

# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

## COMITE ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN ACTA REUNIÓN No. 107

Fecha:	25 de noviembre de 2011
Hora:	9:00 a.m.
Lugar:	Oficinas UPME

### 1 VERIFICACIÓN DEL QUÓRUM

Agente	Empresa	Asistencia		
Transmisores	EEB	Jaime Orjuela Velez	Principal	✓
		Humberto Montaña	Suplente	✓
	ISA	Jorge Mauricio Areiza	Principal	✓
		Pablo Javier Franco	Suplente	✓
	EEPPM	Luis Guillermo Pérez V	Principal	✓
		Diego Montoya Mesa	Invitado	✓
Luis Fernando Aristizabal		Suplente	✓	
Grandes Consumidores	DIACO	Javier E Erazo	Principal	X
		Rafael Bica	Suplente	✓
	OXY	Fernando Bonilla	Principal	X
		José V. Gómez	Suplente	X
	CERROMATOSO	José Ramón Mercado	Principal	X
		Héctor Daniel Bello	Suplente	✓
Comercializadores	CODENSA	Andrei Romero	Principal	✓
		Wilman Garzón Ramírez	Suplente	X
		Jairo Pedraza	Invitado	X
		Carlos Fernando Gómez	Invitado	X
	EMCALI	Alfredo Reyes Navia	Principal	X
		Fernando Contreras G	Suplente	X
	ELECTRICARIBE	Hector Andrade	Principal	✓
		Marcela Quijano López	Invitada	✓
Generador	GECELCA	Argemiro Taboada	Principal	✓
		Leslie Mier Infante	Suplente	X
Operador de Red	EPSA	Gustavo Velandia P	Principal	X
		Camilo Luna	Suplente	X
		Michael Eduard Muñoz	Invitado	✓
CND	XM	Henry Lopez	Invitado	✓
		Diego Tejada	Invitado	X
Ministerio de Minas y Energía	MME	Jose Edilberto Muñoz	Invitado	X
UPME	UPME	Jose Moyano P	Secretaría	✓
		Marco Caro	Secretaría	✓
		Javier Martínez	Secretaría	✓
		Andrea Rojas	Secretaría	✓
		Raul Gil	Secretaría	✓
		Johanna Larrotta	Secretaría	✓
		Javier Roa	Secretaría	✓



# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

Una vez verificado el quórum, se dio inició a la reunión número 107 de CAPT.

Se planteó dentro del tema de varios, presentar a los miembros del Comité las conclusiones del grupo UPME – CODENSA – XM - EEB acerca de la expansión del área Oriental, específicamente la alternativa Norte 500 kV.

Adicionalmente, Codensa informó que el 11 de noviembre entró en operación comercial el tercer transformador 230/115 kV - 168 MVA en la Subestación Noroeste. Se espera para diciembre del año en curso la entrada del quinto transformador Torca 230/115 kV – 300 MVA.

## 2 APROBACIÓN DE ACTAS ANTERIORES

Se aprobó el acta No 105. Se informa que al Acta No 106 se circulara para comentarios el viernes 25 de noviembre.

## 3 PRESENTACION INFORME DE CONVOCATORIAS

### Convocatoria UPME 01 de 2008 Proyecto Nueva Esperanza 230/500 kV y Líneas asociadas:

- ✓ Con corte a 31 de octubre de 2011, el avance total del proyecto se mantuvo en un 33% frente a un 55% programado. Respecto a las demás actividades, no se ha avanzado significativamente debido a que no se cuenta aún con la licencia ambiental. En líneas, el avance pasó del 41% a un 42%, de un 68% programado. En subestaciones, el avance pasó del 18.7% a un 19%, de un 31% programado.
- ✓ Se informó que el MAVDT debió haberse pronunciado el 11/11/2011 sobre el recurso de reposición interpuesto, pero aun no se cuenta con la respuesta. De resolverse a favor, la solicitud de EPM, y si la Licencia esta en mayo de 2012, el proyecto podría estar en operación un año después según EPM, es decir, en mayo de 2013.
- ✓ En caso de resolverse contrario a la solicitud de EPM y tener que realizar ajustes al EIA, el proyecto podría tomar más tiempo. Así mismo este agente insiste en que se presenten los proyectos con la debida anticipación, para mejorar y evitar estos problemas de retraso.
- ✓ La UPME comentó que el Ministro de Minas y Energía ha liderado y tratado el tema en reuniones interinstitucional con el MAVDT. El propósito general es que exista una mejor articulación entre instituciones para manejar estos temas.

### Convocatoria UPME 02 de 2008 Proyecto El Bosque 220 kV y líneas asociadas.

- ✓ El avance total pasó del 55% al 63% frente a una reprogramación del 75%. La subestación ha presentado importantes avances, con obras civiles al 100%. Se desarrollan las pruebas de la subestación GIS y de los sistemas de protección y control, por lo que en diciembre es posible que este lista.
- ✓ Como se había mencionado en la anterior reunión del CAPT en relación al licenciamiento ambiental, el MAVDT se pronunció sobre el recurso, la respuesta pasa de una prohibición a una minimización de impactos. ISA, tiene 2 meses para entregar la información adicional,



# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

luego el Ministerio del Medio Ambiente, tiene 5 días hábiles para inicio del trámite y 25 días para resolver la licencia. El licenciamiento final se estaría dando el 22 o 27 de diciembre.

