

# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

## ACTA No. 137

Fecha: 17 de abril de 2015  
Lugar: UPME

Hora: 8:30 a.m.

### 1. VERIFICACIÓN DEL QUÓRUM ✓ X

Se da inicio a la reunión No.137 del Comité verificando el cumplimiento del quórum.

Agente	Empresa	Asistencia		
Transmisor	INTERCOLOMBIA	Pablo Javier Franco	Principal	✓
		Jorge Mauricio Areiza	Suplente	x
	EPM	Diego Humberto Montoya	Principal	✓
		John Jairo Celis Restrepo	Suplente	✓
	EEB	Jaime Alfonso Orjuela	Principal	x
		Jairo Ovidio Pedraza	Suplente	✓
José Vicente Melo		Suplente	✓	
Gran Consumidor	PAZ DEL RIO	Julio Cesar Wagner	Principal	x
		Pablo Martín Bernal	Suplente	✓
	OXY	José Vicente Gómez	Principal	x
		Carlos Rangel	Suplente	x
	CERROMATOSO	José Ramón Mercado	Principal	✓
		Freddie Luna	Suplente	x
Comercializador	CODENSA	Andrei Romero Grass	Principal	✓
		Carlos Fernando Gómez	Suplente	x
	ISAGEN	Agustín Escobar Moreno	Principal	✓
		Hernán Palacios Perdomo	Suplente	✓
	ELECTRICARIBE	Hector Andrade Hamburger	Principal	✓
		Henry Andrade López	Suplente	✓
Generador	AES CHIVOR	Juan Carlos Guerrero	Principal	✓
		Fredy Martínez Guevara	Suplente	x
Distribuidor	EPSA	Gustavo Velandia Palomino	Principal	x
		Michael Eduard Muñoz	Suplente	✓
		Carlos Alberto Moreno	Suplente	x
CND	XM	Carlos Andrés Cano	Invitado	✓
		Diego Tejada	Invitado	x
		Juan Carlos Morales	Invitado	x
Ministerio	MME	Elsa Fernanda Márquez	Invitado	✓
UPME	UPME	Jorge Alberto Valencia	Secretario	✓
		Antonio Jiménez	Secretario	✓
		Javier Martínez	Secretario	✓
		Diana María Pérez	Secretario	✓
		Raúl Gil Naranjo	Secretario	✓
		Leonardo Moreno	Secretario	✓
Juliana Moreno	Secretario	✓		

# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

## ACTA No. 137

---

### 2. APROBACIÓN DE ACTAS ANTERIORES

Se informa por parte de la secretaría del Comité que el acta de la reunión No. 136 será enviada la próxima semana para revisión y comentarios por parte del Comité.

### 3. INFORME DE AVANCE DE CONVOCATORIAS

Se realiza por parte de la UPME, la presentación del avance de los proyectos de convocatorias, a continuación se resumen los aspectos más relevantes de cada proyecto:

#### 3.1. INFORME PROYECTOS EN EJECUCIÓN STN Y STR:

##### ▪ NUEVA ESPERANZA:

**Convocatoria:** UPME 01-2008

**Avance:** 43% de 89%

**FPO inicial:** 31/ago/2012

**FPO oficial:** 10/may/2015

**FPO prevista:** dic/2015 a ene/2016

##### ✓ **Obras a 230 kV:**

- Licencia desde dic/2013. En construcción tramo 1 (Ubalá - Junín), con 39/100 torres montadas.
- Reuniones en Gama, MinInterior y Guasca. Continúa la oposición en La Calera y en veredas de Gama.
- Para el tramo 1 (Ubalá - Junín) se han recibido 356 aceptaciones de 398 predios.
- Para los tramos 2 y 3 todavía no se han iniciado actividades (dificultades sociales y de servidumbre).

##### ✓ **Obras a 500 kV:**

- Con licencia desde may/2014. Dificultades con autoridades municipales y la comunidad.
- Reuniones con el personero de Zipacón, veredas en Madrid, personera de Bojacá
- Se elaboró el documento para definición del tema del aeropuerto El dorado II. EPM realizará el proyecto tal como se tiene planeado, una vez se inicie la construcción del aeropuerto, se tendrán en cuenta alternativas de modificación de la línea, como i) Aérea, ii) Subterránea y iii) Combinación aérea y subterránea.
- En la S/E Nueva Esperanza: Avanzan las obras civiles, muros cortafuego, casetas y edificio de control.
- En Bacatá: Avanza la construcción del edificio de control, cárcamos, filtro y malla de puesta a tierra.
- EPM solicitó prórroga de la FPO por atrasos en licenciamiento.
- Sin presentar aun variantes a la ANLA. Podrían presentarse atrasos.

# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

## ACTA No. 137

---

**Medidas de mitigación:** En operación compensaciones de Codensa y SVC de EEB. Atrasó en transformador de Codensa (feb/15). EMSA para ago-sep/15 (atrasada). En cronograma STATCOM.

