

ANDEG – 049- 2026

Bogotá D.C., Mayo 21 de 2026

Doctor
Edwin Palma Egea
Ministro
Ministerio de Minas y Energía
Ciudad

Asunto: Comentarios al proyecto de resolución con modificaciones a la Resolución 40311 de 2020 - Asignación de capacidad de transporte a generadores SIN

Respetado Señor Ministro:

Desde ANDEG, con el objetivo de aportar al desarrollo de un Sistema Interconectado Nacional (SIN) robusto y confiable, nos permitimos presentar comentarios al proyecto de Resolución del asunto.

En primer lugar, insistimos en que es imperativo analizar la pertinencia y el alcance de la Resolución MME 40311 de 2020 y sus modificaciones a la luz de los principios superiores de la ley eléctrica, específicamente el Artículo 30 de la Ley 143 de 1994: *“Las empresas propietarias de redes de interconexión, transmisión y distribución permitirán la conexión y acceso de las empresas eléctricas, de otros agentes generadores y de los usuarios que lo soliciten (...)”*, con lo que, solicitamos, haya una evaluación integral de la Resolución CREG 075 de 2021, en donde se analice la efectividad de esta medida desde el punto de vista legal y técnico, y considerar, si es del caso, retornar al esquema previo a la expedición de esta normativa.

Por otro lado, es importante resaltar que cualquier esquema de asignación de capacidad de transporte en la red eléctrica, debe salvaguardar la libre competencia y la eficiencia económica, evitando lineamientos que de manera indirecta terminen segmentando la inversión o discriminando tecnologías que son vitales para la resiliencia general de la matriz de generación, buscando la descentralización de este trámite.

Por su parte, frente a la coyuntura actual de estrechez de energía, es necesario evaluar críticamente la efectividad real que ha tenido la Resolución MME 40311 de 2020 en la expansión del sistema. Si bien, se

ha incentivado la masificación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), la realidad operativa demuestra que la red enfrenta desafíos complejos durante las horas punta debido a la imposibilidad de entregar energía por parte de esas tecnologías durante ese periodo. La asignación de capacidad de transporte no puede basarse en supuestos teóricos desconectados de la operación diaria del SIN. Factores como la configuración de la red y las restricciones del sistema exigen un análisis que refleje el comportamiento real de la oferta en momentos de máxima exigencia.

El texto normativo propone como objetivos promover la "suficiencia energética" y la "diversificación de recursos", alineando los procedimientos con la política de transición energética. No obstante, advertimos que existe un profundo desbalance en la concepción del trilema energético (Seguridad, Acceso y Sostenibilidad). Al priorizar la transición a través de mecanismos rápidos de conexión para fuentes no convencionales de energía, se relega a un segundo plano la seguridad del suministro. La normatividad no debe obviar que una transición sostenible y segura solo es viable si se apoya en una matriz robusta donde todos los recursos que aportan estabilidad y resiliencia tengan las mismas garantías de acceso a la red.

Cuestionamos constructivamente el marcado sesgo del articulado hacia las Fuentes No Convencionales de Energía-FNCE y los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE). El nuevo artículo 3º establece que en los procesos de liberación de capacidad "se debe priorizar la integración de sistemas de almacenamiento", y el artículo 4º reitera la prioridad de conexión para proyectos derivados de adjudicaciones de FNCE y almacenamiento con beneficios operativos. La asignación de capacidad de transporte debe ser neutral y abierta para todas las fuentes de generación, en el contexto de lo definido en la Ley 143 de 1994. Dar tratos preferenciales a las baterías y a la generación intermitente genera un desbalance en el acceso a las redes del SIN y pone en riesgo la estabilidad del sistema.

