

Preguntas Estudio Flexibilidad CND versión 2

1. Respecto al modelaje de las interconexiones, ¿se tuvo en cuenta la red del STR para el estudio, o se llevó a cabo indirectamente a través de generaciones de seguridad? Tener en cuenta lo contemplado en los estudios energéticos semanales, donde según lo informado por el CND, si se modela la red con dicho detalle (**Anexo 1**).

Tal y como se presenta en la diapositiva 7, Evaluación de la flexibilidad – Modelos y horizontes, se usan diferentes modelos con diferentes aproximaciones para evaluar los cuatro tipos de flexibilidad en el Sistema.

En este estudio se usó el modelo Orquídea para evaluar la Flexibilidad por energía y Flexibilidad por potencia. Este modelo permite estimar los flujos de potencia activa mediante un flujo DC de la red de transmisión considerada en los análisis energéticos del CND (tensiones superiores a 57.5 kV). A diferencia del modelo DHT utilizado en el Corto Plazo, que solo permite modelar áreas y subáreas, Orquídea permite modelar restricciones de cortes. Las restricciones de cortes se pueden aplicar a cualquier área, subárea o conjuntos de elementos de la red de transporte por los cuales se desee limitar su flujo de potencia.

Por otra parte, se usó el modelo del PowerFactory para evaluar la Flexibilidad por voltaje y por capacidad de transporte, con todo el detalle de la red de transporte que considera la planeación eléctrica del CND.

Por razones de agilidad en el proceso, Orquídea solo incluyó restricciones de cortes que representaban áreas, pero los resultados obtenidos fueron validados eléctricamente con toda la red del PowerFactory. Este proceso iterativo optimización – validación eléctrica es similar al que sigue el CND en la evaluación del despacho económico y el redespacho, y permite concluir lo expresado en la diapositiva 46 Revisión: Flexibilidad de voltaje y transporte – Conclusiones: “Los eventos de generación expuestos en el presente estudio cumplen con el criterio N-1 y con las recomendaciones de niveles de tensión, mínimo número de unidades y límites máximos de importación en las áreas para los escenarios del 2022 y 2024.

No se encontró ninguna restricción eléctrica para las sobrecargas de los elementos del sistema atribuible al perfil de generación.”

2. Sugerimos establecer conjuntamente indicadores de desempeño, teniendo en cuenta las siguientes preguntas básicas (**Anexo 2**).
 - a. ¿Qué tan flexible es el SIN?
 - b. ¿Cuánta Flexibilidad necesita el SIN?

- c. ¿Qué tan flexible son mis alternativas de solución (proveedores de flexibilidad)?
- d. ¿Quién está proporcionando la flexibilidad en el SIN?

Estamos totalmente de acuerdo y dispuestos a continuar con el trabajo para mejorar los estudios de forma conjunta y adicionar los indicadores que sean necesarios para dar señales claras y oportunas sobre la flexibilidad del sistema.

Tal y como se presenta en la diapositiva 5, Definición de flexibilidad, adoptamos la metodología propuesta por IRENA para determinar si el sistema colombiano es flexible o no, examinando los siguientes puntos:

- Satisfacer picos de demanda evitando energía no suministrada
- Mantener el equilibrio de la oferta y la demanda
- Garantizar disponibilidad de rampas
- Contar con almacenamiento suficiente para gestionar horas de baja demanda y alta producción de FERNC y viceversa
- Ajustar la demanda para responder a ante escasez de suministro o sobregeneración
- Mitigar posibles eventos manteniendo reservas adecuadas

Luego de analizar los resultados obtenidos, se puede concluir que con los escenarios simulados y los supuestos adoptados para los años 2021-2022 y 2024-2025, el sistema cuenta con la flexibilidad necesaria para atender la demanda considerada.

Antes de adoptar una u otra métrica propuesta en la literatura, consideramos importante partir del objetivo del estudio. Como hemos mencionado, el estudio actual se enfocó en la evaluación de los diferentes tipos de flexibilidad para los escenarios propuestos, no se pretendió encontrar los límites de flexibilidad del sistema ni evaluar el impacto de múltiples alternativas de expansión.

