



Consejo Nacional de Operación

Bogotá D. C., 13 de noviembre de 2018

Doctor
Christian Jaramillo
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas
Ciudad

Asunto: Comentarios al documento y presentación "Análisis de los Servicios Complementarios para el Sistema Interconectado Nacional-SIN". Circular 082 de 2018.

Respetado Doctor Jaramillo:

El Consejo Nacional de Operación-CNO en ejercicio de las funciones que la Ley 143 de 1994 le ha asignado, de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional-SIN sea segura, confiable y económica, y ser el organismo ejecutor del Reglamento de Operación, presenta a continuación sus comentarios a los documentos del asunto, dentro del plazo comunicado por el Experto Comisionado Germán Castro Ferreira en el taller de socialización del día 30 de octubre de 2018.

Nuestras observaciones están enfocadas en las simulaciones energéticas horarias, de mediano y largo plazo llevadas a cabo por el consultor de la Comisión, para reevaluar los servicios complementarios en el SIN considerando nuevos desarrollos. Dichas observaciones fueron estructuradas desde los Subcomités de Planeamiento Operativo y de Plantas del Consejo, y el Comité de Operación.

- Uno de los principales objetivos del estudio, referenciado en la presentación y el documento, es la realización de simulaciones detalladas de la operación con resolución horaria, para verificar los requerimientos de reserva operativa para el Sistema, producto de la incorporación de energías renovables variables. Los resultados de PSR muestran un "ciclaje" recurrente para algunas plantas térmicas, lo cual no es consecuente con la realidad operativa. Esto se debe a la no modelación de parámetros claves, como los tiempos mínimos en línea, de calentamiento, rampas de entrada y salida, configuraciones, entre otros factores (se toman referentes de un documento alemán y no los verdaderos parámetros de las centrales térmicas del SIN¹). Adicionalmente, el consultor

¹ La información contenida en los referentes internacionales, respecto a los parámetros de las plantas térmicas, sería importante si se comparan los resultados obtenidos bajo dos enfoques de modelación. Es decir, encontrar, por ejemplo, el ciclaje de las centrales térmicas teniendo en cuenta los parámetros reales, y luego contrastarlo con el comportamiento de las simulaciones de la consultoría (parámetros típicos según la literatura). Esto permitiría identificar las necesidades de flexibilidad de todo el parque térmico, ello bajo la casuística que se expone en este documento.



Consejo Nacional de Operación

empleó, por carencia de datos, fuentes secundarias de información para la generación de las series históricas de velocidad del viento e irradiación global horizontal. La utilización de estas fuentes, sin ninguna corrección o ajuste con medidas in situ, pueden generar una sobre o subestimación de la producción energética de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas.

Es decir, no se está modelando detallada y estrictamente el parque térmico, y se puede estar sobre o subestimando la producción de las plantas renovables de naturaleza intermitente, situaciones que afectan notablemente los resultados de las simulaciones y las conclusiones del estudio (como la cuantificación y costo de la flexibilidad requerida por la incorporación de las Fuentes No Convencionales de Energías Renovables, FNCER de características intermitentes).

- La flexibilidad es una de las principales características que debe tener un Sistema Eléctrico de Potencia-SEP cuando se integran de manera representativa fuentes FNCER variables en su matriz. Dicho concepto se entiende como la habilidad que tienen los SEP para adaptarse a las variaciones en el balance generación/demanda. Comúnmente las necesidades de flexibilidad se establecen a través de modelos detallados de la operación con resolución horaria o diezminutal, en las que se incluyen, además de las restricciones de almacenamiento y del parque térmico (rampas, tiempos mínimos en línea, de calentamiento, configuraciones, número de encendidos y apagados, entre otras), las restricciones de transporte y necesidades de inercia y reserva, que son obtenidas y validadas a través de simulaciones eléctricas. Las restricciones de transporte son fundamentales y deben ser tenidas en cuenta en el modelo, ya que la red de transmisión y subtransmisión posibilita o no el aprovechamiento de las diferentes fuentes de flexibilidad de un SEP. Para el caso colombiano, las plantas hidroeléctricas con embalse se encuentran en el interior del país, en contraste con la ubicación esperada de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas a gran escala, que estarán emplazadas en el área Caribe cuyo límite de importación actual es 1450 MW. Bajo este contexto, la consultoría no ha dimensionado los requerimientos de flexibilidad del SIN para cada escenario de largo plazo, ni los ha valorado económicamente. Este aspecto es fundamental cuando se estudian los servicios complementarios.