▪ **SUBESTACIÓN ARMENIA 230 kV Y LÍNEAS ASOCIADAS:**

**Convocatoria:** UPME 02-2009

**Avance:** 78% de 89%

**FPO inicial:** 30/nov/2013

**FPO oficial:** 02/ago/2015 Res. 40405 del 6/abr/2015

**FPO prevista:** mar/2015

- Prorroga No. 3: 02/ago/2015 según resolución MME 40405 del 06/abr/2015 (118 días).
- Con licencia desde 05/jun/2014, en pruebas de control y protección y equipos GIS.
- ANLA levantó medida preventiva de CRQ e interpuso medida preventiva en los DCS; no se ha podido concertar con la CRQ las medidas a implementar y con CARDER se encuentra en proceso.
- Risaralda: Construidas 38 torres de 43.
- Quindío: Construidas 14 torres de 38. Faltan 29 en total.
- Atrasos: Suspensión de actividades en los distritos de conservación, negociación de servidumbres, renegociación de servidumbres por nacederos y dificultades con la Gobernadora del Quindío.
- La relocalización de 3 torres sobre el Barbas Bremen implicaría adicionar 9 meses para diseño, fabricación y montaje, sin contar con el tiempo de la eventual modificación de la licencia.

▪ **QUIMBO – ALTAMIRA (1) / QUIMBO – ALFÉREZ (2):**

**Convocatoria:** UPME 05-2009

**Avance:** 43% de 89%

**FPO inicial:** 30/sep/2014

**FPO oficial:** 28/nov/2015

**FPO prevista:** dic/2016 (todo el proyecto)

**Subestación + Quimbo-Altamira + reconfiguración (1):**

- Entró en operación el 16/dic/2014.

**Línea Quimbo – Alférez (2):**

- Se radicó el EIA el 17/sep/2014. Mediante Auto 0236 del 22/ene/2015 la ANLA solicitó información adicional; la EEB manifiesta dificultad para cumplir requerimientos en 1 mes e interpuso recurso de reposición el 11/feb/2015. Sin respuesta a la fecha por parte de la ANLA.

## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN ACTA No. 137

---

- De acuerdo con el Decreto No. 2820 de 2010, la EEB había estimado obtener la licencia ambiental para esta línea el 20/mar/2015, dicho proceso de licenciamiento presenta 30 días de atraso al 20/abr/2015.
- Los plazos se están aumentando para la línea Tesalia - Alferez.

### ▪ CHIVOR – CHIVOR II – NORTE - BACATÁ:

**Convocatoria:** UPME 03-2010

**Avance:** 41% de 73%

**FPO:** 31/oct/2015

- El 14/nov/2014 se emitió Auto que define alternativa - DAA. Aún no está en firme.
- En proceso, respuesta ANLA a 5 recursos de reposición sobre Auto que decide alternativa - DAA. Se requiere colaboración de la ANLA para pronta respuesta. Estarían en firme para jun/2015.
- En levantamiento de información para solicitar sustracción en reserva cuenca alta del río Bogotá.
- La Dirección de Bosques del MADS, emitió concepto sobre la competencia de Corpochivor en suministrar los términos de referencia para sustracción del PGOF, se encuentra a la espera de los términos por parte Corpochivor.
- Acogida del DRMI de las cuchillas Negra y Guaneque, mediante Acuerdo 020 de Nov/26/2014 del Consejo Directivo de Corpochivor que realizó la zonificación ambiental de manejo de DRMI.
- Variante en Cogua y Zipaquirá. Los diseños se realizarán durante la etapa de construcción.
- Reuniones informativas y aclaraciones con el Viceministro del Interior, Secretaría de Planeación y Medio Ambiente y el Gerente de la Catedral de Sal de Zipaquirá.
- Atraso acumulado de 16 meses. No estará en nov/2015. Riesgo de no estar en nov/2016.
- Determinantes los plazos de evaluación del EIA.

XM pregunta, ¿se pueden establecer algunas medidas de mitigación para el proyecto Chivor II, como sucedió en el caso de Nueva Esperanza?. La UPME propone incluir el proyecto Chivor II STN y STR, en el seguimiento que se realiza al proyecto Nueva Esperanza y medidas de mitigación, es decir el seguimiento Área Oriental.

### ▪ SEGUNDO TRANSFORMADOR COPEY:

**Convocatoria:** UPME 02-2013

**Avance:** 39,8% de 39,8%.

**FPO:** 30/nov/2015

- En construcción: Avanzan las excavaciones para pórticos de 230 y 500 kV.
- Hay posibilidad de adelantar su FPO.

# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

## ACTA No. 137

---

- Finalización de pruebas en fábrica y entrega de transformadores para instalación en may/2015.
- Finalizó el rescate arqueológico del proyecto. Se avanza en las actividades de monitoreo y laboratorio.
- Pendiente la compra de predios de los Arhuacos y la negociación de los proyectos de beneficio comunitario.

### ▪ **BOLÍVAR – CARTAGENA 220 kV:**

**Convocatoria:** UPME 05-2012

**Avance:** 10% de 15%

**FPO:** 7/mar/2017

- El 27/feb/2015 la EEB radicó el DAA ante la ANLA y se dio auto de inicio el 5/mar/2015. Se prevé que exista pronunciamiento de la ANLA para la próxima semana.
- Entre el 17 y 20 de marzo de 2015, se realizó reunión de reconocimiento del área del proyecto por parte de la ANLA.
- En elaboración de los diseños y rutas tanto aéreas como subterráneas de la línea de transmisión.
- Presentación del DAA a EPA y CARDIQUE en Cartagena.
- Se tienen los primeros borradores para los contratos de conexión.
- Visita a líderes comunales de los barrios de Policarpa, Arroz Barato y Puerta de Hierro.

