

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 150

Fecha: 18 de octubre de 2016. **Hora:** 1:00 p.m.
Lugar: Carrera 69 # 25B – 44 Piso
 10 ISA - BOGOTÁ

1. VERIFICACIÓN DEL QUÓRUM ✓ X

Agente	Empresa	Asistencia		
Transmisor	INTERCOLOMBIA	Pablo Javier Franco	Principal	✓
		Jorge Mauricio Areiza	Suplente	✓
	EPM	Diego Humberto Montoya	Principal	✓
		Luis Aristizabal Gil	Suplente	x
	EEB	Jaime Alfonso Orjuela	Principal	x
		Jose Vicente Melo		✓
Gran Consumidor	META PETROLEUM	Édgar Riascos	Principal	x
		Arbey Rojas	Suplente	x
	OXY	José Vicente Gómez	Principal	x
		Carlos Rangel	Suplente	x
	CERROMATOSO	José Ramón Mercado	Principal	x
		Jorge Aruachan Barguil	Suplente	x
Comercializador	CODENSA	Juan Carlos Serrato	Principal	x
		Manuel Gómez Pineda	Suplente	✓
		Andrés Aldana		✓
	ISAGEN	Agustín Escobar Moreno	Principal	x
		Hernán Palacios Perdomo	Suplente	✓
	ELECTRICARIBE	Héctor Andrade Hamburger	Principal	x
Henry Andrade López		Suplente	✓	
Generador	AES CHIVOR	Juan Carlos Guerrero	Principal	✓
		Fredy Martínez Guevara	Suplente	x
Distribuidor	EPSA	Gustavo Velandia Palomino	Principal	x
		César Urrego	Suplente	x
		Michael Eduard Muñoz	Suplente	✓
CND	XM	María Piedad Pareja	Invitado	✓
		Carlos Borda Zapata	Invitado	✓
Ministerio	MME	Elsa Fernanda Márquez	Invitado	✓
		José Edilberto Muñoz	Invitado	x
UPME	UPME	Jorge Alberto Valencia	Secretario	x
		Ricardo Ramírez Carrero	Secretario	✓
		Antonio Jiménez	Secretario	✓
		Juliana Moreno	Secretario	✓
		Luis Hernández	Secretario	✓
		Marco Caro Camargo	Secretario	✓
		Silvana Fonseca	Secretario	✓
		Ana María Ospina	Secretario	✓
		Javier Martínez	Secretario	✓

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 150

Se da inicio a la reunión No.150 del Comité, verificando el cumplimiento del quórum.

Se procede con la lectura de la agenda por parte de la presidencia del CAPT.

En el ítem “*Varios*”, INTERCOLOMBIA solicita mencionar los temas tratados en el grupo Técnico-Regulatorio y el tema relacionado con la conexión de fuentes No Convencionales de Energía Renovable en la Guajira Baja, es decir proyectos que se encuentran cerca (Menos de 100 km) a la Subestación Cuestecitas. EPM solicita revisar la propuesta realizada por EPM y Condensa, acerca de multiplicidad de solicitudes en un mismo punto de conexión, compromiso adquirido en el GTR.

2. APROBACIÓN DE ACTAS ANTERIORES

Se informa por parte de la secretaria del Comité que el acta No. 148 está para la firma y el acta 149 ya está firmada; posteriormente se publicarán en la página Web de la UPME.

