servicios públicos esenciales, y en los artículos 365 y 370 superiores que establecen el deber estatal de garantizar la prestación eficiente de los servicios públicos. Es por ello que esta propuesta constituye una medida proporcionada y necesaria en el mercado eléctrico, dirigida específicamente a proteger a más de doce millones de usuarios de estratos 1, 2 y 3, quienes, de acuerdo con la más reciente Encuesta Nacional de Presupuesto de los Hogares (ENPH) realizada por el DANE en 2017, destinan más del 3.5% de su presupuesto familiar al servicio de electricidad y resultan especialmente vulnerables a la volatilidad tarifaria.

De conformidad con las observaciones técnicas allegadas por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), en las cuales se señala

¹ <https://www.portafolio.co/energia/21-empresas-de-se-acogieron-a-medidas-para-aliviar-saldos-594753?>

² <https://www.findeter.gov.co/noticias/comunicados/junta-directiva-de-findeter-aprueba-linea-de-credito-por-1-billon-para-distribuidoras-y-comercializadoras-de-energia?>

³ “Artículo 367. La ley fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y el régimen tarifario que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos.

Los servicios públicos domiciliarios se prestarán directamente por cada municipio cuando las características técnicas y económicas del servicio y las conveniencias generales lo permitan y aconsejen, y los departamentos cumplirán funciones de apoyo y coordinación. La ley determinará las entidades competentes para fijar las tarifas”.

que, teniendo presente que el artículo 367 de la Constitución Política de Colombia establece que la ley fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, en los siguientes términos:

ARTÍCULO 367. La ley fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y el régimen tarifario que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos.

Los servicios públicos domiciliarios se prestarán directamente por cada municipio cuando las características técnicas y económicas del servicio y las conveniencias generales lo permitan y aconsejen, y los departamentos cumplirán funciones de apoyo y coordinación.

Situación que se materializa con la Ley 142 de 1994, por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y en específico en el artículo 87.3 en lo relativo con el criterio de solidaridad y redistribución de ingresos, mediante el cual se indica:

87.3. Por solidaridad y redistribución se entiende que al poner en práctica el régimen tarifario se adoptarán medidas para asignar recursos a “fondos de solidaridad y redistribución”, para que los usuarios de los estratos altos y los usuarios comerciales e industriales, ayuden a los usuarios de estratos bajos a pagar las tarifas de los servicios que cubran sus necesidades básicas.

Ahora bien, en lo que respecta al fondo de solidaridad, el Gobierno nacional mediante las Leyes 142 de 1994 y 286 de 1996, creó el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI) para administrar y distribuir los recursos asignados del Presupuesto General de la Nacional (PGN) y del mismo fondo, destinados a cubrir los subsidios del servicio público domiciliario de energía eléctrica de los usuarios de menores ingresos.

El FSSRI se rige por los Decretos 847 de 2001 y 201 de 2004 compilados en el Decreto 1073 de 2015 “Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía”, donde se establecen lineamientos para la liquidación, cobro, recaudo y manejo de los subsidios y de las contribuciones de solidaridad en materia del servicio de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta lo anterior, se recomendó al Ministerio de Minas y Energía articular el marco normativo vigente relacionado con el criterio de solidaridad y redistribución de ingresos con la medida excepcional planteada, esto debido a que, conforme a lo expuesto, el fondo de solidaridad y redistribución de ingresos solo debe cubrir un porcentaje del CU que deberían pagar los usuarios y, por otro lado, solo debería cubrirse hasta el denominado consumo básico de subsistencia. En otras palabras, el mecanismo existente bajo el cual se salvaguardarían los criterios de solidaridad y redistribución, presentaría limitaciones para atender la medida contemplada en el articulado.

Así las cosas, se modifica la redacción del segundo epígrafe de tal manera que a cargo de la CREG quede explícita la creación de un mecanismo especial, a través de cual se hará manejo y asignación de los saldos de la opción tarifaria. De esta manera, la Comisión tendrá la potestad de no solo ajustar metodológicamente la mitigación de impactos de la Opción Tarifaria, sino de consolidar mecanismos especiales que, desde la coordinación, subsidiaridad y concurrencia complementen las funciones establecidas para el Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI) y se ajusten técnica y jurídicamente a los principios de solidaridad y redistribución consagrados en la Ley 142 de 1994.

Del mismo modo, el artículo determina que el Ministerio de Minas y Energía (MME) establecerá criterios de excepción, en aras de no afectar la economía popular y a usuarios no residenciales de los pequeños negocios en estratos 1, 2 y 3. Es importante mencionar que el MME como responsable de formular, adoptar y coordinar la política pública en materia energética y tarifaria, puede impartir criterios y lineamientos que desarrollen y garanticen la no afectación de los usuarios en cuestión. Esta disposición no supone la atribución al Ministerio de competencias asociadas a la CREG, tales como la definición de fórmulas, cargos o componentes tarifarios. Se trata entonces de un ejercicio de coordinación en el que se fijen, de manera coordinada, vías de protección a poblaciones vulnerables, en este caso representadas por las pequeñas economías de los estratos en mención.

2.3.1. Compatibilidad de la Ley 142 de 1994 y el régimen de libertad regulada

Esta medida se ajusta plenamente al marco jurídico establecido por la Ley 142 de 1994, que contempla principios de eficiencia económica, suficiencia financiera, solidaridad y redistribución como pilares del régimen tarifario (artículos 87 y ss.).

La socialización del saldo acumulado derivado de la aplicación de la Opción Tarifaria se enmarca en el componente de comercialización del Costo Unitario (CU), lo cual está previsto en el diseño de metodologías tarifarias por parte de la CREG.

La fórmula adoptada para el cálculo del COT no implica una alteración arbitraria de las tarifas, sino un ajuste técnico y transparente conforme a los costos reconocidos de prestación del servicio, tal como lo permite el artículo 90 de la Ley 142 de 1994.

Esta adecuación respeta el esquema de libertad regulada, en tanto parte de decisiones regulatorias públicas sujetas a revisión técnica, con criterios de objetividad, generalidad y razonabilidad, conforme lo ha sostenido la jurisprudencia constitucional.

2.3.2. Estimación del cálculo

Dentro de la Resolución CREG 101 028 del 2023 se incluyó el cálculo de la variable COT, la cual se definió como el costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria del nivel de tensión n , en el mercado de comercialización j y en el mes

m. expresado en \$/kWh y se calcula de la siguiente manera:

$$COT_{n,i,j,m} = \frac{SAOT_{n,m-1,i,j}}{VR_{n,i,j,m-2}}$$

$COT_{n,i,j,m}$

Costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria del nivel de tensión *n*, del comercializador *i*, en el mercado de comercialización *j* en el mes *m*, expresado en \$/kWh.

$SAOT_{n,m,i,j}$

Valor mensual para la recuperación del saldo de la opción tarifaria del comercializador *i* del mercado de comercialización *j* en el nivel de tensión *n*.

$VR_{n,i,j,m}$

Ventas totales en el mercado de comercialización *j*, en el nivel de tensión *n*, en el mes *m*, expresadas en kWh, a los usuarios regulados atendidos por el comercializador *i* a la fecha de publicación de esta resolución. Se incluyen las ventas a usuarios regulados nuevos en el mercado de comercialización *j*. La variable $VR_{n,i,j,m}$ no incluye las ventas a los usuarios exentos (estratos 1,2, y 3).

El valor calculado a través de esta variable es el aplicado a todo el mercado, considerando que la variable ventas reguladas (VR), como se indica, incluye todas las ventas del mercado regulado atendido por el comercializador, con la inclusión de esta medida se delimitará la variable VR únicamente a las ventas de los usuarios que quedarán con la responsabilidad de pagar el COT una vez expedido el acto normativo (estratos 4, 5, 6 y no residenciales regulados).

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, se evidencia como será la variación del CU que será trasladado a los usuarios una vez se realice la modificación que busca la medida:

Tabla 3. Estimación variación CU para usuarios responsables de facturar COT.

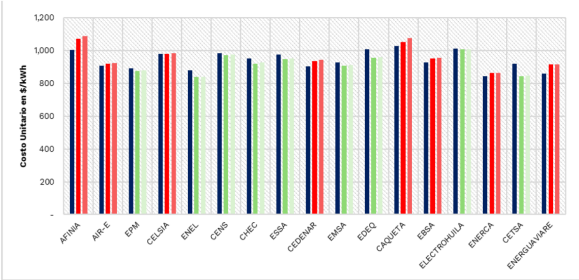
EMPRE SA	CU	CO T	CU Nuev o E4	CU Nuev o E5	COT Nuev o E4	COT Nuev o E5	Variaci ón CU E4	Variaci ón CU E5	Variaci ón COT E4	Variaci ón COT E5	CU EST 1,2,3 E4	% Dis CU E1,2,3
AFINIA	1.00, 1.77	84, 17	1.070, 44	1.085, 98	152,84	168,38	7%	8%	82%	100%	917,60	-8%
AIR-E	907, 21	14, 35	920,4 1	924,8 0	27,55	31,94	1%	2%	92%	123%	892,86	-2%
EPM	891, 09	43, 95	875,0 8	876,8 3	27,95	31,69	-2%	-1%	-36%	-28%	847,14	-5%
CELSI A	977, 59	59, 77	977,9 8	984,1 1	60,16	66,29	0%	1%	1%	11%	917,82	-6%
ENEL	877, 36	40, 69	838,8 9	839,2 3	2,22	2,56	-4%	-4%	-95%	-94%	836,67	-5%
CENS	983, 70	52, 99	969,6 5	975,7 6	38,94	45,05	-1%	-1%	-27%	-15%	930,71	-5%
CHEC	951, 67	68, 69	920,6 2	925,8 3	37,64	42,85	-3%	-3%	-45%	-38%	882,98	-7%

EMPRE SA	CU	CO T	CU Nuev o E4	CU Nuev o E5	COT Nuev o E4	COT Nuev o E5	Variaci ón CU E4	Variaci ón CU E5	Variaci ón COT E4	Variaci ón COT E5	CU EST 1,2,3 E4	% Dis CU E1,2,3
ESSA	976, 64	40, 53	948,1 4	950,4 8	12,03	14,37	-3%	-3%	-70%	-65%	936,11	-4%
CEDEN AR	904, 75	47, 01	934,3 2	943,2 1	76,58	85,47	3%	4%	63%	82%	857,74	-5%
EMSA	925, 25	47, 96	907,8 5	910,2 6	30,55	32,97	-2%	-2%	-36%	-31%	877,29	-5%
EDEQ	1.00, 8,75	85, 90	956,2 2	960,4 9	33,37	37,64	-5%	-5%	-61%	-56%	922,85	-9%
CAQU ETA	1.02, 7,55	25, 52	1.052, 43	1.074, 77	50,40	72,74	2%	5%	97%	185%	1.002,0 3	-2%
EBSA	928, 06	26, 55	951,4 9	955,2 6	49,98	53,75	3%	3%	88%	102%	901,51	-3%
ELECT ROHUI LA	1.00, 9,62	20, 10	1.006, 79	1.008, 39	17,27	18,87	0%	0%	-14%	-6%	989,52	-2%
ENERC A	842, 44	21, 42	861,0 3	864,4 2	40,01	43,40	2%	3%	87%	103%	821,02	-3%
CETSA	917, 98	88, 79	843,3 3	845,0 2	14,14	15,83	-8%	-8%	-84%	-82%	829,19	-10%
ENERC UAVIA RE	857, 21	27, 05	916,6 4	916,7 1	86,48	86,55	7%	7%	220%	220%	830,16	-3%
Totales							-0,2%	0,3%	15,34%	30,05%		-4,94%

Fuente: Elaboración propia con base en información tarifaria SSPD

Para realizar la estimación de la variación se consideró la deuda de los saldos que reportaron las empresas al CAC con corte de diciembre del 2024, la mejor información de ventas reportada por cada comercializado al SUI.

Gráfica 3. Variación CU por Mercado Causada por el Recaudo Asignado de COT.



Fuente: Elaboración Propia

En la Gráfica 3, la primera barra en azul es el CU actual, la segunda barra es el CU asignando el recaudo del COT solo a los usuarios de estratos 4, 5, 6 y demás usuarios regulados no residenciales, y la tercera barra es toda la misma simulación, pero excluyendo al estrato 4.

Cuando la segunda y tercera barra están en color rojo es porque incrementa el CU y cuando están en verde, es porque el CU les disminuye (disminuye básicamente porque la simulación es a 10 años y esas empresas están cobrando a menos tiempo).

2.4. Fundamento constitucional de la medida.

La propuesta contenida en el presente proyecto de ley, orientada a redistribuir los saldos acumulados por concepto de opción tarifaria de los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 hacia los usuarios de mayor capacidad de pago, se encuentra plenamente respaldada por el ordenamiento constitucional colombiano. Esta medida se enmarca en los principios de solidaridad, equidad, redistribución del ingreso y sostenibilidad del sistema de servicios públicos, establecidos en los artículos 1º, 2º, 13, 95.9, 365, 367 y 370 de la Constitución Política (CP).

Conforme al artículo 365 CP, los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y deben prestarse bajo criterios de continuidad, eficiencia y universalidad. En este contexto, el artículo 367 habilita al legislador para establecer los regímenes tarifarios, siempre bajo el mandato de equidad, y contempla la posibilidad de diferenciar tarifas y subsidios según la capacidad de pago de los usuarios. Este mandato ha sido interpretado por la Corte Constitucional como un fundamento válido para diseñar esquemas tarifarios diferenciados que protejan a la población más vulnerable, como lo reiteró en la sentencia C-150 de 2003, al señalar que la redistribución de cargas es constitucionalmente legítima si obedece a fines de justicia social.

A su vez, el principio de solidaridad previsto en los artículos 1º y 95.9 de la CP y el deber de especial protección a las personas en condiciones de vulnerabilidad del artículo 13 de la CP legitiman la adopción de esquemas tarifarios diferenciados.

La decisión de trasladar progresivamente los saldos de opción tarifaria acumulados por usuarios de estratos 1, 2 y 3 hacia usuarios de mayor capacidad de pago constituye una medida redistributiva razonable, dentro de los márgenes establecidos por la Ley 142 de 1994, el régimen de libertad regulada y el principio de sostenibilidad sectorial.

Para efectos del análisis de constitucionalidad de esta medida, puede aplicarse un test de proporcionalidad implícito, como ha sido desarrollado por la Corte Constitucional en múltiples precedentes (C-093 de 2001; C-690 de 2008; C-372 de 2011). En este marco:

Fin legítimo: la medida busca garantizar la sostenibilidad del servicio, preservar la equidad tarifaria y proteger a los usuarios vulnerables.

Adecuación: el mecanismo de redistribución tarifaria es idóneo para recuperar los saldos sin afectar de manera regresiva a los estratos bajos, evitando incrementos desproporcionados en sus tarifas.

Necesidad: no existen medios menos lesivos para obtener el mismo resultado, considerando la limitada capacidad fiscal del Estado y la necesidad de preservar la liquidez del sistema eléctrico.

Proporcionalidad en sentido estricto: la afectación a usuarios de estratos altos o no residenciales es razonable frente al beneficio colectivo y al mandato de justicia social.

En este sentido, la Corte Constitucional ha reconocido la constitucionalidad de cargas económicas diferenciadas siempre que se encuentren justificadas en principios de equidad y solidaridad, como se establece en las Sentencias C-066 de 1997, C-1062 de 2001, C-150 de 2003, C-1123 de 2008, C-137 de 2010 y C-372 de 2011.

La medida busca no sólo beneficiar al Estado y a los usuarios, sino que responde también a un objetivo de equilibrio estructural, con impactos positivos en tres niveles interdependientes:

a. Usuarios vulnerables (estratos 1, 2 y 3): Al liberarles del peso de los saldos acumulados por la opción tarifaria, se evita que sus tarifas futuras se incrementen o que pierdan acceso al servicio por incapacidad de pago.

b. Sistema eléctrico: Al garantizar liquidez a las empresas comercializadoras, se protege la continuidad y estabilidad de la cadena de prestación del servicio, evitando un colapso sectorial que terminaría afectando a todos los usuarios, incluyendo los más pobres.

c. Estado: Al no tener que asumir directamente el costo de esos saldos vía recursos fiscales adicionales, se protege el marco macroeconómico y se permite que los recursos públicos puedan ser orientados a otras prioridades sociales sin comprometer el equilibrio del sistema tarifario.

En síntesis, lo que se busca en este proyecto de ley, es una medida redistributiva que protege a los más vulnerables, mantiene a flote el sistema y cuida

el equilibrio fiscal. Como se observa, la presente medida, no solo responde a un imperativo técnico y financiero del sector eléctrico, sino que encuentra su plena justificación en los valores y principios superiores del ordenamiento constitucional colombiano.

2.5. Sostenibilidad fiscal y blindaje sectorial

La propuesta se ajusta al Marco Fiscal de Mediano Plazo, al contemplar mecanismos financieros con soporte técnico y garantías legales que permiten su implementación sin afectar el equilibrio macroeconómico.

La emisión de bonos con respaldo del Fondo Empresarial, el uso de instrumentos de deuda temporales y la inclusión de una sobretasa técnica permiten trasladar la carga fiscal de manera escalonada, transparente y con trazabilidad plena.

La medida reduce la presión sobre los usuarios de estratos 1, 2 y 3 al eliminar su responsabilidad de continuar pagando, vía tarifa, los saldos acumulados por la aplicación de la opción tarifaria, los cuales fueron generados durante la emergencia sanitaria para evitar aumentos abruptos en sus facturas. Estos saldos, actualmente cargados en el componente de comercialización de la tarifa, representan una deuda que incrementa mes a mes el valor total que deben asumir estos hogares.

Al socializar estos saldos y redistribuirlos hacia usuarios con mayor capacidad de pago (estratos 5, 6 y usuarios no residenciales), se libera a los usuarios más vulnerables de una carga financiera que no podrían cubrir sin afectar su acceso continuo al servicio. En gracia de discusión esto no solo reduce el valor de la factura que hoy pagan, sino que evita futuros incrementos derivados del recaudo de esa deuda, garantizando así mayor estabilidad tarifaria y sostenibilidad en su consumo eléctrico.

En ese sentido, al reducir la presión sobre los usuarios de estratos 1 a 3 y asegurar la liquidez de las empresas comercializadoras, la medida evita litigios generalizados o reclamos por afectación regresiva de tarifas, lo que a su vez fortalece la seguridad del modelo tarifario y del ecosistema regulatorio del sector eléctrico.

3. Aplicación de los subsidios de energía conforme a las condiciones reales del beneficiario.

Subsidiar únicamente a usuarios que presenten consumos de energía que no sean suntuarios

3.1. Subsidios en Colombia.

Los subsidios son uno de los elementos esenciales de las políticas públicas modernas. De manera general los subsidios son transferencias (por lo tanto, no implican contraprestación para quien los recibe) otorgados en dinero o en especie a individuos, familias o empresas. La función de los subsidios es habilitar o incidir sobre las conductas de los receptores. En el caso de los individuos y familias los subsidios pretenden remover barreras o limitaciones basadas en el ingreso para facilitar el

acceso a bienes y servicios, como en el caso de los servicios públicos domiciliarios.

La principal fuente de financiación de los subsidios son los impuestos pagados por los contribuyentes y de esta manera cumplen una función redistributiva, esto es, que movilizan recursos hacia las personas de más bajos ingresos para permitir el ejercicio de derechos individuales y sociales. El otorgamiento de subsidios ha sido una constante de la política pública social en Colombia. El país ha desarrollado una amplia oferta de subsidios en áreas como primera infancia, educación, salud, vivienda y servicios públicos, así como de transferencias monetarias dirigidas a grupos específicos de la población. La construcción de esta oferta de beneficios ha conllevado el desarrollo de instrumentos para su focalización, calibración y entrega.

En el contexto de las políticas públicas sociales la focalización es el mecanismo para la adecuada identificación de los potenciales receptores de beneficios (subsidios). A través de la calibración se define el monto o valor del beneficio a ser otorgado en función del objetivo de política deseado. Y el mecanismo de entrega resuelve el mecanismo operativo para que el beneficio sea efectivamente recibido por el beneficiario escogido.

El Sistema de Identificación de Potenciales Beneficiarios de Programas Sociales (SISBEN) y la estratificación han sido los principales instrumentos para la focalización de programas y beneficios sociales en Colombia. El SISBEN es un sistema para la clasificación de hogares basado en el ingreso y condiciones de vida⁴. La estratificación, por su parte, es un sistema de clasificación de predios a partir de sus características físicas y de entorno⁵.

A pesar de sus bondades, tanto en el SISBEN como en la estratificación, se han identificado errores de inclusión y exclusión que están produciendo significativas pérdidas de eficiencia en el gasto público social. Estos errores han dificultado que el papel redistributivo del Estado sea progresivo, esto es que los subsidios lleguen a la población más pobre y vulnerable, por el contrario, en muchos casos la acción pública se torna en regresiva, toda vez que los subsidios llegan a hogares e individuos de altos ingresos. A raíz de esta problemática en los últimos años el Departamento Nacional de Planeación (DNP) viene impulsando la migración hacia un sistema de focalización de políticas públicas basadas en el ingreso, en línea con las experiencias de otros países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) y de América Latina⁶. En esta migración los servicios públicos

estarían excluidos al menos en primera instancia debido a que su operatividad hace parte del marco reglamentario de la Ley 142 de 1994 como se verá a continuación.

La Ley 143 de 1994, artículo 2°, asigna al Ministerio de Minas y Energía la dirección de la política energética, incluyendo la promoción del uso eficiente y racional de la energía. Esta habilitación, armonizada con los artículos 365 y 367 de la Constitución, respalda que el MME reglamente criterios y procedimientos para la entrega de subsidios cuando persiga fines de eficiencia y equidad en el servicio de energía eléctrica, siempre dentro de los topes y reglas que fija el art. 99 de la Ley 142 de 1994 y sus modificatorias.

3.2. Servicios públicos y subsidios en Colombia.

El marco legal para la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia está contenido en las Leyes 142 y 143 de 1994. En lo concerniente al régimen tarifario, el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 establece, entre otros, cuatro criterios básicos para la remuneración de los prestadores de servicios: eficiencia económica, suficiencia financiera, solidaridad y redistribución. La aplicación de estos criterios significa que la tarifa debe reconocerle al prestador costos eficientes de producción. Por su parte, la tarifa pagada por los usuarios será el resultado de la aplicación de los subsidios al consumo otorgados a los hogares de más bajos ingresos. La fuente de estos subsidios es la combinación del aporte realizado por los hogares de más altos ingresos y de los usuarios comerciales.

La asignación de los subsidios en servicios públicos combina un criterio de focalización (estratificación) con un techo al consumo de los hogares beneficiarios (consumo de subsistencia). De acuerdo con el artículo 99 de la Ley 142 de 1994, los subsidios se otorgarán como un descuento en el valor total de la factura a pagar por el usuario y no pueden exceder el valor de los consumos básicos o de subsistencia. El consumo de subsistencia al que hace referencia este artículo fue definido por la UPME en el año 2004⁷ y estableció sus valores a partir del año 2007 en 173 KWh/mes para todos los municipios ubicados por debajo de los 1.000 m sobre el nivel del mar, y en 130 KWh/mes para todos los municipios ubicados por encima de los 1.000 m sobre el nivel del mar. Esta diferencia pretende reconocer el

⁴ La información de los hogares se recopila mediante la aplicación de una encuesta y tras su procesamiento se genera una clasificación en cuatro grupos (pobreza extrema, pobreza moderada, vulnerable y no pobre) y 51 subgrupos. Desde su creación en 1997 el SISBEN ha sido actualizado en cuatro ocasiones, la última de las cuales se realizó en 2021 (SISBEN IV).

⁵ La recopilación de la información se realiza mediante una operación de censo predial y su resultado es la clasificación de los inmuebles residenciales en máximo seis estratos socioeconómicos: (1, bajo-bajo; 2, bajo; 3, medio-bajo; 4, medio; 5, medio-alto; 6, alto).

⁶ Registro Social de Hogares (RSH), “con el fin de

validar y actualizar la información socioeconómica de las personas y hogares, a través del uso de registros administrativos y de caracterización de la población, para identificar los criterios de focalización, elegibilidad y permanencia de los beneficiarios de los programas sociales y subsidios del Gobierno nacional y de las entidades territoriales, así como para la asignación de subsidios”. Para la adopción de la variable ingreso como criterio único para la focalización de los beneficios de las políticas públicas, en el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 se estableció el Registro Único de Ingresos (RUI), que estará bajo la administración del DNP, y que una vez reglamentado debería sustituir al SISBEN IV y constituirse así en el “único instrumento focalización de los subsidios, programas, políticas, planes, proyectos y servicios de la oferta social”.

⁷ Resolución UPME 355 de 2004.

mayor consumo de electricidad en las zonas cálidas debido al intensivo uso de electrodomésticos para refrigeración, ventilación y aire acondicionado.

La regla general de asignación del subsidio al consumo en servicios públicos es la estratificación. En el artículo 272 de la Ley 2294 de 2023, *por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo. Colombia, Potencia Mundial de la Vida*, se prorrogaron las reglas de asignación de subsidios de los servicios públicos domiciliarios, así:

“ARTÍCULO 272. SUBSIDIOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA, GAS, ACUEDUCTO, ALCANTARILLADO Y ASEO. Los subsidios establecidos para energía eléctrica y gas combustible en el artículo 3° de la Ley 1117 de 2006, prorrogados por los artículos 1° de la Ley 1428 de 2010, 76 de la Ley 1739 de 2014, 17 de la Ley 1753 de 2015, y 297 de la Ley 1955 de 2019 se prorrogan como máximo, hasta el 30 de junio de 2027”.

De esta manera, todos los hogares residentes en viviendas que hagan parte del mismo estrato recibirán el mismo subsidio, independientemente del nivel de ingreso de sus habitantes. El artículo 99.6 de la Ley 142 de 1994 establece los porcentajes máximos de subsidio otorgables por estrato, el cual fue modificado por el artículo 3° de la Ley 1117 de 2006, así: 60% para los hogares en estrato 1, 50% para los hogares en estrato 2, y 15% para los hogares en estrato 3. Los consumos por encima del básico se pagarán a tarifa plena (sin subsidio). Los residentes en hogares clasificados en estrato 4 no reciben ni hacen aporte para subsidios. Los residentes en hogares clasificados en estratos 5 y 6 realizan una contribución hasta del 20% para la financiación de los subsidios otorgados a hogares en estratos 1, 2 y 3.

El artículo 101 de la Ley 142 de 1994 reglamenta la estratificación en Colombia. Señala la ley que la estratificación es un deber indelegable de los alcaldes a quienes corresponde adoptarla mediante decreto, para lo cual contarán con el apoyo técnico de un Comité Permanente de Estratificación Socioeconómica cuya función es asegurar el cumplimiento de las metodologías elaboradas por la autoridad responsable. La metodología inicial para la estratificación fue elaborada por el DNP, pero esta competencia fue trasladada al Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) en 2004. La más reciente actualización metodológica del sistema de estratificación se realizó en el año 2015.

La premisa operativa de la estratificación socioeconómica es la existencia de una correspondencia robusta entre las características de las viviendas y el nivel de ingreso de los hogares. Se espera así que un hogar con bajos o muy bajos ingresos habite una vivienda en estratos 1 o 2 y que un hogar con ingresos medios/altos o altos habite una vivienda en estratos 5 o 6. Recientes estudios han mostrado que la relación entre ingreso y estrato no es estable y que un número significativo de hogares de ingresos medios y altos residirían en viviendas en estratos 1, 2 y 3, por lo cual estarían recibiendo los subsidios asignados a las viviendas en estos estratos.

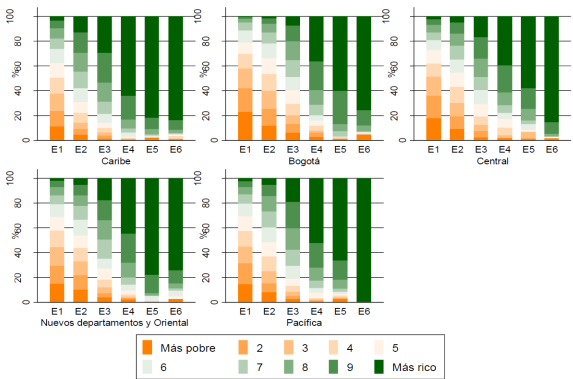
3.3. Diagnóstico del modelo de asignación de subsidios al servicio público de energía eléctrica en Colombia.

La ineficiencia en la focalización de los subsidios al consumo de energía eléctrica —derivada del uso de la estratificación como criterio principal— ha sido documentada por diversos estudios y genera un gasto fiscal significativo en hogares que no cumplen condiciones de vulnerabilidad. El proyecto de ley, en su artículo 3°, propone adicionar un artículo a la Ley 143 de 1994 que establece criterios para la entrega de los subsidios previstos en el artículo 99 de la Ley 142 de 1994. Dichos criterios incluyen la posibilidad de condicionar los subsidios a umbrales de consumo definidos técnicamente, preservar el beneficio en situaciones de vulnerabilidad y habilitar mecanismos diferenciales de pago, todo con miras a fortalecer la eficiencia, la equidad y la sostenibilidad del sistema.

Dado que el mecanismo de selección para los subsidios en servicios públicos en Colombia se basa en la estratificación (condiciones locativas barriales), independientemente del nivel de ingreso de cada familia residente, la asignación de subsidios a los usuarios del servicio de energía eléctrica es obtusa, ocasionando un gran desperdicio de recursos fiscales en razón a que se les está entregando subsidios a familias que en realidad no lo necesitan, y por ende, se sacrifican año tras año cuantiosos recursos que podrían destinarse a apoyar más familias de bajos ingresos.

En 2020, en el marco de la “Misión de Transformación Energética y Modernización de la Industria Eléctrica: Hoja de Ruta para la Energía del Futuro”, Ortiz y otros (2020) lo señalaron de la siguiente forma: “El sistema dedica cuantiosos recursos de la Nación a subsidiar hogares que no se encuentran en condiciones vulnerables. Más del 40% de los hogares en los estratos 2 y 3 se encuentran por encima de la mediana de ingreso, y más del 60% de los usuarios de energía eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado (...)” (p. 93).

Gráfica 4. Distribución Cruzada de Ingreso y Estrato por Región.



GRÁFICA 4. DISTRIBUCIÓN CRUZADA DE INGRESO Y ESTRATO POR REGIÓN. FUENTE: ORTIZ Y OTROS (2020)

Fuente: Ortiz y Otros (2020).

En efecto, tal y como se muestra en la Gráfica 4, entre el 20% y 40% de los hogares de Estrato 1 corresponden a hogares ubicados en los deciles superiores de ingreso, y el rango de porcentajes de hogares no merecedores de subsidio se eleva al 36% y 70% para el caso del Estrato 2. Los porcentajes más

altos de población de hogares de mayores ingresos que, conforme a la estratificación asignada, reciben innecesariamente subsidio, corresponden, para todos los tres estratos subsidiados, a la región Caribe del país. Este problema no solamente ocasiona desperdicio de asignación de recursos a hogares que no lo necesitan, sino que implica evasión de la contribución del 20% que, conforme a las Leyes 142 y 143 de 1994, deben asumir los usuarios de Estratos 5 y 6. Lo cual agrava el déficit estructural del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI).

Incluso, en ciudades como Barranquilla, Santa Marta, el consumo promedio del estrato 1 supera los 250 kWh mes, existiendo suscriptores clasificados en estrato 1 con consumos mayores a 500 kWh mes, que no hacen parte de fronteras agrupadoras, lo que no coincide con el nivel de consumo de energía eléctrica esperado para estos niveles de ingreso.

Al realizar la comparación o hipotética corrección de la asignación de subsidios o contribución asumiendo que solamente los hogares que corresponden con los cuatro deciles inferiores de nivel de ingreso (a partir de la información de Ortiz, 2020), se obtiene que, tan solo para el caso de los departamentos y poblaciones atendidos actualmente por Air-e S. A. ESP., la sumatoria del valor total de “ahorro” de subsidios (no desperdicio en hogares que no lo requieren) y pago “extra” de contribución de aquellos hogares que sí deberían contribuir conforme a su nivel (alto) de ingreso, es de \$52 mil millones al mes, equivalente a \$624 mil millones año. Esto puesto que, actualmente el Estado asigna subsidios a aproximadamente 1.025.477 usuarios que atiende Air-e, pero solo alrededor de la mitad de estos, cerca de 564.500, son realmente merecedores de subsidios a la tarifa de energía eléctrica⁸. A continuación, se detalla el ejercicio realizado y los supuestos que soportan la información mencionada.

En la Tabla 4 se presenta el número de suscriptores por estrato de Air-e a corte octubre 2024 tomado de información de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), y la estimación del valor de subsidios que deberían ser girados para cubrir el consumo de estos usuarios, suponiendo un consumo de 173 kWh mes y valor de costo unitario de prestación del servicio de 855 COP/kWh. Con

esta estimación el total de subsidios a desembolsar sería aproximadamente \$75 mil millones al mes.

Tabla 4. Escenario Actual de Suscriptores y Subsidios por Estratos de la Empresa Air-E a octubre de 2024.

	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Total
Número de suscriptores	534.635	323.967	166.875	1.025.477
Valor subsidios (miles de millones) b*	-47,4	-24,0	-3,7	-75,1

Fuente: Elaboración Propia

- a)
- Información SUI
- b)
- Estimación a partir de tarifa AIRE sep. 2024

*miles de millones COP oct 2024

Partiendo de la información de distribución cruzada de ingreso y estrato por región presentada en la Gráfica 4 para la región Caribe y de los criterios indicados en la Gráfica 5, se estima el número de usuarios de la región caribe que no debería recibir subsidio, esto es, cuyo consumo de subsistencia, objeto de subsidio, debería ascender a 0 kWh/mes. De lo anterior se obtiene que, de los cerca de 2.500.000 usuarios que en octubre de 2024 recibían subsidios en el consumo de electricidad, cerca de 1.427.907 suscriptores deberían tener un consumo de subsistencia de 0 kWh/mes objeto de subsidios de acuerdo a sus ingresos. Así las cosas, solo el 42% de los usuarios que reciben subsidio en la actualidad, son realmente merecedores de subsidios a la tarifa de energía eléctrica. En consecuencia, en la región caribe potencialmente sería posible disminuir la presión fiscal por subsidios en \$142.000 millones de pesos, mensuales aproximadamente, tal como se presenta en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

Gráfica 5. Criterio de retiro del consumo de subsistencia según ingreso del hogar.



Fuente: elaboración propia

⁸ De acuerdo con el estudio de Estimación de los Consumos de Subsistencia en Energía Eléctrica, Gas Natural y GLP en Territorio Nacional SIN y ZNI adelantado por la UPME, el MME y Corpoema (2019), el cual señala una reducción de los Consumos Básicos a entre 155 y 134,5 kWh-mes (91 y 75,2 de niveles de eficiencia en un periodo de transición de 5 años) para los pisos térmicos inferiores a 1.000 m.s.n.m, estima que el impacto fiscal (positivo) de dicho ajuste para el Estado colombiano, incluyendo menores subsidios y más contribuciones en el SIN, sería del orden de \$679 mil millones al año. Este documento está disponible para consulta en: www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Estimacion_consumos_de_subsistencia_en_Energia_Electrica_Gas_Natural_GLP_SIN_ZNI.pdf

Tabla 5. Número de suscriptores que no deberían recibir subsidios y potenciales ahorros fiscales en la región caribe.

Costa Caribe	E1	E2	E3
Fracción decil ingreso	51%	31%	32%
Total Suscriptores en c/ estrato	1.489.420	715.414	294.740
Suscriptores que no deberían recibir subsidio	733.427	493.202	201.278
Consumo subsidiado (kWh/mes)	173	173	173
Energía que no debería recibir subsidio (kWh/mes)	126.882.787	85.323.959	34.821.107
Tarifa (\$/kWh)	687	573	172
Monto total (Millones \$/mes)	87.168	48.848	5.981

Fuente Elaboración propia.

* Deciles de ingreso: estrato 1 del 1 al 4; estrato 2 del 1 al 5 y estrato 3 del 1 al 6

** La tarifa corresponde al promedio de los dos mercados de la Costa Caribe

3.4. Propuesta de ajuste para la asignación de los subsidios al servicio público de energía eléctrica

En un estudio⁹ de la UPME y el MME se señala que:

“(…) los avances tecnológicos, los instrumentos de mercado, las disposiciones normativas y otras gestiones de gobierno han permitido incrementar ostensiblemente la eficiencia energética del equipamiento de los hogares colombianos. Lo anterior se ve reflejado en una tendencia a la disminución de los consumos promedio por hogar, incluso incorporando nuevos equipos como de entretenimiento y comunicación. Adicionalmente, de acuerdo con información estadística, el promedio de personas que componen los hogares en Colombia también muestra una tendencia a la baja”.

En efecto, tal y como se ilustra en el cuadro siguiente, los valores de Consumo Básico o de Subsistencia estimados por las autoridades competentes no han dejado de decrecer desde los 200 kWh-mes generales de su primera estimación en el año 2004, hasta los valores de subsistencia progresivos recomendados de entre 75 y 91 kWh-mes.

Tabla 6. Valores estimados para el consumo básico de subsistencia (kwh-mes) según norma o estudio.

Norma/Estudio	Año	Altura sobre nivel del mar		
Ley 632-00	2000	Todas las alturas		
		200		
Res. UPME 355-04	2004	<1.000 msnm	>1.000 msnm	
		193	182	
	2007*	173	130	
Estudio UPME-MME-Coropoema 2019	t	<500 msnm	<1.500 msnm	>1.500 msnm
		155	134,5	141
	t+5	91	75,2	86

Fuente: elaboración propia.

* Valores actualmente vigentes.

En razón de las evidencias anteriores, que muestran los efectos fiscales erosivos que ha

acarreado la aplicación de los subsidios apenas con un criterio cerrado de estratificación local y barrial y la necesidad de disponer de más recursos para atender las mayores necesidades socioeconómicas de las poblaciones de bajos ingresos del país, en el presente proyecto de ley se plantea complementar el criterio de aplicación de los subsidios, agregando criterios de consumo absoluto para la aplicación de los mismos. Con las modificaciones propuestas en el presente proyecto de ley se pretende evitar que un hogar con altos ingresos (y elevados consumos de electricidad) residente en una vivienda en estratos 1, 2 o 3 reciba se beneficie de subsidios que no requiere, **pues solamente podrán ser beneficiarios aquellos hogares cuyo consumo sea menor o igual al de un umbral**, que deberá ser establecido por un estudio técnico que deberá realizar el Ministerio de Minas y Energía o una entidad designada por este.

Estas medidas coinciden con las recomendaciones de estudios sobre el tema, como el realizado por Eslava, Révolo y Ortiz (2021),¹⁰ y con esquemas de aplicación efectivos de subsidios como en Perú, que limita las reducciones y descuentos tarifarios a usuarios con consumos inferiores a 140 kWh-mes (Ley peruana 31598).

Incentivos al ahorro energético.

Los procesos de transición energética se encuentran acompasados con los procesos de eficiencia energética, esto es, el ahorro energético está constituido como el elemento más apremiante dentro de los esquemas de la transición. De acuerdo con múltiples estudios, la transición energética para el uso de energías limpias solo será efectiva mediante un uso eficiente de los energéticos, lo que lleva consigo el desarrollo de programas de ahorro. Por ejemplo, se estima que la demanda de electricidad en el mundo crece a un promedio anual del 4%, sin embargo, los sistemas de producción crecen a una velocidad que apenas iguala las cifras. Números más preocupantes alertan además sobre los impactos medio ambientales cuando las fuentes de producción para cubrir estos crecimientos de demanda provienen de energías fósiles, lo cual significa un retroceso para la transición.

Es por ello que toma relevancia que las políticas energéticas sean dirigidas al uso eficiente de la energía. El ahorro energético, siendo parte de los

⁹ www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Estimacion_consumos_de_subsistencia_en_Energia_Electrica_Gas_Natural_GLP_SIN_ZNI.pdf.

¹⁰ “Establecer que los suscriptores que superen ciertos umbrales de consumo no son receptores de ningún nivel subsidio es otra posibilidad que en el pasado se ha sugerido para reducir la filtración de subsidios hacia hogares de altos ingresos, al tiempo que reduciría la presión financiera sobre el FSSRI. Como en general el consumo es mayor en hogares con ingresos más altos, es posible que este sistema proteja en alguna medida los subsidios de los hogares más vulnerables. Un límite a la recepción de subsidios para hogares con consumo inferior a un cierto nivel podría generar también incentivos virtuosos al uso eficiente de la energía, particularmente atractivos en momentos en que la protección de los recursos que dan origen a la energía se ha tornado prioritaria”. (p. 37).

esquemas de eficiencia, es una palanca con alto retorno social, económico y ambiental. No solo el ahorro reduce la factura del usuario, sino que deriva en otros beneficios para la red eléctrica tales como la liberación de capacidad de generación, disminución de pérdidas técnicas y comerciales en redes y la respectiva reducción de emisiones.

Los mecanismos de incentivos (tarifarios, económicos, normativos y conductuales) estimulan a los consumidores a reducir y desplazar consumo, y facilitan inversiones en eficiencia. Para Colombia, la combinación de medidas regulatorias tales como tarifas de tiempo de uso (del inglés *time of use*), programas para bonificaciones por ahorro (del inglés *incentive-based programs*), instrumentos financieros (líneas de crédito, esquemas de reembolso), y medidas de información (etiquetado, auditorías energéticas, campañas) ofrece una estrategia integral. A continuación, se describe el abanico de mecanismos, beneficios a usuarios, políticas concretas y una hoja de ruta de acciones por implementar.

