

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 132

Fecha:	15 de agosto de 2014
Hora:	9:00 a.m.
Lugar:	Oficinas UPME

1. VERIFICACIÓN DEL QUÓRUM ✓ X

Agente	Empresa	Asistencia		
Transmisores	INTERCOLOMBIA	Pablo Javier Franco	Principal	✓
		Jorge Mauricio Areiza	Suplente	✓
	EEPPM	Diego Montoya	Principal	✓
		Luis F. Aristizábal	Invitado	✓
	EEB	Jaime Alfonso Orjuela	Principal	x
		Jairo O. Pedraza Castañeda	Suplente	✓
Grandes Consumidores	PAZ DEL RIO	Julio Cesar Wagner	Principal	x
		Pablo Bernal	Suplente	✓
	OXY	Fernando Bonilla	Principal	x
	CERROMATOSO	Freddie Luna	Suplente	✓
Comercializadores	CODENSA	Carlos Fernando Gomez	Invitado	✓
	ISAGEN	Jovan Alfonso Cano	Principal	✓
		Hernán Palacios Perdomo	Suplente	x
	ELECTRICARIBE	Héctor Andrade H	Principal	X
		Marjorie Jimenez	Suplente	X
Generador	GECELCA	Eduardo Ramos	Principal	X
		Angela Padilla	Suplente	✓
Operador de Red	EPSA	Gustavo Velandía Palomino	Principal	X
		Michael Muñoz	Suplente	✓
CND	XM	Juan Gonzalo Ortega	Invitado	✓
		Diego Tejada	Invitado	X
Ministerio de Minas y Energía	MME	Elsa Márquez	Invitado	X
UPME	UPME	Alberto Rodriguez	Secretario	✓
		Antonio Jiménez	Secretario	✓
		Javier Martinez	Secretario	✓
		Andrea Rojas	Secretario	✓
		Diego Echeverri	Secretario	✓

Se da inicio a la reunión No.132 del Comité y se verifica la existencia de quórum. Se procede con la lectura de la agenda del día por parte del presidente del CAPT.

Como tema adicional a la lectura de la agenda, EPM propone en el tema de varios, tratar el tema sobre la aceptación en el RETIE de las estructuras doble circuito en la líneas de 500 kV con el ánimo de identificar las consideraciones entre otras, en las salidas de las subestaciones, cascos urbanos, además del tema social y el RETIE como tal asociado al POT.

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 132

El presidente del CAPT informa que la carta al MME ya fue enviada. La carta del grupo técnico regulatorio referente a los costos de la UC en STR, ISA circulará al grupo ambiental. Si queda tiempo se propone revisarla al final de este CAPT.

2. APROBACIÓN DE ACTAS ANTERIORES

Se circularon para comentarios las actas 129 y 130, se recibirán comentarios a las mismas hasta el viernes 22 de agosto de 2014. El acta 131 se circulará para comentarios la próxima semana.

3. INFORME DE AVANCE DE CONVOCATORIAS

La UPME presenta el cuadro resumen de los proyectos de convocatoria, mostrando el listado de aquellos que están en ejecución, en proceso de selección, en pre-publicación, por pre publicar y en proceso de elaboración. En resumen, la UPME informa que de los catorce proyectos aprobados en los planes de expansión hay siete proyectos adjudicados y dos más en proceso de selección (Suria y Caracolí).

Dentro de los proyectos que iniciaran el proceso de selección se encuentran Rio Córdoba, Ituango, Refuerzo Costa Caribe, refuerzo Suroccidente y la Loma, se espera que a diciembre de 2014 hayan 17 proyectos en ejecución, excluyendo la Loma y Sogamoso. Adicionalmente en diciembre de 2015 se espera que haya 21 proyectos en ejecución.

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

Fecha inicial de Entrada en Operación: 31/oct/2012

Fecha Oficial de Entrada en Operación: 10/mayo/2015 (Resolución MME 91009 de 21/nov/2013)

Fecha esperada de entrada en operación: diciembre de 2015 (con la alternativa 1)

Avance total: 33%

XM pregunta sobre el estado del STR, se informa que hasta la próxima semana se tendrá la reunión de seguimiento del área oriental, pero de la información que se tiene (compensación, STATCOM, SVC y transformación) se encuentra en cronograma. Respecto a la compensación en el Meta, se informa que no entrará en la fecha prevista y posiblemente entrará en Operación en agosto de 2015.

