**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**).
2. Sugerimos establecer conjuntamente indicadores de desempeño, teniendo en cuenta las siguientes preguntas básicas (**Anexo 2**).
	1. ¿Qué tan flexible es el SIN?
	2. ¿Cuánta Flexibilidad necesita el SIN?
	3. ¿Qué tan flexible son mis alternativas de solución (proveedores de flexibilidad)?
	4. ¿Quién está proporcionando la flexibilidad en el SIN?
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)?
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.
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**).
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.
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.
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.
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?
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.
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**).
12. Respecto a la modelación de las plantas térmicas, sugerimos para los ciclos combinados modelar la configuración más inflexible, o la más probable.
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**).
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**).
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.
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**).
17. El sistema eléctrico se considera autónomo sin importaciones internacionales, pero el sector gas si considera el recibo de gas natural importado: hay una asimetría que debería si no subsanarse por lo menos explicarse.
18. Es importante una dispositiva de objetivos y aproximaciones al comienzo para evitar mala interpretación de conclusiones y recomendaciones.