### ▪ **SOGAMOSO – NORTE – NUEVA ESPERANZA:**

**Convocatoria:** UPME 01 – 2013

**Avance:** 13,5% de 14,7%

**FPO:** 30/sep/2017

- El 17/feb/2015 la EEB radicó el DAA ante la ANLA. El 9/mar/2015 se dio Auto de inicio No. 0906 por el cual se inicia el trámite de evaluación del DAA. El 24-31/mar/2015 la ANLA visitó la zona del proyecto.
- La EEB radicó el 26/mar/2015 oficio ante la ANLA solicitando aclaración del Auto No. 0906, sobre los municipios que conforman el área de influencia del proyecto.
- En elaboración minutas de contratos de conexión y documentos anexos para presentar a ISA y a EPM.
- Continúan las capturas de imágenes (LIDAR) para el trazado e iniciar el plantillado de las líneas.
- En elaboración de los documentos de criterios de diseño civil y eléctrico para las subestaciones.
- Las autoridades de los municipios Guasca, Guatavita, La Calera y Ubaque han reiterado la oposición para la construcción de líneas de transmisión en las zonas rurales.

# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

## ACTA No. 137

---

- Pendiente concretar reunión con Alcalde de Gachancipá.

### ▪ TULUNÍ 230 kV:

**Convocatoria:** UPME 03-2013

**Avance:** 8,2% de 11,7%

**FPO:** 31/ago/2016

- Se radicó el DAA en la ANLA el 22/dic/2014. El 30/ene/2015 se inició trámite de evaluación del DAA mediante Auto No. 0351, se llevó a cabo visita el 25-27/feb/2015 por parte de la ANLA. Se prevé el pronunciamiento por parte de la ANLA para la próxima semana.
- Se inició la elaboración del EIA, se encuentra en actividades de revisión de documentos, muestreos, solicitud de información social en los municipios y demás.
- La gestión de servidumbres, se iniciará una vez la ANLA defina la alternativa.
- Se recibió el acuerdo del contrato de conexión con Enertolima y se están realizando ajustes al contrato con ISA.

### ▪ REFORMA 230 kV:

**Convocatoria:** UPME 02-2014

**Avance:** 28,5% de 23,4%

**FPO:** 30/nov/2015

- No requiere Licencia Ambiental para las bahías de línea (30/ene/2015, ANLA confirma la no necesidad de DAA). En proceso de elaboración de fichas para el Plan de Manejo Ambiental del Proyecto.
- Finalizando trazado y plantillado de la ruta de la línea.
- Inicio de actividades de topografía y movimientos de tierras para la construcción del D0 (diámetro cero).
- No se requiere licencia de construcción, ya que se utilizarán los espacios de casetas las actuales.
- En elaboración del contrato de conexión (borrador) por parte de ISA con la EEB.

XM pregunta, ¿es posible cruzar los cortes en el diámetro 3, con el diámetro futuro (transformadores y líneas), para conseguir confiabilidad en el sistema?. ISA menciona que están adelantando algunos cambios para mejorar la confiabilidad, lo cual se confirmará e informará posteriormente a la UPME.

### ▪ CHINÚ - MONTERÍA - URABÁ 230 kV:

**Convocatoria:** UPME 07-2013

**Avance:** 15,8% de 18%

**FPO:** 30/nov/2016

## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

### ACTA No. 137

---

- El 24/dic/2014 se radicaron los dos (2) DAA: Montería - Urabá y Montería - Chinú.
- Visitas al proyecto: Chinú – Montería del 9 al 13 de febrero de 2015, y Montería – Urabá del 16 al 20 febrero de 2015.
- Autos de inicio: Montería - Urabá No. 0547 de 13/feb/2015, y Chinú - Montería No. 0548 de 13/feb/2015.
- ISA sigue adelantando a riesgo actividades del EIA.
- Se recibió comunicación el 16/mar/2015 del Alcalde de Montería confirmando acuerdos de localización y disposición del proyecto, en el nuevo lote de la subestación Montería.
- Reuniones con la AEROCIVIL (23 torres cercanas al aeropuerto) y la ANI (vías principales) para revisión de diseños preliminares.
- ISA seguirá insistiendo ante la ANLA para que las intervenciones en las subestaciones existentes sean acogidas por modificación menor a las Licencias existentes.
- En borrador contratos de conexión.

#### ▪ BELLO - GUAYABAL – ANCÓN 230 kV:

**Convocatoria:** UPME 04-2013

**Avance:** 16,8% de 17%

**FPO:** 30/nov/2016

- En feb/2015 se pronunció la ANLA determinando la necesidad de presentar DAA. Radicación del DAA el 27/mar/2015. (EPM recomienda la alternativa oriental: menores afectaciones social y ambiental).
- ANLA solicitó información complementaria para poder emitir Auto de inicio de evaluación del DAA.
- Se avanza en los diseños de las líneas (aérea y subterránea) y subestaciones (Ofertas para las GIS).
- Se ha socializado con representantes de las comunas de San Cristóbal, Aranjuez y Santa Cruz.

