

Bogotá, D.C., Marzo 14 de 2025

Doctor
Edwin Palma Egea
Ministro
Ministerio de Minas y Energía
Ciudad

Asunto: Comentarios al proyecto de Decreto que establece lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación, almacenamiento, transmisión, distribución, y otros servicios relacionados con el servicio de energía eléctrica

Respetado Señor Ministro:

La Asociación Nacional de Empresas Generadoras – ANDEG, a continuación, presenta sus comentarios sobre la le proyecto de Decreto “Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación, almacenamiento, transmisión, distribución, y otros servicios relacionados con el servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones”.

Desde esta Asociación, se debe tener en cuenta, tal como lo manifestamos en la comunicación 048-2024, que se debe realizar un balance completo y detallado sobre la aplicación del Decreto 570 de 2018 y las SCLPE 02-2019 y 03-2021, las cuales no cumplieron con los objetivos de diversificación de la matriz, debido a que no entraron en operación comercial en las fechas del compromiso inicial, ni tampoco de disminución de precios, como se tenía previsto en el Decreto 570 de 2018, dado el análisis que se presenta en la Memoria Justificativa:

“(...) los contratos de OEF son insuficientes para dar viabilidad financiera a los proyectos de inversión en FNCER, lo que pone en evidencia la necesidad de poner a disposición del mercado mecanismos competitivos que propicien contratación que garanticen la entrada en operación de estos proyectos. Al considerar las proyecciones de expansión de mediano y largo plazo hechas por XM y la UPME, resulta evidente que el mecanismo debe ser permanente en el SIN.” Se aclara que las Obligaciones de Energía en Firme son compromisos con el sistema, mas no se cuenta con un contrato explícito entre el Estado y los Generadores.

Con lo anterior, nos preguntamos, ¿Si el mecanismo de contratación de largo plazo materializado mediante las SCLPE mencionadas anteriormente, ha sido realmente efectivo? ¿Por qué el mismo mecanismo empleado en el 2019 para desarrollar SCLPE tendría resultados diferentes a partir del año 2025?

Por otro lado, existen dudas con respecto a ámbito de aplicación expuesto en el artículo 2.2.3.8.9.2: “Esta sección aplica a todas las personas y entidades que tengan interés en el tema que se regula, en particular, pero no exclusivamente, a los agentes del Mercado de Energía Mayorista”, dado que la aplicación de las disposiciones deben ser únicamente de los agentes del Mercado de Energía Mayorista, dado el balance de derechos y deberes que asumen estos agentes.

Así mismo, consideramos importante promover la diversificación de la oferta energética, y, en ese contexto también reiteramos, que apoyamos todas aquellas iniciativas que promuevan la expansión de la generación que contribuyan a aumentar la oferta de energía competitiva, a la formación de precios eficientes, a la contratación a largo plazo, en un marco de neutralidad y competencia entre tecnologías. **En general, los contratos a largo plazo, la formación de precios eficientes, la neutralidad tecnológica, la reducción de los costos operativos del sistema como generaciones de seguridad y reserva rodante, los costos de expansión del STN, y la garantía de confiabilidad, y la atención de la demanda del sistema deben incentivarse con independencia de la fuente de generación. De igual manera, las propuestas que puedan contribuir a incentivar la generación a través de fuentes no convencionales de energía, no deben ir en dirección contraria a los objetivos de eficiencia, competitividad y neutralidad.**

En el contexto anterior, si bien fue declarado exequible el Artículo 296 de la Ley 1955 de 2019, consideramos que la demanda regulada no debe comprar de manera obligada ni forzada, si no voluntaria, en los procesos de asignación de contratos que se definan, y por ello, respetuosamente, solicitamos que las propuestas establecidas en el proyecto de decreto sean revisadas y complementadas con el fin de garantizar el cumplimiento de los objetivos antes mencionados por ANDEG, y deben ser analizadas de manera integral con todas las fuentes de generación en el contexto de promover señales de expansión para asegurar una oferta diversificada y confiable.

