

Respuestas a las observaciones a la versión Preliminar del Plan de Expansión de Referencia de Generación Transmisión, PERGT 2020 -2034

La UPME agradece a todos los interesados todas y cada una de las observaciones presentadas, las cuales, con total seguridad, aportan en la construcción del Plan de Expansión, sus resultados y en la versión final del mismo.

El presente documento responde las observaciones que fueron presentadas de manera oportuna hasta la fecha señalada (30 de abril de 2021). Las demás observaciones se compilaron y se analizarán a efectos de la próxima versión del Plan de Expansión.

TEBSA

Volumen 1. Demanda

1. *Si bien es cierto que actualmente nos encontramos con la incertidumbre sobre los impactos del COVID-19, consideramos importante definir claramente los escenarios con miras al año 2034, fecha final del horizonte, lo anterior según lo indicado en el numeral 1.3.5 Conclusiones, VOLUMEN 1. INTRODUCCIÓN Y CAPÍTULO 1*

“... las proyecciones presentadas deben ser interpretadas bajo el contexto de incertidumbre que las rodea y los cambios que pueden sucederse en el corto plazo, en caso de que se adopten nuevas medidas, se sigan presentando picos del virus, aplicación de las vacunas, entre otros.”

En tal sentido, consideramos que para una simulación de largo plazo, podrían determinarse nuevos escenarios de demanda a partir de supuestos de la recuperación económica esperada, teniendo en cuenta los efectos sobre la demanda de energía, y/o evaluando cual sería la nueva realidad económica y de demanda como consecuencia de COVID-19 o post-pandemia.

Respuesta UPME: Será considerado en función de la disponibilidad de información en las próximas proyecciones de demanda.

2. *Así mismo, no es posible establecer si con ocasión de COVID-19 los cronogramas de expansión de las cargas especiales futuras sufrieron alguna variación o ajuste, posterior a mayo de 2020 o pareciese que en el país no habría nuevas cargas especiales hasta el año 2034, lo cual sería preocupante para la economía colombiana.*

Respuesta UPME: Las proyecciones consideran las cargas especiales y esto se referencia el documento “PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÉTICOS ANTE

EL COVID 19 2020-2026": www.upme.gov.co -> Demanda y Eficiencia Energética -> Proyecciones de Demanda -> Energía Eléctrica -> 2020 Rev. Junio.

Volumen 2. Generación

3. *Respecto a la configuración de parámetros a considerar en los modelos de simulación, se hace necesaria la verificación del número de escenarios por recursión forward y backward, como también el número iteraciones máximas consideradas para el cálculo de la política operativa en el software SDDP, dado que no se garantiza que la política obtenida ofrezca una solución con calidad suficiente para representar estadísticamente las características del problema "real" para un sistema hidrotérmico como lo es el caso colombiano.*

Respuesta UPME: La configuración presentada en el Tabla 3 del volumen II fue validada y recomendada por el proveedor del software (PSR) para el estudio del Sistema Energético Colombiano luego de realizar diferentes ejercicios de manera conjunta. Luego de pruebas realizadas se encuentra que el aumento en el número de series forward y backward no incrementa significativamente la calidad de la solución, sin embargo, el tiempo y recurso computación si incrementan de manera considerable. Por tal razón se considera que la configuración es adecuada.

4. *En el caso del modelamiento para las plantas térmicas es necesario tener claro que configuraciones fueron seleccionadas en la simulación y como estas entran en el modelo Plexos, dado que la selección de esta información puede condicionar o llevar a representaciones inviables operativamente, como por ejemplo, rampas de subida o bajada para atender las variaciones en la punta de la demanda ante la variación de fuentes renovables no convencionales. Esto es de vital importancia en el modelamiento y simulación, dado que es posible obtener escenarios donde estos recursos deban hacer estas variaciones, y dependiendo como estas hayan sido modeladas, se podrá garantizar la atención segura de la demanda.*

Respuesta UPME: En esta primera aproximación a las simulaciones horarias se utilizaron las configuraciones de plantas térmicas que están reportadas en PARATEC. Al momento de modelar se tuvieron en cuenta las siguientes variables: i) Min Stable Level, ii) Start Profile, iii) Shutdown Profile, iv) Min Up time v) Min Down time, vi) Max Ramp UP, vii) Max Ramp Down y viii) Max Starts Day, tal como se menciona en el numeral 2.2.2 del documento del Plan de Expansión (Volumen II).

5. *Observamos que el modelamiento considerado por la UPME, los costos incluidos restringen la participación de la generación térmica a gas en la expansión del sistema, lo cual, no sería razonable al ser una tecnología llamada ser de transición energética, para soportar y respaldar las variabilidades de las nuevas tecnologías.*

Respuesta UPME: Para determinar los costos de las tecnologías fueron utilizados los reportes de información del registro de proyectos y algunas fuentes internacionales (NREL, IRENA, Bloomberg). Por otro lado, si bien el gas, como recurso de generación, se considera como el recurso de la transición a las energías más limpias a nivel internacional, en Colombia, se ha encontrado que, aunque el gas tiene una participación importante, el recurso hidráulico tiene la flexibilidad necesaria para soportar y respaldar los cambios de los recursos renovables variables. En una segunda aproximación a este problema, que se analizará en el próximo Plan de Expansión, se planean validar las curvas de carga y descarga de cada una de las tecnologías, incluyendo las hidráulicas.

6. *Respecto a la gráfica de la pág. 23: “Gráfica 4 Balance Energía en Firme Vs. Proyección Demanda de Energía Eléctrica. Escenario base”, observamos que no se incluyen todos los proyectos que tienen asignadas obligaciones de energía firme.*

Respuesta UPME: Para los análisis de Energía Firme y Demanda, se consideraron todos los proyectos que adquirieron OEF en las diferentes subastas de Cargo por Confiabilidad. Los proyectos considerados se listan en la Tabla 8 del Volumen 2. Se ajustará la tabla de convenciones en la gráfica de manera que se puedan observar la totalidad de los proyectos.

7. *Al respecto, en la descripción de la gráfica (pág. 23) se indica:*

“La disminución de la ENFICC base a partir del periodo 2022-2023, se asocia con la actualización de parámetros, especialmente las series hidrológicas de las plantas hidráulicas, causando una reducción en el cálculo de la ENFICC verificada.”

Sin embargo, a pesar de este antecedente, no se incluyen nuevos ajustes de la ENFICC esperada de los diferentes agentes dentro de la proyección. En ese sentido, agradecemos la evaluación de modificaciones de ENFICC a futuro.

Respuesta UPME: Se considera la ENFICC verificada para las plantas existentes y para las plantas futuras que tengan OEF. En los escenarios proyectados, la ENFICC se agrupa por tecnología como se muestra en la Tabla 42 del Volumen 2. Análisis adicionales, se considerarán para la siguiente edición del Plan de Expansión.

8. *En el documento se menciona (Pag. 24) “En la sección 2.6 se detalla la ENFICC adicional estimada para cada escenario, contemplando proyectos con concepto de conexión aprobado y que han presentado garantías, así*

como nuevos proyectos considerados como expansión adicional resultantes de las simulaciones realizadas.”

Al respecto agradecemos reconsiderar este enunciado con base en la historia estadística que debe reposar en la UPME, sobre el porcentaje de proyectos no llevados a cabo, a pesar de tener aprobados puntos de conexión.

Respuesta UPME: El plan de generación de referencia, identifica la expansión óptima del sistema interconectado al mínimo costo, cumpliendo con los criterios de confiabilidad y seguridad requeridos. Los análisis resultan de un proceso de optimización, de acuerdo con los supuestos que incluye un portafolio con el potencial de los proyectos disponibles por recurso, y sus posibles retrasos en caso de contar con referentes para considerarlos. En este sentido la UPME no puede descartar o incluir ningún proyecto de acuerdo con la información histórica y estadística. Se debe tener en cuenta que, diferente a los proyectos con compromisos, el Plan de Generación no señala con nombre propio los proyectos que hacen parte de los requerimientos de expansión.

9. *Respecto a los “Costos de inversión por tecnología para proyectos nuevos obtenidos a partir de información reportada a la UPME y de fuentes internacionales (Tabla 7)” (Pag. 27) llama la atención que la UPME no considera para las simulaciones los costos ambientales y sociales, así como, las restricciones crecientes en esta materia que dificultan la realización y ejecución de este tipo de proyectos, donde el tamaño es proporcional a la complejidad de su desarrollo, por lo que recomendamos valorar estas externalidades, al menos en algunos de estos escenarios, para acercar estas proyecciones a las realidades que se vive en materia de ejecución de proyectos.*

Respuesta UPME: Para determinar los costos de las tecnologías fueron utilizados los reportes de información del registro de proyectos y algunas fuentes internacionales (NREL, IRENA, Bloomberg), lo cual refleja la situación de mercado entendiendo así que ya están incluidas las externalidades. No obstante, para el próximo Plan de Expansión se evaluará esta situación en más detalle.

10. *Se requiere igualmente evaluar los costos adicionales que se requieren en expansiones de red, así como el cumplimiento de características para mantener la estabilidad del sistema como la inercia necesaria para escenarios con alta composición variable.*

Respuesta UPME: Las evaluaciones económicas de las obras de expansión parten de los costos de las unidades constructivas definidas por la CREG y asumen costos estimados de aspectos no explícitos en la conformación de las unidades constructivas. Para nuevos ejercicios del plan de expansión se estarán

considerando aquellas externalidades que puedan cargar costos adicionales que deba asumir el usuario del servicio que es quien finalmente paga estas inversiones.

11. Sobre los resultados de las diferentes graficas “Flujo Neto Área Caribe. Escenario 1” (Pág. 49 – Grafica 25; Pág. 57 – Grafica 33) la cual muestra un límite de intercambio desde el año 2024 tendiente a cero, con bajos niveles de intercambio entre áreas caribe e interior, se hace necesario compatibilizar estos resultados con el plan de expansión de transmisión, así como, valorar los costos/beneficios reales para la demanda de las expansiones, que a partir del año 2024, disminuyen su utilización.

Respuesta UPME: Estos resultados iniciales de mayor detalle generan nuevos retos que se considerarán realizar durante los próximos planes.

12. Sobre el escenario 5, donde proyectan los fenómenos ENSO, se observa que es un ejercicio que no considera una metodología estadística ni coincidencia con los fenómenos que se han presentado en Colombia, con lo cual, no es posible advertir al país las consecuencias de subvalorar este fenómeno que es crítico para el sector eléctrico, cada vez que tiene presencia, en especial con el eventual retraso del proyecto Ituango.

Respuesta UPME: Para la proyección de los fenómenos ENSO se utilizó la metodología presentada en el documento “Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural” numeral 2.2.2.1.2 Proyección del ONI (link: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf).

Sin embargo, se resalta que el objetivo de utilizar esta proyección en el plan de expansión de generación no es predecir en qué momento se presentará un fenómeno El Niño, lo que se pretende es observar cómo cambia la expansión óptima si dicho fenómeno se presenta con diferentes magnitudes y en diferentes años del periodo de análisis. Tal condición se explica en el Plan de Expansión.

13. Respecto a la expansión y la energía firme del cargo por confiabilidad, se observa el gran esfuerzo y costo de inclusión de capacidad instalada de fuentes variable para lograr el aporte de confiabilidad que requiere el sistema, indicando esto que el atributo confiabilidad no se encuentra valorado en los estudios realizados, cuantificando en cada escenario la relación costos/beneficios de largo plazo para la atención confiable de la demanda.

Respuesta UPME: Efectivamente los análisis para identificar la expansión requerida en el largo plazo no se definen a partir de la identificación de las necesidades de energía firme del cargo por confiabilidad. Para encontrar una expansión óptima se utiliza en conjunto la herramienta SDDP y OPTGEN, optimizan los costos de inversión y operación teniendo en cuenta los recursos y capacidades

disponibles garantizando que se cumplan los criterios de confiabilidad del Código de Redes, Resolución CREG 025 de 1995. De manera complementaria se evalúa el aporte de energía firme del mix resultante de la expansión identificada.

Volumen 3. Transmisión

14. Se requiere igualmente evaluar los costos adicionales que se requieren en expansiones de red, así como el cumplimiento de características para mantener la estabilidad del sistema como la inercia necesaria para escenarios con alta composición variable.

Respuesta UPME: Las expansiones requeridas por el sistema se han venido analizando e incluyendo en los diferentes Planes de Expansión con el fin de garantizar la atención de la demanda, la confiabilidad y la seguridad del sistema entre lo que se incluye la estabilidad de éste, tal como lo dicta el Código de Redes. En la medida en que se identifiquen necesidades adicionales, se estarán evaluando nuevas obras y recomendando para su aprobación si es del caso.

15. Sobre los resultados de las diferentes graficas “Flujo Neto Área Caribe. Escenario 1” (Pág. 49 – Grafica 25; Pág. 57 – Grafica 33) la cual muestra un límite de intercambio desde el año 2024 tendiente a cero, con bajos niveles de intercambio entre áreas caribe e interior, se hace necesario compatibilizar estos resultados con el plan de expansión de transmisión, así como, valorar los costos/beneficios reales para la demanda de las expansiones, que a partir del año 2024, disminuyen su utilización.

Respuesta UPME: Estos resultados iniciales de mayor detalle generan nuevos retos que se considerarán realizar durante los próximos planes.

1. Respecto a Compensación Guajira Cesar Magdalena, la UPME concluye (Pag 76)

“Se observa que, con la entrada de la red en 500 kV en Guajira, se aumentan los perfiles de tensión, este aumento, se ve principalmente en las barras de Colectora y Cuestecitas 500 kV para condiciones de despachos y demanda mínimos; en este sentido, se observa que la ubicación de compensación reactiva en Cuestecitas o Colectora 500 kV presenta impacto positivo para las tensiones en las barras en el área de GCM.”

Sin embargo, la Unidad restringe la prestación del servicio de potencia reactiva, y lo circunscribe a un compensador, por lo que recomendamos ampliar el estudio de la solución a otros activos capaces de ofrecer dicho servicio. Por lo tanto, la propuesta de instalación de un reactor de 88 MVAR ya sea en barra de Cuestecitas o Colectora 500 kV no muestra una solución

radical al problema de altas tensiones de la zona, es por ello, que se considera necesario reevaluar la implementación de una solución eficaz y que sea sostenible en el corto y mediano plazo.

RESPUESTA UPME: a pesar de no ser preciso en cuanto a por qué la compensación propuesta no sería suficiente, se tendrá en cuenta la observación para la versión final del Plan.

2. *La UPME evaluó equipos tipo SSSC (Static Synchronoun Series Compensator) (Pag. 87), como su nombre lo indica se trata de una compensación conectada en serie con la línea de transmisión, los cuales funcionan por medio de una inyección de voltaje, simulan un cambio de impedancia de la línea y, como resultado, re direccionan los flujos de potencia evitando sobrecargas (violaciones); lo anterior para el sistema Atlántico de hasta 300 MW para las siguientes ubicaciones: Tebsa – Sabana 1/2 220 kV, Caracolí – Sabana 220 kV, Flores – Nueva Barranquilla 220 kV; sin embargo es necesario mencionar que estos elementos no reemplazan la expansión del sistema que garantiza la adecuada atención de la demanda ante el crecimiento de la demanda.*

Respecto a lo anterior, es necesario recordar que al interior de las subáreas del área Caribe, debido agotamiento en la capacidad de transmisión de potencia de algunos circuitos, se han implementado en total cuarenta Esquemas Suplementarios de Protección (ESPS), para garantizar el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos en la regulación (CREG, 1995), en especial a lo referente a contingencia sencilla N-, por lo que la utilización de las nuevas tecnologías de SSSC debe analizarse con sumo cuidado para que no exista una sobre instalación con el riesgo de reemplazar la expansión. Así mismo, gestionar con el OR la implementación de alternativas que permitan dar mayor seguridad al SDL al interior de la subárea.

RESPUESTA UPME: Los equipos tipo SSSC (Static Synchronoun Series Compensator) son elementos que hacen parte de las posibles soluciones como una nueva tecnología de aplicación y desarrollo más rápido que las convencionales, no obstante, se define red adicional, entendida como subestaciones y líneas, en aquellos casos en que así se requiere, prueba de ello son los 21 proyectos hoy en ejecución a nivel Nacional, 14 de ellos en el área Caribe que es donde se han identificado mayores dificultades, adicionando las 24 obras que han entrado en servicio en los últimos años en esta misma región del país, eliminando en muchos casos la necesidad de esquemas suplementarios. Igualmente, la planeación es un proceso continuo que atiende las necesidades que van surgiendo.

3. *Respecto al comentario de la Pág. 78, donde se relaciona subestaciones que esperan alcanzar la capacidad máxima de corto circuito; es sugerimos que la UPME no dirija sus comentarios a los dueños de las subestaciones de manera específica, sino a los dueños de los activos ubicados en estas subestaciones que presentan multipropiedad, y que requieren necesidades de expansión de los niveles de corto circuito, dado que todos los involucrados deben atender las recomendaciones en caso de que los niveles de corto alcance valores cercanos al 100%. En el caso específico de TEBSA 220 kV, este se encuentra en desarrollo del proyecto, pero sería inocua esta inversión si los dueños o representantes de otros activos dentro de la misma subestación no realizan lo propio con sus activos; por lo que conminamos a la UPME para realizar un llamado en ese sentido.*

RESPUESTA UPME: La identificación de los efectos, en este caso los niveles de corto circuito, están dirigidos a las subestaciones. Los agentes responsables, propietarios e involucrados son usuarios de la regulación y en función de sus disposiciones deben atender lo que les corresponde. Indicar el agente encargado o propietario de la subestación no resta responsabilidad a ningún involucrado ya que la UPME en sí no emite instrucciones a este efecto.