- ✓ En cuanto a la línea se encuentra fabricado el cable XLPE de 220 kV. Se tienen programadas pruebas para dic/2011.

Un gran avance se daría si se logra que estén los permisos y licencia en el mes de enero, y tener el proyecto listo con permiso de Cartagena, por lo que se haría un esfuerzo para tener el proyecto antes del pico de diciembre 2012.

Electricaribe informa que se ha realizado el plan de choque por la no entrada del proyecto El Bosque.

## **Convocatoria UPME 01 de 2009 Proyecto Reactores en subestaciones Altamira, Mocoa y San Bernardino 230 kV.**

- ✓ El informe vario considerablemente con respecto a octubre. Se ajustó el seguimiento que se llevaba, el avance total es del 67% frente al 72% de la reprogramación.
- ✓ El avance en Altamira pasó del 42% al 67% de un 70% de la reprogramación. Para Mocoa el avance pasó del 44% al 66% de un 69% de la reprogramación y en San Bernardino el avance pasó del 42% al 66% de un 69% de la reprogramación.
- ✓ Están fabricados los CT's y PT's y van según lo programado. Existen atrasos en los diseños de los sistemas de control de Altamira y Mocoa, lo cual puede incidir en la ruta crítica del montaje electromecánico. Se mitigará el atraso con trabajos simultáneos.
- ✓ Se realizó una reunión con ELECTROHUILA para dar curso a los asuntos relacionados con el predio de la subestación Altamira. EEB presentó la propuesta de relocalización de la bahía y del reactor a ELECTROHUILA quien dio su aprobación. Se espera la información por efectos del proyecto Quimbo.

## **Convocatoria UPME 04 de 2009 Proyecto Sogamoso 500/230 kV y Líneas asociadas.**

- ✓ Avance del 11.25% de un 12.85% programado. En líneas 12.49% de un 10.66% programado. La subestación Guatiguará tiene un ligero atraso, pasó del 2.12% al 2.93% de un 4.80% programado.
- ✓ El avance de la subestación Sogamoso es de 10.91% del 15.42% programado. Se ha adelantado en el Contrato con ISAGEN, todavía no se ha firmado. Se recomienda un especial seguimiento para no tener impase para la conexión del generador a 230 kV. ISA tramitó solicitud de reubicación de salidas en la subestación a 230 kV que se encuentra en revisión del interventor.
- ✓ Se tramitó una solicitud de no DAA para la subestación. El lote de la Subestación no está definido. Se está negociando un lote con FOGASAN. Se contrató un avalúo para 2 nuevas opciones.
- ✓ Se vinculó la subestación a la licencia ambiental de las líneas de 230 kV de ISAGEN con el propósito de ganar tiempo en la ejecución del proyecto.



# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

- ✓ La UPME menciona que al Ministerio se le debe manifestar que es importante cumplir los tiempos y el tema de licencias.

Se reitera enviar nuevamente oficio al Ministerio exponiendo la importancia de los proyectos, y cuales están en trámite.

## **Convocatoria UPME 02 de 2009 Proyecto Subestación Armenia 230 kV y Líneas asociadas.**

- ✓ Se mostró la ubicación del proyecto. Dentro de la convocatoria no se establece el sitio donde se interceptará La Línea Virginia – La Hermosa. Se presentan dificultades prediales importantes.
- ✓ Se han utilizado herramientas que permiten identificar restricciones ambientales y resguardos de manera georeferenciada y se anexa dicha información como elemento indicativo en los pliegos de las convocatorias. Al igual que el Mapa de las jurisdicciones de las corporaciones regionales.
- ✓ Se referencia el cronograma de la convocatoria. El día lunes 28 de noviembre se presentarán las ofertas de los interventores, se espera para el 16 de diciembre tener interventor seleccionado. Las ofertas del inversionista se deberán entregar en la Unidad el 25 de enero de 2012.
- ✓ En cuanto a la consulta elevada al Ministerio de Cultura, esta entidad no tiene total claridad sobre el tema, ya que si se revisa la declaratoria de Patrimonio Cultural de la Humanidad del Eje Cafetero por parte de la UNESCO no se establecen restricciones para ejecutar las obras eléctricas.
- ✓ La empresa de Energía de Bogotá pregunta si se va a socializar la respuesta que dio el Ministerio de la Cultura. Al respecto, la UPME manifiesta que lo consultará al interior de la Unidad.
- ✓ EPM manifiesta que la gestión de la UPME y el Ministerio de Minas y Energía al definir un plazo 22 meses implica que funcione a la perfección el trámite de licenciamiento.
- ✓ XM informa que para el proyecto de Armenia ya hay nuevas exigencias por parte de los entes. En general se hacen los anuncios, pero no se puede solucionar todo tipo de dificultades. Para evitarlas se recomienda que los estudios de preinversión sean más detallados y efectuar las consultas con las autoridades.
- ✓ GECELCA comenta que el proyecto ha presentado retrasos y que con la nueva prórroga podrían haber complicaciones. La UPME con el debido fortalecimiento puede atender todas las necesidades y definir proyectos con bastante anticipación y los análisis previos.