Examinando la referencia compartida, encontramos que las métricas usadas para presentar los resultados obtenidos en el estudio pueden dar respuesta a varias de las preguntas recibidas en este punto. En la Sección 3 de la referencia se menciona como para determinar qué tan flexible es un sistema, varios autores proponen evaluar aspectos como las rampas de generación, el comportamiento de la demanda neta, estadísticas de desviación de demanda, demanda no atendida, requerimientos de almacenamiento, complementariedad de recursos, etc. Consideramos que estos aspectos se cubren en el estudio presentado.

Es importante resaltar que en este estudio no se encontró ningún escenario con falta de flexibilidad, de acuerdo con los criterios antes

listados, y por tanto no fue necesario examinar alternativas que permitan mitigar por ejemplo una falta de suministro, rampas insuficientes, almacenamiento insuficiente, entre otros.

En cuanto a la identificación de fuentes de flexibilidad, observamos como los resultados presentados también se alinean con lo expuesto en la Sección 3 de la referencia ya que se incluyó información sobre el número de arranques y paradas de las unidades térmicas, la tecnología encargada de proveer las rampas requeridas por la demanda neta y la capacidad de garantizar las reservas estimadas.

Encontramos de gran valor el aporte que la referencia compartida puede darle al estudio para mejorar y clarificar las métricas usadas en la evaluación de la flexibilidad. Consideramos que antes de adoptar una u otra métrica, se debe partir de cuál es el objetivo tanto del estudio como de la métrica. Específicamente, se debe analizar si las herramientas gráficas Flexibility Solution Modulation Stack (FSMS) y Flexibility Solution Contribution Distribution (FSCD) propuestas en la referencia son útiles para un estudio determinado, sobre todo teniendo en cuenta lo que advierten los autores en el Resumen “Las herramientas propuestas son de particular valor para el planificador de la expansión de la capacidad, ya que le permiten cuantificar los cambios en la provisión de flexibilidad a medida que se introducen nuevas soluciones o que los impuestos al carbono, la generación y las capacidades de interconexión evolucionan.”

3. ¿Cuál es el motivo de tener dos alternativas de corrección de las series históricas de los recursos renovables no convencionales? ¿No sería mejor utilizar el enfoque MCP para las dos tecnologías (viento y sol)?

En el estudio de flexibilidad se consideraron metodologías Measure Correlate Predict – MCP- tanto para la corrección de series del recurso solar como para la corrección del recurso eólico. Para el recurso solar se implementó una metodología MCP basada en la relación de varianzas de las series, mientras que para el recurso eólico se implementó una metodología MCP basada en parámetros de las distribuciones Weibull. En ambos casos, y cuando se contaba con medidas en sitio, se corrigieron series de 40 años de ERA5 con el objetivo de minimizar sesgos y corregir su variabilidad. El motivo para considerar diferentes metodologías MCP para cada tecnología es representar de manera más adecuada la variabilidad de cada tipo de recurso. Por ejemplo, para el MCP eólico se asume que la distribución de probabilidad de la velocidad del viento es Weibull, lo que corresponde a un supuesto cercano a lo que se observa.

Para más información recomendamos las siguientes referencias de interés:

- CNO y UNIANDES, 2018, "Protocolo: verificación y medición de series históricas para cálculo de ENFICC en plantas solares fotovoltaicas", Anexo 1 del acuerdo CNO 1042
 - CNO y UNIANDES, 2018, "Protocolos correspondientes a la resolución 167 de 2017", Anexo 1 del acuerdo CNO 1127
 - Aparicio et. al, 2017, "Simulating European wind power generation applying statistical downscaling to reanalysis data", Applied Energy
 - Romo, A., Amezcua, J. and Probst, O., 2011, "Validation of three new measure-correlate-predict models for the long-term prospection of the wind resource", Journal of Renewable and Sustainable Energy
 - Sajid Ali et. al, 2018, "Forecasting the Long-Term Wind Data via Measure-Correlate-Predict (MCP) Methods", Energies
4. Sugerimos incluir en el análisis de las series de tiempo a la demanda neta (Demanda menos producción renovable no convencional), para diferentes porcentajes de penetración de generación basada en inversores.

