

ACTA CAPT No. 194

Fecha: 27 de mayo de 2022

Hora: 8:00 a.m.

Lugar: CAPT Virtual

1. VERIFICACIÓN DEL QUÓRUM

Agente	Empresa	Asistencia		
Transmisor	ISA INTERCOLOMBIA	Chemmy Cuadrado Acosta	Principal	X
		Héctor Bonilla H	Invitado	
		Margarita Tamayo Jaramillo	Suplente	X
		Victoria Quintero	Invitada	
	EPM	Jhon David Giraldo	Principal	
		Gabriel Suarez	Suplente	
	GEB	Juan Jacobo Rodríguez	Principal	X
		Jairo Pedraza	Suplente	X
		José Vicente Melo	Suplente	X
		Jorge Enrique Celis	Invitado	
Gran Consumidor	ECOPETROL	Oscar Iván Urrea	Principal	
		Aicardo Vargas	Suplente	X
	Sierra-Col Energy	Olga Lucía Vergara	Principal	
		Oscar Ortiz	Suplente	
		Paola A. Santana Plata	Invitada	
	CERROMATOSO	José Ramón Mercado	Principal	X
		José Ricardo	Suplente	
Comercializador	ENEL COLOMBIA	Gina Pastrana Silva	Principal	X
		Carlos Serrato	Suplente	
		Libardo Villamizar	Invitado	
	ISAGEN	Omar Diego Madrid	Principal	X

Agente	Empresa	Asistencia		
	AIR-E	Henry Andrade López	Principal	
		Hernan Camilo Navarro		X
		Juan Carlos Rueda		
Generador	TERMOBARRANQUILLA (TEBSA)	Gilberto Marengo	Principal	
		Stephania Bernier	Suplente	X
Distribuidor	CELSIA COLOMBIA	Gustavo Velandia Palomino	Principal	
		Michael Eduard Muñoz	Suplente	X
		César Urrego	Suplente	
CND	XM	Carlos Andrés Cano	Invitado	X
		Jairo Serrano Luna	Invitado	X
Ministerio	MME	Diana Marcela Celis	Invitado	X
		Juan Camilo Sánchez	Invitado	
		Cristian Díaz	Invitado	X
UPME	UPME	Javier Martínez	Secretario	X
		Raúl Gil	Secretario	X
		Juan Sebastián Guzmán	Secretario	X
		Andrea Rojas	Secretario	x
		Andrés Acosta	Secretario	
		Héctor Rosero	Secretario	x
		Carlos Torres	Secretario	x
Moisés Larrarte	Secretario	x		

ORDEN DEL DÍA

1. Verificación del Quórum
2. Aprobación del Acta anterior
3. Informe Secretaría Técnica
4. Análisis nuevas obras de transmisión
5. Avance proyectos de convocatorias
6. Temas Plan de Trabajo 2022
7. Varios

DESARROLLO

Se da inicio a la sesión No. 194 del CAPT. La UPME consulta a los asistentes por la posibilidad de iniciar la grabación de la reunión, los miembros del CAPT estuvieron de acuerdo.

1. VERIFICACIÓN DEL QUÓRUM

- Se realiza la verificación del quórum de acuerdo con la tabla presentada al inicio de este documento.
- Se identifica la ausencia de participación por parte de las empresas de comercialización.
- Posteriormente se completa el quórum con el ingreso de un miembro de los comercializadores.

2. APROBACIÓN DEL ACTA ANTERIOR

- Previa verificación del Quorum, se solicita la aprobación del acta 191 evidenciando que los comentarios fueron atendidos oportunamente. Posteriormente, se enviarán las versiones preliminares de las Actas 192 y 193 para comentarios de los miembros y aprobación en la siguiente sesión del CAPT.
- CELSIA consulta si es posible aprobar el acta anterior, dado que faltan algunos de los miembros del CAPT. Frente a esto, la UPME solicita al Comité un tiempo para realizar la verificación de quórum.
- XM solicita que le compartan la última versión del Acta 191, a lo cual La UPME informa que será enviada al finalizar esta reunión del CAPT.
- Posteriormente, la UPME solicita agilizar la revisión de las actas para anexarlas a la documentación que sería remitida al MME. Los asistentes están de acuerdo que durante la siguiente semana se traten los comentarios para hacer cierre de observaciones el jueves 2 de junio, contando con el día viernes 3 de junio para generar la versión final.
- ISA INTERCOLOMBIA propone que se trabaje sobre el documento (Actas del Comité) con control de cambios de manera que sean visibles las opiniones de todos los miembros.
- Finalmente, la UPME señala que se da por aprobada el Acta 191 si no se reciben más comentarios.

3. INFORME SECRETARÍA TÉCNICA

De forma introductoria, la UPME hace un balance de toda la capacidad de generación que ha sido liberada a la fecha y presenta un resumen del reporte enviado a la SSPD, respecto a la entrega de información de los transportadores para la realización de los estudios.