GOBERNACIÓN DE BOLIVAR

Volumen 3. Transmisión

1. *Subestación TURBACO: la cual ha sido prevista por el operador de la red, desde muchos años atrás, como una necesidad para la correcta prestación del servicio de energía eléctrica en los municipio de Turbaco y de Turbana y de la mejora del servicio de los barrios de la zona sur de Cartagena, en razón a que todos estos sectores dependen de la Subestación TERNERA ubicada en Cartagena y presenta una sobrecargabilidad al sistema y sobre esta subestación la UPME respondió en comunicado Radicado No.: 20211530001871 de fecha 18/01/2021, que ... “Los análisis técnicos y económicos realizados para el proyecto de una nueva subestación Turbaco 110 kV concluyen que dicha obra resulta ser viable. Y que se está en proceso de expedición del respectivo concepto al Operador de Red – OR... El alcance del proyecto consiste en construcción de la nueva subestación Turbaco 110/13.8 kV a ubicarse en la jurisdicción de Turbaco, Bolívar. Instalación de un transformador 110/13.8 kV de 30 MVA y reconfiguración de la línea Ternera – Pasacaballos 110 kV en Ternera – Turbaco 110 kV y Turbaco – Pasacaballos 110kV...” Por lo anterior solicitamos que esta subestación sea incluida en el plan de expansión previamente mencionado.*

RESPUESTA UPME: Mediante oficio con radicado UPME 20211520008421 del 10 de febrero de 2021 se emitió concepto aprobatorio para la subestación Turbaco.

Cabe señalar que esta obra está acompañada de otros proyectos en la zona como lo son Carreto y Pasacaballos que aportarán en la solución de las necesidades del Departamento de Bolívar.

2. *Subestación GALERAZAMBA: la cual ha sido prevista desde muchos años atrás, como un requerimiento a nivel de STR- STN para dar mejora a la prestación y confiabilidad del sistema y para dar atención a todos los proyectos de generación eléctrica de energía solar y eólica, que han presentado los promotores y que obedecen a las ventajas comparativas que ofrece la región por sus condiciones de radiación, y por las buenas y constantes medidas de vientos.*

Esta subestación es de máxima importancia para exportar al sistema la energía de proyectos que ya están radicados y al que institucionalmente la Gobernación de Bolívar está interesado en desarrollar desde su propia promoción, alineándose así a los objetivos de desarrollo sostenible y a la transición energética que el Plan de Desarrollo “Pacto por la Equidad” 2018-2021. Recordamos que la solicitud que estas subestaciones sean tenidas en cuenta dentro del Plan de expansión, fue reiterada por el Gobernador de Bolívar, Alcalde del Municipio de Turbaco, Alcalde del Municipio de Santa Catalina y Presidente Ejecutivo de la Cámara de Comercio en comunicado enviado al Ministro de Minas y Energía en octubre del 2021.

Copiamos de estas observaciones al Operador de Red - AFINIA- a quien también solicitamos su argumentación y articulación en la vía a lo que se ha planteado en el Plan de Desarrollo “Bolívar Primero”- 2020-2023, relacionado con el desarrollo energético y sostenible del departamento.

RESPUESTA UPME: Para analizar técnica y económicamente una nueva subestación como la propuesta (Galerazamba) se debe dar cumplimiento a lo establecido en la regulación vigente, estar originada en necesidades específicas y surtir los procedimientos regulatorios que corresponden. Por el momento, esta Unidad no tiene solicitudes que motiven este proyecto; de considerarse como solución para la atención de la demanda, el OR será el llamado a elaborar la propuesta inicial. De otra parte, para futuros planes la UPME evaluará la conveniencia de hacer apuestas bajo la condición y certeza que exista potencial desarrollo que justifique las obras.

CELSIA

Volumen 3. Transmisión

REGIÓN CARIBE

Compensación reactiva propuesta en esta región:

a) Se solicita a la unidad indicar si en el análisis presentado el escenario de generación mínima implica la desconexión de la totalidad de los generadores (ausencia de generación, 0 MW) y en caso de que esta sea la hipótesis de análisis hacer explícito que las restricciones de control de tensión son bajo este supuesto.

RESPUESTA UPME: Para este análisis se asumieron las eólicas en 0 MW como caso crítico.

b) Se recomienda a la Unidad revisar integralmente el tema de la compensación propuesta en conjunto con la provisión de control de tensión y potencia reactiva (Resolución CREG 060 2019) de los generadores que habilitaron la expansión de la red, a fin de que se defina una solución eficiente y operativamente segura para el sistema y los agentes involucrados.

En relación a los FACTS distribuidos se recomienda a la unidad indicar que los DFACTS del tipo Smart Valve 10-1800 son dispositivos con un nivel de madurez tecnológica (TRL) que poseen demostraciones en ambiente operacional - TRL 7, sin embargo, aún no poseen la madurez tecnológica de los demás elementos utilizados en la expansión - TRL 9.

<https://www.entsoe.eu/Technopedia/techsheets/static-synchronous-series-compensator>

RESPUESTA UPME: Las disposiciones de la Resolución CREG 060 de 2019 son específicas y están dirigidas a los agentes encargados de los proyectos de generación, cualquier análisis en otro sentido deberá atender a las posibilidades que otorgue la misma regulación. Los DFACTS han venido demostrando su aplicación y desarrollo y son elementos de las nuevas tecnologías que permiten dar solución a determinados problemas de una manera efectiva y más ágil que algunas soluciones convencionales.

REGIÓN VALLE

1. En la página 14 gráfico 3-1, este hace referencia a la Red Actual Valle. Se sugiere indicar que es la red proyectada o indicar que es la red actual con los proyectos que cuentan con concepto UPME y eliminar de dicho gráfico los proyectos de expansión que no cuenten con concepto UPME (como por ejemplo la subestación Andalucía y la apertura del circuito Alférez I - Meléndez 115kV para ingresarlo a Alférez II), este mismo comentario aplica para las gráficas 3-2 pág 21, 3-3 pág 26, 3-4 pág 32.

RESPUESTA UPME: Se realizarán los ajustes pertinentes, indicando a qué gráficos se hace referencia y se excluirán los proyectos de expansión que no correspondan.

Adicionalmente en dicho gráfico se presentan las siguientes inconsistencias:
a) *Los transformadores 220/115kV de la subestación Pacífico aparecen con desfases – PST, tener en cuenta que con el Proyecto Estambul 220kV dichos transformadores deben quedar como equipos convencionales tal como quedó en el concepto emitido por la UPME.*

RESPUESTA UPME: Se ajustará el gráfico, eliminando la inconsistencia de los transformadores desfases de Pacífico 230/115 kV.

b) En caso de que se trate de reflejar la red futura, no se observan los proyectos de expansión presentados por CELSIA en su plan de expansión de junio de 2020 en los cuales se incluyeron nuevas subestaciones del STN y STR necesarias para atender de forma confiable la demanda y los nuevos proyectos de generación. Entre estas se mencionan, Estambul 220/115, Zarzal II 500/220/115kV, Tuluá II 220/115kV, Yotoco 220/115kV, Palmira 220/115kV, Reconfiguración de Termoyumbo y Guachal 115Kv.

RESPUESTA UPME: Se incluyen los proyectos analizados, discutidos y aprobados como Estambul 230/115 kV y la reconfiguración de Termoyumbo y Guachal 115 kV. Los otros proyectos citados se analizarán en el siguiente Plan de Expansión previa discusión del OR de la necesidad dados los cambios que se han dado en las consideraciones de desarrollo del área.

c) Ajustar en nombre de la nueva subestación 115kV entre San Marcos y Buga, de Vigés por Vijes.

RESPUESTA UPME: Se realiza el ajuste modificando el nombre a Vijes 115 kV.

2. En El diagrama unifilar de la página 134 adicional a los comentarios indicados en los párrafos anteriores de este oficio se observa una diferencia en la reconfiguración de las líneas Guachal-Termoyulbo-Estambul, respecto a la alternativa aprobada. En el sentido que las líneas Guachal-2-Termoyumbo y Termoyulbo-Estambul se mantienen conectadas a Termoyumbo.

RESPUESTA UPME: Se realizan los ajustes pertinentes al diagrama unifilar presentado en la página 134, presentando la alternativa aprobada para el proyecto Estambul 115 kV.

REGIÓN TOLIMA-HUILA

1. En la página 59 se menciona lo siguiente:

*“De lo anterior, se observa que se hace necesario revisar la posibilidad de aumentar la capacidad de los enlaces Flandes – Prado 1 y 2 115 kV, Prado – Tenay 115 kV y el Bote – Tenay 115 kV, por lo cual se ratifica la solicitud a los OR’s Tolima y Huila la necesidad del aumento de la capacidad de los elementos mencionados, para lo cual solicitamos que se dé respuesta en los siguientes 15 días a esta comunicación.” Subrayado fuera de texto
Favor validar si los 15 días corresponden a la adopción del Plan de expansión o corresponden a otro oficio remitido previamente por la UPME. No obstante, consideramos que esta nota no debería quedar, en razón a que el Plan de Expansión es un documento general.*

RESPUESTA UPME: Efectivamente la nota sobre el plazo es de carácter particular para los Operadores de Red, por lo que se realiza el ajuste en el documento del Plan, no obstante, la necesidad señalada se mantiene.

Adicionalmente recomendamos mencionar la modificación de las capacidades de las líneas del STR del Tolima detalladas en la Tabla 1, que fueron informadas a la UPME el día 22 de julio de 2020 con radicado UPME No. 20201110041382.

Tabla 1. Nuevas capacidades en líneas del SRT Tolima

Línea	Capacidad nominal Actual (A)	Nueva Capacidad nominal [A]	Elemento que impone el límite Operativo	CT Barra Inicial	CT Barra Final	Calibre	I conduct [A]
BOTE - NATAGAIMA	400	534	CONDUCTOR	600-5	600-5	336.4 MCM	534
PAPAYO - BRISAS	400	757	CONDUCTOR	800-5	800-1	605 MCM	757
BRISAS CAJAMARCA	400	757	CONDUCTOR	800-1	800-5	605 MCM	757
CAJAMARCA REGIVIT	400	757	CONDUCTOR	800-5	800-5	605 MCM	757
MIROLINDO CEMEX	600	732	CONDUCTOR	800-5	800-5	556.5 MCM	732
FLANDES LANCEROS	400	534	CONDUCTOR	600-5	600-5	336.4 MCM	534
FLANDES HIDROPRADO 1	400	534	CONDUCTOR	600-5	600-5	336.4 MCM	534
SAN FELIPE MARIQUITA	400	534	CONDUCTOR	600-5	600-5	336.4 MCM	534
MARIQUITA VICTORIA	400	534	CONDUCTOR	600-5	600-5	336.4 MCM	534
MIROLINDO PAPAYO	600	732	CONDUCTOR	800-5	800-5	556.5 MCM	732
GUALANDAY CEMEX	600	732	CONDUCTOR	800-1	800-5	556.5 MCM	732

Se precisa que el día 28 de enero de 2021 con radicado UPME No. 20211110008822, se dio respuesta a la comunicación emitida por la Unidad el 14 de octubre del 2020 con radicado UPME 20201520048561, donde se explicaron algunas necesidades identificadas para el sistema eléctrico Huila-Tolima, lo que llevará a ejecutar las siguientes obras:

- Aumento de capacidad de la línea El Bote – Natagaima 115 kV*
- Aumento de capacidad línea Prado – Tenay 115kV*

- c) Reconfiguración línea Prado – Tenay 115kV a Prado – Natagaima – Tenay 115kV
- d) Aumento de capacidad línea Natagaima – Prado 115kV
- e) Aumento de capacidad línea El Bote - Tenay 115kV

RESPUESTA UPME: Los aumentos de capacidad deben quedar registrados en el sistema de información PARATEC de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. E.S.P.

2. En el documento (numeral 10 del Plan de expansión) no se mencionan los proyectos listados a continuación, los cuales cuentan con concepto aprobatorio UPME No. 20201520070081 del 24 de diciembre de 2020.

- a) Subestación Salado 115 kV
- b) Subestación Perales 115 kV
- c) Subestación Picaleña 115 kV
- d) Segundo circuito Miro lindo – Brisas 115 kV

RESPUESTA UPME: Estos proyectos serán incluidos en la versión final del Plan de Expansión.

3. En el documento no se hace mención a la subestación Salado 220 kV, la cual corresponde a expansión del STN propuesta a la Unidad mediante radicado UPME No. 20191100056052. Cabe resaltar que, en el oficio UPME con radicado No. 20201520070081 del día 24 de diciembre de 2020, la Unidad manifestó lo siguiente:

“(...) Respecto a la expansión del STN propuesta (subestación Salado 230 kV), será objeto de análisis en el siguiente Plan de Expansión y, en caso de resultar viable técnica y económicamente, se surtirán los procedimientos correspondientes:

- i) Presentación al Comité Asesor de Planeación de la Transmisión – CAPT para comentarios.
 - ii) Presentación al Público del Plan de Expansión Preliminar.
 - iii) Incorporación de comentarios y ajustes al Plan de Expansión.
 - iv) Envío del Plan de Expansión al Ministerio de Minas y Energía para su adopción.
 - v) Estructuración de la convocatoria y trámite de garantías.
 - vi) Proceso (convocatoria) para la selección del inversionista de transmisión.
 - vii) Ejecución de la obra (diseños, permisos, licencias y construcción, entre otros).
- La fecha de entrada en operación del proyecto Salado 230 kV sería función del tamaño, las implicaciones de las obras y los plazos de cada etapa del proceso. En tal sentido, se estima que podría tomar cerca de 5 años después de su aprobación. (...)*”

RESPUESTA UPME: Esta obra continuará siendo analizada con el fin de verificar que sea parte de la solución integral que requiere el área y de resultar viable, se recomendará en el siguiente Plan de Expansión.

4. En el documento no se menciona el proyecto “Segundo Transformador San Felipe 220/115 kV”, enviado a la UPME el día 8 de septiembre de 2020 con radicado UPME 20201110056502, el cual cuenta con concepto de viabilidad eléctrica y física por parte de ISA Intercolombia, notificado a la Unidad el 14 de diciembre de 2020 con No. radicado UPME 20201110094402.

Según lo indicado en oficios anteriores de proyectos de generación de la zona norte del Tolima, la Unidad ha expresado lo siguiente:

“(…) Por tanto, es necesario estudiar y aprobar expansión adicional en este Sistema de Transmisión Regional, la cual ha sido propuesta por el OR Celsia Tolima, y que la UPME se encuentra en el proceso de análisis; esto tomara alrededor de 3 meses adicionales; lo anterior debido a que solo mediante radicado UPME 20201110094402 del 14 de diciembre de 2020, ISA Intercolombia emitió la viabilidad de la conexión del segundo transformador San Felipe 230/115 kV (…)”

RESPUESTA UPME: Se trata de un proyecto de nivel de tensión IV que se encuentra en análisis por parte de la UPME y, en caso de resultar viable técnica y económicamente, se emitirá el respectivo concepto de conexión y de viabilidad de las unidades constructivas asociadas.

5. En el documento no se mencionan los proyectos:

a) “Nueva subestación Espinal 115 kV”, el cual fue presentado a la UPME por, en su momento, Enertolima S.A E.S.P, hoy en día Celsia Colombia S.A E.S.P, el día 14 de Junio de 2019 con radicado No.201900044524 en el plan de expansión del año 2019, aunque a la fecha no se tiene concepto por parte de la UPME de este proyecto.

b) “Normalización Subestación Mariquita 115 kV e instalación de segundo transformador Mariquita 115/34.5 kV”, el cual fue presentado a la UPME por, en su momento Enertolima S.A E.S.P, hoy en día Celsia Colombia S.A E.S.P, el día 14 de Junio de 2019 con radicado No.201900044524 en el plan de expansión del año 2019, proyecto que a la fecha no tiene concepto UPME.

RESPUESTA UPME: Se trata de proyectos de nivel de tensión IV que se encuentran bajo análisis por parte de la UPME y, en caso de resultar viables técnica y económicamente, se emitirán los respectivos conceptos de conexión y de viabilidad de las unidades constructivas asociadas.

ISAGEN

ANEXO

COMENTARIOS VERSIÓN PRELIMINAR DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN TRANSMISIÓN 2020 – 2034

Volumen 2. Generación

- *Destacamos el trabajo realizado por la UPME en este nuevo Plan de Expansión, al proveer información y señales de mediano y largo plazo con diferentes escenarios indicativos que incluyen variables adicionales como incentivos regulatorios e iniciativas de nuevos proyectos de energía renovable, así como las mejoras y cambios en las metodologías empleadas para modelar los recursos.*
- *Consideramos conveniente contar con un escenario donde se cuente con proyectos con una mayor probabilidad de desarrollo, puede ser con aquellos en fase 3 y con conexión aprobada, y los que podrían participar en la tercera subasta de CLPE, con el fin de tener un escenario en el mediano plazo.*

Respuesta UPME: Actualmente, para el plan candidato se toman como referencia aquellos proyectos inscritos en el Registro de Proyectos de Generación y aquellos con conexión aprobada sin señalarlos con nombre propio. Considerar solo los de fase 3 puede ser restrictivo. Considerar los que podrían participar en la subasta depende de las reglas de cada subasta y de si se realizan cada año previo al Plan de Expansión. De cualquier manera se analizará el comentario en pró de resultados más precisos.