3. INFORME DE SECRETARIA TÉCNICA

La UPME hace un resumen de cuatro temas relacionados con la expansión, que considera relevante informar al Comité, los cuales fueron tratados desde la última reunión CAPT 148. Éstos se relacionan con:

- Se realizó reunión con la CREG sobre el tema de baterías. En ésta, la UPME presentó resultados de análisis técnicos, relación beneficio/costo, localizaciones y consideraciones para un esquema regulatorio. La reunión contó con la mayoría de los expertos de la Comisión. Está pendiente una nueva reunión para revisar los avances en el tema regulatorio.
- Se informa al CAPT, la respuesta que dio la CREG a la Unidad con relación a las garantías cuando existe más de un usuario; se indica que la Comisión considerará el tema cuando modifique la Resolución CREG 022 del 2001 en su versión definitiva. INTERCOLOMBIA manifiesta la poca claridad en la respuesta de la CREG e informa que en el marco del GTR se propuso enviar una segunda comunicación recalcando nuevamente el tema. La respuesta dada por la CREG será enviada al Comité por correo electrónico.
- Se informaron los resultados de la adjudicación del anillo Guajira (Cuestecitas – Riohacha – Maicao 115 kV), incluyendo los antecedentes del proceso desde la primera publicación hasta la adjudicación. Se seleccionó al inversionista con una oferta de aproximadamente \$ 400.000 M; para la selección se tuvieron en cuenta elementos tales como: i) análisis de riesgos por no adjudicar, ii) riesgo ante atrasos, iii) cálculo de VPN de cada año de atraso del proyecto.

Es importante analizar las enseñanzas del proceso y cómo mejorar la concurrencia en este tipo de convocatorias, teniendo en cuenta las que están próximas en salir (Atlántico 1 y 2). INTERCOLOMBIA manifiesta la importancia de mejorar el tema de la concurrencia y la presencia de más agentes para el momento de la selección del inversionista, para lo cual propone que a través del Comité se gestione la eliminación

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 150

de las barreras legales y regulatorias que existen para que los transmisores nacionales participen en las convocatorias del STR; a través del GTR se analizará si es necesario un ajuste legal y/o regulatorio, para revisar si es posible no limitar la participación de otros agentes en este tipo de convocatorias. El Comité está de acuerdo.

- Iniciativas de trámites legislativos que se presentaron antes de los resultados del plebiscito. Las propuestas estaban dirigidas para mejorar los procesos en el desarrollo de las obras de infraestructura, se resaltan dos: i) ley de infraestructura que incluyera infraestructura eléctrica y energética, para mejorar temas prediales y ii) reglamentar por vía legislativa las obras/proyectos con incidencias sociales acordados con la comunidad, en las que se pueda deducir del impuesto de renta de los transmisores; este tema está en el área jurídica del Ministerio.

4. PRESENTACIÓN PLAN PRELIMINAR 2016 – 2030

La UPME expone el Plan Preliminar de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2016 – 2030, manifestando que dentro de los análisis se tuvo en cuenta la coyuntura del fenómeno de El Niño y las opiniones de los agentes, CREG, MME, entre otros; adicionalmente se expone una visión a largo plazo en términos de la expansión de la transmisión (mayor a 15 años).

El detalle de la información se puede consultar en la presentación disponible en la página web del CAPT. Es importante resaltar algunos comentarios de los integrantes del Comité con relación a la presentación:

- Respecto al Plan de Generación el cual se divide en: i) supuestos básicos Plan de Expansión Generación, ii) metodología de planificación, iii) balance energía en firme vs. Proyección crecimiento demanda de energía, iv) comparación capacidad instalada vs. Proyección pico de potencia, v) señales de expansión, vi) construcción de escenarios de largo plazo, vii) resultados escenarios de largo plazo, viii) indicadores escenarios de largo plazo, ix) análisis especiales y x) alertas tempranas en generación. Como novedad metodológica, se informa que estos escenarios contemplan una nueva metodología de optimización en la cual se minimizan tanto las inversiones como los costos operativos del sistema.

El MME pregunta si los análisis se hicieron con el escenario alto de demanda aun sabiendo que el consumo ha bajado considerablemente; la Unidad indica que sí se utilizó el escenario alto y que la Subdirección de Demanda está evaluando si la disminución del consumo es una situación coyuntural o estructural.