De otra parte, para garantizar un sistema eléctrico robusto y resiliente ante eventos climáticos extremos o picos de demanda, se debe priorizar el criterio de energía en firme como factor preferencial en las ponderaciones. Como se evidencia en las asignaciones de Obligaciones de Energía Firme, el aporte de certidumbre que brindan las tecnologías convencionales (especialmente las plantas térmicas) supera el 90% de su

ENFICC. Maximizar el uso de la red dando paso a proyectos con mayor certidumbre de abastecimiento mitiga de raíz los riesgos de sobreinstalación de potencia intermitente y la consecuente subutilización de la capacidad efectiva de transporte asignada. Atributos de control, predictibilidad y flexibilidad real deben primar al evaluar el beneficio neto de las conexiones.

Aunque la modificación del Artículo 4º menciona que la UPME tendrá en cuenta criterios de "seguridad, calidad, confiabilidad, resiliencia y flexibilidad", la resolución omite elevar la Energía en Firme como el criterio de priorización preferencial. Para mitigar de raíz el riesgo de desabastecimiento, los conceptos de conexión deben premiar a aquellos proyectos que otorgan mayor certidumbre frente al cubrimiento de la demanda, en un contexto de "Adición energética". Como lo demuestra la realidad operativa del país, el parque convencional (particularmente el térmico) ofrece un aporte de energía en firme dada su condición de recurso de generación síncrona. Maximizar el uso de las redes disponibles exige dar paso a proyectos con alta certidumbre de entrega, evitando el acaparamiento de redes con potencia instalada que no se traduce en energía efectiva en momentos críticos.

De forma adicional, es importante mencionar que debido a la Resolución MME 40311 de 2020, se expidió la Resolución CREG 075 de 2021, y, con ello, el desarrollo del Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión (MACC) que priorizó los criterios ambientales (emisiones evitadas) y por ello se cuenta con cerca de 12000 MW de plantas solares con conexión aprobada que no aportan energía en las horas de máxima demanda. De hecho, desde varias comunicaciones, ANDEG ha manifestado las observaciones con respecto a la inconveniencia de dicho Modelo. Por ello, y considerando los lineamientos fundamentales establecidos en la normativa que establece el marco de los procesos de asignación de capacidades para la conexión, desde esta Asociación consideramos que la ponderación de los factores que se encuentran en el MACC, deben tener una especial aplicación de tal manera que se aseguren los objetivos de ley relacionados con la calidad, seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico.

Desde nuestra agremiación, consideramos que en el marco de la transición energética y de los cambios que se observan en la red eléctrica con respecto a la inserción de recursos distribuidos, criterios como la confiabilidad, la flexibilidad e incluso la definición de parámetros como el

control y predictibilidad de la generación, deben ser tenidos en cuenta para la conformación de un sistema eléctrico robusto y resiliente frente a las diferentes tendencias de crecimiento que afronte el mercado.

Al respecto, tal como manifestamos en la comunicación ANDEG-027-2022, vemos que el modelo de optimización empleado por la UPME, excluye el aporte a la confiabilidad de las plantas térmicas, dado que no se considera el aporte de energía firme de estas tecnologías a la transición energética, en el marco de la mayor certidumbre frente al abastecimiento de la demanda, lo cual, contribuiría a optimizar la capacidad y uso de la red, con lo que podrían mitigarse los riesgos de sobreinstalación de potencia y subutilización de la capacidad efectiva asignada.

Finalmente, la resolución busca simplificar los trámites y plantea plazos máximos de doce (12) meses para resolver asignaciones temporales o facilitadas. Sin embargo, estas soluciones de vigencia temporal supeditadas a criterios de emergencia del Centro Nacional de Despacho, constituyen paliativos de corto plazo. Insistimos en que las metodologías definitivas deben estructurarse bajo un riguroso Análisis Beneficio/Costo que incorpore las variables reales del contexto eléctrico colombiano.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos del Señor Ministro.

Cordialmente,


Alejandro Castañeda

Presidente Ejecutivo

Copia:

Dra. Indira Portocarrero, Directora General, Unidad de Planeación Minero-Energética
Dr. William Mercado, Director Ejecutivo (E), Comisión de Regulación de Energía y Gas
Dra. María Nohemí Arboleda, Gerente General, XM