En este sentido, deben realizarse y hacerse públicas de manera previa a la expedición del Decreto estimaciones de impactos y de beneficio/costo con base en los criterios de Análisis de Impacto Normativo (AIN) establecidos en el Documento CONPES 3816 de 2014. Por ello, reiteramos la importancia de que, previo al establecimiento de un lineamiento de política pública de tanta importancia para el sector eléctrico, como es el sometido a través del decreto en cuestión, se integren a la memoria justificativa los análisis cuantitativos de beneficio-costo en el marco de una visión holística del mercado eléctrico colombiano, y se incluyan los análisis e impactos de las diferentes opciones evaluadas y del mecanismo que el MME está considerando implementar.

De igual manera, observamos importante conocer a profundidad el contexto de la propuesta a reglamentar por parte de Ministerio en cuanto al mecanismo de contratación de proyectos de generación con FNCER, por lo menos, en cuanto a las Características previstas en el Artículo 2.2.3.8.9.6.

1. Sobre la competencia del MME en establecer mecanismos competitivos de comercialización

La función de regular nuevos mecanismos de comercialización le compete a la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG. Por ello, es conveniente invocar las consideraciones que le asistieron al Consejo de Estado -Sección Primera- quien mediante Auto Interlocutorio de fecha 16 de junio de 2023 confirmó un auto suplicado que decretó la suspensión provisional de los efectos del Decreto 227 de 16 de febrero de 2023. En esta providencia se menciona que:

*"84. A manera de conclusión, el Despacho reitera que la función de regulación del régimen tarifario de los servicios públicos fue asignada directa y expresamente al legislador en los artículos 150, 365, 367 y 48 transitorio de la Constitución Política y este, a su vez, **asignó dicho componente de regulación a las comisiones de regulación, por lo que no se encuentra ajustado a dichas normas superiores el hecho consistente en que el Presidente de la República pretenda asumir competencias que, por virtud de los artículos 73 y 74 de la Ley 142 de 1993 y 20 y 23 de la Ley 143 de 1994, no son de su resorte, en tanto le fueron atribuidas por el legislador directamente a la CREG y a la CRA.**"*

Así, si la función de regulación, según la providencia anterior, no es posible que la reasuma el Presidente de la República, tampoco le es posible hacerlo a otra Autoridad Administrativa. En la práctica la norma sujeta de comentarios reasume una función de regulación sobre mecanismos de comercialización de energía que es una figura de creación legal y con desarrollo regulatorio según se desprende de la ley 143 de 1994. Esto, es posible interpretarlo como un desconocimiento por parte de una Autoridad Administrativa de una decisión judicial en firme. Nuestro comentario tiene como objetivo exponer que, si hay razones de orden regulatorio que ameriten hacer un ajuste se deben tramitar dentro del procedimiento que se sigue en la CREG.

2. Sobre el balance de las SCLPE 02-2019 y 03-2021

Sorprende que, en la Memoria Justificativa del presente proyecto de Decreto, no se presente el balance de la aplicación de las Subastas de Contratación de largo plazo, las cuales generaron expectativas para la entrada en operación comercial al 1 de enero de 2023 de cerca de 2800MW de generación renovable, entre solar y eólica. Para dicha fecha, se tenían 0MW de despacho centralizado en operación comercial, y solo hasta el 31 de enero de 2025, se cuenta en el sistema con 1130MW, menos del 50% de la capacidad asignada mediante esas subastas.

Así mismo, el mecanismo de subasta, que fue realizado por el Ministerio de Minas y Energía, carecía de mecanismos efectivos de auditorías y seguimiento a dichos contratos, con lo cual, la propuesta insiste en que: *"...el mercado aun requiere un mecanismo complementario que permita a proyectos de generación en etapa*

*de desarrollo establecer contratos de largo plazo como mecanismo para dar soporte y viabilidad financiera a dichos proyectos en su etapa más vulnerable: la de desarrollo*¹. Dado el antecedente anterior, conviene revisar la pertinencia de volver a poner en discusión la habilitación de un mecanismo que no ha garantizado la entrada efectiva de FNCER a la matriz de generación colombiana.

