

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

COMITE ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN ACTA REUNIÓN No. 110

Fecha: 13 de abril de 2012
 Hora: 9:00 a.m.
 Lugar: Oficinas UPME

1 VERIFICACIÓN DEL QUÓRUM ✓ X

Agente	Empresa	Asistencia		
		Nombre	Categoría	Presencia
Transmisores	EEB	Jaime Orjuela Velez	Principal	X
		Humberto Montaño	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	✓
		Héctor Daniel Bello	Suplente	✓
Comercializadores	CODENSA	Andrei Romero	Principal	✓
		Wilman Garzón Ramírez	Suplente	X
		Jairo Pedraza	Invitado	✓
		Carlos Fernando Gómez	Invitado	X
	EMCALI	Alfredo Reyes Navia	Principal	X
		Fernando Contreras G	Suplente	X
	ELECTRICARIBE	Hector Andrade	Principal	X
		Johan Urrea	Suplente	✓
Generador	GECELCA	Argemiro Taboada	Principal	✓
		Leslie Mier Infante	Suplente	X
		Ernesto Cantillo	Invitado	✓
Operador de Red	EPSA	Gustavo Velandia P	Principal	X
		Camilo Luna	Suplente	X
		Michael Eduard Muñoz	Invitado	✓
CND	XM	Henry Lopez	Invitado	X
		Diego Tejada	Invitado	✓
Ministerio de Minas y Energía	MME	Elsa Márquez	Invitado	✓
UPME	UPME	Javier Martínez	Secretaría	✓
	UPME	Marco Caro	Secretaría	✓
	UPME	Andrea Rojas	Secretaría	X
	UPME	Raúl Gil Naranjo	Secretaría	✓
	UPME	Johanna Larrotta	Secretaría	✓

ACTA N° 110



2220601 FAX: 2219537

Carrera 50 No 26 - 20, Bogotá D.C., Colombia.

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

Una vez verificado el quórum, se dio inició a la reunión número 110 del CAPT.

2 APROBACIÓN DE ACTAS ANTERIORES

Se enviaron las actas 108 y 109 por correo para revisión por los miembros del comité y que consideran los comentarios realizados hasta el 30 de marzo por los agentes. Se propone esperar comentarios hasta el viernes 20 de abril.

3 PRESENTACION INFORME DE CONVOCATORIAS

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

- ✓ Con corte a 31 de marzo de 2012, el avance total del proyecto pasó de 34.9% frente a un 84.7% programado. En líneas de transmisión, el avance fue de 42.2%, de un 84.3% programado. En subestaciones, el avance pasó del 20.6% de un 80.51% programado. El atraso acumulado continúa en aumento pasando del 40.9% al 48.5%.
- ✓ La UPME informa que la interventoría presentó su informe donde indica que, aunque se han desarrollado algunas actividades, éstas no suman en el avance del proyecto. Se espera que antes de finalizar el mes se tenga respuesta al recurso, lo que implica una etapa de ajustes al EIA por parte de EPM para proceder al trámite de licencia ambiental cuya obtención se daría en noviembre de 2012 y con 1 año de construcción el proyecto estaría en operación antes de noviembre de 2013.
- ✓ Codensa ha entendido que se reprogramará la curva S, sobre lo cual la UPME manifiesta que se realizará la reprogramación a partir de que se resuelva el recurso y una vez se radique el EIA se tendrían tres meses para que la autoridad ambiental se pronuncie. Se espera la claridad para la reprogramación de la curva S.
- ✓ Codensa pregunta cuál es el hito determinante para que se dé el trámite de modificación de la fecha de entrada del proyecto. La UPME informa que regulatoriamente en el momento en que surge un atraso existe una normatividad del MME y de la CREG donde se define la aplicación de las prórrogas que tienen efecto sólo sobre las garantías cuando hay problemas de licencia ambiental, orden público o eventos de fuerza mayor; el transmisor amparado en las resoluciones puede tramitar la prórroga. Si la prórroga sale a favor del transmisor se extiende el plazo y el MME emitiría una nueva resolución y la garantía estaría atada a esta fecha, por lo que cuando surge alguna modificación por esta vía, la garantía del operador de red debe ser modificada con base en esa resolución que autoriza la prórroga.
- ✓ La UPME pregunta a los Operadores de Red si consultaron a la CREG sobre el tema de prórrogas. Se informa que se ha tratado el tema en varias oportunidades con la CREG.
- ✓ Se señala que si el transmisor solicita la prórroga y ésta es aceptada, el cambio de fecha cubriría tanto al operador de red, que se conecta, como al transmisor (se amplían tanto pólizas como garantías). Se da otra situación cuando no se prorroga la garantía al transmisor o cuando se prorroga parcialmente, dado que no estaría claro, para este caso, qué sucedería en cuestión de aplazamientos y garantías para el operador de red. Es conveniente que este agente acuda a la CREG para resolver este vacío.
- ✓ El día 25 de enero de 2012, EPM radicó en el despacho del Ministro de Minas y Energía, la solicitud de aplazamiento de la fecha de puesta en operación del proyecto y el 27 de febrero



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

de 2012 el MME solicitó a EPM una relación detallada y cronológica de todo el proceso relativo a la Licencia Ambiental del Proyecto, incluyendo las respectivas sustentaciones. El día 5 de marzo EPM respondió la solicitud al MME enviando copia de la documentación y la relación de las actuaciones.