2. Mecanismos de incentivos – tipología y funcionamiento

1. Señales de precio

- Tarifas por tiempo de uso (TOU-*time of use*): Precios más altos en horas de alta demanda (demanda punta) y precios más bajos en horas valle, han demostrado en múltiples países, haber creado incentivos para que los usuarios desplacen el consumo (como, por ejemplo, evitar el uso de lavadoras, cargas intensivas, etc.) de las horas de alta demanda (en Colombia usualmente entre las 18:00 a 21:00 horas) hacia periodos de menor demanda.

- Precios dinámicos / respuesta a la demanda (Dynamic pricing and demand response): tarifas variables en función de condiciones del sistema, con pagos o descuentos por reducción voluntaria en picos.

2. Incentivos económicos directos

- Rebates o descuentos por eficiencia: devolución parcial del costo de equipos eficientes (iluminación LED, acondicionadores con alta eficiencia, bombas eficientes). Es importante mencionar que, en el año 2015, a través de la Ley 1715, se establecieron algunos mecanismos de incentivos económicos y financieros para las inversiones alrededor de la transición energética, entre ellos, depreciación acelerada y otros beneficios tributarios.

- Subsidios focalizados: apoyos a hogares vulnerables para adquirir equipos o realizar mejoras que reduzcan consumo. Entre estos mecanismos se destacan los programas implementados por el gobierno para la sustitución de electrodomésticos, o la inversión en nuevos, para permitir la reducción de la pobreza energética y desigualdad. En el caso específico del presente proyecto, se propone un subsidio sobre la tecnología usada para la medición, dado que se propone el uso de sistemas de pago anticipado o prepagado del servicio

público domiciliario, considerando los consumos de subsistencia, siempre y cuando los costos de instalación, mantenimiento y reposición de equipos de medición que lo permitan sean asumidos voluntariamente por las empresas prestadoras.

3. Instrumentos financieros

- Líneas de crédito preferenciales para proyectos de eficiencia (pago con ahorro energético).

- Financiamiento “on-bill”: inversión del distribuidor o tercer financiador pagada gradualmente a través de la factura, con ahorro garantizando el flujo.

4. Regulación y estándares

- Etiquetado energético obligatorio para electrodomésticos y equipos (información comparativa). Colombia ha dado pasos en esta línea desde el 2015 a través del Reglamento Técnico de Etiquetado, adoptado mediante la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 41012 de 2015.

- Normas de eficiencia para edificios y equipos. Hacen referencia a los códigos de construcción y requisitos mínimos para la sostenibilidad de nuevas edificaciones y el uso eficiente de la energía. Para el caso colombiano, se ha alcanzado ciertas metas en materia de acondicionamiento de aire y equipos térmicos a través de la Resolución 40773 de 2023, el Reglamento Técnico de Instalaciones Térmicas (RETSIT).

- Programas de certificación (ISO 50001) para industrias y grandes consumidores.

3.5 Medición, verificación y tecnologías.

Medición avanzada (AMR/AMI) y medidores inteligentes para ofrecer información en tiempo real y habilitar TOU y respuesta a la demanda.

- Servicios de pago anticipado y medición inteligente permiten a los usuarios cuya dinámica de ingresos obedece a actividades diarias. Este tipo de medición, pago y recaudo ha representado en el Valle de Aburrá Antioqueño y diferentes zonas del país, una de las medidas para expandir y universalizar la cobertura del servicio eléctrico, además de brindar incentivos directos de tiempo real para el ahorro de energía. La medición prepagada de electricidad permite a los usuarios comprar energía por adelantado y consumirla hasta que se agota el saldo pagado. Cuando dicho saldo es agotado, el servicio se reanuda hasta que se realice una nueva recarga, evitando cortes por falta de pago y costos de reconexión, además de habilitar un mejor control del gasto y el consumo de electricidad. El sistema Funciona a través de un sistema de Código-PIN de recarga disponibles para venta en los diferentes puntos de recarga habilitados por el prestador del servicio (en las comunidades o a través de medios electrónicos) lo cual también dinamiza las economías de los sectores populares. El usuario activa el servicio en su medidor y de inmediato inicia a recibir la energía comprada. El medidor registra el consumo y muestra el saldo restante.

Con este sistema se estimula el recaudo para el pago de los servicios públicos, especialmente el de energía eléctrica, brindando soluciones de prestación del servicio donde los niveles de recaudo son deficitarios. De hecho, este tipo de soluciones, acompañado de los programas de autogeneración de energía, representan una solución prometedora para la gestión de sistemas de distribución de bastante complejidad del país. Adicionalmente, el usuario tiene un control directo y en tiempo real del gasto permitiéndoles planificar y controlar su consumo de energía.

- Auditorías energéticas y planes de acción auditados para grandes consumidores. El gobierno del cambio ha expedido, en el año 2024, la Resolución 40412 de 2024 del Ministerio de Minas y Energía, la cual reglamentó el artículo 237 de la Ley 2294 de 2023 del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 “Colombia Potencia Mundial de la Vida”, en lo relacionado con la auditoría energética de los edificios pertenecientes a las Administraciones Públicas

6. Mecanismos regulatorios de mercado

En esta materia, la CREG ha expedido resoluciones donde ha dado participación a la demanda dentro de los esquemas del cargo confiabilidad. Tal es el caso de la Resolución CREG 063 de 2010, CREG 203 de 2013 y CREG 101 019 de 2022: Sin embargo, estos esquemas solo se hacen efectivos en la reducción de la demanda para cuando los precios de la bolsa de energía logran superar los márgenes de escasez.

De igual manera, en periodos de hidrología crítica, la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha implementado programas temporales para el ahorro de energía tales como los programas “Apagar Paga” (Resolución CREG 039 de 2016) y otros programas de respuesta de la demanda, durante el reciente periodo de Fenómeno de El Niño 2023-2024, como el programa de la Resolución número 101 043 de 2024.

Todos los programas de ahorro de energía derivan en beneficios directos e indirectos para los usuarios y para el sistema. En materia de reducción de la factura eléctrica, el ahorro directo por menor consumo o por desplazar consumo a horas más económicas representa un beneficio para los usuarios. Así mismo, estos programas brindan mayor autonomía financiera al usuario dado que puede mejorar sus patrones de consumo beneficiando sus instalaciones sin desembolsos adicionales. Adicionalmente, mejora la calidad de servicio y la confiabilidad del sistema dadas la menor presión en redes, la reducción de pérdidas técnicas y menos interrupciones asociadas a sobrecargas. Por otra parte, las metas de ahorro basadas en la eficiencia de equipos como, por ejemplo, de refrigeración, permiten una mayor salud y confort al permitir la entrada de equipos eficientes que pueden ofrecer mejor desempeño con menor consumo. Aunado a ello se encuentran las metas ambientales con una menor huella de carbono a nivel hogar y ciudad,

finalmente una mejor asignación de los recursos subsidios focalizados y prepago pueden mejorar acceso y gestión del gasto para hogares vulnerables.

Por lo expuesto anteriormente, se hace necesario recomendar y proponer medidas legislativas que permitan incentivar el ahorro de energía. Es por ello que en esta iniciativa de ley se ha incluido la necesidad del diseño de programas de ahorro de energía que incentiven a los usuarios del servicio eléctrico al ahorro de energía de tal manera que genere un impacto positivo para los hogares vulnerables, que resulten en una mitigación del impacto de los consumos en las facturas de electricidad y los subsidios y la implementación de programas de medición para incrementar la fiabilidad de datos, asegurar el despliegue de la medición avanzada (AMI) y esquemas de facturación que se ajusten a la realidad económica de la población, tales como la medición de pago anticipado.

Los medidores prepagos, correctamente diseñados e integrados en la operación comercial y técnica de EPM, representan una herramienta eficaz para reducir pérdidas de energía en Medellín. Además de disminuir pérdidas no técnicas, aportan mejor información operativa, reducen costos comerciales y empoderan a los usuarios para gestionar su consumo. Para capitalizar estos beneficios es fundamental acompañar el despliegue con medición riguroso de indicadores, estrategias sociales para usuarios vulnerables y una plataforma de datos que permita transformar lecturas en acciones concretas.¹¹

3.6. Fundamento constitucional de la medida

La propuesta se encuentra plenamente respaldada por el ordenamiento constitucional colombiano. Esta medida se enmarca en los principios de equidad, redistribución del ingreso y sostenibilidad del sistema de servicios públicos, establecidos en los artículos 1°, 2°, 13, 95.9, 365 y 367 de la Constitución Política.

De acuerdo con el artículo 365 de la Constitución, los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y su prestación debe orientarse por criterios de eficiencia, continuidad y universalidad. En este contexto, el artículo 367 habilita al legislador para establecer los regímenes tarifarios, siempre bajo el mandato de equidad, y contempla la posibilidad de diferenciar tarifas y subsidios según la capacidad de pago de los usuarios. Este mandato ha sido interpretado por la Corte Constitucional como un fundamento válido para diseñar esquemas tarifarios diferenciados que protejan a la población más vulnerable, como lo reiteró en la Sentencia C-150 de 2003, al señalar que la redistribución de cargas es constitucionalmente legítima si obedece a fines de justicia social.

A través del principio de solidaridad, previsto en los artículos 1° y 95.9, se establece no solo como un valor fundante del Estado Social de Derecho, sino como un deber ciudadano de contribuir al

¹¹

bienestar colectivo. La Corte¹² ha enfatizado que este principio justifica la existencia de cargas económicas diferenciadas que recaen sobre quienes tienen mayor capacidad contributiva, con el fin de garantizar derechos básicos a quienes no pueden acceder a ellos por razones económicas.

Asimismo, en Sentencias como C-066 de 1997, C-150 de 2003, C-1123 de 2008 y C-137 de 2010, la Corte reiteró que los criterios de asignación diferenciada de tarifas son válidos si se fundan en principios constitucionales y no afectan de manera irrazonable a otros grupos de usuarios. Incluso ha admitido cargas solidarias como contribuciones especiales o tarifas diferenciadas en otros contextos, siempre que estén sustentadas en razones técnicas y de justicia distributiva.

Adicionalmente, en desarrollo del principio de focalización eficiente del gasto público y el deber estatal de garantizar la sostenibilidad de los subsidios a los servicios públicos, se propone establecer mecanismos de corrección frente a los errores de inclusión en la asignación de subsidios al consumo de energía. Esta medida, lejos de ser regresiva o inconstitucional, busca que los beneficios sociales lleguen en efecto a quienes en realidad los necesitan, en coherencia con los principios de justicia distributiva y equidad real. La Corte Constitucional ha sostenido que la racionalización del gasto en subsidios no vulnera la igualdad ni los derechos adquiridos, siempre que se base en criterios objetivos, proporcionales y orientados a mejorar la eficiencia del sistema¹³.

Así, el uso de indicadores como el consumo promedio o la capacidad real de pago –en lugar de únicamente la estratificación– responde a una necesidad constitucional de ajustar las políticas sociales a la realidad socioeconómica actual, evitando que hogares de ingresos altos continúen recibiendo en igual medida subsidios que no requieren. Esta propuesta no implica una eliminación masiva o arbitraria de los subsidios, sino una revisión técnica con enfoque transicional, gradual y garantista, que respeta el núcleo esencial del derecho a acceder a servicios públicos, al tiempo que optimiza el uso de los recursos públicos en función del bienestar colectivo.

En virtud de lo anterior, y de conformidad con la jurisprudencia constitucional vigente, se puede afirmar que una medida que implique cargas diferenciadas o que condicione el acceso a beneficios sociales (como los subsidios al consumo de energía eléctrica) debe superar un juicio de proporcionalidad estructurado en tres etapas: adecuación, necesidad y proporcionalidad en sentido estricto.

En este caso concreto, el fin legítimo que se persigue es claro y constitucionalmente válido: garantizar la focalización eficiente del gasto público, preservar la sostenibilidad fiscal del régimen de

subsidios, y asegurar que estos lleguen efectivamente a los hogares que realmente los requieren, conforme al principio de equidad material. La medida responde también a un mandato legal explícito contenido en el artículo 70 de la Ley 2294 de 2023 (Plan Nacional de Desarrollo), que ordena rediseñar los esquemas de subsidios bajo criterios objetivos, como el Registro Universal de Ingresos (RUI).

Desde el punto de vista de la adecuación, la medida propuesta en el artículo 3° –que evalúa la continuidad del subsidio con base en el consumo promedio de los usuarios– es idónea para evitar errores de inclusión, entendidos como la entrega del subsidio a hogares que, por su nivel de consumo, no se encuentran en condición de vulnerabilidad.

Respecto a la necesidad, no existen medios menos lesivos que logren el mismo propósito en el corto plazo, considerando que el RUI aún no se encuentra plenamente implementado y que la estratificación socioeconómica no refleja de forma precisa la realidad económica de los hogares. Por ello, el consumo eléctrico se propone como un indicador intermedio razonable y temporal, ajustado a criterios técnicos, para reducir inequidades flagrantes y fortalecer el principio de equidad horizontal.

En cuanto a la proporcionalidad en sentido estricto, la medida prevé un periodo de transición, mecanismos de normalización, contradicción y restitución condicionada del subsidio, así como criterios de gradualidad y reversibilidad. Estos elementos mitigan el impacto de la medida y garantizan que su aplicación no sea desproporcionada ni arbitraria frente a los usuarios afectados. Por tanto, se configura como una medida constitucionalmente razonable que busca equilibrar la sostenibilidad del sistema con la protección progresiva de los derechos sociales.

En gracia de discusión y bajo la necesidad de justificar con mayor precisión la aplicación del juicio estricto de proporcionalidad en el análisis de constitucionalidad de la medida contenida en el artículo 3° del presente proyecto de ley, resulta pertinente señalar:

Si bien, se trata de una medida con efectos económicos, la misma recae directamente sobre un grupo poblacional en condiciones de vulnerabilidad económica, al condicionar el acceso a los subsidios al consumo de energía eléctrica, que han sido reconocidos como mecanismos de garantía del derecho a servicios públicos domiciliarios esenciales, especialmente para los hogares de bajos ingresos.

Tal como lo ha sostenido la Corte Constitucional en Sentencias como C-015 de 2014, el test leve es la regla general en materias económicas. No obstante, dicho tribunal ha señalado que puede aplicarse un test más exigente, incluso uno estricto, cuando concurren algunos factores de especial protección, entre ellos: i) que la medida afecte a grupos tradicionalmente vulnerables o en condiciones de debilidad manifiesta; ii) que tengan impacto directo

¹² Ver, entre otras, Sentencias C-1062 de 2001, C-066 de 1997.

¹³ Ver Sentencia C-150-2003 y C-1123 de 2008.

en el goce derechos fundamentales; iii) o que introduzca criterios de diferenciación que puedan generar exclusiones o cargas desproporcionadas en sectores sin capacidad de incidencia en la toma de decisiones públicas.

En ese orden, el caso concreto, la medida de focalización basada en el consumo promedio implica una eventual suspensión o exclusión temporal de subsidios para algunos usuarios, lo cual, aunque no afecta de forma directa la titularidad del derecho a los servicios públicos, sí incide materialmente en las condiciones de acceso a estos servicios, particularmente en los hogares de estratos 1, 2 y 3 que dependen de estos apoyos para el pago de su factura eléctrica.

Por ello, consideramos pertinente la aplicación de un test estricto para asegurar que:

El fin perseguido (mejorar la focalización y sostenibilidad del gasto en subsidios) sea constitucionalmente legítimo e imperioso.

- El medio elegido (uso del consumo promedio como indicador transitorio) sea idóneo, necesario y proporcionado, sin recurrir a medidas más lesivas o arbitrarias.

- La medida incluye criterios de gradualidad, reversibilidad y contradicción como garantías adicionales de razonabilidad, lo cual ya se encuentra previsto en el articulado.

4. Eliminación de cobros de terceros de la factura de electricidad. (Adición de dos párrafos al artículo 147 de la Ley 142 de 1994)

Facturar únicamente los cobros de electricidad y no causar otros impuestos basados en el consumo de electricidad.

4.1. Facturación del servicio público de energía

La facturación de los servicios públicos domiciliarios, conforme a lo dispuesto en la Ley 142 de 1994, es aquel instrumento por medio del cual se pone en conocimiento de los suscriptores o usuarios, el valor de los servicios provistos en desarrollo del contrato de servicios públicos.

Al respecto, el artículo 147 la Ley en mención permite el cobro de otros servicios públicos domiciliarios, caso en el cual, cada servicio debe totalizarse por separado, y podrá ser pagado independientemente de los demás, con excepción del servicio público domiciliario de aseo y demás servicios de saneamiento básico.

Frente a los servicios que puede ser cobrados en la misma factura, el artículo 146 de la Ley 142 de 1994 permite a un prestador, emitir la factura conjunta para el cobro de los diferentes servicios que hagan parte de su objeto. Sin embargo, para incluir un cobro por servicios prestados por otras empresas de servicios públicos, debe existir un convenio celebrado con tal propósito.

Adicionalmente, el artículo 148 de la Ley *ibidem* señala que, en las facturas de servicios públicos

domiciliarios, no se deben cobrar servicios no prestados, tarifas, ni conceptos diferentes a los previstos en las condiciones uniformes de los contratos, ni se podrá alterar la estructura tarifaria definida para cada servicio público domiciliario.

En ese contexto, se ha evidenciado que, en las facturas de energía, particularmente en el Caribe colombiano, se están cobrando tasas de seguridad y convivencia, el impuesto de alumbrado público y otras contribuciones que no tienen relación con el consumo de energía. En muchos lugares, estos cobros adicionales representan un incremento de más del 30% de lo que el usuario debe pagar en la factura de energía.

Esta situación está afectando a los usuarios y a todos los actores de la cadena del servicio de energía, toda vez que los esfuerzos por bajar los costos de la factura de energía, especialmente en la Costa Caribe, resultan infructuosos debido al cobro de las tasas e impuestos que no tienen nada que ver con el consumo del servicio.

De hecho, muchas veces las campañas de ahorro del consumo de energía no tienen efecto positivo, pues los usuarios tienen la percepción de que, a pesar de los ahorros, la factura no disminuye, teniendo en cuenta que en ella se cobran las tasas e impuestos.

Por todas estas razones, resulta conveniente que el hecho generador de las tasas, impuestos y contribuciones no esté determinado por el consumo de energía en los hogares e industrias. Y por supuesto, resulta conveniente que en la factura de energía solo se cobre el servicio de energía que está directamente determinado por el consumo de cada usuario. Las empresas de servicios públicos domiciliarios que prestan el servicio de energía solo deben cobrar el valor del servicio del contrato de energía y no cobrar otros conceptos.

Las entidades territoriales deben asumir la responsabilidad para modificar el hecho generador de tasas e impuestos, y encontrar otros mecanismos para cobrar esas tasas e impuestos, diferentes a que hagan parte de la factura de energía. Haciendo estas modificaciones y eliminando estos cobros de la factura de energía, se logrará bajar su valor de manera efectiva.

4.2. Fundamento constitucional de la medida

El artículo 4° del proyecto de ley no pretende crear ni modificar tributos territoriales, ni invade la órbita de competencia de las entidades territoriales o sus corporaciones públicas. Su propósito es distinto: limitar el uso de la factura de servicios públicos domiciliarios de energía como medio de cobro de tributos ajenos a dicho servicio, cuando estos se fundamentan en hechos generadores inconstitucionales no autorizados por la ley.

De acuerdo con el artículo 300.4 de la Constitución, corresponde a las asambleas departamentales decretar los tributos necesarios para el cumplimiento de sus funciones, “de conformidad con la ley”. De igual forma, el artículo 313.4 establece que los concejos municipales pueden votar los tributos

locales “de conformidad con la Constitución y la ley”. En ese sentido, la jurisprudencia de la Corte Constitucional (C-035 de 2009, C-459 de 2013 y C-101 de 2022) ha sido clara en establecer que el Congreso debe autorizar expresamente el gravamen y delimitar el hecho generador, y que cualquier tributo territorial debe contar con estos parámetros como mínimo estructural.

A partir de lo anterior, la Corte ha señalado que no se puede permitir la creación material de tributos territoriales por vías indirectas, como convenios, actos administrativos o decisiones unilaterales, sin que exista una ley del Congreso que lo habilite. En este contexto, el parágrafo 2° del artículo 4° busca evitar que el consumo de energía eléctrica –ajeno por naturaleza a la competencia tributaria local– sea utilizado como hecho generador de tributos que no han sido aprobados por el legislador.

El artículo no desconoce las competencias de asambleas y concejos, sino que reafirma los límites constitucionales del poder tributario territorial: cualquier tributo debe contar con autorización legislativa y un hecho generador ajustado al marco de competencias. En consecuencia, la forma de recaudo –a través de la factura– no puede habilitar un tributo que no cuente con autorización legal ni con hecho generador válido. La Corte ha sido enfático en que el hecho generador no es un mero accesorio, sino un elemento esencial del tributo que debe ser definido en la ley habilitante. Por tanto, el consumo de energía eléctrica - elemento técnico propio de la regulación del servicio- no puede ser convertido en fuente legal de obligaciones tributarias para propósitos distintos al propio servicio.

En cuanto al parágrafo 3° del artículo en mención, este establece un plazo razonable y proporcional para que las entidades territoriales adecuen sus ordenanzas o acuerdos, en caso de que el hecho generador de sus tributos esté viciado por haberse estructurado a partir del consumo de energía. Esta disposición busca preservar la seguridad jurídica, permitir una transición ordenada y garantizar la legalidad del régimen tributario local, sin afectar súbitamente la autonomía territorial.

Finalmente, la intervención de la Superintendencia de Servicios Públicos en caso de inobservancia no sustituye la competencia legislativa, sino que vela por el cumplimiento del marco normativo vigente en el ámbito de los servicios públicos domiciliarios, como autoridad de inspección y vigilancia.

5. Mecanismos de estabilización tarifaria y esquemas tarifarios diferenciales (adición del artículo 100A a la Ley 143 de 1994)

Mecanismos de agrupación para comercializadores de energía en el SIN

5.1. Mecanismos del Mercado de Energía Mayorista (MEM)

En Colombia la matriz de generación depende principalmente de la generación hidráulica con una participación del 61,7%, seguida de la generación térmica con una participación del 28,44%. Esta

composición de la matriz energética hace que el mercado eléctrico sea especialmente sensible a las condiciones climáticas que imperan en cada momento y a la volatilidad de los precios de los combustibles, siendo especialmente importante los cambios en los aportes hídricos en las temporadas de alta y baja pluviosidad.

Tabla 76. Feb. 2025 - Colombia - SIN – capacidad efectiva neta (CEN, en MW) de generación según fuente y participación (%)

Fuente de energía	Capacidad Efectiva (MW)	Participación (%)
Cogenerador	192,50	0,90%
Hidráulica	13.221,78	61,70%
Solar	1.919,16	8,96%
Térmica	6.094,62	28,44%
TOTAL, CEN	21.428,06	100,00%

Fuente: Paratec – XM.

En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) colombiano, hay esencialmente dos mecanismos que tienen los comercializadores para comprar la energía necesaria para atender a los usuarios del mercado regulado: i) los contratos de largo plazo; y ii) la bolsa de energía. Estos mecanismos tienen una participación de largo plazo que rondan el 80% y 20%, respectivamente para cada mecanismo. Ambos mecanismos se complementan para garantizar a los usuarios la continuidad en el servicio.

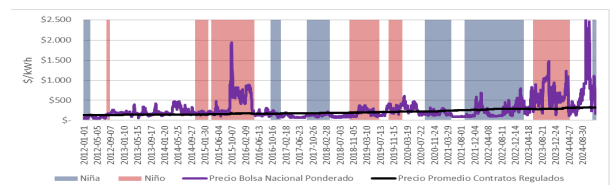
La contratación de largo plazo se traduce en estabilidad de ingresos/costos para las partes debido a que en los contratos se pacta un precio por kWh y un indexador de referencia para la actualización del precio durante la vigencia del contrato, lo que disminuye la incertidumbre y riesgos en la operación de las partes y se traduce en precios muy estables de la energía transada. Mientras que las compras a través de la bolsa de energía actúan como complemento a los contratos y permiten a los comercializadores cubrir el faltante de energía necesaria para atender a los usuarios.

La bolsa de energía se caracteriza por una elevada volatilidad de los precios, lo que se traduce en mayores niveles de incertidumbre para los agentes. La Gráfica permite ver el contraste entre las volatilidades de los precios de ambos mecanismos y ponen en evidencia como los fenómenos climáticos afectan la volatilidad de los precios de bolsa, en contraste con la menor volatilidad de los precios en contratos para el mercado regulado¹⁴.

Gráfica 6. Colombia - 01/01/2012 A 31/12/2024 – Precios de bolsa nacional ponderado, promedio de contratos del mercado regulado (COL.\$/KWH)

¹⁴ El mercado regulado reúne a los usuarios naturales o jurídicos cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la CREG. Aquí están la mayoría de usuarios comerciales, oficiales y los residenciales clasificados por estratos socioeconómicos, y algunos industriales.

y valores ENSO 3.4 Discriminantes de ocurrencia de Fenómenos de El Niño¹⁵ y La Niña¹⁶.



Fuente: Elaborada con base en datos de Sinergox-XM y NOAA¹⁷.

Los procesos de contratación de largo plazo generalmente se realizan mediante negociaciones bilaterales descentralizadas entre comercializadores y generadores. Adicionalmente, los agentes cuentan con Derivex S. A., otro mecanismo de contratación, que es un mercado de derivados estandarizados de bienes y servicios energéticos, el cual permite a los agentes del sector eléctrico e industrial perfeccionar contrataciones a través de un mercado anónimo y estandarizado de contratos de futuros de energía eléctrica. En cualquier caso, y en cumplimiento de la Resolución CREG 130 de 2019, los contratos de largo plazo deben ser registrados en la plataforma tecnológica para el Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas (Sicep), plataforma que es controlada por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), papel que es desempeñado por la compañía XM.

Es importante resaltar que, entre la contratación bilateral de largo plazo y la bolsa de energía, hay grandes diferencias respecto a la competencia económica que caracteriza a cada mecanismo. En efecto, mientras que la contratación de largo plazo se caracteriza por ser un mecanismo altamente competitivo en la medida que las cantidades y precios que se tranzan en este mecanismo son resultado de la negociación entre la oferta (generadores) y la demanda (comercializadores o usuarios no regulados). En contraste, la competencia económica en la bolsa está muy restringida, como lo expresa la CREG: “En el diseño vigente del mercado de corto plazo, la demanda tiene una participación pasiva y solamente se limita ser tomadora de precio y a aportar los pronósticos de demanda para el día de operación. Es decir, el precio de la energía solo se forma con las ofertas de los generadores”.¹⁸

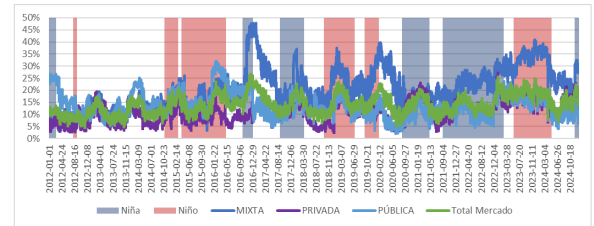
Lo anterior explica, en gran medida, por qué la diferencia en las volatilidades de los precios que

prevalecen en cada mecanismo. Recordemos que los mercados más competitivos generan precios con trayectorias más estables, mientras que los precios de los mecanismos menos competitivos suelen ser más volátiles.

Compras y ventas de energía en Bolsa

Si bien se considera que la participación de la energía adquirida mediante contratos de largo plazo y bolsa de energía es 80% y 20%, respectivamente, estas proporciones están lejos de ser estables y homogéneas para todos los comercializadores. La Gráfica muestra que el porcentaje de energía que adquieren los comercializadores del mercado regulado a través de la bolsa de energía, lo que se conoce como porcentaje de exposición a bolsa, presenta alta volatilidad y difiere entre comercializadores. Si bien la gráfica presenta los comercializadores clasificados según la naturaleza jurídica de su propiedad, la disparidad en los niveles de exposición a bolsa suele presentar una gran dispersión, pues no es extraña la presencia de comercializadores con exposiciones a bolsa cercanas al 0% y de otros con exposiciones elevadas, que incluso alcanzan el 100%. Igualmente, la gráfica ilustra que la exposición a bolsa de los comercializadores que atienden el mercado regulado aumenta en periodos de ocurrencia de El Niño frente a los demás estados climáticos.

Gráfica 7. Colombia – 01/01/2012 a 31/12/2024 – % de exposición diaria a precios de bolsa de los comercializadores que atienden al mercado regulado, según naturaleza de la propiedad y total mercado.



Fuente: elaborada con base en datos de Sinergox-XM y NOAA.

En efecto, con base en los modelos de regresión lineal, que se presentan en la Tabla 7, en los que se indaga por los efectos de la ocurrencia de los fenómenos de El Niño y La Niña sobre la exposición diaria a bolsa de los comercializadores que atienden el mercado regulado entre el 1° de enero de 2012 y 31 de diciembre 2024 se puede hacer las siguientes afirmaciones tomando en todos los casos como referencia los periodos de neutralidad climática: i) la ocurrencia del fenómeno de La Niña, está asociado con mayores niveles de exposición a bolsa de todos los tipos de comercializadores; ii) la ocurrencia del fenómeno de El Niño, en promedio, eleva la exposición a bolsa de todos los comercializadores (de los mixtos en 4,9%, de los privados en 2,44%, de los públicos en 2,96% y del mercado en general en 2,92%), resultados que son estadísticamente significativos; iii) la exposición “natural” de los comercializadores es muy heterogénea según su naturaleza, esto es, los mixtos tienen una exposición

15 El Fenómeno de El Niño hace referencia a un periodo caracterizado por temperaturas del aire y de las aguas del Océano Pacífico por encima del promedio y por niveles de pluviosidad inferiores al promedio.

16 El Fenómeno de La Niña hace referencia a un periodo caracterizado por temperaturas del aire y de las aguas del Océano Pacífico por debajo del promedio y por niveles de pluviosidad superiores al promedio.

17 <https://psl.noaa.gov/data/timeseries/month/Nino34/>. Se presentan los valores discriminantes para los Fenómenos de El Niño y La Niña en la región 3.4, de referencia para Colombia.

18 Documento CREG-114, 2021.

natural del 18,52%, los privados del 9,36%, los públicos del 12,87% y, en conjunto, la exposición del mercado regulado es del 12,89%. Niveles que también son estadísticamente significativos; iv) El “R cuadrado” de las regresiones informa que la variabilidad climática solo explica entre el 6% y el 12% de la varianza en la exposición a bolsa, lo cual indica que una explicación más completa requiere incorporar más variables en el modelo; y, v) se debe anotar que la prueba F global de los cuatro modelos es significativa con el 99% de confianza.

Tabla 77. Modelos de regresión de la exposición a bolsa de comercializadoras del mercado regulado en función de la ocurrencia de los fenómenos de El Niño y La Niña.

VARIABLES	(1) Mixta	(2) Privada	(3) Pública	(4) Total Mercado
Niña	3.414*** (0.283)	3.548*** (0.145)	0.352*** (0.178)	2.144*** (0.136)
Niño	4.929*** (0.297)	2.440*** (0.143)	2.963*** (0.179)	2.923*** (0.137)
Constant	18.52*** (0.177)	9.369*** (0.0798)	12.87*** (0.101)	12.89*** (0.0801)
Observations	4,749	4,749	4,749	4,749
R-squared	0.064	0.128	0.060	0.103

Fuente: elaborada con base en datos de Sinergox-XM y NOAA.

Robust standard errors in parentheses

*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

Cuando se observa en detalle el comportamiento del porcentaje individual de exposición a bolsa por parte de cada uno de los comercializadores cuya naturaleza jurídica de propiedad es pública, se observa que entre 2023 y 2024, salvo Empresas Públicas de Medellín (EPM) y la Empresa Municipal de Servicios Públicos de Cartagena de Chaira que tuvieron exposiciones a bolsa predominantemente bajas, esto es inferiores al 15% y resaltadas con color verde en la, los demás comercializadores públicos oscilaron entre exposiciones medias, superiores al 15% e inferiores al 25% resaltadas con color amarillo, o altas, superiores al 25% resaltadas con color rojo. Estos niveles de exposiciones intermedios y altos se asocian con la mayor incidencia de la volatilidad tarifaria para los usuarios regulados atendidos por esos comercializadores en esos periodos.

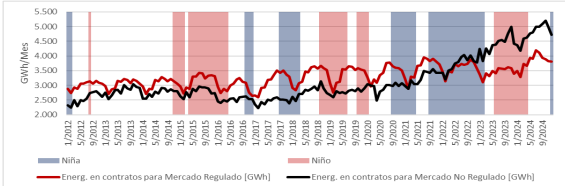
Tabla 8. Colombia – 2023 y 2024 – % de exposición a precios de bolsa de los comercializadores de propiedad pública que atienden al mercado regulado.

Comercializador	Año	MES												Total Año
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
CENTRALES ELÉCTRICAS DE UPRIO S.A. E.S.P.	2023	37.7	49.2	40.2	36.0	23.3	21.6	16.1	13.0	6.6	9.2	4.9	37.5	24.4
ELECTRICIDAD DEL HUILA S.A.	2024	15.3	22.2	14.9	11.7	2.0	3.3	4.1	5.3	3.4	3.5	5.3	7.5	8.2
EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P.	2023	51.2	54.1	49.8	51.8	52.7	50.1	49.1	54.6	57.4	57.7	53.7	59.6	53.6
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A.	2024	29.4	26.9	25.9	19.3	13.8	0.2	0.2	3.7	9.1	10.0	13.2	14.4	14.1
EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS PÚBLICOS DE CARTAGENA DE CHAIRA	2023	32.6	34.4	36.5	34.1	34.7	30.1	29.2	34.8	36.1	36.3	37.5	39.8	34.8
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A.	2024	51.9	52.6	47.2	38.7	25.9	16.7	14.6	9.0	7.1	14.0	9.5	20.8	25.1
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A.	2023	16.8	18.9	19.6	17.1	19.0	17.7	16.4	16.9	15.8	14.8	18.0	19.7	17.5
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A.	2024	15.2	18.6	18.7	17.2	11.7	5.5	3.0	6.2	0.4				8.1
EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS PÚBLICOS DE CARTAGENA DE CHAIRA	2023	94.6	94.9	7.6	8.9	3.8	1.9	1.7	3.9	5.5	8.3	6.0	5.4	19.8
EMPRESA MUNICIPAL DE SERVICIOS PÚBLICOS DE CARTAGENA DE CHAIRA	2024	4.9	4.4	5.7	5.4	4.9	4.5	3.4	3.6	3.1	2.4	2.1	1.8	3.9
EMPRESA SIGLO XXI E.I.C.E.E.S.P.	2023				100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
EMPRESA SIGLO XXI E.I.C.E.E.S.P.	2024	100.0	100.0	100.0	96.8	100.0	100.0	0.0	0.3	0.1	0.3	0.1	0.0	50.4
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E.E.S.P.	2023	21.2	27.3	25.2	26.8	26.4	18.3	17.4	20.6	23.7	16.7	16.0	25.3	22.2
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E.E.S.P.	2024	29.5	31.7	31.1	27.0	22.1	12.2	15.4	19.0	24.1	17.5	13.3	21.7	22.2
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	2023	12.7	13.0	12.8	14.6	13.9	14.2	12.2	13.8	9.3	7.9	9.1	14.7	12.3
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.	2024	11.5	11.8	11.2	12.2	8.9	7.3	6.5	7.1	8.8	8.5	7.2	10.7	9.3

Fuente: elaborada con base en datos de Sinergox-XM.

Al considerar las ventas mensuales de energía en contratos de todos los agentes para los mercados regulado y no regulado, tal como se observa en la Gráfica 8, hay dos periodos claramente definidos, cuyo punto de corte es enero de 2022: en el periodo previo a este mes, el mercado regulado era, estructuralmente, el mayor contratante, mientras que, a partir de ese mes, el mercado no regulado ha ocupado la mayor participación de las compras en contratos. Sin embargo, es importante señalar que en el periodo analizado la cantidad de energía vendida en contratos ha aumentado en ambos mercados.

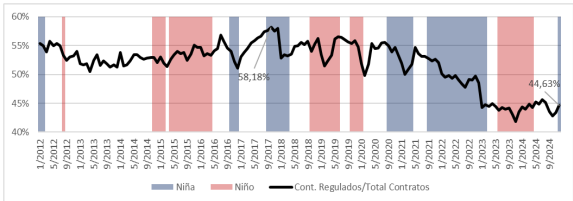
Gráfica 8. Colombia – 01/2012 a 12/2024 – energía (GWh/mes) vendida en contratos a los mercados regulado y no regulado.



Fuente: elaborada con base en datos de Sinergox-XM y NOAA.

En consecuencia, tal como lo muestra la Gráfica 9, el mercado regulado ha venido perdiendo participación en la contratación de energía desde octubre de 2017. En efecto, desde ese mes y hasta diciembre de 2024 el mercado regulado ha perdido 13,55% de participación en la contratación de energía al pasar de participar con el 58,18% al 44,63%, respectivamente.

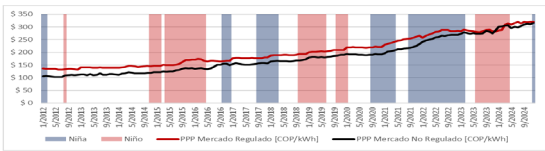
Gráfica 9. Colombia – 01/2012 a 12/2024 – porcentaje de participación de las ventas en contratos para el mercado regulado en el total de la energía vendida en contratos.



Fuente: elaborada con base en datos de Sinergox-XM y NOAA.

Si bien las dinámicas de las cantidades de energía vendida en contratos en ambos mercados presentan diferencias marcadas, no ocurre lo mismo con los precios pactados en dichos contratos. En efecto, la Gráfica pone en evidencia que el sesgo favorable a la contratación en el mercado no regulado no se deriva de precios más favorables en los contratos de este mercado.

Gráfica 10. Colombia – 01/2012 a 12/2024 – Precio Promedio Ponderado (PPP) de la energía vendida en contratos a los mercados regulado y no regulado. (\$/kWh).



Fuente: elaborada con base en datos de Sinergox-XM y NOAA.

Análisis de sensibilidades del componente de generación cobrado a los usuarios en los mercados de comercialización del Sistema Interconectado Nacional (SIN)

En este apartado se evalúa la sensibilidad del componente de generación (Gm) cobrado a los usuarios regulados en los mercados de comercialización del Sistema Interconectado Nacional (SIN) ante cambios en variables clave: exposición a bolsa, precios ponderados de bolsa, precios ponderados de contratos regulados e IPP-OI. El objetivo es evaluar la conveniencia de implementar políticas públicas que incentiven mayores niveles de contratación en el mercado regulados para mitigar la volatilidad y el riesgo tarifario.

Justificación de la necesidad de un análisis de sensibilidades

En el contexto de una creciente volatilidad en los precios de energía, es fundamental comprender cómo influyen diversas variables sobre el componente de generación (Gm). Basado en datos mensuales (enero 2012-diciembre 2024) para 29 mercados, este estudio estima el impacto de la exposición a bolsa, los precios ponderados en bolsa y en contratos regulados y el Índice de Precios del Productor (IPP-OI) sobre el componente de generación que pagan los usuarios.

Metodología.

• **Base de datos**

Se utilizaron 156 observaciones mensuales correspondientes al periodo enero 2012-diciembre 2024 para 29 mercados de comercialización.

• **Variables analizadas**

- Gm_DIC24: Componente de generación ajustado por inflación a diciembre de 2024 (fuente: SUI-SSPD).
- EXPBOLSA: Porcentaje de exposición a bolsa de los comercializadores (fuente: Sinergox-XM).
- PPB_DIC24: Precio Ponderado de Bolsa ajustado por inflación a diciembre 2024 (fuente: Sinergox-XM).
- PPCR_DIC24: Precio Promedio Ponderado de Contratos Regulados ajustado por inflación a diciembre 2024 (fuente: Sinergox-XM).
- IPP-OI: Índice de Precios del Productor de Oferta Interna, que es el indexador empleado en el sector (fuente: DANE).

Los precios de bolsa, de contratos y el componente Gm se deflactan con el fin de aislar los análisis de los efectos que tiene el cambio de poder adquisitivo del dinero en el tiempo y, hacer comparables las cifras.

• **Modelo econométrico**

Se emplea un modelo de datos panel de efectos fijos en especificación lin-log, transformando las variables mediante logaritmo natural para estimar elasticidades y sensibilidades. Igualmente, se estiman modelos de regresión lineal para resaltar

las diferencias estructurales que existen entre los mercados.

A continuación, se presentan las estadísticas descriptivas de las variables a incorporar en los análisis que se presentan más adelante.

Tabla 9. Estadísticas descriptivas de las variables incluidas en la base de datos para los 29 mercados de comercialización y total MEM – 01/2012 a 12/2024.