Desde ANDEG insistimos en que los esfuerzos de la política energética y la regulación económica deben concentrarse en sacar adelante la Subasta de Expansión del Cargo por Confiabilidad 2028-2029 para asegurar el balance energético de los próximos años. Más aún, considerando que se tienen 4489 MW asignados en la subasta del CXC del año anterior, entonces no es claro el por qué se requiere de un mecanismo alternativo de contratación centralizada de largo plazo.

3. Sobre la formación eficiente de precios, promoción de la competencia y el principio de neutralidad tecnológica en la generación eléctrica en Colombia

El Proyecto de Decreto plantea la implementación de un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para los proyectos de generación (Artículo 2.2.3.8.9.1), y establece como condición, que sea un “esquema competitivo de asignación” (Artículo 2.2.3.8.9.4, viii).

A continuación, abordamos la propuesta en el marco del aumento de la eficiencia en la formación de precios y de la neutralidad tecnológica como principio para la promoción de la competencia, pilares fundamentales del desarrollo del mercado eléctrico en Colombia en el contexto de las Leyes 142 y 143 de 1994, y la Ley 1715 de 2014.

La expansión de la generación eléctrica en Colombia se ha llevado a cabo a partir de la neutralidad, entendida como que las plantas de generación tienen el mismo tratamiento², se deriva de los artículos: i) 3ro, numeral 3.9, de la Ley 142 de 1994, el cual exige que no se auspicie ningún trato discriminatorio en la prestación de los servicios ; y ii) 6to de la Ley 143 de 1994, que promueve la incorporación de los avances de la ciencia y de la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico y que obliga a la correcta asignación y utilización de recursos de tal forma que se garantice la prestación del servicio al menor costo económico, razón por la cual, las autoridades deben asegurar que, se garantice el criterio de eficiencia económica estipulado en el numeral 87.1 de la Ley 142 de 1994, el cual ,se mantiene vigente, incluso, en el marco de la expedición de la Ley 1715/14.

Al respecto, vemos que la Ley 1715/14 acoge una serie de beneficios, incentivos y medidas de fomento para la introducción de las FNCER, lo cual es positivo y destacable en el marco de las tendencias mundiales con despliegue y masificación de las tecnologías limpias; no obstante, consideramos que su inserción a los sistemas eléctricos desde la perspectiva de diversificación de la

¹ Memoria Justificativa proyecto de Decreto, pág. 20

²[https://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con5_uibd.nsf/939E06EBD1DBE3BA05258247005FD686/\\$FILE/Circular065-2016Anexo1.pdf](https://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con5_uibd.nsf/939E06EBD1DBE3BA05258247005FD686/$FILE/Circular065-2016Anexo1.pdf)

matriz de generación, debe darse en un ambiente de sana competencia, en el sentido de lo señalado por el h. Consejo de Estado, "... la actividad de regulación exige del cumplimiento de distintas condiciones: una postura neutral frente al juego económico..."³.

En estos términos, si bien el artículo comentado (2.2.3.8.9.1), no se encuentra explícita la mención a tecnologías en particular, de la Memoria Justificativa es directa la alusión a que los mecanismos propuestos están orientados a la promoción de proyectos de generación FNCER, lo cual, puede dar lugar a una interpretación restrictiva. Asumir que al mecanismo planteado por el Ministerio solo pueden concurrir los titulares de FNCER, con exclusión de otros agentes generadores, titulares de otras tecnologías, es contrario al objetivo de promoción de la competencia y aumento de la eficiencia en la formación de precios, acogido por el mismo proyecto y, bajo esta interpretación que, entendemos, no es la acogida por el Ministerio, el proyecto, como mínimo, y en todo caso, debería ser objeto de consulta con la Superintendencia de Industria y Comercio - SIC, en los términos del numeral 2 del artículo 2.2.2.30.6 del Decreto 1074 de 2015 (compilatorio del Decreto 2897 de 2010).

