

## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

### COMITE ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN ACTA REUNIÓN No. 122

Fecha: 20 de agosto de 2013  
 Hora: 8:30 a.m.  
 Lugar: Oficinas UPME

#### 1. VERIFICACIÓN DEL QUÓRUM ✓ x

Agente	Empresa	Asistencia		
Transmisores	EEB	Jaime Orjuela	principal	✓
		Félix Humberto Montaña	Suplente	✓
		Leyla Montenegro	Invitada	✓
	ISA	Pablo Javier Franco	Principal	✓
		Jorge Mauricio Areiza	Suplente	✓
		Martha Falla	Invitada	✓
	EEPPM	Diego Montoya	Principal	✓
Luis Fernando Aristizabal		Suplente	X	
Grandes Consumidores	PAZ DEL RIO	Julio Cesar Wagner	Principal	X
		John Escarraga	Suplente	✓
	OXY	Fernando Bonilla	Principal	X
	CERROMATOSO	José Ramón Mercado	Principal	X
Comercializadores	CODENSA	Andrei Romero	Principal	X
		Wilman Garzón Ramírez	Suplente	✓
		Jairo Pedraza	Invitado	✓
	ISAGEN	Jovan Alfonso Cano	Principal	X
		Hernán Palacios Perdomo	Suplente	✓
	ELECTRICARIBE	Hector Andrade H	Principal	X
Marjorie Jimenez		Suplente	✓	
Generador	GECELCA	Argemiro Taboada	Principal	✓
Operador de Red	EPSA	Gustavo Velandia	Principal	✓
		Camilo Luna	Suplente	✓
CND	XM	Diego Tejada	Invitado	✓
Ministerio de Minas y Energía	MME	Elsa Márquez	Invitado	✓
UPME	UPME	Javier Martínez	Secretario	✓
		Alberto Rodríguez	Secretario	✓
		Raúl Gil	Secretario	✓
		Silvana Fonseca	Secretaria	✓
		Baisser Antonio Jiménez	Secretario	✓
		Andrea Rojas	Secretaria	✓
		Karen Palacio	Secretaria	✓



# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

Se da inicio a la reunión No.122 del Comité con la verificación del quórum.

Por solicitud del presidente del CAPT debido a inconvenientes en la hora de llegada a la reunión del mismo se modifica la agenda de la siguiente manera: el informe trimestral de restricciones se realizará después de la aprobación de las actas anteriores y el informe del presidente de las actividades realizadas en el periodo 2012-2013 se llevara a cabo acto seguido a la presentación de restricciones.

Una vez aprobada la mencionada modificación se lleva a cabo el informe del estado de las actas anteriores, para lo cual la secretaria del Comité informa que las actas correspondientes a las reuniones 113 a 117 se encuentran para firma, las actas 118 y 119 ya fueron circuladas a los miembros del CAPT y la versión final de las mismas la cual incluye los comentarios realizados por el Comité ya se encuentran en revisión final por parte de la secretaria y las actas de los comités 120 y 121, serán circuladas para comentarios en el transcurso de la semana del 20 al 23 de agosto y la semana siguiente, respectivamente.

## 2. INFORME TRIMESTRAL DE RESTRICCIONES. INFORME TRIMESTRAL DE PLANEAMIENTO OPERATIVO MEDIANO PLAZO Y ANALISIS DEL IMPACTO RETRASO PROYECTOS STN

XM comienza la presentación con las situaciones operativas relevantes que presenta actualmente el sistema, indicando lo siguiente:

### ➤ Subarea Bolívar

- El transformador de Bosque 150 MVA - 220/66 kV ha ido tomando carga paulatinamente y el 1 de julio de 2013 se comenzó a atender la totalidad de la carga de Bosque y Chambacú a través de este activo. Así mismo se indicó que actualmente la red no está operando enmallada debido al incidente que se presentó con la conexión del transformador.
- Se informa que aun teniendo la normalización del transformador de Bosque 66 kV y la red enmallada es necesario tener programar una unidad de Proeléctrica dado que ante un N-1 no se sobrecargue uno de los TRF de Ternera 220/66 kV.

En virtud de lo anterior XM precisa que se hace necesario la puesta en operación del segundo TRF en Bosque 220/66 kV para el año 2015 por parte del Operador de Red ELECTRICARIBE; indica que es esencial que se revise el tema relacionado con el aumento en la capacidad de transformación de los transformadores de Ternera 220/66 kV de 100 MVA a 150 MVA por parte de la UPME, ante esto la Unidad informa que los análisis iniciales arrojaron que dicho aumento no era necesario bajo las condiciones operativas que se tenían en ese momento, pero que de igual forma revisará nuevamente el tema más aun considerando que esta medida podría ser la solución más rápida que se tenga ante una contingencia simple en el área.