## **Convocatoria UPME 01 de 2010 Proyecto subestación Alférez 230 kV y Líneas asociadas.**

- ✓ Se presentaron inconvenientes para la compra del predio las cuales ya fueron solucionadas. Las empresas EPSA y EMCALI han desarrollado un trabajo concienzudo para reubicar la subestación cerca del sitio donde está previsto. La línea variaría en 1km o 2km. Se tienen espacios de reserva para conexiones futuras en el STR y para la carga futura de Cali. Las condiciones generales del proyecto se mantienen. El OR constituyó la garantía con vigencia hasta el 30 de noviembre de 2014.



# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

- ✓ LA UPME muestra el cronograma, y manifiesta que las fechas de los procesos de convocatoria para los proyectos Alférez y Quimbo son simultáneas hasta el 3 de febrero de 2012, es decir hasta la venta de los documentos de selección del inversionista. Se tiene planeado que el 28 de febrero se presenten las ofertas del proyecto Alférez y el 3 de marzo de 2012 se presentan las ofertas del proyecto Quimbo.
- ✓ La Empresa de Energía de Bogotá comenta que el proyecto de Alférez es muy semejante al proyecto Armenia, se cuenta con un tiempo bastante estrecho, lo que hace complicado cumplir con la fecha de puesta de operación.

Al respecto, la UPME manifiesta que no puede compararse 40km de la línea de Armenia frente a 2km de línea para Alférez, por lo que las líneas no son la parte crítica, se aclara que los trámites en ambos casos son iguales. Incluso el tema de licencias de 2km a 40 km puede diferir en tiempo. La EEB señala que igualmente se debe hacer el trámite ambiental y al tener tiempos apretados ante cualquier evento habría complejidad.

- ✓ Codensa expone que en cualquier proyecto por más estudios que se hagan, si necesariamente esta con problemas ambientales ya no se logra el control.
- ✓ EPM indica que en relación al riesgo de los proyectos, se presenta dificultad en el tema de interinstitucionalidad. Para ejecutar el proyecto de Alférez en menos tiempo se deben sacar las convocatorias con mayor anticipación y elaborar estudios con profundidad en el tema ambiental. Este riesgo no se puede trasladar al inversionista. Se debe entender cuáles son los problemas y hacer un análisis a fondo de las convocatorias.
- ✓ Se mencionó que si el 28 de febrero de 2012 no hay adjudicación, la UPME no tendría un control sobre el proceso y los tiempos para el inversionista no serían los adecuados. Sobre este tema, la UPME manifiesta que es necesario el apoyo del CAPT.

## **Convocatoria UPME 05 de 2009 Proyecto subestación Quimbo 230 kV y Líneas asociadas.**

- ✓ Se consultó a EMGESA sobre las condiciones del lote quien publicó información acerca del proyecto.
- ✓ EPM manifiesta el riesgo ambiental en el proyecto Quimbo, este en particular es muy sensible, ya que se debe subir al paramo y pasar la cordillera. Adicional a esto, el tema de comunidades es complejo. Se debe tener presente estos temas y manejar un gran grado de coordinación entre los involucrados.

## **Convocatoria UPME 02 de 2010 Proyecto Termocol**

- ✓ Se ha solicitado la constitución de la garantía pero aún no está lista. Se encuentran en ajustes las condiciones técnicas de la respectiva convocatoria correspondiente al Anexo 1 de los Documentos de Selección ya que nuevamente el promotor del proyecto realizó cambios en la estructura técnica del proyecto de generación. Inicialmente se plantearon 4 unidades de generación, luego 2 unidades y ahora nuevamente 4 unidades. Los términos están adelantados para el 1er trimestre del 2012.



# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

## 4 VARIOS

El comité solicita se tenga para el 1er trimestre del año 2012 publicados los términos de las convocatorias Norte y Termocol, a lo cual la UPME manifiesta que las fechas definitivas las presentará el Asesor de la UPME, quien es el encargado de las convocatorias.

EEB manifiesta que no se debe dar prioridad al proyecto de Termocol por encima del proyecto Norte. En ese sentido, ISA será el único interesado en presentarse a la oferta Termocol.

La UPME señala que no se está dando prioridad a uno u otro, con Termocol se ha tenido dificultad con el promotor del proyecto.

A continuación se presentarán las conclusiones más importantes del grupo de trabajo UPME-XM – CODENSA – EEB, que se conformo para realizar los análisis adicionales para la conexión de la Subestación Norte, la idea es poder cerrar el tema en esta reunión.

Se manifestó que en el grupo de trabajo se presentaron los análisis para la nueva conexión a 500 kV en el Norte de Bogotá evaluando el límite de importación en el mediano plazo y se informó que se están analizando otras alternativas para incrementar la importación.