De esta manera, y dado que es apreciable la evolución decreciente de los costos de las energías renovables no convencionales en el mercado eléctrico⁴, consideramos que esta situación favorecerá la promoción de mecanismos competitivos para la instalación de nueva capacidad de generación en el marco de la neutralidad tecnológica y el desarrollo de un mercado eléctrico más profundo en el país, por lo cual, es fundamental el rol de la regulación económica para asegurar un marco normativo prospectivo, acorde al avance tecnológico y de los nuevos modelos de negocio en la industria eléctrica, en donde se preserven los **principios de universalización y acceso a la electricidad, promoción de la competencia, eficiencia económica y sostenibilidad del mercado de energía eléctrica**, entre otros.

Así mismo, se presenta en la Memoria Justificativa la siguiente afirmación:

"Así las cosas, para dar mayor resiliencia a la matriz energética del país es necesario aumentar la participación de las FNCER lo que implica aumentar la penetración de la generación eólica y solar, en complemento con sistemas de almacenamiento y otros recursos de generación renovable"

Consideramos que dicha afirmación va en contravía de lo expuesto por la literatura técnica de sistemas de potencia:

*"The increasing penetration of renewable generation in the quest to decarbonise power grids around the world has given rise to deep widespread impacts on the operation, planning and economics of power systems such that conventional methods are no longer adequate to plan and operate power systems"*⁵, con lo

³ Consejo de Estado, Sección Primera, Sentencia de 14 julio de 2017, Rad. 11001-03-24-000-2001-00090-01

⁴ https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf

⁵ Tomado de Brochure CIGRE 851- Impact of High Penetration of Inverter-based Generation on System Inertia of networks

cual, la mayor resiliencia en la matriz de generación no puede conseguirse únicamente a través de almacenamiento y FNCER, sino a través de la instalación de generación síncrona⁶:

*"Synchronous generators provide system inertia by helping the power system resist changes in system frequency. All synchronous rotating machines connected to the power system contribute to this resistance (inertia) with their kinetic energy which is the amount of stored energy in these rotating masses. Inverter-based generators do not provide rotational inertia are increasingly replacing conventional generators. This effectively decreases the power system inertia. Frequency dynamics are faster in power systems with lower rotational inertia and thus it makes power system operation control and frequency control more difficult"*⁷.

Dada la necesidad de mantener la generación síncrona instalada en funcionamiento, es importante que se consideren incentivos para que plantas térmicas realicen optimizaciones en cuanto a emisiones de CO₂ y tener en cuenta la adopción tecnológica que permita realizar un aprovechamiento responsable de los combustibles fósiles, a través de la gestión de las emisiones, tal es el caso de las tecnologías CCUS, el blending de combustibles como biomasa - carbón, residuos - carbón, solar - carbón.

4. Sobre la meta de reducción de emisiones del sector de generación eléctrica

El Artículo 2.2.3.8.9.4 establece que el Mecanismo deberá cumplir con el siguiente fin: "Reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21)". Al respecto, si bien existe el compromiso de Colombia en COP21, ratificado con la Ley 1844 de 2017, en el que se acoge el cumplimiento del compromiso de reducir sus emisiones de GEI en un 51% con respecto a las emisiones proyectadas para el año 2030, consideramos que el fomento de proyectos con energía renovable no es la única forma de gestionar el cambio climático, dado que, de las emisiones a nivel país, el sector de generación solo emite en la actualidad, hasta el 7% de las emisiones totales en Colombia.