- ✓ La UPME tramitó la solicitud de concepto al interventor sobre la solicitud de prórroga de EPM, quedando pendiente un adicional a entregar el día lunes 16 de abril de 2012.
- ✓ Se señala que de acuerdo con la resolución MME No 180924 de 2003, una de las obligaciones establecidas en el contrato de interventoría es pronunciarse cuando existan solicitudes de prórroga de la fecha de puesta en operación por parte del transmisor.

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

- ✓ Se informó que mediante resolución ANLA 0164 del 12 de marzo de 2012 se otorgó la licencia ambiental al proyecto El Bosque mediante la cual se definió una zona de servidumbre para la línea subterránea. El 18 de marzo de 2012, ISA radicó un recurso de reposición frente a algunas disposiciones de dicho acto administrativo como es la definición de una zona de servidumbre para el tramo subterráneo.
- ✓ Mediante resolución ANLA 0211 del 9 de abril de 2012 se resuelve el recurso de reposición. Allí se aclara el tema de la servidumbre en el tramo subterráneo, razón por la cual se pueden iniciar obras.
- ✓ La UPME informa que el proyecto tomaría 11 meses y estaría entre febrero y marzo de 2013. Está pendiente el acuerdo con Cartagena y el permiso puede tardar de 2 a 3 meses.
- ✓ Se informa que ya se pueden iniciar obras para la construcción de la línea en la zona rural, faltando el acuerdo con Cartagena para iniciar la obra de la línea subterránea y la línea aérea en la zona urbana.
- ✓ EPM señala que la mayoría de los POT's pueden ser revisados por las alcaldías dando lugar a que se pueda entorpecer el desarrollo de la infraestructura eléctrica del país, ya que los municipios están prohibiendo en sus POT's el cruce de líneas por sus terrenos.
- ✓ UPME propone al CAPT que se haga una propuesta completa a partir de un trabajo de investigación sobre este tema y se gestione ante los municipios para que la infraestructura eléctrica se considere en los POT's. Se sugiere conformar un equipo de trabajo involucrando parte jurídica.
- ✓ La UPME comenta que para conformar grupos de trabajo se han realizado convenios, pero sólo con gremios y otras entidades públicas. El CAPT le solicita a la UPME que analice si se puede hacer gestión con especialistas. Se recomienda dar continuidad al estudio de corredores e involucrar a este el tema mencionado..
- ✓ Se reitera la recomendación de un grupo dedicado al tema y que por parte de las empresas se realice un primer trabajo, dado que son los agentes quienes han tenido las dificultades en el desarrollo de sus proyectos.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- ✓ Se señaló que con el estudio de corredores y en la definición de subestaciones se hizo un trabajo importante con la participación de varios agentes. Al respecto, XM menciona que debe buscarse el mecanismo para concretar o reglamentar el tema y así definirle un límite a los municipios.
- ✓ Se manifiesta que faltó hacer más comentarios al estudio e Incorporar a las personas que manejan el tema (entidades municipales). Se sugiere dimensionar muy bien este tema con el grupo, quien sería el llamado a hacer la propuesta y presentársela al Comité.
- ✓ DIACO comenta la preocupación de las empresas del sector y la necesidad de que el Gobierno tome decisiones y plantee soluciones para el sector.
- ✓ Se hace una reflexión: el CAPT debería ir más allá de recomendar proyectos técnicamente viables y preocuparse por la viabilidad ambiental o como Comité Asesor sólo debe dar recomendaciones desde el punto de vista técnico y no meterse de lleno en las soluciones.
- ✓ Gecelca manifiesta que el operador de red debe ser quien analice y gestione el tema de los POT's con las autoridades locales.
- ✓ Se propone como CAPT dejar por escrito las recomendaciones y señales al Gobierno sobre las problemáticas para el desarrollo de la infraestructura eléctrica.
- ✓ El MME informa que la problemática ha sido analizada con el Viceministro y la UPME. Se recordó que en la reunión de septiembre se revisaron y analizaron los cuellos de botella en el tema de planeamiento. En el mes de mayo de 2012, el MME convocará a una reunión conjunta con los agentes, para analizar recomendaciones y problemáticas e identificar los roles.
- ✓ La UPME manifiesta que, con el fin de concretar los diagnósticos realizados en los estudios y consultorias, sería un avance importante presentar una propuesta para ajustar la normatividad.
- ✓ Se comenta que el CAPT debe seguir un trazado, siendo su rol el identificar problemas en la infraestructura de transmisión y dar soluciones con el objeto de avanzar en los dos caminos.
- ✓ ISA recomienda hacer una carta invitando al MME para revisar el tema, basados en un plan de trabajo. Al respecto, el MME reitera que se ha efectuado un trabajo permanente enfocado en el planeamiento del sector y la próxima semana se tendrá vinculación con los otros ministerios para posteriormente tener el dialogo productivo con los agentes.
- ✓ Se recomienda el envío de dicho comunicado al MME para tratar el tema, así como incluir el aspecto de fortalecimiento de la UPME y solicitar una reunión donde se defina un plan de acción y como podría apoyar el CAPT como Comité Asesor en estas discusiones. El MME pide un poco de tiempo antes de enviar el comunicado por parte del CAPT y sugiere que esté debe ir bien contextualizado.

