

Bogotá D.C., 12 de julio de 2022

Señor
CHRISTIAN JARAMILLO HERRERA
Director General
UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA UPME
Ciudad

Asunto: Nuevas plantas de generación que presentarían limitaciones en su producción por restricciones de red.

Respetado Señor 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, analiza el comportamiento actual y esperado del SIN en el corto, mediano y largo plazo. Recientemente, en dicha revisión se identificaron a partir de los estudios eléctricos del Centro Nacional de Despacho-CND, 88 restricciones eléctricas y operativas a nivel del STN y STR, que a la fecha no tienen asociada o definida una obra de expansión. Fue por este motivo que el Consejo realizó el 23 de mayo del año en curso la Jornada del Subcomité de Análisis y Planeación Eléctrica, en la que con la UPME y los Operadores de Red-OR, se hicieron diversas recomendaciones a estos últimos y se plantearon las obras de infraestructura que mitigarían o eliminarían dichas restricciones.

Como resultado de la revisión que se hace, y teniendo en cuenta las solicitudes de la UPME de las pasadas reuniones 668 y 669 del CNO, se presentan las plantas de generación, algunas de ellas con compromisos con el Sistema (Energía para el Largo Plazo-ELP y/u Obligaciones de Energía en Firme-OEF), que podrían estar limitadas en su producción por restricciones de red; lo anterior considerando los estudios eléctricos desarrollados por el CND, que se han socializado en los diferentes subcomités y comités del Consejo.

Vale la pena mencionar que el análisis se centró en todos los proyectos, incluyendo aquellos que tienen compromisos con el Sistema. Asimismo, si bien los estudios del CND identificaron varias plantas que estarían restringidas en su producción bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla, es decir, plantas que coparían con mayor rapidez ciertos límites de transferencia (cortes), entendemos que recientemente la UPME liberó capacidad en varios nodos del SIN, todo ello en el marco de la Resolución CREG 075 de 2021.

Se presenta a continuación la metodología con la que el CND estableció los posibles “atrapamientos” en las plantas futuras, y el total de número de plantas que estarían expuestas a esta condición.

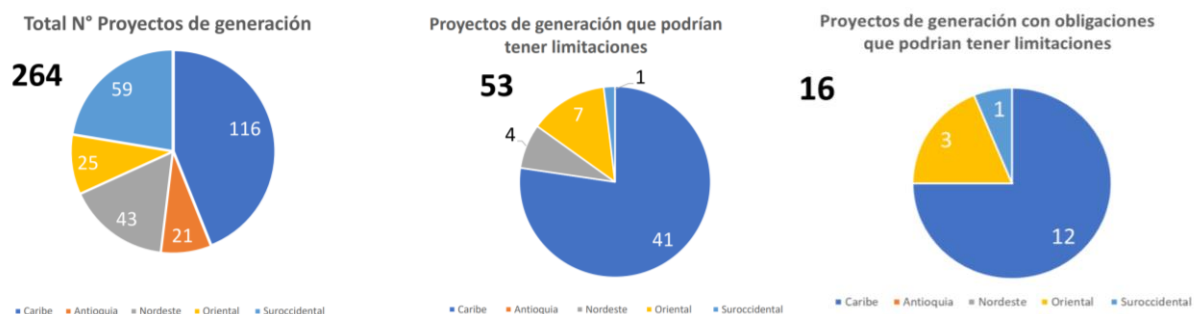
Metodología CND¹

- Se consideran los supuestos y resultados de los informes de planeamiento operativo eléctrico de mediano y largo plazo publicados el 31 de marzo del 2022 por el CND.
- Se contemplan los proyectos de red futuros, incorporándose en las fechas informadas al momento de la realización de los análisis.
- En relación con las condiciones de producción de las plantas objeto de análisis, se consideran todos los proyectos generando en las condiciones de despacho más críticas para cada restricción.
- Los valores de limitación identificados pueden variar de acuerdo con la materialización de los supuestos considerados en los estudios (demanda, por ejemplo).

Plantas de generación con compromisos con el SIN

En la siguiente gráfica se presenta el número total de plantas objeto de análisis, y aquellas que podrían ser objeto de limitaciones. De este subgrupo, se ilustran las plantas con compromisos, ya sean de Energía para el largo Plazo-ELP y/u Obligaciones de Energía en Firme-OEF.

Gráfica 1. Plantas objeto de análisis y aquellas que podrían ser limitadas con compromisos.



De la gráfica anterior vale la pena resaltar:

- Área suroccidental: El atrapamiento de 10 MW aproximadamente, se da entre una planta térmica, una planta menor hídrica y la nueva planta solar Tepuy.
- Área oriental: Los proyectos Jaguey y Rubiales tienen concepto de conexión temporal según la Resolución CREG 075, pero su incorporación al sistema sin la entrada del proyecto Norte 500/230