#### ▪ CARACOLÍ 220 kV:

**Convocatoria:** UPME 06-2013

**Avance:** 7,8% de 6,2%

**FPO:** 30/nov/2016

- El 11/dic/2014 se realizó solicitud de la necesidad del DAA a la ANLA. Entre enero y marzo, ISA envió oficios solicitando la correspondiente respuesta. El 31/mar/2015 fue notificado ISA por parte de la ANLA, donde señala la necesidad del trámite para el otorgamiento de Licencia Ambiental, con los términos de referencia.
- Se seleccionó el lote para la subestación y se formalizó con promesa de compraventa.

## **COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN**

### **ACTA No. 137**

---

- Reunión de información con autoridades de Malambo, Baranoa, Polonuevo y Sabanalarga.
- El 14 y 15 de marzo de 2015 se realizó socialización del proyecto con las comunidades del tramo de Caracolí – Flores, con el fin de permitir actividades de replanteo y exploraciones; sin oposición de la comunidad.
- En revisión de los contratos de conexión con Celsia y Transelca.

#### ▪ **SEGUNDO CIRCUITO MIROLINDO – BETANIA 230 kV:**

**Convocatoria:** NA – Ampliación

**FPO:** 30/nov/2016

- Se inició el trámite de modificación de licencia ambiental. Se espera entregar documentos para evaluación el 24/abr/2015.
- El avance de las consultas previas es del 80%. De las 11 comunidades, se protocolizó con 8 comunidades y 3 quedaron sin acuerdos.
- En adquisiciones de equipos de subestaciones, cable de guarda, aisladores y herrajes.
- En proceso de información y participación comunitaria con 70 veredas, se espera finalizar en jun/2015.
- Continúan actividades de diseño de las subestaciones.
- Se prevé iniciar trabajos de campo en líneas en el ene/2016.

#### ▪ **SURIA 230 kV:**

**Convocatoria:** UPME 05-2013

**Avance:** Adjudicado

**FPO:** 30/nov/2016

- Pendiente oficialización de ingresos.
- El proyecto se adjudicó el 29/sep/2014 a la empresa ELÉCTRICAS DE MEDELLÍN – EDEMSA- (Actualmente DELSUR S.A. E.S.P.), con una oferta de MUS\$ 17,67; las demás ofertas fueron: EEB con MUS\$ 25,91, ISA con MUS\$ 33,15 y EBSA con MUS\$ 40,61.
- El 7/nov/2014 se envió concepto a la CREG para la oficialización de los ingresos (IAE).
- La EEB consultó a la CREG por la condición de distribuidor de EDEMSA. La SSPD informó que no tiene conocimiento sobre actividades de distribución ni de comercialización de energía por parte de EDEMSA. Tampoco se evidenció en el Sistema Único de Información – SUI, que la empresa EDEMSA esté inscrita.
- Hasta tanto se expida la resolución CREG con la oficialización del IAE, se podrá firmar contrato de interventoría.

Comenta el Presidente, que es pertinente que el Comité, envíe una comunicación a la CREG en relación al tema de la oficialización del IAE, particularmente para el caso de

# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

## ACTA No. 137

---

SURIA; y en general para que no se presente tanta demora en este trámite por parte de la CREG en futuros proyectos.

### ▪ RÍO CÓRDOBA 220 kV:

**Convocatoria:** UPME 06-2014

**Avance:** Adjudicado

**FPO:** 30/nov/2016

- El proyecto se adjudicó el 16/oct/2014 a la empresa EEB, con una oferta de MUS\$ 14,7 frente a la oferta presentada por ISA de MUS\$ 19,02.
- El 04/nov/2014 se envió concepto a la CREG para la oficialización de los IAE
- En feb/2015 se notificó a la EEB de la resolución de ingresos mediante la resolución CREG 181 de 2014.
- En proceso de firma del contrato de interventoría.
- Se debe monitorear que Drummond avance en la ejecución de su línea de conexión (6 km).

### 3.2. INFORME OTROS PROYECTOS:

### ▪ ITUANGO 500 kV:

**Convocatoria:** UPME 03-2014

**Avance:** Adjudicado

**FPO:** 31/ago/2018

- El proyecto se adjudicó el 19/feb/2015 a ISA luego de presentar una oferta de MUS\$ 344,61 frente a las ofertas de EBB y EPM por valor de MUS\$ 422,93 y MUS\$ 806,08 respectivamente.
- En trámites previos a la aprobación de los ingresos.

### ▪ SUROCCIDENTE 500 kV: MEDELLÍN – VIRGINIA – ALFÉREZ – SAN MARCOS

**Convocatoria:** UPME 04-2014

**Avance:** Adjudicado

**FPO:** 30/sep/2018

- El proyecto se adjudicó el 12/feb/2015 a la EEB al haber ofertado MUS\$ 198,2 frente a MUS\$ 209,5 de ISA.
- En trámites previos a la aprobación de los ingresos.

# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

## ACTA No. 137

---

### ▪ COSTA 500 kV: CERROMATOSO – CHINÚ – COPEY

**Convocatoria:** UPME 05-2014

**Avance:** Adjudicado

**FPO:** 30/sep/2018

- El proyecto se adjudicó el 05/feb/2015 a ISA luego de presentar una oferta de MUS\$ 114,77 frente a la oferta de EBB por valor de MUS\$ 170,32.
- En trámites previos a la aprobación de los ingresos.

