

Bogotá D.C., 13 de Abril 2021

Doctora
MARÍA NOHEMI ARBOLEDA ARANGO
Gerente General
XM S.A. E.S.P.
Ciudad

Asunto: Comentarios al Documento "Análisis de flexibilidad del SIN, Escenarios de operación 2021-2022 y 2024-2025"

Respetada Doctora Arboleda:

De acuerdo al compromiso de ANDEG en el marco de la Junta Directiva de nuestra Asociación, que se llevó a cabo el pasado 16 de marzo, y en donde tuvimos la oportunidad de contar con la participación de XM SA ESP, a continuación, remitimos a Ustedes los comentarios al Documento "Análisis de flexibilidad del SIN. Escenarios de operación 2021-2022 y 2024-2025", que se han elaborado en el marco del Comité Técnico de nuestra Asociación.

En general, observamos que el estudio es un gran avance frente a los análisis que viene desarrollando el Administrador del Mercado, XM SA ESP, en cuanto a escenarios de operación, teniendo en cuenta las diferentes variables del mercado, en especial, sobre la integración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) al sistema eléctrico, el papel de la generación térmica en el mercado eléctrico, la expansión de la red, en el contexto de la flexibilidad del SIN en el contexto de la habilidad del sistema para responder a las diferentes condiciones de cambio en el balance generación-demanda.

En el contexto anterior, a continuación, ponemos a su consideración algunas observaciones entorno a los planteamientos de XM, que sugerimos sean considerados en la actualización del Documento sobre flexibilidad en el SIN.

1. Análisis de Sub-áreas Operativas

Si bien en el estudio se está evaluando la flexibilidad como sistema, es decir, de forma global, es necesario tener cuenta que la instalación de FNCER representa retos para el sistema al estar focalizada en una sub-área eléctrica del sistema eléctrico del país: Guajira-Cesar-Magdalena (GCM). Por lo anterior, es importante incluir dentro de los análisis una evaluación del impacto que tendría la variación de la generación de las FNCER, especialmente en la operación de la subárea GCM.

En este sentido, aunque el estudio de XM contiene un análisis de contingencias en las subestaciones Cuestecitas y Colectora y se concluye que no se esperan problemas importantes en la estabilidad de tensión en el área, sugerimos que, se evalúen todas las variables eléctricas y cómo estas afectarían en la operación de la subárea, así como el impacto que estas tendrían en las plantas convencionales existentes y conectadas en la misma subárea. Con lo anterior, esperaríamos que los análisis de XM den respuesta a los siguientes planteamientos:

- ¿Cuál sería la probabilidad de que ocurran eventos de variación de generación a partir de los recursos renovables no convencionales?
- ¿Qué recursos de generación del sistema eléctrico asumirían las variaciones de las renovables?

Así las cosas, es adecuado señalar que la experiencia internacional ha demostrado que la integración de grandes volúmenes de recursos renovables (RES), requiere un nivel adicional de inversión y de tecnologías que aseguren el respaldo en los sistemas eléctricos, especialmente, para mitigar las caídas de voltaje generadas por la intermitencia natural de las fuentes renovables no convencionales, lo que consideramos podría ser revisado por parte de XM e integrarse en el Documento propuesto en el contexto de la complementariedad de los recursos y la necesidad de servicios auxiliares en el sistema.

2. Señales de expansión

Es adecuado manifestar que, a través de mecanismos como el Cargo por Confiabilidad, el país ha contado con una expansión del parque de generación que le ha permitido suplir la variabilidad climática que atraviesa el país periódicamente, y especialmente, se han brindado señales adecuadas para atender la demanda con criterios de confiabilidad, seguridad y eficiencia.

Al analizar los resultados del estudio desarrollado por XM, se encuentra que, bajo condiciones de hidrología media y alta, el parque térmico tendría una participación mínima en la generación del sistema (3.55 GWh/día), producto principalmente de generaciones de seguridad. Lo anterior, genera preocupación por las señales de expansión que pudieran tomar de este estudio, máxime, si en

Dirección: Calle 100 # 8A – 49 Oficina 603, Bogotá D.C.

Tel: (571) 6228822 – 7450631

www.andeg.org

la actualidad, no se tiene claridad sobre la asignación bajo el esquema de Cargo por Confiabilidad a partir de la vigencia 2023-2024. Así mismo, ante la baja despachabilidad resultante de las simulaciones realizadas por XM, las plantas térmicas tendrían una reducción de sus ingresos, lo cual, podría conllevar a que no se cuenten con los recursos suficientes para la sostenibilidad de las plantas térmicas en el largo plazo, lo cual, incluso, podría comprometer la confiabilidad del sistema eléctrico del país.