- *ISAGEN es consciente de las restricciones computacionales que conllevan los análisis con perfiles horarios a medida que se aumenta la cantidad de años, por tal razón quisiéramos mayor claridad con respecto al comentario que con la mejora en los recursos computacionales y con la actualización de series de recursos con mayor número de años de medición se realizarán los ajustes que permitan mejorar los resultados para cada escenario estocástico generado por el SDDP, con el fin que el aporte anual de la generación renovable deje de ser la misma y contar con algunas sensibilidades al respecto.*

Respuesta UPME: La capacidad de cómputo disponible solo permite, en las simulaciones horarias, hasta 25 escenarios hidrológicos de forma simultánea. Lo que se busca al ampliar la capacidad de cómputo es incluir un número de escenarios que permitan lograr un mayor detalle al momento de realizar los análisis de resultados en un tiempo de simulación razonable (menor de 8 horas). En relación con las series del recurso eólico, se buscará contar con la actualización de las series de mediciones de los promotores y los resultados de un estudio financiado por el BID, el cual tiene como gran aporte unas series de 20 años con resolución diez minutil para La Guajira y que se incluirán en las próximas versiones del Plan con el fin de mejorar los análisis presentados en la actual versión.

- *Igualmente, dado el importante cambio que se dio en esta versión del Plan al dejar de simular la generación solar y eólica como análogos de plantas hidroeléctricas, y simular el comportamiento de estos recursos mediante un perfil horario anual, consideramos que en caso de obtener más de un resultado de generación eólica y solar, sería conveniente no descontarla directamente de la demanda de energía, antes de realizar el despacho hidrotérmico en el modelo SDDP.*

Respuesta UPME: Tanto el SDDP como el PLEXOS funcionan descontando directamente la generación renovable de la demanda de energía. No es algo parametrizable.

- *Debido a que el perfil horario anual de disponibilidad de cada eólica y solar se obtiene a partir de las series históricas de mediciones del recurso y que en su ausencia de mediciones en el caso solar se ajustan con los datos de potencia unitaria obtenida de MERRA, sería conveniente que fuera explícito también qué se hace en aquellos casos de ausencia de mediciones de proyectos eólicos donde no se cuenta con la ventana de tiempo que se considere óptima.*

Respuesta UPME: Como se mencionó en la descripción de la metodología en el Plan de Expansión 2017 - 2031 en el caso de los proyectos eólicos se amplían las ventanas de las series históricas a partir de correlaciones mayores al 70% a nivel de velocidad de viento en los promedios diarios o mensuales, entre las series de datos medidos in situ y las series de MERRA en la región donde se ubica el proyecto. Para los proyectos eólicos considerados en este plan se contó con datos de mediciones de por lo menos un año.

Volumen 1. Demanda

- *Con el mayor dinamismo en la expansión de Generación Distribuida por parte de grandes consumidores en el país, la demanda de energía podría tener un impacto para el mercado no regulado. Empresas como Ecopetrol tienen un plan de expansión de negocios de autogeneración que podrían ser tenidos en cuenta en el plan de expansión del país. No evidenciamos una sensibilidad en la demanda, debido a al incremento del desarrollo de proyectos de Autogeneración por parte de Grandes empresas industriales y comerciales del país.*

Respuesta UPME: En las proyecciones de demanda se emplea la información reportada por los Operadores de Red y los Transportadores Nacionales en cuanto a los autogeneradores y generadores distribuidos con potencia instalada menor o igual a 0,1 MW (Resolución CREG 030 de 2018).

Volumen 2. Generación

- *No se visualiza de forma explícita en el plan de expansión de referencia, cómo influye la nueva regulación de la CREG asociada a la posibilidad de que los proyectos puedan compartir activos de conexión. Consideramos que esta regulación puede impactar positivamente la materialización de proyectos.*

Respuesta UPME: Se debe tener en cuenta que la reglamentación que permite compartir activos de conexión, está definida para proyectos con conexión aprobada no para proyectos previstos. Esto no tiene efectos sobre los análisis energéticos y por sí solo no habilita capacidad de transporte adicional en la red. En consecuencia, no se considera que esta medida deba ser prevista en el plan, más allá de los efectos que se puedan presentar sobre la red y las implicaciones físicas, ambientales y sociales que se estarían evitando.

- *Uno de los aspectos relevantes que crean incertidumbre en el plan de expansión preliminar, corresponde a que a la fecha, no se tiene definida la demanda objetivo para la subasta CLPE a realizarse en el mes de octubre de 2021. Por las características de esta y la fecha de inicio de las obligaciones de energía de los proyectos asignados, esta subasta tendrá mayores ventajas para la tecnología solar. Del resultado de la subasta CLPE tanto en precios como en capacidad instalada, dependerá el mayor dinamismo de incorporación de plantas de generación de otro tipo de tecnologías, por lo que los escenarios podrían cambiar rápidamente a lo aquí planteado.*

Respuesta UPME: Se considerará realizar este tipo de análisis para la siguiente versión del plan de expansión, en el cual se conozcan los resultados de la tercera subasta de contratación de largo plazo.

- *Preocupa visualizar dentro del análisis del plan de expansión propuesto, la pérdida paulatina de volumen útil de los embalses del país, reflejado por los aspectos de colmatación por sedimentos. Sugerimos a la UPME considerar como elemento importante en el plan, un análisis de la firmeza que las diferentes fuentes le aportan al sistema versus la firmeza requerida para apalancar el crecimiento del país.*

Respuesta UPME: Hay que tener en cuenta que este análisis es a muy largo plazo y supone que el transporte de sedimentos hacia los embalses se mantendrá constante a las tasas actuales, asumiendo que no se realizaría ningún mantenimiento del vaso del embalse.

Aún con esta situación, la pérdida de capacidad útil del conjunto de embalses analizados es de cerca del 14% en un período de 50 años, tiempo mayor a la vida útil de cualquiera de los embalses existentes, eso sin tener en cuenta los años de vida útil que cada uno de estos embalses tiene ya en 2020.

También se debe tener en cuenta que los embalses con mayor capacidad serán los que conservan un porcentaje mayor de su volumen útil, ya que éstos no superarán el 10% de pérdida de capacidad útil.

En cuanto al análisis comparativo de firmeza, se considerará llevarlo a cabo para el próximo plan.

Comentarios específicos.

Volumen 2. Generación

- *En la página 23 del Volumen 1 del informe, en el numeral 1.3.5 conclusiones, se expresa que los resultados bajo los cuales se han realizado las proyecciones de demanda de potencia y energía para el país en el mediano y largo plazo son inciertos y, por ende, los resultados del plan deben ser manejados bajo un escenario de incertidumbre.*

Nos parece importante que además de manejar los elementos macroeconómicos y los de evolución del Covid en el país, sean incorporados en la oferta los efectos de un atraso de la fecha de entrada en operación de los proyectos de generación localizados en la Guajira.

Respuesta UPME: Entre los escenarios se consideran algunas incertidumbres respecto a la fecha y el desarrollo del proyecto más grande hoy en desarrollo. Para el próximo Plan de Expansión se tendrán en cuenta algunas sensibilidades representativas de atrasos.

- *Las condiciones actuales para el desarrollo de los proyectos en la Guajira, aunado al lento desarrollo de las consultas previas para la expansión del sistema de transmisión requerida, es un impacto que no debería denominarse en este plan como incierto, dada la realidad del escenario que hoy se plantea en la zona. Nos preguntamos en este sentido ¿cuál es la razón para que en el numeral 2.3.1. Comparación de la capacidad instalada y la proyección de demanda máxima de potencia, sólo se tenga en cuenta la evolución de la capacidad instalada de los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad?*

Respuesta UPME: Se considera capacidad instalada de los proyectos definidos por el mecanismo del Cargo por Confiabilidad porque son estos proyectos los que tienen compromisos y un incentivo para garantizar la confiabilidad del sistema. Se analizará la conveniencia de agregar proyectos que tengan un mayor grado de certeza en su entrada en operación para la siguiente versión del plan.

- *Si bien siempre se ha considerado un sistema uninodal para los análisis y señales de largo plazo ¿Por qué se considera un sistema multinodal en los análisis con resolución horaria y que se haga sólo en los primeros escenarios?*

Respuesta UPME: Con los análisis horarios se busca mayor precisión en cuanto al comportamiento del sistema frente a la variabilidad de los recursos. Por tanto, los análisis con un sistema multimodal permiten identificar flujos entre áreas a las diferentes horas del día y ver el comportamiento de las referidas variaciones. Estos análisis continuarán detallándose en la próxima versión del plan.

- *Como parte de los supuestos se utiliza la proyección de precios de combustibles revisión junio de 2020, sin considerar limitaciones en el suministro de carbón y gas natural, consideramos conveniente mencionar qué costos de transporte y AOM utilizan.*

Respuesta UPME: A efectos de aclarar esta condición, se incluirán los costos de AOM en la versión final del plan de expansión, en la descripción de los supuestos (Numeral 2.4.1). Con relación a los costos de transporte, estos están incluidos dentro del precio de combustible puesto en sitio para cada una de las plantas térmicas.

- *En el Volumen 2 del informe, numeral 2.3.2. Comparación entre energía firme y proyección de demanda de energía eléctrica, se presenta una condición de oferta de generación de ENFICC del país, para el escenario hasta el 2032, incorporando la firmeza que dan las plantas que participan en la subasta de largo plazo, situación que todavía la normatividad no incorpora. Compartimos con la UPME la necesidad de que las plantas que entren se armonicen en los balances para no ocasionar una sobreoferta y que es importante considerar su aporte a la ENFICC, pero creemos que se debe evidenciar explícitamente que existe un desacople en los mecanismos y señales de expansión y que desde la regulación debería ser explícita la forma de realizar los balances para definir cuando hay necesidad de nuevas subastas y de expansión.*

Respuesta UPME: Se entiende como una adecuada sugerencia a efectos de las disposiciones regulatorias. De cualquier manera, para los proyectos con cargo por confiabilidad que también salieron beneficiados con la subasta de CLPE, solo se consideró una única vez su ENFICC; se ajustará el texto en el documento para evitar confusión al respecto.

- *Revisando la información del Volumen 2 en la Tabla 7 “CAPEX por tecnología”, tenemos discrepancias en los siguientes elementos: o Los costos de Capex para los Proyectos Nuevos denominados Hidro Mayor, tienen valores referenciales muy bajos. La experiencia de desarrollo y actualización que se tiene en ISAGEN para*

este tipo de Proyectos en Colombia, superan los US\$2400/kW instalado. Se sugiere realizar un mejor sondeo de la información de Capex para este tipo de proyectos.

o Los costos definidos para Hidro Menor, no tienen diferencia en la tabla entre un rango máximo y mínimo. En este tipo de proyectos, existe una gran variación de estos. Se sugiere actualizar los costos de referencia.

Respuesta UPME: Para determinar los costos de las tecnologías fueron utilizados los reportes de información del registro de proyectos y algunas fuentes internacionales (NREL, IRENA, Bloomberg). En caso de tener información disponible sobre el costo final del desarrollo de los proyectos en Colombia, resulta conveniente suministrar dicha información para futuros análisis.

- Como se menciona en el numeral 2.4.5.2. Resultados simulaciones horarias escenario 1, con el objetivo de analizar el impacto en la curva de demanda y el comportamiento del recurso hidro y térmico, para los años 2024, 2030 y 2034, se selecciona, para cada uno, el día de mayor aporte de generación eólica y solar. Consideramos conveniente también analizar al menos un caso donde dicha generación no sea la máxima y observar el comportamiento del sistema bajo dichas circunstancias.*

Respuesta UPME: Se analizará la pertinencia de analizarlo en la siguiente versión del plan.

- Favor revisar las diferencias presentadas en el total de la expansión adicional entre lo presentado en el texto (2,807 MW) y en la tabla (2,867 MW). Lo cual también ocurre en el escenario 5, donde se presentan 6,008 MW en el texto y es 6,088 MW en la tabla.*

Respuesta UPME: Se realizan las validaciones y modificaciones correspondientes en la versión final del plan.

- Consideramos que sería mucho más claro que las tablas donde se presenta la expansión del cargo, la fija y la adicional fueran fácilmente comparables con las tablas de expansión por fechas, para facilitar los análisis.*

Respuesta UPME: Se revisará la conveniencia de presentar los resultados de esta manera para el próximo plan.

- En el escenario 6 se concluye que en la evaluación de los indicadores de confiabilidad se evidencia el cumplimiento de los índices VEREC, VERE y Número de Casos, sin embargo, en las gráficas se puede observar que no es así.*

Respuesta UPME: Los escenarios 5 y 6 fueron revisados, ajustados y nuevamente simulados considerando una condición climática ajustada a las previsiones actuales, lo cual lleva a que haya un cambio en los resultados. Sin embargo, se resalta que el objetivo de utilizar esta proyección ENSO en el plan de expansión de generación no es predecir en qué momento se presentará un fenómeno El Niño en el periodo de estudio, si no por el contrario, observar cómo cambia la expansión óptima si dicho fenómeno se presenta con diferentes magnitudes y en diferentes años del periodo de análisis.

En los resultados de los escenarios 7 y 8 que incluyen el impuesto al CO2 se observan aumentos del 8% y 6% respectivamente, en comparación con el costo marginal de los escenarios 1 y 2, lo cual nos parece elevado al tener en cuenta un aumento de 5 USD por tonelada de CO2 y que presentan una participación similar de generación térmica la cual es considerablemente baja con respecto a las demás tecnologías.

Respuesta UPME: El impuesto (5 USD/Ton CO2) se suma a los costos variables de cada planta proporcionalmente de acuerdo al combustible y al consumo específico. Con este cambio en la información de entrada, que impacta los costos de operación, se utiliza el SDDP para optimizar la operación del sistema, el costo marginal presentado es el resultado directo de la simulación. Tal situación condiciona los despachos y la operación económica del sistema. No se puede hablar de un incremento en la misma proporción por este impuesto.

GRUPO ENERGÍA DE BOGOTÁ

Comentarios Plan de Expansión Generación – Transmisión 2020-2034

1. Plan de Generación de Transmisión.

1.1. Comentarios generales.

Se recomienda realizar una verificación general de la redacción del documento y unificar la numeración de capítulos, tablas y figuras.

Volumen 3. Transmisión

En el capítulo de análisis sistemas de transmisión regionales – STR y en el capítulo 10, reemplazar las menciones que se hacen al Operador de Red Electricaribe ya sea por AIR-E o Afinia según aplique.

RESPUESTA UPME: Se realiza el ajuste correspondiente a los operadores de red.

En la tabla del capítulo 10 eliminar los proyectos que se ejecutan mediante convocatorias del STN como la subestación Pacífico 230 kV y la subestación Carreto 500 kV.

RESPUESTA UPME: No se encuentra necesario realizar ajuste al respecto.

1.2. Proyecto Estambul.

En el documento no se indica una fecha estimada para la puesta en operación del proyecto, considerando los tiempos habituales de adopción del plan, elaboración y adjudicación de la convocatoria, tiempos de licenciamiento con las dificultades ya identificadas en las cercanías al municipio de Palmira y ejecución del proyecto, recomendamos a la Unidad que la FPO no sea inferior a noviembre de 2027.

RESPUESTA UPME: Se considera la recomendación en los análisis correspondientes.

Se solicita incluir un valor estimado de longitud de las líneas de transmisión a nivel de 230 kV.

RESPUESTA UPME: Se realizan ajustes en la versión final del plan.

En el documento se menciona que la alternativa seleccionada permitiría la conexión adicional de generación en el área, se recomienda a la Unidad definir si para la apertura de la convocatoria será necesario que los promotores de proyectos de generación deban poner garantías, esto podría aumentar los tiempos de adjudicación y puesta en operación del proyecto.

RESPUESTA UPME: Las reglas a efectos de garantías son las establecidas en la regulación. No corresponde a la UPME a través del plan de expansión indicar dichas obligaciones.

Indicar que moneda se presenta en la tabla 3-43 Beneficios del Proyecto.

RESPUESTA UPME: Se realiza el ajuste correspondiente.

1.3. Proyecto Huila (Norte).

En el documento no se indica una fecha estimada para la puesta en operación del proyecto, considerando los tiempos habituales de adopción del plan, elaboración y adjudicación de la convocatoria, tiempos de licenciamiento y ejecución del proyecto, recomendamos a la Unidad que la FPO no sea inferior a noviembre de 2027.

RESPUESTA UPME: Se considera la recomendación en los análisis correspondientes.

Se solicita incluir un valor estimado de longitud de las líneas de transmisión a nivel de 230 kV.

RESPUESTA UPME: Las distancias aproximadas y que se tuvieron en cuenta en los análisis fueron las siguientes. Sin embargo, las distancias definitivas serán las que indique el ejecutor del proyecto, una vez realice los respectivos levantamientos:
Betania - Norte 230 kV: 35,85 km
Norte - Mirolindo 230 kV: 179,25 km
Norte - Tuluni 230 kV: 130,74 km

En el documento se menciona que el proyecto Parque Solar Villavieja de 200 MW se conectaría en la nueva subestación, se solicita a la Unidad indicar si el proyecto aprobado incluiría la conexión de la planta de generación.

En la página 59 del documento se indica: “De lo anterior, se observa que se hace necesario revisar la posibilidad de aumentar la capacidad de los enlaces Flandes – Prado 1 y 2 115 kV, Prado – Tenay 115 kV y el Bote – Tenay 115 kV, por lo cual se ratifica la solicitud a los OR’s Tolima y Huila la necesidad del aumento de la capacidad de los elementos mencionados, para lo cual solicitamos que se dé respuesta en los siguientes 15 días a esta comunicación”. Recomendamos a la Unidad eliminar del documento del Plan el texto relacionado con la comunicación enviada a los OR e indicar si los mismos aceptaron realizar las repotenciones solicitadas.

RESPUESTA UPME: En cualquier caso, los “activos de conexión” están a cargo del promotor del proyecto al tratarse de activos exclusivos. El proyecto Villavieja no tiene concepto de la UPME, se realiza ajuste al respecto. De otra parte, si bien se modifica la nota sobre el requerimiento a los OR, la necesidad se mantiene.