En relación al tema del cambio de los TRF de Ternera 220/66 kV, ELECTRICARIBE manifiesta que TRANSELCA ya tiene instalados los transformadores de 150 MVA pero éstos están siendo remunerados como trafos de 100 MVA.

- Por otra parte, ELECTRICARIBE menciona que se está evaluando la posibilidad de realizar el cambio de tensión de la red de 66 kV a 110 kV, indicando que ésta necesidad se ve reflejada a partir del año 2018.



## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

Ante esto, GECELCA menciona que cuando fue aprobado el proyecto de Bosque se dio la señal de la necesidad de realizar este cambio de tensión.

- En relación a las unidades de generación la EEB pregunta cuántas se requieren si no se tiene el proyecto de Bosque en su totalidad, a lo que XM indica que sin el proyecto se requieren 2 unidades y con el proyecto sólo 1.
- EEB pregunta en qué estado se encuentra el cambio del conexionado del TRF de Bosque, para lo cual se menciona por parte de ELECTRICARIBE que se está a la espera de la cotización por parte de la empresa encargada de realizar los trabajos, pero hasta el momento no se ha adelantado ninguna acción al respecto
- Finalmente, XM recomienda que para futuros procesos de selección de inversionista y especificaciones de activos se incluyan de manera específica los valores de sobrecarga para la operación, tanto para las convocatorias del STN/STR como para los conceptos de nuevos activos en el STR.

### ➤ Área CQR

- Se menciona que a partir del 14 de julio EEP realizó un traslado de carga de la subestación La Rosa 115 kV de CHEC a la subestación Dosquebradas 115 kV de EEP, lo cual hace que la sobrecarga del circuito La Rosa - Dosquebradas 115 kV se acreciente ante la salida del transformador de Cartago 230/115 kV. Se indica que aún con el segundo transformador de Cartago en operación (2014), si bien se elimina la restricción por la salida del TRF de Cartago, la salida del enlace Virginia - Cartago 230 kV ocasiona sobrecargas en la línea La Rosa - Dosquebradas 115 kV.
- EPSA propone que una acción correctiva podría reconfigurar el circuito Virginia - San Marcos 230 kV en Virginia - Cartago 230 kV y San Marcos - Cartago 203 kV. Así mismo, propone que la EEP revise el tema del traslado de carga dado que a raíz de lo anterior, se aumentó el problema de la sobrecarga. EPSA sugiere que como CAPT se debería revisar este tema.

En relación a lo anterior, la UPME indica que si bien es un problema que afecta al SIN, se debería realizar un análisis integral del sistema, pero no se puede entrar a plantear soluciones a los problemas de expansión de los OR.

- EPM como representante el grupo empresarial al cual pertenece la CHEC informa que debido al traslado de carga realizado por la EEP se dio la necesidad de realizar varias modificaciones al Plan de Expansión que iba a ser presentado a la Unidad, se informa también que en los análisis se tuvo en cuenta los problemas de reactivos, la incertidumbre de la FEO del proyecto Armenia y por su puesto la demanda de la EEP.
- XM en relación a la problemática surgida por el traslado de carga, indica que ya se han realizado acercamientos con la EEP y se han mirado alternativas integrales, de igual forma hay que tener en cuenta que si el Operador de Red considera que su mejor opción es el traslado de carga no se puede entrar a debatir respecto a eso.
- La UPME indica que dentro de las alternativas contempladas para mitigar la problemática existente es la instalación de compensaciones, a lo que EPM menciona que si bien esta



# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

podría ser una solución hay que tener en cuenta que el flujo de reactivos se podría generar problemas en las fronteras.

## ➤ Cargabilidad de transformadores

Ante la sobrecarga de los TRF's de Chinú 500/110 kV y del transformador de Sabanalarga 220/110 kV se ha presentado Demanda No Atendida. Con relación al tercer transformador de Chinú se espera que entre en operación en el mes de octubre del año en curso y acerca del segundo transformador de Sabanalarga la UPME indica que se están finalizando los análisis y una vez se tenga el resultado de los mismos se emitirá el concepto.

## RETRASO DE PROYECTOS

### ➤ Armenia

- Se requerirían entre 122 y 125 MW de generación de seguridad para el área CQR. Se informa que se tendría la totalidad de la disponibilidad de la generación, siempre y cuando ninguna máquina este indisponible, por ejemplo, si se llegase a presentar un mantenimiento o una salida fortuita de una unidad, se podría ver comprometida la atención de la demanda ante contingencia sencilla de transformación. En virtud de lo anterior, XM ya se encuentra adelantando gestiones de coordinación con los diferentes agentes para que en el período en que se presenta la máxima demanda no se programen consignaciones.