Se discutieron los beneficios del Proyecto Chivor II – Norte – Bacatá 230 kV, obra recomendada en el Plan 2010 – 2024 la cual permite eliminar las restricciones (limitación de la Generación de Chivor) ante ciertas condiciones de despacho del Área y eliminar bajas tensiones en los nodos de 115 kV de la sabana de Bogotá, Sin embargo, CODENSA recomienda la conexión 500/115 kV justificado en el incremento del límite de importación al área Bogotá entre 50 a 100 MW comparándola con la conexión 230 kV. .

XM señala que en la elaboración del IPOEL se revisó la conexión futura a 500 kV con Bogotá, a lo cual Codensa y UPME están de acuerdo en que se requiere con prontitud un punto de 500 kV en el corredor de Bogotá. En el comité técnico surgió la idea de analizar otros puntos de conexión a 500kV específicamente en el occidente de la ciudad con una subestación en la zona de Kennedy, sin embargo Codensa informa que es complicado el acceso hasta dicha zona.

Para Norte se tienen dos posibilidades de conexión con bondades y desventajas. La relación beneficio/costo son parecidas, al comité se presentarían estos resultados. En Bogotá se debe evitar restricción por tensión a nivel de 115 kV, definir a Norte en 500kV.

La EEB manifiesta que se revisaron otras posibilidades y no existen razones por la que no se puede hacer la conexión de los transformadores a 230 kV. El proyecto de 500kV es una barra levitando y por lo tanto no es buena técnica ni económicamente para el sistema.

Codensa comenta que se debe esperar a que la UPME y XM terminen el informe. Es importante la conexión ya que se requiere para evitar restricciones en Bogotá ante contingencias por lo que el proyecto Norte 230 kV se requiere a más tardar en el año 2014.

Se insiste en la revisión de otro punto de conexión a 500kV en Bogotá, para la importación al área. Se manifestó que toda la información analizada está a disposición de la UPME.

Sobre la alternativa propuesta por CODENSA, la UPME informa de violaciones de tensión y/o sobrecargas en el STR ante la contingencia en el nuevo transformador 500/115 kV o el



# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

transformador 500/230 kV, por consiguiente no se recomienda la alternativa de la conexión en serie de los trafos 500/230 y 500/115 mientras llega la línea desde primavera a la barra 500kV de Norte. La necesidad más inmediata es la transformación 230/115 kV de 2x300 MVA para ofrecer confiabilidad al sistema.

La UPME manifiesta que en visión de largo se necesita Virginia - Nueva Esperanza. Con la línea primavera es mejor el impacto en el límite de importación considerando la conexión de los trafos 500/230 - 500/115.

Sobre el planteamiento de XM acerca de la apertura Primavera – Bacatá, se han hecho recomendaciones para poner compensación más inteligente en Bogotá.

Codensa expone que Bogotá tiene la necesidad de expansión por lo que se requiere la obra a 500kV en Norte, indicando que para la operación no es deseable los transformadores en paralelo.

Para el año 2017, la capacidad de transporte en 230 kV se ve agotada. La UPME señala que las recomendaciones de expansión se deben definir en el plan 2012 - 2026. Codensa informa que llega con el análisis completo de alternativas equivalentes eléctricamente. Se sugiere que la UPME y EEB presenten alternativas más concretas. Se reitera la conexión de 500 /115 kV en paralelo 500/230 kV en el largo plazo.

La Empresa de Energía de Bogotá sugiere un trabajo conjunto con el distrito, quien tiene previsto nuevos proyectos de desarrollo urbano, industrial y comercial. Por consiguiente se propone una conexión en el occidente de la ciudad de Bogotá.

Codensa recomienda tener en cuenta el centro de carga para el nuevo punto de conexión. Norte 230 kV con otro transformador.

Codensa manifiesta el acuerdo entre el grupo de trabajo, señalando que con los transformadores 500/115 y 500/230, cualquiera de las alternativas en paralelo o cascada son equivalentes, siendo decisión de la UPME seleccionar la opción . Se reitera la necesidad de iniciar el proceso de convocatoria de la obra a 230 kV lo más pronto posible.

ISA manifiesta que se conocen las situaciones y finalmente se llegó a un consenso entre el grupo de trabajo. Se recomienda seguir trabajando en las alternativas de Norte.

## 5 COMENTARIOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN 2011-2025 VERSIÓN PRELIMINAR

Cerromatoso preguntó por el proyecto Gecelca. Se manifestó un posible retraso en la entrada del proyecto, se espera tenerlo en marzo del 2013.

Los temas expuestos en la presentación fueron:

1. *ISA mencionó que acorde con lo manifestado para el Plan 2010-2024 y atendiendo el criterio de eficiencia en la expansión, se ve necesario que la UPME continúe fortaleciendo su liderazgo ante los organismos de planeación territorial y ante las instituciones de los sectores ambiental y vial, así como el posicionamiento del sector eléctrico y de sus necesidades, de modo que se asegure la expansión eficiente y armónica del Sistema de Transmisión Nacional.*



## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

*Para ello, el Comité se compromete a seguir acompañando a la Unidad en los análisis y gestiones requeridas.*

La UPME señala que es la más interesada de que el plan sea efectivo. En los últimos años el flujo de proyectos es grande y se requiere la inmediatez de los proyectos. En conclusión, los proyectos se deben definir con mucho más tiempo. Proponer como puede el CAPT interactuar con otras entidades.