### ▪ LA LOMA 500 kV:

**Convocatoria:** UPME 01-2014

**Avance:** Adjudicado

**FPO:** 30/nov/2016

- El proyecto se adjudicó el 14/abr/2015 a la EEB luego de presentar una oferta de MUS\$ 10,49 frente a las ofertas ISA y Eléctricas de Medellín Ingeniería y Servicios por valor de MUS\$ 15,23 y MUS\$ 18,07 respectivamente.
- En trámites previos a la aprobación de los ingresos
- Se identifican dificultades técnicas con los reactores: Se consultó a ISA la posibilidad de poner interruptor al reactor de Ocaña y la viabilidad de traslado del reactor de Copey a San Marcos
- Electricaribe propuso un lote a poca distancia de la línea de 500 kV

### ▪ RÍO CÓRDOBA 110 kV:

**Convocatoria:** UPME STR 07-2014

**Avance:** Adjudicado

**FPO:** 30/nov/2016

- El proyecto se adjudicó el 09/abr/2015 a EEB luego de presentar una oferta de MUS\$ 11,36 frente a la oferta de EPSA por valor de MUS\$ 15,94.
- En trámites previos a la aprobación de los ingresos.

### ▪ VALLEDUPAR 220 kV:

**Convocatoria:** UPME 08-2014

**Avance:** Adjudicado

**FPO:** 30/nov/2016

## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

### ACTA No. 137

---

- El proyecto se adjudicó el 26/mar/2015 a ISA luego de presentar una oferta de MUS\$ 5,12 frente a las ofertas de Proyectos de Ingeniería S.A. y DELSUR S.A. por valor de MUS\$ 6,77 y MUS\$ 12,14 respectivamente.
- En trámites previos a la aprobación de los ingresos.

#### ▪ VALLEDUPAR 110 kV:

**Convocatoria:** UPME STR 09-2014

**Avance:** Convocatoria desierta (para selección de inversionista)

**FPO:** 30/nov/2016

- Se declaró desierta la convocatoria por no haberse presentado ninguna propuesta.
- Se seleccionó a SMA-CU como interventor.

En relación con el tema del STR de Valledupar, se realizaron varios comentarios por parte de los asistentes, quienes manifestaron la inquietud, sobre ¿qué hacer con la convocatoria al no haberse presentado ningún proponente?. Al respecto el Director de la Unidad, expresa que es una decisión que le compete al MME; así mismo, explica que el próximo lunes (20/abr/2015) se revisará este tema con el Ministerio, para evaluar las implicaciones de esto y las propuestas para el desarrollo del proyecto.

Se propone revisar este tema al interior del CAPT, con el fin de brindar propuestas al gobierno para los proyectos que sean declarados desiertos, de modo que se pueda garantizar la expansión del sector. De otro lado se menciona que existen señales de diferentes empresas en el sentido de no realizar los proyectos del STR, entre otros factores debido a que existe incertidumbre respecto a la remuneración con el nuevo esquema tarifario (resoluciones CREG 178 y 179 de 2014). Dentro del análisis que se realice por parte del CAPT, es necesario considerar ¿qué está ocurriendo en el desarrollo de los proyectos del STR?, ¿qué está sucediendo al desistir de la participación en las convocatorias de los proyectos?, y ¿qué se puede proponer, en el esquema regulatorio para asegurar el desarrollo de la expansión del STR?.

Se crea el compromiso de abrir un espacio en el próximo CAPT para tratar ampliamente este tema. También se menciona que el próximo 9 de mayo de 2015 se cumple la fecha para la manifestación de interés por parte de los ORs para ejecutar los proyectos de expansión de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 024 de 2013. Se solicita a la UPME informar al CAPT, los proyectos que no contaron con la manifestación de interés para la ejecución.

La EEB solicita presentar en el próximo CAPT un cronograma con las fechas aproximadas de las convocatorias que serán publicadas próximamente, la UPME revisará este tema para el próximo CAPT.

# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

## ACTA No. 137

---

### ▪ SEGUNDO CIRCUITO ORIENTAL 500 kV: VIRGINIA – NUEVA ESPERANZA

**Convocatoria:** UPME 01-2015

**Avance:** Pliegos en elaboración

**FPO:** 30/sep/2020

- Pliegos en elaboración.
- Se hará la pre-publicación en el segundo trimestre de 2015.

### 3.3. PROYECTOS DEFINIDOS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN 2014 - 2028:

### ▪ LÍNEA SOCHAGOTA – SAN ANTONIO 230 kV:

**Convocatoria:** Se debe adjudicar en el primer semestre 2015

**FPO:** Jun/2018

✓ **Obras:**

- Nueva Subestación San Antonio 230 kV con dos bahías de línea y dos bahías de transformación.
- Dos bahías de línea y dos bahías de transformación a 230 kV en la subestación Sochagota.
- Una línea de transmisión doble circuito Sochagota – San Antonio a 230 kV de 28 km aproximadamente.

✓ **Observaciones:**

- Se elaboraron alertas tempranas
- El acceso a San Antonio es complejo por lo que se prevé sea subterráneo
- Se debe adjudicar en 1° semestre de 2015

### ▪ LÍNEA COPEY – CUESTECITAS 500 kV:

**Convocatoria:** En elaboración de pliegos

**FPO Plan:** Nov/2019

✓ **Obras:**

- Nueva subestación Cuestecitas 500 kV con una bahía de línea y una de transformación.
- Transformación 500/220 kV de 450 MVA en Cuestecitas.
- Línea a 500 kV Copey – Cuestecitas.