EPSA pregunta cuáles proyectos fueron tenidos en cuenta en los análisis. La UPME indica que aquellos proyectos que están registrados en alguna de las fases de registro de proyectos y que cuentan con estudio de conexión radicados en la Unidad.

La UPME indica que la señal de expansión correspondiente al VEREC se activa en el 2019, lo cual se puede ver mitigado con importaciones; por otro lado, el balance ENFICC+OEF Vs la proyección de demanda, identifica el mes de junio del año 2021 como el momento donde dicha demanda supera a la oferta de energía en firme.

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN ACTA No. 150

La UPME presenta un ejercicio de flexibilidad operativa, el cual busca establecer el nivel de generación intermitente que el sistema podría incorporar. Se resalta la importancia de contar con información horaria de aportes para las principales plantas del SIN; para el ejercicio llevado a cabo solo se contó con información de Urrá.

INTERCOLOMBIA pregunta si la metodología y estrategia propuesta se puede utilizar para definir el cargo por confiabilidad. La UPME indica que el escenario 4 es el que más se asemeja al CXC, en este no hay limitaciones ni restricciones y presenta los mejores resultados desde el punto de vista de la operación e inversión (competencia neta).

El MME pregunta acerca del modelamiento de la eficiencia energética, la Unidad indica que existen dos maneras; i) flexibilidad de la respuesta de la demanda (horario) y ii) desde el punto de vista energético de largo plazo (mensual).

- Respecto al Plan de Transmisión el cual contiene i) Obras STN (Santander y Casanare - Arauca), ii) análisis medidas de mitigación Costa Caribe STN, iii) análisis preliminar generación Antioquia – CQR, iv) impacto conexión demandas Oriental y v) planeación de largo plazo

INTERCOLOMBIA resalta el alto nivel de ingeniería de planeamiento incorporado en este ejercicio de Generación y Transmisión. Adicionalmente, pregunta si la CREG ya dio respuesta en cuanto a la definición de las unidades constructivas para los proyectos de Compensación por Ampliación; la UPME informa que no, pero que se está avanzando en las consultas con los transmisores para conocer si el proyecto (compensaciones) lo realiza el transmisor o se hace por convocatoria. Además, recalca la importancia de que el proyecto entre en la fecha definida (septiembre de 2018).

La UPME manifiesta que su intención es dar señales a los promotores de proyectos de generación y a los grandes usuarios de conexión al STN, sobre la importancia de garantizar la firmeza de las solicitudes de conexión, debido a que éstas son la base para la definición de los proyectos. Es importante contar con la mejor información para la definición de las obras, ya que en muchas ocasiones las solicitudes tienen mucha incertidumbre, lo cual genera numerosos escenarios.

EPM informa que al interior de la empresa han detectado tres focos importantes de PCH's acumuladas, ubicadas en las cercanías de Ituango, en el occidente y en el noroccidente de Antioquia. Por tal razón, están revisando el impacto que tendría en el SIN, un nuevo corredor entre El Siete – Urrao – Urabá 230 kV. EPM informa que están realizando análisis preliminares los cuales podrían entregarse, posiblemente, en el primer trimestre del 2017.

EEB pregunta sobre las bahías de transformación a 500 kV de la S/E La Loma. La UPME indica que estas obras aparecerán en la sección de obras por ampliación del Plan 2016 – 2030.

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 150

EPSA pregunta si se tiene planeado conectar la zona Suroriental del país, la UPME indica que es la intención comenzar a mirar proyectos que permitan la conexión de las ZNI.

CODENSA pregunta que de acuerdo con la información que tiene, la S/E San Carlos 500 kV está congestionada; con base en esto, cuáles son las implicaciones en la definición de la obra propuesta por la UPME. La Unidad indica que dentro de Plan, no se está recomendando una obra en San Carlos; en caso que se decante algún escenario, posiblemente se pueda necesitar una obra en San Carlos, pero es más una señal y no es definitivo.