Se define finalmente elaborar dicho oficio en lo correspondiente a permisos con las autoridades locales y coordinación con las otras entidades del Gobierno, y se solicita a la funcionaria del MME ser la vocera en el tema.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

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

- ✓ El avance total del proyecto es 98% del 99,12% de la reprogramación. Se realizaron pruebas individuales y funcionales a los equipos.
- ✓ Se presentan problemas con algunos elementos para la conexión en San Bernardino. Al respecto se detectaron fallas de coordinación entre la EEB e ISA. No obstante, técnicamente tiene solución.
- ✓ Este proyecto se desarrolló de muy buena manera y se destaca la buena administración y seguimiento al proyecto, además del manejo documental asociado. Se prevé que la fecha de puesta en servicio se cumplirá sin dificultades.
- ✓ Surgieron recomendaciones para definir algunas exigencias en los términos de las siguientes convocatorias.

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

- ✓ Se tiene un avance total del 23%, frente a un 27% programado. En la subestación Sogamoso un avance 16% del 26% programado y en la Subestación Guatiguará un avance del 7% del 22% programado.
- ✓ Se ofició a ISAGEN para que procediera a la firma del contrato de conexión (ISA – ISAGEN). En este aspecto, se informa que algunos generadores no están llevando a cabo dentro del tiempo la firma del contrato de conexión.
- ✓ En cuanto a las líneas de transmisión, se efectuó el cambio del proveedor de estructuras, lo que implicó pérdida del avance reportado. La UPME reportó la necesidad de reubicación de equipos.
- ✓ Con respecto al EIA de los corredores de las líneas de transmisión, no se cumplió con la programación prevista sobre la evaluación de impactos, ni para el plan de manejo ambiental (PMA) de la alternativa de la línea de transmisión.
- ✓ En el avance de la subestación Sogamoso, se informó que la compra del lote queda condicionada al pronunciamiento del MADS. ISA se encuentra ajustando el EIA de acuerdo con las observaciones realizadas por ISAGEN. Se tenía previsto entregar el EIA en la semana del 9 de abril de 2012 pero aún no se cuenta con el documento finalizado.
- ✓ En la subestación Guatiguará, se presenta atraso en la conexión de las dos bahías y a la fecha no se cuenta con un plan de acción y solución. No se ha realizado el PMA para la Subestación Guatiguará; de acuerdo con la programación, esta actividad ya debería estar terminada.

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

- ✓ El 14 de febrero de 2012 se seleccionó como Inversionista a la EEB, con la menor oferta.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- ✓ El Ministerio de Cultura solicitó a la UPME información técnica del proyecto. Se manifiesta que la UPME debe estar presente en todo el proceso.
- ✓ La Resolución CREG de aprobación del IAE se encuentra en trámite de puesta en firme.

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

- ✓ El 28 de febrero de 2012 se seleccionó como Inversionista a la EEB.
- ✓ La Resolución CREG de aprobación del IAE se encuentra en trámite de notificación.
- ✓ La selección del Interventor se realizó el 31/01/2012.

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

- ✓ El inversionista determinará el lote de la subestación. Se seleccionó como interventor del proyecto al Consorcio ACI S.A. – SEDIC S.A.
- ✓ El 6 de marzo de 2012 durante audiencia pública, se procedió a la evaluación de ofertas dando como resultado al transmisor EEB como Único Proponente que cumplió con los requisitos. La selección quedó sujeta a revisión previa por parte de la CREG. Dicha entidad no tuvo observaciones sobre el proceso y se procedió a seleccionar a la EEB como el ganador. Todavía no ha sido expedida la resolución de ingresos.