También señala que se ha trabajado en el diseño y desarrollo de la plataforma para la Ventanilla Única - VU, indicando que la primera etapa ya fue surtida y los comentarios fueron atendidos. En la misma línea, se informa que se está avanzando en la segunda etapa con ajustes y mejoras. Adicionalmente, la UPME subraya que se ha trabajado en el nuevo algoritmo para la asignación de capacidad de transporte junto con el BID y manifiesta que se están teniendo en cuenta los comentarios del público sobre este tema.

- TEBSA consulta si dichos transportadores no reportaron la información en la fecha requerida y lo hicieron en una fecha posterior. Adicionalmente, consulta si la UPME ha actualizado esa información.
- La UPME da respuesta señalando que identificaron empresas que inicialmente no reportaron y posteriormente subsanaron y otras que no han reportado información. En el oficio remitido a la SSPD se encuentran las particularidades de lo que hizo falta. Por otro lado, se precisa que las actualizaciones que se han venido reportando han sido publicadas en la Ventanilla Única.
- Adicionalmente, la UPME informa que a partir del 31 de mayo se generará un reporte de la información actualizada, indicando que lo que se actualice en adelante, podrá ser realizado directamente por las empresas para que la Unidad no intervenga con dicha información. Se subraya que la información reportada en los estudios de conexión a partir de 2022 se considera información actualizada.
- GEB consulta en qué parte se puede encontrar la información que no fue reportada por los transportadores.
- La UPME responde indicando que la identificación de la información faltante está en el informe remitido a la SSPD. La UPME podría compartir una copia de ese oficio.

La UPME realiza un breve resumen sobre la evaluación de solicitudes de conexión que quedaron en régimen transitorio, informando que han sido evacuadas en su totalidad, y a la fecha están en verificación de requisitos las solicitudes pendientes por liberar, las solicitudes con garantías - sin compromisos y con garantías - con compromisos. Adicionalmente, la Unidad informa que espera dar cierre a estos temas previo a la llegada masiva de solicitudes de conexión que se espera para la presente vigencia.

- En relación con el algoritmo, AIR-E consulta si la asignación estará ligada al orden de llegada de los estudios a la UPME, esto en el marco de la aplicación del algoritmo de asignación de capacidad de transporte.
- La UPME da respuesta indicando que el orden de llegada no será determinante. Será una posible variable de desempate al final del proceso. La asignación se realizará a través de puntajes, y la propuesta del consultor del MACC son dos grupos: 1- grupo de priorización (compromisos con el sistema) y 2- grupo en el que se puntuarían diversos aspectos, por ejemplo, se tiene propuesto que se tengan en cuenta los proyectos que tienen la Licencia Ambiental aprobada.
- En la misma línea, ISAGEN consulta si la UPME tiene previsto algún control para el manejo

de metas volantes con relación a los trámites ambientales

- La UPME responde que no está considerando la posibilidad de darle valor a metas volantes en el estado de avance de los proyectos. Se valorarían características propuestas: beneficios, reducción de costo operativo, flexibilidad, entre otros.
- En este punto, CELSIA señala que han ingresado a la reunión personal de AIR-E y ENEL, por lo que valdría la pena revisar nuevamente el quórum. En tal sentido, la UPME procede a leer el numeral 4.6 (Deliberaciones y decisiones) del reglamento del CAPT.

4. ANÁLISIS NUEVAS OBRAS DE TRANSMISIÓN

En este punto de la agenda, se muestran avances en las nuevas obras de transmisión presentadas en sesiones pasadas.

- **Segundo circuito Cerromatoso – Sahagún – Chinú 500 kV**

Como primera medida, se presentan los detalles de las características de la obra, beneficios y los costos estimados.

- Estimación de los beneficios por confiabilidad: se ha identificado que en un escenario de demanda media con despacho alto de las solares del área y ante el evento de una salida simultánea de los circuitos Chinú - Sahagún 500 kV y Sahagún - Cerromatoso 500 kV, se incurre en un riesgo operativo, suponiendo que sucede al menos 1 vez en 40 años. Ello implica activación de hasta la cuarta etapa del EDAC, deslastre de aproximadamente el 20% de la demanda del sistema, lo que conlleva a una desatención de la demanda.

En ese sentido, se estiman los costos del evento, traduciéndolo en beneficios. Se realiza un análisis de confiabilidad de tipo estocástico para los 40 años de vida útil del activo, en el escenario de demanda media. Se simuló la indisponibilidad y se observó la relación B/C. Más del 78% de los casos el B/C >1. Esto pone de manifiesto la necesidad de adelantar esta obra, dado su gran impacto en el sistema.

- XM consulta la fecha en la que se simuló este escenario de contingencia doble, a lo cual la UPME responde que fue realizado para los 40 años de vida útil del activo.