Al finalizar la presentación del Plan de Transmisión, se tienen definidas tres obras:

1. Interconexión Casanare – Arauca.
2. S/E Nueva Granada 230 kV.
3. Compensaciones en el STN del área Caribe.

EPM propone que, dependiendo del desarrollo de las subastas, se puedan definir obras de forma extemporánea; es decir, teniendo en cuenta que los escenarios de tiempo para la generación son preocupantes y habrá proyectos que requerirán obras de transmisión, no esperar hasta el siguiente Plan, sino definir los proyectos a medida que se necesiten. El Comité está de acuerdo.

Se propone enviar documento con las obras relacionadas para concepto del CAPT.

5. REVISIÓN PROPUESTA PARA LA CONFIDENCIALIDAD DE LA INFORMACIÓN GEOREFERENCIADA

La UPME explica que se requiere que los Transmisores definan los parámetros para elaborar el acuerdo de confidencialidad y propone al Comité que planteen la forma para darle manejo a la entrega de la información georeferenciada.

INTERCOLOMBIA manifiesta que el tema de reserva es importante para que la información no llegue a manos no deseadas y propone que la entrega de la información a terceros (entidades públicas) incluya una nota de reserva de información. La EEB está de acuerdo.

EPM por su parte indica que para la entrega de información, de acuerdo con sus políticas, con la UPME se haría un acuerdo de confidencialidad, entidades como URT y ANLA pueden estar bajo el mismo acuerdo de la Unidad, y con entidades privadas se propone estructurar un mecanismo con un alcance específico.

La UPME propone que se trabaje en un formato general con parámetros genéricos, es decir generalizarlo para que no sea por entidad. Además indica que para efectos del planeamiento, la UPME no debería firmar un acuerdo de confidencialidad. EPM revisará con el área jurídica; lo anterior debido a los protocolos establecidos por la entidad para la entrega de este tipo de información.

Finalmente, INTERCOLOMBIA propone enviar para comentarios un borrador de la nota de reserva que tendrá el oficio de entrega de información a entidades públicas, y propone que

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN ACTA No. 150

para la entrega a privados, quede pendiente el mecanismo hasta que llegue la primera solicitud, lo cual se manejará de acuerdo al requerimiento. El Comité está de acuerdo.

6. VARIOS

- Se propone reunión virtual el viernes 4 de noviembre para tratar los compromisos de la reunión del GTR realizado el 11 de octubre.
- Se propone la próxima reunión del Comité para el miércoles 16 de noviembre de 2016. INTERCOLOMBIA y UPME confirmarán la disponibilidad de sala en sus instalaciones.
- En el próximo CAPT se incluirá el tema de la Información Georeferenciada, para lo cual es importante que las empresas analicen el tema y tengan una propuesta (tabla de compromisos).

7. COMPROMISOS

A continuación, se presentan los compromisos adquiridos en la reunión:

Tabla 1. Compromisos adquiridos en la reunión CAPT – 150.

Ítem	Descripción	Fecha	Responsable	Observación
1	Concepto sobre obras propuestas en el Plan.		CAPT	Dos semanas contadas a partir de la entrega del documento por parte de la UPME.
2	Entregar propuesta concertada por transmisores en cuanto al texto a incluir en la entrega de información georeferenciada a terceros (entidades públicas).	16/11/2016	Transmisores	Se revisará en el próximo CAPT
3	Definir el canal de gestión en relación con la Unidad de Restitución de Tierras (URT) con el objeto de evitar duplicidad de esfuerzos.	16/11/2016	Transmisores	Canal de gestión: UPME, gremios o transmisores.
4	Enviar para comentarios nota de reserva para la entrega de información georeferenciada.		INTERCOLOMBIA	
5	Documento "Lineamientos de Política del STN".		CAPT	Plan de acción de los aspectos pendientes.


PABLO JAVIER FRANCO RESTREPO
 Presidente


RICARDO RAMÍREZ CARRERO
 Secretario Técnico