Convocatoria UPME 02 de 2010 - Proyecto Termocol

- ✓ Poliobras constituyó garantía para respaldar las obras de transmisión y ésta fue aprobada por el ASIC con fecha de septiembre de 2012.
- ✓ Se solicitó al MME modificación de la fecha de puesta en servicio del proyecto para agosto de 2013 y tan pronto se cuente con la modificación del MME se dará apertura oficial a la convocatoria.
- ✓ En la semana del 16 de abril se publicarán los DSI preliminares. Es posible contar con la respuesta sobre la ampliación de la licencia ambiental, incluyendo línea y subestación. La UPME espera que la licencia salga pronto.
- ✓ Es factible que la ejecución del proyecto se de en 14 meses. Las pruebas deben realizarse antes del plazo máximo para que no se incumplan las obligaciones.
- ✓ El generador está interesado en que el proyecto entre en operación rápidamente.
- ✓ Se informa que los pliegos preliminares saldrán a publicación la próxima semana.

Convocatoria UPME 03 de 2010 - Chivor-Norte-Bacatá 230 kV

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- ✓ Se informó que se solicitará al MME modificación de la fecha de puesta en servicio del proyecto para el año 2014.
- ✓ Se solicitará a Codensa y a PEL constitución de la garantía correspondiente para respaldar las obras. La UPME está trabajando en la definición de las especificaciones técnicas del proyecto y con el anexo técnico se clasificarán las obras a realizar.
- ✓ Codensa solicita a la UPME realizar en conjunto el análisis de la zona de ubicación de la subestación Norte, como en el caso de Nueva Esperanza. Adicionalmente, menciona que de acuerdo con el compromiso con EEB se radicó el día de hoy el estudio de planeamiento del punto de conexión del proyecto Norte 500/115 kV, sin embargo en el sentido de priorizar la atención de la demanda se desiste de la intención de realizar esta conexión (500/115 kV).
- ✓ Codensa manifiesta que se debe dar un proceso de convergencia y previsiones a futuro para la infraestructura a 500 kV de corredores de línea y sitios de subestaciones en el norte de Bogotá. Se manifiesta que desde ahora se debe considerar el sitio de la subestación a 500 kV para futuro, así como los accesos y servidumbres.
- ✓ En cuanto a opciones de ubicación del lote para norte, Codensa informa que en el primer estudio se tiene una zona entre Nemocon y Sesquile con alguna posibilidad hacia el norte de Gachancipa, mas hacia el interior se dificulta el paso de la línea de 500 kV por encima de las industrias localizadas en esta zona. Codensa menciona que el centro de carga esta apareciendo cerca a la ubicación prevista para la subestación Gran Sabana, la cual será una de las subestaciones que Norte alimentará e indica que todo punto de frontera deberá ir en la periferia para entrar con líneas a la subestación y en una etapa inicial el corredor no es menor en 115 kV (5 ó 6 líneas), que corresponderá a 100 metros en servidumbre, por lo que el proyecto tiene un impacto considerable.
- ✓ Se informa de la preocupación por el corredor Norte.- Bacata 230 kV; debido a que es un elemento crítico para la convocatoria. Codensa pone de manifiesto el riesgo por servidumbres para 230 kV en la ruta Norte - Bacata, dado el costo en predios.
- ✓ Se señala que en la regulación, la servidumbre corresponde a un 3% del valor de la línea y esto actualmente difiere de lo real. La UPME sugiere revisar este tema con la CREG.

4 AVANCE ANÁLISIS ELÉCTRICOS ASOCIADOS A LA CONEXIÓN DE ITUANGO

La UPME manifiesta que ha tenido un gran apoyo por parte de las empresas, faltando muy pocas cosas por definir y se han realizado muchos avances respecto de la conexión.

- ✓ La red garantizará la correcta evacuación de toda la generación (2400 MW), no surgió mayor discusión respecto de la última reunión.
- ✓ Con relación al límite de importación al área caribe, como primera propuesta de la UPME se definió un circuito Ituango - Cerro – Copey 500 kV, sin embargo la cargabilidad del circuito se encontraba por encima del SIL. En el momento en que se requirió el doble circuito Ituango - Cerro 500 kV se dio relevancia a la línea Cerro – Copey 500 kV ya que incrementaría el límite de importación. XM dio la señal de posibles problemas operativos por circuitos largos, como el caso Cerro – Copey 500 kV, por lo que se planteó como solución una subestación intermedia. La UPME recomienda las líneas Cerro - Chinú y Chinú – Copey 500 kV, ya que



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

permite incrementar los límites de importación a la costa y no se presentan problemas operativos. Se mantiene el refuerzo en la capacidad en transformación de 500/230 kV en Copey y las obras asociadas a la conexión.

