

Bogotá D.C., Diciembre 11 de 2025

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

***Asunto: Comentarios a la propuesta de decreto sobre lineamientos de política pública para el Almacenamiento de energía***

Respetado Señor Ministro:

Desde ANDEG remitimos comentarios al proyecto de Decreto por medio del cual se pretende implementar los lineamientos de política pública para la integración de los sistemas de almacenamiento de energía (SAE), tanto en el SIN como en ZNI.

Como punto de partida, quisiéramos manifestar que la regulación de la expansión con infraestructura de almacenamiento, desde la perspectiva de ANDEG, no ha contribuido de manera efectiva a que se inserte la infraestructura de almacenamiento en el SIN. Esto, dado por ejemplo, en el caso del proyecto de la Convocatoria UPME STR 01-2021, cuyo objetivo principal era suplir las necesidades de restricciones en la región Caribe, debido a la coyuntura que se presenta en dicha área, sin embargo, en la práctica, ha sido infructuoso el desarrollo de dicho proyecto, por dos razones: 1) El proyecto tenía FPO inicial de junio de 2023 y se ha extendido hasta julio de 2026, es decir, después de tres años no ha entrado en operación, 2) La situación de restricciones en el Área Caribe es un tema estructural, dado que siempre se va a requerir generación de sitio, por las características de las redes eléctricas del país.

De esta manera, observamos que la expansión de la infraestructura eléctrica debe considerar la mejor solución desde el punto de vista de beneficio-costos, lo cual, no necesariamente debería forzar la instalación de soluciones de almacenamiento. Incluso, hubiéramos esperado que, en la Memoria Justificativa del presente Decreto, e incluso, antes de entrar a emitir una regulación asociada a los SAEB, debería realizarse un análisis ex -post completo, siguiendo las recomendaciones de la OCDE, acerca de la efectividad de la implementación de la Resolución CREG 098 de 2019, las situaciones que se han presentado en la ejecución del proyecto UPME STR-01 2021, con lo que se tenga una visión amplia sobre las lecciones aprendidas, y desde allí, establecer un nuevo marco de actuación.

Lo anterior, para determinar el mejor mecanismo para implementar, y en particular, que se revise el esquema más adecuado de adición de esta tecnología en la red eléctrica colombiana.

De otro lado, con anterioridad, ANDEG ha planteado al Ministerio y a la Comisión que, si el objetivo de las baterías es sustituir generación, con un dispositivo que además deberá contar con fronteras comerciales de generación y comercialización, los sistemas de almacenamiento deberían tener el mismo tratamiento que se le daría a una fuente de generación para asegurar que su entrada se dé en condiciones de eficiencia económica. De esta manera, si la batería sustituye o desplaza generación, y afecta la formación de precio en los mercados de energía, entendemos desde nuestra Asociación que, para todos los efectos, el almacenamiento debe ser tratado como un híbrido entre generación y demanda, y participar en el MEM como tal.

De hecho, en los documentos de la misión de transformación energética de 2020, se relaciona que es importante el desarrollo de la regulación para establecer cómo el almacenamiento puede recibir ingresos basados en el costo del servicio (típico de activos de T&D o infraestructura, que consumen) y/o ingresos basados en el mercado (donde funciona como oferente o demandante). Así mismo, para los proyectos de almacenamiento, el diseño del mercado debe permitir la representación de parámetros operativos específicos, incluyendo gestión de la carga y descarga.

De igual forma, en el proyecto de Decreto, se incluyen explícitamente los Servicios que deben prestar los SAE, donde se incluyen aquellos relacionados con "Servicios auxiliares o complementarios", "Servicios asociados a la gestión de la demanda/respuesta de la demanda", y que el "Apilamiento de servicios" prestados por los SAE, será responsabilidad del CND y la UPME, y complementado por la CREG en caso que se requiera. En este sentido, recordamos que el Consejo de Estado, mediante Auto Interlocutorio del 16 de junio de 2023, estableció que el Gobierno Nacional no puede ejercer competencias regulatorias que han sido delegadas por ley a las Comisiones de Regulación. A la luz de este fallo, y de la definición de roles entre política energética y regulación económica, sugerimos que el Ministerio evalúe la pertinencia de establecer lineamientos de regulación económica, dado que su rol constitucional es la definición de política energética.