- **Tercer transformador Bolívar 500/220 kV – 450 MVA**

Se entregan detalles de las características de la obra, ubicación, beneficios, costos estimados y motivación de la misma para ampliar la capacidad de conexión de generación en la zona (al menos 600 MW).

De la evaluación eléctrica de cargabilidad de los dos transformadores existentes, se encuentra que sin el proyecto, se sobrepasa la cargabilidad permitida de los mismos ante contingencia de uno de ellos, condición que es subsanada con la entrada del proyecto. De la evaluación de costos y beneficios, se encuentra que la relación B/C = 15,78.

- **Corte Central Chinú 220 kV**

Se entregan detalles de las características de la obra, ubicación, beneficios, costos estimados y motivación de la misma.

Se resalta que la subestación se encuentra operando en anillo, aunque fue diseñada para operar como interruptor y medio; con la obra la nueva configuración permitirá la conexión de nueva generación y la ampliación futura de la subestación. Respecto a la evaluación de costos y beneficios, se encuentra que la relación B/C = 71,601.

- CELSIA consulta cuáles obras irían por convocatoria y cuáles por ampliación, así como la FPO propuesta de las mismas, esto con el sentido de generar acercamiento con el transportador en caso de ser por ampliación.
- La UPME da respuesta señalando que en algunos casos es claro cuáles obras son por ampliación y cuáles son convocatoria, hay otras que se deben revisar. Las obras que consisten en nuevas subestaciones o nuevas líneas son objeto de convocatoria. Las obras que consisten en bahías de alta de transformadores de conexión (STR) se pueden establecer como ampliación por parte del propietario de la subestación del STN. Para transformadores del STN (lado de Alta y lado de Baja) es donde se tienen dudas de cómo sería el procedimiento.
- **Segundo transformador La Virginia 500/220 kV - 450 MVA**

Se entregan detalles de las características de la obra, ubicación, costos estimados y motivación de la misma. Para los análisis eléctricos se consideraron los años 2022, 2024 y 2025. Escenario de generación mínima en el área suroccidental y demanda máxima, con exportación al Ecuador. De los resultados, se encuentra una sobrecarga por encima de la capacidad de emergencia en el transformador La Virginia 500/230 kV ante la contingencia N-1 del circuito La Virginia – San Marcos 500 kV, la cual es controlada con la instalación del segundo transformador.

Opciones propuestas de solución:

- Instalación de un nuevo transformador por convocatoria para el año 2024.
- Traslado de un transformador 500/230 de la S/E Alférez 500 kV hacia la subestación La Virginia 500/230 kV

Con respecto a la evaluación de costos y beneficios, se encuentra que para el nuevo transformador la relación B/C = 0,17 (inferior a 1) debido a que el beneficio de la obra es temporal, únicamente por un año, esto dada la entrada completa del proyecto Refuerzo Suroccidental para el año 2025. Los Beneficios del proyecto consisten en el levantamiento de la restricción de requerir despacho de generación en el área Suroccidental.

Para la segunda solución propuesta, se encuentra que para el traslado del transformador, la relación B/C = tiende a infinito, debido a que es un transformador existente que actualmente está siendo remunerado. Beneficios: Los Beneficios del proyecto consisten en el levantamiento de la restricción de requerir despacho de generación en el área Suroccidental.

- El GEB presenta otra propuesta alternativa, señalando que debido al atraso del proyecto de expansión del STN Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza 500 kV, se podría tener el traslado de un transformador, por equipos disponibles. En tal sentido, EPM consulta cómo

se considerarían los costos de las bahías para dicho transformador.

- La UPME reitera que con los resultados de los análisis se observa que un nuevo transformador no es viable económicamente, ya que una vez entre en servicio el proyecto completo del refuerzo Suroccidental, desaparecen los beneficios del transformador adicional en la Virginia. Cuando se realiza la evaluación económica, los beneficios se dan por dos años, mientras que la inversión es completa, por lo tanto la relación B/C no daría. Debido a esto, se considera trasladar temporalmente un transformador, como lo ofrece el GEB con Inversión cero. No se incluyen las bahías de conexión, considerando que serían un servicio temporal.
- Con relación a la explicación de la UPME, CELSIA propone que se considere viabilizar el transformador como una opción definitiva apalancada con nuevos proyectos de generación que lleguen por la ventanilla. Dentro de las solicitudes recibidas por Celsia, se evidencia una posible necesidad de un segundo transformador 500/230 kV en la subestación La Virginia. Al respecto, la UPME acepta la sugerencia y la tendrá en cuenta en sus análisis.
- **Reactor en la Subestación San Marcos 500 kV**

Se entregan detalles de las características de la obra, ubicación, costos estimados y motivación de la misma.

Se realizaron análisis eléctricos para los años 2024 y 2029, considerando expansiones en el STN y STR y condiciones operativas, evaluando escenarios de generación mínima y demanda mínima.