IDMERCADO	Mercado	Variable	Obs.	Media	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
1	ANTIOQUIA	EXPBOLSA (%)	156	9.040529	3.90333	1.085911	21.49884
		Gm_DIC24 (\$)	156	284.5063	38.8747	230.7576	390.385
2	ARAUCA	EXPBOLSA (%)	141	15.44134	11.74114	0.4651778	52.58865
		Gm_DIC24 (\$)	155	310.1999	53.13287	242.8348	476.5638
3	BAJO PUTUMAYO	EXPBOLSA (%)	84	24.88281	28.3332	0.0571691	94.95165
		Gm_DIC24 (\$)	155	306.2631	54.34067	246.9614	482.2256
4	BOGOTA CUNDINAMARCA	EXPBOLSA (%)	156	13.58641	7.696002	1.418776	36.09216
		Gm_DIC24 (\$)	156	291.152	44.29668	228.9602	403.0256
5	BOYACA	EXPBOLSA (%)	155	12.28412	8.570814	0.0059305	28.29317
		Gm_DIC24 (\$)	156	292.3332	42.29264	213.0548	404.5736
6	CALDAS	EXPBOLSA (%)	156	13.62797	9.380144	0.4557363	41.90651
		Gm_DIC24 (\$)	156	286.766	40.81075	238.9753	396.7623
7	CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	EXPBOLSA (%)	139	27.40442	14.1672	4.261459	60.31938
		Gm_DIC24 (\$)	156	320.1336	45.58114	196.483	415.4374
8	CAQUETA	EXPBOLSA (%)	136	20.46426	20.66884	0.0755644	73.96005
		Gm_DIC24 (\$)	155	295.8125	58.20123	192.6949	438.5483
9	CARIBE MAR	EXPBOLSA (%)	51	18.32823	7.744347	5.600999	41.73166
		Gm_DIC24 (\$)	51	339.4746	39.32927	276.8856	404.811

IDMERCADO	Mercado	Variable	Obs.	Media	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
10	CARIBE SOL	EXPBOLSA (%)	51	16.8138	12.96918	1.526451	55.04481
		Gm_DIC24 (\$)	51	348.7544	45.07458	275.8753	465.9435
11	CARTAGO	EXPBOLSA (%)	54	13.30557	7.5003	0.3974326	33.58961
		Gm_DIC24 (\$)	57	340.0334	37.51551	287.8198	407.0974
12	CASANARE	EXPBOLSA (%)	155	16.34417	18.8573	0.0409439	100
		Gm_DIC24 (\$)	156	308.1141	48.78245	105.369	422.0851
13	CAUCA	EXPBOLSA (%)	156	16.70872	11.41119	0.0080104	47.95159
		Gm_DIC24 (\$)	156	301.2302	54.40007	213.7675	417.6067
14	CELSIA VALLE DEL CAUCA	EXPBOLSA (%)	50	8.608471	7.214673	1.925548	31.27434
		Gm_DIC24 (\$)	156	290.277	43.52125	207.518	398.629
15	CHOCO	EXPBOLSA (%)	156	16.95476	16.82241	0.0009345	100
		Gm_DIC24 (\$)	156	304.6771	48.45998	236.2223	429.54
16	GUAVIARE	EXPBOLSA (%)	120	19.64575	19.95399	0.2359735	100
		Gm_DIC24 (\$)	150	299.8728	36.92627	236.8362	394.3086
17	HUILA	EXPBOLSA (%)	155	14.57886	14.29101	0.0015515	59.55672
		Gm_DIC24 (\$)	155	304.9231	54.26035	224.4271	421.8864
18	META	EXPBOLSA (%)	155	19.39387	9.560695	1.443077	53.71977
		Gm_DIC24 (\$)	155	294.0111	46.50452	199.5549	405.3242
19	NARIÑO	EXPBOLSA (%)	156	12.51613	12.58368	0.3589299	72.50763
		Gm_DIC24 (\$)	156	292.3976	38.3355	237.8486	415.0031
20	NORTE SANTANDER	EXPBOLSA (%)	156	14.63473	7.037692	0.5925598	34.83377
		Gm_DIC24 (\$)	156	291.5566	46.42176	225.0561	406.1838
21	PEREIRA	EXPBOLSA (%)	153	10.87554	8.030938	0.0812444	33.58961
		Gm_DIC24 (\$)	156	298.2867	44.09152	237.8114	407.1278
22	PURACE	EXPBOLSA (%)	107	20.06382	22.38984	0.1755546	99.2775
		Gm_DIC24 (\$)	119	246.0367	23.67783	193.2594	329.7697
23	PUTUMAYO	EXPBOLSA (%)	124	15.57252	11.10852	0.0005139	51.40557
		Gm_DIC24 (\$)	155	315.1769	49.31606	244.9054	429.2672
24	QUINDIO	EXPBOLSA (%)	156	15.67315	10.49076	0.1886205	55.57238
		Gm_DIC24 (\$)	156	288.844	44.00499	230.8038	410.4267
25	RUITOQUE	EXPBOLSA (%)	149	7.589953	6.821361	0.0070587	46.88553
		Gm_DIC24 (\$)	156	328.913	46.16112	208.8677	463.5501
26	SANTANDER	EXPBOLSA (%)	156	17.51518	6.896779	3.488767	34.7796
		Gm_DIC24 (\$)	156	292.149	47.0413	225.3397	404.8999
27	SIBUNDOY	EXPBOLSA (%)	60	11.59951	23.89755	0.0012307	93.5803
		Gm_DIC24 (\$)	153	296.0228	50.27589	246.2993	462.431
28	TOLIMA	EXPBOLSA (%)	50	8.608471	7.214673	1.925548	31.27434
		Gm_DIC24 (\$)	67	333.9566	29.99158	282.6833	400.2004
29	TULUA	EXPBOLSA (%)	32	1.911023	2.348996	0.0194877	8.127235
		Gm_DIC24 (\$)	156	291.6728	43.44281	239.9188	380.6997

IDMERCADO	Mercado	Variable	Obs.	Media	Desv. Est.	Mínimo	Máximo
General	Total MEM	PPB_DIC24 (\$)	156	376.9367	284.6915	89.24182	1860.868
		PPCR_DIC24 (\$)	156	287.7415	29.67575	245.6183	346.5887

Fuente: cálculos propios con base en datos SUI-SSPD, Sinergox-XM y DANE.

La tabla anterior revela que, en promedio, Cali, Jumbo, Puerto Tejada, Bajo Putumayo, Caquetá y Puracé han sido los mercados más expuestos a los precios de bolsa, con exposiciones promedio que superan el 20% y alcanzan el 24,4%, mientras que, Bajo Putumayo, Sibundoy, Puracé y Caquetá han presentado la mayor volatilidad en la exposición a bolsa, con desviaciones estándar que superan el 20,66% y alcanzan el 28,33%.

Por su parte, los mercados con mayor volatilidad en el componente de generación (Gm_DIC24) han sido los mercados de Caquetá, Cauca, Bajo

Putumayo, Huila, Arauca y Sibundoy, con valores que van desde los \$50,27/kWh hasta los \$58,20/kWh.

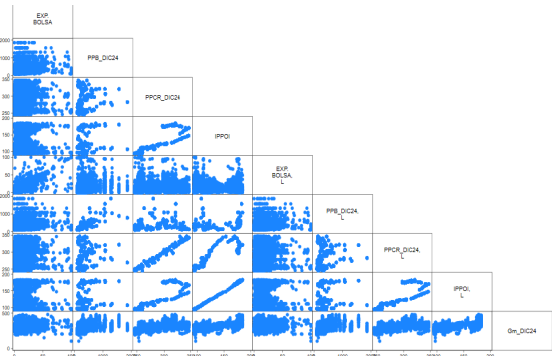
Igualmente se observa, que la volatilidad de los Precios Promedio Ponderados de Bolsa (PPB_DIC24) tienen una desviación estándar cerca de diez veces mayor (9,59 veces para ser exactos) a la de los Precios Promedio de los Contratos Regulados (PPCR_DIC24). Este resultado pone de presente que para los mercados es mucho más riesgoso estar expuesto a los precios de bolsa que a los precios en contratos.

Tabla 10. Matriz de correlaciones parciales entre las variables a analizar.

	EXPBOLSA	PPB_DIC24	PPCR_DIC24	IPPOI	L_EXPBOLSA	L_PPB_DIC24	L_PPCR_DIC24	L_IPPOI	Gm_DIC24
EXPBOLSA	100,00%								
PPB_DIC24	22,29%	100,00%							
PPCR_DIC24	0,29%	10,04%	100,00%						
IPPOI	12,30%	25,84%	83,51%	100,00%					
L_EXPBOLSA	81,82%	18,85%	-0,57%	11,77%	100,00%				
L_PPB_DIC24	22,31%	78,57%	6,61%	24,47%	22,12%	100,00%			
L_PPCR_DIC24	1,23%	8,37%	99,98%	94,42%	0,95%	9,13%	100,00%		
L_IPPOI	12,82%	25,72%	82,28%	99,82%	12,01%	24,85%	83,43%	100,00%	
Gm_DIC24	20,91%	37,74%	82,59%	74,84%	23,83%	43,52%	63,85%	74,84%	100,00%

Fuente: cálculos propios con base en datos SUI-SSPD, Sinergox-XM y DANE.

Gráfica 11. Matriz de dispersión de las variables a analizar.



Fuente: cálculos propios con base en datos SUI-SSPD, Sinergox-XM y DANE.

Es importante, igualmente, analizar la correlación parcial entre las variables de interés, tal como se reportan en la Tabla *Error! No se encuentra el origen de la referencia.* 10 y en la Gráfica 11. En estos reportes, se incluyó la correlación de algunas variables rezagadas un periodo y denotadas por el prefijo “L”, la necesidad de analizar este rezago será evidente más adelante.

Este análisis de correlaciones muestra que el único par de variables con correlaciones negativas es L.EXP BOLSA - PPCR_DIC24, con una muy débil asociación de -0,57%. Todos los demás pares de variables presentan correlaciones positivas, siendo la relación más débil la correlación PPCR_DIC24 – EXP BOLSA que es apenas 0,29%, mientras que la correlación más fuerte existe entre L.PPCR_DIC24 – IPPOI, que alcanza el 84,42%, cuando se omiten las correlaciones de las variables con sus propios rezagos. Se subraya también que las correlaciones de Gm_DIC24 con las demás variables oscilan entre 20,91% y 74,84%.

Panel de Datos

Como se deduce de la columna “Obs”. de la Tabla 12, el modelo de datos panel que se presentará

más adelante presenta atrición o desbalance, toda vez que no se cuenta con información completa de todas las variables, para todos los periodos y todos los mercados.

Sin embargo, este desbalance no impide que las conclusiones sean estadísticamente robustas y significativas.

Con el fin de estimar la sensibilidad del componente de generación (Gm_DIC24) a la exposición a bolsa (EXPBOLSA), a los precios ponderados de bolsa (PPB_DIC24), a los precios ponderados de los contratos regulados (PPCR_DIC24) y al IPP-OI, se hizo una transformación no lineal a estas variables mediante la función Logaritmo Natural (Ln), obteniendo así las variables LEXP, LPPB_DIC24, LPPCR_DIC24 y LIPPOI, respectivamente.

Así las cosas, se estimó un modelo de datos panel de efectos fijos del tipo lin-log, ampliamente utilizado en economía para estimar elasticidades o sensibilidades de una variable frente a otras. A continuación, se presenta la tabla de resultados de la estimación del modelo anteriormente descrito y se interpretan los resultados.

Tabla 128. Regresión de datos panel de efectos fijos – sensibilidad del componente G a cambios en la exposición a bolsa, a los precios de bolsa y al IPP-OI – 01/2012 a 12/2024.

Fixed-effects (within) regression		Number of obs	=	3,469	
Group variable: IDMERCADO		Number of groups	=	29	
R-squared:		Obs per group:			
Within = 0,6921		min = 32			
Between = 0,7302		avg = 119,6			
Overall = 0,6713		max = 155			
corr(u_i, Xb) = 0,0916		F(4, 3436)	=	1930,89	
		Prob > F	=	0,0000	
Gm_DIC24	Coefficient	Std. err.	t	P> t	[95% conf. interval]
LEXP	1,856824	,3853074	4,82	0,000	1,101369 2,612279
L1.					
LPPB_DIC24	30,02955	,7615428	39,43	0,000	28,53643 31,52268
L1.					
LPPCR_DIC24	59,50836	8,811778	6,75	0,000	42,23151 76,78521
L1.					
LIPPOI	115,172	4,194638	27,46	0,000	106,9478 123,3962
L1.					
_cons	-764,7869	35,14561	-21,76	0,000	-833,6953 -695,8785
sigma_u	13,515829				
sigma_e	25,17558				
rho	,22373601	(fraction of variance due to u_i)			
F test that all u_i=0: F(28, 3436) = 32,86 Prob > F = 0,0000					

Fuente: cálculos propios con base en datos SUI-SSPD, Sinergox-XM y DANE.

Es importante señalar, que operativamente, el componente Gm cobrado a los usuarios en un mes determinado refleja la exposición a bolsa que tuvo el agente comercializador a los precios de bolsa, los precios ponderados de bolsa, los precios ponderados de los contratos regulados y el IPP-OI en el mes anterior al facturado. Es por esto por lo que el modelo estima la sensibilidad de Gm_DIC24 ante cambios con un mes de rezago (L1) de las variables de interés.

La prueba F global indica que el modelo es estadísticamente significativo y útil para explicar la variable dependiente. El R cuadrado reportado (R-squared) revela que las variables explicativas incluidas en el modelo explican la varianza de la variable Gm_DIC24 así: 69,19% de la varianza al

interior de los mercados, el 73,06% de la varianza entre los mercados y el 67,12% de la varianza global.

Los resultados de las estimaciones de las sensibilidades reportadas por el modelo se interpretan como sigue:

- Un 1% de aumento en la exposición a bolsa en el mes m-1, manteniendo constante todas las demás variables, genera en promedio un incremento del componente Gm en \$1,85/kWh en el mes m;
- Un incremento de 1% en el Precio Ponderado de Bolsa en el mes m-1, manteniendo constante todas las demás variables, genera en promedio un incremento del componente Gm en \$30,02/kWh en el mes m;
- Un incremento de 1% en el Precio Ponderado en los Contratos Regulados en el mes m-1, manteniendo constante todas las demás variables, genera en promedio un incremento del componente Gm en \$59,50/kWh en el mes m; y
- Un incremento de 1% en el IPP-OI en el mes m-1, manteniendo constante todas las demás variables, genera en promedio un incremento del componente Gm en \$116,63/kWh en el mes m.

Todos estos resultados son estadísticamente significativos con un 99% de confianza. Finalmente, la prueba F, también conocida como prueba de Hausman, que se transcribe al final de la tabla, pone de presente que hay evidencia estadísticamente solida de que los mercados tienen diferencias estructurales y que los efectos de las variables explicativas tienen efectos heterogéneos sobre la variable explicada (Gm_DIC24) en los mercados analizados.

Regresiones lineales

Con fundamento en los resultados de la prueba de Hausman del modelo de datos panel con efectos fijos, que resalta que hay evidencias estadísticamente significativas de que existen diferencias estructurales entre los diferentes mercados analizados, se procede a estimar las diferencias entre los mercados.

Tabla 13. Modelo de regresión lineal LIN-LOG incluyendo mercado como variable explicativa – 01/2012 a 12/2024.

Linear regression		Number of obs	=	3,469	
		F(32, 3436)	=	289,72	
		Prob > F	=	0,0000	
		R-squared	=	0,7614	
		Root MSE	=	25,176	
Gm_DIC24	Coefficient	Robust std. err.	t	P> t	[95% conf. interval]
LEXP L1.	1,856824	,4888351	3,86	0,000	,9140726 2,799576
LPPB_DIC24 L1.	30,02955	,9444697	31,80	0,000	28,17777 31,88133
LPPCR_DIC24 L1.	59,50836	9,470755	6,28	0,000	40,93948 78,07724
LIPPOI L1.	115,172	5,013668	22,97	0,000	105,3419 125,0021
IDMERCADO					
ARAUCA	25,63521	2,825705	9,07	0,000	20,09498 31,17544
BAJO PUTUMAYO	33,41672	3,743694	8,93	0,000	26,07663 40,75681
BOGOTÁ - CUNDINAMARCA	6,845727	2,042868	2,96	0,003	2,848367 10,05109
BOYACA	8,594862	1,82201	4,61	0,000	4,822529 11,96739
CALDAS	1,755329	1,933264	0,91	0,364	-2,035134 5,545791
CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	35,85218	2,152171	16,66	0,000	31,63251 40,07184
CAQUETA	14,70692	3,105400	4,74	0,000	8,61829 20,79556
CARIBE MAR	11,68984	3,545314	3,27	0,001	4,657981 18,56817
CARIBE SOL	21,76659	4,243501	5,13	0,000	13,44655 30,08663
CARTAGO	18,20621	3,116486	5,84	0,000	12,09585 24,31656
CASANARE	7,946174	2,151936	3,69	0,000	3,726971 12,16538
CAUCA	16,23356	2,176816	7,46	0,000	11,96557 20,50154
CELSIA VALLE DEL CAUCA	20,98905	3,559714	5,90	0,000	14,00968 27,96842
CHOCO	19,87147	2,171916	9,15	0,000	15,61389 24,12984
GUAVIARE	24,20709	2,902259	8,34	0,000	18,51676 29,89741
HUILA	20,66197	2,341127	8,83	0,000	16,07183 25,25212
META	8,107166	2,017565	4,02	0,000	4,151417 12,06291
NARIÑO	7,946174	2,151936	3,69	0,000	3,726971 12,16538
NORTE DE SANTANDER	6,228978	1,806336	3,45	0,001	2,687376 9,770579
PEREIRA	14,67419	2,053802	7,14	0,000	10,64739 18,70099
POPAYAN - PURACE	-21,03067	2,802294	-7,50	0,000	-26,525 -15,53634
PUTUMAYO	37,5476	2,698071	13,92	0,000	32,25762 42,83759
QUINDIO	3,69412	2,026214	1,82	0,068	-2,785854 7,666626
RUITOQUE	45,24463	3,956484	11,44	0,000	37,48733 53,00193
SANTANDER	6,414706	1,883973	3,40	0,001	2,720885 10,10853
SIBUNDOY	26,6733	5,529941	4,82	0,000	15,811 37,51561
TOLIMA	20,55712	3,550069	5,79	0,000	13,59666 27,51578
TULUA	2,955277	5,048604	0,59	0,558	-6,943291 12,85385
_cons	-780,3968	35,81005	-21,79	0,000	-850,608 -710,1857

Fuente: Cálculos propios con base en datos SUI-SSPD, Sinergox-XM y DANE.

Si bien los resultados reportados en la Tabla 13 confirman la estimación de las sensibilidades del modelo de datos panel, también pone de relieve que existen diferencias importantes entre los mercados en el precio promedio del componente Gm cobrado a los usuarios por kWh. En efecto, como se observa en los coeficientes calculados para cada uno de los mercados listados bajo el título IDMERCADO, ese listado omite el mercado ANTIOQUIA, debido a que este mercado es tomado como punto de referencia.

En consecuencia, el lector podrá interpretar los resultados ahí reportados siguiendo el siguiente esquema: “Tomando como referencia el mercado de ANTIOQUIA, el mercado de XX (sustituya XX por el mercado de interés) paga por el componente Gm, en promedio, \$YYYY/kWh (valor del coeficiente reportado en la tabla) más/menos (dependiendo del signo del coeficiente), manteniendo todas las demás variables constantes”. Así las cosas, por ejemplo, se puede afirmar que, tomando como referencia el mercado de ANTIOQUIA, el mercado ARAUCA paga por el componente Gm, en promedio, \$25,63/kWh más, manteniendo constantes todas las demás variables.

El lector debe observar que el único mercado en el que el componente Gm es menor que en ANTIOQUIA es POPAYÁN – PURACE, que paga, en promedio, un Gm \$21.03/kWh más barato que ANTIOQUIA. Todos los coeficientes reportados son estadísticamente significativos, con excepción de los reportados para CALDAS, QUINDIO y TULUÁ.

Además de las diferencias en los promedios del cobro por kWh en el componente Gm por mercado, también resulta pertinente estimar las sensibilidades de este componente tarifario en cada uno de los 29 mercados ante variaciones en las variables de interés, estimación que se presenta en la Tabla 15. La Interpretación de los coeficientes es la misma que se presentó respecto a los reportados para la Tabla 12. Obsérvese que únicamente los coeficientes acompañados de asteriscos (***, ** o *) son estadísticamente significativos, por tanto, aquellos que no cuentan con esta marca carecen de significancia estadística, todos los modelos relacionados son estadísticamente significativos con un nivel de confianza del 99%. La variable IDMERCADO identifica el mercado al que corresponde cada regresión, siendo la correspondencia la que se relaciona en la siguiente tabla.

Tabla 149. Correspondencia entre Idmercado y Mercado.

IDMERCADO	Mercado	IDMERCADO	Mercado
1	ANTIOQUIA	16	GUAVIARE
2	ARAUCA	17	HUILA
3	BAJO PUTUMAYO	18	META
4	BOGOTA - CUNDINAMARCA	19	NARIÑO
5	BOYACA	20	NORTE DE SANTANDER
6	CALDAS	21	PEREIRA
7	CALI, JUMBO, PUERTO TEJADA	22	PURACE
8	CAQUETA	23	PUTUMAYO
9	CARIBE MAR	24	QUINDIO
10	CARIBE SOL	25	RUITOQUE
11	CARTAGO	26	SANTANDER
12	CASANARE	27	SIBUNDOY
13	CAUCA	28	TOLIMA
14	CELSIA VALLE DEL CAUCA	29	TULUA
15	CHOCO		

Fuente: Cálculos propios con base en datos SUI-SSPD, Sinergox-XM y DANE.

Tabla 15. Coeficientes de sensibilidad LIN-LOG estimados para los 29 mercados analizados – 01/2012 a 12/2024.

IDMERCADO VARIABLES	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)
	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24
LLEXP	3.898** (1.955)	-14.92*** (2.708)	4.127** (2.342)	-1.139 (2.214)	0.315 (0.743)	-2.178 (2.280)	-0.0208 (2.931)	2.101 (3.262)
L.LPPB_DIC24	29.66*** (3.257)	38.32*** (3.989)	29.28*** (8.606)	30.36*** (3.718)	23.15*** (2.902)	30.86*** (3.344)	38.56*** (3.136)	40.85*** (7.850)
L.LPPCR_DIC24	115.4*** (29.63)	-82.61*** (42.58)	-89.40 (96.11)	91.75*** (41.82)	79.14*** (30.39)	25.95 (35.18)	112.7*** (37.21)	23.73 (61.25)
L.LIPPOI	78.66*** (17.38)	234.2*** (25.40)	162.7*** (42.91)	105.3*** (21.61)	119.2*** (18.38)	120.3*** (20.05)	68.69*** (19.91)	158.6*** (30.94)
Constant	-924.3*** (102.5)	-477.2*** (152.6)	-131.3 (404.9)	-903.8*** (154.5)	-860.1*** (101.8)	-608.8*** (129.0)	-864.0*** (142.0)	-835.7*** (239.0)
Observations	155	140	83	155	154	155	138	134
R-squared	0.874	0.775	0.827	0.779	0.848	0.791	0.773	0.719

IDMERCADO VARIABLES	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)
	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24
LLEXP	10.16 (11.86)	-3.576 (4.970)	5.648** (2.444)	0.957 (2.696)	0.578 (1.259)	-1.483 (1.919)	1.358 (1.875)	3.379 (2.266)
L.LPPB_DIC24	30.85*** (9.318)	38.23*** (11.87)	40.72*** (8.092)	25.56*** (7.017)	47.46*** (3.912)	14.14*** (2.096)	28.36*** (3.058)	32.15*** (544.0**)
L.LPPCR_DIC24	66.01 (105.6)	105.6 (85.09)	129.7** (70.10)	126.0** (54.37)	117.8*** (39.37)	336.9*** (26.49)	-60.60* (33.32)	544.0*** (63.03)
L.LIPPOI	126.4*** (41.11)	131.7*** (46.38)	54.97*** (25.55)	89.74*** (28.73)	116.5*** (21.48)	-24.06* (14.25)	184.9*** (22.45)	-215.1*** (52.79)
Constant	-902.0 (568.7)	-1.143*** (410.4)	-985.3*** (353.2)	-983.0*** (235.1)	-1.196*** (142.9)	-1.569*** (113.6)	-410.9*** (110.5)	-1.937*** (157.8)
Observations	50	50	54	154	155	50	155	117
R-squared	0.856	0.617	0.777	0.596	0.872	0.809	0.799	0.854

IDMERCADO VARIABLES	(17)	(18)	(19)	(20)	(21)	(22)	(23)	(24)
	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24
LLEXP	-2.026 (1.571)	2.104 (3.388)	9.316*** (2.042)	3.630 (2.476)	6.526*** (1.892)	-2.991 (2.016)	6.715*** (1.965)	-3.326** (1.533)
L.LPPB_DIC24	37.48*** (9.318)	29.83*** (3.800)	15.21*** (2.851)	32.63*** (3.549)	19.75*** (3.241)	13.55*** (6.206)	23.81*** (4.343)	38.53*** (3.356)
L.LPPCR_DIC24	146.2*** (44.00)	114.4*** (37.58)	177.4*** (36.24)	17.62 (29.73)	59.47 (37.26)	691.5*** (92.48)	75.55* (44.97)	33.06 (36.44)
L.LIPPOI	124.3*** (23.62)	114.9*** (20.68)	47.04*** (21.60)	145.3*** (17.69)	138.6*** (21.15)	-403.8*** (69.84)	77.48*** (23.00)	119.8*** (19.44)
Constant	-1.328*** (160.1)	-1.075*** (140.5)	-1.042*** (115.7)	-701.9*** (107.0)	-790.4*** (130.7)	-1.818*** (246.4)	-624.9*** (185.9)	-684.4*** (142.3)
Observations	153	155	155	153	82	122	155	
R-squared	0.833	0.829	0.791	0.675	0.804	0.535	0.892	0.804

IDMERCADO VARIABLES	(25)	(26)	(27)	(28)	(29)
	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24	Gm_DIC24
LLEXP	1.804 (1.568)	-0.346 (2.784)	15.73*** (3.841)	7.625 (4.708)	-1.127 (1.418)
L.LPPB_DIC24	19.42*** (4.420)	38.10*** (3.158)	4.835 (7.043)	27.26*** (4.810)	-7.301* (4.101)
L.LPPCR_DIC24	-496.7*** (59.40)	12.45 (37.67)	354.5*** (88.29)	441.7*** (46.83)	303.0* (120.8)
L.LIPPOI	260.2*** (28.80)	14.0*** (20.01)	4.275 (45.74)	-35.31** (16.16)	5.060 (39.20)
Constant	1.772*** (221.8)	-866.8*** (102.4)	-1.746*** (341.9)	-2.209*** (247.8)	-1.407*** (503.9)
Observations	148	155	67	50	32
R-squared	0.556	0.869	0.753	0.714	0.689

Robust standard errors in parentheses
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1

Fuente: Cálculos propios con base en datos SUI-SSPD, Sinergox-XM y DANE.

- **Exposición a Bolsa:** Un incremento del 1% en la exposición a bolsa en el mes anterior se asocia a un aumento promedio de \$1,85/kWh en el Gm.
- **Precio Ponderado de Bolsa:** Un aumento del 1% en este precio genera un incremento promedio de \$30,02/kWh en el Gm.
- **Precio Ponderado de Contratos Regulados:** Un incremento del 1% resulta en un aumento de \$59,50/kWh en el Gm.
- **IPP-OI:** Un incremento del 1% en este índice se asocia a un aumento de \$115,17/kWh en el Gm.

Todos los resultados son estadísticamente significativos al 99%. Se destaca que la volatilidad del Precio Ponderado de Bolsa es 9,59 veces mayor que la de los precios de contratos, mientras que el efecto promedio de los precios ponderados de los contratos regulados es 1,98 veces el de los precios de bolsa. Así, resulta evidente que una mayor exposición de los mercados a los precios de bolsa incrementa el riesgo tarifario para los usuarios debido a la mayor volatilidad.

El análisis revela que:

- La alta volatilidad de los precios de bolsa implica riesgos tarifarios significativos para los usuarios.
- Aunque el efecto absoluto del Precio Ponderado de Contratos Regulados sobre el Gm

es mayor, su menor volatilidad lo convierte en una opción menos riesgosa.

- Las diferencias estructurales entre mercados justifican la implementación de políticas tarifarias segmentadas, dado que los efectos de las variables varían notablemente entre ellos.

Conclusiones

De estos análisis se derivan las siguientes recomendaciones para los lineamientos de política tarifaria:

Incentivar la contratación en mercados regulados: Se recomienda reducir la exposición a la volatilidad inherente a los precios de bolsa es fundamental para estabilizar los costos del componente Gm.

Estrategias de cobertura: Se recomienda promover contratos a largo plazo y estrategias de cobertura para mitigar el riesgo asociado a la alta volatilidad de los precios de bolsa.

Este análisis proporciona una base sólida para la formulación de políticas tarifarias y estrategias comerciales en el sector energético, orientadas a minimizar riesgos y promover la estabilidad del mercado.

El mercado necesita la formulación de políticas tarifarias toda vez que el mercado regulado aumenta su exposición a los precios de bolsa en los periodos donde estos son más altos y volátiles. Como se deduce de la Tabla 16, el 79,89% de los usuarios del servicio de energía corresponden a usuarios residenciales en estratos 1, 2 y 3, que son los usuarios con menores niveles de ingreso o capacidad de pago y, en consecuencia, los de mayor vulnerabilidad, al superar los doce millones de hogares.

De tal forma que, aunado a las medidas de estabilización, se requiere la introducción de esquemas tarifarios diferenciales para usuarios vulnerables que permitan extender de manera progresiva y prioritaria los beneficios de los usuarios con mayor capacidad de pago a los usuarios más vulnerables.

Tabla 1610. Colombia - 2024 – Usuarios del servicio de energía según estrato y sector.

Estrato / Sector	Usuarios	Participación (%)	Part. % Segmento
Estrato 1	4.231.258	26,82%	79,89%
Estrato 2	5.216.615	33,07%	
Estrato 3	3.155.569	20,00%	
Estrato 4	1.162.598	7,37%	11,52%
Estrato 5	420.379	2,66%	
Estrato 6	234.834	1,49%	
Industrial	119.560	0,76%	8,49%
Comercial	1.138.180	7,22%	
Oficial	79.797	0,51%	
Provisional	11.137	0,07%	0,10%
Alumbrado Publico	4.952	0,03%	
Total	15.774.879	100,00%	100,00%

Fuente: Elaborada con base en datos de SUI-SSPD.

Según la más reciente Encuesta Nacional de Presupuestos de los hogares (ENPH) 2016-2017 realizada por el DANE, el servicio de electricidad pesa un 3.5% en el presupuesto de los hogares pobres

y vulnerables y en promedio, un hogar colombiano destina 2.9% de su presupuesto a pagar este servicio, tal como se presenta en la Tabla 17. Así las cosas, es de interés general garantizar la estabilidad en las tarifas de este servicio no solo para no afectar la capacidad de los hogares para atender sus necesidades básicas, sino porque el acceso a este servicio posibilita el acceso y el ejercicio a otros bienes y derechos como la alimentación, comunicaciones, esparcimiento, educación, entre otros.

Tabla 1711. Colombia – ponderación del servicio de electricidad en el presupuesto de los hogares según nivel de ingresos.

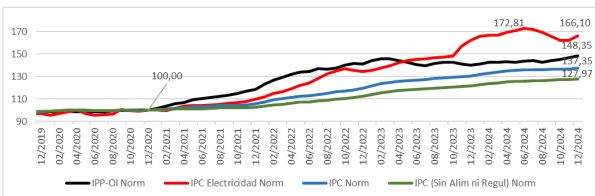
Nivel de ingresos	Ponderación (%)
Ingresos altos	2,10735
Clase media	3,12785
Pobres	3,5563
Vulnerables	3,53015
Total Nivel de ingresos	2,94276

Fuente. Elaboración propia con base en la encuesta nacional de presupuestos de los hogares (ENPH) 2016-2017 – DANE.

Igualmente, se debe destacar que, desde la declaratoria de emergencia sanitaria en el país por la pandemia de COVID-19, la tarifa del servicio de electricidad ha experimentado crecimientos acelerados respecto a los demás precios de la economía, lo que ha encarecido, en términos relativos, el disfrute del servicio para los usuarios, quienes se han visto en la necesidad de disminuir el presupuesto destinado a la satisfacción de otras necesidades para poder seguir accediendo a la electricidad. La electricidad se ha vuelto, en términos relativos, más costosa para los hogares colombianos que el conjunto de los demás bienes y servicios consumidos.

En efecto, como se observa en la Gráfica 12, al normalizar a diciembre de 2020 el Índice de Precios al Consumidor (IPC), que permite hacer seguimiento al poder adquisitivo del peso colombiano; el índice de Precios del Productor de Oferta Interna (IPP-OI), que es el indexador empleado en el sector eléctrico; el IPC sin alimentos ni regulados, definido en el PND 2022-2026 (Ley 2294 de 2023) como el indexador a emplearse en las tarifas de servicios públicos, y; la subclase electricidad a la cual hace seguimiento el DANE en la investigación del IPC y que da cuenta de la evolución de la tarifa del servicio eléctrico para los usuarios residenciales. Se observa que en el periodo diciembre de 2020 a diciembre de 2024 la inflación acumulada (IPC), que da cuenta del incremento en el costo de la canasta de consumo típica de los hogares, fue del 37,35% mientras que la electricidad tuvo una variación del 66,10%. Así mismo, el IPP-OI, que es el indexador predominante en el sector eléctrico, tuvo un incremento de 37,35%; mientras que el IPC sin alimentos ni regulados, que mide la llamada “inflación básica o subyacente” tuvo un incremento del 27,97%.

Gráfica 126. Colombia – DIC/2019 a DIC/2024 - evolución mensual de los índices de precios y de la subclase electricidad normalizados a diciembre de 2020.



Fuente: Cálculos propios con base en DANE y Banrep. DIC/2020=100.

Igualmente, se ha identificado que las llamadas industrias electro intensivas, aquellas que emplean la electricidad como un insumo importante, se constituyen en un potencial estratégico para alcanzar múltiples propósitos beneficiosos para el sistema eléctrico, la economía y para los usuarios más vulnerables que dependen de su trabajo para la obtención de ingresos. En efecto, la experiencia internacional ha mostrado que este tipo de desarrollos industriales puede contribuir a la aceleración de la transición energética, estimula la expansión de la matriz energética, lo que debería traducirse en un incremento en la oferta de la electricidad y por esta vía en tarifas más bajas y estables. Igualmente, el estímulo a estos desarrollos industriales puede contribuir a generar oportunidades laborales en las regiones, reindustrializar la economía e impulsar los encadenamientos productivos con los sectores primarios, de materias primas y el sector terciario de servicios, encadenamientos que generan sinergias económicas y sociales.

Así las cosas, se considera estratégico establecer esquemas diferenciales que incentiven el desarrollo de empresas intensivas en el uso de electricidad, siempre y cuando estos desarrollos garanticen la ampliación de la matriz energética con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR) y contribuyan al desarrollo económico, social e industrial del país.

5.2. Medidas propuestas

Las medidas aquí previstas —estabilización tarifaria, contratación bilateral de largo plazo para la demanda regulada, compras unificadas, y esquemas tarifarios diferenciales con fines de equidad y transición— constituyen política pública en los términos de los artículos 365 y 367 de la Constitución y del marco sectorial de las Leyes 142 y 143 de 1994. Su diseño corresponde al Gobierno nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía, cabeza del sector y rector de la política energética, mientras que su desarrollo técnico se encuentra a cargo de la CREG. Por involucrar elementos esenciales del régimen de servicios públicos, efectos redistributivos, así como ajustes en la arquitectura del mercado regulado, su adopción requiere habilitación legal expresa, que este proyecto provee.

Se propone habilitar al Ministerio de Minas y Energía, o a quien este defina, para que emita lineamientos de política pública para promover

la estabilidad tarifaria, garantizar la accesibilidad a la energía eléctrica en condiciones eficientes asequibles y justas, reducir el impacto de la volatilidad de precios para los usuarios regulados representados por empresas públicas o de grupos de empresas comercializadoras, y mitigar los efectos de la variabilidad de los aportes hídricos y del cambio climático en el mercado regulado, el Ministerio de Minas y Energía, o quien este defina, deberá establecer lineamientos de política pública y control de eficiencia a través de contratación de energía para:

I. Limitar la exposición de los usuarios a la volatilidad de los precios en la bolsa de energía,

II. Aumentar los niveles de contratación bilateral de largo plazo de energía e implementar mecanismos que contribuyan a garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en la prestación del servicio público de energía eléctrica,

III. Reducir el sesgo en la venta de energía para la demanda regulada a través de mecanismos estandarizados para la compra de energía por parte de los comercializadores que atienden estos usuarios; o

IV. Definir instrumentos para la adopción de esquemas tarifarios diferenciales atendiendo a criterios de necesidad, eficacia, equidad y fomento de economías limpias para la transición energética justa.

En concordancia con los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera y transparencia desarrollados en el artículo 44 de la Ley 143 de 1994, estos mecanismos se deberán implementar con el fin de promover la estabilidad tarifaria, garantizar la accesibilidad a la energía eléctrica en condiciones eficientes asequibles y justas, reducir el impacto de la volatilidad de precios para los usuarios regulados representados por empresas públicas o de grupos de empresas comercializadoras, y mitigar los efectos de la variabilidad de los aportes hídricos y del cambio climático en el mercado regulado.

En todo caso, estos deberán estar orientados a lograr una disminución de tarifas para los usuarios del mercado regulado, y deberán ser implementados por la CREG en el marco de sus competencias, procurando:

i. Incluir esquemas tarifarios diferenciales para usuarios vulnerables que permitan trasladar beneficios de manera progresiva de los usuarios de mayor capacidad de pago hacia los demás usuarios.

ii. Incluir esquemas tarifarios diferenciales para industrias intensivas en el uso de la electricidad que incentiven el desarrollo económico del país transitando de economías extractivistas hacia otro tipo de economías verdes. Determinando así esquemas tarifarios diferenciales para empresas que contribuyan a avanzar en transición energética del país y, simultáneamente, contribuyan al desarrollo económico e industrial.

5.3. Fundamento constitucional de la medida

El artículo 1° de la Constitución establece que *“Colombia es un Estado Social de Derecho, organizado en forma de República unitaria, descentralizada, con autonomía de sus entidades territoriales, democrática, participativa y pluralista, fundada en el respeto de la dignidad humana, en el trabajo y la solidaridad de las personas que la integran y en la prevalencia del interés general. (...)”*.

Son fines esenciales del Estado de acuerdo con el artículo 2° de la Constitución *“servir a la comunidad, promover la prosperidad general y garantizar la efectividad de los principios, derechos y deberes consagrados en la Constitución; facilitar la participación de todos en las decisiones que los afectan y en la vida económica, política, administrativa y cultural de la Nación; defender la independencia nacional, mantener la integridad territorial y asegurar la convivencia pacífica y la vigencia de un orden justo. (...)”*.

El artículo 334 de la Constitución Política establece que corresponde al Estado la dirección general de la economía, para lo cual intervendrá, entre otros asuntos, en los servicios públicos y privados, buscando el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo, y la preservación de un ambiente sano.

El artículo 365 de la Constitución Política establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es deber de este asegurar su prestación eficiente a los habitantes. La norma establece:

“ARTÍCULO 365. Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares. En todo caso, el Estado mantendrá la regulación, el control y la vigilancia de dichos servicios. Si por razones de soberanía o de interés social, el Estado, mediante ley aprobada por la mayoría de los miembros de una y otra cámara, por iniciativa del Gobierno decide reservarse determinadas actividades estratégicas o servicios públicos, deberá indemnizar previa y plenamente a las personas que, en virtud de dicha ley, queden privadas del ejercicio de una actividad lícita”. (subraya fuera de texto).

Por su lado el artículo 367 de la Constitución establece que *“La ley fijará las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y el régimen tarifario que tendrá en cuenta además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos”*.

Ahora bien, al realizar un test de proporcionalidad se encuentra que la adopción de

mecanismos de estabilización tarifaria y esquemas tarifarios diferenciales indispensable, pues los comercializadores que atienden a la población más vulnerable (estratos 1, 2 y 3, que representan casi el 80% de los usuarios residenciales) son los más expuestos a la volatilidad de la bolsa. Esto genera un riesgo tarifario para más de 12 millones de hogares que destinan hasta un 3.5% de su presupuesto a la electricidad. Mantener la operación actual del mercado, con las fallas identificadas, no garantiza la eficiencia, equidad, estabilidad ni el interés general que la Constitución y la ley exigen.

Por otro lado, la medida es razonable e idónea porque ataca directamente la causa del problema: la excesiva exposición de la demanda regulada a la volatilidad de los precios de bolsa, lo cual se ve reflejado en el Costo Unitario (CU) que pagan los usuarios.

La idoneidad de la medida se refuerza por los siguientes motivos:

El análisis técnico demuestra que el mercado eléctrico colombiano presenta una dualidad problemática:

Mercado de Bolsa: se caracteriza por una alta volatilidad de precios, que es aproximadamente 9,6 veces mayor que la de los contratos a largo plazo. Este mercado tiene una estructura que propicia la formación de precios ineficientes, ya que la demanda es un tomador pasivo de precios y tiende a una alta concentración pues tres agentes dominan el 80% de la fijación de precios. En periodos como el fenómeno de El Niño, los precios de bolsa pueden ser hasta cinco veces más altos que los de contratos.

Mercado de Contratos: es un mecanismo competitivo donde los precios son el resultado de la negociación directa, lo que genera mayor estabilidad.