En el contexto anterior, reiteramos que debe existir una articulación entre lo expedido por el Decreto y las funciones de la Comisión de Regulación, de acuerdo con lo indicado en las Leyes 142 y 143 de 1994, en donde dichos servicios, se enmarcan dentro de la Regulación económica. Adicionalmente, nos preguntamos cómo se articula el presente Decreto con las disposiciones presentadas en la Resolución CREG 701 103 de 2025.

Por otro lado, insistimos en que la política pública y la Regulación no puede ser implementada de forma parcial, dado que, consideramos fundamental que se adopten las medidas de modernización del mercado de energía en Colombia propuesta mediante la Resolución CREG 143 de 2021, debido a que esto contribuirá al desarrollo de un mercado completo, caracterizado por un mercado spot (mercado day-ahead y tiempo real en funcionamiento), que valore las restricciones del sistema de transmisión (para asegurar la inversión oportuna en activos de generación y transmisión localizada) y de servicios auxiliares que

aseguren la flexibilidad que se requiere para la gestión del sistema en un entorno de integración de nuevos modelos de negocio a la red eléctrica, caso de los sistemas de almacenamiento.

En este sentido, observamos que el Ministerio no debería pretender en este Decreto, señalar explícitamente cuáles son los servicios complementarios que van a prestar los Sistemas de Almacenamiento de Energía, los cuales no han sido regulados en su totalidad, sin que se haya implementado de manera decidida y definitiva la modernización del mercado y que aplique a todos los agentes, sin distinción de tecnologías.

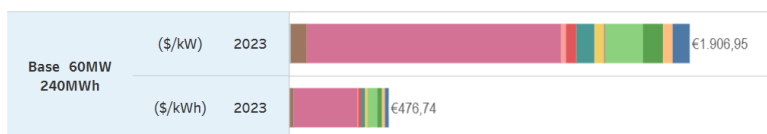
Con base en lo expuesto en el proyecto normativo, nos preguntamos, ¿por qué no se ha avanzado en la regulación de los llamados “servicios auxiliares o complementarios” y si el servicio de almacenamiento contribuiría a las necesidades de flexibilidad en el SIN? Si bien se presenta en la Memoria Justificativa que lo plasmado tiene como fuente el “Estudio para la regulación e incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en el SIN”, hubiese sido adecuado la publicación del estudio como soporte de la Memoria Justificativa.

Al respecto, dado que por medio del Decreto se asigna a la UPME, en coordinación con el CND, la responsabilidad de que se realice la planeación y dimensionamiento de estos sistemas, es importante: 1) revisar la pertinencia que el CND como operador del sistema y dadas sus funciones a la luz de la Ley 143 de 1994, esté en el proceso de planeación a largo plazo de los SAE como nuevos activos en el sistema, y 2) que se dé una revisión, no solo desde el punto de vista de la funcionalidad del aporte de esos recursos a la flexibilización del sistema, sino desde el punto de vista de costo. Incluso, en la Misión de Transmisión de la UPME, se proponen 5 proyectos SAEB como activos de red, pero no se presenta el análisis beneficio-costos de la implementación de estos<sup>1</sup>. Por otro lado, si bien en la Memoria Justificativa en el numeral 1.2 se relacionan los LCOE por SAE, consideramos que la tecnología no es todavía competitiva en el corto plazo, con respecto a recursos de generación síncrona que pueden aportar energía 24 horas, como se muestra en las Figuras 1 y 2. Adicionalmente, se presenta de manera entusiasta en la Memoria Justificativa el proyecto Blackhillock en Escocia, de almacenamiento con cerca de 300 MW/600MWh (es decir, 2 horas de almacenamiento). El paquete de proyectos relacionados con esta iniciativa, fue en el marco de un contrato a 10 años por valor de 300 millones de libras esterlinas, es decir, cerca de 1.6 billones de pesos colombianos<sup>2</sup>, los cuales, debe revisarse en el contexto colombiano, la conveniencia de la implementación de dichos esquemas.