Tal y como se menciona en la respuesta a la pregunta 2, este estudio se enfocó en la evaluación de los diferentes tipos de flexibilidad para los escenarios propuestos, no se pretendió encontrar los límites de flexibilidad del sistema ni evaluar el impacto de múltiples alternativas de expansión.

Para los escenarios seleccionados, que de hecho contienen diferentes porcentajes de integración de generación basada en inversores, se presentó la demanda neta obtenida hora a hora, cuantificando no solo su magnitud sino también el perfil de cambio (rampas) hora a hora. En la diapositiva 41, Flexibilidad por potencia - Rampas para atender la demanda neta, se presenta la variabilidad de las rampas impuestas por la demanda neta hora a hora, destacando en los diagramas de bigote el máximo, mínimo, promedio y cuartiles 1 y 3. Estas mismas estadísticas se presentaron para la producción de la generación basada en inversores en la diapositiva 43 Flexibilidad por potencia - Generación FERNC - HM.

5. Teniendo en cuenta los diferentes referentes en la formulación de índices para cuantificar la flexibilidad, sugerimos analizar eventos de estrés. Por ejemplo, las reducciones de los límites de importación de las diferentes subáreas operativas (**Anexo 2**).

Con el objetivo de evaluar los cuatro tipos de flexibilidad en el Sistema, se hicieron todos los análisis siguiendo los criterios de confiabilidad (suficiencia más seguridad) establecidos en la regulación. Específicamente para determinar los cortes, generación de seguridad y hacer las validaciones finales para la Flexibilidad por voltaje y capacidad de transporte, se evalúa la red tanto en estado estacionario como ante la

contingencia n-1 (ver diapositiva 18 Generación de seguridad – Metodología). En este sentido, los límites de importación de las diferentes áreas operativas y la generación de seguridad identificada sí consideran posibles eventos de elementos (criterio n-1).

En este estudio no se tuvieron en cuenta contingencias n-k, criterio que no está definido en el marco normativo actual y que se planea incluir en futuros análisis de resiliencia del Sistema.

6. Con relación al cálculo de los requerimientos de reserva para AGC, sugerimos contrastar la metodología propuesta considerando los errores de pronóstico de la demanda neta, y no separadamente la demanda y los recursos FNCER.

Actualmente se cuenta con información agregada por carga que incluye generación distribuida y demanda en cada nodo del sistema. Una vez se cuente con una discriminación entre generación distribuida (sincrónica y FERN) y demanda, haremos la sensibilidad correspondiente para verificar las diferencias en los resultados.

La desviación de generación que se considera es la asociada a la generación sincrónica despachada centralmente y generación FERN conectada al STN y STR, para lo cual se compara la generación que se encuentra en el sistema SCADA y la disponibilidad declarada en el despacho. Para las unidades que no cuentan con supervisión, se considera la información de la disponibilidad y la reportada por los agentes en las bases de datos de contadores. En caso de que se cuente con el detalle de la información de generación distribuida (sincrónica y FERN) requerida para este cálculo, haremos la sensibilidad correspondiente para verificar las diferencias en los resultados.

7. Con relación al incremento considerable de las necesidades de reserva para AGC (en algunos periodos superiores a 400 MW), sugerimos contrastar como quedan las reservas del SIN para los casos simulados, por tipo de reserva y ubicación en el SIN.

En el próximo estudio se incluirán gráficos y estadísticas sobre la disponibilidad de reservas secundarias y terciarias en el Sistema que complementen lo presentado en esta versión del estudio.

8. Respecto a los requerimientos de inercia, entendemos que sólo se considera la salida de una unidad de Ituango, mientras que para el cálculo de las reservas se pueden contemplar salidas de unidades adicionales. Sugerimos tener en cuenta eventos históricos, los cuales pueden involucrar más de una unidad de generación.

Con el fin de proteger el sistema ante una situación probable que pueda generar gran impacto, para el estudio de inercia se tiene en cuenta el evento más crítico independiente de su probabilidad de ocurrencia. Es importante destacar que tal como se hace actualmente, en este estudio se analiza los requerimientos para cubrir la pérdida de la unidad más grande del sistema y para la salida de más de un recurso de generación el sistema cuenta adicionalmente con el EDAC.