La norma busca que se adopten medidas tendientes a enfrentar las prácticas monopólicas y de abuso de posición dominante en el mercado de bolsa, donde pocos agentes tienen una alta influencia en la formación de precios cuando las ventas se realizan por el mercado *spot*.

Resulta idónea para aliviar las presiones financieras que asumen los comercializadores con alta exposición a la bolsa, quienes a su vez atienden a la mayoría de los usuarios de estratos bajos, quienes asumen el Costo Unitario (CU).

En definitiva, la medida es adecuada para alcanzar el fin propuesto: disminuir la exposición a la bolsa y trasladar a los usuarios precios de energía más estables, eficientes y competitivos, bajo criterios de solidaridad y redistribución equitativa.

Finalmente, en cuanto a la proporcionalidad, la intervención tiene un equilibrio adecuado entre el beneficio social que genera y los costos o restricciones que impone a los generadores; no resulta excesiva y no implica sacrificios injustificados para sus derechos económicos.

En este sentido las medidas relacionadas propuestas que buscan establecer mecanismos de

estabilización y esquemas tarifarios diferenciales, como es el caso de la promoción de los contratos a largo plazo y estrategias de cobertura para mitigar el riesgo asociado a la alta volatilidad de los precios de bolsa se ajusta a los parámetros constitucionales de intervención del Estado en materia de la prestación de los servicios públicos domiciliarios antes previstos.

6. Composición y naturaleza de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). (Adición del artículo 100B a la Ley 143 de 1994)

Medidas propuestas para dar presencialidad a los usuarios y de los trabajadores del sector energético en la CREG

6.1. Antecedentes

El artículo 334 de la Constitución Política establece que corresponde al Estado la dirección general de la economía, para lo cual intervendrá, entre otros asuntos, en los servicios públicos y privados, buscando el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo, y la preservación de un ambiente sano.

El artículo 365 de la Constitución Política establece que “[l]os servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional”. Así mismo, se constituyó la facultad del Estado de mantener la regulación, el control y la vigilancia de los servicios públicos.

El artículo 370 de la Constitución establece que “[c]orresponde al presidente de la República señalar, con sujeción a la ley, las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios y ejercer por medio de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, el control, la inspección y vigilancia de las entidades que los presten”.

En desarrollo de lo anterior, se expidió la Ley 142 de 1994 por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones y la Ley 143 de 1994 por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia de energética.

Así, el artículo 69 de la Ley 142 de 1994 dispuso la creación de las Comisiones de Regulación, como unidades administrativas especiales con independencia administrativa, técnica y patrimonial. El artículo 70 de la Ley 142 de 1994 definió la estructura de la Comisión y el artículo 71 su composición. Por su parte, los artículos 73 y 74 definieron las funciones generales y especiales de las Comisiones.¹⁹ Por su parte, la Ley 143 de 1994

19 Las Sentencias C-272 de 1998, C-1162-00 y C-150-03 la Corte Constitucional ha precisado el alcance de las competencias Regulatorias de las Comisiones de Regu-

dispuso en el artículo 21 que “[l]a Comisión de Regulación Energética creada por el artículo 10 del Decreto número 2119 de 1992, se denominará Comisión de Regulación de Energía y Gas y se organizará como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía”. A la par, el artículo 23 de esta norma, define las funciones generales en relación con el servicio de electricidad.

6.2. Composición actual de la CREG

El literal c) del párrafo 1° del artículo 21 de la Ley 143 de 1994, modificado por el artículo 44 de la Ley 2099 de 2021, establece que:

La Comisión de Regulación de Energía y Gas se organizará como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, que estará integrada de la siguiente manera:

- a) *Por el Ministro de Minas y Energía, quien la presidirá;*
- b) *Por el Ministro de Hacienda y Crédito Público;*
- c) *Por el Director del Departamento Nacional de Planeación;*
- d) *Por seis (6) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva, nombrados por el Presidente de la República para periodos de cuatro (4) años.*

El superintendente de servicios públicos domiciliarios asistirá con voz, pero sin voto.

La Comisión contará con el personal profesional, técnico y administrativo necesario para el cumplimiento de sus funciones, de acuerdo con lo que ella misma determine y tendrá regímenes especiales en materia de contratación, de administración de personal, de salarios y de prestaciones y gozará de autonomía presupuestal.

La Comisión manejará sus recursos presupuestales y operará a través del contrato de fiducia mercantil que celebrará el Ministerio de Minas y Energía con una entidad fiduciaria, el cual se someterá a las normas del derecho privado. Estas disposiciones regirán, igualmente, los actos que se realicen en desarrollo del respectivo contrato de fiducia.

Los expertos tendrán la calidad que determine el Presidente de la República y devengarán la remuneración que él mismo determine.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas expedirá su reglamento interno, que será aprobado

por el Gobierno nacional, en el cual se señalará el procedimiento para la designación del Director Ejecutivo de entre los expertos de dedicación exclusiva.

Parágrafo 1°. Los expertos deberán reunir las siguientes condiciones:

- a) *Ser colombiano y ciudadano en ejercicio;*
- b) *Tener título universitario en ingeniería, economía, administración de empresas o similares, derecho y estudios de posgrado; y*
- c) *Contar con una reconocida preparación y experiencia técnica, en el área energética y haber desempeñado cargos de responsabilidad en entidades públicas o privadas del sector energético, nacional o internacional, por un periodo superior a seis (6) años; o haberse desempeñado como consultor o asesor por un periodo igual o superior.*

Parágrafo 2°. Los expertos comisionados serán escogidos libremente por el Presidente de la República. En su elección, el Presidente propenderá por la formación de un equipo interdisciplinario, por lo que no podrá nombrar a más de un abogado como experto comisionado.

Parágrafo 3°. Los expertos podrán ser reelegidos por una sola vez.

Parágrafo 4°. Los expertos no podrán ser elegidos en cargos directivos en entidades públicas o privadas del sector energético durante el año siguiente al ejercicio de su cargo.

Parágrafo 5°. Informes semestrales. Sin perjuicio del cumplimiento de la Ley 1757 de 2015, la CREG deberá presentar ante las Comisiones Quintas del Congreso de la República, semestralmente un informe que sintetice las decisiones y actos administrativos expedidos indicando de forma clara y precisa la medida y el motivo de que provocó su aprobación.

La composición actual de la CREG privilegia la formación técnica y la experiencia en el sector minero energético.

6.3. Dificultades para la conformación de la CREG por la interpretación jurisprudencial

Actualmente, la conformación de la CREG ha afrontado numerosas dificultades, habida cuenta de la interpretación de la Sección Quinta del Consejo de Estado sobre los requisitos del artículo 21 de la Ley 143 de 1994, modificado por el artículo 44 de la Ley 2099 de 2021, la cual ha llevado a restringir cada vez más los requisitos para ocupar el empleo de experto comisionado CREG.

A través de diferentes sentencias en las que se ha analizado la nulidad de los nombramientos de expertos Comisionados CREG, se ha dado alcance al texto normativo sobre los requisitos que se deben cumplir para ocupar dicho cargo.

En cuanto a la experiencia requerida para ser nombrado como experto comisionado de la CREG, la norma señala que se debe “*contar con una reconocida preparación y experiencia técnica en*

lación y en particular ha declarado exequible el mandato contenido en el artículo 68 de la Ley 142.

En las Sentencias C-066 de 1997, C-242 de 1997, C-272 de 1998, C-444 de 1998, C-150 de 2003 y C-041 de 2003, proferidas por la Corte Constitucional, así como en la providencia de 5 de abril de 2021 de la Sección Primera del Consejo de Estado, los órganos de cierre de la jurisdicción constitucional y contencioso administrativa han entendido que las competencias de regulación en materia de servicios públicos domiciliarios son compartidas entre el Congreso y el Presidente de la República.

el área energética”, así como haber “desempeñado cargos de responsabilidad en entidades públicas o privadas del sector energético, nacional o internacional, por un período superior a seis (6) años; o haberse desempeñado como consultor o asesor por un período igual o superior”.

Respecto a lo que debe entenderse por área energética, la Sección Quinta del Consejo de Estado en sentencia del 27 de abril de 2023, señaló que:

En el área energética: Corresponde a los temas que se relacionan con la energía, específicamente, aquella que es competencia de la CREG, como son la eléctrica -producida mediante fuentes convencionales o no convencionales-, el gas combustible o los combustibles líquidos, entendiendo que estas circunstancias abarcan diversos aspectos de una cadena que inicia con la producción o generación, sigue con el transporte, incluye su comercialización y la disposición para el usuario final.

Para este fallador, es claro que el sector puede ser visto desde dos perspectivas: la primera, la que se relaciona con las vicisitudes propias de la consecución, generación y posterior disposición de la energía, para lo cual se acude a conocimientos propios de las ingenierías y ciencias como la física y química. Aquí, por ejemplo, se cuenta con los aspectos técnicos de la exploración y explotación de los yacimientos de gas, las actividades relacionadas con la construcción de plantas de generación, las dinámicas propias de las actividades técnicas de transporte y distribución y su correspondiente operación, entre otras.

La segunda, surge de entender que las actividades descritas, hacen parte de un sector económico, y en consecuencia de un mercado que cuenta con una regulación especializada.

En otras palabras: el área energética no solo refiere a circunstancias propias de la generación y posterior disposición de los energéticos, desde el punto de vista operativo y técnico, sino también, su comprensión como una actividad que forma parte de un mercado, con unas dinámicas económicas propias y altamente reguladas.

*Por ello, pueden abordarse desde diversas áreas del conocimiento que se especialicen en la materia, como la ingeniería, la economía, la regulación, la administración, la adopción de políticas públicas en la materia, entre otros, siempre teniendo en cuenta que la experiencia que se demuestre en el mismo debe ser directa, específica y guardar conexidad con el sector energético.*²⁰ (Subrayado fuera de texto)

Por otro lado, en cuanto al primer escenario de la norma de “haber desempeñado cargos de responsabilidad en entidades públicas o privadas del sector energético”, la Sección Quinta en la misma sentencia, señaló que:

“(…) Sobre este requisito, que se lee en forma conjunta con la primera parte de la norma, es de resaltar que es necesario verificar la ubicación del cargo y sus funciones en la entidad pública o privada, del sector energético nacional o internacional, para de esta forma establecer si se trata de un empleo que implique responsabilidad.

En cuanto al concepto de “sector energético”, se precisa que este es aquel en el que se estudian, analizan, deciden, regulan o se ejercen actividades relacionadas con el área energética en la forma en que fue definida previamente, para lo cual, esta judicatura indica que ello tiene las siguientes perspectivas:

a) Un aspecto institucional[42], el cual se deriva de las entidades del Estado que abordan estos asuntos, tal y como se define en el Decreto 1073 del 2015, así como todas aquellas que, de forma directa, en el ejercicio de sus funciones específicas y concretas, tengan que ver con estos temas e implique la toma de decisiones específicas en estos asuntos.

b) Se resalta que, a su vez, existen una serie de organizaciones que no tienen el carácter de gubernamentales, pero que desempeñan sus labores en el sector energético, verbo y gracia, la Agencia Internacional de Energía⁴³, la Agencia Internacional de Energías Renovables⁴⁴, entre otras.

c) De otra parte, es claro que el sector está compuesto por quienes, desde una perspectiva económica, desarrollan las actividades propias de la cadena energética que corresponda. Por ejemplo, a nivel del servicio de energía eléctrica, la Ley 143 de 1994 define la existencia de varios agentes, como son, el generador, el transportador, el distribuidor y el comercializador.

82. De lo dicho hasta el momento, se tiene que el primer evento dispuesto por la norma, debe entenderse de la siguiente manera: para el acceso al cargo de experto comisionado de la CREG, se tiene, por un lado, lo que la persona debe ser en punto de su profesión y preparación, y por el otro, que su ejercicio profesional sea calificado -técnico- en el área energética y no en otras, mediante el desempeño de cargos de responsabilidad en entidades públicas o privadas del sector energético, de los niveles nacional o internacional, por un período superior a seis (6) años.

83. Conforme con ello, entiende la Sala que en atención a las importantes funciones que se desempeñan en la comisión de expertos de la CREG frente a un sector económico/servicio público domiciliario de altísima importancia nacional y respecto del cual es posible predicar un grado de especialidad y tecnicidad⁴⁵, se requiere entonces que las personas que la integran tengan las calidades que se acompasen con dichas características, las cuales se materializan en la triada de especificidades antes descritas: **una serie de profesiones determinadas, una experiencia calificada en el área energética y las vinculaciones**

²⁰ Consejo de Estado, Sección Quinta, Sentencia del 27 de abril de 2023, Rad. 11001032800020220020900 (principal), M. P. Rocío Araújo Oñate.

con el sector, todos ellos de forma concurrentes. aa84. Bajo esta perspectiva, no solo se atiende la literalidad de la disposición jurídica, sino que, a su vez, se materializa la finalidad que se persigue con ella: garantizar que los expertos comisionados de la CREG tengan las competencias necesarias para regular los sectores de energía eléctrica, gas combustible y combustibles líquidos derivados de los hidrocarburos, y cumplir con el cometido de la intervención estatal en este sector de la economía, así como los importantísimos bienes jurídicos que se buscan proteger con la creación de la entidad, como son la garantía de la libre competencia, la regulación de monopolios, la oferta energética eficiente, la protección a los usuarios finales, entre otros²¹. (Subrayado fuera de texto y negrilla en el original) Por otro lado, en cuanto a los requisitos para acreditar la experiencia bajo el segundo escenario “haberse desempeñado como consultor o asesor por un período igual o superior”, en dicha sentencia, reiterada posteriormente en sentencia del 2 de febrero de 2023, la Sección Quinta del Consejo de Estado señaló que esta experiencia tiene que provenir del área energética atendiendo a su definición en sentido amplio y no meramente institucional. Ahora bien, respecto del segundo evento de la norma -haberse desempeñado como consultor o asesor por un período igual o superior-, la Sala reitera[2] que “al realizar una interpretación sistemática y teleológica, es claro que el requisito en comento debe leerse en conjunto con el primer condicionamiento, por manera que la experiencia en la consultoría o asesoría tiene que provenir del área energética y no de otro sector de la economía, pues un razonamiento en ese sentido vaciaría de contenido la disposición, aunado a que no atendería al objeto y funciones de la CREG”. A lo anterior, se suma la definición de área energética que se ha establecido en forma precedente²². (Subrayado fuera de texto y negrilla en el original)

Sin embargo, en sentencias posteriores, la Sección Quinta del Consejo de Estado interpretó aisladamente que para el requisito de “haberse desempeñado como consultor o asesor” se requiere la concurrencia de los mismos presupuestos de quienes se han desempeñado en cargos de responsabilidad, es decir, haber prestado servicios de consultoría o asesoría para entidades públicas o privadas del sector energético, nacional o internacional, en un sentido orgánico e institucional. Bajo esta interpretación, la Sección Quinta del Consejo de Estado²³ ha declarado la nulidad de varios nombramientos de expertos

comisionados CREG, al considerar que tanto los cargos de responsabilidad como la experiencia de asesor o consultor se debe desarrollar en entidades públicas o privadas del sector energético, a pesar de que la norma no lo refiere así se manera expresa, realizando un análisis bajo un criterio orgánico e institucional que ha limitado en un alto grado el acceso al cargo por parte de profesionales que cuentan con los conocimientos técnicos para ello.

Así, a pesar de que la Sección Quinta ha reconocido que el artículo 21 de la Ley 143 de 1994, modificado por el artículo 44 de la Ley 2099 de 2021, no consagra en forma expresa que la experiencia de asesor o consultor deba provenir de entidades del sector energético, en aplicación de un precedente mal interpretado y aplicado, vulnera el derecho al acceso al empleo público de quienes pueden acceder al cargo de comisionados CREG, así como la potestad de nombrarlos en cabeza del Presidente:

“45. La segunda opción tendiente a cumplir con el requisito está relacionada con el desempeño como consultor o asesor por un periodo igual o superior a seis años.

46. Nótese que ese último apartado de la disposición normativa no consagra en forma expresa que la acreditación de la experiencia como consultor o asesor deba haberse obtenido en el sector energético, como sí lo reitera la primera alternativa del texto.

47. No obstante, al realizar una interpretación sistemática y teleológica, es claro que el requisito en comento debe leerse en conjunto con el primer condicionamiento, por manera que la experiencia en la consultoría o asesoría tiene que provenir del área energética y no de otro sector de la economía, pues un razonamiento en ese sentido vaciaría de contenido la disposición, aunado a que no atendería al objeto y funciones de la CREG.

48. Por consiguiente, el verdadero sentido del supuesto normativo apunta a que los requisitos de conocimientos y experiencia técnica, así como los referentes a la consultoría o asesoría deben estar circunscritos al sector energético”.²⁴ (Subrayado fuera de texto)

Así las cosas, es el Consejo de Estado el que ha interpretado el alcance y la calidad de la experiencia que se debe acreditar y lo que debe entenderse por temas energéticos, sector energético, asuntos energéticos, y la relación y conexidad con ellos, al punto de excluir personas que cuentan con la preparación y experiencia técnica para desarrollar el cargo, de tal suerte que se prevé pertinente ajustar la norma en un sentido más amplio, para que considere todas las posibilidades de acreditar experiencia en asuntos energéticos y afines, sin que haya lugar a interpretaciones restrictivas que limiten su

²¹ *ibidem*.

²² *ibidem*

²³ Consejo de Estado, Sección Quinta, Sentencia del 4 de julio de 2024, Rad. 11001032800020240000100, M. P. Ómar Joaquín Barreto Suárez; Consejo de Estado, Sección Quinta, Sentencia del 5 de septiembre de 2024, Rad. 11001032800020240001100 (acumulado), M. P. Luis Alberto Álvarez Parra; Consejo de Estado, Sección Quinta, Sentencia del 4 de julio de 2024, Rad. 11001032800020240001000 (acumulado), M. P. Gloria María Gómez Montoya.

²⁴ Consejo de Estado, Sección Quinta, Sentencia del 4 de julio de 2024, Rad. 11001032800020240000100, M. P. Ómar Joaquín Barreto Suárez.

acreditación a un criterio exclusivamente orgánico o institucional no deseado.

En cuanto a los términos de esta experiencia, la redacción actual literal de la norma introduce una disyuntiva mediante el uso de la conjunción “o”. Al respecto, la Sección Quinta del Consejo de Estado no ha tenido una posición unificada, pues en algunos casos no ha permitido sumar la experiencia en ambos supuestos, atendiendo estrictamente la literalidad de la norma; sin embargo, en sentencia del 12 de diciembre de 2024²⁵ precisó que dicha disyuntiva no debe entenderse en términos excluyentes, sino como una forma de diferenciar los tipos de experiencia profesional que son valorados por el legislador para acceder al mencionado cargo.

Dicha interpretación armoniza con la finalidad de la norma, orientada a garantizar que quienes accedan al cargo de experto comisionado de la CREG posean las más altas competencias y conocimientos técnicos en el sector energético, sin restringir innecesariamente el acceso de profesionales cuya experiencia, aunque diversa, contribuya al cumplimiento de dicho objetivo. En ese sentido, se estima permitiente introducir una modificación legal que permita la sumatoria de experiencia en los diferentes supuestos previstos por la norma de cara a obtener perfiles calificados y especializados en asuntos energéticos y afines.

Por esta razón, el presente proyecto de ley busca establecer criterios que garanticen el ejercicio del empleo de comisionado CREG, la facultad de nominación del Presidente de la República y la conformación de la CREG bajo un marco legal y normativo claro.

Por otro lado, la conformación actual tampoco considera otros actores dentro de las dinámicas del sector energético, como la demanda, representada por los usuarios. Tampoco considera a los trabajadores del sector energético, ni tiene en cuenta a la academia que realiza importantes aportes para los desarrollos teóricos del sector. Todo ello se propone ser modificado en aras de fortalecer la CREG.

6.4. Propuesta de modificación

La conformación de la CREG actualmente privilegia la formación técnica y la experiencia en el sector energético, cuya definición no ha sido uniforme por parte de la Sección Quinta del Consejo de Estado a la hora de analizar los nombramientos de los Comisionados CREG, como se indicó previamente.

Así las cosas, con el fin de garantizar que las tarifas beneficien no solo a las empresas, sino también a los usuarios, se busca permitir que el gobierno pueda contar con profesionales que, manteniendo su idoneidad técnica, cuenten con experiencia en asuntos energéticos o afines de manera amplia, lo

cual le permita dar una vocería tanto a expertos en el área energética como a otros actores del sector, como los usuarios, trabajadores y la academia. Por ello se proponen los siguientes cambios:

Se evidenció que, a pesar de tener profesionales con alto grado de especialización técnica, y una reconocida trayectoria académica, específica en asuntos energéticos o afines, estos profesionales estaban excluidos de plano de la posibilidad de ser comisionados por no acreditar su experiencia en entidades del sector energético en sentido orgánico, por la interpretación cada vez más restrictiva del Consejo de Estado sobre los requisitos establecidos por la norma. Por tanto, se incluyó la posibilidad de que la experiencia de los expertos comisionados no sea solo en empresas, sino que incluya profesores, investigadores, consultores, trabajadores o asesores, en temas del sector energético, entendido este último en un sentido amplio y no limitado a las instituciones que lo componen, abarcando con ello asuntos del área energética o afines tanto en energía como en gas.

En cuanto a los términos de esta experiencia, se aclaran en la propuesta normativa, con el fin de que se tenga en cuenta de manera conjunta y acumulativa la experiencia profesional exigida en los diversos supuestos de la norma, garantizando así mayor coherencia, seguridad jurídica y aprovechamiento del talento humano altamente calificado para la función reguladora del sector energético.

En cuanto a la cantidad de expertos, se propone recuperar dos plazas que fueron eliminadas por la Ley 2099 de 2021. Se propone asignar estas plazas a delegaciones que hoy se encuentran ausentes de la Comisión y que son necesarias. Actualmente, el cuerpo colegiado de la comisión solo incluye la representación de la visión de las perspectivas empresariales. Siendo este sector parte de un mercado energético, es necesario incluir también la representación de la perspectiva de la demanda y de los trabajadores del sector energético. A pesar de que el sector energético genera una producción académica importante, no se tenía una representación de la academia dentro de la CREG por tanto, se agregó la figura de representantes de la academia dentro de los expertos de la CREG, esta figura cuenta con un perfil técnicamente más exigente, que garantiza un nivel de discusión importante, ajena de los intereses de las empresas.

Igualmente, se identifica la ausencia de un representante de los usuarios regulados en la CREG, ausencia que se constituye en un error de diseño institucional debido a que en el organismo regulador del sector deben tener voz los destinatarios de todo el accionar del sector. Resulta conveniente que en la CREG tenga presencia y participación permanente una voz que vele por la eficiencia tarifaria y la calidad del servicio. Esto, en contraste con la sobrerrepresentación de exponentes técnicos y de empresas del sector.

²⁵ Consejo de Estado. Sala de lo contencioso administrativo. Sección Quinta, 12 de diciembre de 2024. Magistrada Ponente: Gloria María Gómez Montoya. Radicación: 11001-03-28-000-2024-00182-00.

También se propone que en la CREG tengan presencia los trabajadores del sector de energía y gas, a través de un representante de los sindicatos de trabajadores del sector, quien puede aportar elementos técnicos valiosos a las discusiones y resoluciones de la CREG desde los conocimientos para implementar estrategias integrales, adquiridos por su experiencia como trabajadores del sector.

Así mismo, se ha adicionado el parágrafo 9°, mediante el cual se crea el Comité Consultivo Ciudadano de Participación (CCCCP), como una instancia perteneciente a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de carácter consultivo y permanente.

La propuesta se sustenta en el principio constitucional de participación. Como se ha expuesto, el artículo 2° de la Constitución Política establece que uno de los fines esenciales del Estado es el de facilitar la participación de todos en las decisiones que los afectan y en la vida económica, política, administrativa y cultural de la Nación. Por lo tanto, la creación de mecanismos y espacios de incidencia ciudadana, como los propuestos en el sistema de control y participación, en decisiones tarifarias y de servicios públicos domiciliarios apunta a la materialización y desarrollo de esta disposición constitucional.

Por otra parte, el artículo 78 de la Constitución Política establece que la ley regulará el control de calidad de bienes y servicios ofrecidos y prestados a la comunidad, así como la información que debe suministrarse al público en su comercialización. Además, que el Estado garantizará la participación de las organizaciones de consumidores y usuarios en el estudio de las disposiciones que les conciernen.

La consolidación del Comité Consultivo Ciudadano de Participación (CCCCP), tiene el propósito de aumentar la transparencia e incidencia en la aplicación de tarifas, promoviendo una cultura de participación ciudadana y veeduría informada que, se espera, redunde en la prestación de un servicio de mejor calidad y, por lo tanto, en la mejora de la calidad de vida de los ciudadanos alrededor del territorio nacional.

Ahora bien, lo anterior debe tener en cuenta que la Ley 142 de 1994 se refiere en su artículo 62 a la creación de los “Comités de Desarrollo y Control Social de los Servicios Públicos Domiciliarios”, y que conforme al subsiguiente artículo 63 de la misma, dicho control social se orienta a funciones relacionadas con proponer a las empresas de servicios públicos domiciliarios planes y programas que resuelvan deficiencias en la prestación de tales servicios, procurar que las comunidades aporten recursos para la expansión y mejoramiento de los servicios públicos domiciliarios, estudiar y analizar el monto de los subsidios que conceden los municipios, solicitar al Personero la imposición de multas a las empresas de servicios públicos domiciliarios que efectúen infracciones a la ley,

y solicitar reforma o modificación a decisiones tomadas en materia de estratificación.

No obstante, el control social a los servicios públicos que acá se desarrolla no dota a los usuarios, suscriptores y suscriptores potenciales con las herramientas necesarias para ejercer dicho control sobre las tarifas del servicio público de energía eléctrica, sobre todo en el entendido de que el régimen tarifario debe acoger los principios y criterios de costos, solidaridad y redistribución de los ingresos consignados en el artículo 367 de la Constitución Política.

La creación del CCCC no desconoce el carácter técnico ni la autonomía regulatoria de la CREG, sino que introduce un espacio institucionalizado y transparente para que los usuarios y organizaciones sociales puedan expresar recomendaciones informadas, en el marco de los proyectos regulatorios que inciden directamente en su bienestar. Este mecanismo complementa la función técnica de la Comisión con un componente deliberativo y representativo, sin afectar la competencia ni la independencia en la toma de decisiones, pues las recomendaciones del Comité no serán vinculantes, aunque sí deberán ser valoradas y respondidas de manera motivada.

Además, la exigencia de reglamentación del CCCC por parte de la CREG dentro de un plazo específico, garantiza que este mecanismo se desarrolle bajo estándares de representatividad, periodicidad y acceso oportuno a la información, asegurando así una participación real y efectiva.

La propuesta se alinea también con estándares internacionales de buen gobierno regulatorio y control social, al reconocer que la legitimidad de las decisiones públicas no depende únicamente de su legalidad o tecnicismo, sino también de su apertura al escrutinio y la deliberación ciudadana, en concordancia con el mandato del artículo 2° de la Constitución.

En suma, este parágrafo no implica una transformación estructural de la CREG, sino una profundización democrática de su actuación, acorde con el mandato constitucional de garantizar la participación ciudadana en las decisiones que los afectan y con la evolución contemporánea de los modelos de gobernanza regulatoria.

6.5. Fundamentos constitucionales de la modificación

Como se indicó previamente, en desarrollo de los artículos 334, 365 y 370 constitucionales, se expidieron la Ley 142 de 1994 por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones y la Ley 143 de 1994 por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética. Estas normas, definen de manera general la estructura y naturaleza de la CREG en los artículos 70 de la Ley

142 y 21 de la Ley 143 de 1994, y en ese sentido, cualquier modificación de la misma debe realizarse vía legislativa, garantizando que la misma tenga una composición.

Sobre el margen de configuración legislativa para determinar la estructura de la administración nacional y las comisiones de regulación, la Corte Constitucional en sentencia C-048 de 2024, señaló:

“35. Por otra parte, el artículo 150.7 de la Carta reconoce al Congreso la facultad de determinar la estructura de la administración nacional. En desarrollo de esta función, el legislador se encuentra habilitado para fijar las características de los distintos órganos de creación legal, esto es, para establecer, la independencia administrativa, técnica y patrimonial de ciertas agencias estatales, con o sin personería jurídica, para modificar sus características y aun para suprimirlas. Dado que la Constitución no consagra una enunciación taxativa de los tipos de órganos que pueden ser instituidos en desarrollo de dicha norma, el Congreso tiene la potestad de formular nuevas modalidades de órganos y de renovarlas, con miras a garantizar la eficiencia de la acción estatal y del servicio público^[54].

36. En cumplimiento de esta atribución constitucional, las leyes correspondientes pueden determinar el órgano que hará cumplir el régimen de las regulaciones o el mandato de intervención en el ámbito de los servicios públicos domiciliarios, su campo de acción, sus competencias, los fines que han de orientarlo, así como los instrumentos para alcanzar estos. Al respecto, el amplio margen del legislador incluye la posibilidad de configurar el papel institucional del órgano de regulación que decida crear específicamente para el efecto^[55]. En ese sentido, el legislativo confió a las comisiones de regulación la responsabilidad de hacer cumplir el régimen legal de dichos servicios^[56].

(...)

41. En síntesis, el legislador tiene la atribución para fijar las características de los distintos órganos que constituyan la administración pública. Esto incluye determinar si cuentan con independencia administrativa, técnica y patrimonial, personería jurídica, así como modificar sus características. Igualmente, puede asignar la función estatal de regular e intervenir los servicios públicos domiciliarios a órganos creados especialmente para ello, establecer su perfil institucional y, en particular, dotarlos del grado de independencia que requieran y de los instrumentos adecuados a su función. Precisamente, en ejercicio de esa potestad, el legislativo encargó a las comisiones de regulación la obligación de hacer cumplir el régimen legal de estos servicios. Dicha independencia busca que sus actuaciones no atiendan a motivaciones o factores distintos a las necesidades propias del sector regulado y al interés general, considerando los derechos de los usuarios y que los servicios públicos

cumplan criterios de continuidad, eficiencia y calidad”.

Así las cosas, el legislador tiene la potestad para modificar las características de las comisiones de regulación, entre ellas, la CREG, de tal forma que contribuyan a la finalidad para la cual fueron creadas, y atiendan a las necesidades propias del sector regulado y al interés general, considerando los derechos de los usuarios y que los servicios públicos cumplan criterios de continuidad, eficiencia y calidad.

La propuesta de modificación señalada en el acápite anterior se sustenta también en el reconocimiento del principio de la democracia participativa como instrumento para el desarrollo de un orden político, económico y social justo. El artículo 1° de la Constitución Política define a Colombia como un Estado social de derecho, democrático, participativo y pluralista. En línea con este postulado, el artículo 2° de la Constitución establece que uno de los fines esenciales del Estado es el de facilitar la participación de todos en las decisiones que los afectan y en la vida económica, política, administrativa y cultural de la nación.

La jurisprudencia ha dado cuenta del carácter expansivo de la democracia y la participación en ámbitos diferentes al político-electoral. Así, la Sentencia C-089 de 1994 señaló que *“(…) El fortalecimiento y la profundización de la democracia participativa fue el designio inequívoco de la Asamblea Nacional Constituyente, luego traducido en las disposiciones de la Carta Política que ahora rige el destino de Colombia y de las que se infiere el mandato de afianzar y extender la democracia tanto en el escenario electoral como en los demás procesos públicos y sociales en los que se adopten decisiones y concentren poderes que interesen a la comunidad por la influencia que puedan tener en la vida social y personal”²⁶.*

La Sentencia C-522 de 2002 continúa señalando que:

“De otra parte, es necesario puntualizar que la Constitución Política de 1991 no restringe el principio democrático al ámbito político sino que lo extiende a múltiples esferas sociales. El proceso de ampliación de la democracia supera la reflexión sobre los mecanismos de participación directa y especialmente hace énfasis en la extensión de la participación de las personas interesadas en las deliberaciones de los cuerpos colectivos diferentes a los políticos. El desarrollo de la democracia se extiende de la esfera de lo político en la que el individuo es considerado como ciudadano, a la esfera social donde la persona es tomada en cuenta en su multiplicidad de roles, por ejemplo, como trabajador, estudiante, miembro de una familia, afiliado a una empresa prestadora de salud, consumidor etc.”²⁷. (subrayado fuera del texto).

²⁶ Corte Constitucional, Sentencia del 3 de marzo de 1994, M. P. Vladimiro Naranjo Mesa.

²⁷ Corte Constitucional, Sentencia del 10 de julio de

En este sentido, la propuesta de modificación de la CREG no solo responde al interés de ampliar la incidencia de sectores excluidos actualmente, sino al desarrollo de un principio constitucional para afianzar la participación democrática en instancias tradicionalmente cerradas. Además, dicha participación permite ampliar la legitimidad del proceso de implementación de políticas públicas, acercándose a la generalizada exigencia de las democracias contemporáneas de crear acuerdos políticos más incluyentes, donde el papel de la sociedad civil no implica el mero ejercicio consultivo o receptivo, sino plenamente participativo. En ese sentido, la inclusión social implica la posibilidad de incidir en el proceso mediante el cual se mejoran las condiciones de vida de la sociedad en su conjunto y, particularmente, de grupos de personas que se han encontrado excluidas del proceso de toma de decisión alrededor de temas que impactan de forma directa su cotidianidad.

En consonancia con lo anterior, la Corte Constitucional ha admitido que la estructura de órganos técnicos y especializados puede ser objeto de rediseño legislativo, siempre que se respeten los fines constitucionales que justifican su existencia. Así lo reconoció en la Sentencia C-1162 de 2000, al sostener que: *“Las entidades técnicas no son inmunes al principio democrático ni a la voluntad del legislador, siempre y cuando las modificaciones estructurales no comprometan su capacidad técnica ni sus funciones esenciales”*.

Este precedente respalda la posibilidad de introducir mecanismos que promuevan una mayor participación y pluralidad en la conformación de órganos como la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en la medida en que no se desconozcan los principios de especialidad, competencia técnica y eficiencia que justifican su existencia.

Así las cosas, desde el punto de vista jurídico, el proyecto aquí propuesto encuentra su fundamento en el principio de especialidad normativa (*lex specialis derogat generali*) toda vez que desarrolla disposiciones contenidas en la Ley 143 de 1994, que constituye el régimen específico del servicio público de energía eléctrica, prevalente frente al régimen general de los servicios públicos domiciliarios consagrados en la Ley 142 de 1994.

De igual manera, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), cuyas disposiciones se modifican y fortalecen en este proyecto, es unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, lo que evidencia la conexidad orgánica y funcional del proyecto con dicha cartera.

En virtud de lo anterior, y conforme a los artículos 2.2.1.2.1.2 del Decreto número 1073 de 2015 y 33 de la Ley 143 de 1994, la materia del proyecto debe considerarse de competencia exclusiva del sector minas y energía y, por ende, de conocimiento de la Comisión Quinta Constitucional Permanente.

De esta manera, la propuesta de modificación se alinea tanto con los principios de democracia participativa como con los criterios de especialización funcional, al buscar un modelo regulatorio más inclusivo y representativo, sin sacrificar la capacidad técnica requerida para cumplir con su mandato.

7. Criterios especiales que deben tenerse en cuenta en la regulación de tarifas de los servicios públicos. (Adición del artículo 100B a la Ley 143 de 1994)

Criterios especiales para el régimen tarifario

7.1. Marco normativo del régimen tarifario

La Ley 142 de 1994, define el Régimen Tarifario de los servicios públicos en el artículo 86, indicando que está compuesto por reglas y condiciones relativas al régimen de regulación o libertad; el sistema de subsidios que se otorgarán para que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas de los servicios públicos domiciliarios que cubran sus necesidades básicas; las reglas relativas a las prácticas tarifarias restrictivas de la libre competencia y que implican abuso de posición dominante; las reglas relativas a procedimientos, metodologías, fórmulas, estructuras, estratos, facturación, opciones, valores y, en general, todos los aspectos que determinan el cobro de las tarifas.

Por su parte, el artículo 87 *ibidem* señala que el régimen tarifario, estará orientado por los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera, simplicidad y transparencia, cuyas bases están orientadas a la eficiencia económica, es decir, *“(...) que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que estos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por este”,* y que *“(...) Si llegare a existir contradicción entre el criterio de eficiencia y el de suficiencia financiera, deberá tomarse en cuenta que, para una empresa eficiente, las tarifas económicamente eficientes se definirán tomando en cuenta la suficiencia financiera”*.

Todo lo anterior, en concordancia con lo señalado por el artículo 89 de la Ley 142 de 1994, indicativo de los criterios de solidaridad y redistribución de ingresos, dejando en cabeza de las comisiones de regulación las exigencias que deben hacerles a los prestadores en estas materias.

Para el caso específico, se incluye el artículo nuevo 100B como un criterio especial que debe tenerse en cuenta en la regulación de los servicios públicos,

cumpliendo con las actividades complementarias para el cobro de las tarifas y orientados a los fines solidarios y redistributivos, así como una articulación con el principio de recuperación de costos.

Cuando un activo cumpla su vida útil regulada y el mismo haya sido remunerado en su totalidad, solo se podrá remunerar su costo de operación, administración y mantenimiento si se garantiza eficiencia, continuidad, cobertura y calidad; en ningún caso se podrá volver a remunerar su inversión.

Los aportes o bienes entregados por entidades públicas a las comunidades organizadas para su implementación y funcionamiento tendrán un cálculo diferencial para el cobro de la tarifa a sus usuarios.

Las actividades de los servicios públicos domiciliarios que tengan un régimen de libertad vigilada, libre competencia o en general no tengan una tarifa regulada, serán objeto de una evaluación de costos por parte de la CREG, con la misma periodicidad de la vigencia de la fórmula tarifaria. Dicha evaluación de costos buscará comparar los costos necesarios para prestar el servicio con el precio pagado por los mismos para recomendar continuar o no la regulación de tarifas de dicha actividad.

La CREG realizará los ajustes necesarios en las fórmulas tarifarias, para que las pérdidas reconocidas, diferenciadas por tipo de pérdida, no sean trasladadas al usuario, salvo aquellas que se deriven de una operación eficiente. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) podrá crear mecanismos centralizados de comercialización de contratos de largo plazo para la atención de la demanda regulada.

7.1.1. Sustento constitucional.

La Ley 143 de 1994 desarrolla los mandatos constitucionales en materia de servicios públicos esenciales, en especial lo dispuesto en los artículos 365, 367 y 368 de la Constitución Política, que establecen que:

- Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado.
- Su prestación debe garantizar continuidad, calidad y eficiencia.
- El régimen tarifario debe responder a criterios de eficiencia económica, solidaridad y redistribución de ingresos, asegurando que las tarifas cubran los costos eficientes de prestación sin constituir abuso de posición dominante.

7.1.2. Nuevo criterio especial para el régimen tarifario

El nuevo artículo (artículo 7° del proyecto de ley) introduce un criterio especial obligatorio alineado con los principios constitucionales de eficiencia, equidad y sostenibilidad financiera:

Cuando un activo del servicio de energía cumpla su vida útil regulada y haya sido remunerado

en su totalidad, únicamente se reconocerán en tarifa sus costos de operación, administración y mantenimiento, siempre que se mantengan los estándares de calidad, cobertura y continuidad.

En ningún caso podrá volverse a remunerar la inversión inicial, evitando cargas injustificadas al usuario (principio de equidad, artículo 95.9 CP).

Los aportes o bienes entregados por entidades públicas a comunidades organizadas para la prestación del servicio deberán recibir un tratamiento tarifario diferenciado que asegure beneficio colectivo y materialice la solidaridad social (artículos 1°, 2° y 367 CP).

Conclusión técnica y jurídica

La inclusión de un criterio tarifario que limita la doble remuneración de activos asegura que la regulación responda simultáneamente a la sostenibilidad del sector, la protección del usuario y el mandato constitucional de eficiencia y solidaridad. Técnicamente, se establece un parámetro objetivo que promueve la eficiencia económica, evita rentas indebidas y optimiza la asignación de recursos.

Jurídicamente, la medida se ajusta al marco constitucional y legal vigente, armonizando los principios de suficiencia financiera, redistribución de ingresos, participación ciudadana y función social de la inversión, consolidando así una regulación tarifaria equilibrada, transparente y orientada al interés general.

7.2. Propuesta de modificación.

La Ley 143 de 1994, norma fundamental en materia de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en Colombia, requiere una actualización que permita responder a los desafíos de la transición energética, los cambios tecnológicos y la necesidad de un marco tarifario más equitativo y sostenible. En particular, resulta clave adecuar los criterios de remuneración de la infraestructura, viabilizar lineamientos regulatorios que promuevan tecnologías limpias, y rediseñar los mecanismos que garanticen una redistribución justa del ingreso en el sistema eléctrico.

En este contexto, la incorporación del artículo permitiría enfrentar los retos actuales y futuros del sector eléctrico colombiano. Este nuevo artículo se justifica a partir de factores como: (i) la transformación tecnológica (especialmente con la masificación de energías renovables y esquemas de generación distribuida), (ii) la necesidad de sostenibilidad fiscal del régimen de subsidios, (iii) las brechas persistentes en el acceso al servicio, y (iv) el dilema regulatorio en torno a la remuneración de activos que, si bien ya depreciados, siguen siendo operativos y esenciales.