✓ **Observaciones:**

- Se elaboraron alertas tempranas
- Se identifican complejidades en la subestación y comunidades cualquiera sea el trazado

# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

## ACTA No. 137

---

### ▪ LÍNEA COPEY – FUNDACIÓN 220 KV:

**Convocatoria:** En elaboración de pliegos

**FPO:** Nov/2019

✓ **Obras:**

- Circuito Fundación – Copey 220 kV

✓ **Observaciones:**

- Se elaboraron alertas tempranas
- Se identifican complejidades en la subestación y comunidades cualquiera sea el trazado.

### 3.4. ASPECTOS A REVISAR:

- i. Preocupa la oposición de algunos Alcaldes, Gobernadores y CARs.
- ii. Algunos agentes interpretan que el RETIE impone una restricción dando ventaja a los POT sobre los proyectos.
- iii. Algunas dificultades actuales: torres de Armenia, ubicación de la subestación Norte (Gachancipá), tiempos de pronunciamiento por parte de la ANLA (necesidad de presentar DAA y evaluación del mismo) y los trazados de las líneas de los proyectos del área Oriental. Tienen origen en autoridades o en el POT.
- iv. Viabilidad técnica de bahías de maniobra para reactores existentes antes de solicitar a CREG incluirlo como “Ampliación” (definición regulatoria según la cual el propietario de activos existentes realiza las obras complementarias).
- v. Considerar como “Ampliación” los segundos circuitos sobre ductos existentes.
- vi. Conveniencia de que el esquema regulatorio de convocatorias y garantías permita (facilite) la entrada, responsabilidad y remuneración parcial de obras.
- vii. Mayor tiempo en la notificación de las resoluciones de IAE de algunos proyectos (mencionado en el documento de lineamientos de política del STN). Es el inicio para la interventoría.
- viii. Persiste inquietud por delegación de convocatorias del STR en casos en que los proyectos no son urgentes.
- ix. En 2015 habrán 29 proyectos en ejecución de los cuales 24 estarían en etapa de DAA o EIA.

# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

## ACTA No. 137

---

### 4. CONEXIÓN GENERACIÓN EÓLICA EN EL SIN (ANÁLISIS PRELIMINARES)

La UPME presenta los avances respecto a los análisis que se han efectuado para la conexión de grandes bloques de generación eólica en el SIN, particularmente en la región de La Guajira, indicando que los promotores ENEL, ISAGEN, JEMEIWAACA, han manifestado su interés en construir plantas y parques eólicos en la Guajira junto con otros proyectos de EPM.

#### ✓ Modelado de la generación eólica en el SIN

Con la información de vientos suministrada por los promotores en situ y con las curvas de velocidad de vientos, generadores y turbinas para 3 y 4 MW, se construyeron varios escenarios para los análisis. De otro lado con el fin de determinar la capacidad de generación eólica en este sitio y teniendo que se cuenta con un modelo hidro - térmico, se realizó el modelamiento del recurso eólico, como una hidráulica de filo de agua, calculando caudales equivalentes para poder estimar la generación de esta tecnología, este método, fue validado por la casa matriz creador del software MPODE.

Se encontró que la generación hidráulica tiene equivalencias con plantas térmicas en el desempeño de confiabilidad en sistema, además de encontrar una complementariedad con el recurso hidráulico, es decir en épocas de menor producción con recurso hidráulico, el recurso eólico podría generar una mayor capacidad y en épocas de mayor producción con recurso hidráulico, el recurso eólico podría generar una menor capacidad.

Se presentó un análisis de la disminución del costo marginal por la conexión del recurso eólico, encontrando unos beneficios importantes.

Adicionalmente, se calculó la variabilidad en la generación que tendría este recurso, encontrando que la misma es mínima entre una hora y otra, y que la probabilidad que ésta variación esté por encima del umbral de activación de EDAC, es muy baja para la capacidad estudiada de 474 MW.

#### ✓ Resultado e implicaciones en la expansión de la red de Transmisión

Se inicia, indicando que el proyecto definido en el Plan 2014 – 2028 correspondiente a La línea Copey – Cuestecitas 500 kV incluyendo subestación y transformador 500/230 kV, corresponde a necesidades de la demanda y que si bien podría eventualmente servir a mejorar las condiciones para la conexión de recurso eólico, su finalidad no es esta.

Se presentaron las necesidades de refuerzo de red para la zona, encontrando que una expansión en 230 kV (segundo circuito Valledupar – Cuestecitas 230 kV y un segundo transformador 500/230 kV en Cuestecitas), reduciría las posibilidades de incorporar capacidades superiores a los 474 MW, por el contrario para el refuerzo en 500 kV (segundo circuito 500 kV entre Copey y Cuestecitas), se podría incorporar una capacidad de hasta 1200 MW. Por otro lado el segundo circuito en 500 kV entre Copey y Cuestecitas y el doble circuito desde Cuestecitas hasta una subestación denominada Colectora en 500 kV, está sujeto a la presentación de nuevos proyectos de generación por parte de los promotores. Estas obras dependerán de los promotores de los proyectos eólicos y de la

## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN ACTA No. 137

---

información de vientos que entreguen a la UPME (medición de vientos y estudios de conexión). Para el caso particular de la conexión de los 474 MW evaluados en el Plan 2014 - 2028, los beneficios encontrados que podrían apalancar la obra de Uso necesaria corresponderían a disminución del costo marginal por la conexión del recurso eólico, se presentó una sensibilidad de la relación beneficio costo, en función de la ubicación de la subestación colectora en 500 kV y la posible capacidad a instalar en la zona, encontrando que si bien a mayor longitud de la ubicación de la Colectora la relación beneficio / costo disminuye, la conexión de una mayor capacidad de parques eólicos aumenta esta relación; sin embargo, la UPME hace énfasis en que para realizar esta evaluación se debe contar con la información de vientos in situ de los diferentes parques que se pretender conectar.