- 2. De acuerdo con las Resoluciones CREG 097 de 2008 y 011 de 2009, las bahías de conexión al STN de Operadores de Red en subestaciones de anillo e interruptor y medio hacen parte del STN, y que de acuerdo con la Resolución CREG 147 de 2011, éstas se consideran como Ampliaciones del STN, se solicita a la Unidad incluir dentro de las obras recomendadas en el Plan las bahías que cumplen con esta condición, así como la fecha para su entrada en operación.*

Sobre este tema el Comité está revisando la comunicación que la CREG envió al CAPT. ISA manifiesta que es un logro para el CAPT que la propuesta de modificaciones haya sido tenida en cuenta por la CREG. Se recomienda oficializar a la CREG la propuesta respecto a compartir infraestructura caso: (Bello- Guayabal- Ancon).

Se ha informado que la CREG – UPME han sostenido reuniones para regular este tema. Se propone la elaboración de un comunicado UPME sobre este aspecto y otro oficio emitido del Ministerio de Minas y Energía que corresponda a tema RETIE. Se tendrá el apoyo del CAPT para la elaboración de la carta de la UPME.

En el comité regulatorio podría plantearse el tema al momento de tratar los avances de subestaciones.

- 3. Aunque se entiende que la fecha que se tenía contemplada para la conexión del proyecto de generación Termocol, era diciembre del año 2012 y que, en consecuencia, el proyecto de transmisión respectivo debía entrar en operación en agosto de 2012, el Comité, acorde con lo planteado en su reunión No. 106, ve necesario que se modifique esta última fecha a una fecha posible, de modo que no se generen sobrecostos a los usuarios por los riesgos que podrían trasladar los inversionistas del proyecto de transmisión como resultado de los mayores esfuerzos económicos que éstos tendrían que realizar para cumplir con la fecha indicada actualmente. Lo anterior, teniendo en cuenta además que a la fecha no han sido publicados los Documentos de Selección del proyecto de transmisión y que su adjudicación se tendría en el mejor de los casos para finales del primer trimestre de 2012, quedando por tanto escasos cinco meses para su ejecución, tiempo completamente insuficiente para este tipo de proyectos.*

Se solicita a la Unidad que se considere la realidad del proyecto, siendo preocupante el tiempo para la entrada en operación. El riesgo del inversionista se entiende, pero no pueden recaer en él todos los riesgos, por lo que se pueden anticipar ciertos temas.

En este aspecto se solicitará apoyo a la UPME para que interceda ante el Ministerio en el cambio de la fecha de entrada del proyecto Termocol, debido a que esta fecha es inviable. Sobre este tema, la UPME manifiesta que Termocol tiene mucho que ver en los atrasos.

La EEB señala que el tema es mas allá de lo técnico, por lo que se debe manejar con cautela.



## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

4. *Con el fin de continuar avanzando en la búsqueda de la convergencia STN - STR, es necesario que la Unidad continúe fortaleciendo las señales para que se asegure el cumplimiento de lo establecido en la Resolución 18 2148 de 2007 y la Resolución CREG 097/08, en particular en lo que respecta al criterio N-1 para las conexiones al STN. Así mismo, se solicita a la Unidad continuar sus gestiones con la CREG para que se expida la regulación que se encuentra pendiente, que asegure la ejecución oportuna de las obras respectivas, como es el caso de la reglamentación que establezca las condiciones y garantías, así como el esquema de remuneración de los proyectos del STR requeridos para la ejecución de proyectos de expansión del STN, y que por desistimiento del OR deban ser ejecutados mediante convocatorias, tal como se anticipó en el numeral 4.2 de la Resolución CREG 097 de 2008.*

Se expone que es claro que el operador de red tiene la primera opción. La UPME manifiesta que ha trabajado con la CREG en un documento para reglamentar las convocatorias a nivel del STR.

5. *Atendiendo las recomendaciones realizadas en el año 2007 por el Grupo Interdisciplinario de Trabajo que se creó tras el evento del 26 de abril de ese año para el análisis integral del tema de transporte de energía eléctrica en Colombia, el cual estuvo integrado a alto nivel por el MME, CREG, XM y la UPME, y que fueron consignadas en el Capítulo 6 del Plan de Expansión 2008-2022, en el Plan de Expansión 2010-2024, la Unidad incluyó un listado de Subestaciones del STN sujetas a una evaluación técnica y económica para el cambio de configuración. En este sentido, se solicita a la Unidad incluir en este Plan aquellas reconfiguraciones que a la fecha de su definición ya cuenten con los análisis y viabilidad respectivos, con el fin de que el sistema se vaya reforzando gradual y oportunamente, o, en su defecto que, atendiendo el principio de flexibilidad y adaptabilidad del Plan, se deje previsto que éste será complementado con las reconfiguraciones que sean identificadas como prioritarias, sin que se deba esperar hasta la definición del Plan 2012-2026. Lo anterior, con el fin de que el sistema comience a alcanzar la confiabilidad y seguridad requeridas a nivel de configuración de las subestaciones del STN.*

Con relación a las subestaciones estratégicas, se tiene el listado de las mismas y la conveniencia de reconfigurarlas, por lo que el comité a través del grupo técnico definió el desarrollo del análisis piloto con la subestación Torca. ISA pregunta si el avance de XM, al ser un tema que quedó en el plan anterior puede incluirse en el Plan 2011 – 2025, y no esperar a otro plan. La UPME informa que se tiene el listado de las subestaciones adoptado por el ministerio por lo que no hay necesidad de estar involucrado en el plan.

