

Junio de 2022

Doctor

Christian Jaramillo Herrera

Director General

Unidad de Planeación Minero Energética - UPME

Ciudad

Asunto: Comentarios a la propuesta de procedimiento para la evaluación de solicitudes de conexión de proyectos de generación clase 1 – Circular UPME 051 de 2022

Respetado Señor Director:

La Asociación Nacional de Empresas Generadoras – ANDEG, agradece los espacios de socialización y el avance de la Unidad en cuanto a los procedimientos para la implementación de los trámites de solicitud de conexión establecidos en la Resolución CREG 075 de 2021 y toda la normativa relacionada.

Desde la visión de nuestra Asociación resulta adecuado que la UPME, en su calidad de responsable de la asignación de la capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), establezca esquemas estandarizados y de construcción sectorial para la realización y evaluación de las solicitudes de conexión, en particular, frente a la coyuntura actual de masificación de proyectos de generación a partir de fuentes renovables no convencionales, en el marco de los lineamientos de las políticas de transición energética y respecto a los requerimientos técnicos de la red eléctrica, y especialmente, frente a los lineamientos definidos en la Resolución MME 40311 de 2020 (Art 4), en materia de acceso y asignación de capacidad de transporte y el Artículo 12 de la Resolución CREG 075 de 2021, en donde se establecieron los criterios guía, y entre otros, en el caso de los proyectos clase 1, donde se señaló, tener en cuenta:

*“Mayor beneficio neto por kW de capacidad de transporte solicitada al sistema. Para este cálculo se tendrán en cuenta, entre otros, los beneficios incrementales por **disminución de restricciones, pérdidas de energía** y/o por mejoras en la **confiabilidad** y **seguridad de la operación**, debido a la conexión del proyecto, descontando los costos de la expansión requerida”* (cursiva y negrita fuera del texto)

A continuación se ponen bajo consideración de la UPME algunas observaciones en el marco de la construcción del marco normativo.

- **Valoración de beneficios**

- **Emisiones Evitadas**

Dentro de la sustentación relativa a la inclusión de este nuevo criterio, no expuesto previamente por los lineamientos dados en la Resolución MME 40311 de 2020 y en la CREG en su Resolución 075 de 2021, se establece como motivación la necesidad de dar cumplimiento a los lineamientos de política pública establecidos para la implementación del Plan integral de Gestión del Cambio Climático del sector Minero Energético PIGCCme 2050, documento por el cual se establece un marco de trabajo de largo plazo para cumplir con la meta de la Contribución Nacionalmente Determinada para Colombia (NDC 2020) y la estrategia Climática de largo plazo de Colombia para dar cumplimiento al acuerdo de París (E2050).

Consideramos que con la propuesta planteada por la Unidad, en donde se tiene como parámetro único de contabilización a la contribución de las emisiones evitadas lo asociado con el factor de emisión por tecnología, consideramos que no se tienen en cuenta todas las demás alternativas y opciones que tienen los diferentes desarrolladores de proyectos para reducir el impacto ambiental que tienen los proyectos en el contexto de la transición energética.

En este sentido, consideramos necesario que dentro de la formulación y contabilización de beneficios por concepto de reducción de emisiones, no se limite al factor de emisión estándar de una tecnología ya que esto no solo segmenta la inversión obviando todas las alternativas tecnológicas y económicas que presenta el mercado para la operación sostenible y la gestión de emisiones, las cuales, por el contrario, son tenidas en cuenta como pilares fundamentales dentro de las hojas de ruta ambientales establecidas en los planes de gestión de cambio climático y de estrategia carbono neutralidad 2050.

Por otro lado, consideramos oportuno que el valor que se le otorga a esta diferencia de emisiones sea representativo frente a las condiciones que presenta el mercado colombiano, teniendo en cuenta que la valoración que se le da en la comunidad Europea es mucho más alta por los estándares, restricciones y políticas energéticas, lo cual, teniendo en cuenta una valoración

promedio del carbono en Europa de 60 €/ton¹ (260 000 COP/ton) generaría un desfase de alrededor de casi 15 veces el valor real de las emisiones en el mercado local, el cual se encuentra alrededor de los 18 000 COP/ton (4.16 €/ton)².