- ✓ Se preguntan las razones por las que se desechó la línea Cerromatoso – Copey, sobre lo cual se manifestó que existen problemas operativos indicados por XM.
- ✓ En el área suroccidental, se requiere el micro-anillo en 500 kV, la nueva subestación Alférez 500 kV y formar la conexión Virginia – Alférez y Alférez – San Marcos 500 kV, teniendo conexión desde Medellín con Virginia. EPSA informó que ante cierto escenario de despacho, el circuito Alférez - Yumbo 230 kV se congestiona. Se recomienda entonces la reconfiguración de la línea Juanchito – Pance para conectarla a Alférez 230 kV y la necesidad del refuerzo en la transformación 500/230 kV de Alférez.

Los temas anteriores ya están analizados y con tienen el consenso de todos los participantes del CAPT. Existen otros temas que se deben estudiar y que son tarea de la UPME y del CAPT:

- ✓ Establecer la mejor opción de conexión en Medellín. Con la alternativa de Occidente bajo cierto escenario de despacho ameritaría una expansión adicional en transformación STN/STR. La otra alternativa corresponde a la subestación Ancón, que tiene un mejor comportamiento eléctrico, sin embargo no hay espacio en el lote para la S/E de 500 kV. Una tercera alternativa consiste en construir una nueva subestación de 500 kV. En función de los análisis y el visto bueno de EPM para la factibilidad constructiva de una de las tres alternativas se puede ir estableciendo el mejor punto de conexión. Lo mas importante es que eléctricamente se tienen filtradas varias alternativas y se conoce que la transformación de 500/230 kV debe ser por lo menos de 900 MVA. XM manifiesta que se debe entrar con los dos transformadores en el año 2017.
- ✓ Se pregunta como complemento para Medellín sobre los análisis en 230 kV y 110 kV. La UPME informa que ya se hicieron los análisis de corto circuito en subestaciones de 230 kV y no se encontró mayor variación. En los análisis en 110 kV se debe revisar la capacidad reportada y analizar el tema de copamiento.
- ✓ Para el área Suroccidental en la operación del día a día, cuando se presenta la demanda mínima en el área se tiene como consigna abrir circuitos para el control de potencia reactiva debido a las altas tensiones que se presentan. Con la infraestructura propuesta en 500 kV las tensiones en demanda mínima serian más altas. Al respecto, XM presentó una propuesta de obras para el control del problema. Se deberá analizar y quedará en el marco de este plan una propuesta de (Compensación reactiva de 300 MVar) y se tratará de buscar la manera de optimizar elementos existentes.
- ✓ La UPME efectuó la evaluación económica de toda la red hasta antes del nuevo refuerzo en 230 kV en Alférez. Es de tener en cuenta que todavía se esta revisando la conexión con Antioquia y que la UPME está mirando varios escenarios y alternativas de evaluación (con gas, sin gas, regasificación) y las implicaciones de esta obra, para informar posteriormente al CAPT. Se espera definir la obra completa en el CAPT del mes de mayo.
- ✓ Se manifiesta que el proyecto de la regasificadora de la Costa esta en estudio donde puede que haya o no haya gas. Se sugiere hacer la evaluación de acuerdo a los diferentes escenarios siendo el más crítico el escenario sin gas.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- ✓ EPM cuestiona si el tema se definirá en el próximo CAPT. En este sentido la UPME indica que se tendrá la relación beneficio – costo y el impacto tarifario. Queda pendiente la evaluación para definir las alternativas por disponibilidad en Antioquia.

Después de analizar la conexión de Ituango, el siguiente tema a tratar será Oriental 500 kV.

5 INFORME TRIMESTRAL DE RESTRICCIONES.

Se presentan los mantenimientos que causaron generación de seguridad programada.

- ✓ EPM pregunta si se tiene la información del delta de generación que se dió y cuánto tiempo permaneció.
- ✓ Se observa que los mantenimientos en las áreas Oriental, Caribe y Suroccidental (Cauca – Nariño) hacen necesario programar generación de seguridad. Para el caso del área Caribe, esta generación está normalmente fuera de merito.

A continuación se presentan los principales cortes activos desde la programación del despacho:

- ✓ En el primer trimestre de 2012, se programaron 522 cortes asociados a restricciones eléctricas, siendo en promedio 5.7 cortes activos por día. Según la información de XM, la mayor participación de los cortes corresponde al 19% en Ternera por agotamiento de capacidad que llevó a prender generación en Proeléctrica. Los transformadores de Paipa 220/115 kV participaron en un 15%.
- ✓ Los cortes que estuvieron activos más de 15 días durante el cuarto trimestre corresponden a: los transformadores Ternera 220/ 66kV (90 días) y los transformadores de Paipa 220/115 kV (74 días).