En cuanto al rescate arqueológico se informa que supera lo programado, con un avance del 92%, se espera que el mismo concluya en el mes de octubre de 2014. Además, Se han realizado socializaciones autoridades y municipios, algunas actividades con la comunidad.

La Unidad informa que se han respondido alrededor de 7 tutelas que han salido a favor de la Unidad, dado que no hay prueba que se haya afectado ningún derecho fundamental, los tribunales indican que la tutela no procede en estos casos.

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 132

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

Fecha inicial de entrada en operación: 30/nov/2013

Fecha oficial de entrada en operación: 30/ago./2014 según Resolución MME 9 1039 del 27/nov/2013

Fecha esperada de entrada en operación: Feb/2015. (Subestación) – Ene. /2015 (Línea) (se tiene como referencia los meses de construcción de la infraestructura)

Avance Total: 56,23%

La Unidad informa que aunque el proyecto cuenta con licenciamiento ambiental hay una fuerte oposición de las autoridades departamentales y de la comunidad. Por su parte, con respecto al contrato de conexión con ISA y CHEC deben de estar en un avance importante.

La gobernadora envió comunicado al MME manifestando su inconformidad, indica que no se opone al desarrollo del departamento, pero que se opone a las arbitrariedades de las autoridades y solicita al ministerio intervenir para darle solución a los temas, al respecto la unidad indica que está pendiente darle repuesta a la comunicación y que se le indicara entre otros, que no se ha violado ningún procedimiento. EPM sugiere copiar la respuesta a la procuraduría para la parte ambiental mostrándole que se han hecho bien las cosas.

En agosto la EEB inició el cumplimiento de los compromisos de la licencia: Informó a la ANLA, CARDER y CRQ la fecha de inicio y el cronograma de actividades, socializó la licencia ambiental, el PMA con la CRQ y la Alcaldía de Circasia, se realizó reunión con la CRQ para concertar medidas de manejo y compensaciones por el paso sobre el Distrito Barbas Bremen.

La totalidad de los materiales de la línea y para la subestación se encuentran en poder del contratista y en bodegas, el proyecto no estará para el pico del año 2014.

Convocatoria UPME 04 de 2009 – Proyecto Soqamoso 500/230 kV y Líneas asociadas.

Fecha inicial de Entrada en operación: 30/jun/2013

Fecha Oficial de Entrada en operación: 12/mayo/2014. (Prórroga según Resolución MME 90268 del 03/mar/2014)

Fecha esperada de entrada en operación: 15/08/2014 según análisis del Interventor

Avance total: 94,4%

Ya está terminado todo lo que tiene que ver con el proyecto de 230 kV, la subestación, el doble circuito y la reconfiguración Guatiguara. Esta mañana informaron que las líneas de 500 kV ya están terminadas aún no están conectadas, es positivo tener operando la red en esta zona, independiente de la entrada del generador. Se espera que entre el 18 - 20 de agosto hacer las consignaciones para hacer la energización de las líneas. Por su parte, Isagen informa que en el escenario más crítico el generador entraría dos meses después de las OEF (enero 2015), se respaldarían la energía en el mercado secundario.

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN ACTA No. 132

Convocatoria UPME 05 de 2009 - Proyecto subestación Quimbo (Tesalia) 230 kV y Líneas asociadas

Fecha Oficial de Entrada en Operación: 31/ago./2014

Fecha esperada de entrada en operación subestación, línea a Altamira y reconfiguración: A más tardar el 30/sep./2014

Fecha esperada de entrada en operación línea a Alférez: atraso cercano a 16 meses.

Avance Total: 66%

A finales de 2015 entraría la línea de Alférez. La Línea Altamira y la reconfiguración a pesar de tener fecha de entrada en operación agosto de 2014, la misma entrará hasta septiembre debido a atrasos por el tema del paro agrario. La generación estaría para mayo de 2015, con el proyecto de esta manera se puede evacuar la energía, sin embargo se aclara que la línea se requiere. Con respecto a la solicitud de prórroga se están evaluando los puntos, la UPME espera el martes tener la claridad con el interventor para enviarla al MME.

Convocatoria UPME 03-2010 – Chivor – Norte – Bacatá 230 kV (41:45)

Fecha oficial de Entrada en Operación y esperada: 31/oct/2015.

