

## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

### COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN ACTA REUNIÓN No. 104

Fecha:	Mayo 13 de 2011
Hora:	9:00 a.m.
Lugar:	Oficinas UPME

#### 1 VERIFICACIÓN DEL QUÓRUM

Agente	Empresa	Asistencia		
		Nombre	Categoría	Presencia
Transmisores	EEB	Jaime Orjuela Velez	Principal	✓
		Humberto Montaño	Suplente	✓
	ISA	Jorge Mauricio Areiza	Principal	✓
		Pablo Javier Franco	Suplente	✓
	EPPM	Luis Guillermo Pérez V	Principal	✓
		Luis Fernando Aristizabal	Suplente	✓
Grandes Consumidores	DIACO	Javier E Erazo	Principal	X
		Luis A Gonzalez	Suplente	X
	OXY	Fernando Bonilla	Principal	✓
		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	✓
	EMCALI	Alfredo Reyes Navia	Principal	X
		Fernando Contreras G	Suplente	X
	ELECTRICARIBE	Hector Andrade	Principal	X
		Johan Urrea Ortega	Suplente	✓
	Generador	GECELCA	Argemiro Taboada	Principal
Leslie Mier Infante			Suplente	✓
Operador de Red	EPSA	Gustavo Velandía P	Principal	X
		Camilo Ernesto Luna	Suplente	✓
CND	XM	Henry Lopez	Invitado	✓
Ministerio de Minas y Energía	MME	Elsa Márquez	Invitado	✓
UPME	UPME	Oscar Imitola A	Secretaría	✓
	UPME	Jose Moyano P	Secretaría	✓
	UPME	Marco Caro	Secretaría	✓
	UPME	Javier Martínez	Secretaría	✓
	UPME	Andrea Rojas	Secretaría	✓
	UPME	Raul Gil	Secretaría	✓

Se verificó el quórum y se dio inició la reunión número 104 de CAPT.



# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

## 2 APROBACIÓN DE ACTAS ANTERIORES

Se firman las actas 101 y 102. El acta 103 se circulará para comentarios.

## 3 INFORME DE AVANCE DE CONVOCATORIAS POR PARTE DE LA UPME

### Convocatoria UPME 01-2007. PORCE III

- El 30 de Septiembre se declaró en operación comercial la subestación y las líneas asociadas al proyecto.
- Por segunda ocasión después del inicio de operación de Porce III, está indisponible la línea Porce-Cerro 500 kV por CAOP. En el periodo de construcción también se presentaron indisponibilidades por CAOP.
- Se encuentra pendiente el Informe Final de Interventoría debido al cierre de información de "lo construido".

### Convocatoria UPME 01-2008. Proyecto Nueva Esperanza:

- Con corte a abril 30 de 2011 se presenta un Avance total del 27% frente a un 41% programado. En líneas se presenta un avance del 34% frente a un programado del 54%. El atraso ha venido reduciéndose progresivamente, los diseños avanzaron significativamente. En la subestación se presenta un avance del 15% frente a un programado del 17%. Se han presentado algunas dificultades en los diseños. De acuerdo a lo señalado por el interventor los atrasos son corregibles realizando importantes esfuerzos y haciendo control a los subcontratistas.
- A la fecha el MAVDT no ha respondido sobre el Diagnostico Ambiental de Alternativas (DAA) lo que está dejando una cierta preocupación por posibles atrasos en el licenciamiento.
- El pasado 28/04/2011 EPM presentó información complementaria sobre el DAA, lo cual puede ser un buen soporte para el MAVDT. El proyecto se dividió en: i) la línea a 500 kV y la subestación y ii) la línea a Guavio 230 kV.
- Codensa pregunta a la UPME si estos atrasos tienen contemplado correr la fecha de puesta en operación del proyecto, a lo que a la Unidad responde que al momento no se ha contemplado solicitar prorrogar para la entrada del mismo.
- EPM le solicita a la UPME realizar cronogramas con más holgura en tiempo, desde el marco del Plan de Expansión. Comentan que los tiempos que se están manejando en las convocatorias no son realistas.