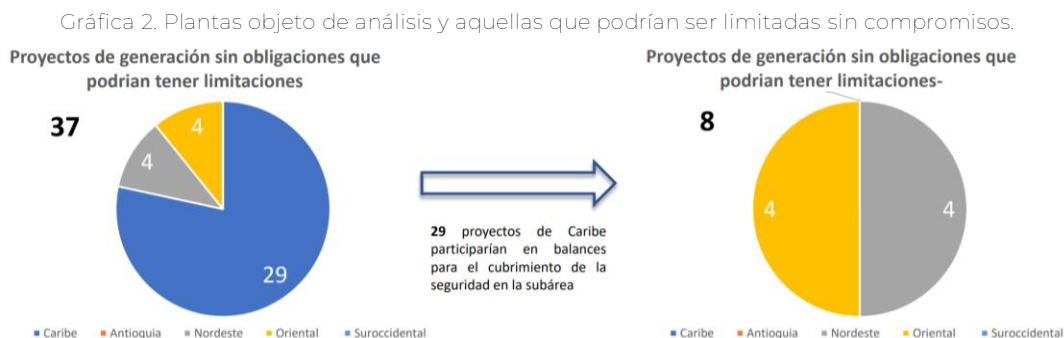
¹ Metodología presentada por el CND en la reunión CNO 671.

kV y red asociada “copa” más rápidamente la transferencia por el doble circuito Guavio-Chivor 230 kV. Para Bosques Solares de los Llanos, cuya restricción es de 90 MW, el transformador de la subestación Santa Helena mitigaría dicho “atrapamiento”.

- Subárea Guajira-Cesar-Magdalena (GCM): Para los proyectos solares El Paso y La Loma actualmente en pruebas, se pueden presentar limitaciones de 10 MW aproximadamente, cuando estén en servicio las obras a nivel de 110 kV de la subestación la Loma. Para las plantas eólicas Alpha, Beta, Camelias, Acacias 2, Windpeshi, Apotolorru y Casa Eléctrica, se debe realizar un balance entre la generación existente y futura de la subárea, es decir, se debe tomar la decisión conjunta entre limitar las nuevas plantas, limitar las existentes, o programar algunos recursos en el mínimo técnico.
- Subárea Córdoba-Sucre: Para los proyectos solares El Campano, Urrá y La Unión se pueden presentar limitaciones ante despachos máximos y simultáneos de la generación de la subárea. Es decir, también se debería hacer un balance entre la generación existente y futura.
- De los 12 proyectos ubicados en el área Caribe, para 10 es necesario realizar balances de generación entre ellos y/o plantas existentes, para mantener la seguridad de las subáreas.

Plantas de generación sin compromisos con el SIN

De las 53 plantas que podrían tener “atrapamientos”, 37 no tienen compromisos con el SIN. En la siguiente gráfica se presenta el análisis.



De la gráfica anterior vale la pena resaltar:

- En el área Caribe, 29 proyectos participarían en balances para el cubrimiento de la seguridad en la subárea, es decir, se debe nuevamente tomar la decisión conjunta entre limitar las nuevas plantas, limitar las existentes, o programar algunos recursos en el mínimo técnico.
- Área oriental: Con la entrada de 221 MW de potencia, asociados a Bosques solares de los Llanos 4, 5, 6, 7 y el autogenerador Yaguarito, y la entrada de los transformadores de la subestación Suria 230/115 kV, se debe limitar la generación de las nuevas plantas y las existentes (109.4 MW) en 100 MW.

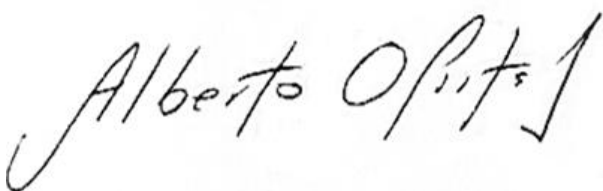
- Subárea Boyacá-Casanare: Con la entrada de 210 MW de potencia, asociados a Solar Mata Redonda, Biomasa Villanueva, Solar Paipa I y II, se observa una limitación en la totalidad de la exportación de la subárea en 120 MW, de un total disponible de 745 MW. Este “atrapamiento” se eliminaría con la repotenciación por parte del Operador de Red de la línea Chivor- Aguaclara 115 kV.

Recomendaciones

- El CNO recomienda, tal como lo manifestó el CND en la reunión 671 del CNO, llevar a cabo una reunión urgente con la UPME, para estudiar detalladamente las limitaciones identificadas y los supuestos utilizados en los estudios de planeamiento operativo y de expansión.
- Finalmente, recomendamos a la Unidad tener en cuenta las señales emitidas por el CND en sus informes de planeamiento operativo eléctrico, respecto al bajo nivel de corto circuito-WSCR en los puntos de conexión de algunas plantas acá mencionadas, y el Fenómeno de Recuperación Lenta de Tensión Inducida-FIDVR. Asimismo, considerar los resultados de los análisis de verificación de cumplimiento del requisito Fault Ride Through-FRT para las plantas solares fotovoltaicas y eólicas que se incorporarán en el mediano y largo plazo en el área Caribe. Los resultados de este último análisis muestran, contemplando un modelo WECC, que varias plantas no cumplirían dicho requisito.

Quedamos atentos a cualquier duda con relación a nuestra comunicación.

Atentamente,



Alberto Olarte Aguirre
Secretario Técnico CNO

Copia: Dr. Juan Carlos Guerrero. Presidente CNO.
Dr. Jaime Alejandro Zapata. Gerente CND.
Dr. Javier Martínez. Subdirector de Energía Eléctrica.