Para dar claridad, la EEB quisiera que se considerara la subestación Balsillas. Se recomienda en orden de prioridad como una de las más importantes, solicitan iniciar con ella lo más pronto posible.

En conclusión XM realizará los análisis completos y presentará el avance de los resultados y en el IPOEL del mes de diciembre. La UPME cuantificará los beneficios y definirá el listado definitivo.

6. *Con el objetivo de que se puedan tener evaluaciones más precisas y contundentes de los beneficios que pueden representar las diferentes obras, desde el punto de vista del costo evitado de ENS, se solicita a la Unidad que realice las gestiones necesarias para contratar un*



## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

*nuevo estudio que permita disponer oportunamente de nuevas metodologías y costos de racionamiento actualizados, que reflejen la realidad del país.*

La UPME contratará el próximo año un nuevo estudio de costos de racionamiento, adicionalmente, la Unidad comenta que también se encuentra pendiente el tema de FACT's, dado que este concurso fue declarado desierto, sin embargo los términos de referencia aún se encuentran publicados en la página web de la UPME.

- 7. En vista de las crecientes exigencias en materia ambiental, social y de servidumbres para el desarrollo de proyectos de líneas y subestaciones eléctricas, y considerando los mayores tiempos de licenciamiento ambiental que establece la Ley 1450 de 2011 - Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 y los tiempos reales que toma el desarrollo de los procesos de convocatoria, es imprescindible que la Unidad realice con más oportunidad dichos procesos o, en caso de no ser posible dada su condición limitada de recursos operativos, defina con mayor anticipación los proyectos de expansión a convocar, de manera que se cuente con un tiempo de ejecución suficiente a partir de la fecha de adjudicación, y se asegure su entrada oportuna en las fechas inicialmente previstas, sin que se le trasladen riesgos innecesarios que representan sobrecostos que finalmente van a la tarifa y que pueden llegar a poner en peligro su viabilidad de ejecución y por ende la atención de la demanda en el sistema.*

*Esta recomendación y observación se solicita que sea tenida en cuenta para la definición de las fechas de entrada en operación de los proyectos de expansión que están siendo previstos en esta versión preliminar del Plan de Expansión.*

Las fechas de entrada de los proyectos corresponden a los años 2014 y 2015. La entrada del proyecto Cartagena – Bolívar en el año 2016 y los proyectos Caño limón y Malena en el año 2013.

Se recomendó el Proyecto Caracolí. En todo caso ante contingencias se requiere generación de seguridad aún teniendo el proyecto Caracolí. Se hace necesario el seccionamiento de la barra de Tebsa 110 kV, con o sin este seccionamiento en la subestación Tebsa se copa la capacidad de corto de los equipos. Adicionalmente, se informa que en Tebsa existen problemas con los parámetros de los transformadores, dando señales de agotamiento.

De acuerdo a lo manifestado por ELECTRICARIBE, Tebsa no considerará cambiar sus equipos, ya que solo tienen 15 años en servicio. Se sugiere analizar otro tipo de alternativas.

XM manifiesta con relación al transformador Chinú y transformadores en Montería que no se puede afectar a la demanda ante una contingencia y con cargabilidad por encima del 100%, por lo que se debe revisar las cifras de demanda. Se solicita a la UPME detallar más este tema.

La UPME manifiesta que el escenario utilizado es el alto y se utilizan los factores de crecimiento del año anterior, en cambio XM utiliza información de días anteriores, por lo que los análisis difieren. En el corto, mediano y largo plazo el proyecto es estructural y resuelve los problemas.

Con relación al área Antioquia, se deben revisar los análisis de acuerdo a cambio de parámetros de la línea Salto – Bello 230 kV.



## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

Codensa sugiere que para el área de Meta, la compensación sea a nivel de STN. Adicionalmente propone se cree un grupo de trabajo para analizar el área oriental y definir un cronograma de trabajo. Al tratar este tema, se puede retroalimentar los términos de FACT's.