Comportamiento de los flujos en los cortes:

- ✓ La indisponibilidad del Circuito Porce III – Cerromatoso o Primavera - Cerromatoso 500 kV limita el corte al área Caribe con generación de seguridad. Para garantizar la confiabilidad del sistema ante dicha contingencia, XM limita el flujo a 650 MW y se genera la restricción. Cuando no existe contingencia en los tres enlaces a 500 kV, el corte se mantiene en 1600 MW y disminuye sustancialmente la restricción.
- ✓ Para la red objetivo con la conexión Ituango, el mayor límite de importación (techo) lo representa la Costa.
- ✓ Con importación hacia Bolívar y cuando se ve superado el límite de corte hacia la costa, se tiene generación de seguridad en Proeléctrica, Candelaria y Cartagena. EEB pregunta si el corte puede ser dinámico. Al respecto, XM manifiesta que para la operación no se ha revisado el tema. La UPME señala que el corte representa la condición más crítica.
- ✓ Por el transformador de Ternera, con toda la generación interna de Cartagena no es suficiente para cubrir la contingencia de dicho transformador. Se tiene activo un esquema suplementario.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- ✓ Por la transformación en Tebsa, cuando se ve superado el límite de corte, se dispone de generación de seguridad a 110 kV en Atlántico. Existe la necesidad de programar generación de seguridad para cubrir contingencias en transformación.
- ✓ La cargabilidad del transformador Sabana 220/110kV esta cercana al 100% en estado normal de operación. En la proyección de demanda máxima para el 2012 se ven sobrecargas en este equipo. A finales del año 2012, se espera la puesta en servicio del segundo transformador de Sabanalarga 220/110 kV para evitar posible desatención de demanda.
- ✓ Se presenta agotamiento en la capacidad de transformación 500/110 kV en Chinú. La solución es más complicada que con los transformadores de Ternera debido a que no se cuenta con generación interna para el control de la carga de los transformadores. Se recomienda mantener operativos los ESPS y que la expansión en Chinú se dé lo antes posible.
- ✓ Por la transformación en Cerromatoso 500/110kV y cuando se ve superado el límite de corte, la contingencia no se cubre. Actualmente se mantienen operativos los ESPS y se encuentra aprobada la conexión del tercer transformador Cerromatoso 500/110 kV.
- ✓ Ante la contingencia de uno de los transformadores de Bello 220/110 kV, se presenta agotamiento en la capacidad de transformación 220/110 kV en Bello durante el primer trimestre del 2012, según informe de XM. Se recomienda balancear la generación norte y suroriente de Antioquia.
- ✓ El límite del flujo Primavera – Bacatá se presenta para evitar bajas tensiones en el área ante salida del mismo y evitar sobrecargas no admisibles en el transformador de Bacatá 500/115 kV ante contingencia sencilla de dicho enlace. La recomendación operativa es programar generación interna acorde a la demanda (tanto unidades como potencia activa).
- ✓ Por la transformación en Reforma y cuando se ve superado el límite de corte, se presenta agotamiento en la capacidad de transformación y riesgo de desatención de demanda ante contingencias. Se recomienda la instalación de ESPS. Con el proyecto Suria se tendría compensación en Puerto Gaitán 110 kV.
- ✓ La empresa CEO ha estado trabajando en las consignaciones del circuito Pance – Santander 115 kV para la construcción de la Bahía de línea en Santander. EPSA, indica que ya se encuentra lista la bahía de línea en Pance y que solo faltan las obras en Santander.
- ✓ Por el circuito Pance – Jamundí 115 kV, cuando se ve superado el límite de corte por el agotamiento en la capacidad del circuito, se recomienda generación de seguridad en Betania o limitar la generación del Valle.
- ✓ Por la transformación en Paipa 230/115 kV y cuando se ve superado el límite de corte, se presenta agotamiento en la capacidad de transformación y riesgo de desatención de demanda ante contingencias. La dinámica de la carga tiene picos que no le da tiempo al despacho para actuar. La recomendación operativa es el control de cortes mediante la generación en Termoyopal y Termopaipa en 115 kV,
- ✓ La UPME informa que desde el Plan de Expansión 2010 ha dado la señal para trabajar con EBSA. ISA sugiere enviar una comunicación a EBSA para tratar el tema de expansión del área y que el representante del OR ante el CAPT haga el comentario a EBSA para que



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

indiquen en qué etapa están. La UPME manifiesta que hablará con EBSA para conocer como está en la expansión del área.

Restricciones: Costo Unitario y Generación Fuera de Mérito.

El costo unitario de las restricciones en enero de 2012 correspondió a 25 \$/kWh, que cubrió las contingencias en las líneas de 500kV, restricción suministro de gas en área Caribe y el pago a costo de combustible líquido de parte de la generación en la costa. En febrero de 2012 el valor fue de 12 \$/kWh y se devolvieron \$6/kWh a la demanda, debido a la póliza por el proyecto Porce IV. Para el mes de marzo el costo se situó en 7,2 \$/kWh debido a un aumento en el precio de bolsa en el mercado.

El comportamiento del consumo de energía según el gráfico de la presentación se observa balanceado pero en el gráfico de las reconciliaciones por regiones se observa que el área Caribe es quien recibe la gran mayoría de los recursos. El valor de la diferencia entre la reconciliación negativa y positiva corresponde a la restricción.