Así mismo, se informa que si no se llega a contar con la mínima generación de seguridad para cubrir contingencias sencillas, se dependería del esquema suplementario de Esmeralda.

- XM dentro de las recomendaciones que sugiere debido al retraso de Armenia, es el adelanto del tercer transformador de Esmeralda 230/115 kV o la instalación del transformador de Armenia en Esmeralda.

En relación al tercer transformador de Esmeralda 230/115 kV, EPM informa que a pesar que esta obra fue recomendada junto a la definición del proyecto de Armenia, aún no se tiene fecha de puesta en operación definida debido a que se está analizando el tema de espacio en la subestación y su necesidad en el tiempo, ya que se aclara que es imposible tenerlo para antes de la fecha programada para la entrada de Armenia.

- La UPME aclara que en los análisis realizados al momento de la definición del proyecto Armenia, la necesidad del tercer transformador de Esmeralda se identificó para después de la entrada en operación de la subestación Armenia. EPM menciona por parte de la CHEC se han realizado nuevos análisis, los cuales han arrojado que se requiere un transformador de mayor capacidad al definido inicialmente, lo anterior debido a las variaciones que ha presentado el sistema, sin embargo en el plan de expansión se ratificará su capacidad.

## PROYECTOS DEFINIDOS PARA EL AÑO 2015



## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

XM presenta los impactos que se tendrían si los proyectos definidos para el año 2015 entran en operación un año después.

### ➤ Caracolí 220 kV

- Se muestra la situación eléctrica actual de Atlántico, indicando que tanto en red completa como red degradada por mantenimientos, se presentan riesgos en la operación para la atención confiable y segura de la demanda. Se informa que no se cuenta con la mínima generación de seguridad disponible para cubrir contingencias N-1.
- EPSA comunica que teniendo en cuenta la situación actual del sistema en el área de Atlántico y previendo que el proyecto Caracolí no alcance a entrar en operación en el año 2016, se deberían tomar medidas de mitigación a nivel de STR. Ante esta sugerencia, ELECTRICARIBE menciona que en la ciudad de Barranquilla es casi imposible realizar obras adicionales, por otro lado también Electricaribe comentó que la problemática que se tiene en el área es el atrapamiento de la generación por lo que se necesitan líneas a nivel de STN para su evacuación. Por otra parte, manifiesta que el tema de la salida de la subestación Caracolí podría ser la ruta crítica del proyecto, dado que donde se encuentra ubicada la subestación es netamente residencial y no se cuentan con los corredores necesarios para la construcción de la línea.
- Igualmente, ELECTRICARIBE informa que se está evaluando la incorporación de una nueva subestación al norte de la ciudad, la cual ayudaría a descargar el anillo de 34.5 kV el cual presenta problemas actualmente, pero aclara que este proyecto no sería la solución al retraso de Caracolí.
- XM teniendo en cuenta los resultados de los análisis realizados ante el retraso de Caracolí, propone como medida de mitigación realizar la reconfiguración de la línea Tebsa - Nueva Barranquilla 220 kV en Tebsa - Caracolí 220 kV y Caracolí - Nueva Barranquilla 220 kV, con el fin de darle conectividad a la subestación Caracolí, previendo posibles atrasos de la línea definida inicialmente Flores – Caracolí – Sabanalarga 220 kV.

Otra de las medidas de mitigación propuesta es usar en la subestación Caracolí transformadores de cambio de fase (desfasadores), los cuales permitirían entre otras controlar de mejor manera los desbalances de la generación entre Tebsa y Flores y haciendo ajustes a la conectividad a nivel del STR de Atlántico con Caracolí.

- EPSA propone que para la próxima reunión del CAPT, se tenga un cronograma indicativo de las posibles fechas de entrada en operación de las obras a ejecutar por convocatorias y las asociadas a éstas a nivel de STR, lo anterior para así tener un panorama un poco más claro de las obras y los impactos que éstas traerían al sistema ante sus retrasos si dicha situación se presenta.
- CODENSA indica que en virtud de la situación actual del área de Atlántico y más aun teniendo en cuenta el inminente riesgo que se corre al tener Demanda No Atendida, la UPME debería dar prioridad a la convocatoria de Caracolí, pues si bien ya se tienen identificadas medidas para mitigar el riesgo de desatención de demanda en el año 2015 existiría la necesidad de tomar acciones correctivas para el año 2016 asumiendo que el proyecto tampoco entre en este último año, en virtud de las implicaciones que se tendrían a la salida de la subestación Caracolí, tal como lo indicó ELECTRICARIBE.



# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

- GECELCA reitera lo que ha mencionado en varias reuniones del Comité, la necesidad de revisar el planeamiento que se está realizando, indicando que parece que se estuvieran definiendo obras de mitigación de corto plazo, cuando debería orientarse hacia fortalecer y mejorar la competitividad del sistema y del mercado.
  - Teniendo en cuenta la propuesta de reconfiguración planteada por XM, la Unidad manifiesta que dicha medida podría implicar salir con dos convocatorias (por el tema de garantías debido a que se tendría dos fechas de puesta en operación, una para la reconfiguración y otra para el proyecto definitivo), también indica que otras de las implicaciones que se tendría sería en la remuneración de los activos, pero de igual forma hará todas las consultas necesarias ante la CREG para verificar si es posible tener una sola convocatoria.
  - EPM propone que se debería citar a reunión del grupo técnico y regulatorio para tratar lo concerniente a los vacíos regulatorios que existen actualmente. A la propuesta anterior, la EEB sugiere que en la reunión del grupo técnico se revise lo concerniente a si es posible regulatoriamente realizar un ajuste a la obra ya definida y en caso de ser necesario el CAPT emita un oficio a la UPME conceptuando sobre la modificación a realizar, lo anterior para tener un respaldo a la gestión que se haga ante el MME.
  - Con relación a la consulta a la CREG, la Unidad menciona que irá adelantando acercamientos con la Comisión, de tal forma que al momento de realizar la próxima reunión del grupo técnico ya se cuente con un panorama más claro y en lo posible tener una propuesta para presentar a las entidades correspondientes.
  - Se programa reunión de grupo técnico para el día lunes 26 de agosto en las instalaciones de la UPME para revisar las propuestas y alternativas en el STN y STR para la subárea de Atlántico.
  - Se indaga y se propone que se presente la curva de probabilidad de la disponibilidad de las plantas de generación del área.
- **Chinú - Montería - Urabá**
- Se indica que los principales problemas que se tendrían con la no entrada en operación del proyecto en el año 2015 son: bajas tensiones en Montería, agotamiento en la capacidad de transformación 500/110 kV y atrapamiento de generación en Urrá, lo cual podría poner en riesgo la atención de la demanda principalmente si se presenta contingencia sencilla en los TRF Chinú 500/110 kV y Cerromatoso 500/230 kV, esta última condición podría llevar al colapso total de la subárea.
  - XM indica que ELECTRICARIBE ya presentó a la UPME el estudio correspondiente a la instalación de una compensación en Montería 110 kV con fecha de entrada en operación para el año 2014, la cual ayudaría a mejorar los problemas de bajas tensiones identificados. XM pregunta a la UPME acerca del estado del proyecto, a lo que se indica que ya se están realizando análisis y que una vez se terminen se emitirá el respectivo concepto.
- **Bello - Guayabal - Ancón**
- Se mencionan los impactos que se tendrían por la no puesta en operación del proyecto en el año 2015, entre ellos se encuentra sobrecargas no admisibles en el corredor Envigado -



## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

Guayabal 110 kV ante contingencias sencillas en la red de 110 kV y 220 kV, riesgos de atrapamiento de generación en el Oriente Antioqueño y agotamiento en la capacidad de transformación en Bello 220/110 kV.

- Como medida de mitigación ante el posible retraso, XM propone la instalación de un tercer transformador en Bello 220/110 kV (ingresar un TRF de Guayabal 220/110 kV en la subestación Bello), aclarando que esta medida sería provisional hasta que la puesta en operación el proyecto Bello - Guayabal - Ancón 220 kV.

A la propuesta realizada por XM, EPM indica que si bien la instalación del tercer transformador en Bello ayuda aliviar los problemas del STN, a nivel de STR podría traer complicaciones y se tiene que analizar el tiempo en que se puede tener operando la medida remedial para definir si se justifica su implementación.

- En relación a los problemas que se podrían presentar en la ejecución del proyecto Bello – Guayabal – Ancón, EPM informa que si bien puede existir inconvenientes en el trazado aéreo de las líneas, no implica que sea necesario la construcción total del proyecto en tramo subterráneo, mencionando que EPM ya tiene identificados los posibles sitios donde requeriría la necesidad de soterrar las líneas por barreras urbanísticas identificadas y que dicha información ya ha sido compartida con la UPME.
- Por otra parte, en relación a la propuesta de XM de trasladar provisionalmente un transformador de Guayabal a la subestación Bello, EPM indica que realizará los análisis y estudios del caso y de igual forma realizará un cronograma con la posible fecha de puesta en operación de dicho transformador. Igualmente, menciona que esta medida puede traer una implicación regulatoria, dado que en la actualidad la reglamentación indica que se debe contar con un transformador de respaldo en cada subestación y si se realiza el traslado mencionado, Guayabal quedaría sin dicho respaldo.