Por su parte, consideramos pertinente que se realicen sensibilidades incluyendo la regla operativa de Ituango, la cual será un elemento clave para cuantificar las necesidades de flexibilidad en el SIN. Además, es importante que se considere la normatividad asociada al caudal ambiental que en el futuro puedan impactar la operación en el sistema eléctrico.

3. El modelo de simulación

Queremos llamar la atención frente a la necesidad de revisar el modelo con el que se están realizando las simulaciones, esto debido a que el despacho de energía en Colombia se realiza con ofertas de precio, y según lo presentado por XM en el Documento analizado, las simulaciones de los análisis de flexibilidad se llevaron a cabo mediante una optimización de costos en 4 etapas trimestrales, donde se busca atender la demanda a mínimo costo.

Lo anterior, consideramos que, podría arrojar señales equivocadas desde el punto de vista de balance energético dado que cuantificarían los requerimientos reales del sistema ante la integración de las fuentes intermitentes. En línea a esto, nos surge la necesidad de conocer cómo se comportarían los escenarios bajo un modelo de simulación horario, que contemple de forma más específica las variaciones en todas las variables eléctricas y en requerimientos de red, durante el horizonte de análisis.

De igual forma, sugerimos incluir a los servicios complementarios dentro de dichos requerimientos de red en el modelo de simulación, dada la integración al SIN en el contexto de la planeación y operación del SIN en el mediano plazo, tal como está previsto tanto en la Agenda Regulatoria de la CREG como en las recomendaciones de la Misión de Transformación Energética.

4. Requerimientos de calidad y estabilidad de red

A partir de los resultados encontrados y los requerimientos de inercia base de 300 segundos, que necesitaría el sistema para mantener la frecuencia en una zona estable, vemos necesario que se revise si el esquema actual se tendría que replantear para poder cumplir con estos requerimientos. Esto, teniendo en

cuenta que el crecimiento y la diversificación de la oferta de generación, que requiere expansión y robustecimiento de las redes, de las capacidades de comunicación intrazonal, de la previsión de daños e inconvenientes de red en áreas con alta influencia de recursos renovables, lo que implica el desarrollo de un proceso de adecuación del sistema existente, así como de planeación y gestión de infraestructura, dadas las necesidades de inversión en controles dinámicos de potencia tanto activa como reactiva, líneas de transporte especializadas HVDC, protecciones, sistemas flexibles de transmisión de corriente, entre otros. En el contexto colombiano, las inversiones en modernización y ampliación del sistema serán debido a la insuficiencia de red en algunas zonas del país, donde se prevé mayor inserción de fuentes renovables no convencionales, caso de la Costa Norte del país. Tales restricciones resultan fundamentales en el planeamiento a largo plazo, en la determinación de las necesidades de flexibilidad del sistema, dado que, resultan afectando a los demás agentes del mercado y a los usuarios del sistema.

5. Ciclajes de unidades

Queremos referirnos a los resultados de flexibilidad de potencia, bajo los cuales entendemos que los ciclajes serían asumidos en su mayoría por las plantas térmicas a carbón, sin embargo, es pertinente aclarar cuáles serían las unidades de generación sobre las cuales recaerían específicamente estos ciclajes, y en particular, sugerimos que los análisis sean ejecutados por sub-áreas operativas y por unidades de generación específicamente.

De igual manera, es importante que el operador del sistema tenga en cuenta que la inserción de recursos renovables en los sistemas eléctricos tiene efectos inmediatamente identificables frente al volumen, intensidad y frecuencia de las rampas y arranques necesarios para alinear la oferta con la demanda en tiempo real. El incremento en el ciclaje de las plantas térmicas, al no estar diseñadas para estos fines, tendrían un impacto en su vida útil, convirtiendo a las plantas que responden a estos requerimientos en “Wear and Tear” principalmente por los elementos expuestos a altas presiones y altas temperaturas (HPHT), los cuales, acelerarían sus procesos de fatiga mecánica, corrosión y erosión, y más aún en plantas a carbón, las cuales fueron diseñadas principalmente para operar y generar en carga base.

Estos cambios operativos tienen una incidencia directa en los costos de operación y mantenimiento (O&M) y de combustible, además de disminuir la disponibilidad al aumentar la cantidad de salidas por mantenimiento y la eficiencia por no operar bajo los esquemas y parámetros que fueron diseñadas originalmente, es por esto que, al ser un aspecto crítico y relevante para la

sostenibilidad en el tiempo de la operación y de la integridad de las plantas convencionales, hacemos un llamado al Operador del Mercado a revisar y analizar de forma detallada y conjunta con los agentes, el camino bajo el cual se planearán y ejecutarán estos cambios.

Como efecto colateral de la intermitencia que acarrea la inclusión de fuentes renovables no convencionales en el sistema eléctrico, se observan incrementos considerables en los requisitos de AGC del sistema a partir de 2024, lo cual, implica la necesidad de reglamentar los servicios complementarios, en un entorno de competitividad y confiabilidad del suministro.