### Convocatoria UPME 02-2008. Proyecto El Bosque:

- Con corte a abril 30 presenta un avance del 37% frente a un programado del 98.6%. En líneas se presenta un avance de 30% frente a un programado del 100% y en subestaciones se presenta un avance de 55% frente a un programado del 95%.
- Anteriormente la Alcaldía ratificó su concepto No Favorable al trazado aéreo de la línea en consideración al POT y señaló que este trazado debe ser subterráneo. ISA replicó con nuevos elementos jurídicos.
- En noviembre 16 ISA presentó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para revisión del MAVDT. Paralelamente ISA adelanta gestiones con el Ministerio para aprobación de postes



# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

por vía perimetral de la Ciénaga de la Virgen. Se viene trabajando sobre la alternativa subterránea.

- Según ISA, la decisión de un corredor aéreo o subterráneo estará a mediados del año 2011 una vez tenga respuesta del MAVDT, en caso de ser subterráneo hará ajustes menores al EIA.
- De poder realizar el proyecto como inicialmente se tiene previsto, éste entraría en abril o mayo de 2012.
- La fecha establecida de mayo 20 de 2011 ya no es alcanzable, por lo que ISA tramitó ante el Ministerio de Minas y Energía la solicitud de prórroga amparado en la declaración de fuerza mayor.
- Con la alternativa subterránea por la vía perimetral en la Ciénaga de la Virgen el proyecto tomaría más tiempo.
- La UPME y XM manifiestan que de acuerdo a los análisis realizados, pasar el mes de diciembre de 2012 sin la obra de expansión propuesta es muy riesgoso, por lo que Cartagena podría entrar en racionamiento. XM manifiesta que a la fecha hay algunas medidas remediales que se pueden implementar, pero éstas son temporales.
- Electricaribe manifiesta que tendrá listas las obras de la subestación 220/66 kV en el mes de Junio de 2011.

## Convocatoria UPME 01-2010. Reactores

- El informe de Interventoría realizado a este proyecto presenta los siguientes avances:
  - Altamira avance del 6.5% de un 17.5% programado.
  - Mocoa avance del 6.3% de un 17.5% programado.
  - Altamira avance del 6.3% de un 17.5% programado.

Actividades críticas: suministro de reactores y montaje.

Según EEB el suministrador de los reactores se comprometió a entregarlos antes de la fecha pactada.

## Armenia

- Se publicó en la web de la UPME el documento con las condiciones técnicas del proyecto. Se han recibido comentarios y se están realizando ajustes.

## SOGAMOSO

- La UPME comenta que se tiene prevista la presentación de ofertas para el 18 de mayo de 2011, si las ofertas cumplen con todos los requerimientos técnicos ese mismo día se conocerá el adjudicatario de la convocatoria, de lo contrario se tiene como fecha límite para subsanar algunos documentos el 26 de mayo de 2011 (límite).
- Fecha Puesta en Operación del proyecto junio 30 de 2013.
- Adicionalmente la Unidad menciona que se realizaron algunos ajustes referentes a los reactores con el fin de garantizar una correcta operación del SIN.

## **4 PRESENTACIÓN PLAN ENERGETICO ECOPETROL**

Ecopetrol presentó el Plan estratégico en la producción de Energía. Actualmente tiene un consumo de energía en el país de entre 560 y 580 MW, de los cuales solamente toman 63 MW de la red y un proceso de autogeneración de 482 MW. Para el año 2020 planean tener un consumo de 1160 MW y un proceso de autogeneración de 1333 MW.



# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

A continuación se presentan algunas de las nuevas cargas a conectar en el SIN:

- Conexión de 20 MVA en el departamento de Nariño (SE Jamondino).
- Conexión de 60 MVA en el departamento de Putumayo (SE Mocoa).
- 30 MVA en Santander (SE Primavera) para el año 2013.
- 65 MVA en Córdoba (SE Chinú) para el año 2012.
- 40 MVA en Meta (SE Reforma) para el año 2013.
- 50 MVA en la SE Aguachica para el 2012.
- 12 MVA en la SE Donato para el año 2012.
- 30 MVA en la SE Yopal para el año 2012.

Ecopetrol aclara que los valores de estas cargas pueden variar de acuerdo a los prospectos de producción y transporte que se presenten.

En el próximo comité técnico y regulatorio se revisará el Impacto de la expansión de las cargas industriales en la expansión de los STR's y STN desde el punto de vista técnico y regulatorio.