8. *Desde el Plan de Expansión 2009-2023, se viene indicando que los transformadores 500/110 kV de la Subestación Cerromatoso están operando por encima del 90% de su capacidad, y en esta versión preliminar del plan, se continúa indicando en algunos apartes que dicho nivel de cargabilidad está por encima del 90%, mientras que en otras se menciona que éste está cercano al 100%. De acuerdo con lo anterior, y teniendo en cuenta que desde el año 2009, el crecimiento vegetativo de la demanda y los proyectos en la zona hacen que estos transformadores se encuentren ya cercanos al 100% de su cargabilidad, como se expresa en apartes del Plan 2011-2025, se ve conveniente que se unifique la mención, indicando que la cargabilidad de dichos transformadores se encuentra cercana al 100%. Adicionalmente, se solicita dejar explícita en el Plan, a la luz del concepto dado por la Unidad a EPM y ELECTRICARIBE, la fecha de entrada en operación del tercer banco de transformación 500/110 kV.*

Se recomienda unificar en el plan 2011 – 2025 un solo valor en cargabilidad para el proyecto Cerromatoso y se reitera definir fechas específicas en el plan, en especial proyectos de generación.

9. *En la página 23 del Capítulo de Transmisión del Plan, se hace referencia a un nuevo potencial de generación en la Costa Atlántica que podría ser superior a los 1500 MW. Se solicita a la Unidad que deje claro cuáles serían los proyectos que suponen dicho potencial de generación.*

La UPME informa que las unidades de generación corresponden a las Flores V. Se recomienda colocar en el Plan.

10. *En relación con el nuevo corredor Bello - Guayabal - Ancón 230 kV junto con su refuerzo Salto - Bello, se concluye que “al margen de la viabilidad técnica y económica del proyecto, deben buscarse los mecanismos que faciliten la ejecución del mismo con tecnología “convencional” (mayor beneficio para el usuario). Así mismo, si se llegara a establecer que el único corredor factible para la construcción de la obra es el corredor existente del STR, deben gestionarse con la CREG cambios en la regulación con el objetivo de que líneas del STN y el STR puedan compartir la misma infraestructura de soporte (torres)”. Se solicita a la Unidad que adicione a dicha conclusión la necesidad de gestionar también con el Ministerio de Minas y Energía los cambios que se requieran a nivel del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE, y que deje explícito que dicha conclusión no sería sólo para este proyecto sino para cualquier otro proyecto que enfrente condiciones similares.*

Como se mencionó, se proponen dos comunicados respecto a este tema. Se informó en la reunión que el Doctor Imitola ha realizado una gestión importante con el ministerio para que este, adopte las recomendaciones al capítulo de transmisión para ganar tiempo en el tema de las convocatorias de los nuevos proyectos.

**Es importante conocer si hay observaciones complejas a cada proyecto. En el caso del proyecto Salto - Bello - Guayabal – Ancon este se modifica a Bello - Guayabal - Ancon.**



# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

Por último y por unanimidad del comité CAPT se aprueban las recomendaciones a las obras sugeridas en el Capítulo de transmisión del Plan de Expansión 2012 -2025:

## Proyecto Caracoli 230 kV.

- Nueva Subestación Caracoli a 230 kV.
- Línea Flores - Caracolí, de 23 km aproximadamente y sus bahías correspondientes.
- Línea Caracolí - Sabana 220 kV, de 31 km aproximadamente y sus bahías correspondientes
- Fecha de entrada en Operación: 30/11/2014

## Proyecto Suria 230 kV:

- Nueva subestación Suria 230 kV.
- Reconfiguración de una de las líneas Guavio –Tunal en Guavio- Suria y Suria – Tunal mediante una nueva línea doble circuito a 220 kV de 27 km de longitud aproximadamente y sus bahías correspondientes, desde la subestación Suria hasta el punto de apertura.
- Fecha de entrada en Operación: XX/XX/2014

## Nuevo corredor Chinú – Montería- Urabá 220 kV:

- Nueva subestación Montería 220 kV.
- Línea Chinú – Montería de 66 km aproximadamente y sus bahías correspondientes.
- Línea Montería – Urabá de 122 km aproximadamente y sus bahías correspondientes.
- Nuevo transformador 500/220 kV de 240/240/150 MVA ubicado en la SE Chinú y sus bahías correspondientes.
- Fecha de entrada en Operación: XX/XX/2014.

## Nueva Subestación Guayabal 220 kV

- Nueva Subestación Guayabal 220 kV
- Línea Bello – Guayabal 220 kV de 17 km aproximadamente y sus bahías correspondientes.
- Línea Guayabal – Ancón 220 kV de 11 km aproximadamente y sus bahías correspondientes.
- Fecha de entrada en Operación: XX/XX/2015

## Cambio de configuración Subestación Caño Limón 230 kV y obras asociadas

- Cambio de configuración de la Subestación Caño Limón.
- Instalación de la bahía de línea en la Subestación Banadia.
- Instalación de la bahía de línea en la Subestación Toledo.
- Fecha de entrada en Operación: XX/XX/2013

**Nota: Este proyecto se desarrollará bajo el mecanismo de ampliación descrito en el Artículo 1 de la resolución CREG 147 de 2011**

## Normalización de la T Subestación Malena 230 kV

- Nueva Subestación Malena 230 kV
- Instalación de la bahía de línea para la llegada de la línea Primavera – Malena
- Instalación de la bahía de línea para la llegada de la línea Jaguas - Malena
- Fecha de entrada en Operación: XX/XX/2013.



# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

**Nota: Este proyecto se desarrollará bajo el mecanismo de ampliación descrito en el Artículo 1 de la resolución CREG 147 de 2011**

## Segundo circuito Cartagena – Bolívar

- Construcción del segundo circuito entre las subestaciones Cartagena y Bolívar de xx km aproximadamente de 18.4 km.
- Fecha de entrada en Operación: **XX/XX/ 2018**

## 6 PRESENTACION PLAN DE EXPANSION EPSA

El reporte en el IPOEL de transformadores con alto nivel de carga presenta diferencias con respecto a los registros de EPSA dado por:

- ✓ Las cargabilidades del 95% en Juanchito y Yumbo se presentaron por mantenimientos (N-1).
- ✓ En Junio se presentó registro de potencia erróneo en Pance, para este trafo XM dice que su cargabilidad es el 95%, EPSA manifiesta que este carga solamente el 75%.

En conclusión la información de EPSA y XM difieren, por lo que EPSA solicita se detallen las condiciones presentadas.

Expansión: La UPME planteó al OR la instalación de un segundo transformador en Cartago, sugerencia que fue acogida por parte del OR. En junio de 2011 la UPME emitió concepto con comentarios para el proyecto. En agosto de 2011 EPSA envía a la UPME el nuevo estudio. Con relación al proyecto Nueva Subestación Alférez, EPSA informa que adquirió lote viable para el proyecto y suscribió la garantía requerida.

Demanda: El crecimiento de demanda de energía en el Valle se encuentra por debajo del escenario bajo, la cual se prevé que disminuya un 0.6% para el 2011 con respecto al 2010. Manifiesta EPSA que las cargas no crecen en el mismo porcentaje. Se mantiene la demanda de potencia del año pasado.

Proyectos:

### Corto plazo (1er año)

- ✓ Subestación 115/34.5kV 30MVA en Palmaseca,

### Mediano plazo (2do- 5to año)

- ✓ Ampliación transformación en Cartago 168 MVA.
- ✓ Repotenciación línea Termoyumbo-Chipichape 115kV
- ✓ Subestación Alférez I 115kV y Subestación Alferez II 230kV (activos STR)
- ✓ Subestación Bahía 115kV y segunda línea de alimentación a Buenaventura
- ✓ Derivación Línea Codazzi-Cerrito 115kV
- ✓ Línea Juanchito-Candelaria 2 115kV

## 7 SUBESTACIONES ESTRATEGICAS DEL STN.



# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

XM presenta la metodología que se definió este año, se discutió y avaló en el comité técnico. La metodología para el cálculo del impacto en la salida de subestaciones se presentó en el documento XM CND 2011 117 - IPOELP I de 2011 de Junio 30 con el caso piloto de la subestación Torca.

La metodología considera los siguientes pasos:

1. Definición de grandes flujos de potencia por la SE.
2. Simular de forma simplificada la cascada.
3. Medir la cantidad de potencia deslastrada MW.
4. Calcular la cantidad de demanda no abastecida MWh
5. Cuantificar la probabilidad de tener grandes flujos de energía
6. Calcular la severidad como el producto de la demanda no abastecida (MWh) y la probabilidad cuantificada en el numeral anterior

Se presentaron los resultados aplicando la metodología con la posibilidad de falla para las siguientes subestaciones Torca, Ternera 220 kV y Balsillas y Jamondino.

Se recomienda analizar Torca 115 kV, 960 MVA y líneas de 600 MVA. Dar prioridad alta al desarrollo del proyecto Doble Circuito Chivor II – Norte – Bacatá 220 kV ya que minimiza la vulnerabilidad del SIN ante disparos de la subestación Torca 230 kV.

Los resultados para Balsillas muestran que los flujos que ponen en riesgo la demanda de Bogotá ante la salida de la subestación Balsillas son de baja probabilidad, sin embargo al ser una subestación en Barra Sencilla en el STN es importante tener en cuenta otros criterios para esta subestación como flexibilidad en la operación y mantenimiento de la misma.

La UPME sugiere para las subestaciones con barra sencilla considerar la metodología del Plan de Expansión utilizada para el proyecto de Reconfiguración de Caño Limón. ISA manifiesta que los criterios deben ser determinísticos y no probabilísticos. El ranking no puede ser solo con la severidad, deben tenerse en cuenta otros elementos. Contemplar los elementos mínimos que deba tener una subestación robusta.

Se da por finalizada la reunión.

TAREAS	RESPONSABLE	FECHA
Circular Acta 106 para comentarios	UPME	25 de noviembre de 2011
Elaboración comunicado dirigido al MAVDT que corresponda a los proyectos que se realizarán.	UPME	
Verificar si es posible divulgar la respuesta del Ministerio de Cultura para proyecto Armenia. En caso afirmativo publicarla.	UPME	
Elaboración comunicado para la CREG, sobre tema de infraestructura compartida.	UPME - CAPT	
Elaboración comunicado con aprobación de las obras del Plan. Se adjuntará acta 107 aprobada por CAPT y UPME	UPME	

**PABLO FRANCO RESTREPO**  
Presidente

**JOSÉ MOYANO PATERNINA**  
Secretario Técnico

