

**COMITE ASESOR DE PLANEAMIENTO DE TRANSMISION
ACTA N° 43**

Fecha :	Julio 31 de 2003
Hora:	9:00 a.m.
Lugar:	Oficinas UPME

Enrique Ayobi	EEB	Principal
Héctor Alberto Ruiz	EEPPM	Principal
Marco A. Posada	EEPPM	Suplente
Gonzalo Contreras	DIACO	Principal
Edgar Duran T.	ISA	Principal
Alvaro Rueda	CERREJON	Suplente
Guido José Escobar	EPSA	Principal
Luis Hernando Lozano	EMCALI	Principal
Héctor Daniel Bello	CERROMATOSO	Principal
Andrei Romero	CODENSA	Suplente
Reynaldo Pico	ESSA	Principal
Camilo Quintero	UPME	
Claudia C. Estrada	UPME	

VERIFICACION DEL QUÓRUM

CERROMATOSO	X	ISA	X	EEPPM	X	CHIVOR	ESSA	X	CND	X
CERREJÓN	X	EEB	X	CODENSA	X					
DIACO	X	EPSA	X	EMCALI	X					

Una vez verificada la asistencia, se encuentra que hay quórum decisorio.

Por solicitud de la UPME se cambia el orden del día y programa para las 2:00 la presentación del Plan Energético Nacional.

1 LECTURA Y APROBACIÓN DE ACTAS

Se aprueba el acta N° 42 con los comentarios enviados por los agentes.

2 REVISIÓN DE TAREAS PENDIENTES

TAREA	RESPONSABLE		COMENTARIO
1. Enviar cuadro de tareas pendientes.	UPME	✓	
2. Evaluar las implicaciones en costos que ha tenido para el sistema las restricciones asociadas con los CT's de la Línea Guaca – La Mesa.	CND		Se leerá la comunicación enviada por la UPME al CND con este tema.
3. Enviar presentación de la UPME sobre las proyecciones de Demanda.	UPME	✓	
4. Enviar presentación del MEM sobre experiencias operativas de las interconexiones.	UPME	✓	
5. Enviar carta al CND para que sea invitado permanente	UPME		Pendiente



del CAPT.			
6. Enviar el documento sobre el procedimiento para la actualización del inventario de activos.	UPME	✓	
7. Enviar los comentarios al documento sobre el procedimiento para la actualización del inventario de activos.	CAPT		Pendiente
8. Enviar el acta N. 42	UPME		
9. Enviar comentarios sobre la Metodología propuesta por la UPME para la elaboración del Plan de Expansión.	CAPT	✓	
10. Informe de evolución Nivel de Pérdidas	UPME		Próxima reunión
11. Comentarios presentación de la UPME sobre Interconexiones internacionales.	CAPT		Punto de la agenda.
12. Respuesta a los comentarios al documento de análisis del retiro de las plantas de CASALACO	CND		Pendiente
13. Acusar recibo de información enviada por correo electrónico	CAPT	✓	

3 PRESENTACIÓN “ANÁLISIS COMPLEMENTARIOS PROYECTO COSTA 500 kV”.

La UPME realiza la presentación sobre los análisis complementarios proyecto Costa 500 kV, la cual se anexa. Entre los puntos más importantes se menciona:

Los análisis complementarios de generación buscan estudiar y valorar el efecto que tiene en la operación del Sistema (despacho ideal), las plantas que pueden ofertar independientemente de sus costos variables de operación, y que por lo tanto pueden no ser incluidas en el despacho ideal, es decir que son despachadas por restricción en condiciones en las que pueden ser despachadas por mérito, es decir el efecto del STN en la G. Estos análisis complementarios muestran el efecto del Proyecto en la componente G, esto es en el costo marginal del sistema.

Se consideran diversas condiciones, incluidos dos escenarios de expansión de generación, LP1 y LP3, que fueron los escenarios estudiados en el documento presentado por el CND.

Teniendo en cuenta que la estrategia de generación LP1 tiene muy baja probabilidad de ocurrencia, para las seis alternativas de transmisión estudiadas y evaluadas económicamente se consideró el escenario de expansión de generación LP3.