5. Sobre el desarrollo regulatorio del mercado de contratos

Tal como lo ha planteado ANDEG, no deberían promoverse esquemas regulatorios de integración de FNCER que puedan distorsionar los incentivos en el mercado ni crear situaciones contrarias a la eficiencia económica en cuanto a las señales de precios para generadores de energía a partir de fuentes convencionales y para la demanda. Por ello, sugerimos que las subastas que se establezcan para expansión de la generación, tengan en cuenta todas las tecnologías y no se restrinjan a un "esquema competitivo de asignación"

⁶ <https://digital-library.theiet.org/doi/full/10.1049/iet-gtd.2015.1233> ,
<https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=9018442>

⁷ Tomado de: Brochure CIGRE 851- Impact of High Penetration of Inverter-based Generation on System Inertia of networks

particular. Lo anterior, dado que, segregar la participación de otras tecnologías puede generar distorsiones e ineficiencias en la formación del precio de los contratos.

Tal como ANDEG lo manifestó en las comunicaciones ANDEG 001-2021, 040-2021 y 048-2024, para la inserción de nuevas fuentes de generación en el mercado de energía, es necesario abordar, integralmente, los ajustes del mercado planteados respecto de los temas de despacho vinculante, mercado intradiario y de servicios complementarios de la Resolución CREG 143 de 2021, mercado estandarizado de la Resolución CREG 114 de 2018, entre otros, en adición a los ajustes que se requieren a nivel de la operación de los sistemas eléctricos en el contexto de la flexibilidad y respuesta de la demanda por la entrada de recursos intermitentes, como son las FNCER.

Al respecto, consideramos que el desarrollo articulado del mercado eléctrico debe permitir a los promotores de proyectos de generación gestionar los riesgos para poder honrar los contratos de largo plazo con la demanda. Por su parte, en el caso de la demanda regulada, el esquema de traslado de precios de generación deberá facilitar incluir los precios resultantes de los contratos de energía en las fórmulas tarifarias, como se establece en la Resolución CREG 101 002 de 2022.

En general, la regulación económica debe permitir que la demanda regulada y no regulada tengan herramientas para valorar adecuadamente los riesgos de los contratos en el contexto de beneficio/costo. Desde ANDEG consideramos que debe existir un equilibrio entre las señales económicas que se den a las fuentes de generación y el beneficio efectivo y la gestión de riesgos que logre la demanda al incorporar este tipo de energía en su canasta de suministro. En todo caso, consideramos que la participación de la demanda en el mercado de contratos de energía, provenientes de cualquier fuente de generación, debe ser voluntaria.

De hecho, se podría considerar, en el diseño del mecanismo planteado, la participación de la demanda en los procesos de subastas a través de posiciones activas en el mercado mediante mecanismos de autogeneración y venta de excedentes; de igual forma, se pueden incentivar mecanismos para la participación activa de la demanda. En el contexto anterior, se aprecia que, desde el lado del mercado de contratos, se requiere llevar a cabo un desarrollo regulatorio articulado, neutral entre tecnologías, voluntario, que propenda por facilitar la contratación a largo plazo, así como alternativas de cobertura para la demanda y precios eficientes, sin necesidad de forzar un mecanismo en particular.

En la actualidad, se debe procurar aumentar la cobertura en contratos, dado el diagnóstico presentado en la Memoria Justificativa, en donde algunos agentes que atienden demanda regulada tienen exposición a bolsa superiores al 50%, por ello, el mecanismo que se adopte debe dar prioridad a ampliar la oferta de contratos a precios competitivos, en un marco de neutralidad y competencia entre tecnologías.

En el desarrollo del mercado de contratos a largo plazo, independiente del mecanismo o procedimiento seleccionado, se debe garantizar la formación

eficiente de precios, por lo cual, debe procurarse el desarrollo de los mecanismos de la Resolución CREG 114 de 2018, como el de Conexión Energética, para ofrecer mecanismos adicionales a los comercializadores para atender la demanda.