En esencia, el artículo tiene como propósito fortalecer el principio de solidaridad en el régimen tarifario, permitir la implementación de cargos solidarios y tratamientos diferenciales, optimizar la remuneración de activos con vida útil cumplida, exigir evaluaciones de costos eficientes en mercados

no regulados, establecer ajustes tarifarios frente a pérdidas no eficientes y crear mecanismos centralizados para la contratación de energía a largo plazo. Todo ello en pro de una mayor equidad, eficiencia y estabilidad en la prestación del servicio público de electricidad.

De esta manera, si bien la Ley 143 de 1994 ha servido como base normativa durante más de dos décadas, el entorno energético actual –marcado por la transición energética, la digitalización y la descentralización del servicio– exige una evolución normativa. El artículo propuesto se apoyó en impulsores concretos de cambio que hacen urgente y justificado el fortalecimiento del régimen tarifario mediante una habilitación legislativa específica.

Los avances tecnológicos y los modelos de descentralización han generado una brecha frente al diseño tradicional del servicio eléctrico. La emergencia de fuentes no convencionales de energía (FNCER) y la autogeneración a pequeña escala ha generado “cuellos de botella” regulatorios, ante un marco legal que fue diseñado para un modelo vertical y centralizado. Esta situación exige una norma que otorgue flexibilidad a las autoridades regulatorias para integrar las innovaciones y cerrar la brecha entre lo técnico y lo normativo.

En ese mismo sentido, el impulso a figuras como las Comunidades Energéticas responde al mandato de democratizar el acceso a la energía, empoderando a los usuarios y dándoles un rol activo en la generación y gestión del servicio. Sin un marco legal que reconozca estas figuras, será difícil integrarlas formalmente en el sistema eléctrico.

Por otro lado, la sostenibilidad del Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos (FSSRI) depende de habilitaciones normativas que permitan incorporar tecnologías de autogeneración para estratos vulnerables como mecanismos de ahorro fiscal y mejora de la eficiencia del subsidio. Estas transformaciones también permiten reducir el impacto sobre el Presupuesto General de la Nación, objetivo de la política pública.

La desigualdad territorial en la prestación del servicio –especialmente en zonas rurales y no interconectadas–, sumada al rezago regulatorio en la remuneración de activos ya amortizados, exige nuevas herramientas legales que habiliten la actualización tarifaria en línea con criterios de proporcionalidad, eficiencia y justicia tarifaria.

En suma, el nuevo artículo en el marco de la Ley 143 de 1994 dotaría al sector de una arquitectura jurídica actualizada, que reconoce los retos técnicos, financieros y sociales del presente y el futuro eléctrico del país, sin desbordar los límites de competencia del legislador ni de las autoridades regulatorias.

7.3. Fundamentos de la Propuesta: Cargos Solidarios y Tratamiento Tarifario Diferencial

El Principio de Solidaridad y Redistribución del Ingreso en la Ley 142 de 1994

El principio de solidaridad y redistribución del ingreso es un pilar fundamental del régimen de servicios públicos domiciliarios en Colombia, con profundas raíces constitucionales y legales. Este principio no solo busca garantizar el acceso a los servicios, sino también asegurar la equidad y el mejoramiento de la calidad de vida de todos los ciudadanos.

La Constitución Política de Colombia establece en su artículo 365 que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es deber de este asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes. La Ley 142 de 1994 desarrolla estos mandatos al establecer, en su artículo 2°, numeral 2.9, la obligación de fijar un régimen tarifario proporcional para los sectores de bajos ingresos, en consonancia con los preceptos de equidad y solidaridad. Un mecanismo explícito para lograrlo es la disposición de subsidios a los usuarios de menores ingresos, los cuales pueden ser financiados con cargo al presupuesto municipal o a través de los Fondos de Solidaridad y Redistribución de Ingresos (FSSRI). La ley incluso permite que la Nación o las entidades territoriales contribuyan con al menos el 50% del valor de estos subsidios si los fondos son insuficientes.

La Ley 143 de 1994, específica para el sector eléctrico, refuerza este compromiso al establecer la responsabilidad del Estado de lograr la cobertura del servicio de electricidad para los estratos I, II y III, así como para los usuarios rurales de bajos ingresos, asegurando los recursos necesarios para sus necesidades básicas de electricidad. El principio de solidaridad en esta ley implica que, al diseñar el régimen tarifario, se deben incluir factores para que los sectores de consumo de mayores ingresos contribuyan a que las personas de menores ingresos puedan pagar las tarifas correspondientes a sus necesidades básicas.

La Necesidad de Cargos Solidarios y Tratamiento Tarifario Diferencial

La dinámica actual de los servicios públicos en Colombia, marcada por la búsqueda de mayor equidad y la integración de nuevas tecnologías, resalta la necesidad de mecanismos tarifarios que permitan la financiación de objetivos sociales y la correcta asignación de los costos.

La presión sobre las tarifas de servicios públicos es una realidad palpable. Las tarifas eléctricas residenciales, por ejemplo, han mostrado un incremento promedio anual del **15.3% entre 2021 y 2024**, el mayor aumento en 23 años, según un informe de Corficolombiana.²⁸ Para mayo de 2025, el costo unitario (CU) promedio nacional de la energía eléctrica se sitúa en **\$868 /kWh**, con tarifas para el estrato 1 que pueden alcanzar los **\$520 /kWh** aproximadamente, mientras que en el Caribe se

²⁸ <https://investigaciones.corfi.com/documents/38211/0/30-09-2024.-Perspectiva-sectorial-tarifas-de-energia.pdf/97d0c2ee-11ad-f528-537e-cf837d5792f7>

ubicó el promedio del costo unitario en 905 \$/kWh y para el estrato 1 en 543 \$/kWh, como se muestra en la Tabla 18. Esta situación subraya la urgencia de mecanismos que alivien la carga económica de los usuarios vulnerables.

Tabla 18. Comportamiento tarifa promedio ponderado nacional y promedio caribe octubre 2024 – mayo 2025.

	oct-24	nov-24	dic-24	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25
Prom_Pond_Reg_Caribe	934	978	953	965	974	934	926	905
Prom_Pond_Nacional	899	928	924	928	930	926	897	868
Prom_Pond_Bolsa_Nacional	1,561	1,050	760	533	438	236	145	128

Fuente. Elaboración propia con base en información de los agentes.

En este contexto, programas que fomentan la autogeneración y el acceso a servicios para estratos vulnerables, como el Programa Colombia Solar, buscan establecer la energía solar como una alternativa al subsidio tradicional de consumo de electricidad para los estratos socioeconómicos 1, 2 y 3.²⁹ Estos programas no solo buscan generar ahorros significativos para los hogares más vulnerables, sino también mejorar la sostenibilidad fiscal del Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos (FSSRI-SIN) al reducir la necesidad de subsidios a lo largo del tiempo y aliviar la presión sobre el Presupuesto General de la Nación (PGN).

De manera similar, las Comunidades Energéticas representan un modelo innovador que busca democratizar la producción y el consumo de energía, permitiendo a grupos de usuarios generar, comercializar y/o usar energía de manera eficiente, a menudo mediante fuentes renovables.³⁰ El interés en este modelo es considerable, con un objetivo de **20,000 comunidades energéticas para 2026**³¹, y actualmente, 300 comunidades ya están construidas y operando, con mil más en construcción³². La inversión pública en servicios públicos es sustancial y creciente.

En este escenario, el **artículo nuevo 100B** permitiría el cobro de cargos que estén orientados al cumplimiento de fines solidarios y redistributivos en todos los servicios públicos de energía eléctrica y gas. Esta disposición es fundamental para asegurar la financiación sostenible de programas que promuevan la autogeneración, el acceso universal y la eficiencia energética en comunidades vulnerables, así como otras iniciativas de acceso universal. De este modo, se extiende la aplicación del principio de solidaridad ya consagrado en la Ley 142 de 1994, asegurando que la estructura tarifaria pueda adaptarse para

apoyar iniciativas que benefician directamente a los usuarios y al sistema en su conjunto.

De igual forma, el **artículo nuevo 100B** es indispensable para establecer un cálculo diferencial en la tarifa cuando los aportes o bienes entregados por entidades públicas a comunidades organizadas (como en el caso de las Comunidades Energéticas) convergen con la prestación del servicio. Esto es relevante para evitar la doble remuneración de activos ya financiados con fondos públicos, un principio ya establecido en el artículo 87.9 de la Ley 142 de 1994, garantizando que el beneficio de la inversión estatal se traduzca directamente en tarifas más justas para los usuarios. Sin esta disposición, se desincentivaría la inversión pública en estos modelos innovadores o se generaría una carga injustificada para los usuarios, socavando los objetivos de equidad y sostenibilidad.

7.4. Comparativo de Metodologías de Remuneración de Activos con Vida Útil Cumplida

Problemática de la remuneración de activos depreciados pero operativos en servicios públicos

La remuneración de activos que han cumplido su vida útil contable o regulatoria, pero que permanecen plenamente funcionales y son esenciales para la prestación de los servicios públicos, constituye una problemática compleja y persistente en el sector. Esta situación genera un dilema regulatorio que impacta directamente en la estabilidad tarifaria, los incentivos a la inversión y el mantenimiento de la infraestructura.

El problema central radica en que los activos de infraestructura, especialmente en sectores con activos de larga vida útil como la energía, el gas, el acueducto y el saneamiento, a menudo continúan operando de manera eficiente y confiable mucho después de que su inversión inicial haya sido completamente recuperada a través de los mecanismos de depreciación contable o los periodos de remuneración regulatoria. Por ejemplo, un gasoducto puede tener una vida útil normativa de **20 años**³³ para efectos de remuneración, pero su vida útil real puede extenderse a **50 años**. Esta diferencia puede generar una **diferencia del 14% en los pagos** si se remunera a 20 años en lugar de 50 años para una inversión de \$1 millón con una tasa de descuento del 10.94%.

El impacto en las tarifas es significativo. Si estos activos dejan de ser remunerados por completo, las tarifas podrían reducirse, lo que beneficiaría a los usuarios. Sin embargo, esta medida eliminaría el incentivo financiero para que los operadores mantengan adecuadamente estos activos, lo que podría comprometer la calidad, la confiabilidad y la seguridad del servicio a largo plazo. Por el contrario, si se continúa remunerándolos a su “Valor Nuevo de Reemplazo” (VNR) una vez que su costo de capital ya ha sido recuperado, se incurriría en una “sobre

²⁹ https://www.minenergia.gov.co/documentos/13280/2025-02-28_Decreto_Colombia_Solar.pdf
³⁰ https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/decreto_2236_2023.htm
³¹ <https://www.sei.org/wp-content/uploads/2025/05/renewable-energy-auctions-colombia-sei2025-027.pdf>
³² <https://www.phenomenalworld.org/interviews/closing-the-extractive-frontier/>

³³ https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/originales/Resoluci%C3%B3n_CREG_102_008_2024/

remuneración” o “doble remuneración” desde la perspectiva del usuario.³⁴

Este dilema regulatorio obliga a las comisiones a equilibrar la suficiencia financiera de los operadores (garantizando la recuperación de costos eficientes y una rentabilidad razonable) con la eficiencia económica para los usuarios (evitando pagos excesivos) y la provisión de incentivos adecuados para la inversión continua, el mantenimiento y la modernización de la infraestructura.

Evolución de las Metodologías de Remuneración de Activos

La regulación colombiana ha evolucionado en la forma de remunerar los activos de los servicios públicos, buscando un equilibrio entre la atracción de inversión y la protección del usuario.

1. Metodología del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)

El **Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)** fue un enfoque central en las primeras etapas de la regulación. Se basa en estimar el costo de reemplazar un activo existente con uno equivalente, valorado a precios de mercado eficientes, remunerando los activos como si fueran nuevos, sin considerar su antigüedad o estado de depreciación. El objetivo principal del VNR era proporcionar fuertes incentivos para la inversión en nueva infraestructura.³⁵

La **Resolución número CREG 097 de 2008** adoptó el VNR para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional (STR) y Distribución Local (SDL) de energía eléctrica. La remuneración de los activos existentes se basó explícitamente en su Valor de Reposición a Nuevo, permitiendo al operador recibir ingresos de acuerdo con el valor de reemplazo del activo, sin importar su estado real o antigüedad.

Complementariamente, la **Resolución número CREG 011 de 2009** aplicó el VNR para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional (STN). Esta resolución también adoptó una “metodología de ingreso regulado” (Revenue Cap) para el STN, remunerando los equipos instalados y los gastos asociados a la Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) de los activos.

La **Resolución número CREG 015 de 2018** marcó un cambio paradigmático en la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Se apartó del VNR puro de la CREG 097 de 2008 y adoptó un modelo de “Activo Neto” o DORC, donde la remuneración de la inversión tiene en cuenta la depreciación y la vida útil remanente de los activos. Una innovación relevante de la CREG 015 es la posibilidad de una remuneración adicional para activos que, habiendo cumplido su vida útil y

recuperado su capital, continúan prestando servicio dentro del alcance de un sistema de gestión de activos. Esta remuneración adicional puede otorgarse por un periodo de hasta cinco años, siempre que la operación de estos activos no afecte la seguridad, confiabilidad y calidad del servicio.

Los **motivos de estos cambios** reflejan una evolución regulatoria impulsada por la búsqueda de una mayor eficiencia económica y una distribución más equitativa de los costos: evitar la sobre remuneración de capital ya recuperado, incentivar la eficiencia en la gestión de activos y el mantenimiento oportuno, y mejorar la calidad del servicio.

2. La Necesidad de un Principio General para la Remuneración de Activos con Vida Útil Cumplida

La evolución de las metodologías de remuneración de activos en Colombia, desde el VNR hasta el DORC y el concepto de “costo de oportunidad”, demuestra una constante adaptación regulatoria para abordar el dilema de los activos funcionales pero depreciados. Sin embargo, estas soluciones han sido, en gran medida, sectoriales.

Ejemplos concretos de activos y su remuneración:

- **Energía Eléctrica:**

- **Activos:** Redes de distribución (líneas de media y baja tensión, transformadores, subestaciones).³⁶ Su vida útil estimada es de **30 a 40 años**.

- **Remuneración con vida útil cumplida (Resolución número CREG 015 de 2018):** Una línea de distribución de 34.5 kV, totalmente depreciada tras 40 años, puede recibir una **remuneración adicional por hasta cinco (5) años** si sigue siendo funcional y cumple estándares de calidad, incentivando su mantenimiento.

- **Gas Combustible:**

- **Activos:** Gasoductos (transporte y distribución), estaciones reguladoras, estaciones de compresión. Un gasoducto puede tener una vida útil normativa de **20 años**, pero su vida útil real puede extenderse a **50 años**.³⁷

- **Remuneración con vida útil cumplida (Resolución número CREG 102 008 de 2024):** Para un gasoducto que ha cumplido su vida útil normativa, pero sigue operativo, la resolución introduce un “**costo de oportunidad**” equivalente a la rentabilidad del capital, incorporado en los cargos fijos. Esto evita la doble remuneración de la inversión inicial, mientras se reconoce el valor del servicio continuo. Por ejemplo, para una inversión de \$1 millón, la diferencia en pagos entre una remuneración a 20 años y a 50 años es del **14%**.

La persistencia de activos funcionales más allá de su vida útil regulatoria, como gasoductos con una

³⁴ [https://www.consejodeestado.gov.co/documentos/boletines/PDF/25000-23-27-000-2004-01777-01\(16379\).pdf](https://www.consejodeestado.gov.co/documentos/boletines/PDF/25000-23-27-000-2004-01777-01(16379).pdf)

³⁵ Circular CREG 036 de 2014.

³⁶ Resoluciones CREG 015 de 2018, 011 de 2009 y Circular 159 de 2025.

³⁷ Resolución número CREG 175 de 2021.

vida real de 50 años frente a una normativa de 20 años, y la evolución de las metodologías de remuneración, demuestran la necesidad de una directriz legal clara que abarque **a los servicios públicos de energía eléctrica y gas**. Si bien la Resolución número CREG 015 de 2018 ya prevé la depreciación en la remuneración para la distribución de energía y permite una remuneración adicional limitada para activos con vida útil cumplida, esta es una solución específica para un sector. La problemática de la remuneración o la falta de incentivos para el mantenimiento de activos totalmente depreciados pero operativos es transversal a todos los servicios públicos.

Es así como el **artículo nuevo 100B** permitiría establecer que, cuando un activo cumpla su vida útil regulada y haya sido remunerado en su totalidad, solo se podrá reconocer su costo de operación, administración y mantenimiento si se garantiza eficiencia, continuidad, cobertura y calidad. Esto resolvería el dilema de la remuneración y se incentivaría el mantenimiento y la eficiencia **en los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas**. Esta disposición proporcionaría a la CREG el mandato explícito para desarrollar regulaciones que eviten la doble remuneración y aseguren la sostenibilidad de la infraestructura, sin comprometer la calidad del servicio, lo cual es un paso fundamental para la eficiencia y equidad tarifaria general.

Porsuparte, el artículo nuevo 100B hace referencia a la necesidad de establecer cobros diferenciales en la tarifa a los usuarios beneficiados derivados de los beneficios de los aportes o bienes entregados por entidades públicas a las comunidades organizadas para su implementación y funcionamiento. El cobro diferenciado hace referencia a los aportes o bienes entregados por el Estado en programas como “Comunidades Energéticas” u otros similares, en los que los aportes o bienes benefician a comunidades pobres o vulnerables con el fin no solo de garantizar el acceso de esas comunidades a bienes y servicios, sino a disminuir las tarifas que pagaban las comunidades por esos servicios antes de la intervención del Estado. Igualmente, se entiende que, dado que los bienes o servicios entregados por el Estado serán operados por la propia comunidad, operación que no obedece a fines de lucro empresarial, las tarifas cobradas por estos bienes o servicios deberán tener reglas diferenciales para su remuneración.

7.5. Evaluación de Costos para Actividades con Régimen de Libertad Vigilada o Libre Competencia

Este numeral establece que las actividades de los servicios públicos domiciliarios que operen bajo un régimen de libertad vigilada, libre competencia o que no tengan una tarifa regulada, serán objeto de una **evaluación de costos por parte de la CREG**. Esta evaluación se realizará con la misma periodicidad de la vigencia de la fórmula tarifaria y buscará comparar los costos necesarios para prestar el servicio con el precio pagado, con el fin de

recomendar la continuidad o no de la no regulación de tarifas.

La finalidad de esta medida es **garantizar la transparencia y la razonabilidad de los precios** en aquellos segmentos del mercado donde no existe una regulación tarifaria directa. Aunque la libertad vigilada o la libre competencia buscan que el mercado defina los precios más eficientes, es fundamental que la CREG cuente con herramientas para monitorear el comportamiento de los costos y precios. Esta evaluación periódica permitirá identificar posibles distorsiones, prácticas anticompetitivas o ineficiencias que puedan afectar a los usuarios o la sostenibilidad del servicio.³⁸

La necesidad de esta evaluación se hace evidente ante la dificultad para proteger a los usuarios frente a aumentos desmedidos de tarifas, lo que evidencia la necesidad de mecanismos regulatorios más oportunos. Las fallas de mercado, como la asimetría de información (donde la empresa conoce mejor sus costos que el regulador) o el control limitado sobre los costos de producción de las empresas, pueden llevar a incrementos inesperados en las tarifas, incluso bajo un modelo tarifario regulado.

De este modo, el **artículo nuevo 100B** permitiría exigir una evaluación de costos por parte de la CREG, con la misma periodicidad de la vigencia de la fórmula tarifaria. Esto dotaría al regulador de una herramienta explícita y sistemática para monitorear la eficiencia de los precios en mercados no regulados directamente. Así, se podrían identificar y corregir distorsiones, asegurando que los precios pagados por los usuarios reflejen los costos eficientes de prestación del servicio, y que la no regulación de tarifas se mantenga solo si el mercado funciona de manera óptima, garantizando la protección del consumidor.

7.6. Ajustes Tarifarios para Pérdidas No Eficientes

Este numeral establece que CREG realizará los ajustes necesarios en las fórmulas tarifarias para que las **pérdidas reconocidas, diferenciadas por tipo de pérdida, no sean trasladadas al usuario, salvo aquellas que se deriven de una operación eficiente**.

La justificación principal de esta disposición es **proteger al usuario de ineficiencias operativas de los prestadores de servicios públicos**. Las pérdidas en los sistemas de servicios públicos se clasifican en técnicas y no técnicas. Las **pérdidas técnicas** ocurren naturalmente debido a la disipación de energía en los componentes del sistema (líneas, transformadores). Las **pérdidas no técnicas** son causadas por acciones externas al sistema, como el hurto de energía, conexiones ilegales, errores de medición o facturación, y la falta de pago.

³⁸ <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Superservicios-publicos-domiciliarios-en-Colombia-memoria-retos-y-vision.pdf>

En Colombia, las pérdidas de electricidad son significativas. Las pérdidas totales de electricidad se acercan al **16.6%**³⁹, lo que representa un costo anual para las empresas de energía de alrededor de **COP 115 mil millones (USD 29 millones)**. La empresa Codensa (actualmente ENEL), por ejemplo, invirtió cerca de **USD 300 millones desde 1997** para reducir su tasa de pérdidas (principalmente por hurto) del **28% al 7%**.

Para el gas combustible, la Resolución número CREG 145 de 2016 establece que el porcentaje real de pérdidas del sistema se trasladará al usuario hasta un máximo que varía entre el **2.7% y el 3.7%**. Es importante señalar que este porcentaje se refiere al máximo reconocido para traslado a la tarifa, no necesariamente a las pérdidas reales.

De este modo, el **artículo nuevo 100B** permitiría que las pérdidas reconocidas, diferenciadas por tipo de pérdida, no sean trasladadas al usuario, salvo aquellas que se deriven de una operación eficiente. La magnitud de las pérdidas no eficientes en los servicios públicos y su impacto en las tarifas, que a menudo trasladan estos costos ineficientes a los usuarios, hacen que este numeral sea necesario. La experiencia de como ENEL o EPM, que redujeron sus pérdidas hasta vecindades del 7% con una inversión significativa, demuestra que la eficiencia es alcanzable. Al establecer esta limitación, se crea un incentivo directo y robusto para que los prestadores inviertan en la reducción de pérdidas y mejoren su gestión operativa. Esto protege al usuario de pagar por ineficiencias y fomenta la inversión en infraestructura y tecnología para optimizar el servicio, lo cual es fundamental para la eficiencia económica y la equidad tarifaria.

7.7. Mecanismos Centralizados de Comercialización de Contratos de Largo Plazo (CREG)

Este numeral otorga a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) la facultad de crear mecanismos centralizados de comercialización de contratos de largo plazo para la atención de la demanda regulada.

La finalidad de esta medida es fortalecer la seguridad energética del país y reducir la volatilidad de los precios de la energía para los usuarios regulados. Los contratos de largo plazo, especialmente para la compra de energía, ofrecen estabilidad y previsibilidad tanto para los generadores como para los comercializadores, y en última instancia, para los usuarios.⁴⁰

Actualmente, la mayor parte de la electricidad en Colombia (85%) ya se comercializa mediante contratos con duraciones de 1 a 2 años o más en el mercado bilateral. Sin embargo, el mercado de contratos existente presenta altos costos de transacción, contratos no estandarizados y una

formación de precios deficiente, lo que a menudo resulta en precios más altos para los clientes regulados en comparación con los no regulados.

La creación de mecanismos centralizados, si bien hoy se han implementado estrategias como subastas o el SICEP, facilita la negociación de estos contratos, promueve la competencia entre los oferentes de energía y garantiza que la demanda regulada (es decir, la demanda de los usuarios residenciales y pequeñas empresas) pueda acceder a precios más estables y competitivos a largo plazo. Esto es crucial en un mercado energético que puede estar sujeto a fluctuaciones de precios debido a factores climáticos, disponibilidad de recursos o eventos externos. Al fomentar la contratación a largo plazo, se reduce la exposición a la volatilidad de los precios spot y se brinda una mayor certidumbre a la cadena de valor de la energía, beneficiando directamente a los usuarios finales.

Así, el **artículo nuevo 100B** permitiría a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) crear mecanismos centralizados de comercialización de contratos de largo plazo para la atención de la demanda regulada. La volatilidad de los precios de la energía, evidenciada por diferencias de hasta **22% entre mercados regulados y no regulados**⁴¹, y la necesidad de asegurar la seguridad energética y la financiación de la transición hacia una matriz más limpia (con un objetivo de **6 GW de renovables**). La actual dependencia más del 60% de la generación hidroeléctrica expone al sistema a riesgos climáticos (ej. Fenómeno de El Niño). Al facultar a la CREG para crear estas plataformas centralizadas, se le otorga la herramienta legal para estabilizar los precios para la demanda regulada, reducir la exposición al mercado spot y proporcionar la certidumbre necesaria para las inversiones en nuevas fuentes de generación, especialmente renovables. Esto no solo protege a los usuarios de la volatilidad, sino que también impulsa la diversificación de la matriz energética, contribuyendo a la seguridad y sostenibilidad del suministro.

7.8. Fundamento constitucional de la medida.

La Constitución Política de Colombia establece un marco normativo robusto que permite al legislador desarrollar criterios especiales en la regulación de tarifas de servicios públicos domiciliarios, en cumplimiento del principio de función social del Estado y de los servicios públicos (artículo 365 CP), así como de los principios de solidaridad (artículos 1º y 95 CP), eficiencia económica (artículo 334 CP) y sostenibilidad fiscal (artículo 339).

Por su parte, el artículo 367 de la Constitución define las competencias y responsabilidades relativas a la prestación de los servicios públicos domiciliarios, su cobertura, calidad y financiación, y el régimen tarifario que tendrá en cuenta, además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos.

³⁹ Foco_4_Cierre_de_brechas_mejora_de_la_calidad_y_diseño_y_formulacion_eficient_JTF0ADK.pdf

⁴⁰ <https://creg.gov.co/loader.php?lServicio=Tools2&lTipo=descargas&lFuncion=descargar&idFile=2067>

⁴¹ <https://creg.gov.co/loader.php?lServicio=Tools2&lTipo=descargas&lFuncion=descargar&idFile=2067>

En este contexto, la Ley 143 de 1994 ha sido el instrumento legal a través del cual se han desarrollado los regímenes tarifarios y las actividades del sector energético, orientados por principios como la eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad (artículo 6). No obstante, la evolución del sistema, los desafíos de sostenibilidad y la necesidad de focalización de los beneficios exigen que el legislador introduzca criterios especiales y actualizados, compatibles con los principios constitucionales y con la jurisprudencia de la Corte Constitucional. La Sentencia C-150 de 2003 señaló que:

“El régimen de tarifas de servicios públicos debe reflejar no solo la estructura de costos, sino también los principios de equidad y solidaridad. (...) Corresponde al legislador y a las autoridades competentes definir las condiciones bajo las cuales pueden aplicarse criterios tarifarios diferenciados y reglas específicas que permitan asegurar el acceso universal y sostenible al servicio.”

En igual sentido, la Sentencia C-389 de 2016 avaló que:

“El legislador goza de un margen de configuración normativa para establecer parámetros de eficiencia, calidad, continuidad y cobertura en los servicios públicos, en la medida en que estos tengan una finalidad legítima y guarden una razonabilidad con el modelo de intervención económica del Estado.”

Desde esta perspectiva, las disposiciones propuestas en el nuevo artículo 100B se inscriben en el marco de la competencia del legislador para desarrollar criterios tarifarios especiales, como los relacionados con:

- a. La exclusión de la doble remuneración de activos que ya hayan cumplido su vida útil regulada (como una medida de equidad y eficiencia).
- b. El tratamiento diferencial a comunidades organizadas que operan con aportes de entidades públicas (como expresión del principio de equidad y justicia territorial).
- c. La evaluación de costos en actividades de libertad tarifaria, para prevenir abusos de posición dominante y corregir asimetrías en contextos donde no hay regulación directa.

La diferenciación en el reconocimiento de pérdidas, garantizando que solo aquellas atribuibles a una operación eficiente puedan trasladarse al usuario, como ya ha señalado la Corte en la Sentencia C-389 de 2002, al sostener que: *“No puede trasladarse al usuario el costo de ineficiencias estructurales o prácticas comerciales inadecuadas de los operadores. Las fórmulas tarifarias deben preservar el interés general y garantizar el acceso efectivo al servicio.”*

Adicionalmente, el proyecto incorpora la posibilidad de que la CREG diseñe mecanismos centralizados de contratación de energía, lo cual refuerza la estabilidad del servicio y reduce riesgos de concentración de mercado, conforme al principio

de intervención del Estado en la economía (artículo 334 CP), tal como lo ha reconocido la Sentencia C-389 de 2016: *“La intervención del Estado en la economía es legítima cuando busca corregir fallas de mercado, proteger a los consumidores y garantizar condiciones de competencia en sectores estratégicos.”*

La inclusión de estos criterios responde a la necesidad de adaptar el marco regulatorio a los retos actuales de sostenibilidad financiera, focalización de beneficios y eficiencia operativa, sin desnaturalizar el régimen tarifario vigente. En suma, el artículo nuevo 100B no altera los principios fundantes del régimen tarifario, sino que los desarrolla de forma razonable, proporcionada y técnica, atendiendo a los nuevos retos de equidad, sostenibilidad, cobertura y justicia tarifaria. La medida, por tanto, respeta plenamente el marco constitucional y responde a una necesidad estructural del sistema.

8. Adición de un artículo nuevo a la Ley 143 sobre vigencia de las fórmulas tarifarias de energía y gas.

Modificación de los actuales criterios estáticos en los regímenes tarifarios de energía y gas

8.1. Marco normativo del régimen tarifario.

El régimen tarifario del servicio público de energía eléctrica, conforme a la Ley 143 de 1994, ha sido un instrumento fundamental para garantizar la prestación eficiente, continua y universal de este servicio. No obstante, los cambios tecnológicos, económicos y sociales de las últimas décadas han evidenciado la necesidad de dotar al sistema de mecanismos de ajuste dinámico que respondan con mayor agilidad a circunstancias sobrevinientes que alteran el equilibrio entre prestadores y usuarios.

En ese sentido, la propuesta de incluir un nuevo artículo dentro del marco de la Ley 143 de 1994 busca establecer una cláusula normativa expresa que permita revisar las fórmulas tarifarias ante eventos significativos que afecten el costo real del servicio o generen cargas inequitativas. Esta revisión no se limita al interés de los prestadores, sino que reconoce también a los usuarios como sujetos legitimados para solicitar dicha revisión cuando se vean afectados por distorsiones tarifarias.

La nueva disposición se estructura sobre los siguientes pilares:

- a) Legitimación amplia: habilita tanto a prestadores como a usuarios a solicitar la revisión tarifaria cuando existan hechos nuevos o sobrevinientes que alteren sustancialmente las condiciones económicas de los servicios.
- b) Criterios objetivos de revisión: incorpora elementos como la variación macroeconómica sostenida, fallas regulatorias no previstas, o condicionadas sociales que generen impactos desproporcionados.
- c) Término perentorio de decisión: impone a la comisión de regulación competente un plazo para

resolver la solicitud, fortaleciendo los principios de eficiencia, oportunidad y transparencia.

Esta propuesta normativa encuentra respaldo constitucional en los artículos 365 y 367 de la Constitución Política, que exigen al Estado garantizar la eficiencia, continuidad y universalidad en la prestación de los servicios públicos, y facultan al legislador para establecer regímenes tarifarios bajo criterios de equidad y sostenibilidad. Asimismo, se sustenta en los principios de solidaridad y justicia distributiva, que –según la jurisprudencia reiterada de la Corte Constitucional (Sentencias C-150 de 2003, C-389 de 2016, C-1123 de 2008, entre otras)– legitiman medidas correctivas para proteger a los usuarios más vulnerables.

En efecto, la Corte ha señalado que los esquemas tarifarios no son estáticos, y deben ser ajustados cuando los supuestos que los originaron ya no se mantienen, especialmente si se genera un sacrificio desproporcionado para ciertos usuarios. Bajo este enfoque, la norma proyectada permite a la comisión reguladora responder de forma ágil, técnica y equitativa ante fenómenos como crisis macroeconómicas, cambios estructurales en la demanda, o disfunciones en las metodologías de cálculo.

Con esta herramienta legal, el legislador refuerza la capacidad institucional del Estado para garantizar la equidad tarifaria, preservar la suficiencia financiera del sistema y promover la transición energética justa, sin comprometer la estabilidad regulatoria. Se trata de un avance normativo que dota al régimen de una válvula de ajuste regulado ante nuevas realidades económicas y sociales.

8.2. Vigencia fórmula tarifaria

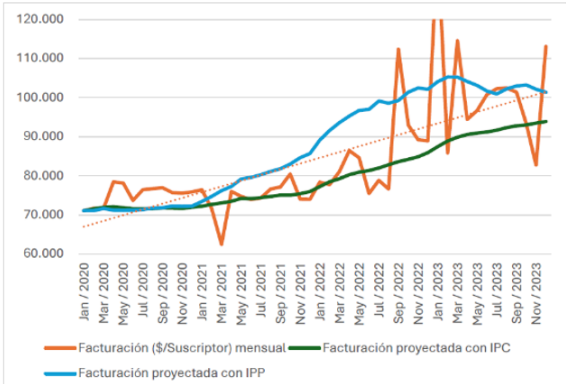
Actualmente el artículo 126 de la Ley 142 de 1994 reconoce la posibilidad de modificar las fórmulas tarifarias vigentes, bajo tres escenarios: cuando se lesionan injustamente los intereses de los usuarios o las empresas, cuando haya un caso fortuito o fuerza mayor que comprometa financieramente a las empresas o cuando existan graves errores en su cálculo.

La redacción actual del artículo 126 de la Ley 142 de 1994 establece causales de revisión anticipada de las fórmulas tarifarias que, si bien aparentemente abordan el evento de lesión injusta a los intereses de los usuarios, en la práctica privilegian la protección del equilibrio financiero de las empresas, sin brindar mecanismos equivalentes para que los usuarios puedan activar dicha revisión ante afectaciones graves o sobrecostos injustificados. Esta asimetría normativa desconoce principios constitucionales como la igualdad, la participación ciudadana y la proyección especial de los sectores más vulnerables. Adicionalmente, el requisito que la lesión sea “injusta” introduce un estándar subjetivo que, en ausencia de una definición legal clara, puede generar discrecionalidad y obstaculizar la garantía efectiva de los derechos de los usuarios del servicio.

Como consecuencia, por ejemplo, la fórmula actual ha motivado cambios a la tarifa de distribución y transporte de gas natural. Dichos cambios han sido impulsados por empresas del sector, no por los usuarios, y han sido en su beneficio, no en el beneficio de los usuarios. Los usuarios nunca han podido aprovechar esta posibilidad para corregir desigualdades en su contra.

Por ejemplo, en el transcurso de 2020-2023 se dio una situación altamente lesiva a los usuarios, donde el pago por el servicio de energía se disparó en casi un 60%. Esto a pesar de que el IPC aumentó tan solo un 32%, y el IPP solo un 42%. Parte del problema hubiera sido solucionado limitando a la indexación de las tarifas al IPC; sin embargo, no se tenía un marco jurídico suficiente que dejara clara la posibilidad de revisar una situación claramente lesiva a los usuarios. Así se ve esa información gráficamente:

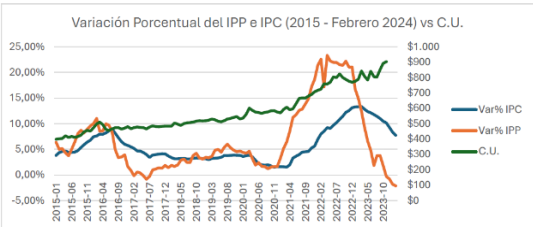
Gráfica 13. Facturación mensual promedio de usuarios residenciales después de subsidio (\$/mes).



Fuente: Sistema Único de Información de la Superintendencia de Servicios Públicos⁴², IPP e IPC elaboración propia.

Como se puede ver en la Gráfica 13 al realizar la comparación entre las variables de IPP, IPC y el valor del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica, se encuentra una correlación respecto a las alzas en el precio del CU presente en los meses donde se tiene una mayor variación al alza de los indicadores:

Gráfica 14. Variación porcentual del IPP e IPC (2015 - febrero 2024) vs C.U.



Fuente: construcción DNP a partir del SUI y datos Dane.

42 Información de facturación cargada por los comercializadores de energía. - Datos para usuarios residenciales – Datos tomados del visualizador de reportes O3, en el cubo comercial de energía eléctrica el 5 de marzo de 2024.

8.3. Propuesta de modificación

Es por esto por lo que se introducen las siguientes disposiciones a la Ley 143 de 1994:

- Se incluye la posibilidad de que se reconozcan circunstancias de caso fortuito o fuerza mayor que pueden alterar el equilibrio económico de la prestación del servicio en contra del usuario. De esta manera no solo la empresa va a contar con esta posibilidad.
- Se da la posibilidad de revisar cualquier lesión masiva a los usuarios para determinar si esta es injusta, y si justifica un cambio al régimen tarifario actual.
- Se presenta la posibilidad de revisar las fórmulas y metodologías tarifarias cuando exista una afectación a los fines del Estado.
- Se presenta la posibilidad de revisar las fórmulas y metodologías tarifarias cuando se presente un cambio significativo en los parámetros macroeconómicos de las fórmulas tarifarias.

Con estos cambios, se da la posibilidad futura para en casos donde la regulación no previó una posible lesión a los intereses de los usuarios, o una fuerza mayor o caso fortuito que altere el equilibrio económico en la prestación del servicio, se pueda fácilmente revisar la tarifa para corregir estos desequilibrios. Se busca que se preserve el interés del usuario, bajo el marco regulatorio que permita garantizar la prestación continua y eficiente del servicio.

Es pertinente acudir a la legislación vigente, a la jurisprudencia y a la doctrina, así como al derecho comparado para entender los costos en la prestación de un servicio público, los cuales se han clasificado según aquellos que están relacionados con la prestación del mismo, como: (i) *“costos de operación y mantenimiento, cuya característica es la variabilidad que depende del volumen ofrecido”* y, (ii) *“los costos fijos que refieren a la permanencia del servicio, que no dependen de la prestación directa del servicio, y con ellos se subvencionan las inversiones en redes, equipos y edificios para poder prestar la actividad”*, según lo establecido en el artículo 87 de la Ley 142 de 1994 y en los documentos regulatorios de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

La aplicación de principios como el de suficiencia, que impide que se trasladen costos ineficientes a los usuarios, o que los prestadores remuneren inversiones que no se han realizado, el de solidaridad, que ratifica la no gratuidad de los servicios pero la realización de cobros solidarios y redistributivos basados en la verdadera capacidad de pago de los usuarios y el de integralidad tarifaria que debe orientarse a la distribución obligatoria de las productividades entre la empresa y sus usuarios son los que determinarán el futuro de nuestro régimen tarifario.

La reforma busca asegurar que las tarifas de los servicios públicos domiciliarios sean justas

y proporcionales a los costos reales de en los que incurren los prestadores de servicios públicos en cada una de sus actividades. Esto garantiza que todos los usuarios, independientemente de su capacidad económica, puedan acceder a servicios esenciales sin enfrentar cargas financieras excesivas.

Ahora bien, la inclusión de la lesión a los fines sociales del Estado, se integra en armonía con los artículos 1°, 2°, 365 y 367 de la Constitución, los cuales indican que la prestación del servicio público de energía eléctrica debe contribuir de forma directa a los fines sociales del Estado: garantizar el bienestar general, la igualdad material y la continuidad de los servicios esenciales. Cuando el diseño o la aplicación de una fórmula tarifaria genera, en la práctica, barreras de acceso, incrementos desproporcionados cimiento que comprometen la satisfacción de necesidades básicas —especialmente de los usuarios en condición de vulnerabilidad— se configura una lesión a los fines sociales del Estado. Bajo este supuesto, las comisiones de regulación y el legislador cuentan con fundamento constitucional para revisar anticipada y extraordinariamente las tarifas, corrigiendo desviaciones que pongan en riesgo la sostenibilidad del sistema o que contravengan los principios de solidaridad y redistribución. La inclusión expresa de esta causal busca blindar el marco tarifario frente a eventuales afectaciones regresivas y reforzar el deber estatal de asegurar una prestación eficiente, universal y financieramente equilibrada.

Finalmente, el proyecto también considera como una posible causal de revisión anticipada de las fórmulas tarifarias la ocurrencia de cambios significativos en los parámetros macroeconómicos. Esta causal cobra sentido cuando se contempla que en las fórmulas tarifarias o en las fórmulas de remuneración a las actividades de la cadena energética se emplean indexadores, tasas de cambio, tasas de interés, entre otros parámetros macroeconómicos, cuyas variaciones intempestivas, debidas a eventos nacionales o internacionales pueden generar incrementos súbitos en las tarifas, afectando así a usuarios regulados. Un ejemplo reciente de este tipo de fluctuaciones macroeconómicas se dio entre diciembre de 2020 y diciembre de 2022, periodo en el cual el IPP de Oferta Interna, el indexador más importante en las fórmulas tarifarias, experimentó incrementos históricamente altos, los cuales se tradujeron en una de las causas más importantes del incremento de las tarifas en todo el país, momento en el que se evidenciaron las desventajas e inconveniencias del indexador empleado por la CREG y la necesidad de realizar ajustes oportunos a las fórmulas tarifarias.