Se solicita a la UPME detallar el cálculo del beneficio solar indicado en la tabla 17 dada la magnitud y claridad en cómo se da tal impacto en tarifa a los usuarios finales, así mismo indicar que moneda se está presentando en esta tabla.

RESPUESTA UPME: La tabla 17 se refiere a los costos del proyecto, no a los beneficios, dicha tabla se renumeró. Se realiza el ajuste en la versión final.

1.4. Compensación Suroccidental.

Se recomienda a la Unidad indicar los activos que serán remunerados mediante el mecanismo de ampliación para el traslado del reactor a la subestación San Marcos 500 kV, así como el cálculo de la relación beneficio costo para la obra recomendada.

RESPUESTA UPME: Para la conexión del reactor se requiere una bahía de reactor ya que la conexión será a la barra. Se realizan ajustes pertinentes.

1.5. Compensación Guajira Cesar Magdalena.

Con relación a la compensación propuesta para el área de GCM, GEB ha venido realizando propuestas para la instalación de compensaciones en el área, inicialmente se presentó la solicitud de instalar una compensación reactiva en la subestación La Loma 500 kV con el fin de solucionar el problema de desbalance en la compensación que se generó al realizar la reconfiguración de la línea Copey – La Loma - Ocaña 500 kV y cambiar el tamaño de la compensación de línea en el extremo Copey 500 kV.

Así mismo se le presentó a la UPME la propuesta de instalación de una compensación tipo FACTS ubicada en la subestación Colectora 500 kV, la cual presenta una adecuada respuesta para mantener los niveles de tensión en el área con la instalación de un equipo de menor capacidad al que se instalaría en Cuestecitas 500 kV.

Actualmente se viene desarrollando en conjunto con la Universidad de los Andes una consultoría para complementar los estudios realizados indicando la tecnología, capacidad y ubicación recomendados según los proyectos de generación que entraran a operar en el área. Una vez se tengan estos resultados, serán compartidos con la Unidad para que los puedan considerar en sus análisis.

RESPUESTA UPME: La compensación para el área Guajira-Cesar-Magdalena tiene importantes avances, no obstante, se definirá en el próximo plan de expansión. La UPME agradece los aportes que se puedan dar en esta materia y estará atenta a los resultados del estudio referido.

1.6. Ampliación capacidad de transformación Primavera y Sogamoso.

En el documento no se indica una fecha estimada para la puesta en operación de los proyectos, se recomienda que la FPO a establecer considere los tiempos habituales de adopción del plan, elaboración y adjudicación de la convocatoria, tiempos de licenciamiento y ejecución del proyecto, esto, considerando además que las convocatorias requerirán la colocación de garantías por parte de los promotores de los proyectos de generación.

RESPUESTA UPME: En la versión final del plan se indica la fecha de entrada en operación, considerando las diferentes fases de ejecución y desarrollo.

1.7. FACTS Distribuidos.

Se solicita a la Unidad que al recomendar estas nuevas tecnologías se evite el señalamiento de fabricantes o de referencias específicas de un fabricante en particular pues se puede estar limitando la participación de otros fabricantes con soluciones similares, y le da una posición dominante de negociación que va en contra de las buenas prácticas del mercado que buscan la optimización de precios a los agentes y por ende de costos para el sistema. Se recomienda que le recomendación se de enfocada a la capacidad y funcionamiento de los equipos, tal como se han recomendado otros dispositivos FACTS.

RESPUESTA UPME: Se tendrá en cuenta este comentario para la versión final del documento del Plan.

Se solicita a la Unidad incluir la relación beneficio/costo para las soluciones recomendadas.

RESPUESTA UPME: Se realizan los ajustes en los casos correspondientes.

Para la solución propuesta en Atlántico indicar si se recomienda la instalación de equipos en las líneas Tebsa – Sabana 1/2 220 kV, Caracolí – Sabana 220 kV y Flores – Nueva Barranquilla 220 kV o solamente se instalarían en las líneas Tebsa – Sabana 1/2 220 kV, así mismo, indicar si los promotores de generación deberán poner garantías para la convocatoria y viabilizar la conexión de los 300 MW adicionales.

RESPUESTA UPME: El plan de expansión indica las líneas sobre las cuales se debe instalar esta solución. La constitución de garantías obedecerá a la regulación aplicable, no corresponde en el plan de expansión indicarlo.

Indicar si para la solución propuesta en GCM (FACTS distribuidos en Guajira – Santa Marta 220 kV y Bonda – Santa Marta 220 kV) será necesario que los promotores de proyectos de generación deberán poner garantías.

RESPUESTA UPME: La constitución de garantías obedecerá a la regulación aplicable, no corresponde en el plan de expansión indicarlo.

1.8. Configuración Subestaciones.

En el documento se presenta un listado de subestaciones del STN con configuración barra sencilla, indicando que se solicita a los transportadores verificar la posibilidad de migrar a subestaciones con una configuración más robusta. Sin embargo, no se hace un análisis del beneficio costo de realizar estas reconfiguraciones ni se da algún otro indicador que permita establecer si realizar estas obras es viable para los

transportadores. Se solicita a la UPME aclarar si se está incluyendo en el Plan una recomendación a los agentes para que desarrollen estas obras.

RESPUESTA UPME: Se aclara que no se está incluyendo una recomendación en cuanto a ejecución, primero se deben tener claras las implicaciones físicas de dichas obras.

1.9. Análisis Visión de Largo Plazo.

En el documento se presenta un listado de subestaciones del STN con configuración barra sencilla, indicando que se solicita a los transportadores verificar la posibilidad de migrar a subestaciones con una configuración más robusta. Sin embargo, no se hace un análisis del beneficio costo de realizar estas reconfiguraciones ni se da algún otro indicador que permita establecer si realizar estas obras es viable para los transportadores. Se solicita a la UPME aclarar si se esta incluyendo en el Plan una recomendación a los agentes para que desarrollen estas obras.

Se recomienda a la Unidad detallar el análisis desarrollado en la visión de largo plazo, describir la metodología desarrollada y los bloques propuestos en los diagramas.

RESPUESTA UPME: Se aclara que no se está incluyendo una recomendación en cuanto a ejecución, primero se deben tener claras las implicaciones físicas de dichas obras.

Volumen 2. Generación

2. Plan Indicativo de Generación.

Aunque no hay expansión en capacidad instalada de carbón, lo cual es razonable, en todos los escenarios se muestra un incremento de la participación de generación con carbón a partir de 2028. ¿Cuál es la explicación?

Respuesta UPME: El incremento natural proyectado de la demanda ocasiona que aumente la participación de la generación renovable hasta un punto en el cual la generación convencional térmica resulta eficiente de acuerdo con sus costos de inversión y operación.

Volumen 1. Demanda

3. Proyección de la Demanda.

Si bien las proyecciones de demanda están dadas en un contexto de alta incertidumbre, llama la atención que en cualquiera de los escenarios de Precovid y

el Resultante, en energía y potencia, se diferencian solo en más o menos un 2% entre ellas; en otras palabras, se estaría considerando que tanto para el corto como largo plazo se considera un impacto mínimo en la actividad económica y en consecuencia en el crecimiento de la demanda de energía por efectos de la pandemia.

Respuesta UPME: Las proyecciones consideran y reflejan la situación que se ha venido desarrollando. Para la nueva versión de las proyecciones de demanda podrán existir elementos que reduzcan las incertidumbres asociadas, lo cual también será considerado.

JULIA-RD

Volumen 1. Demanda

Volumen 2. Generación

Considerando el ejercicio del Plan de Expansión de Generación - Transmisión en el horizonte 2020-2034, y los distintos escenarios y análisis construidos, nos gustaría plantear algunas inquietudes con respecto a los supuestos relacionados con nuevos desarrollos del mercado de energía.

En particular llama la atención que entre los supuestos de expansión no parece haberse considerado la participación de la Respuesta de la Demanda en el mercado de energía mayorista en Colombia.

Dado que la regulación y las propuestas de la Misión de Transformación Energética dirigida por el Ministerio de Minas y Energía ha planteado la necesidad de promover y adoptar desarrollos tecnológicos como la AMI, la autogeneración con fuentes renovables no convencionales, y los agregadores de demanda, esta es una opción que puede tener un impacto significativo en términos de la atención de la demanda, el cálculo de la demanda neta, y la estimación de los costos marginales y las necesidades de expansión futura.

Sugerimos que en la versión final del Plan de Expansión se hagan explícitos estos supuestos, y la forma en que se incorporan en las metodologías de construcción de la oferta y demanda en los distintos escenarios del Plan, y los impactos sobre la confiabilidad del sistema.

Respuesta UPME: Algunas de las consideraciones citadas hacen parte de los supuestos de las proyecciones de demanda y están expuestas en el documento asociado. De otra parte, los avances de la Misión de Transformación, más recientemente entregados, podrán ser evaluados para determinar qué elementos se deben incorporar en los análisis del próximo plan de expansión.

Sociedad de Gestión Grupo TW Solar Colombia S.A.S.

Volumen 3. Transmisión

Dentro de la política de transición energética, trazada en el plan de desarrollo de la actual presidencia y en particular el apoyo que se le viene dando al desarrollo de las energías renovables, permítanos felicitarlos por la concepción del plan de expansión 2020 - 2034, ya que le da un nuevo impulso al desarrollo energético renovable del país, tanto físicamente como tecnológicamente - FACTS, que redundará en el cumplimiento de las metas comprometidas en el acuerdo de París, en cuanto a la reducción del calentamiento global del planeta - emisiones de CO2.

Dentro de los planteamientos, observamos que se ha analizado muy especialmente, el desarrollo del proyecto parque solar Villavieja de 200 MW, en el norte del departamento del Huila, radicado en marzo 4 de 2020 la consideración de la conexión a 230 kV, por parte del OR ElectroHuila, pág. 38 a la pág. 62, del vol. 3 y concluyendo que se recomienda la ejecución de la alternativa 4 presentada.

Así mismo, Tw Solar, ha venido planteando el proyecto Magdalena Sol de 300 MW a 230 kV, en el sur del departamento del Tolima (región indígena ancestral), cercano al desierto de la Tatacoa, en límites con el norte del departamento del Huila, inicialmente se presentó el estudio de conexión de este proyecto el día 15 de septiembre de 2017 y recibido en UPME bajo el radicado No. 20171110054402, posteriormente se recibió respuesta el día 27 de septiembre de 2017 bajo el radicado No. 20171520034021. Luego se realizó una actualización del estudio de conexión del proyecto, modificando su fecha de entrada en operación (FPO) para 2023 y su potencia nominal pasando de 180 MW a 300 MW y fue entregado a UPME el 16 de enero de 2019 bajo el radicado No. 20191100003612. Este proyecto plantea la apertura de la línea Betania - Mirolindo 220 kV a 100 km de la subestación Mirolindo 220 kV para la conexión del proyecto por medio de un doble circuito de 3 km hasta el punto de apertura.

Posteriormente, se recibió una comunicación de la UPME solicitando algunos datos meteorológicos en el área del proyecto y TW Solar respondió dicha solicitud el día 30 de diciembre de 2019, entregado a UPME bajo el radicado No. 20191100091332, luego de esto no hemos recibido ninguna comunicación por parte de la UPME acerca del avance del proyecto.

Como se puede observar los proyectos Villavieja y Magdalena Sol son proyectos muy similares; en conexión a 220 kV, de 200 MW y 300 MW respectivamente, con punto de conexión propuesto en la misma línea Betania – Mirolindo 220 kV, por tales razones, solicitamos muy cordial y respetuosamente, que se tenga en cuenta dentro de este análisis del plan de expansión y su recomendación de la pág. 58 del volumen

3, al proyecto Magdalena sol 300 MW a 220 kV, planteándose una solución integral para los dos proyectos.

RESPUESTA UPME: Se realizan ajustes para precisar los análisis ya que estos buscan dar solución a las necesidades de atención de la demanda, confiabilidad y ampliación de capacidad de transporte para viabilizar la conexión de nueva generación, sin precisar los proyectos ya que su asignación obedece al cumplimiento de la reglamentación particular de dicho procedimiento. En los análisis se considerará la sugerencia.

ISA INTERCOLOMBIA

Volumen 1. Demanda

Sobre el Volumen 1. Proyecciones de demanda de energía eléctrica

En el numeral 1.3.3 Escenarios de proyecciones planteada, se define un escenario denominado “Resultante”, escenario de demanda que fue considerado en el volumen II del este Plan Preliminar para determinar la expansión en generación.

De acuerdo con lo anterior, una vez aprobado el Plan 2020-2034, entendemos que el escenario “Resultante” es el escenario base que aplicarían los Agentes para todos los análisis, estudios y conceptos, por lo cual se solicita amablemente validar el entendimiento previamente expuesto. Adicionalmente, se sugiere incluir en el Plan de Expansión este tipo de precisiones respecto a la demanda como criterios para los análisis de planeamiento. Finalmente, se ve pertinente que la base de datos de mediano y largo plazo que publica XM incluya estas consideraciones.

Respuesta UPME: Se precisará en el plan.

Volumen 2. Generación

Sobre el Volumen 2. Generación

- *El volumen 2 desarrolla la planificación de la expansión en generación, donde se observa que la máxima expansión es del orden de 6000 MW en el transcurso de 14 años, y al compararlo con la proyección de demanda presentada en el Volumen 1, la expansión en generación duplica el crecimiento esperado de la demanda, por lo que se recomienda en los cronogramas de expansión de los 10 escenarios, detallar la distribución de estos recursos por área del Sistema Interconectado Nacional - SIN, como dato adicional a la cantidad de recurso requerido por año.*

Respuesta UPME: Como se expuso en los supuestos del desarrollo de los análisis, para la definición de la expansión óptima se consideró un sistema uninodal, por lo

cual no es posible distribuir la expansión óptima por áreas. Algo como lo propuesto se puede considerar en próximas versiones del plan, no obstante, se debe tener en cuenta que sería una variación al modelo de mercado existente y parametrización de áreas, flujos máximos y mínimos y restricciones operativas propias de las áreas, entre otros.

- *El ítem 3 de la formulación de los escenarios de expansión, contenido en el numeral 2.2 Metodología de Planificación de la Expansión – Generación (página 13), señala:*

“Definición de criterios y construcción de escenarios: teniendo como base el escenario de referencia y un conjunto de proyectos seleccionados a partir del registro de proyectos (fase 2 y 3 con registro vigente) y de los estudios de conexión (aprobados y en estudio) ...”

Teniendo en cuenta que para la formulación de los escenarios de expansión de generación se ha considerado proyectos en fase 2 y 3 del registro vigente y proyectos con estudios de conexión en análisis por parte de UPME, se solicita incluir en el Plan de Expansión la lista de estos proyectos, lo cual permitirá a los Agentes y en el caso particular a los Transmisores Nacionales, conocer las necesidades que está visualizando la UPME y con qué recursos está contando para la adecuada operación del SIN en el largo plazo.

Respuesta UPME: El plan de expansión de generación, siendo este de referencia, no pretende determinar la entrada de proyectos específicos. En este sentido, los proyectos que hacen parte del plan candidato toman como base la capacidad, fuente y costos estimados de inversión y operación, entre otros, de tal forma que permita estimar el potencial disponible para conectarse en el sistema, sin que de esto se derive obligación alguna ya que la generación es una actividad de libre iniciativa en Colombia. Ahora bien, algunas de las necesidades se pueden identificar a partir de los análisis de transmisión, donde se muestran las limitantes a nivel de capacidad de red, y a través de los listados de proyectos del registro y las solicitudes de conexión.

Por otro lado, entendiendo que este Plan de Expansión ha estimado de manera indicativa el requerimiento de generación hasta el 2034, del orden de 6000 MW, se recomienda correlacionar esta cifra vs los proyectos aprobados según el Registro UPME “Conceptos de Conexión de Proyectos de Generación. Reporte # 83 de abril del 2021” que suman 17500 MW. Adicionalmente, se sugiere indicar el panorama que visualiza la UPME para proyectos de generación que están pendientes de aprobación y en diferentes estados (en análisis, pendiente transportador o promotor, se emitió respuesta – se necesita expansión) que suman alrededor de 33900 MW.

Respuesta UPME: En primer lugar, se debe aclarar que la inscripción en el Registro de Proyectos de Generación es voluntaria, pretende identificar las intenciones de desarrollo a efectos del ejercicio de planeación y no origina derecho alguno sobre los proyectos. De esta manera, el registro y la base de solicitudes de conexión son utilizados para la construcción del portafolio o plan candidato.

Volumen 3. Transmisión

Sobre el Volumen 3. Transmisión

Comentarios generales

- *Se recomienda para el Plan de Expansión definitivo 2020-2034, fijar el panorama de obras en el STN que han sido recomendadas en planes de expansión anteriores y que aún no están en desarrollo. Lo anterior, con el fin de garantizar una planeación robusta y teniendo en cuenta además que en este Plan de Expansión preliminar no se visualizó la necesidad ni a mediano ni a largo plazo de proyectos de líneas nuevas en el STN.*

Respuesta UPME: Se tendrá en cuenta la observación, la cual se podrá atender a través de los mecanismos de difusión de las convocatorias públicas de transmisión.

- *Se solicita incluir las fechas de puesta en operación de todas las obras definidas, las cuales son un elemento esencial de la planeación.*

Respuesta UPME: Las fechas quedan incluidas en la versión final del plan de expansión.

- *Se recomienda establecer un cronograma de trabajo para que en el Plan 2021-2025 se pueda contar con análisis y recomendaciones finales de algunas obras de este Plan preliminar que no alcanzarán a quedar incluidas en su versión definitiva (ejemplo: compensación en GCM, subestaciones con elevado nivel de cortocircuito, reconfiguración de algunas subestaciones, entre otras).*

Respuesta UPME: Se tendrá en cuenta la observación para el próximo plan de expansión.