Las restricciones eléctricas y cortes de voltaje en el STN.

- Los costos asociados tienen un efecto doble; en el caso del mes de marzo el precio de bolsa subió y el recaudo bajo.
- Se recomienda revisar el comportamiento del precio de bolsa vs restricciones y se sugiere involucrar para el próximo CAPT la metodología de cálculo de las reconciliaciones.
- Surgió dentro del Comité la pregunta de si XM ha efectuado análisis de como aliviar la restricción en el momento de realizar el despacho.

Acciones y obras recomendadas para la eliminación y/o reducción de las restricciones en el mediano y largo plazo.

- Se adicionaron en la tabla los campos de recomendaciones estructurales. La UPME solicita se incluya un campo en recomendaciones de mediano plazo que indique (Analizado por la UPME – sin obra aprobada)
- El CAPT felicita a XM por la presentación realizada y manifiesta su tranquilidad frente a que los cortes tienen obras señaladas.
- Codensa ratifica la felicitación a XM considerando que desde tiempo atrás el CAPT había insistido en la necesidad de determinar los puntos de la red en donde se causan las restricciones.
- Se comentó que la misma presentación efectuada al CAPT se está haciendo a la CREG, debido a que esta entidad está revisando la regulación vigente sobre el tema de restricciones del sistema.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

6 VARIOS.

6.1 ISAGEN planteó al Comité la siguiente situación: se adelantan los diseños de un parque eólico en el Norte de la Guajira, específicamente a 4,5 km del Parque Eólico Jepirachi de EEPPM. Los únicos circuitos existentes en la zona corresponden a los circuitos de 115 kV, de propiedad del Cerrejón, que parten de la Subestación Cuestecitas hacia Puerto Bolívar. En uno de estos circuitos se conecta actualmente la central Jepirachi, mediante convenio entre EEPPM y Cerrejón.

ISAGEN realizó el estudio de conexión de la central eólica (32 MW: 20 de ISAGEN y 12 de Wayuu S.A.) y como resultado, la única forma viable del proyecto es la reconfiguración de uno de los circuitos a 115 kV, mencionados, de propiedad del Cerrejón.

Al presentar los resultados del Estudio al Cerrejón, la respuesta fue negativa indicando que no están de acuerdo con dicha conexión. Con lo anterior, se planteó la pregunta al Comité: ¿Que procedimiento seguir entonces? ¿Qué otra alternativa haría viable el Proyecto?.

La UPME insistió en que se debe presentar el estudio de conexión del proyecto para análisis y concepto de la Unidad.

ISA manifiesta que éste es un caso especial que no se encuentra claramente reglamentado dado que la conexión de la central debe realizarse a través de los circuitos de propiedad de un privado (Cerrejón), pero que siempre debe primar el principio de Libre Acceso, y en ese orden de ideas, solicita a los demás miembros del CAPT comentar sobre sus experiencias particulares.

EPM explica su experiencia particular de la conexión de Jepirachi que se encuentra conectada a uno de los circuitos de propiedad del Cerrejón donde ISAGEN requiere conectar la central de generación eólica:

- a. En la Ley 142 de 1994, se define el principio de libre acceso a las redes, en ese orden de ideas ISAGEN podría demandar una servidumbre y tener acceso a la red independientemente que sea propiedad de un privado. Este argumento fue clave en la negociación con el Cerrejón para permitir la conexión de la central Jepirachi.
- b. Propone que ISAGEN evalúe la alternativa de conectarse a la subestación Jepirachi, a 110 kV o al nivel de tensión de salida de los generadores (13.2, 13.8 o 34.5 kV) e instalando allí el transformador 110/13.2, 13.8 o 34.5 kV), con lo cual no se realizaría una intervención directa sobre la línea. Aclara que en cualquier caso es necesario contar con el concepto del Cerrejón y dado el caso de realizar la conexión a través de la central Jepirachi, se deben realizar los acuerdos para compartir gastos, además de la interlocución con el Cerrejón.

6.2 Con relación al Plan de Expansión, CODENSA cuestiona acerca de las observaciones que se hicieron al documento y que la respuesta a los comentarios debe darse antes de que se emita el plan. Además Indica que existen imprecisiones respecto al área de Codensa.

Sobre el tema, la UPME indica que los comentarios hechos a las obras fueron de forma y que las obras se presentaron en varias reuniones del CAPT, debido a la premura en las fechas de entradas de los proyectos, y por consiguiente se debió gestionar rápidamente la adopción de las obras del plan. Adicionalmente, se recuerda el correo que envió la UPME con cambios en las fechas, el cual constituye el soporte respectivo.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

Así mismo, la Unidad manifiesta que sobre las obras no se hicieron objeciones y fueron aprobadas por el Comité en la reunión No 107 del CAPT.