Si bien la CREG en 2024 publicó el proyecto de Resolución número 701 055 de 2024, cuyos antecedentes mencionan que durante 2022 y 2023 se realizaron mesas de trabajo con la participación del Banco de la República, el Ministerio de Minas y Energía, la CREG y el DANE para la definición de un indexador que refleje las especificidades de los sectores regulados y que aún está pendiente la

adopción de ajustes normativos definitivos sobre este particular, es necesario dejar un marco regulatorio que garantice que, en futuras coyunturas similares a las derivadas de la pandemia de Covid-19, conflictos internacionales o turbulencias macroeconómicas internas, se tengan las herramientas para proteger oportunamente a los usuarios. Cabe mencionar, que el problema con el IPP está actualmente mitigado, puesto que el indicador ha tenido un comportamiento a la baja a partir de octubre de 2023.

8.4. Fundamento constitucional de la medida

La adición del artículo nuevo 100B a la Ley 143 de 1994 encuentra respaldo en el mandato constitucional de asegurar la prestación continua, eficiente y equitativa de los servicios públicos, conforme a los principios del Estado social de derecho (artículo 1 y 365 C.P.) y la función social de estos servicios (artículo 334 C.P.).

La Corte Constitucional ha establecido que las fórmulas tarifarias deben reflejar una relación razonable entre los costos eficientes de prestación del servicio y el precio cobrado al usuario, asegurando que no se perpetúen distorsiones lesivas o inequitativas. En este sentido, la Sentencia C-150 de 2003 señaló que “los principios de solidaridad y redistribución deben ser aplicados por el legislador y las autoridades administrativas competentes al momento de diseñar el régimen tarifario”, exigiendo especial cuidado frente a impactos regresivos.

Por su parte, en la Sentencia C-093 de 2001, la Corte enfatizó que el régimen tarifario no puede convertirse en una herramienta de captura injustificada de rentas por parte de los prestadores, advirtiendo que el principio de eficiencia implica excluir de la tarifa todo costo derivado de ineficiencias o de inversiones ya recuperadas.

Además, la Sentencia C-389 de 2016 reiteró que el principio de proporcionalidad exige evaluar si las medidas que impactan al usuario son necesarias, adecuadas y estrictamente proporcionales frente al fin perseguido. La posibilidad de ajustar fórmulas cuando existan lesiones evidentes e injustas a los usuarios es una forma de corregir inequidades estructurales y evitar regresividad en el acceso al servicio público.

La modificación propuesta busca subsanar una asimetría normativa que ha limitado el uso de mecanismos de revisión tarifaria en beneficio de los usuarios, al restringir su activación a circunstancias que privilegian los intereses de los prestadores. Tal como se evidenció en el comportamiento tarifario entre 2020 y 2023, los usuarios enfrentaron incrementos desproporcionados que no pudieron ser oportunamente corregidos debido a vacíos legales. Al permitir que eventos lesivos para los usuarios, como la pérdida de capacidad de pago o variaciones económicas extremas, sean causales de revisión tarifaria, se fortalece el principio de equidad y se garantiza la adaptabilidad del régimen a los fines constitucionales.

En consecuencia, el proyecto puesto en consideración por el Congreso de la República se alinea con el deber estatal de promover un marco regulatorio sensible a las realidades económicas y sociales de los usuarios, permitiendo intervenciones correctivas que aseguren justicia tarifaria, continuidad del servicio y protección al usuario vulnerable. El fortalecimiento del control regulatorio y el ajuste oportuno de las tarifas refuerzan la seguridad jurídica del sistema, equilibrando las cargas entre prestadores y usuarios conforme a criterios constitucionalmente legítimos.

9. Desarrollo tarifario para la transformación industrial basado en energías limpias.

9.1. Antecedentes

La Constitución Política de Colombia en su artículo 2° indica que son fines esenciales del Estado servir a la comunidad, promover la prosperidad general y garantizar la efectividad de los principios, derechos y deberes consagrados en la Constitución.

También establece la Constitución en el artículo 365 que “*Los servicios públicos estarán sometidos al régimen jurídico que fije la ley, podrán ser prestados por el Estado, directa o indirectamente, por comunidades organizadas, o por particulares*”. Las Leyes 142 y 143 de 1994 son los pilares sobre los cuales se ha desarrollado el sector energético en Colombia, de acuerdo con lo establecido en la Constitución. Este marco normativo ha permitido la construcción de la infraestructura básica necesaria para ampliar continuamente la prestación del servicio en un entorno institucional robusto desde finales del siglo XX.

Más recientemente, el sector eléctrico a nivel mundial ha visto cambios de origen sustanciales del lado de la oferta de orden tecnológico y económico como la introducción de la generación eléctrica a través de fuentes renovables y limpias no convencionales, la instalación de la generación distribuida, el almacenamiento de energía a pequeña y gran escala para mejorar la confiabilidad, la continua y significativa reducción de los costos de las tecnologías, entre otros. Del lado de la demanda los cambios se orientan a la electrificación masiva de la economía y al aumento de la eficiencia energética en las tecnologías de consumo, como el impulso vertiginoso de la movilidad eléctrica para sustituir los combustibles fósiles, las mejoras en procesos industriales intensos en consumos energéticos, etc. Estos cambios han desencadenado modificaciones de la manera en la que funcionan los mercados y, en general, en las dinámicas del sector.

De otro lado, a través del Acuerdo de París, en 2015 Colombia se comprometió a reducir sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), a implementar medidas específicas para mitigar los efectos del cambio climático y a ejecutar acciones para la consecución de los objetivos de desarrollo sostenible (ODS). En 2020, el país anunció una reducción de 51% de sus emisiones de GEI para el año 2030 por medio de la actualización de su Contribución Determinada a Nivel Nacional (NDC).

El Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) también establece el marco para la acción de mitigación al cambio climático y la transición energética a nivel mundial. Tanto el Acuerdo de París como el CMNUCC representan compromisos internacionales importantes para una transición energética justa y sostenible y tienen impactos en la política pública a nivel nacional.

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas también dependen del avance en la transición energética. Específicamente, el objetivo 7 se refiere al acceso universal a la energía y el objetivo 13 a la acción climática.

A los cambios experimentados por el sector eléctrico se suma la necesidad de consolidar de la transición energética como estrategia para asegurar un sector sostenible y eficiente, en concordancia con los compromisos para mitigación de los efectos del cambio climático. Concretamente, en virtud de la abundante y variada oferta de fuentes energéticas limpias y renovables, el sector eléctrico colombiano ha venido incorporando cambios en su matriz de generación para que la oferta de energía eléctrica sea más limpia. El incremento en el uso de la electricidad por parte de los distintos sectores de la economía busca sustituir el uso de combustibles derivados de las fuentes fósiles. Este es un aspecto de particular relevancia para el sector industrial, no solo por su peso dentro de la matriz de consumo de electricidad, sino por las necesidades de insumos para la transición.

En la actualidad, la descarbonización, la transición y la autosuficiencia energética son prioritarias a nivel local y a nivel internacional. No se trata de temas exclusivos al interior del sector energético. La transformación y la modernización de la industria forman parte integral de los procesos y, en este contexto, las industrias electro-intensivas⁴³ o desarrollos de plantas industriales intensivos en el uso de electricidad se posicionan como actores clave hacia economías limpias y sostenibles.

9.1.1. Experiencia internacional en incentivos al desarrollo de plantas industriales intensivos en el uso de electricidad

Un subconjunto de países con industrias altamente sensibles a los precios de la electricidad ha desarrollado políticas y regulaciones dirigidas a mejorar la competitividad de sus productos dentro del concierto internacional. Se destacan algunos países de la Unión Europea, Asia y América, como España, Alemania, Turquía, Brasil y México.

En estos países los incentivos incluyen apoyos estatales, como i) tratamientos tributarios preferenciales; ii) aportes de recursos mediante la creación de fondos con montos limitados cuyo apoyo estatal termina cuando el fondo se agote; iii) descuentos por tiempos limitados en cargos asociados con la red eléctrica; y iv) permitir la construcción de conexiones exclusivas para atender las plantas. Todas estas ayudas temporales están

orientadas a evitar el cierre de las plantas o el traslado de las industrias a otros países⁴⁴.

En el contexto internacional, el desarrollo de políticas y programas de incentivos al desarrollo de plantas industriales intensivos en el uso de electricidad ha tenido claros impactos positivos, así como también ha implicado afrontar retos significativos.

Impactos Positivos.

Mayor competitividad y reducción de facturas energéticas: El “Estatuto electrointensivo” de España generó un ahorro del 6% en los costos de electricidad. Los incentivos fiscales tecnológicamente neutros en EE. UU., pueden reducir los precios de la electricidad para los consumidores. Las pruebas indican que los incentivos bien diseñados pueden reducir tangiblemente los costos operativos de las industrias electro intensivas, mejorando directamente su competitividad a corto y medio plazo.

Aumento de la inversión verde y la innovación tecnológica: El Sistema de Comercio de Emisiones de la Unión Europea (EU ETS) ha impulsado la inversión verde para reducir la intensidad de carbono de las empresas. La Ley de Reducción de la Inflación (IRA) y Ley de Infraestructura Bipartidista (IIJA) de EE. UU han provocado un auge en la fabricación y la energía limpia, destinando 1.500 millones de dólares a seis proyectos de descarbonización de la siderurgia. Se espera que los incentivos de Australia desbloqueen miles de millones en inversión extranjera y nacional en soluciones de energía verde y nuevas instalaciones de minería y procesamiento. Los incentivos actúan como un catalizador financiero, permitiendo y acelerando la adopción de tecnologías más limpias y con mayor capital que de otro modo serían económicamente inviables, impulsando así directamente la innovación y la inversión verdes.

Creación de empleo y estímulo económico: Se proyecta que la IRA de EE. UU. creará 13,7 millones de empleos en diez años y añadirá 846 mil millones de dólares a los ingresos de los hogares. Podría generar casi 12.000 empleos anuales en instalaciones de fabricación intensivas en emisiones. Se prevé que los incentivos de Australia creen miles de empleos en los sectores de minería, procesamiento y energía renovable. La creación directa de empleo en el desarrollo de plantas industriales intensivos en el uso de electricidad apoyadas por incentivos a menudo conduce a beneficios económicos más amplios a través de efectos multiplicadores en industrias relacionadas y servicios locales.

Avance hacia los objetivos de descarbonización: El EU ETS ha reducido las emisiones de gases de efecto invernadero, con una disminución general del 36% entre 2013 y 2023. El Crédito de Producción de Aluminio Verde de Australia tiene como objetivo reducir las emisiones de carbono del sector del aluminio al fomentar el cambio a la energía renovable.

⁴³ La industria electrointensiva es aquella cuyo principal factor de producción, aunque no el único, es la electricidad.

⁴⁴ Ver: Deloitte, 30 de abril de 2025. ENTREGABLE 1 – PARTE 1: ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS POLÍTICAS GLOBALES PARA APOYAR EL DESARROLLO DE LAS INDUSTRIAS ELECTROINTENSIVAS. Consultoría patrocinada por el Banco Mundial.

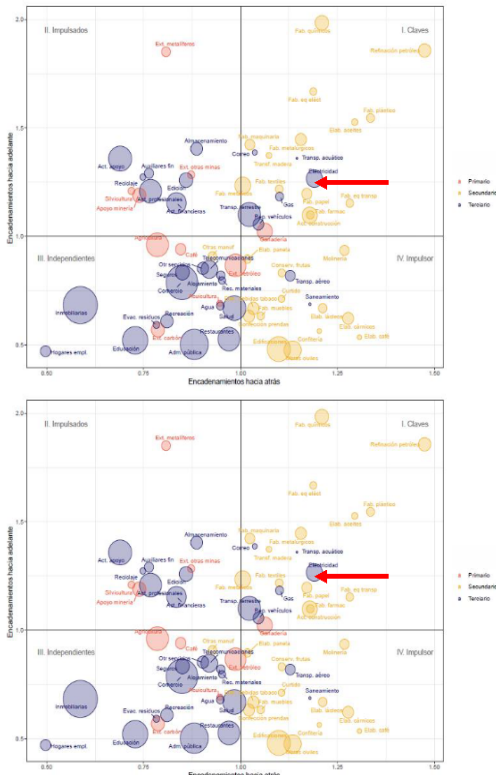
Se espera que los proyectos de descarbonización de la siderurgia en EE. UU., financiados por la IRA y la IJIA, eviten 2,5 millones de toneladas métricas de emisiones de CO₂ anualmente. Cuando los incentivos se vinculan específicamente a los resultados de descarbonización, pueden ser herramientas eficaces para lograr objetivos ambientales en sectores intensivos en energía, contribuyendo a los objetivos climáticos nacionales.

Mejora de la independencia energética y la resiliencia de la cadena de suministro: Los incentivos de Australia buscan reducir la dependencia de las cadenas de suministro extranjeras y mejorar la independencia energética. La IRA fortalece la seguridad nacional y mejora la competitividad económica al aumentar la producción energética nacional. Más allá de la eficiencia económica, las políticas están cada vez más impulsadas por un imperativo estratégico de construir bases industriales resilientes y autosuficientes, particularmente en sectores críticos para la transición verde.

9.1.2. El entorno colombiano.

De acuerdo con las estimaciones del DANE sobre la Matriz Insumo Producto (abreviado MIP) de Colombia, es posible identificar los sectores de la economía que han tenido la mayor capacidad de dinamización de las actividades productivas en los demás sectores, así como de la actividad económica a nivel agregado. El DANE calcula los Índices de Rasmussen-Hirschman los cuales permiten la identificación de los sectores que juegan un papel clave en los procesos de crecimiento y desarrollo económico.

Gráfica 15. Clasificación sectorial según los índices de Rasmussen-Hirschmann.
Año 2015. Base 2015.



Fuente. Dane, matriz insumo producto, 2015

En la figura anterior se presentan las 68 actividades representadas de acuerdo con los índices de Rasmussen-Hirschman⁴⁵. En el eje horizontal se miden los encadenamientos hacia atrás y en el vertical los encadenamientos hacia adelante. Los índices están normalizados con respecto al encadenamiento promedio del conjunto de las actividades de la economía: Un índice de encadenamiento hacia atrás superior a 1 refleja una capacidad de encadenamiento que es mayor que el promedio de la economía. El tamaño de cada círculo corresponde a la participación de cada actividad económica en el valor agregado y los colores representan los tres sectores económicos: primario, secundario y terciario.

Se aprecia que la electricidad (indicado con la flecha roja) se encadena tanto hacia atrás como hacia delante de manera importante con los demás sectores de la economía. Ahora bien, desarrollar un sector industrial de tamaño importante, fuerte, competitivo y de gran valor agregado no solo contribuye a tener una economía robusta y generadora de empleo estable y bien remunerado, sino también a constituirse en un factor promotor del desarrollo social, el bienestar y la equidad.

Los costos de los diferentes recursos, bienes y servicios (incluyendo materias primas, mano de obra, energía y logística) requeridos para la producción, así como los costos financieros y tributarios inciden en la competitividad de las industrias.

Los desarrollos de plantas industriales intensivos en el uso de electricidad se caracterizan porque uno de los principales factores de producción (o insumo) es la electricidad, y como consecuencia, para estas industrias el costo de la energía eléctrica es crítico, en especial cuando participan en mercados globales.

El desarrollo de estas industrias en Colombia permitirá de un lado, reducir (o eliminar) las importaciones de los bienes que producen y, de otro lado, realizar exportaciones de sus productos que incluyen el valor de la energía requerida para su producción. Adicionalmente, la instalación de nuevos desarrollos de plantas industriales intensivos en el uso de electricidad trae nuevos conocimientos y tecnologías al país. Pero lo más importante es que promoverán la creación de empleo directo formal y empleo indirecto en los encadenamientos productivos con otras industrias y otros sectores económicos.

Por las características típicas del consumo (generalmente constante durante las 24 horas del día) de la electricidad, la instalación de desarrollos de plantas industriales intensivos en el uso de electricidad aumentará la productividad del sistema eléctrico por las siguientes razones:

45 Los índices de encadenamiento de Rasmussen y Hirschmann son extremadamente importantes para destacar la contribución de cada sector económico al conjunto de toda la economía. Combinados los índices de conexión hacia adelante y hacia atrás es posible determinar cuáles son, de hecho, los sectores clave de una economía.

- Se reducirá el costo unitario de la generación al permitir un despacho de cargas más estable y eficiente que minimice la necesidad de realizar los costosos arranques y paradas de plantas termoeléctricas.

- Se podrán aprovechar vertimientos de fuentes de energía renovable y limpia como la hidroelectricidad, la solar y la eólica. Esto facilitará a los generadores el traslado de estas economías a desarrollos de plantas industriales intensivos en el uso de electricidad.

- Aumentarán los consumos en horas de baja demanda y aportarán consumos estables y predecibles permitiendo generar energía con los recursos más económicos.

- Se incrementará la utilización de la red de transmisión y subtransmisión, lo que redundará en menores costos unitarios de transporte para todos los consumidores y en particular para los desarrollos de plantas industriales intensivos en el uso de electricidad.

- Algunos desarrollos de plantas industriales intensivos en el uso de electricidad pueden poseer cargas que aporten a la estabilidad de la operación del sistema, evitando inversiones en el SIN como por ejemplo equipos de compensación de potencia reactiva.

- La autogeneración de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables y limpias, como la solar, la eólica, la geotermia y la biomasa, se convierten en recursos aprovechables más económicos cuando se tienen consumos con características como los de desarrollos de plantas industriales intensivos en el uso de electricidad.

De otra parte, Colombia tiene una vasta riqueza en recursos renovables y una ubicación geográfica estratégica que le da la oportunidad de convertirse en un líder regional en la producción de productos esenciales para la transición energética, incursionando en la producción de productos verdes, como el aluminio y el hidrógeno. Para aprovechar plenamente esta oportunidad es necesario asegurar su competitividad en el mercado internacional y, por lo tanto, es conveniente que el país adopte un marco regulatorio que fomente y proteja las industrias alineadas con este potencial.

Las innovaciones y los avances tecnológicos en el sector energético pueden aprovecharse de manera sostenible a largo plazo, con lo cual el país puede contribuir a los objetivos de las políticas de cambio climático. Para alcanzar estas metas, es fundamental contar con un marco legal y regulatorio que reconozca el potencial de esas innovaciones y sus efectos ampliados en la economía y que responda a las exigencias de una economía cada vez más dependiente de la energía eléctrica.

En adición, los impactos económicos y sociales, del orden nacional pero también y en las regiones donde se localicen las industrias electro-intensivas y conforman encadenamientos verticales (hacia adelante y hacia atrás) y horizontales que constituyen

verdaderos impulsores de un desarrollo justo y sostenible.

En suma, las mejoras en productividad del sistema eléctrico, resultantes desarrollos de plantas industriales intensivos en el uso de electricidad basados en energías renovables, los beneficios económicos y sociales, el efecto nacional y regional y los encadenamientos mencionados, aconsejan que para promover su instalación en el territorio nacional se evalúen y trasladen parcial o totalmente esas mejoras como menores tarifas.

Los interesados en instalar nuevos desarrollos de plantas industriales intensivos en el uso de electricidad o ampliar los existentes, y obtener los beneficios tarifarios correspondientes deberán asumir compromisos sobre sus consumos y acreditar la condición de ser un consumidor intensivo en el uso de electricidad, así como demostrar periódicamente que la mantienen para seguir accediendo a dichos beneficios.

9.2. La medida propuesta

Se propone habilitar al gobierno nacional para definir criterios tarifarios diferenciales que incentiven el desarrollo de plantas industriales intensivos en el uso de electricidad siempre y cuando tales desarrollos industriales contribuyan a mejorar la productividad y la eficiencia económica del sector eléctrico en el país, contribuyan a acelerar la transición energética, se tenga certeza de los beneficios económicos y sociales para el país y las regiones en las que se desarrollen, y contribuyan a acelerar la industrialización del país.

9.3. Fundamento constitucional de la medida

La presente medida normativa se fundamenta en diversos mandatos constitucionales que orientan la intervención del Estado en la economía y la organización de los servicios públicos. En primer lugar, se enmarca en los fines esenciales del Estado establecidos en el artículo 2° de la Constitución Política, que incluyen promover la prosperidad general y garantizar condiciones para el desarrollo económico sostenible y equitativo. El diseño de esquemas tarifarios diferenciales para industrias electro intensivas es un instrumento idóneo para cumplir estos fines, al fortalecer la capacidad productiva nacional y estimular la industrialización sostenible del país.

En segundo lugar, el artículo 334 de la Constitución faculta al Estado para intervenir en la economía con el propósito de lado de racionalizarla, mejorar la calidad de vida de los habitantes y fomentar la competitividad. Esta habilitación constitucional sustenta la adopción de mecanismos regulatorios que promueven sectores estratégicos como el energético y el industrial, especialmente cuando confluyen con los objetivos de la transición energética justa.

De igual forma, el artículo 363 superior establece que los servicios públicos están sometidos al régimen jurídico que fije la ley, y deben prestarse con criterios de eficiencia, continuidad, calidad y

cobertura. En ese marco, la creación de incentivos tarifarios que propicien mayor productividad en el uso de la electricidad y estimulen el aprovechamiento de fuentes renovables contribuye directamente a la eficiencia del sistema eléctrico, conforme a los principios rectores del servicio público.

A su vez, el artículo 79 de la Constitución consagre el derecho colectivo a un ambiente sano y habilita al Estado para intervenir en la economía con el fin de protegerlo. En línea con este mandato, la promoción de desarrollos industriales basados en el consumo intensivo de energía renovable se convierte en una herramienta eficaz para cumplir los compromisos ambientales internacionales adquiridos por Colombia (como el Acuerdo de París, Ley 1844 de 2017), y mitigar el cambio climático a través de la reducción de emisiones en sectores productivos.

Finalmente, esta medida contribuye a la materialización progresiva del derecho al trabajo digno (art 15 C.P) al fomentar empleo formal en sectores industriales estratégicos, así como el principio de justicia distributiva que orienta el sistema económico, al facilitar el acceso equitativo a tarifas diferenciadas en zonas de vocación industrial.

En cuanto al sujeto competente para su implementación, se propone que sea el Ministerio de Minas y Energía quien defina los criterios técnicos y reglamentarios que permitan la aplicación de estos beneficios. Esta asignación resulta acorde con sus competencias constitucionales y legales como autoridad de formulación macro de la política energética y regulatoria en el sector, conforme a lo dispuesto en los Decretos números 381 de 2012 y 1073 de 2015, así como el marco legal de los servicios públicos domiciliarios (Ley 142 de 1994). La intervención del MME asegura un enfoque técnico, regulado y alineado con los objetivos de política pública sectorial, al tiempo que se salvaguardan los principios de legalidad, coordinación institucional y seguridad jurídica.

10. Mecanismos para la confiabilidad y gestión del riesgo sistemático.

Propuesta de modificación al esquema del cargo por confiabilidad (cxc)

10.1. Introducción

El Cargo por Confiabilidad (CxC), definido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), es un mecanismo para asegurar el suministro de energía eléctrica en Colombia, especialmente durante periodos de escasez, como los causados por fenómenos como El Niño. Este cargo busca incentivar la inversión en capacidad de generación y garantizar que haya suficiente energía disponible para cubrir la demanda de los usuarios. Este mecanismo, que ha operado desde el 2006, ha permitido remunerar la energía disponible de plantas generadoras, independientemente de si entregan energía de manera efectiva durante los periodos de estrés hidrológico e independientemente de

la tecnología o la antigüedad de operación de las plantas.

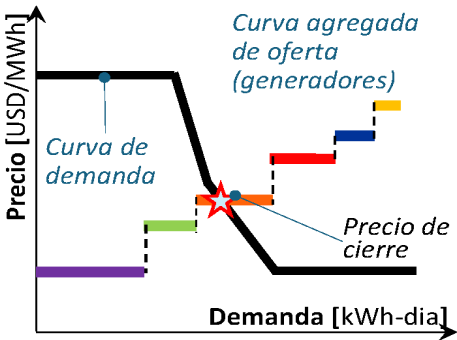
Sin embargo, el análisis de la remuneración correspondientes al CxC, por ejemplo, para el año 2024, evidencia que un porcentaje significativo se ha destinado a plantas con **una larga vida operativa**, muchas de las cuales ya han **recuperado plenamente sus inversiones** y no requieren incentivos adicionales para mantenerse en el sistema, salvo en algunos escenarios donde los recursos de generación se ven sometidos a procesos de renovación de sus equipos. Esta situación pudiera generar ineficiencias en el uso de los recursos del usuario final, distorsiona señales económicas y desincentiva la entrada de nueva capacidad, dado que el CxC es pagado por las y los usuarios del sistema

10.2. Análisis de las Subastas del Cargo por Confiabilidad

Desde la reglamentación inicial del esquema del CxC se contempló la posibilidad de realizar subastas que permitieran la entrada de nuevas centrales de generación, las cuales deberían competir entre sí, a través de un esquema de puja de precios a la baja, a través del cual se seleccionarían los recursos de generación de menor precio a los que se les asignaría una obligación de energía firme (OEF) que permitiera garantizar el abastecimiento de la demanda en periodos de escasez.

El esquema de subastas del CxC consiste de un mecanismo de mercado mediante el cual se busca el punto de equilibrio entre las curvas agregadas de la oferta de los generadores y la curva de demanda del sistema. Ambas curvas, por tratarse de un problema de planeamiento de largo plazo, presentan elasticidad precio-cantidad. El cruce entre ambas curvas representa punto de equilibrio entre oferta y demanda, el cual representa el conjunto de generadores que pueden brindar confiabilidad al sistema al precio que la demanda se encuentra dispuesta a pagar, tal como se presenta en la siguiente figura.

Gráfica 16. Curva de Casación entre oferta y demanda en las Subastas del Cargo por Confiabilidad



[Elaboración Propia]

Un resumen de las subastas primarias realizadas se presenta en la siguiente tabla.

Tabla 19. Resumen de los precios de cierre de las subastas primarias del CxC realizadas en el Mercado Eléctrico Colombiano.

Subasta	Tipo	Periodo de Vigencia de las OEFs	Fecha de Realización	Precio de Cierre [USD/MWh]	Precio Actualizado Mayo 2025 [USD/MWh]
1	Reloj Descendente	2012-2013	Mayo 2008	13.998	20.1
2	Reloj Descendente	2015-2016	Dic 2011	15.7	21.4
3	Sobre Cerrado	2022-2023	Feb 2019	15.1	18.77
4	Sobre Cerrado	2027-2028	Feb 2024	18.2	N/A*

(*) Precio aun no actualizado dado que las OEF aun no inician su vigencia (inician en el año 2027).

Es importante mencionar que las primeras dos subastas primarias fueron realizadas a través de un esquema de rondas de puja de precios a la baja, conducidas por subastador de amplia trayectoria. Posterior a cada una de estas subastas fue llevada a cabo una subasta GPPS, para plantas de generación cuyo periodo de planeación era superior al periodo de planeación de la subasta, es decir, para plantas cuyo periodo de construcción era superior a cuatro años.

Las dos subastas siguientes, realizadas en 2019 y 2024, se realizaron a través de una única oferta de sobre cerrado, y por ende no fue necesaria la participación de un subastador. Así mismo, en estas subastas no se llevó a cabo el desarrollo de subastas GPPS.

10.3. Análisis de la Remuneración del CxC

A partir de los resultados de la remuneración del CxC para el año 2024, la cual detalla los resultados de las 67 plantas con ingresos del CxC, se identificaron los siguientes patrones:

- **Más del 60% de los recursos CxC 2024** se asignaron a plantas con **más de 20 años de operación**.
- En el top 10 de mayores valores del CxC recibidos por los recursos de generación, cinco plantas superan los 25 años de operación.
- Del total de las remuneraciones del CxC, que para el 2024 ascienden a 6.1 Billones de pesos, el 48.8% de la remuneración estuvo asignada a recursos hídricos.
- Del total de las remuneraciones del CxC, el 50.7% estuvo asignada a recursos térmicos.
- Del total de las remuneraciones del CxC, el 0.5% estuvo asignada a recursos solares.
- De los recursos asignados al parque termoeléctrico, cerca del 44% fue asignado a las plantas del grupo térmico que opera con gas natural importado.
- La planta térmica de mayor capacidad instalada del país y la planta hídrica de mayor capacidad instalada en el departamento de Antioquia (la cual posee un bajo nivel de almacenamiento de agua en su embalse) han recibido más de **\$500 mil millones y \$314 mil millones COP respectivamente**, en un solo año.

Tabla 20. Ejemplos representativos de remuneración del CxC para algunas plantas relevantes del Sistema Interconectado Nacional

Planta	Tecnología	Años de operación	Valor CxC 2024 (Mill COP)
Térmica 01	Térmica	27	\$532.211
Hidroeléctrica 01	Hidráulica	38	\$314.283
Hidroeléctrica 02	Hidráulica	32	\$297.552
Hidroeléctrica 03	Hidráulica	48	\$209.607
Termoeléctrica 04	Térmica	24	\$191.032

[Elaboración propia]

Este patrón revela una asimetría entre la lógica original del CxC (incentivar recursos de respaldo confiables) y su aplicación actual (remunerar recursos existentes con bajo riesgo operativo).

10.4. Diferencias por Tecnología

El análisis por tipo de tecnología indica que los pagos del CxC han sido altamente concentrados en plantas térmicas e hidráulicas convencionales:

- **Plantas térmicas:** reciben más del 50% del total CxC 2024, incluso cuando algunas de ellas tienen baja eficiencia y alto costo marginal.
- **Plantas hidráulicas:** algunas reciben CxC a pesar de su vocación principal de generación base y su alta disponibilidad histórica.
- **Plantas solares:** a pesar de ser recursos nuevos y en expansión, su participación en el CxC es casi nula.

Distribución de pagos CxC 2024 por tipo de planta (estimado):

Tabla 21. Resumen de la Remuneración del CxC por tipo de Tecnología. [elaboración propia]

Tecnología	Valor Total (Mill COP)	Participación Estimada
Térmica	> \$3,500,000	~60%
Hidráulica Convencional	> \$2,000,000	~35%
Solar	< \$100,000	< 5%

Esto desincentiva la inversión en tecnologías renovables y modernas, al mantener el grueso de la remuneración atado a infraestructura antigua.

10.5. Justificación Técnica para la propuesta de Reforma a los esquemas de Confiabilidad

Con base en el artículo sobre mecanismos de confiabilidad incluido en la nueva ley energética, se destacan varios argumentos para reformular el CxC:

- No se deben remunerar recursos cuya vocación es el suministro continuo de energía a través de esquemas de confiabilidad, sino mediante los mecanismos normales de despacho y mercado.
- La antigüedad del recurso y su tecnología deben ser diferenciadores, con foco en premiar recursos nuevos o adaptados que realmente refuercen la confiabilidad en momentos críticos.
- Es necesario limitar el tiempo máximo de acceso al CxC, por ejemplo, a 15-20 años desde la entrada en operación comercial.

10.6. Propuesta de Ajuste Regulatorio

Se recomienda avanzar en la siguiente ruta de modificación del esquema de Cargo por Confiabilidad:

- Emplear criterios de asignación que permitan apalancar la entrada de plantas nuevas y nuevas tecnologías que permitan descarbonizar la matriz eléctrica para cumplir con los compromisos ambientales incluidos en el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 “Colombia potencia mundial de la vida”, además de los ya existentes en el bloque de constitucionalidad.
- Permitir la diferenciación en la remuneración de las plantas por tipo de tecnología, antigüedad, y la incorporación de criterios ambientales de modo que los precios reflejen no solo los costos variables sino también el valor que aportan al sistema en términos de flexibilidad, reducción de emisiones y estabilidad.
- Priorización de recursos que presten un respaldo firme al sistema, especialmente en periodos de escasez para recuperar la esencia del cargo por confiabilidad, asociada a la identificación de capacidad para la generación de respaldo al sistema.
- Transición ordenada y progresiva para evitar riesgo de desabastecimiento asegurando que las mejoras en el actual esquema no eviten el funcionamiento y la estabilidad del sistema en condiciones óptimas.
- Reconocimiento de contratos y derechos adquiridos solo hasta un límite temporal razonable para no afectar la confianza de los inversionistas ni los acuerdos vigentes, pero promoviendo la mejora del actual esquema.

10.7. Conclusiones

El esquema actual de CxC ha perdido parte de su efectividad y racionalidad económica. De hecho el crecimiento desmedido de la remuneración de las OEFs ha venido amenazando la viabilidad financiera de los proyectos de energía renovable ya asignados y con precios de contratos fijos dada su baja remuneración del CxC y los altos valores recaudados y a devolver del CxC, los cuales no fueron considerados en la estructuración de los contratos bilaterales de venta de energía ya suscritos. Los datos de 2024 muestran una concentración preocupante de recursos en plantas con bastantes años de antigüedad o con muy baja necesidad de incentivo.

Introducir un esquema de Confiabilidad con criterios diferenciales no solo es técnicamente justificable, sino que se encuentra alineado con la nueva legislación, los principios de justicia tarifaria y los retos de la transición energética. La oportunidad está abierta para redefinir un mecanismo que verdaderamente premie la confiabilidad real, moderna y sostenible del sistema eléctrico colombiano.

En armonía con los mandatos constitucionales contenidos en los artículos 334 y 365 de la

Constitución Política, corresponde al Estado intervenir en los servicios públicos con el fin de racionalizar la economía, asegurar la prestación eficiente de los servicios esenciales y garantizar el interés general sobre el particular. En este marco, el principio de eficiencia y el deber de asegurar condiciones de equidad y sostenibilidad económica en el sector energético justifican la necesidad de revisar los mecanismos de remuneración vigentes, en especial aquellos que presentan distorsiones que comprometen el equilibrio del sistema eléctrico y la viabilidad de la transición energética.

En consonancia con las competencias del Ministerio de Minas y Energía establecidas en el Decreto número 381 de 2012 – en particular, su artículo 2°, numeral 2.2 –, la cartera ministerial está facultada para formular, coordinar y evaluar las políticas relacionadas con la planeación, desarrollo y utilización de los recursos energéticos, así como para garantizar la adecuada prestación del servicio público de energía eléctrica. De este modo, la revisión técnica de mecanismos como el Cargo por confiabilidad, orientada a introducir criterios diferenciales que reflejen mejor la confiabilidad real y sostenibilidad del sistema, se ajusta tanto al mandato constitucional de eficiencia y sostenibilidad en la intervención del Estado.

11. Análisis y Justificación para el Incremento de Fondos Energéticos en Colombia

11.1. Presentación del Artículo Propuesto y su Racionalidad

Los fondos FAER, FAZNI, PRONE y FOES son mecanismos establecidos en las leyes y reglamentados mediante la regulación colombiana para financiar distintas intervenciones en el sector eléctrico para la electrificación y mantenimiento de redes en zonas rurales e interconectadas, además de apalancar proyectos en zonas no interconectadas (ZNI), normalización, puesta a punto y mejora de la calidad de las redes y repartición de subsidios sociales de energía. Estos fondos se nutren de contribuciones reguladas (recaudadas por el administrador del sistema de intercambios comerciales (ASIC)) y se emplean para cofinanciar inversión pública y subvenciones a usuarios con vulnerabilidad.

El artículo propuesto se inscribe en un contexto de profunda transformación del sector energético, buscando alinear los imperativos de la justicia social con los de la sostenibilidad ambiental. El artículo propuesto no es una medida aislada, sino un instrumento clave para fortalecer el marco financiero y operativo que permitirá al país abordar sus desafíos más apremiantes en materia de energía.

El artículo en cuestión establece un mandato claro para el Gobierno nacional: “El Gobierno nacional, dentro de los seis (6) meses siguientes a la entrada de la presente ley, definirá los lineamientos para el incremento en el recaudo actual de los fondos del sector energético, con el fin de destinar dichos recaudos a la reducción de la pobreza energética, ampliar la cobertura del servicio de

las y los ciudadanos que poseen dificultades de acceso al servicio público y fomentar el uso de fuentes de energías limpias de autogeneración y/o interconexiones que aseguren el abastecimiento seguro, confiable y económico de energía a la población”.

Esta redacción es particularmente significativa, ya que establece una relación causal y metodológica. No se trata simplemente de una lista de objetivos, sino de una estrategia deliberada. La propuesta sugiere que el fomento de soluciones de energías limpias, especialmente a través de la autogeneración y las interconexiones, es el medio para lograr los fines sociales de ampliar la cobertura y reducir la pobreza energética. Esta perspectiva representa un cambio de paradigma, alejándose de la expansión exclusiva de la infraestructura convencional para abrazar soluciones tecnológicas más ágiles y sostenibles. La lógica subyacente es que la expansión tradicional del Sistema Interconectado Nacional (SIN) puede ser costosa y socialmente compleja en la “última milla” de las zonas dispersas. En contraste, las soluciones de autogeneración (solares, eólicas) pueden implementarse de manera más rápida y eficiente en estas áreas. De esta forma, el incremento de los fondos actúa como el catalizador para financiar estas soluciones, garantizando que el dinero no solo se gaste, sino que se invierta estratégicamente para cumplir con los objetivos de equidad y sostenibilidad.

11.2. Origen y Reglamentación de los Fondos del Sector Energético

El proyecto de ley hace referencia a fondos específicos con un origen y mecanismo de recaudo definidos. El Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER) creado por la Ley 788 de 2002 y reglamentado por el Decreto 1122 de 2008; el Programa de Normalización de Redes Eléctricas (PRONE), creado por la Ley 1117 de 2006 y reglamentado por el Decreto 1123 de 2008; y el Fondo de Energía Social (FOES), creado por la Ley 1715 de 2014. La reglamentación para la liquidación y recaudo de las contribuciones de estos fondos se encuentra en la Resolución CREG 231 de 2015, que define que las contribuciones son un valor fijo por kWh transportado, indexado anualmente con el Índice de Precios al Productor (IPP) del DANE.⁴⁶

Por su parte, el Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI) fue creado a través de la Ley 633 de 2000.⁴⁷ La contribución para este fondo es pagada por los agentes generadores de energía y se incorpora

en las tarifas eléctricas, según lo establecido en la Resolución CREG 231 de 2015. Es importante destacar que el Decreto 1580 de 2022 creó el Fondo Único de Soluciones Energéticas (FONENERGÍA) para unificar y reemplazar varios fondos, incluyendo el FAER, PRONE, FOES y FAZNI, con el objetivo de optimizar la gestión de estos recursos.⁴⁸

El objetivo de cada fondo y el recaudo de los mismos es:

Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de Zonas Rurales Interconectadas (FAER): Este fondo permite financiar proyectos de electrificación y mantenimiento en zonas rurales interconectadas. Sus recursos se usan para ampliar cobertura, rehabilitar o mejorar infraestructura eléctrica rural y financiar programas ligados a la electrificación rural. El recaudo y la administración están regulados por el Ministerio y el administrador del mercado (ASIC). El recaudo estimado para 2025 es \$239.700 millones de pesos y la tarifa unitaria es \$3.54/kWh

Fondo de Apoyo para la Energización de las Zonas No Interconectadas (ZNI) – FAZNI:

Destinado a cofinanciar infraestructura y proyectos específicos en ZNI (islas energéticas, comunidades aisladas), incluyendo generación distribuida, microrredes y reposición de activos. Tiene guía y manual de formulación de proyectos y su valor de cargo por kWh se publica periódicamente por XM. El recaudo promedio mensual es \$21.000 millones de pesos y el valor unitario es \$3.36/kWh.

Programa de Normalización de Redes Eléctricas – PRONE: Programa orientado a normalizar y regularizar redes eléctricas, financiable con recursos provenientes (parcialmente) del FAER: el PRONE puede financiarse hasta con un porcentaje (por norma) del recaudo del FAER (se ha definido hasta 20% en normatividad aplicable), para realizar la normalización técnica y legal de redes. Para 2025 se estima un recaudo de \$216.900 millones de pesos, con un recaudo unitario de \$3.20/kWh.

Fondo de Energía Social – FOES: Sistema de cuentas que financia subsidios o complementos tarifarios para cubrir parte del costo de la energía para usuarios clasificados como población vulnerable. En normativa y documentos oficiales se define el monto máximo por kWh que puede cubrirse con recursos del FOES (actualmente hasta \$92/kWh, sin embargo, la cifra ha variado en el tiempo según las reformas y presupuestos). Se estima un recaudo para 2025 de 239.700 millones de pesos, con un recaudo unitario de \$3.54/kWh.

El mecanismo de recaudo actual, basado en un valor fijo por kWh, genera un flujo de ingresos estable pero su crecimiento es incremental y no proporcional a la magnitud de los desafíos de cobertura y transición energética. La creación de

⁴⁶ Alejandria – Resolución número 231 de 2015 CREG, https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_creg_0231_2015.htm

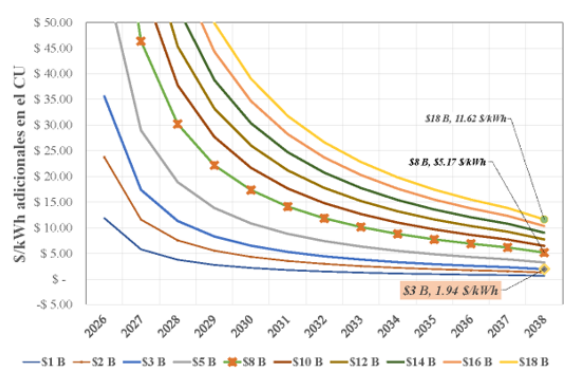
⁴⁷ Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas - FAZNI, <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/energia-electrica-2/fondos-especiales/fondo-de-apoyo-financiero-para-la-energizaci%C3%B3n-de-las-zonas-no-interconectadas-fazni/>

⁴⁸ Decreto número 1580 de 2022 - Gestor Normativo - Función Pública, <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=191789>

FONENERGÍA fue un paso institucional para centralizar la gestión de estos recursos, y el proyecto de ley, al proponer un incremento en sus fuentes de capital, busca potenciar fiscalmente esta nueva estructura. Este enfoque indica que la administración ha identificado que el problema no es solo de gestión, sino de insuficiencia de capital. El proyecto de ley busca transformar una financiación incremental, que ha seguido la lógica de crecimiento del mercado, en una financiación estratégica capaz de responder a las necesidades de transformación del sector.