9. En el periodo 2021-2022 la inyección instantánea de potencia renovable no convencional es 1500 MW, Para el periodo 2024-2025 ¿cuánto se podría incorporar sin tener en cuenta la inercia mínima de 300 segundos?

Como se ha mencionado en respuestas anteriores, el estudio no hizo sensibilidades sobre cuánta FERNIC instalar, sino que evaluó si para los escenarios determinados se cumplían las condiciones de seguridad.

10. Sugerimos calcular los vertimientos, no solo con el análisis energético semanal, sino también a través de las simulaciones horarias. Los niveles de vertimientos, con pronóstico perfecto de largo plazo, sugieren valores no despreciables en casos de altos aportes y con la entrada de Ituango.

Debido a la falta de datos horarios, en los estudios de Flexibilidad por potencia se tiene como entrada un dato de aportes hídricos por semana, para cada serie, y el modelo decide cómo gestionar hora a hora el recurso respetando el dato semanal. Creemos que esta aproximación, que ha sido socializada en los diferentes subcomités del CNO (SP y SPO), puede introducir señales erradas a la hora de cuantificar vertimientos horarios.

Los vertimientos presentados en los casos de Hidrología Alta corresponden a un exceso en el recurso primario, no están asociados a una falta de flexibilidad por potencia (limitación del parque de generación por características técnicas) ni a inflexibilidad por capacidad de transporte (limitaciones de red). En este sentido, consideramos válida la señal de vertimientos desde la evaluación de flexibilidad por energía.

Estamos de acuerdo que cuando las características técnicas de las unidades de generación (tiempo en línea, fuera de línea, rampas, etc.) o las limitaciones de red puedan originar los vertimientos (como puede ser el caso de sistemas con una alta componente de generación térmica o congestiones de red) la señal de vertimientos horarios es fundamental para dar señales precisas sobre la flexibilidad del sistema.

11. Sugerimos estudiar una frecuencia de optimización móvil, no fija (1), ello para acercar un poco más la realidad de la operación en tiempo real. Bajo

este enfoque, el comportamiento de algunas variables de salida como los vertimientos y el número de arranques y paradas, podrían ser diferentes (**Anexo 3**).

Estamos de acuerdo, ante un cambio en los datos de entrada y horizonte de optimización, los resultados pueden ser diferentes. El estudio actual parte del supuesto que el pronóstico horario será ejecutado en el tiempo real. En la referencia se propone un esquema muy interesante de hacer varias simulaciones a medida que se acerca el tiempo real, representando el efecto que puedan tener los despachos intradiarios (Europa) o despachos en tiempo real (Estados Unidos). Se asume que la hora t se opera tal y como se planea y se actualizan todas las variables $t+x$ donde $t < x \leq 24$.

Este tipo de simulaciones, que requieren un esfuerzo de implementación considerable, permitirían mejorar la estimación de reservas requeridas y entender cómo respondería todo el sistema en tiempo real. En la presentación se había sugerido incluir dentro de las líneas futuras de investigación, en la diapositiva 56 ¿Qué sigue? "... análisis de reservas terciarias y su importancia ante en la operación de tiempo real, considerando escenarios de desviación de la demanda y la producción de FERN.".

12. Respecto a la modelación de las plantas térmicas, sugerimos para los ciclos combinados modelar la configuración más inflexible, o la más probable.

En el estudio se usó la configuración que permitirá aportar la máxima capacidad efectiva neta del recurso, partiendo de la base que están estudiando horizontes futuros donde es pertinente dar las señales de coordinación sectorial y abastecimiento de combustibles que permitan a las plantas generar a su máxima capacidad en caso de requerirse. Estamos de acuerdo que cuando el objetivo del estudio sea analizar el sistema ante situaciones de estrés diferentes a las incluidas en esta oportunidad, uno de los parámetros que se podría considerar sería la selección de una configuración restrictiva para las plantas térmicas.

13. Sugerimos explorar conjuntamente entre el CND, el SPLANTAS y el SPO, cómo modelar de manera simplificada las restricciones del sector gas, cuando se evalúen eventos de estrés, como la reducción de los límites de importación (**Anexo 2 y 4**).

Tal y como lo hemos manifestado en el SPO y SP, estamos de acuerdo y dispuestos a trabajar en conjunto para mejorar el modelado utilizado.