Adicionalmente se realizó sensibilidad a estos resultados considerando el mismo escenario de expansión de generación LP3 pero incluyendo los beneficios adicionales por el efecto en el costo marginal.

Se menciona que la fecha de entrada en operación del proyecto Bolívar – Copey – Ocaña - Primavera 500 kV debe ser el 1 de Octubre de 2007, esto teniendo en cuenta el tiempo de ejecución del proyecto.

Adicionalmente, considerando sus bajos niveles de riesgo (inherentes al trámite de la licencia ambiental, compra de servidumbres, etc) se definió que la mejor alternativa era ejecutar el tercer circuito Sabanalarga – Fundación a 220 kV, siempre y cuando su fecha de entrada en operación sea a más tardar en Diciembre de 2004.



Finalmente, se hace énfasis en que la recomendación de la UPME de que el Proyecto Costa 500 kV entre el 1 de octubre de 2007, no está basada en estos análisis complementarios. Tal recomendación se basa en los resultados del ejercicio de considerar el tercer circuito Sabana Fundación, dados sus beneficios en el corto plazo, como un proyecto que puede hundirse, esto es no considerar ni su costo ni sus beneficios, situación en la cual aplazar la fecha de entrada en operación del proyecto Costa hasta enero del año 2009 implica una pérdida neta de 14 MUS\$ sin considerar los beneficios adicionales relacionados con el efecto del proyecto en el costo marginal.

Teniendo en cuenta la importancia de iniciar el proceso de Convocatorias Públicas para el proyecto Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera - Bacatá 500 kV, el CAPT enviará una carta al Ministro de Minas y Energía, con el fin de reiterar su preocupación por la demora en la apertura de estas convocatorias y solicitar que a la mayor brevedad posible se inicie este proceso.

4 PRESENTACIÓN “ANÁLISIS ELÉCTRICOS DEL SISTEMA”.

La UPME realiza la presentación sobre los análisis eléctricos del Sistema, la cual se anexa. Entre los puntos más importantes se menciona:

Se muestran los escenarios de proyección de demanda regional, para los cuales se emplearon las Demandas Nacionales, estudio de proyección de PIB departamental.

Mediante la recolección de información de ventas se realizó la verificación de los niveles de pérdidas en distribución y subtransmisión, las cuales están del orden de 21.5% promedio para el 2002.

Las proyecciones de demanda regional se llevaron a cabo con un horizonte hasta el 2007 ya que las series históricas empleadas son cortas y no es recomendable realizar proyecciones con un horizonte mayor a cinco años ya que se perdería capacidad de predicción.

Se espera en el futuro construir proyecciones de ventas por sectores de consumos en cada uno de los mercados de comercialización.

En cuanto al plan de expansión de generación se muestran las estrategias de generación de corto y largo plazo.

Para las alternativas de corto plazo se realiza sensibilidad al retiro de las unidades Riogrande, Salto, Laguneta, Colegio, una planta térmica a Carbón y una planta térmica a gas en el año 2005 y 2008.

La alternativa CP4 considera un despacho coordinado entre Colombia y Ecuador.

En cuanto a los intercambios con Ecuador se menciona que al considerar el plan de expansión de generación de Ecuador previsto de 750 MW con plantas a gas eficientes y proyectos hídricos con embalses, se disminuye el costo marginal del sistema llevando a que se reduzcan las exportaciones de Colombia a Ecuador en los años 2006 y 2007.

En cuanto al desempeño del STN en el horizonte 2003 – 2012 se consideran las obras de expansión definidas en los planes anteriores. Entrada del proyecto 500 kV en el 2007 y entrada de las compensaciones en Nordeste y Bogotá en el año 2004.

Los resultados para el año 2006 y 2010 muestran en general que hay sobrecargas en muchos de los transformadores de conexión 220/115 kV como son : Copey 220/110 kV, Fundación 220/110



kV, Jamondino 220/110 kV, Guaca 220/110 kV, Villavicencio 220/110 kV, Bucaramanga 220/115, Barranca 220/115 kV, La Hermosa 220/115 kV. Adicionalmente, se observan sobrecargas en líneas a nivel de 115 kV en el área Nordeste y Chec.