A continuación, se presenta un análisis que resume la relación entre el incremento en la tarifa de recaudo de los fondos FAER-FAZNI y PRONE, respecto del valor a recaudar para un periodo de entre uno (1) y doce (12) años.

Gráfica 17. Incremento en pesos por kilovatio-hora (\$/kWh) adicionales trasladados al Costo Unitario de la Electricidad, según los Billones adicionales a Recaudar (valores entre \$1B y \$18B) y la Meta de año de Cumplimiento del Recaudo adicional



En la gráfica anterior se aprecia que, para recaudar tres billones de pesos (\$3.0B), en un periodo de doce (12) años (desde 2026 al 2038), se deben incrementar, en total, los tres fondos (FAZNI, FAER y PRONE), un valor unitario de \$1.94 pesos por kilovatio-hora (\$1.94/kWh, esto es, por ejemplo, incrementar cada fondo \$0.647/kWh). De esta manera, podrían ser recaudados un total de \$3.0B en un periodo de 12 años para los proyectos de cierres de brechas energéticas. Este incremento no representaría más de quinientos pesos mensuales de incremento en la factura mensual de energía eléctrica para una familia colombiana. Los valores analizados para los programas de cierres de brechas energéticas han determinado que un incremento total de hasta \$2.0/kWh (valor en pesos de agosto de 2025) permitirían recaudar alrededor de \$3.0 Billones de pesos.

11.3. Alineación con la Política Nacional y Global

La propuesta legislativa está en plena sintonía con la política energética nacional e internacional. A nivel nacional, se alinea con los pilares del Plan Energético Nacional (PEN) 2024-2054, en particular con los de “Inclusividad y Justicia” y “Formalización y cobertura”.⁴⁹

También está directamente vinculada con la meta nacional de lograr una cobertura del 100% de energía eléctrica para 2030, que es un objetivo trazador del Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) 7: “Energía asequible y no contaminante”.⁵⁰

A nivel de compromisos climáticos, el proyecto de ley es fundamental para alcanzar la meta de 6 GW de capacidad instalada de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR) para 2026, un objetivo establecido para la Transición Energética Justa del país.⁵¹

Las metas y compromisos son ambiciosos, pero la evidencia demuestra que, sin los recursos financieros adecuados, su cumplimiento es incierto. Por lo tanto, el proyecto de ley actúa como la herramienta fiscal indispensable para cerrar la brecha entre la aspiración de la política pública y la realidad económica.

11.4. El Diagnóstico de la Crisis Energética en Colombia: Pobreza y Cobertura

La justificación para el incremento de los fondos energéticos se fundamenta en un diagnóstico empírico que revela una crisis multidimensional de pobreza y acceso a la energía en Colombia. Esta problemática es estructural, geográficamente concentrada y se está profundizando a un ritmo que los mecanismos de financiación actuales no pueden solventar.

Dimensiones de la Pobreza Energética: Un Reto Geográficamente Concentrado

Según el primer Índice Multidimensional de Pobreza Energética (IMPE), desarrollado por Promigas, 9.6 millones de personas, lo que equivale al 18.5% de la población colombiana, se encuentran en situación de pobreza energética⁵². De este total, 768 mil personas no tienen acceso a energía eléctrica y 5.9 millones padecen un servicio de mala calidad⁵³. Este problema no es homogéneo; existe una dramática disparidad geográfica. La pobreza energética en las zonas rurales remotas es 11 veces mayor que en los grandes centros urbanos (47.9% vs. 4.3%). El estudio identifica a seis departamentos que concentran la mitad de la población en esta

upme.gov.co/simec/planeacion-energetica/plan-energetico-nacional/

⁵⁰ Energía asequible y no contaminante - La Agenda 2030 en Colombia - Objetivos de Desarrollo Sostenible, <https://ods.dnp.gov.co/es/objetivos/energia-asequible-y-no-contaminante>

⁵¹ Colombia busca liderar la transición hacia las energías limpias en ..., <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/colombia-busca-liderar-la-ransici%C3%B3n-hacia-las-energ%C3%ADas-limpias-en-latinoam%C3%A9rica/>

⁵² Páginas - Noticias - Promigas, <https://www.promigas.com/Paginas/NoticiasESP/Comunicado-IMPE.aspx>

⁵³ En Colombia, 9,6 millones de personas están sin ...- El Tiempo, <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/promigas-como-esta-el-acceso-a-la-energia-y-al-gas-de-las-personas-en-colombia-805756>

⁴⁹ Plan Energético Nacional - UPME, <https://www.>

condición: Córdoba, Nariño, Magdalena, Bolívar, La Guajira y Cauca.

La focalización del problema en departamentos específicos y en zonas rurales remotas demanda una estrategia diferenciada y fondos con la flexibilidad para operar en estos territorios complejos. Un aumento de fondos indiscriminado sería menos efectivo que uno específicamente diseñado para fortalecer mecanismos como el FAER (destinado a zonas rurales interconectadas) y el FAZNI (para zonas no interconectadas)⁵⁴. La identificación de estos “puntos calientes” de la pobreza energética valida la necesidad de que el proyecto de ley no solo busque más dinero, sino que lo haga para instrumentos que puedan abordar la inequidad territorial de manera precisa.

Brecha de Cobertura y Demanda Creciente: Un Problema que se Profundiza

Los datos del Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE) de la UPME y el DANE revelan que, si bien la cobertura nacional de energía eléctrica en 2023 fue del 92.705%, la cifra es engañosa. La cobertura rural fue de apenas 73.619%, en contraste con el 98.968% de las zonas urbanas.⁵⁵ Más alarmante aún, el número de hogares sin servicio de energía en 2023 fue de 1.37 millones, lo que representa un aumento de 208,000 hogares respecto a 2022, a pesar de que se sumaron más de 378,000 nuevos usuarios.⁵⁶ Este incremento en la brecha se debe a que el crecimiento de la población ha superado el ritmo de la expansión de la cobertura. Se destacan departamentos con las brechas más amplias, como Vichada, Amazonas, Vaupés y Guainía, que también carecen de servicio de gas natural⁵⁷.

La situación se complica por el rápido crecimiento de la demanda energética, que aumentó cerca de un 12% entre 2020 y 2024, superando las previsiones oficiales⁵⁸. En respuesta a esta tendencia, los gremios del sector han alertado sobre un posible déficit de energía para el periodo 2026-2027, un riesgo exacerbado por la alta dependencia de la energía hidroeléctrica y la amenaza de fenómenos climáticos como El Niño. La combinación de una demanda creciente y un rezago en la ampliación de cobertura genera una “doble crisis” que los fondos

actuales no pueden resolver. El aumento de fondos es esencial para atacar ambos frentes: financiar la cobertura para reducir la brecha social e invertir en FNCER para diversificar la matriz y mitigar el riesgo de desabastecimiento.

A continuación, se presenta una tabla que ilustra la profunda disparidad en la cobertura y la pobreza energética en los departamentos más vulnerables del país.

Tabla 22. Brechas de Pobreza Energética y Cobertura Eléctrica por Departamento

Departamento	Incidencia de Pobreza Energética (%)	Índice de Cobertura de Energía Eléctrica (ICEE) Rural (%)
Vichada	>70	49.00
Vaupés	>70	Sin Información
Guainía	>70	Sin Información
La Guajira	>70	23.84
Córdoba	~38	Sin Información
Nariño	~35	Sin Información
Magdalena	~34	68.88
Bolívar	~32	Sin Información
Cauca	~30	Sin Información

Nota: Los datos de Pobreza Energética son de un estudio de Promigas de 2023. Los datos de ICEE rural son de la UPME de 2023, salvo en el caso de Magdalena, que es de 2018.

11.5. La Inversión inaplazable en la Transición y Energías Limpias

El incremento de fondos no solo es una respuesta a la crisis de cobertura, sino una inversión estratégica para la seguridad energética y la sostenibilidad ambiental del país. La transición energética, si bien presenta desafíos, es una oportunidad que debe ser aprovechada con una financiación adecuada.

El Estado de las Fuentes no Convencionales de Energía Renovables (FNCER)

La matriz de generación eléctrica colombiana es la sexta más limpia del mundo, con un 68% de la capacidad instalada proveniente de fuentes renovables. Sin embargo, esta cifra esconde una alta dependencia de la energía hidráulica (65.3% del total), con una participación aún incipiente de fuentes como la solar (3.7%) y la eólica (0.1%).⁵⁹ Esta dependencia hace que el sistema sea vulnerable a la variabilidad climática, como los fenómenos de El Niño, que pueden generar riesgo de desabastecimiento.

El fomento de las FNCER no es solo un objetivo ambiental, sino una estrategia de seguridad energética para diversificar la matriz y reducir este riesgo. La capacidad instalada de FNCER ha crecido de menos del 1% en 2018 a más del 12% en 2022, con una meta de 6 GW para 2026. Un avance notable en este campo es la autogeneración y las “comunidades energéticas” En agosto de 2024,

⁵⁴ Ministerio de Minas y Energía INFORME DE RENDICIÓN DE CUENTAS CONSTRUCCIÓN DE PAZ ENTIDADES NACIONALES,

<https://www.minenergia.gov.co/documents/13469/InformeImplementacionAcuerdoPazNacional-MME-2024.pdf>

⁵⁵ Cobertura - UPME, <https://www.upme.gov.co/simec/energia-electrica/cobertura/>

⁵⁶ Proyección de la demanda de energía eléctrica, potencia máxima y gas natural 2023 - 2037 - UPME, https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Proyecciones_de_Demanda_Final_v_31_01_2024.pdf

⁵⁷ Cobertura - UPME, <https://www.upme.gov.co/simec/energia-electrica/cobertura/>

⁵⁸ Inversión o escasez: la demanda energética de Colombia exige el ..., <https://www.energiaestrategica.com/inversion-o-escasez-la-demanda-energetica-de-colombia-exige-el-avance-de-las-renovables/>

⁵⁹ Datos SINERGOX-XM

la capacidad instalada de autogeneración y mini granjas alcanzó los 452 MW, lo que demuestra su potencial.⁶⁰ Estos modelos, promovidos por el Ministerio de Minas y Energía, son idóneos para atender simultáneamente la transición energética y la brecha de cobertura, especialmente en las áreas rurales sin conexión, democratizando el acceso a la energía⁶¹. Los fondos propuestos pueden ser el catalizador para este cambio, financiando las soluciones descentralizadas que la autogeneración y las comunidades energéticas ofrecen.

Déficit de Inversión en Infraestructura y Cuellos de Botella

El principal obstáculo para la transición energética no es la falta de interés o de capital global, sino la incapacidad de la infraestructura y los procesos regulatorios para absorber ese capital y ejecutar los proyectos. Los gremios del sector han identificado retrasos en proyectos de generación y transmisión causados por barreras burocráticas, demoras en licencias ambientales, conflictos sociales y falta de infraestructura de conexión.⁶² Un ejemplo notorio es la demora en la construcción de la línea de transmisión en La Guajira, que ha generado pérdidas millonarias y la salida de empresas del mercado⁶³.

Para alcanzar sus metas, Colombia necesita desbloquear hasta USD\$122 mil millones en inversiones en energías limpias, según un informe del BID y Minenergía⁶⁴. El recaudo actual de los fondos energéticos, de cientos de millones de pesos al año, es insignificante en comparación. En este contexto, un aumento de fondos, especialmente en aquellos con enfoque de infraestructura como FAER y PRONE, podría financiar estratégicamente la infraestructura de interconexión y transmisión que actualmente representa un cuello de botella para el desarrollo de proyectos a gran escala⁶⁵.

⁶⁰ Colombia cuenta con 452 MW en proyectos de auto generación y..., <https://www.energiaestrategica.com/colombia-cuenta-con-452-mw-en-proyectos-de-autogeneracion-y-mini-granjas/>

⁶¹ La CREG aprueba resolución para regular las Comunidades Energéticas y transformar el mercado eléctrico en Colombia - Ministerio de Minas y Energía, <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/la-creg-aprueba-resoluci%C3%B3n-para-regular-las-comunidades-energ%C3%A9ticas-y-transformar-el-mercado-el%C3%A9ctrico-en-colombia/>

⁶² Inversión o escasez: la demanda energética de Colombia exige el..., <https://www.energiaestrategica.com/inversion-o-escasez-la-demanda-energetica-de-colombia-exige-el-avance-de-las-renovables/>

⁶³ Inversión o escasez: la demanda energética de Colombia exige el..., <https://www.energiaestrategica.com/inversion-o-escasez-la-demanda-energetica-de-colombia-exige-el-avance-de-las-renovables/>

⁶⁴ Colombia busca liderar la transición hacia las energías limpias en ..., <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/colombia-busca-liderar-la-transici%C3%B3n-hacia-las-energ%C3%ADas-limpas-en-latinoam%C3%A9rica/>

⁶⁵ Fondos y mecanismos de apoyo financiero - UPME, <https://www.upme.gov.co/fondos-mecanismos-apoyo->

Esta inversión pública actuaría como un “capital de riesgo” que no solo habilita los proyectos, sino que también restaura la confianza de los inversionistas privados, acelerando la transición energética en su conjunto.

11.6. Justificación y Propuestas para un Aumento de Recursos Estratégico

El análisis previo consolida un argumento irrefutable para el incremento de los fondos energéticos, basado en la insuficiencia de la financiación actual para abordar la crisis de pobreza, la brecha de cobertura y las necesidades de una transición energética justa y segura.

Racionalidad Económica y Social del Incremento

El aumento del recaudo debe ser entendido como una inversión estratégica y no como un simple gasto. La Constitución Política y las normas de presupuesto definen a estos fondos como “inversión social”⁶⁶. Un incremento de los recursos permite al Estado pasar de un modelo de financiación reactivo (paliativos) a uno de inversión proactiva (soluciones definitivas).

El programa “Hogares Energéticamente Sostenibles” en Cali, financiado con el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), es un ejemplo de esta racionalidad. Al invertir en sistemas solares fotovoltaicos, se ha logrado que miles de familias reduzcan sus facturas de energía hasta en un 100%, eliminando la necesidad de subsidios tradicionales del Presupuesto General de la Nación⁶⁷. Este tipo de iniciativas genera un ahorro a largo plazo para el Fondo de Solidaridad del sector eléctrico de \$1,279 millones al año solo en este proyecto, demostrando que una inversión inicial en autogeneración puede liberar recursos fiscales recurrentes. La propuesta legislativa, por lo tanto, no es solo sobre aumentar la contribución, sino sobre habilitar un modelo fiscal más inteligente y sostenible.

Mecanismos de Fomento y Priorización de la Inversión

El éxito del proyecto de ley dependerá de la calidad de los “lineamientos” que el gobierno defina para la implementación del incremento. Estos lineamientos deben ser una respuesta sistémica que integre las lecciones aprendidas de los informes de gestión y las evaluaciones de los entes de control. Se sugiere que los lineamientos incluyan las siguientes directrices:

financiero/

⁶⁶ Ley 1753 de 2015 - Gestor Normativo - Función Pública, <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=61933>

⁶⁷ <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=61933>

Programa Colombia Solar: así pagan miles de familias cero pesos en su factura de energía en Cali, <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/programa-colombia-solar-asi-pagan-miles-de-familias-cero-pesos-en-su-factura-de-energia-en-cali/>

- **Focalización Inteligente:** La evidencia del IMPE de Promigas y del ICEE de la UPME (Sección 2) demuestra que la inversión debe priorizarse en los departamentos y zonas rurales más afectados por la pobreza y la falta de cobertura. Esto asegura que el nuevo capital aborde directamente la inequidad territorial.

- **Apoyo a la Innovación:** Una porción específica del aumento de fondos debería ser asignada para financiar proyectos de autogeneración y “comunidades energéticas”. Estos modelos son cruciales para cerrar la brecha en la “última milla” de la cobertura y para la transición justa, ya que los fondos pueden cubrir estudios, diseños y la infraestructura inicial, facilitando la participación de las comunidades y de actores privados.

- **Mejora de la Capacidad de Ejecución:** Los nuevos lineamientos deben fortalecer la capacidad administrativa y de seguimiento. El aumento de recursos debe ir acompañado de una reforma de procesos que garantice que los fondos no se estanquen en la burocracia, sino que se conviertan en un instrumento ágil para la transformación.

¿Por qué deberían incrementarse estos fondos?

1. **Brecha de cobertura y necesidad de inversión en ZNI y ruralidad.** Muchas comunidades en ZNI y áreas rurales requieren inversión adicional para electrificación con soluciones renovables y microrredes; FAZNI y FAER son los instrumentos naturales para ello. Estudios recientes (incluyendo análisis sobre energías distribuidas) sugieren oportunidades, pero requieren recursos para apalancar inversión privada y pública. Incrementar estos fondos acelera el cierre de brechas sociales, económicas y de cobertura.

2. **Transición energética y costos de implementación.** La incorporación de generación distribuida renovable (solar, baterías) en ZNI y redes rurales tiene mayores costos iniciales que las soluciones convencionales; aumentar FAZNI/FAER permite cofinanciar tecnologías limpias y reducir el costo para usuarios finales, apoyando metas de descarbonización. (Soporte conceptual en documentación de política y guías de proyecto).

3. **Mantenimiento y normalización de redes (calidad y pérdidas).** PRONE financia la normalización de redes, acción que reduce pérdidas no técnicas, mejora seguridad y facilita competencia ordenada. Invertir más en PRONE puede traducirse en menores pérdidas y mejores indicadores de calidad del servicio, reduciendo costos sistémicos.

4. **Protección social y aumento de la vulnerabilidad económica.** FOES cubre componente social del costo de la energía; en contextos de inflación y estrés económico, ampliar FOES protege a hogares vulnerables y evita cortes por incapacidad de pago, con beneficios sociales y políticos claros. Las cifras por kWh cubiertas han sido objeto de ajustes normativos; una mayor dotación robustecería la protección.

5. **Efecto multiplicador y apalancamiento de inversión privada.** Fondos públicos bien capitalizados reducen riesgo y atraen inversión privada en proyectos de generación y redes, especialmente en ZNI donde la escala es limitada. Esto acelera despliegue y reduce costo nivelado de energía en el mediano plazo. (Soporte conceptual en guías y estudios sobre financiación de energías distribuidas).

6. **Uso eficiente y gobernanza:** aumentar recursos sin fortalecer la gobernanza (comités, criterios técnicos, evaluación ex ante/ex post) puede provocar baja eficiencia y captura. La normatividad vigente establece comités de administración (ej. CAFAZNI) y requisitos de proyectos; estos mecanismos deben reforzarse.

12. Esquemas de diferenciación de precios para las fuentes de producción de energía.

Este apartado ofrece una sustentación técnica, económica y jurídica sólida para el artículo 12 del proyecto de ley. El análisis concluye que la propuesta de establecer esquemas de precios diferenciales para la energía, basados en la tecnología de generación, no solo es una medida conveniente y necesaria, sino que también se encuentra plenamente alineada con el marco legal y constitucional de Colombia.

El diagnóstico del Mercado de Energía Mayorista (MEM) revela una volatilidad sistémica en los precios de bolsa, un fenómeno que se traduce en “rentas excesivas” para ciertos generadores y una asimetría perjudicial en la contratación para los comercializadores y, en última instancia, los consumidores.⁶⁸ Esta inestabilidad tiene graves consecuencias económicas y sociales, contribuyendo de manera significativa a la inflación y afectando la competitividad de la industria⁶⁹.

Desde una perspectiva técnica y económica, la propuesta constituye una corrección fundamental a una falla de mercado inherente al esquema marginalista actual. Al desvincular el precio que reciben las plantas de bajo costo (hidráulicas, solares, eólicas) del precio de las plantas más costosas (térmicas), se elimina una fuente de distorsión que no refleja los costos reales de producción y se traslada el beneficio de la eficiencia a los usuarios finales. Esto se alinea con la experiencia de otros mercados internacionales y fomenta la inversión en tecnologías más limpias y económicas⁴.

⁶⁸ EL MERCADO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN COLOMBIA: CARACTERÍSTICAS, EVOLUCIÓN E IMPACTO SOBRE OTROS SECTORES - Fedesarrollo, fecha de acceso: septiembre 12, 2025, https://www.repository.fedesarrollo.org.co/bitstream/handle/11445/171/CDF_No_%2030_Octubre_2009.pdf?sequence=1%26isAllowed=y

⁶⁹ OBSERVATORIO DE ENERGÍA - INFLACIÓN DE PRECIOS DE ENERGÍA - Noviembre 2021 - UPME, fechadeacceso:septiembre12,2025, https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Inflacion_energia/Informe_Inflacion_Energia_Noviembre_2021_preliminar.pdf

Jurídicamente, la medida se sostiene bajo el principio de proporcionalidad constitucional, evaluado en sus tres dimensiones: idoneidad, necesidad y estricta proporcionalidad⁶. El análisis demuestra que no existen medidas menos restrictivas igualmente efectivas para alcanzar los objetivos de eficiencia y equidad. La actual “opción tarifaria”, por ejemplo, no resuelve la raíz del problema, sino que simplemente difiere su impacto, generando un saldo acumulado que deberá ser asumido en el futuro⁷. Finalmente, la propuesta del proyecto de ley respeta el arreglo institucional existente, asignando roles claros al Ministerio de Minas y Energía (MME) como orientador de la política y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) como el ejecutor técnico de la regulación².

En consecuencia, la propuesta materializada en el artículo 12 se constituye una medida estructural de largo plazo, esencial para garantizar la estabilidad, la equidad y la seguridad energética del país.

12.1. Objeto y Alcance del Artículo 12.

La discusión sobre el costo de la energía eléctrica ha escalado hasta convertirse en un tema central de la agenda pública en Colombia. La percepción de un modelo rentístico que privilegia a ciertos actores del mercado en detrimento de los usuarios, especialmente en regiones como la Costa Caribe, ha generado un amplio clamor por una reforma estructural⁷⁰. El proyecto de ley que se presenta a consideración del Congreso de la República surge como una respuesta directa a este desafío.

El artículo propuesto delega a la CREG la tarea de ajustar el reglamento de operación del mercado en un plazo de seis meses, basándose en criterios técnicos de eficiencia, sostenibilidad y seguridad energética, y siguiendo los lineamientos del MME para establecer topes máximos y mínimos de precios por tecnología de generación. Este apartado busca demostrar que los objetivos de la propuesta son legítimos y que la medida es idónea para corregir las deficiencias del mercado actual, alineándose con los principios del Estado social de derecho.

12.2. Diagnóstico del Mercado de Energía Mayorista (MEM) Colombiano.

Estructura y Funcionamiento Actual: Un Análisis Crítico

El sector eléctrico colombiano se rige fundamentalmente por las Leyes 142 y 143 de 1994, que definen las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización⁷¹. El mercado se compone de generadores (hidráulicos, térmicos, eólicos),

transmisores, distribuidores y comercializadores, con XM como el administrador de las transacciones en el Mercado de Energía Mayorista (MEM).

El precio de la energía en el MEM se determina bajo un esquema marginalista. Esto significa que el precio que todos los generadores reciben por la energía inyectada al sistema es fijado por el costo marginal de la última planta despachada para satisfacer la demanda en un momento específico. Esta planta es, generalmente, la de mayor costo de operación. Adicionalmente, el mercado opera con contratos bilaterales de largo plazo, que son acuerdos financieros entre generadores y comercializadores, y un mercado de corto plazo, conocido como la “bolsa de energía”⁷². Un mecanismo complementario es el Cargo por Confiabilidad (CxC), diseñado para promover la inversión y garantizar la disponibilidad de las plantas para cubrir la demanda en situaciones de escasez.

Volatilidad Extrema y sus Causas Estructurales.

La evidencia empírica muestra que el MEM colombiano ha experimentado una volatilidad de precios extrema. El precio promedio de la energía en bolsa ha mostrado fluctuaciones severas, con variaciones que superan el 60% en un solo mes. En abril de 2024, el precio promedio de bolsa aumentó un 22.68% con respecto al mes anterior⁷³. Un año después, en marzo de 2025, el precio cayó un 62.01%.⁷⁴ Este comportamiento errático no es una anomalía, sino una consecuencia directa del diseño actual del mercado.

La principal causa de esta volatilidad se encuentra en la composición de la matriz de generación y el rol del costo marginal. La matriz colombiana es mayoritariamente hidráulica (aproximadamente 70%), mientras que el 30% restante corresponde a tecnologías térmicas y, en menor medida, a Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCR). En periodos de abundancia hídrica, el costo de oportunidad del agua es bajo, y las plantas hidráulicas pueden ofrecer energía a precios competitivos. Sin embargo, en situaciones de sequía, como el fenómeno de El Niño, la generación térmica se vuelve indispensable para cubrir la demanda⁷⁵.

⁷² Informe de XM sobre las variables del mercado de energía en junio de 2025, fecha de acceso: septiembre 12, 2025, <https://www.xm.com.co/noticias/8027-informe-de-xm-sobre-las-variables-del-mercado-de-energia-en-junio-de-2025>

⁷³ Comunicado de XM sobre las variables del mercado de energía en abril de 2024, fecha de acceso: septiembre 12, 2025, <https://www.xm.com.co/noticias/6865-comunicado-de-xm-sobre-las-variables-del-mercado-de-energia-en-abril-de-2024>

⁷⁴ Precio de energía en bolsa cayó 62,01 % en marzo de 2025: quedó en \$236,37/kWh, fecha de acceso: septiembre 12, 2025, <https://es-us.noticias.yahoo.com/precio-energ%C3%ADa-bolsa-cay%C3%B3-62-191500536.html>

⁷⁵ Gobierno nacional Logra Tope Tarifario a los Precios de la Bolsa de ..., fecha de acceso: septiembre 12,

⁷⁰ Senadores pidieron al gobierno bajar urgentemente las tarifas de energía, fecha de acceso: septiembre 12, 2025, <https://www.senado.gov.co/index.php/el-senado/noticias/5248-senadores-pidieron-al-gobierno-bajar-urgentemente-las-tarifas-de-energia>

⁷¹ Funcionamiento del sector - Ministerio de Minas y Energía, fecha de acceso: septiembre 12, 2025, <https://www.minenergia.gov.co/es/misional/energia-electrica-2/funcionamiento-del-sector/>

Las plantas térmicas, que operan con combustibles líquidos o gas, tienen costos de operación significativamente más altos, lo que les permite fijar el precio marginal del sistema⁷⁶.

La estructura marginalista del mercado crea un problema de rentas excesivas. Cuando una planta térmica de alto costo fija el precio en bolsa, las plantas hidroeléctricas o de FNCER, que tienen costos de operación casi nulos, se benefician al recibir un precio de venta artificialmente elevado⁷⁷. Esta desconexión entre el precio que paga el consumidor y el costo real de la mayor parte de la energía generada es lo que el proyecto de ley busca corregir. Adicionalmente, el mecanismo del Cargo por Confiabilidad ha mostrado ser insuficiente, con una activación de solo el 13.4% de las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) en marzo de 2025, lo que sugiere que no está cumpliendo su función de garantizar el suministro en momentos críticos.

Consecuencias Económicas y Sociales

La inestabilidad del precio de la energía tiene un impacto directo y negativo en la economía nacional. Los altos costos se transmiten a los consumidores finales, elevando el costo de vida. Por ejemplo, la inflación de la energía eléctrica ha llegado a contribuir con el 12.9% de la variación mensual del Índice de Precios al Consumidor (IPC)⁷⁸. Este aumento se ve reflejado en el precio de productos básicos, como los alimentos, generando un efecto multiplicador en la inflación general⁷⁹.

Para el sector productivo, los altos costos de la energía son un obstáculo significativo para el desarrollo industrial y comercial, particularmente en regiones como la Costa Caribe⁸⁰. Las empresas

locales se encuentran en desventaja frente a otras con menores costos, lo que reduce sus márgenes de ganancia, frena la inversión y limita su capacidad de crecimiento y competitividad en los mercados nacionales e internacionales. La volatilidad también genera incertidumbre para todos los actores, incluyendo generadores, comercializadores y consumidores, lo que desincentiva la toma de decisiones estratégicas de largo plazo.

El artículo propuesto busca abordar la asimetría existente en la contratación, donde los comercializadores y los usuarios regulados están más expuestos a las fluctuaciones de la bolsa, mientras que los grandes generadores y usuarios no regulados pueden protegerse con contratos bilaterales⁸¹. Los precios en bolsa pueden fluctuar de manera desproporcionada, mientras que los precios de los contratos se mantienen en un rango relativamente estable. Esto demuestra que la volatilidad no es un problema aislado del mercado de corto plazo, sino un fallo sistémico que afecta directamente la formación de tarifas, a pesar de que gran parte de la energía se transa fuera de la bolsa.

13. Fundamentos Técnicos y Económicos de la Propuesta

Racionalidad Económica: Del Costo Marginal a la Diferenciación por Tecnología.

La propuesta del artículo 12 se basa en la racionalidad económica de corregir el fallo de mercado creado por el modelo de costo marginal único. Este modelo, si bien puede ser eficiente en teoría, genera un problema de “rentas excesivas” cuando las tecnologías de bajo costo, como la hidroeléctrica, venden su energía al mismo precio que las plantas de alto costo, como las térmicas que usan combustibles importados.

La diferenciación de precios por tecnología tiene como premisa la realidad de que los costos de producción de cada fuente son intrínsecamente diferentes. Al establecer topes máximos y mínimos, la regulación puede obligar a que las ofertas de precios de las plantas de bajo costo se mantengan más cerca de sus costos operativos reales. Esto reduce la brecha entre el costo marginal de la última planta y el precio que reciben todas las demás. El beneficio de esta corrección se traslada directamente al consumidor, ya que el costo de la generación se hace más equitativo. La propuesta permite que las plantas térmicas, cuyo rol de respaldo es crucial para la seguridad energética, sigan siendo remuneradas por su función, pero sin que sus altos costos dicten el precio para todo el mercado, eliminando así las rentas desproporcionadas.

2025, <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/gobierno-nacional-logra-tope-tarifario-a-los-precios-de-la-bolsa-de-energ%C3%ADa/>

⁷⁶ El Mercado de la Energía Eléctrica en Colombia ... - Acolgen, fecha de acceso: septiembre 12, 2025, https://acolgen.org.co/wp-content/uploads/2022/04/ACOLGEN_EL-MERCADO-DE-LA-ENERGIA-ELECTRICA-EN-COLOMBIA-CARACTERISTICAS-EVOLUCION-E-IMPACTO-SOBRE-OTROS-SECTORES.pdf

⁷⁷ <https://www.senado.gov.co/index.php/el-senado/noticias/5248-senadores-pidieron-al-gobierno-bajar-urgentemente-las-tarifas-de-energia>

⁷⁸ OBSERVATORIO DE ENERGÍA - INFLACIÓN DE PRECIOS DE ENERGÍA - Noviembre 2021 - UPME,

fechadeacceso:septiembre12,2025, https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Inflacion_energia/Informe_Inflacion_Energia_Noviembre_2021_preliminar.pdf

⁷⁹ Crisis Energética en Colombia: Incremento del 9.14 % en Costos de Energía Impacta el Precio de Productos Básicos - La Nota Económica, fecha de acceso: septiembre 12, 2025, <https://lanotaeconomica.com.co/movidas-empresarial/crisis-energetica-en-colombia-incremento-del-9-14-en-costos-de-energia-impacta-el-precio-de-productos-basicos/>

⁸⁰ Altos costos de la energía: el gran desafío en el Caribe colombiano ..., fecha de acceso: septiembre 12, 2025, <https://caribepotenciaenergetica.com/altos-costos-de-la-energia-el-gran-desafio-en-el-caribe-colombiano/>

⁸¹ Informe de XM sobre las variables del mercado de energía en junio de 2025, fecha de acceso: septiembre 12, 2025, <https://www.xm.com.co/noticias/8027-informe-de-xm-sobre-las-variables-del-mercado-de-energia-en-junio-de-2025>

Beneficios Proyectados y Modelos Exitosos

La implementación de precios diferenciales por tecnología generaría múltiples beneficios para el sistema en su conjunto:

- **Reducción de la Volatilidad y Mayor Estabilidad de Precios:** Al segmentar el mercado, el precio final se compondría de una canasta de precios más estable, reduciendo la exposición de los consumidores a las fluctuaciones extremas de la bolsa.

- **Recuperación de la Señal de Inversión y Contratación a Largo Plazo:** La eliminación de las rentas excesivas y la mayor estabilidad de los precios de corto plazo incentivarían a los generadores a buscar la seguridad de los contratos de largo plazo, que son esenciales para financiar la expansión de la capacidad de generación.

- **Promoción de la Eficiencia y las FNCER:** Un esquema que premie a las tecnologías de bajo costo envía una señal clara para invertir en fuentes más eficientes y limpias, como las FNCER (solares y eólicas), que son fundamentales para la transición energética y la seguridad del país a largo plazo.

La propuesta no es un concepto novedoso a nivel mundial. Mercados energéticos en otros países ya gestionan o reportan resultados por tecnología de generación, como el Mercado Ibérico de la Electricidad (OMIE) en España⁸². Esto demuestra que la implementación de una medida de esta naturaleza es técnicamente viable y operativamente factible dentro de un mercado mayorista.

13.1. Análisis Jurídico: Conveniencia, Necesidad y Proporcionalidad

El Marco Legal y Constitucional de la Regulación de Servicios Públicos

El proyecto de ley se fundamenta en la potestad constitucional del Estado de intervenir en la economía y regular los servicios públicos domiciliarios para garantizar la primacía del interés general⁸³. Las Leyes 142 y 143 de 1994 establecieron los criterios para la prestación de estos servicios, incluyendo la **eficiencia económica**, la **equidad**, la **solidaridad** y la **redistribución de ingresos**⁸⁴. El artículo 12 de la propuesta es un instrumento para materializar estos principios, ya que la regulación actual ha demostrado ser deficiente para alcanzarlos en su totalidad. No se trata de una intervención arbitraria, sino de

una adecuación del marco regulatorio para que el mercado cumpla con sus fines constitucionales.

El Principio de Proporcionalidad Constitucional.

La Corte Constitucional de Colombia ha establecido el principio de proporcionalidad como una herramienta clave para evaluar la justificación de las medidas estatales que puedan afectar derechos o intereses legítimos. Este principio se descompone en tres subprincipios: idoneidad, necesidad y proporcionalidad en sentido estricto⁸⁵.

Idoneidad

La medida es idónea para alcanzar los fines legítimos del Estado. Los objetivos declarados en el artículo (reducir la volatilidad, proteger al consumidor, garantizar la equidad) son fines legítimos del Estado colombiano en el marco de la regulación de servicios públicos. La propuesta es un medio adecuado porque ataca la causa raíz de la volatilidad, que es la fijación del precio por la tecnología más costosa. Al desvincular el precio de las tecnologías más económicas, la propuesta es un medio directo y eficaz para lograr la estabilización de las tarifas y la protección del consumidor.

Necesidad

La medida es necesaria porque no existe una alternativa menos restrictiva que sea igualmente efectiva para lograr los fines propuestos. La principal herramienta regulatoria actual para mitigar el impacto de los precios, la “opción tarifaria” de la CREG, solo difiere el cobro a los usuarios en los momentos de picos de precios, lo que genera un “saldo acumulado” que los consumidores deben pagar en el futuro. Los propios estudios del MME demuestran que esta medida es un paliativo que pospone el problema en lugar de resolverlo. Por lo tanto, dado que la principal herramienta existente es insuficiente y solo administra un problema de fondo, una medida estructural como la propuesta en el Artículo 12 se convierte en una **necesidad** para resolver la falla de mercado de manera definitiva.

Proporcionalidad en Sentido Estricto.

Se argumenta que los beneficios de la medida superan claramente los posibles perjuicios.

- **Beneficios:** La medida se orienta a lograr una estabilidad de precios para millones de consumidores, lo que se traduce en una reducción de la inflación, un aumento de la competitividad industrial y un mayor bienestar para los hogares. Además, promueve un mercado más equitativo al reducir las rentas excesivas.

- **Perjuicios:** Los posibles perjuicios incluyen la complejidad regulatoria de diseñar un nuevo esquema y el supuesto desincentivo a la inversión en plantas térmicas. Sin embargo, este último punto se refuta con la realidad de que el Cargo por Confiabilidad ya remunera la disponibilidad de estas plantas para el sistema, garantizando su función de

⁸² Negociación por tecnologías | OMIE, fecha de acceso: septiembre 12, 2025, <https://www.omie.es/es/market-results/daily/daily-market/trading-by-technology>

⁸³ Sentencia C-406 de 2020 Corte Constitucional - Gestor Normativo - Función Pública, fecha de acceso: septiembre 12, 2025, <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=144803>

⁸⁴ Modelo tarifario, subsidios cruzados y eficiencia económica en el sector de saneamiento básico, fecha de acceso:septiembre12,2025, <https://revistas.uexternado.edu.co/index.php/contexto/article/download/2543/2172/8400>

⁸⁵ Principio de proporcionalidad en Colombia: Qué es y aplicación - Conceptos Jurídicos, fecha de acceso: septiembre 12, 2025, <https://www.conceptosjuridicos.com/co/principio-de-proporcionalidad/>

respaldo. Por lo tanto, la propuesta no compromete la seguridad energética, ya que las plantas térmicas seguirían recibiendo una compensación por estar disponibles.

La siguiente tabla resume el análisis de proporcionalidad:

Tabla 23. Análisis de Proporcionalidad de la Propuesta.

Principio	Justificación	Evidencia de Apoyo	Resultado
Idoneidad	La medida es un medio directo y adecuado para corregir la falla de mercado que genera volatilidad y rentas excesivas.	Los objetivos del artículo son legítimos (eficiencia, equidad, estabilidad) y la medida ataca la raíz del problema (el precio marginal fijado por las plantas de alto costo).	El proyecto de ley es un instrumento idóneo para alcanzar los fines constitucionales.
Necesidad	No existe una medida menos restrictiva que sea igualmente efectiva para lograr la estabilidad de precios y la protección del consumidor.	La "opción tarifaria" de la CREG no resuelve el problema, solo difiere la deuda, generando una acumulación de saldos por cobrar.	La intervención estructural es necesaria ante la insuficiencia de los mecanismos regulatorios existentes.
Proporcionalidad en Sentido Estricto	Los beneficios de la propuesta (estabilidad, equidad, competitividad, promoción de FNCER) superan	La estabilidad de precios beneficia a millones de consumidores y a la industria. El Cargo por Confianza ya remunera la disponibilidad de las	La medida es proporcionada al daño que busca mitigar.

	claramente cualquier perjuicio.	plantas térmicas, por lo que su función de respaldo no se ve comprometida.	
--	---------------------------------	--	--

Fuente: Elaboración propia.

Viabilidad Regulatoria y Operativa

Competencias y Coordinación Institucional

El artículo 12 del proyecto de ley demuestra un diseño institucional inteligente al establecer una clara coordinación entre el MME y la CREG, respetando las competencias de cada entidad. El MME, como cabeza del sector, se encarga de definir los lineamientos de política y realizar el estudio que sirva de base para los toques de precios, mientras que la CREG, como entidad reguladora técnica, es la responsable de “ajustar el reglamento de operación” para la implementación.

Esta división de roles es coherente con el modelo institucional colombiano, donde los ministerios formulan la política pública y las comisiones de regulación, con su experticia técnica, la implementan. Esta propuesta se alinea con las mejores prácticas de política pública que exigen una coordinación interinstitucional entre las entidades con funciones de formulación y las de vigilancia y control⁸⁶.

13.2. Conclusiones y Recomendaciones Finales

La revisión exhaustiva del problema, la solución propuesta y su marco legal y técnico permite concluir que el artículo 12 del proyecto de ley es una medida bien concebida, que aborda una falla estructural de

mercado con graves consecuencias para la economía y la sociedad colombiana.

• El modelo de costo marginal único, si bien busca la eficiencia, ha demostrado ser un generador de volatilidad y rentas desproporcionadas en un mercado con una matriz mayoritariamente hidráulica.

• Esta volatilidad se traduce en un aumento de la inflación y una pérdida de competitividad para la industria, afectando de manera desproporcionada a los consumidores regulados.

• La propuesta de precios diferenciales por tecnología es una solución racional y técnicamente viable que corrige estas distorsiones, alinea los precios con los costos reales de producción y fomenta la inversión en la transición energética.

• Jurídicamente, la medida se encuentra blindada por el test de proporcionalidad, ya que es idónea para lograr los fines constitucionales de eficiencia y equidad, necesaria ante la insuficiencia de las herramientas actuales y proporcionada en su impacto.

En consecuencia, se recomienda al Congreso de la República de Colombia la aprobación del artículo 12 del proyecto de ley. Una vez sancionado, se insta al Ministerio de Minas y Energía y a la Comisión de Regulación de Energía y Gas a iniciar de inmediato los estudios y la concertación técnica con los actores del sector para una implementación efectiva y transparente, asegurando que los beneficios de un mercado más justo y estable lleguen a todos los colombianos.