### ➤ Suria 230/115 kV

- XM indica que las implicaciones que traería la no entrada en operación del proyecto Suria definido para el año 2015 serían: agotamiento en la capacidad de transformación en Reforma 203/115 kV, sobrecarga superior al 100% en Ocoa – Suria 115 kV y se continuaría con la radialidad a nivel de STR.

En virtud de lo anterior, XM propone realizar una reconfiguración de la línea Guavio – Tunal 230 kV, en Guavio – Reforma – Tunal 230 kV, e indica que esta obra al parecer no necesitaría licencia ambiental dado que las torres se encuentran dentro del predio de la subestación Reforma.

- La UPME indica que revisará cómo se manejaría el tema relacionado con la convocatoria y que validará con el ANLA el tratamiento ambiental establecido si las torres llegarán a estar dentro de los terrenos de la subestación, tal y como lo menciona XM.
- ISA pregunta que si esta obra se le podría dar tratamiento por mecanismo de “ampliación”. La UPME dice que revisará el tema.

Por otra parte, ISA informa que las torres al parecer están fuera de los terrenos de la subestación, que harán una verificación e informa que también existe la necesidad de



## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

construir un nuevo diámetro y realizar cambio de protecciones, lo cual implicaría la demolición de la casa de control.

- Finalmente, XM pregunta a la EEB el tiempo que podría tardar realizar la reconfiguración, a lo que esta última responde que si se tiene toda la documentación ambiental completa se puede hablar de aproximadamente seis (6) meses para la ejecución de los trabajos, sin incluir las obras de la subestación Tuluní 230/115 kV.
- La problemática que se tendría ante la no entrada en operación del proyecto, es el agotamiento en la capacidad de transporte de la red de 115 kV, lo cual repercute en tener restricciones en la evacuación de la energía de las plantas Ambeima y Amoyá.

Ante la problemática identificada por XM, y teniendo en cuenta que para mitigar el efecto es necesario la construcción de nueva infraestructura (la cual no podría estar antes de 2015) se observa que la única acción operativa que tendrá será techar la generación de las centrales Ambeima y Amoyá, resaltando que ambas plantas tienen Obligaciones de Energía en Firme asignadas.

### ➤ Área Oriental 2013-2015.

- XM informa que ante el retraso de Nueva Esperanza en los años 2014 y 2015, se recomienda la instalación de un segundo transformador en Bacatá 500/115 kV. Adicionalmente hasta la entrada en operación de la subestación Norte 230 kV, es necesario realizar las recomendaciones propuestas en 115 kV. Se comenta que CODENSA envió a la UPME una comunicación manifestando el interés de realizar estas obras y advirtiendo la necesidad de revisar algunos aspectos relacionados con garantías y el tiempo de aprobación de estudio de conexión y viabilidad.
- Se informa que en 30 días, es decir, hacia el 20 de septiembre, se tendría el concepto de ISA y la UPME, acerca del traslado del trafo 500/115 kV de Nueva Esperanza a Bacatá.
- La UPME menciona que las modificaciones de los pasos de las compensaciones en el Meta fueron aprobadas por parte de la Unidad.

### ➤ Alfárez

- Se propone como alternativa a analizar luego de la puesta en operación del proyecto, que la conexión de Alfárez inicialmente propuesta sea modificada, es decir, que ya no se construya el enlace Jumbo – San Bernardino 220 kV sino la línea Juanchito – Pance 220 kV, esto con el fin de permitir el aumento del límite de importación del área y adicionalmente evitar el cruce de líneas de 230kV que se observa en la conexión actual que tiene el proyecto. Al respecto EEB precisa que, una vez que el proyecto entre en operación, está en total disposición de revisar la alternativa propuesta, no obstante, considerando que habría, en dado caso, que revisar aspectos regulatorios asociados a las implicaciones que dichas modificaciones tendrían sobre la manera como se definió la convocatoria y por la cual se remunera el proyecto.
- A la anterior propuesta, EPSA menciona que se debe tener en cuenta la cargabilidad de los transformadores ante la conexión de Alfárez. De igual forma, plantea que se podría



# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

contemplar la conexión de Alférez 150m más adelante a la presentada por XM y así se evitaría correr menos riesgos ante contingencias simples.

### 3. INFORME PRESIDENTE ACTIVIDADES REALIZADAS AÑO 2012-2013

Por parte de la presidencia se indican los temas tratados durante el periodo de su vigencia, a continuación se mencionan algunos de ellos:

- Se realizaron reuniones de trabajo con el MME en el marco de la actualización del RETIE, en las que se propuso incluir la utilización de nuevas tecnologías en transmisión, así como el tema relacionado con estructuras compartidas.
- Comentarios al documento sobre el planeamiento, convocatorias y ejecución de los proyectos del STN (MME).
- El avance en el documento de metodología también merece ser mencionado, así como los análisis y discusiones en torno a la problemática ambiental de los proyectos.
- Comunicación sobre Resolución CREG 042 de 2013 - Nuevas Unidades Constructivas y Pérdidas del STN (CREG).