De los análisis eléctricos se encuentran sobretensiones por encima de los límites máximos permisibles en San Marcos, La Virginia, Juanchito, Cartago y Yumbo. Se propone la instalación del reactor, con las obras: bahías, corte central, etc. Ello mejora el desempeño del sistema.

De la evaluación de costos y beneficios, se encuentra que la relación B/C = 9,2. Los beneficios se traducen en el levantamiento de restricciones en el sistema al controlar sobretensiones y al reducir el número de Unidades Equivalentes requeridas en el área.

- **Línea HVDC**

Se entregan detalles de la motivación de la obra, las características de la obra, ubicación, y los antecedentes de la misma. En relación con los análisis eléctricos, se encuentra que la alternativa de solución en AC es poco factible debido a la condición de red débil en la subárea de La Guajira, Cesar y Magdalena - GCM. En tal sentido, la alternativa en DC se presenta como una opción más factible (ya sea en tecnología LCC o VSC) ya que su operación es independiente de los niveles de corriente de corto circuito.

De acuerdo a la consultoría, en conjunto con el Banco Mundial y al consultor experto (TransGrid Solutions), se encuentra que la solución VSC es la más idónea para el desarrollo del proyecto.

Se presentan tres alternativas de solución:

1. Conexión a Cerromatoso 500 kV (terrestre + marítima)
2. Conexión a Cerromatoso 500 kV (terrestre)
3. Conexión a Primavera 500 kV (terrestre)

Se consideró la entrada de nueva generación para los años 2028 y 2032, y escenarios de demanda máxima y demanda mínima en el SIN. En cuanto a los criterios de evaluación se resaltan las pérdidas, el desempeño del sistema en estado estacionario y ante eventos transitorios, los refuerzos de red requeridos y el análisis económico.

Se presentan detalles de los costos estimados para cada alternativa: convertidores, líneas y cables, derechos de paso, pérdidas, S/E Colectora 2 + Interconexión Colectora 1 y 2, refuerzos en la red AC y finalmente el costo total para cada alternativa. Dentro de los Beneficios estimados se tiene la incorporación de nueva generación eólica en la alta Guajira (disminución del costo marginal de la energía eléctrica).

Finalmente se realiza un análisis cualitativo de la relación B/C, donde se encuentra que la opción más recomendable es la conexión a Primavera 500 kV (terrestre), seguida por la conexión a Cerromatoso 500 kV (opción terrestre) y la de menor relación beneficio-costos es la conexión a Cerromatoso 500 ~~kV~~kV (trazado terrestre + submarino).

- Al respecto, TEBSA consulta si es posible que se comparta la información relacionada con los refuerzos de red requeridos.
- La UPME da respuesta indicando que los refuerzos están bajo análisis por parte de la Unidad, por lo que se debe validar si son los refuerzos definitivos para ejecución de la obra. Adicionalmente, se subraya que no es necesario concentrarse en los refuerzos del STR, debido a que son problemáticas causadas por el crecimiento de la demanda. Esto requiere ser analizado posteriormente con los OR.
- CELSIA manifiesta que el día 23 de mayo durante la presentación del SAPE se indicó que con la conexión a Primavera los flujos de potencia regresan hacia la costa.
- La UPME aclara que al momento de realizar los análisis no se tenía la cantidad de renovables aprobadas actualmente. Se identifica que la mayor concentración de renovables está en el Caribe, particularmente en la Guajira se tienen aprobados más de 2300 MW, y en Córdoba la generación aprobada es superior a los 3000 MW, lo cual cambia un poco el panorama que se tenía. Sin embargo, tener la generación conectada directamente al Caribe hace necesario que en el futuro se requiera la ejecución de obras expansión para evacuar generación del área, por lo que conviene la evacuación de todo potencial de generación hacia un centro de carga.
- ISA INTERCOLOMBIA consulta si la generación total a conectarse en el Caribe estaría dada por los 1050 MW de colectora 1, más 2000 MW que entrarían en el 2028, más los 3000 MW para 2032. Adicionalmente se consulta si la conexión entre Colectora 1 y Colectora 2 va a ser en doble circuito. Al respecto, la UPME aclara que se contemplan en total 3000 MW en la Colectora 2. Adicionalmente, la Unidad también señala que se

debe revisar si la conexión entre las Colectoras 1 y 2 será a través de un circuito doble, o dos dobles circuitos.

