

Bogotá, D.C., Mayo 19 de 2025

Doctor  
**Edwin Palma Egea**  
Ministro  
**Ministerio de Minas y Energía**  
Ciudad

***Asunto: Propuestas de ANDEG para asegurar mayor eficiencia y competitividad en las tarifas de energía eléctrica***

Respetado Señor Ministro:

Desde la Asociación Nacional de Empresas Generadoras-ANDEG, acompañamos las propuestas orientadas a asegurar la competitividad de las tarifas, en el marco de lo planteado por esta Asociación, al inicio del actual gobierno, en torno a las discusiones que se dieron sobre las propuestas del Pacto para la Justicia Tarifaria, en donde a través de la comunicación ANDEG 034-2022 sobre propuestas de la resolución CREG-101-027, 028 y 029 de 2022, nuestra Asociación señaló la importancia de preservar la eficiencia y la competitividad de las tarifas de energía eléctrica, con lo cual, consideramos que las medidas que establezca el Regulador para aliviar las tarifas de energía deben focalizarse en los mercados donde se ha presentado mayor variación del costo de prestación de servicio, en particular, en la Costa Norte del país, y en especial, el mercado de comercialización de AIR-E.

A la fecha, observamos que persisten los mismos problemas en el proceso de intervención de Electricaribe en el año 2016, desde la perspectiva de riesgos para garantizar la atención de la demanda. En ese sentido, tal como el Señor Ministro ha planteado recientemente sobre la importancia de tener con los gremios discusiones en torno a la eficiencia y competitividad de las tarifas, en esta comunicación nos permitimos plantear algunas aproximaciones a propuestas regulatorias que contribuyan a una mayor competitividad a las tarifas de los usuarios regulados, particularmente.

**1. Fondo para la Justicia Tarifaria**

En primer lugar, creemos que en el marco de propuestas orientadas a promover mayores tarifas eficientes y competitivas para los usuarios más vulnerables de los mercados de comercialización del país, vemos adecuado que se abra un espacio de desarrollo normativo, en el marco de la política energética de la justicia tarifaria, con lo que se asegure la sostenibilidad en la prestación del servicio público de electricidad, y de esta manera, se establezcan medidas que contribuyan a aliviar los incrementos tarifarios en el costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica.

En el contexto anterior, se propone que se aborde la creación de un fondo para la Justicia Tarifaria, que coadyuve a mitigar los costos de la gestión comercial en los mercados de comercialización con el mayor componente de usuarios ubicados en de aquellos usuarios zonas de difícil gestión, áreas rurales de menor desarrollo, incluidas sus cabeceras municipales, en zonas subnormales urbanas, y aquellos usuarios regulados de menores ingresos de mercados de comercialización de energía que considere el Gobierno Nacional en donde se presenten los mayores índices de pérdidas en nivel 1 superiores al 15.8%.

El Fondo para la Justicia Tarifaria, administrado por el Ministerio de Minas y Energía, recibirá a partir del 1° de enero de 2026 los recursos que recaude el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), correspondientes a cinco pesos (\$5) por kilovatio hora despachado en la Bolsa de Energía Mayorista. Así mismo, al Fondo para la Justicia Tarifaria ingresarán recursos del Presupuesto General de la Nación cuando aquellos resulten insuficientes para financiar el subsidio cubierto por el Fondo. Con el recaudo planteado, se esperaría que los mercados de comercialización beneficiarios del fondo, tengan recursos anuales del orden de 450 mil millones de pesos, con lo que, podría aportarse a una reducción de tarifa del 5% al 7% respecto a un CU promedio de \$1000/kWh en determinados mercados de comercialización.

El Ministerio de Minas y Energía reglamentará el manejo y la administración de estos recursos, así como la periodicidad de los desembolsos a las empresas comercializadoras que atienden a los usuarios definidos en este artículo, en concordancia con los plazos de giro de los subsidios de energía asociados al Fondo de Solidaridad y Redistribución del Ingreso.

Así mismo, el Ministerio evaluará y reglamentará el esquema de pago de las deudas de los comercializadores sujetos de la aplicación de la medida, que se encuentren en toma de posesión por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, con el ASIC y LAC a través de recursos de este fondo.