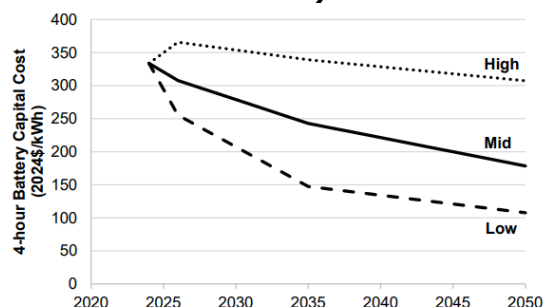
---

<sup>1</sup>[https://www1.upme.gov.co/siel/Plan\\_expansin\\_generacion\\_transmision/Plan\\_maestro\\_modernizacion\\_To mo\\_1.pdf](https://www1.upme.gov.co/siel/Plan_expansin_generacion_transmision/Plan_maestro_modernizacion_To mo_1.pdf)

<sup>2</sup> <https://www.neso.energy/news/great-britains-first-grid-forming-battery-connects-scotland>



**Figura 1. Detalles de costos para almacenamiento a gran escala (duración de 4 horas)<sup>3</sup>**



**Figura 2. Detalles de costos para almacenamiento a gran escala (duración de 4 horas)<sup>4</sup>**

Aunado a lo anterior, entendemos que, en el marco del desarrollo regulatorio por parte de la CREG, que los SAE serían pagados a través de las tarifas de energía o, si es el caso, acorde a los incentivos que establezca el Gobierno Nacional, podría ser asumida a través del presupuesto nacional. En cualquier caso, es importante que se evalúen los costos adicionales en que podría incurrir el sistema por la implementación de SAE. Por ejemplo, si se compara el costo nivelado, que en la actualidad para una solución solar+almacenamiento, es cercano a los 180 USD/MWh<sup>5</sup>, respecto al costo nivelado de una tecnología convencional, que en la actualidad sufre el pico de demanda del sistema eléctrico, vemos que el mayor costo de atender la máxima demanda de potencia, sería del 30% al 50% superior. Con lo cual, en valor neto, el incremento para la demanda del costo de la implementación de SAE con los costos actuales, sería de cerca de 1 billón de pesos frente al uso de las tecnologías actuales de generación para atender la demanda máxima de potencia en el SIN.

Sin embargo, consideramos que, en el largo plazo, el almacenamiento sería una alternativa viable dada la curva de costos medios decrecientes, por lo cual, esta es una tecnología que indefectiblemente va a entrar en los mercados de manera masiva en la década siguiente. Por lo anterior, es necesario que se establezca una planeación integral del sistema de manera adecuada, para que se puedan insertar todo este tipo de recursos al sistema.

De otro lado, a nivel mundial, se está mostrando que las baterías tienen mayor tendencia a cumplir funciones de generación, desde el punto de vista del híbrido generación más almacenamiento, es decir, integrado a plantas solares o eólicas. Entonces, los recursos de almacenamiento o SAEB pueden verse como una

<sup>3</sup> Tomado de: [https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale\\_battery\\_storage](https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_battery_storage)

<sup>4</sup> Tomado de: <https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/93281.pdf>

<sup>5</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652625021614>

alternativa de flexibilización para atender picos de potencia del sistema, realizando el análisis beneficio-costos de la implementación de dicha tecnología.

Por otra parte, entendemos que, en el marco de la incorporación de nuevas tecnologías y la diversificación de la matriz eléctrica, la implementación de pilotos es importante. Por lo anterior, valdría la pena adoptar modelos de referencia exitosos, como el del Reino Unido, que ha desarrollado un esquema regulatorio basado en la innovación, otorgando incentivos a partir de pilotos que permiten implementar estas tecnologías de manera gradual<sup>6</sup>, bajo esquemas de integridad y transparencia en el desarrollo regulatorio "REMIT Regulation"<sup>7</sup>.

En el contexto colombiano, podrían aplicarse modelos similares, por ejemplo, otorgando incentivos económicos para los agentes que exploren y adopten nuevas tecnologías, generadores o transmisores, sin llevar a cabo un rediseño estructural del mercado eléctrico, sino incorporar los nuevos modelos de negocio en la red eléctrica, acorde al avance tecnológico de la nueva infraestructura<sup>8</sup>. Así mismo, se podría buscar financiación de pilotos por parte del FENOGRE u otros fondos, para determinar el comportamiento de estos elementos en la red eléctrica colombiana. Para ello, consideramos adecuado que, así como la UPME realizó un estudio de potencial de fuentes renovables no convencionales en el SIN, también se realice un estudio sobre el potencial de sistemas de almacenamiento de energía, de punto de vista conceptual, para ir conociendo la tecnología, antes de proponer temas regulatorios o de política pública. De igual forma, es conveniente que se evalúe la adopción en el mercado eléctrico de esquemas de incentivos regulatorios a través de las tarifas, que coadyuven en la inserción de estas nuevas tecnologías a través de "Nudges"<sup>9</sup>, con lo que se promueva inicialmente el uso de esta tecnología.