- *Se solicita a la UPME incluir en el Plan un anexo con el detalle de las condiciones bajo las cuales se hacen las diferentes recomendaciones de expansión, de manera que los agentes puedan reproducir los resultados y opinar de manera más objetiva sobre cada proyecto.*

Respuesta UPME: Los supuestos y consideraciones de análisis se exponen en la exposición de cada proyecto y cada área. Se estará revisando esta observación y de encontrar pertinente se realizarán ajustes en la próxima versión del plan de expansión.

- *Se recomienda incorporar dentro de las posibilidades de expansión el uso de D-FACTS, FACTS, BESS, repotenciaciones, reconfiguraciones, cambios de tensión, conversión de líneas AC/DC, y en general las nuevas opciones tecnológicas que permitan la optimización de corredores existentes, compitiendo con las tecnologías convencionales y de esta forma lograr que el sistema se expanda de manera óptima.*

Respuesta UPME: En esta materia la UPME y el plan ha venido avanzando, se puede observar que en el pasado reciente se definieron dispositivos FACTS en el área Centro Oriental (STATCOM en Bacatá y SVC en Tunal), los cuales están en servicio, baterías en Atlántico, provisiones de segundos circuitos desde la concepción de las obras, DFACTS y provisiones de una línea en corriente continua (HVDC). Soluciones como repotenciaciones y cambios de nivel de tensión han tendido dificultades por las implicaciones físicas y la prevención de los agentes por asuntos de remuneración. No obstante, en la medida en que se identifiquen necesidades que se pueden solucionar con nuevas tecnologías, la UPME estará presta a estudiarlas.

Proyecto Estambul

- *Se recomienda precisar en el Plan de Expansión definitivo las características generales de la obra, es decir, longitudes en las que quedan los tramos de línea seccionadas, características de las líneas nuevas, redistribución de demanda en el STR y demás características que precisen el modelo de red a nivel de STN y a nivel de STR, indicando los años en que deben ir ingresando las obras.*

Respuesta UPME: Se realiza el ajuste correspondiente en el plan. Se dará alcance al concepto de conexión de Estambul 115 kV con el objeto de precisar algunas condiciones de distribución de la demanda.

- *Adicional al análisis cualitativo de confiabilidad, se sugiere precisar cuantitativamente las diferencias de reconfigurar el circuito Alférez – Yumbo 220 kV (Alternativa 3) o de reconfigurar los circuitos Alférez – Yumbo 220 kV y Juanchito – San Marcos 220 kV (Alternativa 2).*

Respuesta UPME: La referida reconfiguración se realiza toda vez que representa el mejor desempeño frente a las opciones existentes, situación que se validó con el OR. El plan incluye el análisis de cada alternativa.

- *Se solicita listar las plantas de generación que se aprobarían como parte de los 319 MW adicionales y que se viabilizarán con la obra de expansión; información que requieren los Agentes para hacer los análisis eléctricos y tener en cuenta en los conceptos de conexión.*

Respuesta UPME: Los conceptos de conexión de los proyectos de generación se emiten con base en la reglamentación vigente una vez se apruebe la obra de expansión.

- *Para una adecuada operación del proyecto Estambul, se indica en las conclusiones y recomendaciones obras complementarias a nivel de STR. Se recomienda indicar la dependencia y necesidad de estas obras para el éxito de la expansión.*

Respuesta UPME: La obra Estambul 115 kV fue aprobada por la UPME mediante concepto dirigido al Operador de Red. El plan incluye el análisis de cada alternativa.

Proyecto Subestación Huila (Norte)

- *Se recomienda precisar en el Plan de Expansión definitivo las características generales de la obra, es decir, longitudes en las que quedan los tramos de línea seccionadas, características de las líneas nuevas, redistribución de demanda en el STR y demás características que precisen el modelo de red a nivel de STN y a nivel de STR, indicando los años en que deben ir ingresando las obras.*

Respuesta UPME: Las distancias aproximadas y que se tuvieron en cuenta en los análisis fueron las siguientes. Sin embargo, las distancias definitivas serán las que indique el ejecutor del proyecto, una vez realice los respectivos levantamientos:

Betania - Norte 230 kV: 35,85 km
Norte - Mirolindo 230 kV: 179,25 km
Norte - Tuluní 230 kV: 130,74 km

Las capacidades de las líneas de 230 kV se mantienen iguales, ya que las mismas se van a reconfigurar. Las actuales son de 895 A.

Las líneas del STR presentan las siguientes características preliminares:

El Bote – Neiva (Norte) 115 kV: 4,64 km; 1 kA.
Neiva – Oriente 115 kV: 12.6 kV; 400 A.

- *Para una adecuada operación del proyecto Huila (Norte) se indica en las conclusiones y recomendaciones obras complementarias a nivel de STR y STN. Se recomienda indicar la dependencia y necesidad de estas obras para el éxito de la expansión.*

Respuesta UPME: En el plan se expone la necesidad del proyecto al igual que los análisis correspondientes.

Compensación Guajira Cesar Magdalena.

- *En el documento se señala: “Se observa que con la entrada de la red en 500 kV en Guajira, se aumentan los perfiles de tensión, este aumento, se ve principalmente en las barras de Colectora y Cuestecitas 500 kV para condiciones de despacho y demanda mínimos; en este sentido, se observa que la ubicación de compensación reactiva en Cuestecitas o Colectora 500 kV presenta impacto positivo para las tensiones en las barras en el área de GCM”.*

De acuerdo con lo anterior, en estudios eléctricos propios de ISA INTERCOLOMBIA, se ha encontrado que instalar compensación en Cuestecitas 500 kV tiene impacto de mayor cobertura en la regulación de tensión de la red de 500 kV que si ésta se instala en la Subestación Colectora 500 kV. Adicionalmente, Cuestecitas 500 kV tiene un punto crítico para la estabilidad de tensión más alejado, indicando que es un nodo con mayor estabilidad de tensión, por lo cual se tienen estas dos ventajas importantes para instalar la compensación en Cuestecitas 500 kV.

Por otro lado, adicional al reactor sugerido en el Plan de Expansión, se recomienda analizar escenarios de alta exportación del área Caribe en demanda media (alta generación solar, eólica y térmica), de manera que las líneas de 500 kV estén altamente cargadas y analizar diferentes condiciones de N-1, para definir posibles requerimientos de compensación dinámica en GCM. De acuerdo con lo anterior, es probable que un dispositivo FACTS (rango inductivo y rango capacitivo) sea requerido en GCM para mantener la tensión en el rango operativo y pudiera hacer control coordinado de tensión (control maestro) para toda la generación no convencional conectada en Colectora y Cuestecitas 500 kV.

RESPUESTA UPME: La compensación para el área Guajira-Cesar-Magdalena tiene importantes avances, no obstante, se definirá en el próximo plan de expansión. La UPME agradece los aportes que se puedan dar en esta materia y en cualquier otra, y estará atenta a los resultados del estudio referido.

Ampliación Capacidad Transformación Santander

- *Con esta ampliación de transformación se viabiliza una potencia adicional de generación a conectar en las áreas. Se recomienda verificar la congestión en diferentes escenarios de demanda y despachos de generación (probabilidad de tener simultáneamente despacho de generación hidráulica, térmica, eólica y solar fotovoltaica), considerando el impacto que tienen los proyectos solares al ser despachados solo en demanda media. Este comentario se hace extensivo a todas las obras propuestas en el Plan Preliminar que viabilizan conexión de más generación.*

Respuesta UPME: Para las obras de expansión se consideraron diferentes escenarios, entre ellos, un escenario con alto despacho de generación hidráulica, térmica, eólica y solar fotovoltaica en las áreas eléctricas del sistema, entre ellos en el periodo diario de demanda media, que es donde se da el despacho de las solares.

- *Se solicita listar la generación que se viabilizaría como parte de los 536 MW adicionales por la ampliación de transformación en Sogamoso 500/230 kV y los 300 MW o 900 MW adicionales por la ampliación de transformación en Primavera 500/230 kV; información que requieren los Agentes para hacer los análisis eléctricos y tener en cuenta en los conceptos de conexión.*

Respuesta UPME: Los conceptos de conexión de los proyectos de generación se emiten con base en la reglamentación vigente una vez se apruebe la obra de expansión.

Bolívar - FACTS distribuidos

- *De los resultados presentados, se observa que ante operación de los DFACTS se reduce la carga de la línea Ternera – Candelaria 220kV a valores incluso menores al límite de emergencia declarado. Se recomienda incluir el criterio para dimensionar el número de dispositivos DFACTS.*

Respuesta UPME: Actualmente no se puede determinar una metodología exacta para este propósito, al respecto se deben realizar los análisis que permitan determinar que se soluciona la necesidad identificada.

- *Adicional al modo de inyección de reactancia (disminución de flujo) en escenarios donde se evidencia la restricción de Candelaria – Ternera 1 y 2 220 kV, se recomienda a la UPME analizar otros dos modos de operación para estos DFACTS:*
o Disminución de reactancia: Consiste en el aumento de flujo en escenarios donde se evidencie la restricción de Candelaria – Cartagena 1 y 2 220 kV.
o Bypass: Aplica en los casos donde no se evidencien restricciones.

Respuesta UPME: Los análisis específicos se exponen en el contenido del plan de expansión y permiten dar solución a la necesidad identificada. Se debe tener presente el modo de operación, de tal forma que el dispositivo actúe de manera automática e inmediata antes que las protecciones. No obstante, la observación se tendrá en cuenta para próximos análisis.

Atlántico - FACTS

- *De la misma forma que para las áreas de Bolívar y GCM, se identifican equipos específicos e inclusive el tamaño requerido. Se solicita que para el área Atlántico se especifiquen los equipos necesarios en lugar de indicar que se consideran equipos tipo SSSC (Static Synchronous Series Compensator). Así mismo, se solicita indicar si se estima alguna diferencia entre los dispositivos analizados en las tres áreas.*

Respuesta UPME: La principal condición es que se debe tener presente el modo de operación, de tal forma que el dispositivo actúe de manera automática e inmediata antes que las protecciones.

- *De los resultados presentados, se observa que ante operación de los DFACTS se reduce la carga de la respectiva línea a valores incluso menores al límite de emergencia declarado y lleva a aumentar la carga en otras líneas del área. Se recomienda incluir el criterio de ajuste de los DFACTS porque de ellos depende el número de dispositivos.*

Respuesta UPME: Lo mencionado dependerá de la operación del sistema y del modo de operación del DFACTS, el cual debe estar diseñado para cubrir específicamente la necesidad identificada. Es de tener en cuenta que estos dispositivos son modulares, lo que facilita su ajuste.

- *Se recomienda validar la solución en Atlántico, considerando los DFACTS de las líneas Tebsa – Sabana 1/2 220 kV y Flores – Nueva Barranquilla 220 kV en modo control de corriente y una inyección de reactancia proporcional para bajar la cargabilidad de estos circuitos ligeramente por debajo de su capacidad.*

Respuesta UPME:

GCM - FACTS

- *Teniendo en cuenta que desde el caso base y con condiciones normales de operación se presenta sobrecarga en la línea Santa Marta – Termocol 220 kV, se recomienda a la UPME listar la generación y obras de expansión consideradas para el 2022. Adicionalmente, se solicita informar en qué*

subestaciones se tendría la conexión de la nueva generación, y de qué potencia, para un total de 170 MW en el 2022 y de 1072 MW en el 2023.

Respuesta UPME: A la expansión en ejecución se le realiza seguimiento permanente y con base en ello se calculan fechas estimadas que permiten realizar los ejercicios de planeación. Dichas fechas pueden variar en desarrollo de los mismos proyectos. Bajo este marco, la evolución de los proyectos de generación y las solicitudes que estos realicen a la UPME en el marco de la regulación vigente, se darán los pronunciamientos a que haya lugar.

- *El valor de generación que podrá conectarse en GCM con la instalación de DFACTS dependerá de la generación que realmente se conecte al sistema y del escenario evaluado. En análisis realizados internamente en ISA INTERCOLOMBIA, se encuentra que los DFACTS permitirían conexión de más generación de los 170 MW encontrados por UPME en el 2022. Se recomienda revisar este detalle.*

Respuesta UPME: Bajo el marco de la evolución de los proyectos de transmisión en ejecución, la evolución de los proyectos de generación y las solicitudes que estos realicen a la UPME en el marco de la regulación vigente, se darán los pronunciamientos a que haya lugar.

- *ISA INTERCOLOMBIA ha identificado beneficios de estos DFACTS adicionales a los presentados en el Plan preliminar, que se recomienda revisar y evidenciar:*

o Sirven de medida de mitigación ante atrasos en la entrada en operación de las obras en transmisión definidas para el año 2023, permitiendo la conexión de la generación aprobada en la subárea GCM.

o Aumentarían la oportunidad de conexión de generación adicional en el área una vez se cuente con toda la expansión en transmisión definida en la subárea GCM, considerando la cantidad de proyectos de generación con solicitud de conexión ante la UPME.

o Ayudan a cubrir riesgos por mantenimientos en la red.

RESPUESTA UPME: Las dos condiciones señaladas en la observación se tuvieron en cuenta, inicialmente para habilitar el ingreso de generación con conexión aprobada y, posteriormente, una vez esté en servicio el resto de la expansión, permita habilitar capacidad adicional para la conexión de nueva generación.

Análisis de cortocircuito.

- *Se recomienda realizar un ejercicio integral de análisis de cortocircuito en subestaciones del STN como parte del Plan de Expansión 2021-2025.*

Especialmente para las subestaciones en las que se calculan niveles de cortocircuito superiores o muy cercanos a su capacidad de diseño. Se recomienda realizar cálculos de cortocircuito basados en despachos históricos de la operación con máxima generación en el área de influencia. De esta manera, se podría tener una comparación de los valores máximos teóricos encontrados vs valores más probables y tener señales reales de urgencia para definir las acciones requeridas.

Respuesta UPME: Los análisis de corto circuito se realizan bajo normas técnicas específicas para ello, considerando el SIN como un todo y según los protocolos allí definidos, marco en el cual los despachos no inciden. Además, se trata de una prueba de máximo esfuerzo. En tal sentido, se mantienen las señales dadas en cuanto a o niveles que se presentan en las diferentes subestaciones.

Configuración de subestaciones.

- *De la misma manera, se recomienda realizar una evaluación integral sobre la necesidad de reconfiguración de subestaciones del STN como parte del Plan de Expansión 2021-2025, considerando análisis técnicos, viabilidad física, impactos operativos de la ejecución y evaluación económica a partir de la definición de criterios de confiabilidad y seguridad que permitan identificar los beneficios para la demanda y el País. Se solicita a la UPME definir y publicar la metodología y criterios bajo los cuales se defina el cambio de configuraciones de las subestaciones existentes, teniendo en cuenta requisitos como los definidos en la regulación para las configuraciones de las subestaciones del STN, específicamente en el Código de Redes, así como las recomendaciones de estudios realizados en el Sector, entre ellos el estudio "Diagnóstico de las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional: análisis, identificación de equipos en situación crítica y recomendaciones", elaborado por CONCOL para la UPME en el año 2009, así como el listado de subestaciones del STN sujetas a una evaluación técnica y económica para el cambio de configuración, incluido en el Plan de Expansión 2010-2024.*

Respuesta UPME: La metodología para este propósito se expuso en el Plan de Expansión versión 2014 como uno de sus anexos. Algunas de las condiciones particulares se han venido analizando y se verán reflejadas en el próximo plan.

Finalmente, solicitamos a la UPME que las obras que se adopten en la versión final del Plan de Expansión contemplen tiempos suficientes para su ejecución, y que así mismo se adelante con la mayor prontitud los procesos de convocatoria correspondientes, a fin de que los proyectos se puedan tener con la mayor oportunidad posible de acuerdo con las necesidades de la demanda y del sistema.

Respuesta UPME: Se considera la observación en la definición de las fechas.

CND, XM

1. Comentarios Generales

Teniendo en cuenta la relevancia del informe y la importancia de este para el sector, valorando el esfuerzo y la calidad técnica de los estudios, y siendo conscientes que lo allí plasmado es una fuente de consulta oficial tanto a nivel nacional como internacional, sugerimos a la Unidad realizar una revisión integral a la calidad de la redacción, ortografía y coherencia con el fin de minimizar algunos puntos detectados en este sentido. Adicionalmente, sugerimos revisar el uso de nombres de operadores de red que para la fecha de publicación ya no se encuentran activos en el mercado, caso Electricaribe. Además, se debe garantizar en cada estudio que la totalidad de supuestos estén explícitamente listados en el documento para que el lector los pueda entender, usar, referenciar y reproducir. De forma similar, las conclusiones y análisis de resultados deben ser completamente claros y contundentes.

Respuesta UPME: Se considera la observación y se realizan ajustes del caso.

2. Comentarios volumen 1. Proyecciones de demanda de energía eléctrica

En el documento indican que las proyecciones incluidas son las proyecciones de la última revisión de los escenarios de demanda que publicaron en el mes de junio de 2020 y entenderíamos que desde la fecha la Unidad viene trabajando en la actualización de los mismos, por tanto, consideramos que podría indicarse en el documento lo que se viene presentando en el comportamiento de la demanda desde la fecha de publicación de los escenarios a marzo de 2021, lo anterior sustentado en lo indicado en las conclusiones “las proyecciones presentadas deben ser interpretadas bajo el contexto de incertidumbre que las rodea y los cambios que pueden sucederse en el corto plazo”

Adicionalmente, el comportamiento de la demanda presentado hasta marzo de 2021, sumado a las nuevas medidas de confinamiento decretadas en algunas ciudades del país, podría significar un aumento del peso en la ponderación del escenario Mayo Bajo al menos hasta el Q4 del año 2023, sin embargo, se espera en el largo plazo una recuperación, lo que permite que se continúe con el peso de 90% (a partir del 2026) para el escenario Pre-Covid 19. Este comentario parte del hecho que no conocemos los pesos otorgados a cada escenario y que la nueva información ayudaría a describir comportamientos relevantes que permitan el replanteamiento de estos pesos.