6. Sobre el mecanismo para Transmisión, Distribución y Almacenamiento

En el proyecto de Decreto se menciona un mecanismo de contratación a largo plazo para las actividades de transmisión, distribución y almacenamiento, y habilita tanto al MME, como a la CREG y a la UPME para que creen y reglamenten mecanismos de contratación a largo plazo de proyectos, recursos y servicios nuevos en estas actividades y en servicios complementarios:

*"Para dar señales adecuadas de expansión, el decreto busca habilitar al MME, la CREG y la UPME para que, en los temas de sus competencias, creen mecanismos de contratación de largo plazo de proyectos o recursos nuevos que se encuentren próximos a concluir su desarrollo y que, además cumplan con las siguientes características: 1. Sean pertinentes para el mercado eléctrico. Esto es, los planes y proyecciones de expansión del sector avalen la necesidad de entrada de cada proyecto, y; 2. Su Fecha de Puesta en Operación (FPO) esté dentro del año calendario siguiente a la contratación habilitada por la nueva reglamentación."*⁸

En este contexto, consideramos que debe haber mayor claridad en cuanto a los mecanismos que se pretenden instaurar. Surgen varias preguntas: ¿Cuáles serían las contrapartes en estos contratos? ¿Se trataría de una contratación directa con el Estado colombiano? ¿Qué articulación tendría la propuesta con el Artículo 85 de la Ley 143 de 1994? Actualmente existen fondos del Estado destinados a la ampliación de redes de distribución, e incluso, con recursos de regalías se podrían realizar obras en el STR (hasta 115 kV). Además, ya existen planes de inversión por parte de los Operadores de Red y el mecanismo establecido en la Resolución CREG 098 de 2019. Por lo tanto, no queda claro cómo se articula la propuesta normativa con las reglas vigentes, ni se observa un análisis al respecto en la Memoria Justificativa.

Por lo anterior, insistimos en la necesidad de presentar un Análisis de Impacto que detalle las implicaciones del Artículo 2.2.3.8.10.4, que establece lo siguiente:

"Los precios o las remuneraciones pactados en la contratación de largo plazo que reglamenten las entidades relacionadas en el Artículo 2.2.3.8.10.2. del presente decreto, se establecerán:

- *A través de un esquema competitivo o*
- *A través de un análisis técnico para la definición de precios eficientes En el caso que no exista un mecanismo competitivo, la entidad contratante deberá*

⁸ Pág. 23 y 24 de la Memoria Justificativa

establecer la remuneración eficiente mediante un análisis técnico realizado para tal fin”

Es fundamental que se definan claramente las condiciones de remuneración de dichos mecanismos, especialmente en lo que respecta a la ampliación de infraestructura eléctrica tanto en transmisión como en distribución.

7. Sobre la evaluación de impactos en las tarifas de energía

El Artículo 2.2.3.8.9.7 señala que la CREG determinará el esquema para trasladar los costos de compra de energía, resultantes de la aplicación del mecanismo que plantea el MME en el Artículo 2.2.3.8.9.1, a la tarifa de los usuarios finales. Dado que ya se cuenta con la fórmula de la Resolución CREG 101 002 de 2022 para el traslado en el componente de Generación, no es claro cómo será el traslado del mecanismo propuesto en el Artículo 2.2.3.8.10.1.

Desde ANDEG consideramos que, de cara al traslado de precios en la tarifa y la gestión a cargo del comercializador, por encima de incentivar cualquier proyecto de generación para contratación en el largo plazo, y con independencia de si son proyectos con FNCER o convencionales, el mecanismo de traslado de precio por parte de los comercializadores que atienden usuarios regulados debe considerar los aspectos mencionados en la sección anterior sobre contratos, y revisar la figura del factor alfa y el Mc que en la actualidad se encuentra vigente y sobre el cual esta Asociación se ha pronunciado mediante la comunicación ANDEG 083-2024.