El consultor no ha realizado ningún estudio eléctrico, en el que se identifique el comportamiento de la respuesta en frecuencia del SIN para diferentes porcentajes de penetración de FNCER variables y estados de la red (contingencias de generación y redes de transmisión que fraccionen el sistema). Sin estos análisis no se pueden dimensionar los requerimientos de inercia y reserva para la regulación primaria y secundaria de frecuencia, servicios complementarios que son esenciales.

Tampoco se ha abordado la coordinación gas/electricidad, elemento esencial para tener en cuenta dentro del análisis. El Consejo ha identificado que las plantas térmicas que utilizan el gas natural como fuente primaria deberán regular la intermitencia de las FNCER variables cuando no se pueda aprovechar la flexibilidad de las plantas hidroeléctricas con embalse del interior del país, debido a las restricciones de importación del área Caribe.

- La consultoría estableció, sin la modelación detallada y estricta del parque térmico, los requerimientos de reserva para gestionar el error de pronóstico de la producción de las FNCER,



Consejo Nacional de Operación

pero no ha evaluado en detalle las necesidades para regulación primaria y secundaria de frecuencia, ni ha dimensionado, como se dijo anteriormente, las necesidades de inercia en función de los porcentajes de penetración de las fuentes variables de generación, cálculos que requieren de simulaciones eléctricas dinámicas. Es claro que las reservas operativas tienen diferente naturaleza (reserva reguladora, reserva para contingencias, reservas para rampa y reserva para seguimiento de la demanda) y ninguna de ellas se ha estudiado detalladamente.

En el caso de los requerimientos de reserva para la regulación primaria de frecuencia, se entiende del documento que se descontó el 3 % de la Capacidad Efectiva Neta-CEN para todas las unidades, y dicha potencia agregada, en función de la matriz eléctrica bajo estudio, es la reserva para dicha instancia de regulación. Si es correcto nuestro entendimiento, quiere decir que la consultoría no analizó este criterio, no lo validó con simulaciones eléctricas, ni discriminó su prestación según las limitaciones de las diferentes tecnologías de generación.

Respecto a los requerimientos de reserva para la regulación secundaria de frecuencia, la consultoría se limitó a identificar las plantas que prestan este servicio en la actualidad (sólo centrales hidroeléctricas) y restringió la asignación de reserva por variabilidad de las FNCER a dichas plantas. Es decir, se asume que en la instancia de regulación del AGC, que actúa en minutos, se va a gestionar la variabilidad de las plantas intermitentes en tiempo real. Lo anterior conceptualmente es incorrecto. Adicionalmente, no se reevaluaron los criterios para prestar el servicio de AGC ni los requerimientos especiales en función de los porcentajes de penetración de las fuentes variables. Tampoco se analizó si bajo restricciones de importación del área Caribe, y teniendo en cuenta que en dicha zona estarían ubicadas la mayoría de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas a gran escala, técnicamente las plantas térmicas podrían prestar dicho servicio.

- Las restricciones de transporte se deben tener en cuenta al momento de establecer la flexibilidad de un SEP, la consultoría sólo se enfoca en la red de interconexión del área Caribe, definida por la UPME para conectar el potencial eólico y solar de la Guajira. Recomendamos incluir en el modelo la red de transmisión y subtransmisión durante los procesos de optimización, es decir, para la construcción de los escenarios de largo plazo y la simulación detallada de la operación con resolución horaria.

Si bien el documento referencia la expansión de la red y los nuevos elementos para el control de tensión y soporte de potencia reactiva, esto se hizo bajo un enfoque de planificación (no se optimizó para la construcción de las matrices ni para simular detalladamente la operación, como se mencionó anteriormente). Asimismo, los resultados mostrados durante el taller con relación a las nuevas necesidades de red y compensación no son consecuentes con la realidad operativa actual y futura. Es decir, se observan restricciones en algunos enlaces de las áreas Nordeste, Oriental, Suroccidental y Antioquia, que no han sido identificadas por la UPME y XM. Adicionalmente, se prevé en el estudio del consultor un perfil de tensión opuesto al calculado por el operador y planeador del sistema. Por ejemplo, en GCM se observan bajas tensiones, lo cual es contrario a lo que se espera con el desarrollo de la red a 500 kV. En el Valle se pronostican sobretensiones con la entrada del proyecto Alférez 500 kV y el consultor encontró bajos voltajes. Sugerimos revisar.