Los comercializadores reflejarán el menor valor de la energía en la factura de cobro correspondiente al período siguiente a aquel en que reciban efectivamente las sumas giradas por el Fondo para la Justicia Tarifaria y en proporción a las mismas.

## **2. Evaluación del aumento del Consumo Básico de Subsistencia**

En el contexto de asegurar una asignación más adecuada de subsidios para usuarios que requieren recursos para el pago de las tarifas de energía, se recomienda a la UPME revisar el consumo de subsistencia para aquellos mercados de comercialización que están debajo de 1000msnm, a la luz del consumo promedio real de los usuarios de menores ingresos.

Con lo anterior, consideramos que, en el caso de dichos mercados, podría considerarse aumentar el nivel de consumo básico de subsistencia, de 173 kWh/mes a 240-250 kWh/mes. Creemos que con esta propuesta podría

haber una reducción en promedio para los usuarios de menores ingresos de estratos 1 y 2 del orden \$50.000 en la factura. Este valor representaría en promedio una disminución de la tarifa del orden de los \$50/kWh, es decir del 5%. No obstante, es importante señalar que cualquier aumento del Consumo de Subsistencia implica un esfuerzo fiscal a través del Presupuesto General de la Nación.

### 3. Tarifas Binomias

Se propone utilizar tarifas binomias, es decir, un componente fijo y otro variable, de manera que se pueda optimizar la tarifa que se cobre a un usuario final a través del Costo Unitario de Prestación del Servicio.

En particular, sobre el componente de comercialización, se debe retomar la aplicación de lo contenido en la Resolución CREG 180 de 2014 y Resolución CREG 191 de 2014, en donde se establecen los componentes fijos y variables de la Comercialización. El componente fijo tendría que ser calculado con base en los gatos anuales de AOM, equipos y personal necesario para desempeñar la actividad, para cada mercado de comercialización.

Para el caso de AIR-E, donde la tarifa es \$943.46/kWh para el mes de marzo, se propondría:

Dado que una parte del costo de comercialización sería cubierto por el Fondo para la Justicia Tarifaria (cerca de un costo variable de \$35/kWh, y el costo fijo de: \$10.000, lo que contribuiría a una reducción de tarifa del orden del 4%. Todo esto, sujeto al análisis regulatorio para cada OR-comercializador con base en su estructura de costos, a partir de la revisión de la metodología general de costo de comercialización por parte de la CREG. De hecho, observamos que con la propuesta regulatoria actual de la Resolución CREG 701 038 de 2024, la propuesta de tarifas binomias podría contribuir a dinamizar la flexibilidad de las tarifas a usuarios finales en el marco de la transición energética

### 4. Aumentar la contratación de la demanda regulada

Se requiere avanzar en la dinamización del mercado de contratos de energía, a fin de minimizar la exposición a la bolsa de energía por parte de los usuarios regulados, en el marco de relaciones contractuales de largo plazo entre los participantes de la cadena de energía eléctrica en el SIN, con lo que se permita: 1) la formación eficiente de precios 2) la cobertura de riesgos de mercado, 3) garantizar que el precio trasladado a la tarifa sea eficiente y 4) asegurar que el mercado de contratos sea la regla y no la excepción frente a las transacciones en bolsa.

| Comercializadores integrados con OR               | Demanda Comercial Atendida por Contratos (%) |
|---------------------------------------------------|----------------------------------------------|
| EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACIFICO S.A.<br>E.S.P. | 100.000 %                                    |