Respuesta UPME: Las proyecciones de demanda sufren procesos periódicos de revisión y ajustes, por lo cual, las nuevas condiciones se estarán viendo reflejadas allí.

3. Comentarios volumen 2. Generación

A continuación, se enumeran los comentarios detallados al volumen de generación.

1. Sugerimos en la “Tabla 4. Red de transmisión entre áreas operativas” incluir el nombre de los proyectos considerados para ser de fácil seguimiento y entendimiento de todos los lectores.

Respuesta UPME: Las capacidades expuestas en la Tabla 4 representan la estimación del máximo flujo calculado entre las áreas de acuerdo con las limitaciones de la red actual y futura mediante un ejercicio de máximo esfuerzo de exportación e importación de cada una de ellas, por lo cual las capacidades expuestas en esta tabla no responden a proyectos específicos. De acuerdo con lo anterior y considerando que es un primer ejercicio, al respecto, la UPME está abierta a discutir la metodología realizada para futuros análisis.

2. Recomendamos incluir en la lista de siglas la definición de FPO y FSO

Respuesta UPME: Se incluirán las siglas FPO y DFACTS en la versión final del plan.

3. No es claro en la página 19, como se realiza la proyección de demanda horaria para cada área y si a todas se aplica un mismo factor o se considera información histórica del comportamiento de cada una. Así mismo, respecto a la demanda considerada para el desarrollo del plan de generación, no es claro si el escenario resultante usado, de acuerdo con lo desarrollado en el volumen 1 es la demanda del SIN o considera los vehículos eléctricos (VE), generación distribuida (GD), así como las demandas de consumidores especiales (GCE).

Respuesta UPME: Con base en la observación, en la versión final del plan se ampliará la descripción de los supuestos utilizados con el fin de ofrecer mayor claridad.

4. Consideramos que es de gran valor para la comprensión de los resultados indicar qué valores usan para la Curva de Aversión al Riesgo y con qué valor la penalizan en la página 20 y 24.

Respuesta UPME: Se incluirá esta información en la versión final del plan.

5. Se sugiere en la Grafica 4, incluir todos los proyectos considerados para el balance en la leyenda, adicionalmente, entendemos que el balance se realiza con el escenario resultante, sugerimos especificarlo. Adicionalmente, consideramos que para el ejercicio debería considerarse la ENFICC vigente, la cual fue publicada por XM en enero de 2021 en cumplimiento de la Resolución CREG 127 de 2020, lo anterior considerando que la ENFICC de las plantas no tienen vigencia.

Respuesta UPME: Para los análisis de energía firme y demanda, se consideraron todos los proyectos que adquirieron OEF en las diferentes subastas de Cargo por Confiabilidad. Los proyectos considerados se listan en la Tabla 8 del Volumen 2. Se ajustará la tabla de convenciones en la gráfica de manera que, en lo posible, aparezcan la totalidad de los proyectos.

6. En la Tabla 8 “Proyectos expansión fija” se debe indicar que las plantas Apotolorry y Acacia 2 tienen OEF, ya que las mismas accedieron al mecanismo de Tomadores del CxC definido en la Resolución CREG 132 de 2019. Adicionalmente, dado que se indica que se considera el sistema a diciembre de 2019, sugerimos indicar si se está considerando la ampliación de Termovalle vigente a partir de enero de 2020.

Respuesta UPME: Se ajusta la Tabla 8 para incluir las OEF de las plantas Acacias y Apotolorry. La ampliación de TermoValle fue considerada como existente dentro de los supuestos dada la fecha.

7. Para el ESCENARIO 0.1 indican: “la proyección de generación Solar Distribuida presentada en el documento de Proyección de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia – Revisión octubre 2019, publicado por la UPME” sugerimos dar mayor claridad al comentario y que la información sea autocontenida, ya que puede generar confusión si se consideró dentro de lo denominado Solar D o Solar GE, lo anterior dado que la Solar GE que se considera en la expansión fija no coincide con la suma de la capacidad efectiva neta relacionada en la tabla 8.

Respuesta UPME: Se amplía la descripción de la solar distribuida en la versión final del plan. Con relación a la solar gran escala, la tabla 8 presenta los proyectos que tienen algún tipo de obligación, sin embargo, hay proyectos que han entrado en el transcurso de 2020 que no tienen ningún tipo de obligación pero que son considerados dentro de la expansión fija, se da claridad en el documento final.

8. Sugerimos revisar y dar claridad sobre las diferencias con los valores de generación térmica Gas + líquidos de la tabla 11 con los valores de la tabla 8. El comentario aplica en general donde se presentan los resultados de la capacidad instalada y participación tecnológica. Entendemos que de las plantas

de Termoyopal solo se consideran los 40 MW adicionales para los cuales tenía concepto.

Respuesta UPME: Se agrega un párrafo en el documento final del plan donde se de claridad sobre las plantas duales con el fin de evitar confusiones. La información presentada en las tablas hace referencia al combustible más utilizado por la planta en las simulaciones del SDDP, representado por el recurso Gas debido a que en los supuestos no se contemplaron limitaciones en el suministro y que su costo es menor al de los combustibles líquidos. Así mismo, se da claridad con relación a la capacidad adicional de Termoyopal.

9. En la información base considerada, se identifica que solo se están considerando como generación con líquidos 88 MW, sin embargo, la generación soportada en combustibles líquidos es mayor.

Respuesta UPME: Se agrega un párrafo en el documento final del plan donde se de claridad sobre las plantas duales con el fin de evitar confusiones. La información presentada en las tablas hace referencia al combustible más utilizado por la planta en las simulaciones del SDDP, representado por el recurso gas debido a que en los supuestos no se contemplaron limitaciones en el suministro y que su costo es menor al de los combustibles líquidos.

10. Dado que el déficit de los escenarios 0.1 y 0.2 es en un solo caso, sugerimos detallar el motivo del déficit que se presenta ya que puede ser por una serie crítica para esa etapa del estudio o problemas de red.

Respuesta UPME: Se debe tener en cuenta que estos dos escenarios se analizan para todo el horizonte de largo plazo, es decir 15 años, pero no consideran expansión adicional a la que tiene compromisos derivados del cargo por confiabilidad, subasta de largo plazo o cuentan con garantía que respalda la expansión de red. Se presenta la descripción en la versión final del plan.

11. Para las gráficas 12 y 16, así como las conclusiones sobre el incremento del costo marginal hacia 2034 de los escenarios 0.1 y 0.2, se recomienda aclarar si hace referencia únicamente al caso con déficit o es el promedio de las series.

Respuesta UPME: El costo marginal presentado en las gráficas 12 y 16, al igual que las demás variables presentadas en los resultados, corresponden a valores promedio de las 100 series encontradas por el modelo SDDP.

12. Sugerimos a la UPME revisar los resultados obtenidos para los escenarios 5 y 6, escenarios donde se considera solo la expansión fija definida en la Tabla 8 del documento y eventos climatológicos como los fenómenos de El Niño y La Niña. Esto dado que los resultados obtenidos por el CND para los análisis de

planeamiento operativo energético regulado con simulaciones estocásticas de mediano y largo plazo muestran que la demanda es atendida cumpliendo los índices de confiabilidad establecidos en la regulación vigente para un horizonte de 2 y 5 años respectivamente. Sugerimos atentamente a la unidad revisar en particular lo siguiente:

- *Establecer la razón por la cual los resultados para estos escenarios muestran incumplimiento de índice VEREC durante algunos de los meses de invierno del año 2021, y sin afectación en la estación de verano 21-22. Esto con el fin de determinar si esta situación se produce por bajos niveles de embalse en dichos meses y que descienden hasta los mínimos operativos en esta estación. De ser así, el déficit presentado en este invierno se puede interpretar como preventivo y no por insuficiencia de recursos primarios.*
- *De igual forma, sería de utilidad revisar las características de la serie hidrológica sintética que produce este fallo y establecer su probabilidad de ocurrencia determinando el tiempo de retorno de la energía afluyente de los caudales en dicha serie.*

Respuesta UPME: Para estos análisis se utilizó la proyección de los fenómenos ENSO se utilizó la metodología presentada en el documento “Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural” numeral 2.2.2.1.2 Proyección del ONI ([link: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf](https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf)). se resalta que el objetivo de utilizar esta proyección en el plan de expansión de generación no es predecir en qué momento se presentará un fenómeno El Niño, sino lo que se pretende es observar cómo cambia la expansión óptima si dicho fenómeno se presenta con diferentes magnitudes y en diferentes años del periodo de análisis. Ahora bien, las condiciones para el inicio del periodo de análisis cambiaron y eso lleva a identificar las citadas diferencias en la observación. En tal sentido se realiza el ajuste correspondiente, se realiza nuevamente la simulación de análisis y se ajusta en la versión final del plan.

13. Para los escenarios 9 y 10 consideramos de interés indicar qué versión de la metodología de caudal ambiental fue empleada, así mismo cuantificar la disminución en los caudales aprovechables de las plantas existentes.

Respuesta UPME: Se aclara que se usó la versión 2 de la metodología de caudal ambiental. Aunque no se presenta un análisis directo sobre la disminución de los caudales, de manera indirecta se puede observar en la participación de la generación hidro en el periodo de análisis. Lo anterior se puede observar en los resultados del escenario 9 y 10 en la versión final del plan de expansión.

14. Llama la atención en el escenario 10, que se presente déficit en el invierno de 2021, si bien no se violan los indicadores de calidad se identifica que dos casos están mostrando valores de déficit en la simulación. Sugerimos a la

Unidad revisar con detalle esta señal ya que como indicamos en el comentario 12, en las diferentes simulaciones que realiza el CND no se observa este tipo de situaciones.

Respuesta UPME: Se realizan las aclaraciones pertinentes en la versión final del plan.

15. En el ejercicio de lo realizado en la tabla 42 y gráfica 76 recomendamos a la Unidad revisar el supuesto de que la ENFICC hidro para los escenarios pares se duplique, ya que si bien la planta duplica su capacidad no es del todo cierto indicar que pasará lo mismo con su ENFICC ya que este valor dependerá del recurso primario que llegue a la planta.

Respuesta UPME: El supuesto asociado a ENFICC de plantas hídricas se ajustará para todos los escenarios en el documento final, asumiendo parámetros de referencia utilizados en ejercicios internos de la UPME. No obstante, se reconoce la necesidad de evaluar dichas consideraciones especialmente las asociadas a recurso primario. Actualizaciones adicionales se realizarán en la siguiente versión del plan.

16. En la página 139 la Unidad indica que utiliza el Factor de Conversión Medio de cada embalse, el cual está publicado por XM en unidades de potencia por unidad de caudal [MW/(m³/s)]. Agradecemos, indicar que es información publicada por XM en PARATEC e indicar la fuente específica del valor considerado para Ituango ya que no es la misma.

Adicionalmente, incluir la fecha en la que fue tomada, lo anterior con el objetivo de que si algún lector quiera corroborar la información tenga claro que puede diferir a lo actual.

Respuesta UPME: Se realiza ajuste en la versión final del plan.

4. Comentarios Volumen 3. Transmisión

Como comentarios generales en este capítulo indicamos:

- *Para definir las soluciones que garanticen una operación económica, confiable y segura en el mediano y largo plazo, es necesario elaborar un diagnóstico completo del sistema y las condiciones bajo las cuales se opera. En ese sentido se recomienda incluir un diagnóstico del STN y STR, el cual puede tomarse de los informes que publica XM y que son compartidos con la Unidad.*
- *Revisar el sentido de las restricciones, ya que es de utilidad nombrar los circuitos acordes a cómo van los flujos de potencia en el escenario donde se*

encuentra la restricción (por ejemplo, N-1 del circuito $i - j$ sobrecarga el enlace $k - l$, flujos en dirección ij y kl)

- *Se recomienda revisar los DFACTs detalladamente en el horizonte de largo plazo para garantizar que la solución sea efectiva en el horizonte de análisis*
- *Se recomienda hacer referencia al uso de las tecnologías y sus características de forma general y sin especificar fabricantes particulares.*
- *Se recomienda revisar lo indicado en la introducción del plan donde se indica, para esta versión se utilizó la proyección de demanda de energía eléctrica de junio de 2020, frente a lo indicado en la introducción del volumen “se utilizó la proyección de demanda, revisión de febrero, actualizado con las proyecciones de octubre”*
- *Con el objetivo de disminuir los riesgos para la operación, sugerimos que desde la Unidad los nombres de los proyectos no coincidan con subestaciones existentes, así mismo, recomendar a los operadores de red considerar lo anterior para la definición del nombre de sus proyectos.*

Respuesta UPME: La UPME toma como base de la situación existente los informes operativos de XM como parte de la metodología de análisis. Lo referente a los DFACTS se ha venido analizando en cuanto a detalles de desempeño y operativos con los transportadores, XM y el CAPT con el fin de realizar definiciones precisas que se ajusten a las necesidades de corto, mediano y largo plazo. Se realiza ajuste respecto a la temporalidad de la demanda. Se tendrá en cuenta la observación sobre los nombres de los proyectos, algo sobre lo cual se han trabajado algunas condiciones.

A continuación, en los siguientes numerales indicamos los comentarios particulares para cada área operativa.

4.1 Área Caribe

1. En la página 69, con el nombre Obras Suroccidental – Compensación Guajira Cesar Magdalena, se presenta información referente al área Caribe.

Respuesta UPME: Se ajustará en la versión final.

2. En la página 70, Escenarios extremos GCM, no se hace mención sobre el estado del límite de transferencia Caribe, ni la potencia a través del corredor Ocaña – La Loma 500 kV en los diferentes escenarios.

Respuesta UPME: No se encuentra necesario realizar ajuste al respecto.

3. En la página 72, se indica que con la entrada de un reactor de 60 Mvar propuesto por GEB, sin embargo, no se indica si es de línea o barra, tampoco es claro que sea en La Loma 500 kV.

Respuesta UPME: El reactor, por ahora, es una propuesta que está bajo análisis y que no será definido en el presente Plan. Las condiciones particulares y precisión sobre la ubicación se analizarán en el siguiente plan.

4. En la página 73, el informe indica: “Como se puede observar en la tabla anterior, la conexión del reactor propuesto reduce el perfil de tensión para la condición crítica de demanda mínima y generación mínima en la zona de GCM”. Se recomienda evaluar el impacto en tensión del reactor propuesto por GEB luego de la entrada en operación en el año 2023 de los circuitos La Loma – Sogamoso 500 kV, La Loma – Cuestecitas 1 500 kV y La Loma – Cuestecitas 2 500 kV, dado el impacto de estos circuitos en el nivel de corto circuito o sensibilidad dv/dq de la subestación La Loma 500 kV que podría modificar la pertinencia de la instalación de este equipo.

Respuesta UPME: El reactor, por ahora, es una propuesta que está bajo análisis y que no será definido en el presente Plan. Las condiciones particulares y precisión sobre la ubicación se analizarán en el siguiente plan.

5. En la página 73, posterior a las conclusiones del reactor de 60 Mvar, se tiene el título: “Desempeño año 2024 (considerando toda la expansión en la zona de GCM)” y se indica:

“Con la entrada de los proyectos en 500 kV en el área de GCM, se empiezan a observar tensiones elevadas en los nodos de 500 kV, por lo cual se realizó una revisión de las sensibilidades en las barras de Cuestecitas y Colectora para determinar el mejor punto de conexión”, recomendamos aclarar a que equipo se refiere, si es un equipo para el control de potencia reactiva, SVC, STATCOM, u otro.

Respuesta UPME: El reactor, por ahora, es una propuesta que está bajo análisis y que no será definido en el presente Plan. Podrá ser un reactor estático o dinámico. Las condiciones particulares y precisión sobre la ubicación se analizarán en el siguiente plan.

6. En la página 74, en la Tabla 3-64 Reactor Cuestecitas o Colectora 500 kV para condiciones de demanda mínima se requieren en Colectora 500 kV un reactor de 120 Mvar o en Cuestecitas 500 kV un reactor de 172 Mvar. Luego en la conclusión se toma el reactor de 88 Mvar en Cuestecitas 500 kV o Colectora 500 kV el cual es suficiente para garantizar un perfil adecuado de tensión en demanda máxima, pero según los resultados mostrados en la tabla es insuficiente para demanda mínima.

Respuesta UPME: El reactor, por ahora, es una propuesta que está bajo análisis y que no será definido en el presente Plan. Podrá ser un reactor estático o dinámico.

Las condiciones particulares y precisión sobre la ubicación se analizarán en el siguiente plan.

7. *En la página 75, en la conclusión: “Se observa que, con la entrada de la red en 500 kV en Guajira, se aumentan los perfiles de tensión, este aumento, se ve principalmente en las barras de Colectora y Cuestecitas 500 kV para condiciones de despachos mínimos y demanda mínima; en este sentido, se observa que la ubicación de compensación reactiva en Cuestecitas o Colectora 500 kV presenta impacto positivo para las tensiones en las barras en el área de GCM.” es importante mencionar el tipo de compensación (respuesta dinámica o discreta) y verificar el valor de la compensación de 88 Mvar para los escenarios de demanda mínima, ya que la Tabla 3-65 “Desempeño del sistema con reactor de 88 Mvar en Cuestecitas y Colectora 500 kV” no especifica que escenario de demanda se analizó, pero de la Tabla 3-64 se da a entender que fue en demanda máxima. Además, se debe aclarar si la entrada en operación de la compensación quedará supedita a la entrada en operación de los circuitos a 500 kV mencionados en el documento, salvo que la compensación definida sea dinámica.*

Respuesta UPME: El reactor, por ahora, es una propuesta que está bajo análisis y que no será definido en el presente Plan. Podrá ser un reactor estático o dinámico. Las condiciones particulares y precisión sobre la ubicación se analizarán en el siguiente plan.