Se señala que la mecánica utilizada fue para adelantar las obras de transmisión y se emitirá documento completo del Plan de Expansión Generación – Transmisión. Se sugiere reunión entre CODENSA y UPME para revisar los comentarios.

- 6.3 Se tiene la inquietud de, si en los objetivos del plan se ha revisado otros temas como nuevas tecnologías de transmisión, las dificultades técnicas y las regulatorias, etc.

EPM mencionó sobre el aspecto de escasez de servidumbres, y la necesidad de que haya más flexibilidad en las alternativas de transmisión (criterio de planeación).

XM informó que en la reunión del grupo se analizó este tema y las dificultades regulatorias. Se hizo un primer diagnóstico para enviar una carta al MME. Se realizará reunión entre la UPME y la CREG, y de acuerdo con los resultados de la misma, se revisará el comunicado a enviar al MME.

EPM manifiesta que el estudio de corredores de la UPME debe aplicarse y volverse una realidad. Se sugiere revisar los tipos de tecnologías más óptimos que se apliquen en las zonas urbanas.

Se mencionó que la próxima semana se realizará una reunión para analizar los impactos y beneficios de incorporar nuevas tecnologías. Se deberá revisar los ajustes al reglamento RETIE ya que no contempla dichas alternativas.

Se ve conveniente citar al MME a la próxima reunión del Grupo TR y analizar el tema conjuntamente con ellos, y sugerir los posibles ajustes al RETIE. La funcionaria del MME llevará la señal.

- 6.4 Respecto del proyecto de incremento de capacidad de la planta de GECELCA de 150 MW a 164 MW, Gecelca manifiesta que Electricaribe dió la viabilidad y en septiembre se envió a la UPME el estudio. Actualmente, el proyecto está próximo a entrar y solicita que no se limite la entrada de los 14 MW. La UPME informa que el tema se revisará integralmente ya que se debe analizar la viabilidad técnica de que la infraestructura pueda evacuar los 250 MW de GECELCA 3.2.

Se señala que es entendible y correcto el análisis integral que hace la UPME sobre las plantas de GECELCA, sin embargo se debe mirar el tema desde el punto de vista de GECELCA. La UPME indica que no se puede cometer una imprudencia aprobando los 14 MW y después se deba limitar el despacho; en todo caso se manifiesta que por parte de la entidad hay una total disposición y se revisará el tema.

- 6.5 En cuanto al tema de la carta acerca de la subestación Norte, enviada por el CAPT al MME, la UPME manifiesta que está abierta a atender las observaciones por parte del CAPT, sin embargo que al recibir el comunicado, el Director señaló que hubiera querido se tratara el tema en una reunión con su presencia.

El Comité acoge los comentarios realizados por la UPME.

EPM indica que las personas de la UPME que participan en la reunión debieron dar las explicaciones a la dirección y/o haber manifestado su desacuerdo en la reunión donde se decidió el tema.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

La UPME señala que es respetuoso de las decisiones de asesoría por parte del CAPT por lo que es complicado para la Unidad hacer observaciones.

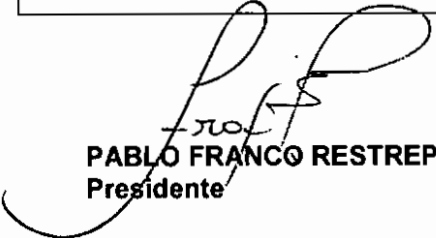
ISA menciona que el propósito de la carta no era hacer quedar mal a la UPME, y recuerda que la carta, además de haber sido discutida en reunión del Comité, tenía un sentido adicional de seguir dando señales sobre la necesidad de fortalecimiento de la UPME. El CAPT reitera su apoyo a la UPME y su deseo de que el Director siga asistiendo a las reuniones del Comité.

6.6 Se informó que ha sido imposible acceder a la sección del CAPT en la página Web de la UPME. Al respecto, la UPME se compromete en el envío de los usuarios y las contraseñas y generará los nuevos usuarios (para la nueva vigencia) con un Instructivo para acceso a la web.

- Se indica que la próxima reunión del CAPT se realizará el 4 de mayo y se ratifica esta fecha.
- Por último, se indica que se enviará el resumen del informe del grupo técnico y regulatorio.

Se da por finalizada la reunión.

TAREAS	RESPONSABLE	FECHA
Circular Actas 106 y 110 del CAPT para comentarios.	UPME	mayo - junio
Envío de resumen del informe del grupo técnico y regulatorio	UPME	junio
Analizar la posibilidad de que el CAPT trabaje o apoye en una propuesta para gestionar que se tenga en cuenta al sector eléctrico dentro de los POT, y realizar la respectiva recomendación al Comité	Grupo TR	mayo - julio


PABLO FRANCO RESTREPO
Presidente


JAVIER MARTINEZ GIL
Secretario Técnico