6. Flexibilidad del parque térmico

Desde nuestra Asociación, consideramos que las plantas térmicas pueden aportar a la flexibilidad del sistema, a partir de incentivos de mercado que contribuyan a la mejora continua de procesos, el aumento de eficiencia, la adopción de mejores prácticas, actualización tecnológica y operativa, en donde las plantas térmicas, tal como lo señala la IEA podrían alcanzar parámetros operativos que contribuyan a la flexibilidad, como se muestra en la siguiente tabla:

Power plant type	Minimum stable output (%)	Ramp rate (%/min)	Lead time, warm (h)
Inflexible CCGT	40–50	0,8-6	2–4
Flexible CCGT	15–30	6–15	1–2
Steam turbine (gas/oil)	10–50	0,6-7	1–4
Inflexible coal	40–60	0,6-4	5–7
Flexible coal	20–40	4–8	2–5
Lignite	40–60	0,6-6	2–8
Inflexible nuclear	100	0	–
Flexible nuclear	40–60	0,3-5	–

Tabla1: Características de plantas flexibles e inflexibles¹

La experiencia internacional ha demostrado que estos niveles de flexibilidad son conseguibles bajo mecanismos, incentivos y señales de largo plazo, que consideren la contribución de las plantas térmicas a la flexibilidad del SIN.

¹ Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey, Semich Impram et al, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100539> - IEA (2014)

7. Flexibilidad del sistema

Consideramos que el alcance del Documento planteado por XM podría ser limitado en lo referente a fuentes de flexibilidad para el sistema, ya que solo se están considerando fuentes actuales de flexibilidad (parte utilizable de la flexibilidad potencial, controlable y observables), pero no se están teniendo en cuenta las fuentes potenciales (físicamente disponibles y usables pero no controlables u observables), las reservas (parte económicamente utilizable de las fuentes actuales) y las reservas del mercado (partes de las reservas flexibles que pueden ser obtenidas de los mercados de servicios auxiliares)².

La completa evaluación de las fuentes de flexibilidad implica identificar todas las opciones disponibles en cada parte de la cadena del servicio de energía eléctrica, ya que en todos hay cierto nivel de potencial y no se puede recargar la flexibilidad del sistema en una sola punta del mercado, de esta forma, a continuación, presentamos algunas fuentes de flexibilidad identificadas a lo largo de la cadena de suministro eléctrico, a partir del aporte internacional:

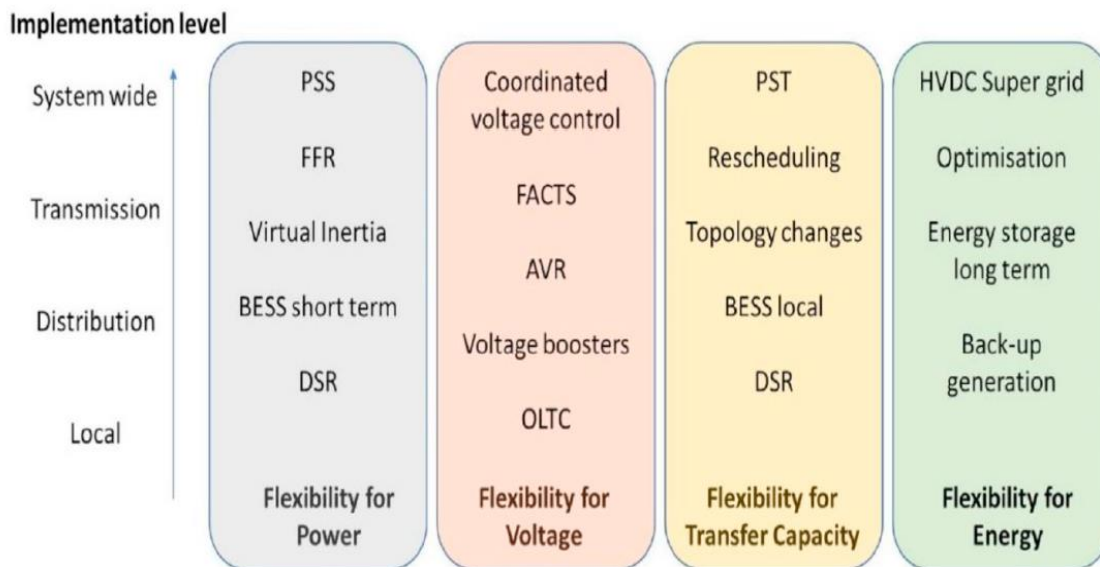


Fig.1 Ejemplos de soluciones de flexibilidad para cada categoría, con niveles de implementación desde nivel local al sistema completo³

² Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility:A survey, Semich Impram et al, 2020, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100539>

³ E. Hillberg, Flexibility Needs in the Future Power System, ISGAN Annex 6 Power T&D Systems, 2019.