8. *Recomendamos indicar que la UPME por ampliación y considerando la obra como prioritaria, ya asignó el proyecto D-FACTS del área Bolívar.*

Respuesta UPME: Se ajusta en el documento final.

9. *En la página 89, recomendamos aclarar cómo y dónde se considera la ubicación de los dispositivos FACTS sobre las líneas Guajira – Santa Marta (3 equipos) y Bonda – Santa Marta (5 equipos)*

Respuesta UPME: Los equipos deberán quedar instalados sobre la línea de transmisión y deberán ofrecer la solución inicial de corto plazo y la solución de mediano plazo una vez esté en servicio la expansión en ejecución, lo cual deberá ser considerado por el ejecutor. El mecanismo bajo el cual se ejecute obedecerá a la aplicación de las disposiciones regulatorias vigentes.

10. *En la página 104, “Tabla 3-82 Desempeño del sistema en Atlántico” se muestran los resultados de los análisis en 2020 con una subárea en condición crítica, lo cual se ha evidenciado en los Informes de Planeamiento Operativo de Mediano Plazo – IPOEMP en los que se muestra que un gran porcentaje de las restricciones son de emergencia. Solo hasta 2025, con los proyectos que se tienen planeados para la*

subárea se muestra una condición adecuada, por tanto, no se identifican en el corto plazo obras que permitan mejorar la condición del área.

Respuesta UPME: Los proyectos en ejecución para Atlántico, El Río, Sabanalarga – Bolívar, Atlántico y Baterías, STN y STR, tienen fechas de entrada en operación anteriores al año 2025. Adicionalmente, en el plan se identifica la conveniencia de una expansión conformada por DFACTS, equipos que tienen periodos de ejecución más cortos que aquellos que implican infraestructura nueva de subestaciones y líneas.

11. En la página 106, se presentan conclusiones para el control de restricciones de la subárea Bolívar, se recomienda validar el enunciado “Agotamiento en la capacidad de transformación 230/66 kV: Se observa el agotamiento de la transformación STN/STR, se hace necesario la entrada de los proyectos relacionados tercer transformador en Bosque y el nuevo punto de conexión STN/STR en Bolívar”. Teniendo en cuenta que el tercer transformador del Bosque ya está en operación, aclarar a qué activos o acciones operativas se refiere al mencionar proyectos relacionados al tercer transformador en Bosque.

Respuesta UPME: realiza ajuste en la versión final del plan.

12. En la página 107, se menciona la subárea Chinú, se recomienda validar si se refiere a la subárea Córdoba – Sucre.

Respuesta UPME: Se realiza ajuste en la versión final del plan.

13. En la página 108, se menciona “Agotamiento de capacidad de transformación: Ante condiciones de falla de uno de los transformadores 500/110 kV en Chinú, se observan sobrecargas en el transformador que queda en servicio, lo que puede producir desatención de demanda y limitación para atender nueva demanda. Para esta situación, se definió el proyecto Toluviejo STN/STR y Montería STN/STR”. No obstante, con los crecimientos de demanda se vuelve a observar agotamiento de la transformación en el mediano plazo; el OR presentó el proyecto de interconexión La Loma – El Banco – Mompox 110 kV. Se recomienda detallar el proyecto presentado por el OR y la evaluación del impacto sobre la condición del área, y si este es suficiente para mitigar/eliminar la restricción de transformación.

Respuesta UPME: La propuesta del OR se está analizando como solución a las radialidades de la zona y no como solución a posibles sobrecargas de transformación, no obstante, se realizará el análisis integral, tomando como referencia las señales de XM y de sus informes operativos, y de ser preciso de deberá proponer una solución complementaria.

14. Sugerimos evaluar algún proyecto u alternativa adicional para el atraso en la entrada en operación del segundo circuito Chinú-Boston 110 kV

Respuesta UPME: Es conveniente que estas observaciones sean acompañadas de propuestas y que éstas consideren los tiempos de ejecución. De cualquier manera, para el siguiente plan de expansión, de ser requerido, la UPME analizará una posible solución que tenga el efecto buscado en los plazos requeridos.

15. Se recomienda evaluar las recomendaciones para la subárea GCM teniendo presente la entrada de los circuitos La Loma – El Paso 110 kV y La Loma – La Jagua 110 kV con FPO en 2022.

Respuesta UPME: Se tendrán en cuenta las recomendaciones de los informes operativos con el fin de tomar acciones en caso de ser necesario e incluirlas en los próximos planes de expansión, esto a efectos de la entrada en servicio de las redes paralelas a 110 kV y 500 kV.

4.2 Área Nordeste

- 1. Se muestra que para el año 2025 se da una sobrecarga del circuito Convención – Ayacucho 115 kV ante contingencia de Ocaña – Aguachica 115 kV. En los informes de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo se identifica que esta restricción es mutua, es decir, ambos circuitos se sobrecargan ante la contingencia del otro (página 101).*

Respuesta UPME: Esta señal coincide con lo identificado por la UPME, lo cual debe ser tenido en cuenta el Operador de Red que es el responsable de la planeación y ejecución de obras en su sistema (STR y SDL).

- 2. En la Tabla 3-67 sugerimos validar por qué en la columna del medio se indican sobrecargas en el transformador 4 de Sogamoso, esta sensibilidad es “sin obras”.*

Tabla 3-67 Desempeño del sistema 536 MW adicionales

Ante contingencias N-1	Elementos con cargabilidad > cap. Emergencia – con 536 MW adicionales y sin obras	Elementos con cargabilidad < cap. Emergencia – con 536 MW adicionales y con cuarto TRF
Sogamoso 1 500/230/34.5 kV	Sogamoso 2/3/4 500/230/34.5 kV	Sogamoso 2/3/4 500/230/34.5 kV
Sogamoso 2 500/230/34.5 kV	Sogamoso 1/3/4 500/230/34.5 kV	Sogamoso 1/3/4 500/230/34.5 kV
Sogamoso 3 500/230/34.5 kV	Sogamoso 1/2/4 500/230/34.5 kV	Sogamoso 1/2/4 500/230/34.5 kV
Sogamoso 4 500/230/34.5 kV	-	Sogamoso 1/3/4 500/230/34.5 kV

Respuesta UPME: Al no contar con nuevas obras de expansión y conexión adicional de generación producto de solicitudes de conexión, se identifican sobrecargas en el sistema, tal como se indica en la tabla.

3. *Teniendo en cuenta que la ampliación de la capacidad de transformación en primavera está asociada a la proyección de aumento de generación, ¿debería condicionarse el aumento de transformación en algún mecanismo que garantice cierta firmeza a la entrada de la generación?*

Respuesta UPME: Mediante la Resolución CREG 022 de 2001 y todas sus modificaciones, se establece la exigencia de garantías de cumplimiento para cuando la conexión de usuarios, originan obras de expansión. No corresponde a esta Unidad definir mecanismos adicionales.

4.3 Área Oriental.

1. Ante la entrada completa de proyectos de generación solar en el Meta (Trina Vatia Bosque Solares de los Llanos) se podrían presentar condiciones no seguras ante N-1 de los circuitos Puerto Gaitán - Puerto López 115 kV, Puerto Gaitán – Campobonito 115 kV, o Suria – Puerto López 1/2 115 kV. Se recomienda evaluar acciones como repotenciación de los circuitos que podrían sobrecargarse ante las N-1 mencionadas.

Respuesta UPME: Las condiciones del área se han venido identificando como resultado de los análisis de las múltiples solicitudes de conexión, señales que corresponde atender al Operador de Red en cuanto a la planeación y desarrollo de la expansión requerida.

2. En el texto se menciona: “...Se presentan diferentes problemáticas en esta área, en su mayoría relacionadas como consecuencia del agotamiento de la capacidad de la transformación y bajas tensiones ante contingencias simples que pueden causar demanda no atendida...”, sin embargo, en el segundo informe de planeamiento operativo eléctrico de largo plazo de 2020 se encontró que existe agotamiento relacionado con las redes del STR, y esto limitaría en gran medida el porcentaje de escenarios seguros de operación, ya que estos agotamientos, tanto en estado normal de operación, como ante contingencias, no se cubren con balances de generación DC.

Respuesta UPME: No se identifica diferencia entre la señal de XM y la de la UPME.

3. Se recomienda revisar el agotamiento de las redes del STR identificado en el Segundo Informe de Planeamiento operativo Eléctrico de Largo Plazo 2020 y complementar lo indicado en el Plan de Expansión.

Respuesta UPME: Se tendrá en cuenta la recomendación al respecto. En general, para el desarrollo de los diferentes planes de expansión se tienen en cuenta los informes operativos de XM. También se debe considerar la responsabilidad del OR sobre la planeación y el desarrollo de su propio sistema.

4.4 Área Antioquia

1. Se recomienda considerar la alternativa de instalación de equipos de compensación capacitiva en la red de Antioquia – Chocó dadas las bajas tensiones ante contingencias sencillas.

Respuesta UPME: Se tendrá en cuenta la recomendación al respecto. También se debe considerar la responsabilidad del OR sobre la planeación y el desarrollo de su propio sistema.

2. En la página 113 indican que “Se presentan bajas tensiones en algunas subáreas ante contingencias sencillas y probable desatención de demanda ante contingencias en redes del STR, que operan radialmente. Sin embargo, las obras definidas en el área a nivel del Sistema de Transmisión Nacional y Sistema de Transmisión Regional solucionan la problemática relacionada con sobrecargas en el STR” sugerimos indicar claramente a que proyectos hace referencia.

Respuesta UPME: En dicho numeral se hace referencia específica al Área Nordeste – Boyacá – Casanare. Allí mismo se presentan los resultados de los análisis.

3. En la Tabla 3-90, se recomienda incluir lo siguiente en los análisis:

I. Se sugiere revisar la pertinencia de un segundo transformador en el proyecto San Lorenzo 220 kV, dado que se presenta sobrecarga en la línea Calderas – Guatapé 1 110 kV ante la contingencia del transformador San Lorenzo 220/110 kV.

Adicionalmente, se presentan sobrecargas del transformador San Lorenzo 220/110 kV ante contingencia sencilla.

II. Se sugiere definir obras para mitigar las siguientes sobrecargas que se presentan en estado estacionario:

- Transformadores Medellín 1 450 MVA 500/230 kV, Medellín 2 450 MVA 500/230 kV y la línea Medellín - Occidente 1 220 kV. Las cuales se presentan desde el año 2024, en escenarios de baja generación en Antioquia, alta generación en el Caribe e Ituango en 2400 MW.
- Líneas Barbosa – Guatapé 230 kV y Barbosa - Girardota 1 110 kV, la cual se presenta ante generación alta en el Oriente y baja en el Norte de Antioquia, o viceversa, incluyendo menores.
- Línea La Sierra – San Carlos 1 230 kV, la cual se presenta ante generación alta generación en la Sierra térmica, Sierra solar, Guayacanes solar, Solar Portón del Sol y baja generación en el oriente de Antioquia.

III. Se recomienda definir proyectos de expansión estructurales que permitan disminuir la cargabilidad ante contingencia sencilla de las líneas cercanas a las siguientes subestaciones:

- Barbosa 220 kV
- Barbosa 110 kV
- La Tasajera 220 kV
- Porce II 220 kV
- Ancón Sur 220 kV
- Ancón Sur 110 kV
- Medellín 220 kV
- Sierra 220 kV
- Primavera 220 kV
- Envigado 110 kV

IV. Se sugiere incluir obras para mitigar las siguientes restricciones que ante la n-1 del elemento generan bajas tensiones en el área, para escenarios de baja generación en Antioquia y alta generación en el Caribe; o Ituango generando

2400 MW y baja generación en Antioquia, las cuales se presentan en el año 2024:

- *Antioquia - Medellín 500 kV / Baja tensión red 110 kV*
- *Porce III - San Carlos 1 500 kV / Baja tensión en la red 110 kV y 220 kV*
- *Antioquia - Porce III 500 kV / Baja tensión en la red 110 kV y 220 kV*
- *Cerro - primavera 500 kV / Baja tensión en la red 110 kV y 220 kV*
- *Primavera - San Carlos 500 kV / Baja tensión en la red 110 kV y 220 kV*
- *Ancón Sur - Guayabal 1 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Barbosa / Guatapé 1 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Guatapé / San Carlos 1 230 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Guatapé / San Carlos 2 230 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Ancón Sur - Esmeralda 1 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Ancón Sur - Esmeralda 2 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Envigado / Itagüí 1 110 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Ancón Sur - Medellín 1 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Ancón Sur - Medellín 2 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Ancón Sur - Miraflores 1 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Envigado - Guatapé 1 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Medellín - Occidente 1 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Oriente - Playas 1 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Playas - primavera 1 220 kV / Baja tensión en la red 110 kV*
- *Purnio - San Carlos 1 230 kV / Baja tensión en la red 110 kV*

V. Obras para mitigar las siguientes restricciones que ante la n-1 del elemento generan bajas tensiones en escenarios de baja generación en el Norte de Antioquia:

- *Amalfi - Cruzada 1 110 kV / Baja tensión Cruzada 110 kV*
- *Amalfi - El Salto (EPM) 1 110 kV / Baja tensión Cruzada 110 kV*
- *Amalfi - El Salto (EPM) 1 110 kV / Baja tensión Amalfi 110 kV*
- *El Salto (EPM) - El Tigre 1 110 kV / Baja tensión Tigre 110 kV*
- *El Salto (EPM) - El Tigre 1 110 / Baja tensión Cruzada 110 kV*

VI. Desde el 2024 al 2032 se identifica agotamiento en la transformación del área ante contingencia sencilla, por lo que se recomienda definir proyectos de expansión estructurales que permitan disminuir la cargabilidad de la transformación existente en el área.

- *Miraflores 1 180 MVA 220/110 kV/Miraflores 2 180 MVA 220/110 kV*
- *Medellin 1 450 MVA 500/230 kV/Medellin 2 450 MVA 500/230 kV*
- *Ancón Sur 1 180 MVA 220/110/44 kV/Ancón Sur 2 180 MVA 220/110/44 kV*

- *Envigado 1 180 MVA 220/110 kV / Envigado 2 180 MVA 220/110 kV*
- *Bello 1 180 MVA 220/110 kV / Bello 2 180 MVA 220/110 kV*
- *Salto 2 180 MVA 220/110 kV /Salto 1 180 MVA 220/110 kV*
- *Playas 4 230/115/46 /Guatapé 90 MVA 230/115/46*
- *Oriente 2 180 MVA 220/110 kV Oriente 1 180 MVA 220/110 kV*
- *San Carlos 2 500/230/San Carlos 4 500/230*
- *San Carlos3 500/230/San Carlos 4 500/230*

II. Se recomienda ingresar el proyecto Carrizales antes de la entrada en operación del generador Rio San Juan para evitar limitar esta generación por restricciones operativas.

III. Se recomienda considerar un proyecto estructural que elimine las restricciones operativas ante el ingreso de la generación Solar La Sierra, Solar Guayacanes, Solar Portón del Sol y Palagua con el fin de evitar limitaciones de esta generación.

De acuerdo con los 5 puntos anteriormente planteados, recomendamos actualizar la Tabla 3-90: Desempeño del sistema de Antioquia y sugerimos incluir un análisis con la demanda, generación y red posterior a 2024 para poder dar las señales pertinentes de manera oportunamente.

Respuesta UPME: Se tendrán en cuenta las observaciones de tal manera que en el próximo plan se evalúen soluciones a problemáticas en el STN y se dará la señal al Operador de Red para que, como responsable por la planeación y el desarrollo de su sistema, prevea las soluciones pertinentes.

4.5 Área Suroccidental

En el 2020 se trabajó de forma conjunta con la UPME para analizar el impacto de los proyectos Estambul 220 kV en el Valle y Huila 220 kV en Huila-Tolima. En este sentido, en el ITR III del 2020 se incluyeron los análisis realizados por XM asociados con estos dos proyectos los cuales se socializaron con la Unidad. De acuerdo con lo anterior, se revisa el plan de expansión a la luz de las recomendaciones dadas por XM, encontrando lo siguiente:

1. Estambul 220 kV

- Las alternativas planteadas consideran el seccionamiento físico de subestaciones como Termoyumbo y Guachal 115 kV. Sugerimos aclarar en el documento si las nuevas subestaciones conservarán la misma configuración o pasarán, por ejemplo, a ser barra sencilla.

Respuesta UPME: Las nuevas subestaciones conservarán la misma configuración, doble barra; atendiendo la sugerencia, se realizará la aclaración. Se dará alcance al concepto de conexión de la subestación Estambul 115 kV para realizar precisiones sobre la distribución de la demanda.

- El documento indica que la alternativa 2 es más fácil de implementar en el STR. Se recomienda dejar explícito la selección de una alternativa únicamente por el desempeño técnico y el beneficio económico o aquel otro que estipule la reglamentación vigente.

Respuesta UPME: Efectivamente las decisiones se toman como resultado del desempeño eléctrico y los análisis técnicos y económicos. No obstante, variables físicas, ambientales, sociales y de entorno de desarrollo son fundamentales a la hora de la viabilidad material de las obras, en consecuencia, se considera conveniente mantener la anotación en el plan de expansión.

2. Huila 220 kV

- *En la página 58 se recomienda el cambio de CTs en 4 líneas de la subárea Huila-Tolima tal como lo recomendó XM en el ITR III 2020, sin embargo, se observa que se recomienda el aumento de capacidad de Natagaima – Prado 115 kV cuando debería ser el aumento de capacidad de El Bote – Natagaima 115 kV.*

Respuesta UPME: Se realiza ajuste en la versión final del plan.