Por ello, cobra relevancia el tema de la escalabilidad de estos sistemas, y, desde el punto de vista de la red, en un contexto de descentralización planteado en el Plan Energético Nacional del 2022, las posibilidades que tienen los sistemas de almacenamiento en el ecosistema de operadores de red, por lo que consideramos que debería analizarse, ¿Cómo pudiera contribuir los SAE a solucionar aspectos puntuales del sistema de potencia, sin sacrificar el abastecimiento de energía?

Es importante tener en cuenta que Colombia, de acuerdo con XM, hoy en día tiene un déficit de sistema energético del 2%<sup>10</sup>, de hecho, el CND ha planteado que se requiere generación térmica hasta el año 2030 con cerca de 30 GWh-día<sup>11</sup>, con lo cual, ¿cómo se articula la existencia de estas necesidades energéticas con la inserción de sistemas de almacenamiento? Por ello, insistimos

---

<sup>6</sup> <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2025-03/Long%20Duration%20Electricity%20Storage%20Technical%20Decision%20Document.pdf>

<sup>7</sup> [https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/wholesale-energy-market/wholesale-energy-market-integrity-and-transparency\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/wholesale-energy-market/wholesale-energy-market-integrity-and-transparency_en)

<sup>8</sup> <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2024/04/OEF-140-Powering-the-Future.pdf>

<sup>9</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2214804322000994>

<sup>10</sup> <https://www.xm.com.co/operacion/informe-riesgos-operativos>

<sup>11</sup> *Ibidem*

en que se realicen pilotos de estas tecnologías en el contexto de la red colombiana, de acuerdo con la experiencia internacional<sup>12</sup>.

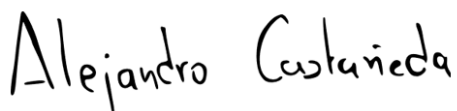
Otro aspecto relevante a considerar es que las señales de mercado sean claras para la instalación de estos sistemas, y que la regulación tenga en cuenta los incentivos desde el punto de vista de inversiones a largo plazo para incorporar esta tecnología en el SIN. Es preciso indicar que se está configurando un esquema normativo similar al realizado para la introducción de la tecnología eólica off-shore, lo que no fue exitoso<sup>13</sup>. Consideramos que la anterior, debe ser una experiencia de la cual se pueden tener lecciones aprendidas, para un efectivo despliegue de los SAE en el SIN en el mediano y largo plazo.

En conclusión, es importante que se realice un estudio integral de desarrollo del mercado por parte de un Consultor Internacional, no solo respecto a los retos del SIN para la transición energética<sup>14</sup>, en el contexto de la complementariedad y la diversificación de las fuentes energéticas, de tal modo que se asegure la integración del almacenamiento en el mercado eléctrico en condiciones de eficiencia económica.

En este sentido, consideramos que el Gobierno Nacional, posterior a la realización del análisis ex post de la Resolución CREG 098 de 2019, así como la evaluación de la ejecución del proyecto UPME STR-01 de 2021, debería profundizar en la alternativa de los sistemas de almacenamiento como una nueva actividad en la cadena eléctrica, en el contexto de la inserción de nuevos modelos de negocio al sistema eléctrico, y que se realice por parte de la CREG, en el marco de sus competencias, el análisis beneficio-costos respectivo y definir el esquema de remuneración.

Sin otro particular, nos suscribimos del Señor Ministro.

Cordialmente,



**Alejandro Castañeda**  
Presidente Ejecutivo

Copia:

Dra. Karen Schutt, Viceministra de Energía, Ministerio de Minas y Energía

Dr. Antonio Jiménez, Director Ejecutivo, regulador de Regulación de Energía y Gas

---

<sup>12</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2352152X22019107>;

[https://www.researchgate.net/publication/367345677\\_Development\\_of\\_a\\_Method\\_for\\_Sizing\\_a\\_Hybrid\\_Battery\\_Energy\\_Storage\\_System\\_for\\_Application\\_in\\_AC\\_Microgrid](https://www.researchgate.net/publication/367345677_Development_of_a_Method_for_Sizing_a_Hybrid_Battery_Energy_Storage_System_for_Application_in_AC_Microgrid)

<sup>13</sup> <https://www.portafolio.co/energia/en-la-primera-ronda-de-energia-eolica-off-shore-solo-se-recibio-una-oferta-de-las-ocho-previstas-642792>

<sup>14</sup> <https://www.cohenandsteers.com/insights/changing-the-narrative-from-energy-transition-to-energy-addition-2024/>