| Comercializadores integrados con OR                                    | Demanda Comercial Atendida por Contratos (%) |
|------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------|
| RUITOQUE S.A. E.S.P.                                                   | 100.000 %                                    |
| EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.                       | 100.000 %                                    |
| ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P.                                | 97.632 %                                     |
| EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. E.S.P.                   | 94.476 %                                     |
| ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.                                  | 88.096 %                                     |
| EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A. E.S.P.                              | 87.718 %                                     |
| AIR- E S.A.S. E.S.P. - INTERVENIDO                                     | 87.658 %                                     |
| EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A. E.S.P.                             | 86.025 %                                     |
| CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P.                                    | 84.555 %                                     |
| ENEL COLOMBIA SA ESP                                                   | 82.793 %                                     |
| EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P. | 82.414 %                                     |
| ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.                               | 79.595 %                                     |
| ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P.                                   | 79.298 %                                     |
| EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P.                                    | 79.139 %                                     |
| CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.                             | 78.291 %                                     |
| EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.                            | 78.113 %                                     |
| COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP                            | 77.754 %                                     |
| CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.                | 77.536 %                                     |
| EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P.                           | 74.000 %                                     |
| COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A. E.S.P.                          | 72.259 %                                     |
| EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.                                   | 72.183 %                                     |
| CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P.                                            | 68.223 %                                     |
| EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P.                               | 67.078 %                                     |
| EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.                             | 66.547 %                                     |

**Cuadro 1.** Nivel de contratación de comercializadores integrados con el OR. A Abril 2025. Fuente: XM

Se propone que el precio formado en el desarrollo de estas transacciones, sea trasladado plenamente al usuario en la tarifa, ya que, dada la estructura, condiciones de participación y el diseño de los mercados primario y secundario, se espera que el precio formado en cada momento sea eficiente.

Así mismo, para el desarrollo del mercado de contratos, es indispensable que se derogue la Resolución CREG 101 066 de 2024 y la Resolución CREG 101 069 de 2025, dado que se distorsiona la señal de confiabilidad y desincentiva la participación de los agentes en este mercado, por un lado, por la señal de techo artificial a la bolsa de energía, y por otro lado, los perjuicios a las plantas que cuentan con energía vendida en contratos y que son penalizadas por el Ajuste de desviaciones de Obligaciones de Energía en Firme, tal como se mencionó en la carta ANDEG 027-2025.

Con lo anterior, es adecuado que la regulación económica elimine la referencia del MC y del factor alfa ( $\alpha$ ) que trata la Resolución CREG 101002 de 2022, a fin de asegurar el traslado perfecto de los precios obtenidos por cada comercializador a su mercado. El cálculo del precio a transferir a los usuarios regulados debe ser el resultante del precio ponderado de todas las posiciones abiertas para cubrir la demanda de cada mes en el momento de la liquidación de ese mes.

#### *Resultados esperados*

- Formación eficiente del precio, logrado a través de:
  - o Alta concurrencia.
  - o Existencia de un mercado secundario como instrumento que le permitirá a los participantes gestionar eficiente y eficaz el riesgo financiero.
  - o Permitirá la valoración de los contratos a precios de mercado ajustados a su realidad económica, gracias a la información de precios de referencia.
- Reduce asimetrías de información
  - o Contar con mayor información minimiza la incertidumbre y los costos de transacción.
  - o La curva de precios de referencia permite que todos los participantes de este mercado cuenten con una señal adicional para toma de decisiones a mediano y largo plazo.
- Beneficios para usuarios: Asegurar mayor cobertura para el mercado regulado frente a la bolsa de energía, así como estabilidad en los precios del componente de generación que se traslada al Costo Unitario de la tarifa de energía.
- Beneficios para el comercializador: Formación eficiente del precio resultante de una mayor concurrencia de agentes a través de subastas, incentivos de traslado en la tarifa, menor exposición a precios de bolsa, cierre

de posiciones en contratos en diferentes momentos en el mercado primario y secundario, mayor información para tomar decisiones.

- Beneficios para el vendedor: Mecanismo más eficiente para la gestión del riesgo de crédito, ajuste de posiciones en contratos en el mercado secundario para la gestión del riesgo de mercado o variaciones en su energía disponible.

**Con las propuestas planteadas por ANDEG en el contexto de la mayor eficiencia y competitividad de las tarifas a los usuarios regulados, consideramos que se podría contribuir en la discusión técnica y regulatoria sobre alivio tarifario para los usuarios de algunos mercados de comercialización, caso AIR-E, del orden entre el 12% y el 16% de la tarifa.**

## **5. Alternativas de financiación para el mercado de AIR-E**

Tal como lo manifestamos en la comunicación ANDEG 033-2025, se requiere garantizar la disponibilidad de recursos para el pago de AIR-E intervenida a través del Fondo Empresarial de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, por lo cual, es fundamental que la Superintendencia realice los acuerdos de pago con los acreedores, para así tener un compromiso cierto de recursos que son necesarios para la operación de los agentes.

