

Flexibilidad en el SIN

Objetivo:

Este documento presenta las principales conclusiones derivadas de la cuarta (4) versión del estudio de flexibilidad desarrollado por el Centro Nacional de Despacho-CND. Adicionalmente, se presentan algunas recomendaciones para las principales instituciones sectoriales del país.

Resultados del estudio:

El 2 de diciembre de 2022 se presentó por parte del CND los resultados de la cuarta versión del estudio de flexibilidad. Esta versión en particular es relevante, dado los porcentajes de integración de fuentes intermitentes que se esperan en el mediano plazo para el Sistema Interconectado Nacional-SIN, al igual que los nuevos lineamientos de política pública de MINENERGIA para la transición energética, que tienen como prioridad la restauración y conservación del territorio. Entre los resultados obtenidos por el CND se destaca:

- La concentración de proyectos eólicos y solares fotovoltaicos en el norte del país plantea retos respecto a la disponibilidad del recurso y su vulnerabilidad frente a fenómenos meteorológicos estacionales y no estacionales.
- Dado el volumen de generación renovable, se observa la necesidad de mejorar los sistemas nacionales de predicción de las variables meteorológicas; estos definen la disponibilidad de los recursos renovables para todas las escalas de planeación, tiempo real, mediano y largo plazo.
- Se observa un comportamiento de “curva de pato” con incrementos considerables de los requerimientos de rampas del SIN. El factor cresta-valle alcanza valores superiores a cinco (5).
- Las rampas horarias de demanda neta son superiores a 1500 MW, hora de descenso, y 2400 MW, hora de subida.
- Se evidencia un incremento en los desbalances intra-horarios en los periodos diurnos, que son coincidentes con las curvas de producción de la generación solar fotovoltaica.
- Las desviaciones de la demanda y la generación se incrementan en los periodos diurnos, asociados principalmente a la incertidumbre en el pronóstico de la producción solar fotovoltaica.
- Las rampas de demanda neta intra-horarias son superiores a 200 MW en 5 minutos.
- Se observan requerimientos de holgura del SIN superiores a 1000 MW para algunos periodos de un día típico de operación.

- Se presenta un mayor uso de la infraestructura de transporte, con incremento de las importaciones en las áreas Oriental y Suroccidental, coincidentes con una mayor producción renovable, principalmente en el área Caribe.
- Se requieren obras adicionales en la red de transmisión para evacuar con seguridad y confiabilidad la capacidad de generación instalada en el área Caribe. Particularmente en esta área se observan “vertimientos” renovables, por copamiento de los límites de transferencia o “cortes” (sin expansión de red adicional a la ya definida). Así mismo, los retrasos en las obras del Sistema de Transmisión Nacional-STN, que permiten una mayor importación de las áreas Suroccidental y Oriental, también pueden generar “vertimientos” renovables en la región Caribe.
- Los análisis del CND permitieron establecer impactos en los límites de transferencia debido a las desviaciones de generación y demanda, que pueden implicar acciones operativas para mantener los límites de seguridad del sistema.
- Los niveles de inercia y la capacidad de regulación primaria de frecuencia del sistema se reducen considerablemente, producto del desplazamiento de la generación síncrona por generación basada en inversores. En este sentido, para algunos despachos los requerimientos de inercia mínima no serían cubiertos “naturalmente” por el SIN.
- Contingencias entre 300 y 400 MW podrían ocasionar la actuación de la primera etapa del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia-EDAC. Adicionalmente, la Tasa de Cambio de la Frecuencia en el tiempo-ROCOF podría alcanzar el valor de 1 Hz/s. En este sentido, se observa la necesidad de rediseñar el EDAC.
- La frecuencia podría presentar mayor variabilidad, producto de la disminución combinada de la inercia y el BIAS (Constante Agregada de Regulación del SIN). Asimismo, la probabilidad que se materialicen oscilaciones de potencia se incrementa.
- Los índices estudiados para definir la fortaleza eléctrica de la red indican que, lugares con buenos potenciales de producción renovable no convencional, podrían ser susceptibles de eventos de inestabilidad de tensión y frecuencia:
 - Los índices de fortaleza de red WSCR y SCRIF muestran valores que pueden comprometer la operación estable del SIN, considerando altos volúmenes de generación basada en inversores, principalmente en la región Caribe.
 - Dada la debilidad de algunas subáreas del SIN, se observa una mayor facilidad para la propagación de huecos de tensión ante eventos de falla sencillos. Dicha propagación implica que mayores volúmenes de

demanda y generación estarán expuestos a condiciones transitorias que pueden desencadenar eventos de gran magnitud.