14. Análisis y Justificación para el Incremento del 2% de Recaudo de la Tarifa del Artículo 45 de la Ley 99 de 1993: Una Hoja de Ruta para la Justicia Energética.

Las transferencias del sector eléctrico (TSE) reguladas por el artículo 45 de la Ley 99 de 1993 son una contribución que legalmente determina a todas las generadoras de energía hidroeléctrica de una capacidad instalada de más de 10 megavatios (10 MW), el deber de girar un porcentaje de sus ventas brutas de energía para financiar la protección ambiental, la defensa de las cuencas y áreas de influencia de los proyectos. Las TSE son una contribución (dinero) que las empresas generadoras de energía transfieren a las Autoridades Ambientales (Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) y/o Parques Nacionales Naturales (PNN)) y a los municipios y distritos, en cumplimiento del artículo mencionado anteriormente.

Entre quienes reciben estas transferencias, se tiene a los municipios y los distritos donde se encuentra el embalse del proyecto hidroeléctrico o las unidades de generación de las centrales termoeléctricas, municipios y distritos localizados en la cuenca hidrográfica que surten los embalses de las hidroeléctricas, los municipios donde se encuentran instaladas las plantas hidroeléctricas que no sean parte de la cuenca o del embalse, las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) o los

86 Guía Metodológica para la Elaboración de Análisis de Impacto ..., fecha de acceso: septiembre 12, 2025, https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/ModernizacionEstado/EReI/Guia_Metodologica_AIN.pdf

Parques Nacionales Naturales (PNN) que tengan jurisdicción en el área donde se encuentra localizada la cuenca hidrográfica y del área de influencia del proyecto.

De acuerdo con la señalada ley, las transferencias de las centrales hidroeléctricas corresponden al 6% de la tarifa en bloque que definió la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Para las plantas termoeléctricas, el valor asciende al 4% y para algunas fuentes renovables no convencionales (FNCER) existen porcentajes específicos del 1% y en ascenso al 4% y 6%. En la práctica, las empresas reportan montos significativos anualmente: por ejemplo, las cifras de Empresas Públicas de Medellín-EPM ascienden a \$195.000 millones de pesos en transferencias para el 2024; mientras que Enel Colombia informó más de \$123.000 millones y Celsia \$36.538 millones respectivamente.

De acuerdo con los elementos de la ley, la mitad de estos ingresos se destina a las CAR y PNN y el restante 50% se destina a los municipios y entes territoriales. A continuación, se presenta un resumen de las tarifas en pesos por kilovatio-hora registradas para los años 2021 a 2025.

Tabla 24. Valores de la Tarifa de las Transferencias de Ley 99/1993 para los años 2021 a 2025. Valores en COP por kilovatio-hora.

	2021	2022	2023	2024	2025
6% (Hidros y nuevas FNCER)	\$7.31984	\$7.63945	\$9.42151	\$9.63841	\$11.34176
4% (Termos y FNCERs existentes)	\$4.87989	\$5.09297	\$6.28101	\$6.42561	\$7.56117
1% (FNCERs en transición)	\$1.21997	\$1.27324	\$1.57025	\$1.60640	\$1.89029

Figura 24. Valores de la Tarifa de las Transferencias de Ley 99/1993 para los años 2021 a 2025

A continuación, se presenta el top-20 del valor neto de las transferencias de la Ley 99 de 1993, agrupados por agente generador y adicionalmente se presentan el valor agrupado por departamento (considerando el departamento donde se encuentran instaladas las unidades de generación).

Tabla 25. Resumen del Top-20 de las transferencias de la Ley 99 de 1993 de las empresas generadoras. Valores 2021 a 2025 (recaudo del mes de julio), en miles de millones de pesos

Agente	2021	2022	2023	2024	2025
EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	\$130,190	\$151,908	\$179,821	\$197,250	\$159,376
ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.	\$ -	\$ 84,821	\$144,922	\$122,599	\$106,938
ISAGEN S.A. E.S.P.	\$120,001	\$138,915	\$137,544	\$121,897	\$111,838
CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.	\$ 34,556	\$ 40,607	\$ 41,200	\$ 36,939	\$ 32,232
AES COLOMBIA & CIA. S.C.A. E.S.P.	\$ -	\$ 20,815	\$ 40,167	\$ 29,620	\$ 25,488
TERMOBARRANQUILLA S.A. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	\$ 16,475	\$ 15,550	\$ 23,983	\$ 27,345	\$ 11,167
GENERADORA Y COMERCIALIZADORA DE ENERGIA DEL CARIBE S.A. E.S.P.	\$ 12,761	\$ 11,146	\$ 18,850	\$ 26,149	\$ 10,164
PRIME TERMOFLORES S.A.S. E.S.P.	\$ 3,588	\$ 3,098	\$ 8,510	\$ 19,531	\$ -
TERMOCANDELARIA S.A.S. - E.S.P.	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 15,095	\$ 7,983
EMPRESA URRUTIA S.A. E.S.P.	\$ 10,858	\$ 13,645	\$ 11,891	\$ 12,654	\$ 12,225

Agente	2021	2022	2023	2024	2025
TERMOTASAJEROS S.A. E.S.P.	\$ 1,348	\$ 1,372	\$ 6,428	\$ 7,893	\$ 1,543
TERMOTASAJEROS S.A. E.S.P.	\$ 1,379	\$ 1,414	\$ 6,055	\$ 7,561	\$ 1,429
COMPANIA ELÉCTRICA DE SOCHAGOTA S.A. E.S.P.	\$ 2,163	\$ 1,514	\$ 6,429	\$ 7,331	\$ 1,529
HIDROELECTRICA DEL ALTO PORCE S.A.S. E.S.P.	\$ 5,908	\$ 6,241	\$ 5,761	\$ 5,685	\$ 5,254
TERMOYOPAL GENERACION 2 S.A.S. E.S.P.	\$ 5,576	\$ 5,892	\$ 7,679	\$ 5,390	\$ 3,525
GESTION ENERGETICA S.A. E.S.P.	\$ 1,708	\$ 1,089	\$ 5,033	\$ 4,886	\$ 980
PRIME TERMOVALLE S.A.S. EMPRESA DE SERVICIOS PUBLICOS	\$ 28	\$ 20	\$ 4,065	\$ 4,399	\$ -
TERMONORTE S.A.S. E.S.P.	\$ 1,297	\$ 1,724	\$ 3,325	\$ 3,320	\$ 2,440
PROELECTRICA S.A.S. E.S.P.	\$ 1,459	\$ 1,688	\$ 2,361	\$ 3,240	\$ 1,354
TERMO MECHERO MORRO S.A.S. E.S.P.	\$ -	\$ -	\$ 1,580	\$ 3,131	\$ 2,185

Tabla 26. Resumen de las transferencias de Ley 99/93 por departamento de ubicación de las plantas generadoras. Valores 2021 a 2025 (recaudo al mes de julio), en miles de millones de pesos.

Departamento	2021	2022	2023	2024	2025
ANTIOQUIA	\$207,904	\$235,419	\$257,863	\$266,754	\$225,087
CUNDINAMARCA	\$ 59,457	\$ 70,122	\$104,492	\$ 89,865	\$ 77,769
ATLÁNTICO	\$ 20,063	\$ 18,647	\$ 32,540	\$ 49,623	\$ 16,118
SANTANDER	\$ 38,863	\$ 43,200	\$ 52,539	\$ 44,653	\$ 39,980
BOYACÁ	\$ 38,156	\$ 35,188	\$ 51,742	\$ 41,633	\$ 27,753
CÓRDOBA	\$ 17,411	\$ 19,579	\$ 25,548	\$ 31,568	\$ 16,622
HUILA	\$ 35,805	\$ 32,309	\$ 39,825	\$ 31,149	\$ 27,725
VALLE DEL CAUCA	\$ 18,669	\$ 22,029	\$ 25,366	\$ 28,125	\$ 18,076
CALDAS	\$ 19,550	\$ 21,579	\$ 17,766	\$ 18,877	\$ 16,753
BOLÍVAR	\$ 2,198	\$ 2,571	\$ 8,372	\$ 18,662	\$ 8,756
NORTE DE SANTANDER	\$ 2,727	\$ 2,786	\$ 12,505	\$ 15,552	\$ 3,044
LA GUAJIRÁ	\$ 6,282	\$ 5,896	\$ 9,505	\$ 10,861	\$ 6,459
CAUCA	\$ 11,857	\$ 13,756	\$ 11,674	\$ 9,951	\$ 11,228
CASANARE	\$ 7,982	\$ 8,335	\$ 10,917	\$ 8,521	\$ 5,710
TOLIMA	\$ 6,079	\$ 7,145	\$ 8,140	\$ 7,110	\$ 4,957
MAGDALENA	\$ 1,297	\$ 1,724	\$ 3,436	\$ 3,724	\$ 2,746

Departamento	2021	2022	2023	2024	2025
RISARALDA	\$ 1,445	\$ 1,414	\$ 1,388	\$ 1,592	\$ 1,446
CESAR	\$ 157	\$ 192	\$ 439	\$ 1,216	\$ 816
NARIÑO	\$ 917	\$ 866	\$ 960	\$ 955	\$ 1,002
META	\$ 593	\$ 477	\$ 856	\$ 843	\$ 701
SUCRE	\$ 14	\$ 77	\$ 197	\$ 214	\$ 154
ARAUCA	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
BOGOTÁ D.C.	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
PUTUMAYO	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
QUINDÍO	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total	\$497,426	\$543,310	\$676,070	\$681,449	\$512,901

Tabla 26. Resumen de las transferencias de Ley 99/93 por departamento de ubicación de las plantas

El artículo 45 de la Ley 99 de 1993 establece la transferencia del sector eléctrico como una contribución parafiscal: las generadoras hidroeléctricas con potencia instalada mayores a los 10.000 kilovatios deben transferir un porcentaje de sus ventas brutas para financiar la protección del medio ambiente y la defensa de la cuenca y área de influencia de sus proyectos.

Las reglas de las transferencias son: hidroeléctricas = 6%, termoeléctricas = 4%, y para las FNCER porcentajes diferentes establecidos en la Ley 143/1994 y sus modificaciones. La normativa secundaria define detalles de liquidación.

Las transferencias se liquidan sobre las ventas brutas de energía por generación propia, aplicando la tarifa correspondiente. En el caso de hidroeléctricas (6%), suele aplicarse una división entre CAR y municipios/PNN: por ejemplo, 3% CAR/PNN y 3% municipios. Para térmicas, 2.5% CAR + 1.5% municipios. Para las renovables se consideran porcentajes específicos e inclusión de comunidades étnicas cuando corresponda. Los recursos entregados a CAR, municipios y Parques deben destinarse prioritariamente a protección del medio ambiente,

defensa de cuencas, restauración, saneamiento básico (acueducto, alcantarillado, tratamiento de aguas, rellenos sanitarios). Las CAR están obligadas a aplicar estos recursos en esos fines y la Contraloría supervisa su correcta destinación. Entre los ejemplos del uso de los recursos, EPM reporta recursos que a través de los destinatarios invertidos en saneamiento básico y ambiental en 194 municipios, CAR y Parques Nacionales. Enel reporta transferencias a municipios de Cundinamarca, Huila, Cauca, Atlántico y Cesar, y a CAR/PNN.

Sin embargo, es importante resaltar los retos que aún deben ser resueltos en materia social para las comunidades asociadas, no solo a los territorios, distritos y municipios de la cuenca hidrográfica y de los embalses, sino también los que se encuentran aguas abajo de las represas, quienes también se ven afectados por las descargas de agua, sedimentos y lodos. Entre los retos por resolver se encuentran:

- Compensación en los impactos de las grandes centrales hidroeléctricas a las comunidades.
- Calidad del servicio de energía eléctrica de las comunidades impactadas por los grandes proyectos de generación de energía.
- Consolidación nacional, pública y accesible de las transferencias realizadas a los entes territoriales y a las autoridades ambientales.
- Riesgo de destinación incorrecta de recursos, según auditorías⁸⁷.

En este sentido, el proyecto de ley propone que se pueda hacer un recaudo adicional de hasta el 2% con el fin de brindar soluciones tarifarias y sociales a las comunidades impactadas por los grandes proyectos de generación (térmicos o hídricos) que determine la cartera ministerial. Se estima que, con esta propuesta, el recaudo anual oscilaría entre los 72 mil y los 92 mil millones de pesos anuales (dependiendo de los niveles de producción de energía) si se consideran solamente los proyectos de generación hidroeléctrica de capacidad mayor a 10 MW. Teniendo en cuenta que las transferencias ambientales del sector eléctrico constituyen un instrumento clave para la protección ambiental y saneamiento en zonas de influencia de proyectos eléctricos, consideramos que aún es necesario destinar recursos para el cierre de las brechas de pobreza energética, especialmente para las poblaciones impactadas por los proyectos de generación.

⁸⁷ Sobre este particular, se puede consultar el seguimiento que la ANLA ha hecho a los impactos ambientales y sociales del central hidroituango, cuyo documento se puede consultar en: https://anla.sharepoint.com/sites/Informaci%C3%B3n_Adicional/Documents/Forms/AllItems.aspx?id=%2Fsites%2FInformaci%C3%B3n%2FAdicional%2FDocuments%2FItuango&p=true&ga=1. Igualmente, la defensoría del pueblo ha advertido sobre los efectos negativos de las centrales hidroeléctricas. Un ejemplo de esto se puede consultar en <https://www.defensoria.gov.co/-/defensor%C3%ADa-advierte-preocupante-impacto-ambiental-de-las-hidroel%C3%A9ctricas-en-colombia>.

En gracia de discusión, constitucionalmente, el proyecto encuentra respaldo en los artículos 32, 334, 365 y 370 de la Constitución Política, que consagran la dirección, regulación, control y administración de los recursos naturales y del sector energético como atribuciones propias del Estado. Dichas funciones se ejercen a través del Ministerio de Minas y Energía y sus organismos, entre ellos la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

En esa medida, las medidas tarifarias y de estabilización contenidas en el articulado no responden a una lógica de prestación de servicios públicos en sentido amplio, sino a la intervención económica en el mercado energético conforme al artículo 334 de la Constitución, que faculta al Estado para regular sectores estratégicos en aras del interés general. Por tanto, la iniciativa se inscribe dentro de la política pública de energía y minas, materia de deliberación y competencia de la Comisión Quinta Constitucional Permanente del Congreso de la República.

PROYECTO DE LEY NÚMERO 432 DE 2025 CÁMARA

por medio del cual se establecen mecanismos para la regulación justa y la democratización del sector energético.

El Congreso de la República DECRETA:

Artículo 1º. Objeto. La presente ley establece mecanismos para la regulación del sector energético con el objetivo de lograr la equidad y garantizar la prestación del servicio público de energía eléctrica, promoviendo la equidad en el acceso a subsidios, la sostenibilidad financiera del sistema, la eficiencia energética y la transparencia en la facturación. Adicionalmente, se introducen disposiciones relacionadas con la participación de los usuarios y el control social sobre los esquemas tarifarios, la vigencia de las fórmulas tarifarias, la composición de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), la eliminación de cobros no relacionados con el servicio, contratación de energía, lineamientos para fortalecer la confiabilidad del sistema, y criterios diferenciales en el esquema tarifario para apoyar la transformación productiva mediante fuentes renovables, como parte de una política estructural de transición energética justa y adaptación al cambio climático.

Artículo 2º. Adiciónese un artículo nuevo a la Ley 143 de 1994, el cual quedará de la siguiente manera:

Artículo 98. Mitigación de Impactos de la Opción tarifaria en los Estratos 1, 2 y 3. De manera excepcional y en concordancia con el principio de solidaridad y redistribución de ingresos del artículo 367 de la Constitución Política, los usuarios de estratos 5, 6, los no residenciales y los no regulados a nivel nacional, asumirán la deuda de la opción tarifaria de los usuarios de estratos 1, 2 y 3 a nivel nacional.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en un término no superior a tres (3) meses, definirá los mecanismos especiales a través de los cuales se hará el manejo y asignación de los saldos de opción tarifaria, calculados al corte de la entrada en vigencia de la presente Ley. Asimismo, deberá determinar la responsabilidad de su cálculo, liquidación, recaudo, balance y redistribución entre agentes.

El Ministerio de Minas y Energía, o quien este defina, en un término no superior a un (1) mes, establecerá los criterios de excepción a este artículo, entre los cuales se deberá tener en cuenta la no afectación de la economía popular y usuarios no residenciales de los pequeños negocios ubicados en estratos 1, 2 y 3.

Parágrafo 1º. Los mecanismos adoptados a propósito de la reglamentación del presente artículo no superarán los quince (15) años.

Artículo 3º. Adiciónese un artículo nuevo a la Ley 143 de 1994, el cual quedará de la siguiente manera:

Artículo 99. Criterios para la entrega de subsidios en la Ley 142 de 1994 para el servicio de energía eléctrica. Con el fin de incentivar la eficiencia en el consumo energético, el Ministerio de Minas y Energía, o quién este delegue, tendrá en cuenta los siguientes criterios para entregar los subsidios establecidos en el artículo 99 de la Ley 142 de 1994 en relación con el servicio de energía eléctrica:

i. Deberán tenerse en cuenta los porcentajes máximos establecidos por la ley.

ii. Deberá atenderse lo establecido en el numeral 7 del artículo 99 de la Ley 142 de 1994.

iii. Podrá disminuirse condicionalmente el subsidio si los consumos exceden el umbral de consumo de energía mensual que defina el Ministerio de Minas y Energía, o quien este delegue. Este umbral no podrá ser inferior al consumo promedio regional de los estratos contribuyentes y deberá ser soportado por un estudio técnico realizado por el Ministerio de Minas y Energía para tal efecto.

iv. En ningún caso podrá disminuirse el porcentaje del subsidio de energía eléctrica cuando se acredite que el consumo que excede los umbrales definidos en la respectiva reglamentación que expida el Ministerio de Minas y Energía, o quién este delegue, responde a circunstancias de vulnerabilidad, dependencia energética por condiciones de salud, condiciones climáticas extremas o composición numerosa del hogar, sustentadas por variables socioeconómicas identificadas en sistemas de información pública, o acreditadas en el marco del procedimiento establecido en el parágrafo 1º del presente artículo.

Parágrafo 1º. El Ministerio de Minas y Energía, o la entidad delegada, deberá reglamentar el procedimiento para la disminución condicional del subsidio, garantizando criterios de equidad,

gradualidad, proporcionalidad, razonabilidad, respeto al debido proceso y control social. El acto administrativo por medio del cual se decida la disminución deberá ser motivado, informado con al menos un periodo de anticipación y permitirá el ejercicio del recurso correspondiente por parte del usuario.

Parágrafo 2º. Para incentivar la eficiencia energética y la equidad en el acceso al subsidio, el Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que este delegue, expedirá la reglamentación para crear mecanismos diferenciales para los usuarios que sean objeto de la aplicación del subsidio. Entre los mecanismos, podrán considerarse, entre otros, el uso de sistemas de pago anticipado o prepago del servicio público domiciliario, considerando los consumos de subsistencia, siempre y cuando los costos de instalación, mantenimiento y reposición de equipos de medición que lo permitan sean asumidos voluntariamente por las empresas prestadoras. El Ministerio de Minas y Energía, o quién este delegue, deberá definir los criterios según los cuales los usuarios deberán implementar estos sistemas de pago y la instalación de los equipos correspondientes.

Parágrafo 3º. La medida establecida en el presente artículo aplicará en consonancia con lo definido en el artículo 272 de la Ley 2294 de 2023 hasta tanto este se encuentre en vigencia.

Artículo 4º. Adiciónense dos párrafos al artículo 147 de la Ley 142 de 1994, quedando de la siguiente manera:

“ARTÍCULO 147. Naturaleza y requisitos de las facturas. Las facturas de los servicios públicos se pondrán en conocimiento de los suscriptores o usuarios para determinar el valor de los bienes y servicios provistos en desarrollo del contrato de servicios públicos.

En las facturas en las que se cobren varios servicios, será obligatorio totalizar por separado cada servicio, cada uno de los cuales podrá ser pagado independientemente de los demás con excepción del servicio público domiciliario de aseo y demás servicios de saneamiento básico. Las sanciones aplicables por no pago procederán únicamente respecto del servicio que no sea pagado.

En las condiciones uniformes de los contratos de servicios públicos podrá preverse la obligación para el suscriptor o usuario de garantizar con un título valor el pago de las facturas a su cargo.

Parágrafo 1º. Cuando se facturen los servicios de saneamiento básico y en particular los de aseo público y alcantarillado, conjuntamente con otro servicio público domiciliario, no podrá cancelarse este último con independencia de los servicios de saneamiento básico, aseo o alcantarillado, salvo en aquellos casos en que exista prueba de mediar petición, queja o recurso debidamente interpuesto ante la entidad prestataria del servicio de saneamiento básico, aseo o alcantarillado.

Parágrafo 2º. En la factura del servicio domiciliario de energía no podrán cobrarse tasas,

impuestos o cualquier otra contribución diferente al valor de este servicio. En ningún caso se podrá utilizar el consumo de energía como hecho generador para tributos diferentes a los relacionados con el servicio de energía eléctrica.

Parágrafo 3°. *Las entidades territoriales tendrán un plazo máximo de un (1) año posterior a la entrada en vigencia de la presente Ley, para modificar el hecho generador de las tasas, impuestos y contribuciones cuando este esté determinado por el consumo de energía en la factura del servicio domiciliario de energía.*

Los departamentos, distritos y municipios que en virtud del artículo 12 de la Ley 2272 de 2022, estuviesen recaudando a la entrada en vigencia de la Ley en mención algún tributo creado con fundamento en el artículo 8° de la Ley 1421 de 2010 o cualquier otra normatividad, y cuyo hecho generador sea la suscripción al servicio público domiciliario de energía, se le aplicará la prohibición establecida en el parágrafo 2° del presente artículo y tendrán un año (1) posterior a la entrada en vigencia de la presente ley, para modificar el hecho generador de las tasas, impuestos y contribuciones.

Posterior al año, la Superintendencia de Servicios Públicos requerirá a las empresas del servicio público domiciliario de energía para que hagan el correspondiente ajuste en los recibos en mención”.

Artículo 5°. Adiciónese un artículo nuevo a la Ley 143 de 1994, el cual quedará de la siguiente manera:

Artículo 100A. Mecanismos de estabilización tarifaria y esquemas tarifarios diferenciales. En concordancia con los criterios de eficiencia económica, neutralidad, solidaridad, redistribución, suficiencia financiera y transparencia desarrollados en el artículo 44 de la Ley 143 de 1994 y con el fin de promover la estabilidad tarifaria, garantizar la accesibilidad a la energía eléctrica en condiciones eficientes, asequibles y justas, reducir el impacto de la volatilidad de precios para los usuarios regulados y mitigar los efectos de la variabilidad de los aportes hídricos y del cambio climático en el mercado regulado, el Ministerio de Minas y Energía, o quien este defina, en un término no superior a los seis (6) meses siguientes a la promulgación de la presente ley, deberá establecer mecanismos en desarrollo de la política pública para:

- i. Limitar la exposición de los usuarios a la volatilidad de los precios en la bolsa de energía.
- ii. Aumentar los niveles de contratación bilateral de largo plazo de energía e implementar mecanismos que contribuyan a garantizar la confiabilidad y la estabilidad tarifaria en la prestación del servicio público de energía eléctrica;
- iii. Reducir el sesgo en la venta de energía para la demanda regulada a través de mecanismos estandarizados para la compra de energía por parte de los comercializadores que atienden estos usuarios; o

- iv. Definir instrumentos para la adopción de esquemas tarifarios diferenciales atendiendo a criterios de necesidad, eficacia, equidad y fomento de economías limpias para la transición energética justa.

Parágrafo 1°. Los mecanismos tarifarios adoptados por el Ministerio de Minas y Energía deberán ser desarrollados por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), en los aspectos que sean de su competencia, en un término no superior a los seis (6) meses siguientes a la expedición del Decreto que adopte la medida de estabilización y esquemas diferenciales por parte del Ministerio de Minas y Energía.

Parágrafo 2°. En cualquier caso, los mecanismos de estabilización tarifaria adoptados por el Ministerio de Minas y Energía, o quien este defina, deberán orientarse a la reducción de tarifas para el usuario regulado, incluyendo el establecimiento de esquemas tarifarios diferenciales para usuarios vulnerables que permitan trasladar beneficios de manera progresiva de los usuarios de mayor capacidad de pago hacia los demás usuarios; y la generación de esquemas tarifarios diferenciales para industrias intensivas en el uso de la electricidad que incentiven el desarrollo económico del país transitando de economías extractivistas hacia otro tipo de economías verdes, sin perjuicio de otras iniciativas.

Parágrafo 3°. El Ministerio de Minas y Energía, o quien este defina, deberá garantizar la concurrencia y participación efectiva de los comercializadores de energía que atienden el mercado regulado en la adopción de los mecanismos de estabilización tarifaria.

Parágrafo 4°. El Ministerio de Minas y Energía, o quien este defina, podrá, para los fines establecidos en este artículo, habilitar y reglamentar mecanismos de compra unificada de energía mediante procesos de contratación de largo plazo, con destino a atender la demanda regulada atendida por empresas públicas.

Artículo 6°. Modifíquese el artículo 21 de la Ley 143 de 1994, así:

“ARTÍCULO 21. Composición y Naturaleza de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) se organizará como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, sin personería jurídica, que estará integrada de la siguiente manera:

- a. Por el ministro de Minas y Energía, quien la presidirá;
- b. Por el ministro de Hacienda y Crédito Público;
- c. Por el director del Departamento Nacional de Planeación;
- d. Por cinco (5) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva, nombrados por el Presidente de la República para periodos de cuatro (4) años.

e. Por un (1) experto representante de la academia de dedicación exclusiva, nombrado por el Presidente de la República para periodos de cuatro (4) años.

f. Por un (1) representante de los usuarios con dedicación exclusiva, elegido para periodos de cuatro (4) años mediante concurso público, adelantado por una universidad legalmente constituida y reconocida por el Ministerio de Educación Nacional, avalada por la Comisión Nacional del Servicio Civil para la realización de concursos públicos, y acreditada de alta calidad conforme la publicación anual del SNIES (Sistema Nacional de Información de la Educación Superior).

g. Por un (1) representante de los sindicatos con dedicación exclusiva, elegido para periodos de cuatro (4) años mediante concurso público, adelantado por el trabajo conjunto de al menos dos de las agremiaciones sindicales que agrupe el mayor número de trabajadores del sector de energía eléctrica y gas.

h. El superintendente de servicios públicos domiciliarios asistirá con voz, pero sin voto.

Parágrafo 1º. Los ministros sólo podrán delegar su participación en los viceministros, el director del Departamento Nacional de Planeación solo podrá delegar su participación en un subdirector general, y el superintendente de servicios públicos domiciliarios solo podrá delegar su participación en un superintendente delegado.

Parágrafo 2º. Los expertos tendrán la calidad de empleados públicos de período fijo y no podrán ser reelegidos para más de un período; una vez culminado el periodo cesarán en el ejercicio de sus funciones.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas expedirá su reglamento interno, que será aprobado por el Gobierno nacional, en el cual se señalará el procedimiento para la designación del director ejecutivo de entre los cinco (5) expertos de dedicación exclusiva.

Parágrafo 3º. Los cinco (5) expertos en asuntos energéticos deberán reunir las siguientes condiciones:

- a. Ser colombiano y ciudadano en ejercicio;
- b. Tener título universitario y estudios de posgrado ; y
- c. Haber desempeñado cargos de dirección o coordinación en asuntos energéticos o afines en entidades públicas o privadas, nacionales o internacionales; o haberse desempeñado como profesor en universidad acreditada de alta calidad conforme la publicación anual del SNIES (Sistema Nacional de Información de la Educación Superior), investigador, consultor o asesor, en asuntos energéticos o afines, experiencias cuya suma debe ser mínimo de cinco (5) años;

Parágrafo 4º. El experto representante del sector académico deberá reunir las siguientes condiciones:

- a. Ser colombiano y ciudadano en ejercicio;
- b. Tener experiencia mínima relacionada de cinco (5) años en el ejercicio profesional docente en universidad acreditada de alta calidad conforme la publicación anual del SNIES (Sistema Nacional de Información de la Educación Superior);
- c. Tener por lo menos una investigación relacionada con los servicios públicos de energía y/o gas; y,
- d. Tres (3) años de experiencia específica relacionada con asuntos energéticos o afines, y títulos de pregrado y de maestría o doctorado afines al área energética; o, cuatro (4) años de experiencia profesional relacionada con asuntos energéticos o afines, y títulos de pregrado y de especialización afines al área energética. El tiempo de esta experiencia podrá ser concurrente con el de la experiencia mínima relacionada.

Parágrafo 5º. El experto representante del sector sindical debe ser colombiano y ciudadano en ejercicio, con experiencia mínima de cinco (5) años en el ejercicio profesional del sector energético y afines, y con por lo menos cinco (5) años de actividad sindical.

Parágrafo 6º. Los cinco (5) expertos en asuntos energéticos serán escogidos libremente por el Presidente de la República. En su elección, el presidente propenderá por la formación de un equipo interdisciplinario, por lo que no podrá nombrar a más de un abogado.

Parágrafo 7º. Los expertos de la comunidad académica y del sector sindical en la CREG, llevarán la vocería ante la Comisión de sus respectivos representados, para ello el Gobierno nacional establecerá los canales que permitan o faciliten el cumplimiento de esta función. Estos expertos estarán sujetos al régimen de inhabilidades del artículo 44 de la Ley 142 de 1994.

Parágrafo 8º. Los expertos no podrán ser elegidos en cargos directivos en entidades públicas o privadas del sector energético durante el año siguiente al ejercicio de su cargo.

Parágrafo 9º. Créese el Comité Consultivo Ciudadano de Participación (CCCP), como una instancia perteneciente a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de carácter permanente y consultivo, que permita a los usuarios regulados y a las organizaciones sociales expresar opiniones, recomendaciones y observaciones sobre los proyectos regulatorios y decisiones que incidan directamente en la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía.

Este Comité deberá contar con mecanismos de convocatoria pública y acceso oportuno a la información necesaria para una participación informada. Las recomendaciones emitidas por esta instancia no serán vinculantes, pero deberán ser consideradas y respondidas de forma motivada por la Comisión en sus decisiones regulatorias. El Comité presentará un informe sobre la incorporación de

sus aportes al Congreso de la República de forma anual.

La CREG deberá reglamentar esta instancia dentro de los seis (6) meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente ley, garantizando al menos:

a) La participación de representantes y organizaciones de usuarios.

b) La periodicidad mínima de las sesiones y el acceso oportuno a los documentos regulatorios en discusión. Lo anterior, en concordancia con el parágrafo 2° del presente artículo.

Artículo 7°. Adiciónese un artículo nuevo a la Ley 143 de 1994, el cual quedará así:

“ARTÍCULO 100B. Criterios especiales que deben tenerse en cuenta en la regulación de tarifas de los servicios públicos de energía eléctrica y gas. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), tendrá en cuenta los siguientes criterios especiales en la regulación de tarifas de los servicios públicos:

I. En todos los servicios y sus actividades complementarias se podrán cobrar cargos que estén orientados al cumplimiento de fines solidarios y redistributivos bajo el marco del artículo 87.3 de la Ley 142 de 1992 y con sujeción a la reglamentación y metodología tarifaria definida por la CREG. Estos cargos deberán diseñarse de forma tal que respeten la focalización de subsidios y eviten traslados no justificados a los usuarios beneficiarios del sistema de subsidios tarifarios, garantizando el principio de recuperación de costos.

II. Cuando un activo cumpla su vida útil regulada y el mismo haya sido remunerado en su totalidad, solo se podrá remunerar su costo de operación, administración y mantenimiento si se garantiza eficiencia, continuidad, cobertura y calidad; en ningún caso se podrá volver a remunerar su inversión.

III. Los aportes o bienes entregados por entidades públicas a las comunidades organizadas para su implementación y funcionamiento tendrán un cálculo diferencial para el cobro de la tarifa a sus usuarios.

IV. Las actividades de los servicios públicos domiciliarios que tengan un régimen de libertad vigilada, libre competencia o en general no tengan una tarifa regulada, serán objeto de una evaluación de costos por parte de la CREG, con la misma periodicidad de la vigencia de la fórmula tarifaria. Dicha evaluación de costos buscará comparar los costos necesarios para prestar el servicio con el precio pagado por los mismos para recomendar continuar o no la regulación de tarifas de dicha actividad.

V. La CREG realizará los ajustes necesarios en las fórmulas tarifarias, para que las pérdidas reconocidas, diferenciadas por tipo de pérdida, no sean trasladadas al usuario, salvo aquellas que se deriven de una operación eficiente.

VI. La CREG podrá crear mecanismos centralizados de comercialización de contratos de largo plazo para la atención de la demanda regulada.

Artículo 8°. Adiciónese el artículo nuevo a la Ley 143 de 1994, el cual quedará así:

“ARTÍCULO 100C. Vigencia de las fórmulas de tarifas de energía y gas. Las fórmulas y metodologías tarifarias tendrán una vigencia de cinco (5) años y su impacto será monitoreado permanentemente. Previo a la culminación del periodo de vigencia, La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) deberá hacer la revisión de las mismas, verificando que cumplan los principios tarifarios establecidos en la presente ley. Excepcionalmente podrán modificarse en cualquier tiempo, de manera total o parcial, de oficio, por solicitud de la Superintendencia de Servicios Públicos, o a petición de parte, cuando se presente alguna de las siguientes causales:

I. errores en su cálculo,

II. lesión a los intereses de los usuarios, de la empresa o a los fines sociales del Estado.

III. caso fortuito o fuerza mayor que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas, o fruto de un cambio significativo en los parámetros macroeconómicos de las fórmulas tarifarias.

Las fórmulas y metodologías continuarán rigiendo mientras la CREG no fije nuevas reglas. Seis (6) meses después de vencido el término, la CREG debe expedir de manera inmediata la nueva fórmula o prorrogar las existentes.

Las fórmulas y los cargos por empresa o mercado podrán ser modificados por mutuo acuerdo entre la CREG y las empresas, cuando sea necesario para una correcta aplicación de los principios tarifarios”.

Artículo 9°. Adiciónese un artículo nuevo a la Ley 143 de 1994, el cual quedará de la siguiente manera:

Artículo 100D. Desarrollo tarifario para la transformación industrial basado en energías limpias. El Gobierno nacional a través del Ministerio de Minas y Energía definirá criterios tarifarios diferenciales favorables aplicables al servicio de energía eléctrica para los nuevos desarrollos de plantas industriales intensivos en el uso de electricidad, o las ampliaciones de los existentes, cuando se cumplan de manera conjunta las siguientes condiciones:

I. Las características de las demandas de electricidad de estos desarrollos implican mejoras en la productividad técnica y en la eficiencia económica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) o de las Zonas No Interconectadas (ZNI),

II. La energía eléctrica que abastezca a estos desarrollos industriales provenga de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable o, en su

mayoría, de otras fuentes de generación eléctrica limpias y renovables,

III. Se demuestre que estos desarrollos generan beneficios económicos y sociales directos para el país y para la región donde se localicen,

IV. Permitan a la Nación el desarrollo de industrias que posibiliten transitar de una economía extractivista hacia encadenamientos económicos productivos basados en desarrollos tecnológicos, industriales, que promuevan la empleabilidad y hagan uso de fuentes de producción de electricidad basadas en energías limpias.

Parágrafo 1º. El Ministerio de Minas y Energía en un plazo no mayor a seis (6) meses definirá las condiciones y los requisitos que debe cumplir un proyecto de desarrollo de planta industrial para ser considerado como intensivo en el uso de electricidad, así como los mecanismos de verificación de los beneficios que la industria aporta para el desarrollo de la Nación en materia de empleabilidad y uso de fuentes de energía renovables. Dentro de las condiciones se establecerá, entre otras, la forma y la duración de aplicación de las tarifas diferenciales.

Artículo 10. Adiciónese un artículo nuevo a la Ley 143 de 1994, el cual quedará de la siguiente manera:

Artículo 101. Mecanismos de confiabilidad y gestión del riesgo sistémico. Con el fin de garantizar la continuidad, calidad y confiabilidad del servicio público de energía eléctrica, el Ministerio de Minas y Energía definirá, dentro de los seis (6) meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente ley, los lineamientos de política y expedirá los actos de carácter general para ajustar los mecanismos existentes de confiabilidad y, cuando sea necesario, crear mecanismos complementarios que aseguren la operación estable, segura y confiable del sistema.

Los mecanismos se sujetarán a los principios de necesidad, razonabilidad y proporcionalidad, a la motivación técnica y a la coordinación con la CREG.

En su diseño deberán contemplar, como mínimo:

i) Incentivos a la inversión y diversificación de la matriz energética;

ii) Remuneración enfocada en recursos de generación con vocación de confiabilidad para períodos críticos;

iii) Criterios de transición regulatoria;

iv) Selección objetiva, transparencia y trazabilidad en la asignación de recursos de generación;

v) Parámetros verificables de desempeño, supervisión y sanción;

vi) Diferenciación de la antigüedad de los recursos de generación, el tipo de tecnología y recursos de última instancia, garantizando que en todos los casos sea correctamente remunerada la operación de dichos recursos;

vii) Inclusión exclusiva de nuevos recursos de generación o aquellos que realicen adecuaciones

importantes y que requieran mecanismos de remuneración para apalancar tales adecuaciones.

viii) Para los recursos cuya vocación sea el suministro continuo de energía eléctrica, los mecanismos de remuneración deberán ser previstos en los esquemas de entrega de energía al sistema y no necesariamente en los mecanismos de confiabilidad.

Parágrafo. El Ministerio presentará al Congreso un informe de avance a los doce (12) meses de entrada en vigencia de la presente ley, sobre la implementación, impactos esperados y eventuales ajustes normativos.

Artículo 11. Incremento de fondos eléctricos para la justicia y reducción de la pobreza energética a través de fuentes de energías limpias e interconexión. El Gobierno nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía, definirá, dentro de los seis (6) meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente ley, los lineamientos de política para optimizar el recaudo de los recursos destinados al FAER, PRONE, FAZNI y FOES, o aquellos que los sustituyan, mediante mecanismos compatibles con su marco legal vigente.

Parágrafo. El valor a incrementar no deberá superar los dos pesos por kilovatio- hora (\$2.0/ kWh), de agosto de 2025, a ser recaudados como valor total distribuido entre los fondos FAER, FAZNI y PRONE, valores indexados con las reglas actuales de indexación de cada fondo, y se realizará respetando las competencias del legislador, las situaciones jurídicas consolidadas y bajo principios de equidad, progresividad, sostenibilidad financiera y transición energética justa. El Ministerio de Minas y Energía presentará al Congreso de la República un informe de implementación a los nueve (9) meses siguientes.

Artículo 12. Esquemas de diferenciación de precios para las fuentes de producción de energía. Con el fin de garantizar el mantenimiento de criterios de eficiencia, equidad y estabilidad en la operación del mercado de energía, reducir la volatilidad de precios en bolsa, recuperar la función de activación de las Obligaciones de Energía en Firme, reducir la asimetría en la contratación entre comercializadores y usuarios y proteger a los consumidores, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), dentro de los seis (6) meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente ley, ajustará el reglamento de operación del mercado de energía mayorista para que, con base en criterios técnicos de eficiencia económica, sostenibilidad, seguridad energética y equidad, se establezcan esquemas diferenciales para la formación de precios por tecnología de generación de electricidad, que atiendan unos topes máximos y mínimos basados en un estudio que para tal efecto realice el Ministerio de Minas y Energía o quien este delegue.

Los criterios definidos deberán orientarse a la reducción de rentas excesivas en la producción de energía, la disminución de intermediación en la

negociación y el incremento de la estabilidad de los precios de electricidad.

Parágrafo 1°. De manera transitoria y complementaria mientras la CREG adopta la regulación, el Ministerio de Minas y Energía, o la entidad que este delegue, podrá emitir lineamientos de política para orientar la diferenciación de precios en los mecanismos de corto plazo, sin afectar las metodologías tarifarias que son competencia de la CREG.

Artículo 13. Adiciónese el parágrafo 4° al artículo 45 de Ley 99 de 1993, el cual quedará de la siguiente manera:

Parágrafo 4°. Además de lo previsto en el numeral 1 del presente artículo, las plantas de generación hidroeléctrica que sean seleccionadas por el Ministerio de Minas y Energía, con base en criterios técnicos y respetando los principios de legalidad, equidad y sostenibilidad financiera, deberán transferir hasta un dos por ciento (2%) adicional de sus ventas brutas de energía por generación propia, calculadas como un porcentaje con respecto a la base en la tarifa de ventas en bloque definida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

Estos recursos se destinarán a los municipios y distritos del área de influencia de la planta, incluyendo los territorios localizados aguas abajo

del embalse, con el fin de reducir los costos en la prestación del servicio público de energía eléctrica y financiar proyectos de desarrollo social.

El Ministerio de Minas y Energía establecerá las reglas para la asignación de estos recursos dentro de los seis (6) meses siguientes a la promulgación de la presente ley.


Artículo 14. Vigencia. La presente ley rige a partir de su publicación y deroga todas las disposiciones que le sean contrarias.

COLOMBIA CAMARAS DE REPRESENTANTES SECRETARÍA GENERAL

El día 21 de octubre del año 2025

Ha sido presentado en este despacho el Proyecto de Ley ☒ Acto Legislativo

No. 432 Con su correspondiente Exposición de Motivos, suscrito Por:



SECRETARIO GENERAL