El comité en pleno agradece la excelente gestión realizada por ISA durante los dos años en la presidencia del CAPT.

### 4. INDICADORES DE ASISTENCIA Y ROTACION DURANTE EL AÑO 2012-2013. CONFORMACION DEL CAPT 2013-2014

- La secretaría del Comité muestra los indicadores de asistencia a todas las reuniones realizadas en el periodo de vigencia 2012-2013.
- Se informa que en lo referente a la conformación del nuevo CAPT, CODENSA, ELECTRICARIBE y EPM no se tuvieron en cuenta como Operadores de Red sino como comercializadores los dos primeros y como transmisor el último.
- Se muestra en detalle cómo fue la votación realizada para escoger los nuevos miembros del CAPT y se indica como quedó conformado.

### 5. ELECCION DE PRESIDENTE

- Se realiza un sondeo para saber a qué agentes se proponen para asumir la presidencia del Comité, encontrando los siguientes postulados: i) ISA, el cual fue propuesto por EPM, Paz del Rio y GECELCA, ii) EEB, postulado por CODENSA y iii) EPM, propuesto por ISA. Teniendo en cuenta que ISA es el actual presidente el CAPT, EPM propone que se revise como quedó el ajuste que se realizó a los estatutos internos del Comité el año pasado cuando se llevó a cabo la elección del presidente.
- La secretaria informa que dicha modificación quedó en el Acta No 111 y se procede a dar lectura de la misma: "(...) Dado lo anterior, se hace necesario realizar modificación del numeral 4.2 del Reglamento Interno, para lo cual se procedió de la siguiente manera:



## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

- a. Se solicitó el cambio en el Reglamento.
- b. Se realizó votación para verificar si se estaba de acuerdo con el cambio del reglamento, arrojando como resultado la aprobación del cambio.
- c. Se sometió a modificación el numeral en mención y de acuerdo a todos los aportes dados por los miembros del CAPT, éste quedó definido de la siguiente forma: ***“El período del Presidente será de un año y podrá ser reelegido en el período inmediatamente siguiente con la votación a favor de la totalidad de los asistentes y siempre y cuando haya quórum. (...)”***.

En virtud de lo anterior, se indica que ISA no puede ser reelegida dado que no se cuenta con la totalidad de la votación por parte de los asistentes al Comité. Por tanto se procede a realizar la votación teniendo como posibles elegibles a la EEB y EPM, los resultados se muestran a continuación:

Agente	EPM	EEB
ISA	x	
EPM	x	
EEB		x
CODENSA		x
PAZ DEL RIO	x	
GECELCA	x	
EPSA		x
ECA		x
ISAGEN	x	
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>4</b>

Teniendo en cuenta la votación obtenida, se elige como presidente del CAPT a Empresas Públicas de Medellín para la vigencia 2013-2014.

### 6. INFORME DE CONVOCATORIAS

➤ **Convocatoria UPME 01 de 2008 - Proyecto Nueva Esperanza 230/500 kV y Líneas asociadas**

- Se indicó que fueron realizadas las respectivas audiencias públicas informativas para el licenciamiento ambiental en los municipios de Soacha, Bojacá y Mosquera para la línea 500 kV y en los municipios de Junín, La Calera y Soacha línea de 230 kV.

Dentro de los temas más relevantes que se dieron en las audiencias, se encuentra lo relacionado a los efectos que ocasionan dichas obras en la salud de las personas debido a la incidencia de los campos electromagnéticos, se informa que existe una alta oposición política y una dura oposición respecto al impacto ambiental del proyecto.

Por otra parte, se informa que las audiencias definitivas se realizaron los días 30 de agosto de 2013 en Bojacá (500 kV) y el 05 de septiembre de 2013 en Choachí (línea 230 kV).



## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

- Se prevé que se tenga el licenciamiento en ambiental si el ANLA no solicita información adicional después de las audiencias.
  - Se reitera que la ruta crítica del proyecto no sería el licenciamiento ambiental sino el rescate arqueológico.
  - La Unidad indica que en las últimas semanas se ha especulado que la posible fecha de entrada en operación sea el año 2016, teniendo en cuenta que puede existir el riesgo de que EPM por diferentes circunstancias no logre tener las obras terminadas para el tercer trimestre del 2015, pero aclara que a la luz de hoy, la fecha declarada como año de entrada en operación es el tercer trimestre del 2015.
  - Por otra parte la Unidad informa que actualmente se está estudiando la posibilidad de poder tener generación localizada en el área Oriental, específicamente en el norte de Bogotá.
- **Convocatoria UPME 04 de 2009 – Proyecto Sogamoso 500/230 kV y Líneas asociadas**
- El 12 de abril de 2013, la ANLA expidió la Resolución 0351, por la cual se modifica la licencia de ISAGEN y se incluye la Subestación 500/230 kV.
  - Se indica que la semana anterior se otorgó la licencia ambiental para las líneas de 230 kV y 500kV.
- **Convocatoria UPME 02 de 2009 – Proyecto Subestación Armenia 230 kV y Líneas asociadas**
- Se informa que el pasado 15 de agosto, se realizó la audiencia pública para el licenciamiento ambiental, recalando que existe bastante oposición por parte de los asistentes a la Audiencia.
  - Si prevé que si el ANLA no realiza ningún requerimiento adicional de información luego de la audiencia se tendría licenciamiento en el mes de septiembre.
  - EPM pregunta que si se obtiene la licencia ambiental cuánto tiempo se tardaría la ejecución del proyecto, para lo cual la EEB indica que aproximadamente 5 meses dado que en el tema predial ya se tiene un avance importante.
- **Convocatoria UPME 01 de 2010 - Proyecto subestación Alférez 230 kV y Líneas asociadas**
- Se informa que ya se cuenta con la licencia ambiental desde el 07 de junio de 2013.
  - La EEB informa que tiene como objetivo cumplir con la fecha de entrada en operación.
  - EPSA indica que se debería revisar el tema de las garantías, pues si bien los Operadores de Red están cumpliendo con la ejecución de las obras para las fechas inicialmente estipuladas, el retraso de las obras a nivel de STN les están ocasionando sobrecostos a ellos. Solicita que en el CAPT o en el grupo Técnico y Regulatorio se trate este tema, a lo que la presidencia indica que revisará la agenda de la próxima reunión del GTR para incluirlo dentro de ésta.



## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

- CODENSA propone realizar una actualización al tema de garantías y circularlo a los miembros del Comité para así ganar tiempo en la reunión que se trate este tema.
- **Convocatoria UPME 05 de 2009 - Proyecto subestación Quimbo 230 kV y Líneas asociadas**
  - Se informa que ya fue expedido el AUTO para dar inicio a la evaluación de los EIA para la línea Quimbo – Altamira, hasta el momento el ANLA no ha realizado ningún requerimiento.
  - En relación a la línea Quimbo – Alférez, se informa que el 02 de julio de 2013 se dio AUTO donde se informa que la alternativa 1 fue la elegida, el inversionista informa que ya se está trabajando en los ajustes a los estudios de impacto ambiental.
  - La EEB interviene para informar del estado de avance que se tiene en el levantamiento topológico, informando que se han presentado algunos inconvenientes de orden público que han retrasado el trabajo.

Según información de la interventoría el proyecto, particularmente en la línea Tesalia-Alférez, presenta un retraso aproximado de 6 meses.

- **Convocatoria UPME 02 de 2010 - Proyecto Termocol**
  - La fecha de entrada en operación no se ve comprometida. Se reitera lo dicho en reuniones anteriores respecto a la conexión que tendrá la subestación para darle continuidad a la línea Santa Marta – Guajira 220 kV.
  - La EEB pregunta a XM que si ya fue ejecutada la garantía por el incumplimiento de la generación, a lo que XM indica que no tiene la claridad del caso, el tema se viene analizando en la parte financiera y jurídica de XM.

La UPME muestra un resumen de los antecedentes del el proyecto, es decir, muestra la trazabilidad (indicando fechas) del proyecto, desde su solicitud de conexión hasta la adjudicación de la convocatoria.

- **Convocatoria UPME 03-2010 Chivor - Chivor II – Norte - Bacatá 230 kV**
  - Se informa que desde el mes de julio del año en curso de dio viabilidad al inicio de la interventoría.
  - Respecto a la selección de lotes, se indica que ya se avanza en la selección de los terrenos para la ubicación de las subestaciones Chivor II y Norte, se menciona que la EEB solicitó cambio de nombre para la subestación Chivor II.

Se da un espacio para tratar otros temas, algunas de las preguntas u observaciones realizadas son las siguientes:

- Se pregunta acerca de la asignación de contraseñas para los miembros del nuevo CAPT, la secretaria informa que se revisará el tema y se asignarán las respectivas contraseñas.



## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

- ISA pregunta cómo y cuándo se va a dar inicio a las nuevas convocatorias. La UPME responde que los consultores encargados de realizar los pliegos ya están trabajando en el tema, que se han tenido varias reuniones de trabajo y se comenzaron a realizar visitas técnicas para tener mayor claridad en la definición de los criterios técnicos (se muestra un cronograma para la ejecución de las convocatorias).

