

Bogotá, D.C., Marzo 14 de 2025

Doctor

Antonio Jiménez Rivera

Director Ejecutivo

Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG

Ciudad

Asunto: Respuesta a Circular CREG 137 de 2025 - Retroalimentación proceso de asignación de capacidad de la Res. CREG 075 de 2021

Respetado Señor Director:

Desde ANDEG, y teniendo en cuenta la Circular CREG 137 de 2025 publicada el 28 de febrero de 2025, por medio de la cual *"se invita a todos los interesados a compartir con la CREG sus análisis, experiencias y sugerencias en relación con la aplicación de las disposiciones de la Resolución CREG 075 de 2021"*, a continuación, presentamos comentarios al desarrollo regulatorio contenido en la Resolución CREG 075 de 2021.

1. Generalidades del esquema de conexión

En primer lugar, queremos resaltar que de acuerdo a los resultados observados con la implementación de la Resolución CREG 075 de 2021 respecto a la entrada efectiva de proyectos de expansión en el marco del proceso de asignación de capacidad de transporte en el SIN, en la práctica, el marco regulatorio contenido en la normativa señalada ha sido una barrera para: 1) el cumplimiento de las metas de incorporar de manera efectiva nueva capacidad de generación en el SIN, y por su parte: 2) asegurar el cumplimiento de los objetivos de descentralización del Plan Energético Nacional, al centralizar en el UPME el trámite de asignación de capacidad.

Lo anterior, se explica porque los procedimientos, la capacidad operativa para el trámite de las solicitudes y los tiempos de respuesta, retrasan los tiempos de asignación de capacidad de transporte, dado que, por ejemplo, a inicios del año 2025 no se ha dado respuesta al total de solicitudes radicadas para el Ciclo 2 de conexiones, correspondientes al año 2023 y se tuvo que cancelar el proceso de asignaciones del Ciclo del año 2024¹, lo cual, consideramos que justifica la importancia de evaluar la efectividad de la Resolución CREG 075 de 2021, y en dado caso, contemplar la posibilidad de reevaluar el esquema en el marco de lo definido en el Artículo 30 de la Ley 143 de 1994, que establece: *"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, previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio y el pago de las retribuciones que correspondan"*.

¹ Dado mediante la Res. CREG 101 017 de 2023

Lo anterior, en el contexto de la descentralización de los trámites, y en el marco de las disposiciones que se establecen para que sean los transmisores y distribuidores los que otorguen los puntos de conexión al SIN. De esta manera, cobra relevancia el rol de vigilancia parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios SSPD respecto a los roles y responsabilidades del proceso de trámite de conexión al SIN.

Hoy en día (considerando las asignaciones del Ciclo 1 y anteriores a la Res. CREG 075 de 2021) se encuentran asignados más de 20GW, que en la práctica no se podrán conectar en su totalidad dado el estado actual de la infraestructura de transmisión y distribución (S/Es, líneas, etc), adicional a que el planeador del sistema no ha realizado una valoración de los costos que implica al sistema llevar a cabo la transición energética de manera integral, no únicamente considerando los costos de inversión y operación de las plantas de generación, sino las ampliaciones y renovaciones tanto en S/Es, como en las líneas, así como los nuevos activos que contribuyan a la operación segura y eficiente del SIN (compensadores, reactores, entre otros, contemplados en la misión de transmisión publicada por la UPME²) en el marco del análisis Beneficio/Costo.

2. Sobre el Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión-MACC

Desde varias comunicaciones, ANDEG ha manifestado las observaciones con respecto al Modelo de Asignación de Capacidad de Conexión-MACC, que si bien es un procedimiento implementado por la UPME, surge del mandato dado por la Resolución CREG 075 de 2021 su implementación. 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 la controlabilidad 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

² Se encuentra en el enlace: <https://www1.upme.gov.co/siel/Pages/Planes-expansion-generacion-transmission.aspx>

de sobreinstalación de potencia y subutilización de la capacidad efectiva asignada.