Consejo Nacional de Operación

- No se analizan técnica y detalladamente otros servicios complementarios, como la regulación de tensión y arranque autónomo, ni se proponen nuevos que estén asociados a la flexibilidad del SIN y no se sustenta claramente el mecanismo para proveerlos y la mejor tecnología. Surgen interrogantes como el mecanismo de mercado, el rol de los sistemas de almacenamiento tipo BESS, implicaciones de la pérdida de regulación de los embalses y limitaciones a los aprovechamientos de caudal por restricciones ambientales, que ameriten de otras fuentes de flexibilidad, como las interconexiones internacionales, la respuesta de la demanda, o inclusive la instalación de otras tecnologías como los CAES o el POWER TO GAS.
- Todas las alternativas para la asignación de los Servicios Complementarios tienen en cuenta precios nodales o zonales (LMP). Sin embargo, el estudio no sustenta ni muestra el comportamiento de los mecanismos de asignación de dichos servicios bajo estos esquemas. Tampoco se observa la evolución de dichos precios en las simulaciones (costos marginales locales). Es decir, no es claro bajo que soporte, diferente a los referentes internacionales, se da esta recomendación.
- Se deben revisar los escenarios planteados respecto a la proyección de crecimiento de la demanda nacional. La UPME considera en sus pronósticos la generación distribuida, razón por la cual la demanda del SIN en el estudio del consultor podría ser menor (sugerimos revisar). Para el escenario de demanda con la inclusión de los recursos energéticos distribuidos, recomendamos tener en cuenta las observaciones hechas al documento *"Estudio para el Diseño de Indicadores de Seguimiento y Evaluación de la Integración de la Autogeneración y la Generación Distribuida en el Sistema Interconectado Nacional"*.

Por otro lado, desde el punto de vista eléctrico, cuando se tiene una participación instantánea de FNCER variables y mínima demanda, se observan las máximas exclusiones de frecuencia ante eventos de pérdida de generación síncrona convencional, en las que la participación de las fuentes intermitentes es alta en dichos instantes y los requerimientos de inercia son importantes. En este sentido, sugerimos plantear un escenario en el mediano y largo plazo, contemplando la máxima participación de plantas eólicas y solares fotovoltaicas y un crecimiento de la demanda bajo, con la inclusión de recursos energéticos distribuidos.

También se debe evaluar un caso en el que la expansión se haga exclusivamente con FNCER variables, la demanda evolucione como lo prevé la Unidad en su escenario alto, no entre en operación Ituango y no se contemple a los recursos energéticos distribuidos. Bajo este panorama, seguramente la participación de las plantas eólicas y solares fotovoltaicas sería alta, motivo por el cual se deben determinar los requerimientos de flexibilidad y reserva, asumiendo una correcta modelación.

Hay un plan de obras de corto plazo, que a juicio del consultor incluye plantas que ya están definidas y que no son objeto de consideración durante el proceso de generación de los escenarios de largo plazo (son fijas). Sugerimos revisar las capacidades de las tecnologías eólicas y solares fotovoltaicas, ya que por información del Plan de Expansión de la UPME hasta el año 2021, se tendrían menos de 500 y 900 MW respectivamente, dependiendo de la estrategia (Escenarios 1



Consejo Nacional de Operación

y 2). Tampoco hay certeza sobre el desarrollo de dichas capacidades, motivo por el cual no se pueden considerar como fijas en los escenarios del consultor (son candidatos y deben tenerse en cuenta en el proceso de construcción de las estrategias de largo plazo).

Por todo lo anterior reiteramos la solicitud hecha de construir los escenarios de manera conjunta con la CREG, XM, la UPME y el CNO.

- Sugerimos incluir en el documento final el detalle del modelo de simulación de la operación con resolución horaria utilizado por PSR. Esto es fundamental para comprender y entender mejor los resultados obtenidos por la consultoría.
- En relación con la información de aportes hídricos, debe adaptarse cómo se están obteniendo los caudales horarios, o qué simplificación hace el modelo de simulación de la operación respecto a este recurso (es posible que se estén utilizando los caudales diarios y se asume este valor como promedio, por ejemplo).
- Recomendamos interactuar con la UPME para establecer los costos de las tecnologías intermitentes en el corto, mediano y largo plazo, utilizando para ello el aplicativo GEOLCOE de la Unidad.
- Finalmente recomendamos ajustar toda la modelación, teniendo en cuenta estas observaciones. Asimismo, generar un espacio para la construcción de los escenarios y abordar los otros servicios complementarios, inclusive planteando nuevos.

Quedamos atentos a suministrar cualquier información adicional, si así se requiere.

Atentamente,



ALBERTO OLARTE AGUIRRE
Secretario Técnico

Copia: Dr. Ricardo Ramirez Carrero. Director General. Unidad de Planeación Minero Energética-UPME.