- ISA INTERCOLOMBIA consulta si la demanda mínima es el escenario más crítico, y la razón por la que el proyecto no se ha evaluado en escenario de demanda media. Con relación a dicha pregunta la UPME manifiesta que los análisis del consultor sólo incluyeron los escenarios de demanda máxima y mínima, pero se está analizando la posibilidad de realizar análisis adicionales para el escenario de demanda media.
- ISA INTERCOLOMBIA consulta si en los análisis se está considerando la interconexión con Panamá. La UPME da respuesta indicando que fue modelada, como demanda o carga.
- XM hace énfasis en lo mencionado por ISA INTERCOLOMBIA sobre incluir el análisis de demanda media.
- ENEL COLOMBIA sugiere trabajar en conjunto con XM para evaluar el beneficio del HVDC, comentario que es aceptado por la UPME.
- Finalmente, el GEB resalta que en las condiciones iniciales no se consideraba la conexión AC entre Colectora 1 y Colectora 2.

5. AVANCE PROYECTOS DE CONVOCATORIAS

La Unidad abre este segmento del Comité presentando el avance de los proyectos en ejecución (21 proyectos a lo largo del país).

- El Proyecto Bonda - Río Córdoba mantiene la FPO prevista (noviembre 2023). El ejecutor dividió el licenciamiento en dos tramos (tramo 1 en evaluación, la autoridad ambiental solicita información adicional).
- El Proyecto Atlántico se encuentra en construcción. FPO enero 2024. Se tienen algunas alertas por parte de la interventoría. Se avanza la construcción en algunas subestaciones, en otras se presenta oposición por parte de las comunidades, por lo que se ha tenido que entrar a socializar.
- El Proyecto de baterías mantiene la FPO prevista (junio 2023). En diseños y selección del lote (inversionista).
- El Proyecto Termoflores - Río - Tebsa en construcción, con FPO agosto 2022. Finalizando la construcción.
- El Proyecto Sabanalarga - Bolívar tiene FPO enero de 2023, avanza su construcción.
- El Proyecto La Marina, con FPO junio 2024, no ha podido iniciar construcción debido a falta de permisos de autoridades municipales; sin embargo, informan que ya se tienen algunos permisos. Se iniciará construcción por área de Bocagrande.

- El Proyecto Chinú - Toluviejo - Bolívar está en evaluación de estudio de impacto ambiental, con FPO para febrero de 2024. El tramo 1, Chinú - Toluviejo, se encuentra en ejecución. El tramo 2, Toluviejo - Bolívar, se encuentra suspendido a la espera de aprobación de resolución por parte de las comunidades.
- El Proyecto Sahagún cuenta con FPO para julio de 2022.
- El Proyecto Cerro - Chinú - Copey tiene una FPO para noviembre de 2022.
- El Proyecto Carriales tiene una FPO en enero de 2025. Se cuenta con autorización de inicio de obra, sin embargo, se solicita actualización del estudio ambiental del proyecto.
- El Proyecto Virginia - Nueva Esperanza, con FPO julio 2024, se encuentra en construcción. En evaluación una modificación de licencia.
- El Proyecto Refuerzo Suroccidental a la fecha se encuentra en construcción dos de las tres líneas. Tramo 1 (Medellín - La Virginia) con FPO en octubre 2022 y tramo 3 (Alfárez - San Marcos) con FPO en noviembre 2022: en construcción. El tramo 2 (Virginia - Alfárez) con FPO en Marzo de 2025, se encuentra finalizando el estudio de impacto ambiental de alternativas.
- Proyecto Pacífico sin novedades, con FPO mayo de 2025. Se encuentra seleccionado el lote. Se está revisando el diagnóstico ambiental de alternativas.
- Proyecto Línea Quimbo - Alfárez en construcción, con FPO en agosto de 2022. Finalizado el desminado militar.
- Proyecto Chivor - Norte – Bacatá. Se está revisando el diagnóstico ambiental de alternativas. Se registra poco avance en construcción. FPO para abril de 2025.
- Proyecto Sogamoso - Norte - Nueva Esperanza. Se está revisando el diagnóstico ambiental de alternativas. Se registra poco avance en construcción en los tramos 1, 3 y 6. FPO para febrero de 2025.
- Proyecto La Loma – Sogamoso con FPO en diciembre de 2023. Estudio de impacto ambiental en evaluación.
- Proyecto Guatapurí con FPO junio 2023. Se encuentra en evaluación de estudio de impacto ambiental.
- Proyecto La Loma STR. Se encuentra en evaluación el estudio de impacto ambiental. FPO para enero de 2023.
- Proyecto Copey - Cuestecitas, Copey - Fundación. Se estima una FPO para agosto de 2023. Se emitió licencia ambiental del proyecto con algunas restricciones. El proyecto se encuentra en inicio de etapa constructiva.

- El Proyecto Colectora cuenta con una FPO para febrero de 2025. Para el tramo 1 (Colectora - Cuestecitas) se han protocolizado 160 comunidades de un total de 212. El tramo 2 (Cuestecitas - La Loma) se encuentra en evaluación, sin embargo la autoridad ambiental solicita evaluación adicional.

Una vez finalizada la presentación se procede a dar paso a las observaciones por parte de los miembros del comité.