Así mismo, se realizó el cálculo de la inercia del sistema considerando las plantas eólicas y teniendo en cuenta la pérdida de 1200 MW de generación con inercia, para ver el impacto en el sistema. Dado que las plantas eólicas no tienen inercia, en este escenario los resultados hasta ahora indican que la inercia es casi idéntica, con eólica y sin eólica.

Para la generación en La Guajira se hizo la sensibilidad hasta 1200 MW de generación eólica con la alternativa en 500 kV, no se observan restricciones a esta capacidad; todo dependerá de las solicitudes de conexión que se realicen en la UPME. También se está analizando la complementariedad, se ha encontrado que a mayor potencia instalada, existe mayor complementariedad con otros recursos de generación.

Como conclusiones de estos análisis la UPME, se menciona que, entre más parques eólicos presenten proyectos de generación, se viabiliza más la construcción de redes de uso, también se concluye, que la operación en tiempo real cambiaría, con la entrada de plantas eólicas. Al respecto en el código de redes, no hay nada dicho para este tipo de plantas.

La EEB pregunta, ¿cómo sería el activo de uso (espacios) para incorporar 1200 MW eólicos?, ¿con cuanta capacidad se definiría el proyecto?, la UPME responde que, de acuerdo con lo establecido en el Art. 2 de la resolución MME 40029 de 2015, se definió que una vez se entregue a la UPME la información de vientos y estudios de conexión respectivos, para un potencial agregado mayor a 1200 MW (que se corroboren los beneficios), se dejaría en firme el proyecto para la ejecución del segundo circuito Cuestecitas 500 kV y el doble enlace a la SE Colectora 500 kV o se redefinirá el proyecto dependiendo de las solicitudes que lleguen con toda la información para su evaluación.

De otro lado, Electricaribe manifiesta que ha recibido solicitudes de conexiones de generadores eólicos en el STR de la Guajira y que estas están siendo estudiadas por el OR. EPM pregunta si para el próximo CAPT se va a presentar el avance en este tema, la UPME menciona que cuando se tengan avances se irán presentado.

# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

## ACTA No. 137

---

### 5. ANÁLISIS EXPANSIÓN GCM (zona Cesar)

#### ✓ Problemática general

1. La subestación existente está rodeada por la ciudad, con dificultades para la salida de nuevos circuitos en 110 kV y el crecimiento de la subestación.
2. Existe radialidad del STR para atender parte de la demanda. Ante una contingencia se pierde la demanda asociada a Valledupar, Codazzi, la Jagua y San Juan.
3. Hay alta cargabilidad y demanda en el nivel de 34.5 kV.
4. Los transformadores 220/34,5 kV tienen una alta cargabilidad, llegando a su máximo nivel inclusive en condición normal de operación. La capacidad de transformación en Valledupar se está agotando.

#### ✓ Análisis Solución

Se plantean obras a partir del 2018 con una nueva subestación San Juan 220/110 kV ubicada en cercanías a la SE San Juan existente, reconfigurando el enlace Valledupar – Cuestecitas 220 kV del cual hacen parte las siguientes obras:

- Conexión de Guatapurí 110 kV, mediante la reconfiguración de Valledupar – San Juan 110 kV.
- Tercer transformador Valledupar 220/34,5 kV.
- Retiro del transformador Valledupar 110/34,5 kV.

De lo anterior se encontró que si bien la obra presenta un adecuado desempeño eliminando radialidades, agotamiento del transformador 200/34,5 kV en Valledupar, agotamiento de la red 34,5 kV y asegura la atención de la demanda en Valledupar, se encontró que antes la entrada del enlace en 500 kV Copey – Cuestecitas (2019) dependiendo de la generación al interior de la sub-área, se puede presentar sobrecarga del enlace Valledupar – Guatapurí 110 kV, ante la falla del enlace Valledupar – San Juan 220 kV, lo anterior se elimina con la entrada del enlace en 500 kV o con generación interna; por otro lado ante la falla del transformador propuesto de 100 MVA en San Juan, se presenta la sobrecarga del enlace Valledupar – San Juan 110 kV, teniendo en cuenta lo anterior, la UPME propone que la transformación en San Juan sea 2 x 50 MVA lo cual eliminaría esta última condición.

La UPME manifiesta que seguirá coordinando con el OR los aspectos técnicos de la ejecución de la obra como:

- Mejorar la capacidad de la línea Valledupar – San Juan 110 kV.
- La opción de tener dos transformadores 220/110 kV en San Juan.

EPSA propone, revisar el tema del cambio de un transformador de 100 MVA, por dos transformadores de 50 MVA en San Juan, con el fin de que con el tiempo no se agote la capacidad de transformación en condición normal de operación y en contingencia.

# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

## ACTA No. 137

---

### ✓ Evaluación económica

La evaluación económica dio favorable para el proyecto, la relación Beneficio/Costo es superior a 1. El proyecto permite eliminar condiciones de ENS, radialidades en el STR, restricciones ante contingencia N-1 y se mejora el desempeño del SDL.

Se informó a su vez por parte de la UPME, que en la reunión del CNO se propuso realizar un grupo como el de Seguimiento del Área Oriental, con el fin de tener medidas de mitigación, ante la no entrada de obras en la Sub-área Atlántico. Teniendo en cuenta las alarmas que ha dado XM para los escenarios de demanda máxima en 2015 y 2016.

Sobre el tema, se citó a una reunión con el CNO, XM, MME, Superservicios y la UPME el día miércoles 15 de abril. En ésta se revisaron las condiciones operativas del área, así como nuevas tecnologías y obras inmediatas. Se decidió invitar a Electricaribe a una nueva reunión para que brinde información sobre las condiciones operativas del STR y SDL de Atlántico.

EPM menciona que se debe apoyar a los OR's o transmisores regionales para que se ejecuten las obras necesarias en las áreas. Codensa indica que debe haber una coordinación entre el STN y el STR en cuanto a la definición de la Expansión. La Unidad manifiesta que para las medidas de mitigación en temas relacionados con la expansión del STN y del STR se debe tener en cuenta, como primera medida la institucionalidad.

### 6. INFORME DEL GRUPO TÉCNICO – REGULATORIO

Los aspectos mencionados en el resumen del Grupo presentado la UPME son los siguientes:

- i. Comentarios de las resoluciones CREG 178 y 179 de 2014:
  - Sobre la resolución CREG 178 y 179 de 2014: El grupo estudió temas relacionados con la expansión y responsabilidades de la UPME, se indicó que no es claro cuál es el papel de la UPME en relación a los planes de inversión, particularmente en el tema del plan de inversión de expansión y reposición, también se dio la señal de los cambios de los valores de las UC reconocidas podría llevar a que los OR no estén interesados en ejecutar las obras y que las mismas se tengan que ejecutar por convocatoria, lo cual supondría una carga extra a la Unidad; se indicó además, que la nueva metodología podría llevar a que los OR o transmisores tuvieran un activo tan depreciado que fuera para ellos más fácil no seguir operando estos activos, lo cual generaría un problema en el sistema, (esto no está contemplado en la regulación); finalmente, se presenta preocupación por la poca flexibilidad que tendrían los ORs en relación con la presentación de los planes de inversión frente a necesidades en el corto plazo; es decir, las obras que se definan en el intermedio de este periodo.
  - Se acuerda en el CAPT, que la UPME y cada empresa por aparte, presenten a la CREG los comentarios sobre la resolución.
- ii. Expansión en Cesar:

# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

## ACTA No. 137

---

- Se presentó la obra de expansión en el Cesar con el nuevo punto de conexión en Valledupar y obras asociadas.
- Se informó que la obra se debe ajustar para las condiciones relacionadas con fallas en los elementos correspondientes a la línea Valledupar – San Juan 220 kV y el transformador propuesto San Juan 220/110 kV – 100 MVA, se verificará con el OR esta opción.
- iii. Se presentó el primer informe trimestral de planeamiento de mediano plazo, donde se mostraron las condiciones de operación de las diferentes áreas. Se finalizó la presentación con un resumen de las problemáticas de las sub-áreas operativas. Se realizó una revisión más detallada para Atlántico y GCM, sobre esta última, mostrando la disponibilidad que han tenido las Guajiras históricamente y se mencionó que para el caso del transformador de Copey, beneficiaría mucho si se da un adelanto en la entrada en operación, ante un posible mantenimiento en las Guajiras.
- iv. Se presentaron los análisis para la incorporación de la generación eólica y se aclara que es necesario realizar modificaciones requeridas en el código de conexión. La Unidad también ha manifestado en el grupo, que éste es un tema muy importante y por lo tanto, es primordial que desde el grupo técnico y regulatorio se estudie para brindar apoyo a la Unidad al respecto.

### 7. INFORME GRUPO AMBIENTAL

Los aspectos mencionados en el resumen del Grupo ambiental, presentado la UPME son los siguientes:

- i. Se emitió comunicación al MME respecto a las entidades territoriales y el ordenamiento del territorio.
- ii. Está en preparación una comunicación y tiempos que se toma el EIA y el DAA ante la ANLA.

### 8. VARIOS

- ✓ Se programa inicialmente, la reunión del próximo CAPT para el viernes 22 de mayo de 2015.
- ✓ Se trató el tema de la actualización de las claves de acceso, para los miembros del para de la presente vigencia, para la información del Comité que se publica en la página web de la UPME.
- ✓ Incluir dentro del orden del día de la próxima reunión, un espacio amplio para discutir el tema de la problemática en la expansión de los STRs con el fin de proponer soluciones.

**COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN**  
**ACTA No. 137**

---

**9. COMPROMISOS**

A continuación se presentan los compromisos adquiridos en la reunión:

Ítem	Descripción	Fecha	Responsable	Observación
1	Incluir en la agenda el tema de la problemática en la expansión de los STRs.	Próximo CAPT	UPME	

  
**DIEGO HUMBERTO MONTOYA MESA**  
Presidente

  
**JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN**  
Secretario Técnico