- La subárea Guajira/Cesar/Magdalena-GCM sigue expuesta al Fenómeno de Recuperación Lenta de Tensión inducida por Falla (FIDVR) y a desconexiones transitorias de carga; se prevé que dichos fenómenos se extiendan a otras áreas del SIN debido al debilitamiento de la red.
- Se observa la presencia del Fenómeno de Recuperación Lenta de Frecuencia inducida por fallas (FIDFR).

Conclusiones:

- Ante los incrementos en la magnitud y duración de las rampas de demanda neta, los desbalances intra-horarios, las desviaciones, los requerimientos de reservas de regulación y el crecimiento de los agentes involucrados en la coordinación operativa de tiempo real, se requieren nuevos elementos regulatorios y tecnológicos que garanticen un control de frecuencia y voltaje oportuno en el SIN. En este sentido, es necesario profundizar la digitalización y automatización de las tareas asociadas a la coordinación operativa en tiempo real a nivel de generación, transmisión y distribución.
- Respecto a la disminución del BIAS, la inercia del sistema y el subsecuente impacto en la magnitud de las desviaciones, en condiciones normales de operación y contingencia sencilla, se debe:
 - Evaluar la necesidad de servicios de inercia y respuesta continua (algunas veces llamado respuesta rápida en frecuencia), con tiempos de activación inferiores a 1 segundo y regulación continua de frecuencia.
 - Analizar la viabilidad de servicios de desconexión rápida de carga (respuesta de la demanda), como medida de contención antes de la actuación del EDAC.
 - Propender por la interconexión regional con otros Sistemas Eléctricos de Potencia para incrementar y fortalecer la respuesta inercial del SIN.
 - Estudiar la necesidad de implementar nuevas tecnologías para proporcionar dichos servicios.
- Para la subárea GCM y en el muy corto plazo, se deben definir las obras necesarias para mitigar el Fenómeno de Recuperación Lenta Inducida de Tensión (FIDVR), y mejorar la calidad de la potencia.

Dado el aumento en la magnitud y alcance de las perturbaciones, la demanda y generación del SIN pueden ser susceptibles a fenómenos transitorios como

el FIDVR, pérdida de sincronismos o desconexiones generalizadas producto de bajas tensiones transitorias. En este sentido se debe:

- Establecer desde ya las obras que mitiguen el fenómeno FIDVR y la propagación de las perturbaciones de tensión.
- Evaluar la necesidad de servicios de aporte de cortocircuito, los cuales pueden ser proporcionados por los generadores convencionales, compensadores síncronos, entre otros.
- Ajustar el Código de Redes incorporando la tecnología y redundancia necesaria, para garantizar que las fallas sean despejadas en tiempos cercanos a 3-4 ciclos en el STN y STR.
- En el área Caribe se observan índices de fortaleza críticos. Se recomienda reforzar el SIN para mantener el indicador SCRIF en valores superiores a 1.5. Para valores entre 1.5 y 3 se sugiere la realización por parte de los desarrolladores de proyectos, estudios EMT detallados, ello para garantizar la operación estable de sus equipos frente a esta condición de operación.
- Frente al Fenómeno de Recuperación Lenta inducida de Frecuencia, equipos adicionales que aporten inercia y cortocircuito, como los compensadores síncronos, pueden ser requeridos en sitios con alta concentración de generación basada en inversores. Adicionalmente, se debe aumentar las rampas de recuperación frente a fallas en dichas tecnologías de producción; de todas maneras, en condiciones de red débil esta alternativa podría generar problemas de sincronización.
- Desde el punto de vista técnico, la evaluación de la flexibilidad del SIN por parte del CND indica que se requieren medidas adicionales en todos los frentes, para garantizar la operación del sistema con los niveles de calidad y confiabilidad requeridos por la reglamentación vigente. De no avanzar en estas medidas, parecería que no es posible la operación del sistema utilizando el 100% de la capacidad renovable proyectada, lo cual supondría un límite a la producción energética de las tecnologías de generación basada en inversores, comprometiéndose la transición energética.

En este sentido, desde la planeación de la infraestructura se deben establecer las obras que requiere el sistema para asegurar una operación segura y confiable, considerando la capacidad renovable proyectada. Asimismo, no se deberían contemplar en los procesos de asignación de la capacidad de transporte, mecanismos como Esquemas Suplementarios de Protección del Sistema-ESPS, los cuales tiene impacto sobre la confiabilidad del SIN en el corto plazo.