- ENEL COLOMBIA pregunta por el proyecto Sogamoso - Norte y un atraso reportado por XM. Adicionalmente, pregunta por el segundo transformador en Nueva Esperanza.
- La UPME da respuesta resaltando que el informe de Proyectos de Expansión por convocatoria señala las fechas estimadas en las cuales se considera que las obras pueden entrar en operación, por lo que las fechas presentadas anteriormente deben ser tomadas como referencia fundamental para los análisis e implicaciones de planeamiento operativo y de expansión. En la presentación realizada por la UPME no se hace referencia a fechas de entrega de garantías. Por otro lado, se informa que el transformador de Nueva Esperanza viene avanzando y se espera hacer la gestión con EPM y el CAPT en los próximos días.
- ISA INTERCOLOMBIA consulta si el atraso de los proyectos de expansión de red ha tenido implicaciones en el sistema, por ejemplo, solicitudes de conexión temporal por parte de generadores que se ven afectados. El objetivo es evaluar el impacto en la atención de demanda y en la conexión de nueva generación. Al respecto, la UPME sugiere discutirlo dentro del punto de la revisión del Plan de Trabajo. Se establece traer esta información para el próximo comité
- En la misma línea, ISA INTERCOLOMBIA consulta si se van a tratar temas adicionales sobre el avance de los proyectos que están en convocatoria. Con relación a este tema, la UPME responde que no se tratarán temas adicionales y solo se destaca la importancia de la aprobación del Acta No. 193 para poder realizar la solicitud de cambio de FPO ante el Ministerio.

6. TEMAS PLAN DE TRABAJO 2022

Se presenta una agenda de 15 puntos, la cual recoge las sugerencias del CAPT anterior, además de la reunión con el presidente del CAPT.

ítem	Temática	Prioridad	Grupo Técnico	CAPT	Aprobación
1	Plan de Expansión: Estrategia de desarrollo del Plan de Transmisión y Generación considerando experiencias y fechas de emisión de los últimos dos planes, metodología y criterios de planeamiento y la	X		X	

	posible depuración de los proyectos de generación (cumplimiento de garantías, curvas S, proyectos en análisis UPME).				
2	Informes presentados en el CAPT: Establecer una metodología de trabajo para extraer señales de los informes de IPOELP y del seguimiento de convocatorias y proyectos en ejecución, con el fin de realimentar el planeamiento de la red.	X		X	
3	Análisis y seguimiento de las pérdidas del SIN.	X	X	X	
4	Resolución CREG 075: 1. Posible apoyo desde elCAPT para las definiciones que debe realizar UPME (Criterios de los estudios, criterios de priorización de asignación de capacidad, información requerida de transportadores, alcance del concepto del transportador, etc.). 2. Análisis del impacto de los Acuerdos CNO para el artículo 19 (Opción para proyectos que requieren capacidad mayor a la disponible) y el artículo 34 (conexiones temporales de generadores). 3. Estudio de oportunidades de conexión: Establecer el requerimiento del informe y anexo que deben remitir los transportadores anualmente, a la luz del procedimiento de conexión y entrega de información por parte de los transportadores según la CREG075. 4. Atención y asignación de visitas a las subestaciones.	¿?	X	X	
5	Criterios de planeamiento: Cerrar el trabajo realizado en relación con criterios operativos (CND) versus criterios de planeamiento (UPME).		X	X	
6	Refuerzos de la red actual: Criterios y análisis profundos de las necesidades de repotenciación y reconfiguración de subestaciones.	X	X	X	
7	Análisis de multipropiedad de	¿?	X	X	

	activos asociado a las responsabilidades que quedan por seguridad, confiabilidad y disponibilidad.				
8	Conexiones compartidas – Requerimientos y criterios desde la operación y el planeamiento.	¿?			
9	Análisis de aplicaciones de nuevas tecnologías en el SIN (Baterías – FACTS Distribuidos – Capacidad dinámica de las líneas) para lograr optimizar la red y entrada de nuevos proyectos de demanda y generación.	Plan	X	X	
10	Proyectos específicos: <ol style="list-style-type: none"> 1. Compensación reactiva en área Caribe – GCM. 2. Obra de Tolima STN como complemento a la obra de Huila. 3. Proyecto de la Interconexión Colombia – Panamá. 4. Incorporación de Renovables: Fase 2.B Red HVDC - Colectora 2. 5. Integración Colombia – Ecuador y la necesidad de un posible refuerzo a 500 kV. 6. Proyectos de repotenciaciones de SE – Nivel de cortocircuito 	Plan	X	X	
11	Cruces de líneas de transmisión en el SIN	X			
12	Conexiones en T en el STN (Solicitud del MME)	¿?			
13	Metodología de planeamiento para la transición energética Escenario de crecimiento de demanda volátil <ol style="list-style-type: none"> 1. Crecimiento de demanda empresarial 2. Crecimiento por incorporación vehículo 				