También se evidencia que los factores de planta utilizados para el cálculo de la energía media anual estimada (EMA) no corresponde a la realidad del contexto colombiano, en especial en lo relacionado a las plantas térmicas, las cuales en el mercado Colombiano para un año estándar (2021), tienen un factor de planta de en promedio el 25% con lo cual, consideramos debe revisarse esta entrada al cálculo teniendo en cuenta la realidad del parque de generación Colombiano.

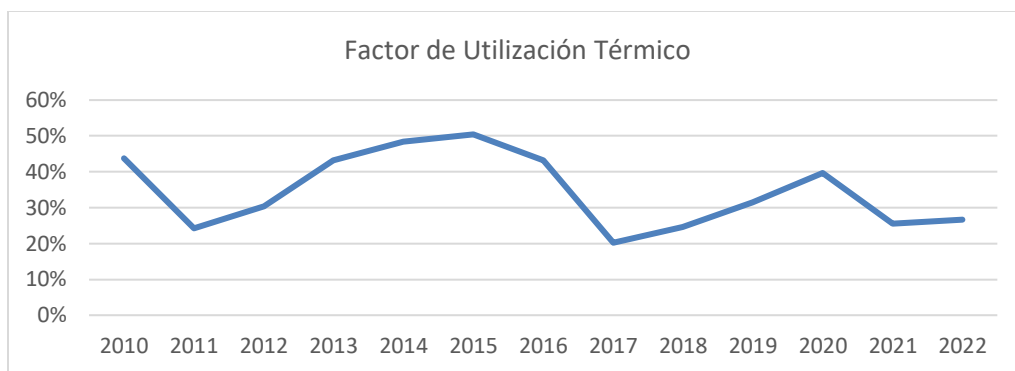


Figura 1: Factor de utilización Térmico para el periodo 2010-2022, Fuente: Sinergox XM

Bajo lo anteriormente presentado, consideramos necesaria la reformulación de este criterio, teniendo en cuenta la totalidad de las alternativas que tienen los desarrolladores de proyectos para la operación sostenible de sus activos, la valoración adecuada de los beneficios por reducción de emisiones a partir del valor de las emisiones en el contexto Colombiano y la revisión de los valores tipo relacionados al factor de planta.

○ Restricciones

En lo referente al cálculo de los beneficios por restricciones, consideramos que si bien la metodología formulada tiene en cuenta una de las componentes (P=precio) del volumen económico resultante de la liquidación de las

¹ EMBER energy think tank, EU Carbon prices, <https://ember-climate.org/data/data-tools/carbon-price-viewer/>

² Tarifa impuesto al carbono, INCP, <https://incp.org.co/tarifas-2022-del-impuesto-a-la-gasolina-acpm-y-carbono/#:~:text=las%20siguientes%20tarifas%3A-,Impuesto%20al%20carbono,1%20de%20febrero%20de%202022>

mediciones, esta metodología no tiene en cuenta el impacto que tendría la propuesta en los demás factores como lo es la Cantidad de Restricciones (Q), las cuales, si bien están dadas principalmente por la topología y la configuración del sistema, tiene otras componentes propias de la operación de la red, en especial, lo asociado con la configuración de red que podría verse afectada por la interrupción que genera la entrada en operación de fuentes intermitentes en el SIN, las que, ante la no existencia de un mercado efectivo de servicios complementarios en donde se integren reservas y servicios de estabilidad de red, se tendría que recurrir a tecnologías convencionales más costosas de forma más recurrente y a precios seguramente más altos por la baja granularidad temporal en la que se debería prestar este tipo de servicios.

Adicionalmente, vemos necesario que el análisis de impactos se realice por zonas operativas, teniendo en cuenta que el impacto económico y técnico que las restricciones generan es más significativo y requiere un nivel más alto de gestión en algunas zonas operativas del sistema. En este sentido, es adecuado que la formulación de la propuesta metodológica de este criterio, considere de forma global el impacto que generarían los proyectos en el aumento de la componente de restricciones, no únicamente desde su impacto en el precio sino también en la cantidad de restricciones para el sistema y de forma segmentada por región o área operativa.