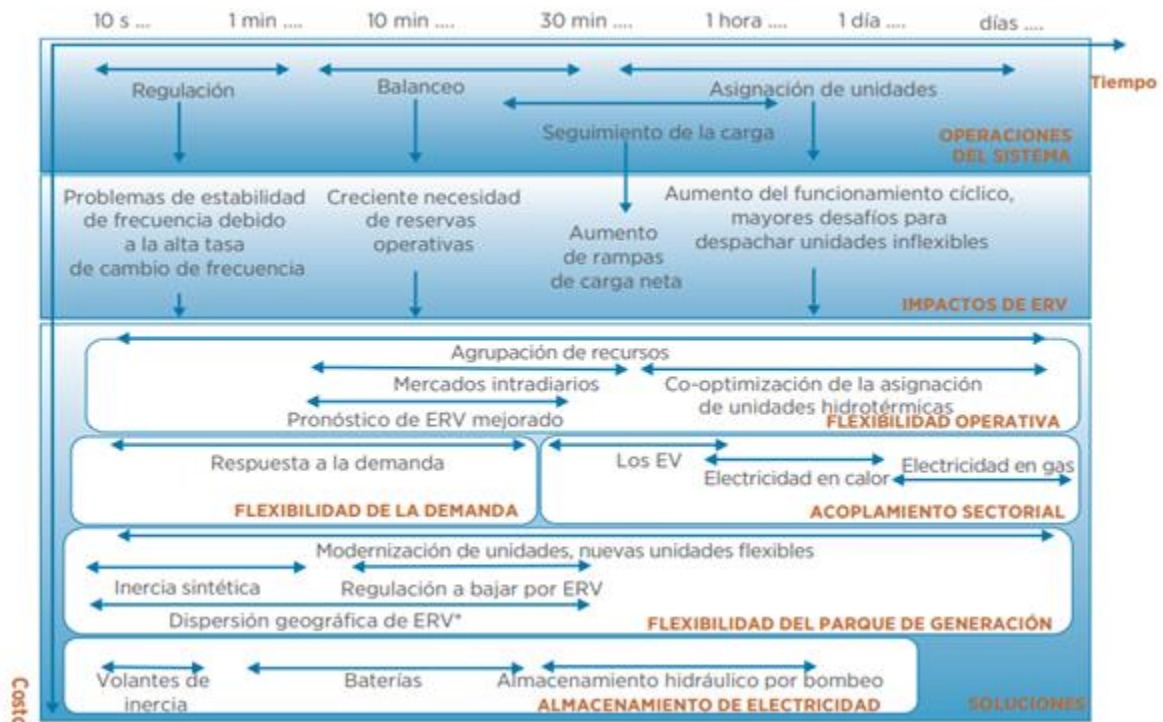


Fig.2 Impactos de RES en diversas escalas de tiempo y Soluciones de flexibilidad Relevantes⁴

Finalmente, consideramos pertinente que se establezcan indicadores claros y precisos, que permitan cuantificar el desempeño de la flexibilidad del sistema y que estos, retroalimenten los estudios de flexibilidad que realizará periódicamente el CND tanto para la planeación de largo plazo como de corto plazo. Es importante que estos indicadores no solo se evalúen de forma sistémica, sino que sean analizados por áreas operativas, incluyendo los parámetros y comportamientos de cada unidad de generación en específico, de manera que estos análisis se vayan correlacionando y acercando cada vez más a la realidad de la operación del sistema.

Cabe la pena mencionar que la flexibilidad forma parte de un conjunto de elementos que conforman la integración de los sistemas eléctricos, y que entre más entrelazados y cercanos se encuentren, mayor será su impacto en la eficiencia económica, operativa y técnica de los mercados. Con este concepto en

⁴ Flexibilidad del sistema eléctrico para la transición energética, IRENA, 2018, https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Nov/IRENA_Power_system_flexibility_Part_I_ES.pdf

mente, invitamos respetuosamente a XM, a que, como operador y administrador del mercado, tenga un rol activo y propositivo, frente a todas las medidas de ajuste e integración que requiere el mercado, dado su papel pivotal en todos los niveles de la cadena, desde suministro de combustibles hasta el consumidor final, de tal forma, que se asegure un mercado: eficiente, confiable, flexible en todas las temporalidades y a la medida de las necesidades del sistema eléctrico.

Sin otro particular, nos es grato suscribirnos de la Señora Gerente con sentimientos de consideración y aprecio.

Cordialmente,

Alejandro Castañeda
ALEJANDRO CASTAÑEDA CUERVO
Director Ejecutivo