## 5 AVANCE PLAN DE EXPANSIÓN 2011-2025 - PROYECTO TERMOCOL

La UPME presentó los antecedentes y los análisis realizados para la conexión del proyecto de generación Termocol 202 MW. Dentro de los antecedentes más importantes se destacan los siguientes:

- La resolución MME 180946 de junio de 2009 adoptó el Plan de Expansión 2009 – 2023, el cual definió entre otras obras, la conexión de Termocol a la subestación Santa Marta 220 kV.
- En noviembre de 2009 la UPME aprueba la conexión de la planta de generación TERMOCOL 208 MW a la subestación Santa Marta 220 kV.
- El 31 de diciembre de 2009 el Grupo Poliobras presentó ante la UPME la solicitud de Conexión del Proyecto Termocol a través de la reconfiguración de la línea Santa Marta – Termoguajira 220 kV. El motivo que justificó esta solicitud fue la imposibilidad de conectarse a la Subestación Santa Marta por los cambios en los diseños de la Ruta del Sol.
- En abril de 2010 la UPME presentó en el marco del CAPT, los análisis eléctricos de la conexión de Termocol a través de la reconfiguración propuesta.
- En mayo 13 de 2010 la Unidad solicitó a la Gobernación del Magdalena informar si el grupo Poliobras realizó oficialmente la solicitud de ocupación de la vía (Ruta del Sol).
- En junio de 2010 la gobernación del Magdalena manifiesta que el grupo Poliobras no presentó la solicitud formal de ocupación de la vía. Así mismo, que se sentían autorizados a recomendar a Poliobras comprar la franja de terreno necesaria para construir la línea Termocol – Santa Marta bajo el sistema de redes subterráneas.
- En este mismo mes, la UPME emite concepto no aprobatorio para la conexión del proyecto Termocol a través de la reconfiguración de la línea Santa Marta – Termoguajira 220 kV.
- El 21 de junio de 2010 la UPME solicitó al grupo Poliobras, entre otras cosas, seguir las recomendaciones realizadas por la gobernación del Magdalena, en el sentido de comprar la franja del terreno necesario para construir la línea bajo el sistema de redes subterráneas.



## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

- En diciembre de 2010, Poliobras le manifiesta a la UPME que está procediendo a realizar la conexión del proyecto según la conexión inicialmente aprobada.
- En enero de 2011 el grupo Poliobras solicita a la UPME replantear su posición respecto a la conexión del proyecto Termocol a través de la reconfiguración de la línea Termoguajira – Santa Marta 220 kV y adjunta a esta solicitud la comunicación de la Gobernación del Magdalena donde ese ente territorial manifiesta que no es posible otorgar los permisos necesarios para que la línea Termocol – Santa Marta 220 kV se construya subterráneamente.
- En febrero de 2011 la UPME consulta a la gobernación del Magdalena sobre el replanteo de su posición.
- El 24 de febrero de 2011, Poliobras reenvía a la UPME la carta de la secretaria de Planeación de Santa Marta, en relación con la negación de la solicitud realizada por Poliobras, respecto al permiso para el paso de la línea Termocol – Santa Marta 220 kV.
- En marzo de 2011 Poliobras envía a la UPME el nuevo estudio de conexión del proyecto Termocol 202 MW (ya no es 208 MW). En la carta remitida del estudio, el promotor manifiesta estar en capacidad de llevar a cabo las inversiones necesarias para incorporar al SIN la planta de generación a través de la reconfiguración de la línea Termoguajira – Santa Marta 220 kV.

Los supuestos bajo los cuales se realizaron los análisis:

- Escenario de despacho térmico con máxima generación en Termocol y Termoguajira.
- El área Caribe se comporta como una región netamente exportadora.
- En cuanto a demanda, se considera el escenario alto de las proyecciones del mes de marzo de 2011.
- Escenarios de demanda máxima y demanda mínima.
- En todos los periodos de demanda se considera a la mina Drummond con un consumo constante de 120 MW.
- Se analizó el comportamiento del Sistema con importaciones de energía desde Venezuela (Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV).

Para el caso de demanda mínima sin importaciones desde Venezuela se observa que las contingencias sencillas en las líneas Santa Marta – Termoguajira y Cuestecitas - Valledupar 220 kV ocasionan una elevada cargabilidad en el enlace Termocol - Santa Marta; sin embargo, lo anterior no constituye una violación.

Para el caso de demanda máxima sin importaciones de Venezuela no se observan violaciones por sobrecarga bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla. Al margen de lo anterior, la red se congestiona quedando al límite, imposibilitando esto la conexión de nuevos proyectos de generación en el área. Las contingencias más críticas para el Sistema son la pérdida de las líneas 220 kV Santa Marta – Termoguajira y Cuestecitas – Valledupar.