	<p>eléctrico</p> <p>3. Crecimiento por transformación digital</p> <p>Asumir riesgos controlados para mantener un margen de reserva para la atención de las necesidades de red</p>				
14	<p>Topología de transmisión largo plazo</p> <p>Visión ideal de la red eléctrica de transmisión a 2040/2050</p> <p>1. Tecnología para interconexiones internacionales</p> <p>2. Plataforma para incorporación de renovables, mejora de calidad del servicio, atención de nuevas conexiones, desarrollo urbano, industrial, etc.</p> <p>Capacidad de la red existente</p>	X			
15	<p>Acciones para superar impases para la ejecución de proyectos en curso y futuros.</p> <p>1. Agilidad en trámite de permisos</p> <p>2. Agilidad en trámite de licencias</p>	¿?			

- TEBSA sugiere incluir la revisión de los niveles de corto circuito de las subestaciones. Resalta la importancia de conocer estos valores para garantizar precisión en los cálculos de diseño por parte de los inversionistas.
- La UPME responde que el tema de los niveles de cortocircuito es relevante y debería estar incluido en los temas de planeación, no obstante, hace la claridad que el CAPT debe ejercer su función en términos de planeación, identificando los requerimientos y sus implicaciones, sin intervenir más allá. Se destaca la importancia de que en el CAPT se aborden temas competentes para el Comité, ya que algunas de las sugerencias corresponden a temas relacionados con la operación del sistema, los cuales se deben conocer, pero no resultan de mucha relevancia para el comité.
- XM manifiesta que varias empresas los han abordado indicando su preocupación por el aumento del nivel cortocircuito, por lo que indica la necesidad de que el Grupo Técnico del CAPT verifique los resultados de corto circuito obtenidos mediante los diferentes estándares para su cálculo. Resultados los cuales deben ser analizados por el CAPT.
- La UPME señala que se deben revisar las metodologías de cálculo de cortocircuito, así mismo resalta la necesidad de establecer un grupo de expertos para revisar el tema.

Dando continuidad a la agenda, la UPME propone revisar cada uno de los puntos de los temas de trabajo para el 2022, de manera que cada uno de los miembros realice comentarios, y se proceda con su respectiva aprobación.

Ítem 1 Plan de Expansión: Estrategia de desarrollo del plan de transmisión y generación

- EPM sugiere a la UPME tener visibles los proyectos tipo 3 y tipo 4 que la entidad no tiene en el radar para sus análisis de planeamiento.
- La UPME da respuesta indicando que el tema del cual trata el ítem 1 es más metodológico, por lo que de acuerdo con la propuesta se deben tener en cuenta todas las obras de expansión. Se resalta la preocupación de las obras tipo 3 y 4, debido a que ya se han identificado casos en los cuales algunas de estas obras conectan dos áreas diferentes y estas no se están viendo en la UPME de manera oportuna para realizar los respectivos análisis eléctricos.

Ítem 2 Informes presentados en el CAPT:

- CELSIA propone que se designen encargados de los diferentes temas para que se haga seguimiento, a lo que la UPME manifiesta que se tendrá en cuenta lo propuesto

Ítem 3 Análisis y seguimiento de las pérdidas del SIN

- GEB resalta que ese punto debe ser de discusión obligatoria, comentario que es respaldado por la UPME. Adicionalmente, el GEB sugiere definir una periodicidad al seguimiento del cálculo de nivel de pérdidas.

- XM sugiere que en el próximo CAPT se presente la información de pérdidas que se está publicando a la fecha, cómo se calcula, como se entiende y definir algún ajuste si fuera necesario. También sugiere que XM presente la norma para el cálculo de la corriente de corto circuito.
- La UPME manifiesta que se agendará presentación para la siguiente sesión del CAPT por parte de XM, con respecto a la norma utilizada para el cálculo de los niveles de cortocircuito.

Ítem 4 Resolución CREG 075:

- CELSIA manifiesta que se puede encargar de coordinar este tema, postura que es apoyada por GEB e ISA INTERCOLOMBIA. ENEL COLOMBIA también ofrece su apoyo para coordinar dicho tema.
- La UPME resalta que no todos los temas indicados en el ítem pueden ser tratados en el Comité, como es el tema de cobros y visitas. Igualmente se indica que el numeral 2 sea un tema a tratar en el CAPT. Este planteamiento es respaldado por GEB.

Ítem 5 Criterios de planeamiento:

- Sin comentarios por parte de los asistentes.