- *Adicionalmente en la página 59 y en las conclusiones en la página 62 se recomienda revisar cuales son las líneas que efectivamente deben de aumentar su capacidad nominal. Tener en cuenta que en el ITR III 2020 se recomienda el aumento de las líneas que se presentan en la siguiente tabla:*

Línea de transmisión de 115 kV	Corriente nominal (kA)	Máxima capacidad de sobrecarga (%)	Operador de red	Activo limitante de acuerdo con información en PARATEC
El Bote - Natagaima 115	0.40	114.50	CELSIA TOLIMA	CT
El Bote - Tenay 1 115	0.40	114.50	ELECTROHUILA	CT
Flandes - Prado 1 115	0.40	123.60	CELSIA TOLIMA	CT
Prado - Tenay 1 115	0.40	110.00	ELECTROHUILA	Sin información disponible

Respuesta UPME: Ver respuesta anterior.

- *Para la alternativa 4 se menciona que se eliminan todas las cargabilidades superiores al 100%, sin embargo, en la Tabla 35-8 se evidencia que ante la contingencia de Natagaima – Prado 115 kV queda al 104% el circuito El Bote – Tenay 115 kV.*

RESPUESTA UPME: Se realiza ajuste en la versión final del plan.

- *En las conclusiones del proyecto Huila (norte) se menciona: “...Es necesario revisar otra obra estructural en Tolima adicional para eliminar la problemática identificada...” sin embargo, no queda claro cuál es la problemática identificada. Se supone que la alternativa 4 elimina las sobrecargas.*

Respuesta UPME: Se realiza ajuste en la versión final del plan.

3. Compensación Suroccidental

- *En el texto se menciona: “...De la gráfica anterior, se puede observar que ubicar el reactor de 120 MVAR en San Marcos puede tener un desempeño similar a dos unidades equivalentes en las barras de 500 kV...” No es claro a que se refiere el documento al indicar: dos unidades en las barras de 500kV.*

Respuesta UPME: Se realiza ajuste en la versión final del plan.

4. Cauca – Nariño

- *En la página 119 se indican cuáles circuitos de la red a 115 kV de la subárea Cauca-Nariño deben de ser repotenciados para mejorar la condición actual de sobrecargas que se presentan en dicha subárea. Se recomienda revisar en el ITR II 2020 cuales son las líneas que efectivamente requieren un aumento de su capacidad nominal.*

Respuesta UPME: Se tendrá en cuenta la observación y queda la señal para el Operador de Red como responsable de la planeación y desarrollo de su sistema.

4.6 Análisis de Cortocircuito

Se presenta un análisis acerca de los niveles de cortocircuito en el STN y STR con señales muy importantes, sin embargo, en el documento parece solo hacerse mención de una topología del sistema en el año 2020. Se recomienda considerar horizontes de más largo plazo para brindar señales oportunas. En el IPOELP-I y II-2020 se mostró un posible crecimiento del nivel de corto de subestaciones por encima del 90% o incluso que superan la capacidad nominal de los equipos, lo anterior puede servir a la Unidad para plantear lo sugerido.

Respuesta UPME: Se atenderá la observación en la continua revisión de las subestaciones, el agotamiento de la capacidad de corto circuito y definición de acciones necesarias.

4.7 Configuración Subestaciones

En las páginas 95-96 se presentan las subestaciones con configuración de barra sencilla. A esto se hace el llamado de la operación de las subestaciones Bello, Envigado, Miraflores y Horizonte a 110 kV; las cuales son de configuración doble barra pero que operan como barra sencilla (todos los seccionadores cerrados). Esta situación se ha venido informando en los IPOEMP-I-2021 e IPOEMP-IV-2020. Se recomienda tenerlo en cuenta para la mejoría de la confiabilidad del sistema.

Respuesta UPME: Se tendrá en cuenta la observación y se dará la señal al OR quien es el responsable del planeamiento y desarrollo de acciones en el STR.

ANDEG

En el contexto anterior, en el marco de contribuir a la construcción del Plan de Expansión, ponemos a su consideración algunos aportes desde la perspectiva de la generación eléctrica del país.

Volumen 2. Generación

1. Modelos de simulación

Vemos que los modelos utilizados, si bien se han modernizado al implementar un análisis multinodal más cercano al estado del arte del análisis eléctrico, podrían tener algunas restricciones debido a que solamente tienen como función objetivo la inversión y a partir de allí, como elemento secundario, la operación.

En tal sentido, observamos que al privilegiar el CAPEX de las tecnologías como ponderador principal para los escenarios de operación y expansión, se pasa por alto una infinidad de variables inherentes a la operación del sistema y más aún, cuando se incluye un modelo horario en donde no se tienen en cuenta todas las restricciones tecnológicas, ambientales y climáticas de las tecnologías. De esta forma, sería adecuado complementar los análisis de costos de forma integral para las diferentes tecnologías, de tal forma que haya una conexión entre los escenarios planteados y el desarrollo del mercado, para los diferentes horizontes de planeación.

De hecho, la incorporación de fuentes renovables no convencionales de generación especialmente intermitente, caso de las plantas eólicas o solares, supone la necesidad de infraestructura de respaldo, que responda a los cambios en las condiciones de operación y de oferta, de las fuentes intermitentes. Consideramos que la UPME debería incorporar escenarios de planeación que incluyan estos

requerimientos adicionales de infraestructura en el SIN, en el horizonte de planeación y en la valoración de la inversión.

En adición, se requiere evaluar los costos adicionales de las obras que se necesitan en expansiones de red, así como el cumplimiento de características para mantener la estabilidad del sistema como la inercia necesaria para escenarios con alta composición variable, esto es no solo para eólica y solar, si no de inclusión además de nuevas plantas hidráulicas, mayores y menores.

Respuesta UPME: Sin bien la integración de energías variables traen consigo retos importantes, principalmente en la operación del sistema, el ejercicio de planeamiento se concentra en la evaluación de los potenciales de desarrollo en el largo plazo, que sirven como punto de referencia para muchos de los análisis que usted menciona. No obstante, se aclara que algunos de los supuestos mencionados si se tuvieron en cuenta para los análisis y que a medida en que se mejore la resolución de los mismos y se disponga mejor información, en calidad y en cantidad, se tendrán mejores resultados en el análisis de incorporación de las fuentes no convencionales variables en el sistema. Lo anterior, sin dejar de lado las limitaciones propias de cada uno de los modelos de simulación.

2. Planeamiento Energético Integral

Por su parte, observamos que no existe una articulación entre lo que plantea la UPME en este estudio con las propuestas que se desarrollan en documentos como el Plan Energético Nacional (PEN) y el Plan de Abastecimiento de Gas, por ejemplo, en el contexto de planeamiento integral de los recursos energéticos, dado que para el caso de abastecimiento de plantas térmicas, el Plan de Abastecimiento de Gas prevé el desarrollo de infraestructura de importación de gas en el Pacífico para asegurar el suministro de gas para plantas térmicas en el interior del país, y por su lado, el Plan de Expansión no incorpora en ninguno de los escenarios desarrollados nueva expansión en generación térmica, lo que a todas luces, sesga el criterio de expansión y de confiabilidad en el SIN, al asumir que con "...la entrada de los nuevos recursos de generación, principalmente eólico y solar, es posible cumplir con la confiabilidad del sistema en condiciones de limitación de la generación hidro, durante el período de análisis..."

Respuesta UPME: Hay que tener presente el contexto y los supuestos de los documentos mencionados. En el caso del plan de expansión preliminar, se presentaron escenarios de muy largo plazo (MLP 1 y 2), los cuales fueron utilizados como referencia para el desarrollo del Plan Energético Nacional. En relación al Plan de Abastecimiento de Gas, se realizan trabajos conjuntos entre la subdirección de Energía y la Subdirección de Hidrocarburos para la identificación de las necesidades del sector energéticos del recurso de gas, sin embargo, debido a que el plan de abastecimiento considera dentro de sus supuestos escenarios críticos que ocasionan la máxima exigencia del recurso, no solo para el sistema termoeléctrico

sino para los demás usos, los resultados y conclusiones del plan de abastecimiento se encuentran alineados con el objetivo de garantizar la confiabilidad y seguridad de la infraestructura de gas en condiciones de máxima exigencia. Por otro lado, en el plan de expansión de generación, aunque se consideran escenarios con baja hidrología hay competencia entre diversos recursos, incluido el gas, que suplen la necesidad del sector eléctrico.

3. Balance energético

En lo relacionado al balance energético, consideramos que realizar un balance energético, tomando proyecciones de demanda calculadas bajo una coyuntura sanitaria con un altísimo nivel de incertidumbre y en donde la realidad de la demanda energética ha mostrado que la recuperación tiene un paso distinto al esperado, le agrega bastante margen de error a las proyecciones. Por esto, consideramos que es necesario que este tipo de ejercicios prevean escenarios con la mejor información disponible y la más reciente posible, teniendo en cuenta, las perspectivas de reactivación y crecimiento económico del país, en el horizonte de planeación, por lo tanto, sugerimos que la UPME incluya escenarios de proyección de demanda más actualizados en el contexto de la construcción del Plan de Expansión.

Respuesta UPME: Para el plan de expansión de generación se utiliza la mejor información disponible que se encuentra vigente en el momento de iniciar los análisis. Con relación a la proyección de demanda, se toma en cuenta la última proyección publicada por la UPME, la cual considera las variables macroeconómicas correspondientes y las condiciones socioeconómicas actuales y futuras.

Desde esta Asociación compartimos la percepción sobre la necesidad de un mecanismo de asignación de energía en firme en el corto – mediano plazo, recordando que, a través de mecanismos como el Cargo por Confiabilidad, el país no solo ha logrado superar con creces las necesidades de expansión para el parque de generación, sino que se ha permitido superar con holgura algunos eventos periódicos de variabilidad climática en un sistema altamente dependiente del recurso hídrico, bajo criterios de confiabilidad, seguridad y costo-eficiencia.

Por otro lado, dentro de la revisión del estudio se logra identificar la alta incidencia que tiene la entrada parcial, total y/o retrasada del proyecto Hidroituango en el balance energético del sistema en el corto y mediano plazo, con lo que, sugerimos considerar diferentes escenarios de entrada de este proyecto al SIN, a fin de: 1) cuantificar adecuadamente las necesidades no solo de expansión sino de flexibilidad, suficiencia y eficiencia para el mercado eléctrico, 2) generar señales de alerta a las autoridades regulatorias en cuanto a las necesidades de nueva generación de energía firme.

Así mismo, consideramos que aunque no se haya definido aún, de forma oficial, cómo se aplicará la regla operativa de este proyecto, y aún, cuando se tiene en

cuenta la normatividad asociada al caudal ambiental en dos escenarios planteados, creemos que el retraso de este proyecto debería considerarse en un escenario particular, acorde a los datos reales de los informes de auditoría de avances de construcción de los proyectos asignados en las subastas del Cargo por Confiabilidad.

Respuesta UPME: En el plan de expansión se consideraron la entrada del proyecto Hidroituango de acuerdo con la información oficial reportada a la entidad, a partir de lo cual se presenta una sensibilidad con atraso de 1 año del proyecto (escenario 3 y 4). Así mismo, considerando el gran impacto que tiene el proyecto sobre el sistema, se consideraron dos grupos de escenarios de expansión (pares e impares) con el fin de analizar el impacto sobre la expansión al contar de manera total o parcial con el proyecto.

4. Escenarios de generación

Como primer comentario específico al volumen dos del Documento, en el cual, se tratan específicamente los temas relacionados a la generación, queremos llamar la atención sobre los supuestos de la UPME, en el sentido que no se prevé participación ni ampliación del parque de generación térmica, y que por lo tanto, la expansión de la generación deberá enfocarse en proyectos FNCER y esquemas diseñados para estas tecnologías. Desde esta Asociación, consideramos que segmentar desde ejercicios predictivos el futuro del mercado no es adecuado y más, sin establecer claramente cuáles son los indicadores que se utilizan para la definición de las tecnologías que entran o no, más allá de sus costos.

Dentro de las previsiones de capacidad que propone la Unidad, se considera un mayor desarrollo de tecnologías eólicas que implicarían un desarrollo oportuno de más del 100% de los proyectos considerados en la capacidad disponible por tecnología y un desarrollo de las tecnologías solares de menos del 50%, lo cual nos genera la duda sobre ¿Cuál es el criterio con el que se definen la expansión futura de la generación?

Se evidencia que en los modelos que ha realizado la UPME no tienen en cuenta o no se incorporan los potenciales tecnológicos, de mejora de eficiencia y de tecnologías con gran potencial como el hidrogeno (de todos los colores), tecnologías como el CCUS (Captura, Secuestro y Utilización de Carbono) y la sustitución y/o beneficio de combustibles, tecnologías que tienen el potencial de aportar en la descarbonización del sector eléctrico, y adicionalmente, aportar como fuentes de energía confiable para todos los colombianos. Creemos que el Plan de Expansión debería considerar escenarios con nuevos desarrollos tecnológicos, acorde a las perspectivas de la transformación energética.

Respuesta UPME: El plan de expansión óptimo se encuentra con ayuda de los modelos de simulación SDDP y OPTGEN, los cuales en conjunto buscan la mejor matriz de generación en el periodo de análisis considerando la minimización de los costos de inversión y operación. En este sentido, el modelo considera las

características propias de cada una de las tecnologías que componen el portafolio, en libre competencia, las cuales son utilizadas para encontrar la operación óptima del sistema.

El registro de proyectos de generación y reporte de solicitudes de conceptos de conexión son utilizados para la construcción del portafolio, estos proyectos son de referencia en términos de capacidad y tecnología (recurso), incluyendo la generación térmica, de tal forma que nos permita estimar el potencial disponible para conectarse en el sistema. Aunque se tienen las tecnologías mencionadas en el radar, no se presentan evidencias de que se estén desarrollando en el corto y mediano plazo en Colombia, razón por la cual no se han incluido en el portafolio. Sin embargo, no se descarta que en la siguiente versión del plan de expansión estas puedan ser consideradas dentro de los análisis.

Volumen 3. Transmisión

5. Escenarios de Transmisión

En lo respectivo al volumen 3 referente a las propuestas y proyecciones para la mejora y suficiencia de la transmisión eléctrica, nos gustaría poner a su consideración algunos comentarios dirigidos a la complementariedad del estudio y a algunos puntos que no hemos identificado que hayan sido abordados en el ejercicio. Vemos que no se identifica el nivel específico en el que se presentarían los eventos de tensión que se prevén en los escenarios, ante la potencial entrada de grandes capacidades renovables especialmente en la Zona Caribe. Dado que gran parte de la energía que está prevista que sea producida por esos desarrollos está destinada para el consumo propio de esta zona, no es claro dentro del alcance del estudio, el análisis del efecto de la entrada masiva de fuentes intermitentes en el sistema de transmisión del país.

Respuesta UPME: Los análisis a nivel de red de transporte son integrales, permiten verificar los diferentes eventos que se pueden presentar, entre ellos los efectos sobre la tensión, los cuales no se han identificado hasta ahora. No obstante, se vienen realizando análisis a nivel horario para identificar cómo el sistema asume las variaciones de las fuentes renovables, lo cual se puede consultar en el Volumen 2 del plan, ejercicio que seguirá realizándose en más detalle en los siguientes planes.

Por otro lado, aplaudimos que gran parte de las inversiones de ampliación estén siendo enfocadas en la gestión de reactivos de la mano de equipos FACTS (Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna), por esto, sugerimos que se evalúe la implementación de estas opciones, considerando todas las alternativas disponible de soluciones en el mercado, como lo pueden ser supercapacitores, estabilizadores de frecuencia, controladores de potencia, y condensadores síncronos para gestionar de forma económica y rápida, la disminución de inercia por salida de generadores rotativos. Vemos que estas alternativas, como soluciones de

corto plazo, no debe suplir en el largo plazo las soluciones estructurales que se requieren para hacer cada vez más redundante, eficiente y confiable el sistema eléctrico, desde la perspectiva de expansión de la infraestructura de transmisión eléctrica.

Respuesta UPME: La UPME trata de estar a la vanguardia de los desarrollos tecnológicos que sirvan a la red, mejoren la operación y hagan seguro y eficiente la prestación del servicio, por tal razón agradece esta sugerencia la cual será tenida en cuenta en próximas versiones del plan.

Finalmente, nos llama la atención que no hay mayor desarrollo en cuanto a propuestas de ampliación de la capacidad de transmisión para la zona Boyacá – Casanare, ya que solo prevén 3 obras en una zona que tiene 1) alternativas competitivas de generación y 2) un gran potencial para la exportación de energía eléctrica a otras áreas. Lo anterior, contribuiría a habilitar y “desbloquear” el gran potencial energético que tiene esta zona del país.

Respuesta UPME: Para Casanare se tiene aprobado el proyecto del STN San Antonio – Alcaraván 230 kV que mejorará la prestación del servicio y habilitará capacidad para conexión de nueva generación, no obstante, son necesarios complementos en el STR a cargo del OR.

Por último, reiteramos la importancia de mantener la neutralidad tecnológica en las señales de expansión en la generación, teniendo en cuenta que la diversificación y la complementariedad de la matriz de generación debe tener en cuenta todas las fuentes y no solamente las fuentes no convencionales de energía renovable. En tal sentido, sugerimos ampliar el alcance del estudio como usualmente lo ha hecho la UPME en ediciones pasadas del plan de expansión.

Respuesta UPME: Se debe tener presente que la matriz que conforma cada uno de los escenarios es el resultado de los análisis de optimización de los costos de inversión y operación de proyectos con las fuentes disponibles y las que el mercado ofrece, es así que el portafolio considera convencionales y no convencionales sin restricción alguna.