Para el caso de demanda mínima con importaciones desde Venezuela y teniendo en cuenta máxima generación en el área GCM se observa que las contingencias sencillas Santa Marta – Termoguajira, Santa Marta - Termocol y Cuestecitas - Valledupar 220 kV, ocasionan violaciones por sobrecarga en el STN. En este sentido bajo este escenario, no sería posible importar 150 MW por el enlace Cuestecitas – Cuatricentenario 220 kV.



## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

Para mantener el actual límite de importación se analizó la doble reconfiguración de los enlaces Santa Marta – Termocol y Termocol- Termoguajira 220 kV y bajo condiciones normales de operación no se observan violaciones en condición de demanda máxima y mínima. Bajo condición de contingencia se observan violaciones que tampoco permitirían mantener el actual límite de importación. Esta alternativa implicaría mayor inversión sin obtener mejores resultados.

Es claro que la obra que se defina para mantener el actual límite de importación desde Venezuela implicaría aumentar la capacidad de transporte en las líneas Santa Marta – Termocol, Santa Marta – Termoguajira, Copey – Fundación y Cuestecitas – Valledupar 220 kV.

Con el objeto de mantener el actual límite de importación se requeriría repotenciar las líneas Santa Marta –Termocol, Santa Marta – Guajira, Cuestecitas - Valledupar y Copey – Fundación 220 kV. Antes de valorar los beneficios de los refuerzos planteados, la UPME calculó la probabilidad de ocurrencia de tener simultáneamente máximo despacho en Termoguajira y Termocol y a su vez importaciones desde Venezuela encontrando que es del 0.31% tanto en demanda máxima como en demanda mínima. Por lo anterior la UPME considera que no se justifica recomendar una obra de transmisión para mantener y/o aumentar el límite de importación desde Venezuela (Cuestecitas – Cuatricenario 220 kV), cuando el objetivo del sector es constituir a Colombia como un país netamente exportador.

Adicionalmente se encontró que la relación Beneficio costo es superior a 1. Aclarando que los beneficios por reducción del costo operativo con red (disminución restricciones) son mínimos, solamente en el muy largo plazo, se observa despachada Termocol en mérito y que para los costos de la red de transmisión, la unidad consideró una subestación con configuración en Interruptor y Medio al igual que un doble circuito de 0.5 km.

A continuación se presentan las conclusiones más importantes de los análisis realizados:

- i. Para todos los periodos de demanda considerando máximo despacho en Termoguajira y Termocol, al igual que una importación nula desde Venezuela (Cuestecitas - Cuatricenario), no se observan violaciones por sobrecarga bajo condiciones normales de operación y ante contingencia sencilla. Al margen de lo anterior, la red se congestiona quedando al límite, imposibilitando esto la conexión de nuevos proyectos de generación en el área.
- ii. Por otro lado, considerando máximo despacho en Termoguajira y Termocol al igual que una importación de energía desde Venezuela (150 MW), se observan violaciones por sobrecarga en el STN. En este mismo sentido, es claro que el actual límite de importación por el enlace Cuestecitas – Cuatricenario 220 kV se reduciría bajo el escenario estudiado.
- iii. La obra propuesta para mantener y/o aumentar el límite de importación desde Venezuela implica ampliar la capacidad de corriente en los enlaces Termocol – Santa Marta, Guajira – Santa Marta, Copey – Fundación y Cuestecitas – Valledupar 220 kV. No obstante lo anterior, la probabilidad de ser útil este proyecto es a lo sumo del 0.31 %.
- iv. Teniendo en cuenta i) la visión exportadora del país, ii) el mecanismo del cargo por confiabilidad el cual busca el abastamiento energético del país en el mediano y largo plazo, y iii) la ausencia de un mecanismo de intercambios de energía con Venezuela, la UPME recomienda la conexión del proyecto Termocol 202 MW a través de la reconfiguración de la línea Termoguajira – Santa Marta 220 kV.

CODENSA pregunta a la UPME si ya evaluó jurídicamente para la entidad el haber aprobado una obra en la Subestación Santa Marta para conectar la planta de Generación Termocol y ahora recomendar la conexión de la misma a través de la apertura de la línea Santa Marta- Guajira 220 KV



# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

Los miembros del CAPT manifiestan lo siguiente:

1. Los agentes deben conocer y asumir los riesgos al comprometerse a construir un proyecto.
2. La UPME no debería tomar posición frente a la nueva conexión del proyecto.
3. El comité considera que aceptar la nueva solicitud de conexión de la planta de Generación Termocol es un mal precedente para futuros proyectos.