Recomendaciones a la CREG:

En el marco de la actualización del Código de Redes, se sugiere a la CREG en el corto plazo:

- Establecer los servicios de aporte de nivel de cortocircuito y aporte de inercia, así como los niveles mínimos de fortaleza de red y propagación de huecos de tensión.
- Definir en los generadores síncronos y la demanda, la soportabilidad ante ratas de cambio de la frecuencia (ROCOF) y la soportabilidad ante huecos de tensión.
- Para la planeación de la expansión del SIN, definir los deltas de tensión máximos permitidos frente a variaciones en la potencia activa/reactiva e incorporar curvas de desempeño dinámico de la tensión en las diferentes cargas.
- Regular los aspectos asociados a los tiempos máximos permitidos para el despeje de fallas en el sistema, la redundancia y los equipos necesarios para garantizarlos.
- Establecer programas de generación con una mayor granularidad a la horaria y cercanos a la operación real del sistema, que permitan un seguimiento más preciso a las curvas de demanda neta y un menor requerimiento de servicios complementarios (regulación primaria, secundaria y terciaria de frecuencia). Lo anterior amerita la revisión de la propuesta normativa contenida en la Resolución CREG 143 de 2021.
- Activar desde ya la prestación del servicio de regulación primaria de frecuencia en la generación basada en inversores ante eventos de sub frecuencia.
- Estudiar la incorporación de servicios complementarios de reserva primaria rápida y desconexión rápida de demanda, de tal forma que sea posible mejorar la regulación de frecuencia del sistema en condiciones de baja inercia.
- Determinar en conjunto con la UPME las mejores opciones para flexibilizar el SIN. Si una de ellas consiste en la flexibilización del parque de generación sincrónico, es decir, reducir los mínimos técnicos, incrementar los rangos de operación y aumentar las rampas de toma carga, por ejemplo, se deben establecer los incentivos regulatorios para ello, de tal forma que se genere competencia en la programación de servicios de estabilización del sistema.

- Establecer en la reglamentación nuevos requisitos de conexión para garantizar la incorporación segura de la generación basada en inversores en condiciones de red débil: **i)** análisis RMS y EMT en los estudios de conexión; **ii)** modelos RMS y EMT validados, antes de la entrada en operación de los proyectos; **iii)** curvas de soportabilidad ante sobretensiones transitorias; **iv)** aporte rápido de corriente de secuencia negativa durante fallas; **v)** maximización del aporte de corriente durante fallas; **vi)** no cesación de la entrega de potencia activa.
- Analizar si directamente desde el CNO, o por mandato regulatorio de la Comisión, se puede:
 - Definir el procedimiento para el reporte al CND de los modelos de carga, que permitan determinar con precisión el impacto de la disminución de los niveles de inercia y cortocircuito en la calidad de la atención de la demanda.
 - Definir los parámetros, modelos y estudios EMT, que permitan determinar la operación estable de los generadores conectados al SIN mediante inversores.
 - Establecer las acciones tendientes a disminuir las desviaciones de la demanda y la generación despachada y no despachada centralmente.
 - Definir los aspectos técnicos asociados al control automático de generación y control automático de voltaje.
 - Realizar estudios piloto que permitan la flexibilización de los mínimos técnicos y operativos del parque de generación síncrono, para proveer de forma eficiente servicios de inercia y cortocircuito.

Finalmente, recomendamos a la Comisión estudiar los efectos económicos para el SIN de una penetración masiva de fuentes de generación con costos variables tendientes a cero (0).

Recomendaciones a la UPME:

- Definir en el corto plazo las obras para fortalecer la red de la subárea GCM.
- Incorporar criterios de red débil y limitación de la propagación de huecos de tensión en el planeamiento de la expansión del sistema (STN, STR y SDL).
- Incorporar el indicador de fortaleza SCRIF y WSCR, garantizando para todo el SIN valores superiores a 1.5, y valores de CSCR y SCR mayores a 3, al momento de aprobar nuevos puntos de conexión.

- Solicitar como parte de los estudios de conexión: **i)** simulaciones RMS y EMT; **ii)** compromiso de los agentes generadores a operar de forma estable con los valores SCRIF, CSCR y WSCR de referencia; **iii)** instalar los equipos necesarios para garantizar la estabilidad del SIN en condiciones de red débil.
- Realizar análisis integrales de la red del STN y STR, considerando todos los proyectos de generación previamente aprobados y las solicitudes en trámite, ello para definir nuevas obras, o en su defecto, limitar la aprobación de nuevos puntos de conexión.
- Incorporar análisis de flexibilidad para la formulación del Plan de Expansión de Referencia Generación y Transmisión.
- Llevar a cabo análisis tipo “System Adequacy”, estudiando el impacto económico para el SIN de la incorporación masiva de fuentes de generación con costos variables tendientes a cero (0).

Bibliografía:

Resultados Estudio de Flexibilidad 2024-2027. Centro Nacional de Despacho-CND-XM. Diciembre 2 de 2022.