En todo caso, es fundamental que la deuda de AIR-E, que actualmente tiene tres componentes, diferimiento según la Resolución CREG 101 029 de 2022, deudas por la bolsa de energía y contratos, por un valor cercano a los 1.5 billones de pesos. Por ello, es importante que se garantice el acuerdo de pagos, en principio, con respecto a los recursos del diferimiento de obligaciones ASIC-LAC, dado que fue un tema impulsado por la regulación.

Dado lo anterior, la propuesta se centraría en la expedición de una certificación de deuda de AIR-E intervenida para su cesión. Lo anterior, con base en lo establecido en la Ley 1955 de 2019, en su artículo 16:

*"En la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios seguirá funcionando, con vocación de permanencia, el Fondo Empresarial creado por la Ley [812](#) del 2003, a través de un patrimonio autónomo cuyo ordenador del gasto será el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios.*

*Este Fondo podrá financiar a las empresas en toma de posesión para: 1) pagos para la satisfacción de los derechos de los trabajadores que se acojan a los planes de retiro voluntario y en general las obligaciones laborales y, 2) apoyo para salvaguardar la prestación del servicio."*

Así mismo, con respecto al financiamiento del Fondo Empresarial:

*"El financiamiento por parte del Fondo Empresarial a las empresas intervenidas **podrá instrumentarse a través de contratos de mutuo,***

***otorgamiento de garantías a favor de terceros, o cualquier otro mecanismo de carácter financiero que permita o facilite el cumplimiento del objeto del Fondo Empresarial.***”(Negrilla fuera de texto)

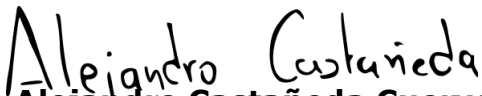
Lo anteriormente expuesto define que el financiamiento del Fondo Empresarial se puede realizar a través de cualquier otro mecanismo de carácter financiero que permita o facilite el cumplimiento de los objetivos del Fondo Empresarial. Al respecto, creemos que, con base en lo dispuesto en la circular 4021 de 2020 Ministerio de Minas sobre el tema de cesión de derechos de subsidios, se pudiera contar con el sector financiero a través del mercado de capitales, para asegurar la operación de cesión de la obligación de la Superintendencia con AIR-E intervenida, de tal manera que el sector financiero disponer de recursos para AIR-E, y así asegurar el pago de esas acreencias en el caso del diferimiento de las obligaciones ASIC, así como como los compromisos de bolsa y contratos, saldo que a la fecha es orden de 1.5 billones de pesos (postoma).

Con base en lo anteriormente expuesto, el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Hacienda, **certificará la deuda de AIR-E, de tal manera que el sector financiero tenga la garantía de pago por parte del Gobierno Nacional y se puedan gestionar los** recursos que requieren el pago de las deudas de AIR-E en el mercado eléctrico. La certificación de la deuda deberá tener la tasa de interés: 1) bancario corriente definida por la Superintendencia Financiera, 2) la tasa de financiación real reportada a XM por cada agente acreedor de los pagos por liquidaciones de ASIC y LAC para el periodo de aplicación, 3) la tasa de interés preferencial de colocación de créditos comerciales.

Creemos que con las anteriores propuestas, se contribuirá a asegurar mayor eficiencia y competitividad en las tarifas para el caso del alivio tarifario de mercados de comercialización, como el caso de AIR-E, y adicionalmente, se contribuirá a la sostenibilidad de la cadena de prestación del servicio, a través del aporte de recursos que coadyuven a garantizar el capital de trabajo que requieren los agentes de la cadena para la operación en el mercado eléctrico.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos del Señor Ministro con sentimientos de consideración y aprecio.

Cordialmente,

  
**Alejandro Castañeda Cuervo**  
Presidente Ejecutivo