La UPME somete a consideración del comité la recomendación de la reconfiguración de la línea Santa Marta – Termocol para conectar la Planta de Generación Termocol. Al respecto el Comité solicita a la Unidad un documento donde se presenten los soportes necesarios para analizar la propuesta y aclara que conceptuará sólo técnicamente sobre dicha recomendación. La Unidad se compromete a enviar el documento el día martes 17 de mayo y se recibirá la votación del mismo hasta el día viernes 20 de mayo.

## 6 RESUMEN GRUPO TÉCNICO - REGULATORIO

### Temas Técnicos

#### 1. Compatibilización de Criterios para determinar los beneficios del Plan de Expansión de Transmisión. (UPME - XM).

- UPME presentó la metodología que utiliza para determinar la expansión:
  - Se menciona que los beneficios por confiabilidad se toman según el escalón de ENS con base en la energía racionada por área.
  - Los valores de ENS siguen siendo bajos y dependen del costo de racionamiento que se tome. Esto debido a las bajas tasas de falla de algunos equipos y que el costo de racionamiento puede ser mayor al actual.
  - Se planteó poder discriminar la carga en porcentajes diferenciados por tipo de carga en cada barra. Eso hoy no se tiene y sería un dato que los OR deben suministrar a UPME. Para el estudio de costos de racionamiento que va a contratar la UPME se espera incluir esta posibilidad, definiendo la carga por composición en porcentajes de componente residencial, comercial e industrial y lograr una mejor aproximación al costo de la ENS en estudios posteriores.
  - Sobre el beneficio por restricciones, se dejaron claras las limitaciones existentes en cuanto a herramientas y modelos disponibles, que no logran dar una señal completa en un esquema de mercado. No obstante se va a explorar la posibilidad de mejorar el modelamiento energético a fin de buscar mejorar las señales de beneficios.
- XM presentó la metodología que usa para determinar la expansión:
  - En general no es muy diferente a la usada por UPME, lo que indica que conceptualmente no hay diferencias de fondo, sin embargo XM tiene una visión operativa asociada a las restricciones que conlleva a la definición de proyectos que no siempre son cuantificables directamente del modelo energético MPODE.
  - Se comentó que es necesario analizar y presentar todos los proyectos de expansión posibles, que seleccionados con criterio técnico, eliminen restricciones, mejoren la flexibilidad, costo y seguridad de la operación, y se justifiquen económica o cualitativamente. El listado de proyectos con su justificación, deberá ser evaluado por el MME y se busca que se den señales completas a fin de que en caso de no asumir una expansión y llegue a requerirse en el futuro, se haya previsto dando la señal oportuna.



# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

## 2. Valoración de Beneficios para la conexión al SIN de proyectos de generación (UPME - Todos).

- Hoy existe una metodología definida por la Res. UPME 0515 de 2008 para plantas que tengan cargo por confiabilidad. No hay para otros casos.
- En la metodología actual y otras que buscan determinar el impacto en el costo operativo del SIN con el nuevo generador se usa el SDDP, y se revisa si la disminución en el costo operativo justifica las obras de uso que se necesiten para la conexión. De lo anterior se obtiene una señal de qué parte es uso y cuál es conexión profunda.
- EPM indica que el uso del SDDP es una restricción para varios clientes que no tienen acceso a esa herramienta y que esa evaluación no debe restringirse a un software en particular.
- En concreto no hay una metodología específica ni definida para hacer ésta evaluación, y la UPME llevará al grupo técnico varias propuestas para ser analizadas y posteriormente llevadas a nivel de CAPT a fin de lograr un consenso.

## 3. Efectos de la conexión en cuasi paralelo de los transformadores 500/230 kV y 500/115 kV en el área Oriental (EEB).

- EEB menciona que hoy se están dando flujos en la dirección 230-500-115 kV a través de los transformadores de conexión y esto des-optimiza la red de 230 kV.
- Se realizó una presentación de los efectos actuales de ese sentido de flujo y además de la expansión recomendada para el 2016.
- El planteamiento de EEB se da con la finalidad de iniciar el análisis y que sea un punto de partida hacia una revisión técnica conjunta de esto que considera una problemática para la red y que conlleva a señales de mayor costo operativo y pérdidas.
- El tema se considerará para los futuros análisis de expansión. EEB compartirá los resultados detallados.
- XM pide volver a mirar el tema en la próxima reunión del Grupo TR. Se acuerda que UPME, XM, CODENSA y EEB se reúnan - Mayo 23 ó 24.