Se presenta como alternativa para aliviar los problemas de confiabilidad en el área de Bogotá, el impacto de la entrada en operación del proyecto Primavera – Bacatá a 500 kV pre-energizado a 230 kV a partir de enero de 2006, como parte de la Convocatoria del Proyecto Bogotá 500 kV.

El costo de esta alternativa es aproximadamente de 9.4 MUS\$ y su beneficio es del orden de 19 MUS\$, obteniendo una relación beneficio/costo de 2.

De otro lado se muestran los resultados de los análisis realizados para la conexión del proyecto de generación Porce III con una capacidad de 680 MW y con fecha de entrada en Diciembre de 2010.

Se analizan las seis alternativas presentadas en el estudio. Los resultados de estabilidad de voltaje, estabilidad de pequeña señal y estabilidad transitoria, muestran que todas las alternativas son estables.

- La alternativa 3, la cual consiste en conectar el proyecto Porce III a la red de 220 kV de EEPPM, mediante un doble circuito a Guadalupe y un circuito sencillo a Porce II, presenta sobrecargas superiores al 20% en la red de 230 kV de EEPPM ante algunas contingencias.

La UPME cuestiona si la mejor alternativa de conexión del proyecto Porce III debe ser la alternativa de mínimo costo para el usuario o de mínimo costo en valor.

Adicionalmente, se realiza un ejercicio energético para valorar el impacto que tiene esta generación de Porce III en el costo marginal del Sistema. Los resultados muestran que al contar con esta generación se obtiene un ahorro en VPN de 44 MU\$ por la disminución en el costo marginal.

En cuanto al área de EPSA, para los años 2006 y 2010, condiciones de demanda máxima y operación normal de la red no se observan problemas de sobrecargas en ninguno de los elementos de la red ni niveles de tensión inferiores a 0,9 p.u.

Sin embargo, ante contingencias de las líneas a nivel de 115 kV del área de Buenaventura y para situaciones en las que no se encuentre disponible la generación de la planta Bajo Anchicayá, se observan niveles de tensión inferiores a 0,9 p.u. en las subestaciones Tabor, Pailón y Malaga. Estos problemas de tensión se alivian con la generación de Bajo Anchicayá.

En el año 2010 se hace necesario tener prendida la generación a nivel de 115 kV para evitar sobrecargas en los transformadores 230/115 kV, la cual podría disminuirse con la expansión planteada pro el OR a nivel de 220 kV, sin embargo es importante revisar las capacidades de los transformadores de conexión propuestas.

EEB menciona que dada la dificultad de que entre en operación la línea Primavera – Bacatá 500 kV pre-energizada a 220 kV en Enero de 2006, es necesario explorar otras alternativas como la compensación capacitiva en la subestación Tunal 220 kV.

ISA menciona que se deben mostrar las alternativas de solución para el área de Chinú, ya que se presentaría sobrecarga en el transformador de Chinú 500 / 115 kV.



5 EVALUACIÓN RESTRICCIONES POR LIMITACIÓN DE LA LÍNEA GUACA – LA MESA.

El CND realiza la presentación sobre la evaluación de restricciones por limitación de la línea Guaca – La Mesa, la cual se anexa. Entre los puntos más importantes se menciona:

Se analizan los atrapamientos de energía para el periodo Enero – Junio de 2003 causados por esta limitación.

Los resultados muestran que el costo de estos atrapamientos es muy alto para el Sistema, teniendo en cuenta que solo durante el día 20 de Abril estos atrapamientos tuvieron un costo de 396 M\$ y el 6 de Junio su costo fue de 40 M\$.

De acuerdo con EEB el costo de cambiar CTs (6 en total) implica una inversión de USD\$ 220.000, la cual se justificaría de acuerdo con el nivel de beneficios obtenidos.

El CAPT enviará carta a la CREG consultando la forma en qué serían remuneradas estas inversiones e indicando el beneficio que tendría para el Sistema el cambio de los CTs de la línea Guaca – La Mesa.

Adicionalmente, se enviará otra carta a la CREG consultando en forma más general cómo se remunerarían inversiones para cambio de equipos que sean beneficiosos para el Sistema.