- **Precio de Bolsa**

En lo referente a este criterio, si bien entendemos que la metodología propuesta es de carácter transitorio, su versión final surtirá proceso de evaluación y análisis profundo en el que se determinen de forma agregada los efectos que pueden llegar a provocar los diferentes tipos de proyectos en la formación del precio en el mercado eléctrico. Consideramos necesario, que dentro de la formulación definitiva, se tengan en cuenta referentes internacionales que cuenten o hayan contado con una integración avanzada de tecnologías intermitentes en sus sistemas eléctricos, evaluando, no únicamente el comportamiento de su oferta competitiva en el mercado spot, sino los efectos que ha tenido la integración de fuentes renovables no convencionales frente a requerimientos adicionales para el sistema, esto, especialmente, respecto a las necesidades de respaldo requeridas y los servicios que deben prestar otros generadores (i.e. reservas, estabilidad de red, control de tensión, etc.), los cuales, no son tenidos en cuenta en la formación de precio de bolsa; y en todo caso, deben incluirse en la contabilización de beneficios por parte de la UPME.

De esta manera, sugerimos que la evaluación de este criterio y la formulación de la reducción del costo marginal se lleve a cabo a través una visión holística del mercado y sus efectos en los diferentes escalones y no con una visión parcial de la arquitectura de mercado.

- **Confiabilidad**

Dentro de lo que respecta a la contabilización de beneficios por el aporte a la confiabilidad del sistema, consideramos necesario que, teniendo en cuenta los resultados de las últimas asignaciones de energía firme para los periodos 23-24 y 24-25, las cuales evidencian que el aporte que brindan las tecnologías convencionales, en especial las tecnologías térmicas, en cuanto a sus compromisos de energía firme para con el sistema son superiores al 90% sobre su ENFICC, sea tenida en cuenta esta referencia desde la perspectiva de mayor certidumbre frente al abastecimiento de la demanda.

Observamos que al tener en cuenta un valor más cercano a la realidad operativa y comercial de la capacidad que tienen las plantas de ofrecer energía firme al sistema, se optimiza la capacidad y uso de la red, al tiempo que se mitigan los riesgos de sobreinstalación de potencia y subutilización de la capacidad efectiva asignada.

- **Flexibilidad**

Siendo la flexibilidad uno de los puntos álgidos de la transición energética y uno de los atributos más necesarios para asegurar la operación confiable y de calidad de la red en los diferentes escenarios previstos para la transición energética, vemos necesario que los índices de flexibilidad que sean calculados y dispuestos por la UPME, tengan en cuenta los efectos que tendría el sistema frente a las necesidades de cobertura y respaldo de ciertas tecnologías a razón de que la entrada de tecnologías intermitentes puede requerir inversiones adicionales en redes, infraestructura de estabilización, baterías y otro tipo de elementos que al final del balance, no generan aportes a la flexibilidad "0" sino negativos, al exigir a otros participantes y agentes del mercado ajustar su operación para satisfacer los mayores requerimientos de flexibilidad.

Es por esto que de la misma forma que en comentarios anteriores, sugerimos a la UPME evaluar el comportamiento y aportes de las diferentes tecnologías

en función de su efecto real y holístico al sistema, tanto técnico-operativo como económico y comercial.

- **Factores de ponderación**

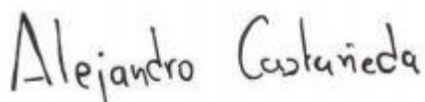
Con base a los lineamientos fundamentales establecidos en la normativa que incentiva los cambios a los procesos de asignación de capacidades para la conexión, desde esta Asociación consideramos que la ponderación de los factores propuestos por la Unidad, no pueden tener una valoración similar cuando se trata del aseguramiento de un servicio público esencial, en el marco de los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico.

Desde ANDEG consideramos que en el marco de la transición energética y de los cambios que se observan en el futuro cercano, criterios como la confiabilidad, la flexibilidad e incluso la definición de parámetros como la controlabilidad y predictibilidad de la generación, deberían 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.

Finalmente, encontramos necesario que los análisis eléctricos y la ponderación de beneficios económicos que defina la UPME como definitivos, considere los proyectos que aporten de forma integral a la transición energética sin discriminar ningún tipo de tecnología, en el contexto de *"...los criterios de seguridad, calidad y confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional.."* (Art. 4 Res MME 40311/20), y en el marco del trilema energético: Seguridad en el suministro, Acceso al servicio y Sostenibilidad ambiental.

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

Cordialmente,



ALEJANDRO CASTAÑEDA CUERVO
Director Ejecutivo ANDEG