En el contexto anterior, observamos que los análisis eléctricos y la ponderación de beneficios económicos utilizados por la UPME discriminan a las tecnologías térmicas en el contexto de la energía firme que requiere el sistema para asegurar “...los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.” (Num. 2, Art. 4 Res MME 40311/20).

3. Sobre la renovación de instalaciones de generación

En el artículo 23 de la Resolución CREG 075 de 2021, se establece la posibilidad de que plantas existentes puedan renovar sus instalaciones “*sin que implique un aumento de capacidad*”, por lo cual, en nuestro entendimiento, las renovaciones deberían ser definidas prioritariamente por el agente con el derecho de capacidad de transporte asignado, incluyendo la posibilidad, en caso de modificación tecnológica, de presentar una solicitud de cambio respecto a la capacidad asignada.

Al respecto, consideramos que esta renovación tiene una oportunidad de aplicación para plantas existentes que decidan acometer dichos proyectos bajo los incentivos adecuados, por ejemplo, mediante asignaciones a través del Cargo por Confiabilidad. Dado lo anterior, es fundamental que, si un agente decide realizar dicha renovación, pueda realizarla por etapas, considerando una capacidad inferior a la de la planta actual, y que, en caso tal que la renovación contemple un aumento de capacidad, se dé prioridad en la asignación de esta nueva capacidad para los agentes que cuentan con dicho punto de conexión existente.

Por ello, es fundamental que se ajuste la regulación planteada en el Artículo 23 de la Resolución CREG 075 de 2021, a fin de articular los incentivos para que proyectos con Obligaciones de Energía Firme que opten por renovaciones de las instalaciones, tengan prioridad para la asignación de capacidad adicional en el punto de conexión existente, así como la posibilidad de realizar renovaciones por etapas, incluso, con capacidades inferiores a la inicialmente establecida.

4. Sobre la articulación con otras entidades para la ejecución de los proyectos

Dado lo anterior, desde la Asociación consideramos adecuado que las revisiones que se realicen a temas que afectan la ejecución de proyectos energéticos de manera integral, por lo cual, con respecto a la entrada en operación de proyectos, adicional a las situaciones presentadas con los trámites de conexión en la UPME, existen temas que han dificultado la puesta en operación de proyectos de todas las tecnologías, no exclusivamente los de FNCER.

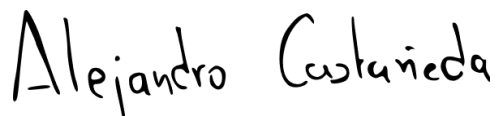
Reiteramos que la problemática asociada al retraso de proyectos debe resolverse de manera estructural teniendo en cuenta las complejidades asociadas a la obtención de permisos ambientales y de otra índole, así como las situaciones sociales que han impedido la ejecución de dichos proyectos. Al respecto, resaltamos que el Ministerio de Minas y Energía haya reactivado la

Mesa de Alto Nivel (MANE) desde la perspectiva de asegurar la puesta oportuna en operación de los Proyectos de Interés Nacional y Estratégico (PINES) del sector de energía, así como la articulación con el trámite de licencias ambientales de proyectos.

Finalmente, consideramos que, desde el Gobierno Nacional debe asegurarse un procedimiento de priorización de proyectos que garantice que no haya discriminación arbitraria a los agentes que lleven a cabo los procedimientos y trámites de conexión de los proyectos de generación en el SIN. Esto, cobra relevancia frente a la necesidad de asegurar la entrada de proyectos de energía firme para mitigar los riesgos de desabastecimiento de energía en el mediano plazo.

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

Cordialmente,



Alejandro Castañeda Cuervo
Presidente Ejecutivo

Copia:

Dr. Carlos Adrián Correa, Director General, Unidad de Planeación Minero-Energética