De otro lado, en la Memoria Justificativa, en el capítulo sobre el precio de las FNCER (p. 34 y 37), se señala que:

“Hay que tener presente que la mayoría de la expansión planeada del sistema se sustenta en FNCER, este efecto sobre las tarifas debería ser particularmente fuerte, ya que este tipo de generación presenta costos marginales pequeños en comparación con las fuentes convencionales de energía”

“La energía generada a partir de FNCER, además de ser amigable con el medio ambiente al disminuir la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI), promete también ser amigable con las finanzas de los usuarios”

“Así las cosas, el aumento de la participación de estas fuentes energéticas en la matriz de generación se constituye en una estrategia pertinente para garantizar tarifas justas a mediano y largo plazo para los usuarios del país”

Al respecto, consideramos que la comparación de precios resultantes de mecanismos de subasta para la integración de FNCER, debe considerar las particularidades de los esquemas de formación de precios en los diferentes países para hacer comparables estos esquemas con el caso colombiano. Lo anterior, por ejemplo, dado que en los análisis que hizo el WEC en 2017⁹ y en la

⁹ <https://www.worldenergy.org/publications/2016/variable-renewable-energy-sources-integration-in-electricity-systems-2016-how-to-get-it-right/>. Página 49

literatura internacional reciente¹⁰, se encontró que no necesariamente la entrada de recursos renovables no convencionales a la matriz de generación garantiza una reducción en las tarifas de energía a los usuarios finales.

En particular, el análisis beneficio/costo de la implementación de la propuesta de política pública, planteada en el proyecto de decreto, deberá verificar cuantitativamente que los beneficios para la demanda sean superiores a los costos de la implantación del esquema propuesto, y que incentiven, únicamente, la entrada de proyectos de generación que ofrezcan atributos de eficiencia y sostenibilidad al mercado eléctrico, sin que estos sean apalancados por subsidios pagados por la demanda a través de las tarifas.

Para finalizar, si bien nos parece importante y fundamental los análisis del MME sobre la incorporación de generación renovable no convencional a la matriz de generación, consideramos que el análisis realizado debe revisado y complementado teniendo en cuenta los comentarios esbozados en esta comunicación.

Finalmente, se relaciona en la Memoria Justificativa (p.15):

"Si bien la generación térmica ha dado soporte a la confiabilidad del sistema a lo largo de las últimas tres décadas, la creciente volatilidad de los precios de los combustibles ha tenido un efecto notorio sobre las tarifas del servicio de energía eléctrica cuya tendencia en los últimos años ha sido creciente"

Desde ANDEG, consideramos que los comercializadores que cuenten con una amplia cobertura de su demanda regulada y una baja exposición al mercado mayorista mitigarían los efectos de la volatilidad de los precios. En este sentido, la bolsa de energía actúa solo como un reflejo del mercado. No obstante, el objetivo de los comercializadores debe ser cubrir el 100% de su demanda regulada, para que esta no se vea afectada por las fluctuaciones en los precios de los combustibles.

8. Solicitudes finales

Para ANDEG, es fundamental que se dé prioridad a temas que tienen impacto profundo y real sobre la seguridad energética del país, por lo cual, solicitamos que se dé prioridad a la realización de la Subasta de Expansión que se requiere a través del Cargo por Confiabilidad para el periodo 2028-2029, que, de acuerdo a la agenda regulatoria 2025 de la CREG, debe definirse este año, dadas las necesidades de nueva expansión de capacidad que se requieren del orden de los 5.200 GWh-año, lo que equivale a que el país tendrá que hacer una subasta de energía firme que garantice la entrada de más o menos, 1.500 a 2200 MW en los próximos años, teniendo en cuenta la última proyección de demanda de la UPME (enero 2025).

De igual forma, solicitamos que el Ministerio lleve a cabo un taller con la industria y la comunidad en general en donde se presente y se retroalimente la propuesta de decreto, en el marco de la construcción del lineamiento de política energética,

¹⁰ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652624037922>

y que se someta nuevamente a comentarios una nueva propuesta considerando los comentarios recibidos de la consulta realizada.

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

Cordialmente,

Alejandro Castañeda

Alejandro Castañeda Cuervo
Presidente Ejecutivo

Copia:

Dr. Antonio Jiménez, Director Ejecutivo, Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG
Dr. Carlos Adrián Correa, Director General, Unidad de Planeación Minero-Energética UPME
Dr. Libardo Yanod Márquez, Superintendente, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
Dra. Cielo Rusinque Urrego, Superintendente, Superintendencia de Industria y Comercio