6 COMENTARIOS PROPUESTA DE METODOLOGÍA PRESENTADA POR LA UPME PARA INCLUIR LAS INTERCONEXIONES EN EL PLAN DE EXPANSIÓN.

El CAPT realizó sus comentarios a la propuesta de metodología presentada para incluir las interconexiones internacionales en el Plan de Expansión. A continuación se mencionan algunos de los comentarios:

Es importante aclarar que esta metodología no trata de unificar el criterio para la remuneración de los activos de Transmisión entre los países interconectados.

Se deben incluir también los beneficios obtenidos por importaciones ya que en el documento solo se valora el impacto por las exportaciones.

Para los análisis se deben modelar los dos países completos y no considerar el otro país como una carga radial.

El CAPT considera que con el resumen ejecutivo enviado por la UPME sobre este tema no es posible realizar los comentarios, por lo tanto solicita el documento completo de la asesoría para vincular las interconexiones eléctricas internacionales en el plan de expansión.

7 VARIOS

La UPME mencionó que se habían enviado los documentos de selección para el proyecto Bolívar – Copey – Ocaña – Primavera – Bacatá 500 kV y para las compensaciones en Nordeste y Bogotá para aprobación de la CREG.



Se programa la próxima reunión del CAPT el Jueves 28 de Agosto de 2003 y como temas de la agenda se incluirán la presentación del Plan Energético Nacional por parte del Director de la UPME, Plan de expansión preliminar y seguimiento a las pérdidas.

8 TAREAS PENDIENTES

TAREA	OBJETO	RESPONSABLE	FECHA
1. Enviar carta al Ministro sobre el proyecto 500 kV.	Reiterar la preocupación del CAPT por la demora en la apertura de las convocatorias.	CAPT	Agosto 4 - 2001
2. Enviar cuadro de tareas pendientes.	Informar con anticipación sobre los compromisos asumidos.	UPME	Agosto 6 - 2003
3. Enviar presentación de la UPME sobre Análisis complementarios proyecto Costa 500 kV.	Para conocimiento del CAPT	UPME	Agosto 6 - 2003
4. Enviar presentación de la UPME sobre análisis preliminares del Sistema.	Para conocimiento del CAPT	UPME	Agosto 6 - 2003
5. Enviar presentación del CND sobre restricciones por limitaciones de la línea Guaca - La Mesa.	Para conocimiento del CAPT	UPME	Agosto 6 - 2003
6. Enviar carta al CND para que sea invitado permanente.	Que el CND asista a todas las reuniones.	CAPT	Agosto 6 - 2003
7. Enviar de nuevo el documento sobre el procedimiento para la actualización del inventario de activos.	Para comentarios del CAPT.	UPME	Agosto 6 - 2003
8. Enviar el acta N. 43	Para comentarios del CAPT.	UPME	Agosto 6 - 2003
9. Enviar el documento completo "Asesoría para vincular las interconexiones eléctricas internacionales en el planeamiento".	Para comentarios del CAPT.	UPME	Agosto 6 - 2001
10. Enviar los comentarios al documento sobre el procedimiento para la actualización del inventario de activos.	Elaborar versión definitiva	CAPT	Agosto 13 - 2003
11. Enviar carta a la CREG sobre la remuneración del cambio de los CTs de la línea Guaca - La Mesa.	Definir esquema de remuneración.	EEPPM	Agosto 13 - 2001
12. Enviar carta a la CREG sobre la remuneración del cambio de algunos equipos en el Sistema.	Definir esquema de remuneración.	CERROMATOSO	Agosto 13 - 2001
13. Informe de evolución Nivel de Pérdidas	Análisis y seguimiento del CAPT	UPME	Permanente
14. Respuesta a los comentarios al documento de análisis del retiro de las plantas de CASALACO	Para incluirlos como información para la revisión del plan de expansión en Transmisión	CND	


HECTOR DANIEL BELLO
Presidente


CAMILO QUINTERO MONTAÑO
Secretario

ACTA N° 43

6



2875334 FAX: 2887419

Avenida 40A No. 13-09-Piso 5, Edificio UGI, Bogotá D.C., Colombia.