### Temas Regulatorios

#### 1. Análisis y propuesta extensión concepto de ampliaciones (EPM-ISA-Todos)

- Se analizó la definición regulatoria del concepto de ampliaciones y los posibles antecedentes de la misma.
- Se analiza la conveniencia de extender el concepto de ampliaciones, considerando criterios de oportunidad, responsabilidades en la operación y el mantenimiento, calidad del servicio, seguridad e inversiones ya existentes.
- Sobre el tema de oportunidad, se retoma el análisis de ruta crítica de los procesos de convocatoria, y se identifica que la diferencia de tiempos entre una ampliación y un proyecto de convocatoria, antes de iniciar la ejecución, puede estar entre 10 y 12 meses.
- La EEB plantea que este tiempo podría no ser válido para proyectos de ampliación complejos y analizará el tema para la próxima reunión.
- Dejando de lado por ahora el tema de oportunidad, se ve conveniente solicitarle a la CREG que extienda el concepto de ampliaciones a:
  - Nuevas bahías de conexión de OR en S/E de Interruptor y medio y Anillo.
  - Bahías requeridas para volver maniobrables compensaciones que no lo son y para las que se pueda requerir dicha funcionalidad.



# COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

---

- Seccionamientos de subestaciones (se entiende que son una reconfiguración, pero se ve conveniente dejarlo claro con el regulador).
- De otro lado, se ve que podría ser conveniente que obras de pequeña magnitud no tengan que pasar el proceso de convocatorias (problema: qué es pequeña magnitud?).
- Se discute el caso de los reactores y se acuerda pedirle a XM el costo para el sistema de no haber tenido los reactores del Suroccidente en un tiempo de 10-12 meses.

## 2. Definición de los Aspectos Regulatorios asociados a las compensaciones en nivel IV Belén, Noroeste y Tunal.

EEB realiza la presentación.

- Como se ha señalado y descrito en los recientes Informes de Oportunidades de Conexión y otros informes del operador del sistema, las compensaciones del STN instaladas a nivel de 115 kV son necesarias y funcionales para la operación segura y confiable de éste sistema.
- Teniendo en cuenta que estos equipos están diseñados para tener una vida útil entre 25 y 30 años, al cabo del periodo definido en los documentos de las convocatorias, éstas compensaciones tendrán aún una vida útil remanente cercana a los 20 años.
- En el corto plazo, en vista de la propuesta de resolución CREG 159 de 2010, es importante que se definan las unidades constructivas específicas para éstas compensaciones, para efectos de dar aplicabilidad al esquema de calidad del servicio definido en la resolución CREG 011 de 2009 con respecto a estos activos.
- En la medida que estas compensaciones continúen siendo de utilidad para el sistema, la EEB está en disposición de buscar los mecanismos regulatorios que posibiliten su uso más allá del periodo inicialmente definido.
- Queda la duda de si las compensaciones se siguen requiriendo para el STN o ya el requerimiento es para el STR. EPM y CODENSA analizarán el tema desde el punto de vista técnico, para definir acciones a seguir.

## 7 VARIOS

- EPM solicita a través de una presentación, que el CAPT recomiende a la UPME el tratamiento a dar al proyecto subestación Malena y si la normalización de esta debe ser tratada como una convocatoria o como una ampliación. La UPME informó que solicitó un concepto a CREG relacionado con el tema, una vez conocido servirá de soporte.
- La Unidad recibirá comentarios al informe de corredores urbanos que fue rotado en días pasados a través de correo electrónico, hasta el día viernes 20 de mayo.

Se da por finalizada la reunión.



## COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

TAREAS	RESPONSABLE	FECHA
Recordar los compromisos asumidos	UPME	Permanente
Enviar el acta 103 para comentarios	UPME	
Citación Grupo Técnico y Regulatorio	XM - ISA	
Enviar comentarios al informe de corredores urbanos	CAPT	20 de mayo
Enviar documento soporte tema Termocol	UPME	17 de mayo
Votación recomendación apertura de la línea Santa Marta - Guajira para conectar el proyecto de generación Termocol.	CAPT	20 de mayo

  
**PABLO FRANCO RESTREPO**  
Presidente

  
**OSCAR IMITOLA ACERO**  
Secretario Técnico