EPM pregunta si el cronograma mostrado es cumplible, a lo cual la Unidad manifiesta que sí y que lo que se busca es que a diciembre de este año se tenga abiertas las convocatorias para los proyectos catalogados como “prioritarios”, estos proyectos son: segundo circuito Bolívar – Cartagena 220 kV, Segundo transformador Copey 500/220 kV, Caracolí 220 kV, Suria 230 kV, Chinú – Montería – Urabá 220 kV.

- Por parte de varios de los asistentes se indica que en la reunión No 121 del Comité se solicitó la conformación de un grupo ambiental dentro del CAPT. La Unidad informa que se enviará una comunicación de invitación a los respectivos agentes para conocer la disposición frente a este nuevo grupo.

Frente al tema de la conformación del grupo ambiental se indica lo siguiente:

- ✓ EPM pregunta cuando se estaría citando a reunión, sugiere que se debería realizar antes del próximo CAPT.
  - ✓ EPSA propone que sería conveniente trabajar coordinadamente con otros agentes y entidades ambientales, para que en caso de realizar alguna propuesta se haga en conjunto.
  - ✓ EEB indica que tal y como se había manifestado en el CAPT 121, sería pertinente que en las primeras reuniones el grupo ambiental este acompañado por algunos miembros del CAPT.
  - ✓ La Unidad menciona que lo ideal es que el trabajo que se haga en el grupo ambiental, sirva de apoyo para identificar las posibles restricciones que puedan tener los proyectos.
- El MME reitera nuevamente que las funciones del CAPT conforme está establecido en la Res 181313 de 2002 no se circunscribe únicamente a asesorar en temas de la transmisión, sino que en virtud del Parágrafo 2 del Art 5, que habla del Cuerpo Consultivo Permanente de que trata el Art. 17 de la Ley 143 de 1994, se establece que hasta tanto no se constituya este Cuerpo Consultivo, la UPME contará con el CAPT. De esta forma el MME solicita tener en cuenta lo señalado e incorporar en el Plan de acción del CAPT, efectuar recomendaciones sobre la actividad de generación, en particular conceptuar sobre el Plan de Expansión de Generación que debe presentar la UPME a su consulta.

### 7. VARIOS

- En relación al tema de la compensación en Noroeste, la UPME indica que si bien se había adquirido el compromiso de realizar análisis, esto no fue posible tenerlos a la fecha. Solicita a la EEB en la medida posible, haga una presentación de los análisis que ellos han realizado, para lo cual se informa que cuando el Grupo Técnico y Regulatorio estaría en toda disposición de presentarlos, de igual forma, aclara que esto es una propuesta en caso de que no se diera a satisfacción la conexión del transformador en la subestación Bacatá o se no sea posible la instalación de la compensación en Bacatá



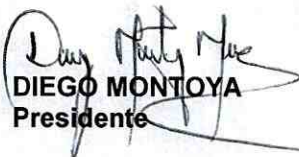
## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

- ISA pregunta a la EEB que en síntesis la alternativa de la conexión del SVC en la subestación Noreste es en virtud de qué? La EEB dice que tal como lo indicó anteriormente, ésta propuesta sería una medida de mitigación a los problemas si dado el caso, se presenta algún inconveniente con la ejecución de las medidas que ya se identificaron.
- Se pregunta por parte del Comité si la instalación del SVC en Noroeste, si se llegase a dar, se podría tratar como una ampliación, a lo que la Unidad indica que hubiera sido conveniente que la CREG precisara cuando se considera la instalación de una compensación como ampliación o no.
- Finalmente ISA propone que las reuniones del Grupo Técnico y Regulatorio se realice en 3 sesiones de la siguiente forma:
  - ✓ Grupo técnico – regulatorio 26 de agosto de 2013.
  - ✓ Grupo técnico 12 de septiembre de 2013.
  - ✓ Grupo ambiental 13 de septiembre de 2013.

TAREAS	RESPONSABLE	FECHA
Oficios invitación CAPT ambiental	UPME	No se definió
Concepto compensación Montería 110kV	UPME	2 semanas a partir del CAPT
Concepto 2 TRF Sabanalarga	UPME	2 semanas a partir del CAPT
Resultados SVC Noroeste	EEB	Próximo GTR

**Nota:** El tema de análisis de aspectos ambientales y sociales se aplaza por inasistencia de la ANLA, cuyo representante había sido citado y confirmado asistencia a la reunión.

  
**DIEGO MONTOYA**  
Presidente

  
**ALBERTO RODRIGUEZ**  
Secretario Técnico