Estamos seguros de que entre más preciso sea el modelo, mejores van a ser las señales que se puedan obtener de los estudios.

14. Según los resultados, se evidencia una rampa de demanda neta más pronunciada para el periodo 19, si se compara con la demanda sola (para los periodos 2021-2022 y 2024-2025). En este sentido, sugerimos tener en cuenta como índice la envolvente de duración de rampa para diferentes percentiles, para cada uno de los escenarios (**Anexo 5**).

En la diapositiva 41, Flexibilidad por potencia - Rampas para atender la demanda neta, se presenta el diagrama de bigotes para representar hora a hora la envolvente de las rampas de la demanda neta (la envolvente se puede ver uniendo los máximos y mínimos o si se quiere, los cuartiles). La referencia compartida presenta una metodología muy interesante para estimar los requerimientos de rampas entre múltiples horas que, ante una mayor variabilidad en la demanda neta, conduciría a una mayor incertidumbre y, por lo tanto, a mayores requisitos de reservas operativas.

15. Sugerimos revisar la conclusión respecto a la flexibilidad del SIN. Los valores de vertimientos sugieren que pueden presentarse problemas para acomodar toda la generación FNCER ante escenarios de altos aportes hídricos con la entrada de Ituango (bajo una frecuencia de optimización de 1 y sin tener en cuenta la regla operativa de dicha planta). De lo que alcanzamos a recibir información de EPM antes de la contingencia es que esa regla operativa es muy fuerte para la operación del sistema.

Al analizar los resultados obtenidos, concluimos que los vertimientos presentados son propios de una hidrología muy alta, un caso extremo de altos aportes. Ante este escenario y luego de analizar la historia, era esperado obtener vertimientos en el sistema. Lo que se debe analizar es si esos vertimientos son coherentes con una gestión óptima del recurso y cómo cambia el nivel de vertimientos por el cambio en la matriz de generación. Concluimos que el sistema cuenta con la flexibilidad necesaria porque los vertimientos obtenidos no se originan por un problema propio de flexibilidad, como puede ser una congestión de red o un tema de despacho por características técnicas, sino por abundancia extrema del recurso primario. Es importante considerar que históricamente, ante altos aportes, han existido vertimientos en el sistema independientemente de del nivel de integración de FERN.

Tal y como se menciona en la diapositiva 56 ¿Qué sigue?, estamos de acuerdo que cuando se tenga definida la regla operativa para Ituango se debe incluir en las simulaciones y análisis de flexibilidad, así como otras

restricciones que puedan aparecer por temas de preservación de caudales.

16. Totalmente de acuerdo con los análisis de resiliencia, inclusive bajo algunos enfoques de abordar la flexibilidad, se incluyen eventos de baja probabilidad de ocurrencia y alto impacto (**Anexo 4**).

En la actualidad nos encontramos adelantando una consultoría con EPRI, patrocinada por el Banco Mundial, sobre estudios de resiliencia. De esta consultoría esperamos obtener una metodología para hacer estudios de resiliencia en el sistema colombiano. Una vez se tenga la recomendación del consultor, evaluaremos cómo se integra el concepto de resiliencia y flexibilidad para tenerlo en cuenta en estudios futuros.

17. El sistema eléctrico se considera autónomo sin importaciones internacionales, pero el sector gas sí considera el recibo de gas natural importado: hay una asimetría que debería si no subsanarse por lo menos explicarse.

Las importaciones y exportaciones de energía en el sistema colombiano corresponden a una decisión de mercado que se decide diariamente en el despacho económico por lo que a mediano y largo plazo no es posible determinar su firmeza. El combustible gas importado es usado por el parque térmico de la Costa para respaldar sus obligaciones de energía firme y existen contratos y auditorías que se hacen bajo el esquema del cargo por confiabilidad que dan una firmeza de suministro. En este sentido, se considera la firmeza del suministro de combustible, pero no se consideran los intercambios de energía eléctrica entre países.

18. Es importante una dispositiva de objetivos y aproximaciones al comienzo para evitar mala interpretación de conclusiones y recomendaciones.

De acuerdo con la recomendación y la acogeremos cuando publiquemos los resultados en la página web de XM.