Ítem 6 Refuerzos de la red actual

- GEB sugiere que este tema se podría incluir en el punto 1

Ítem 7 Análisis de multipropiedad de activos

- La UPME consulta sobre lo que se pretende estudiar en este punto.
- XM refiere que ha hecho algunas propuestas al MME y al regulador y manifiesta estar de acuerdo con la postura de la UPME. Sugiere que debería analizarse a nivel de CNO y regulador. CELSIA también respalda la postura, sin embargo, si propone que se puedan compartir las propuestas mencionadas.
- Finalmente, ISA INTERCOLOMBIA manifiesta que el objetivo sería reunir experiencias que puedan aportar para las convocatorias en la posible expansión del sistema. Sin embargo, está de acuerdo en que no es un tema prioritario.

Ítem 8 Conexiones compartidas

- Sin comentarios por parte de los asistentes.

Ítem 9 Análisis de aplicaciones de nuevas tecnologías en el SIN

- CELSIA se ofrece a presentar algunos casos de estudio que han analizadode manera interna.

- XM recomienda analizar la aplicación de nuevas tecnologías y alternativas para optimizar la red y entrada de nuevos proyectos, recomendación que es respaldada por GEB.

Ítem 10 Proyectos específicos:

- La UPME considera que estos temas son transversales al Plan de Expansión
- CELSIA manifiesta que es importante involucrar a los OR en las obras de expansión del STR.
- ENEL CODENSA sugiere considerar un análisis en HVDC para controlar los flujos.
- Finalmente, la UPME considera que para las interconexiones Internacionales se debe comenzar a abordar como una temática particular mejorar la red vecina y discutirlo en el Comité. Incluir tema Venezuela, Ecuador y Panamá.

Ítem 11 Cruces de líneas de transmisión en el SIN

- La UPME considera que este tema es muy necesario, debido a que no se ha resuelto. Se considera tema prioritario para tratar en esta vigencia. Este comentario es respaldado ampliamente por XM indicando además que se ha reportado muchos cruces por parte del CNO

Ítem 12 Conexiones en T en el STN

- El Ministerio de Minas y Energía - MME indica que podría manejarse como un tema secundario.
- CELSIA propone elaborar un inventario de esas subestaciones con el fin de evaluar su criticidad de acuerdo a la demanda que atienden.
- XM refiere que sólo hay una subestación en esa condición a nivel de STN, resaltando que es temporal y debe ser deshabilitada este año ya que la regulación actual las prohíbe.
- El Ministerio de Minas y Energía - MME consulta si ante conexiones temporales se podrían aprobar. Además solicita a la UPME su concepto y al CAPT una priorización para evaluar si toman este tema prioritario o no. CELSIA propone que se podría enfocar en la flexibilidad que se le podría dar en esos casos a dichas conexiones.

Ítem 13 Metodología de planeamiento para la transición energética

- ENEL COLOMBIA indica que este punto se podría unir con el tema 14. Lo que se busca es hacer escenarios para plantear un análisis de riesgo o análisis B/C y establecer cómo se va a hacer la transición, incluso incluyendo los vehículos eléctricos. Propone que ellos lo podrían liderar.
- La UPME informa que se analizará si el punto 14 se puede complementar con el 13

Ítem 14 Topología de transmisión largo plazo

- Sin comentarios por parte de los asistentes.

Ítem 15 Acciones para superar impases para la ejecución de proyectos en curso y futuros

- ENEL COLOMBIA propone retirar este punto debido a que ya estaría incluido.
- El Ministerio de Minas y Energía - MME consulta por el objetivo de este punto.
- GEB consulta si el grupo ambiental se ha venido reuniendo, ya que sería bueno incluirlos en el CAPT. La UPME refiere que se hará la respectiva averiguación.
- La UPME propone realizar la compilación, sacar factores comunes, definir responsables y circular el documento para revisión
- GEB manifiesta que se deberían iniciar las reuniones del Comité Técnico Regulatorio. Considera que el tema de pérdidas se puede tratar en el CAPT directamente y así avanzar con el desarrollo de los temas.

La UPME coordinará la primera sesión del Comité Técnico Regulatorio. Se compilará el Plan de Trabajo de acuerdo a los comentarios recibidos, y se compartirá con los miembros del CAPT.

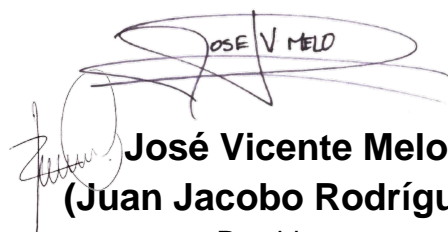
7. VARIOS

La UPME cede la palabra al Grupo Energía Bogotá - GEB para tratar el punto.

- **GEB** Indica que no se tiene ningún tema para tratar en este punto.

Finalmente, la UPME propone la realización del siguiente CAPT para el viernes 17 de junio, de forma presencial y pone la propuesta a discusión del Comité.

Se da por finalizada la sesión CAPT No. 194 hacia las 11:57 a.m.


José Vicente Melo
(Juan Jacobo Rodríguez)
Presidente


Javier Andrés Martínez Gil
Secretario Técnico