Avance Total: 28%, frente a un 38% programado

Continua pendiente el DAA, se advierte desde la autoridad ambiental que el corredor va a tener dificultades, dado que la línea pasa por medio de la reserva de la cuenca alta del Río Bogotá, sin embargo se aclara que pasa por áreas ya intervenidas y zonas de pasto. Dado que continúan las molestias con la comunidad, la ANLA solicitó autorizar variantes, las variantes paralelas que ya estaban analizadas desde el comienzo pueden tener mayor afectación dado que también hay parques declarados en la zona alta de la cuenca alta del río Bogotá, si se busca una alternativa adicional por el medio de los variantes presentadas puede también presentar problemas, dado que es la zona más productiva e industrial. Se concluye que la alternativa inicial es la más viable.

La EEB pregunta que pasara con futuros proyectos de expansión de Bogotá que entren por el norte, a lo que la UPME responde que sin ir muy lejos la línea a 500 kV ya presenta dificultades.

EPM propone reevaluar el tema de circuitos dobles a 500 kV con estructuras compactas y a pensar en nuevas tecnologías para la planeación, con el ánimo de facilitar la ejecución de los proyectos. Adicionalmente se manifiesta que habría que verificar como se armoniza el tema desde la planeación junto con la operación, se requeriría flexibilidad específicamente en el caso de tener dobles circuitos para la operación.

XM responde que nunca se han opuesto y reconocen la importancia de los dobles circuitos, pero recomiendan estudiar bien los puntos donde se instalarían los dobles circuitos, al igual que se sugiere revisar el tema regulatorio dado que en oportunidades se ha mencionado que la operación en algunas ocasiones es inflexible, menciona que la regulación no les permiten ciertas cosas. Adicionalmente, se verificará en el tema de



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN ACTA No. 132

mantenimientos para no ver afectado el doble circuito en caso de sacar uno de los circuitos.

La UPME manifiesta que el primer punto a trabajar es el de agotamiento de capacidad de los circuitos. Adicionalmente se menciona que con los proyectos que se tienen actualmente se tiene la oportunidad de establecer este tipo de estructuras en 6 proyectos de los que saldrán próxima convocatoria

El presidente plantea la preocupación de comenzar con las siguientes acciones dado que cada vez se hace más restrictiva la expansión:

1. Estudiar el tema en los grupos técnico y regulatorio y ambiental, se deberá trabajar desde los equipos de ingeniería, ambiental y sociales de las empresas, se espera recibir aportes significativos al Plan de expansión no solo desde el tema técnico por parte de las empresas.
2. Acciones desde la Planeación y la Operación, verificar que limitaciones se tienen desde la regulación.
3. Desde el grupo técnico y regulatorio se analizará que se debería hacer para incorporar tecnologías que logren en "caliente" aumentar la capacidad de los circuitos existentes y/o expandir la infraestructura existente, además de qué criterios se deberían utilizar en el tema de la operación.

Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV - Convocatoria UPME 01-2013

Fecha oficial de Entrada en Operación: 30/sep/2017.

Va avanzado sobre el cronograma. Ya se tiene el primer informe de interventoría, en la primera reunión se revisó del cronograma, Curva S, Plan de Calidad, estructura de trabajo y planes de gestión del proyecto, comunicaciones y cronograma de reuniones.

La EEB presento al ANLA el proyecto bajo el nombre Norte-Tequendama. Por su parte, se han realizado reuniones con EPM para estudiar la posibilidad de iniciar el rescate en el área de la Subestación Nueva Esperanza.

Para el diseño de la línea de transmisión y los estudios ambientales se seleccionó al Consorcio Conexión Sogamoso (CCS) conformado por Ambiotec, DESSAU CEI S.A.S y DESSAU Chile Ingeniería.

Convocatoria UPME 02 de 2013 Segundo Transformador de Copey 500/220 KV

Fecha oficial de Entrada en Operación: 30/nov/2015.

Avance Total: 17,42%, frente a un 14.1% programado.

Se reporta un avance superior al programado. ISA cuenta con Licencia Ambiental para el proyecto; se realizó una modificación menor al Plan de Manejo Ambiental.

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 132

OTROS PROCESOS

Se presentan los siguientes avances de los proyectos con fecha de corte: julio de 2014, con sus respectivas observaciones:

- UPME 05-2012 (Bolívar – Cartagena 220 kV): Quedo en firme la selección el proyecto a la EEB, a la fecha no se tienen la resolución del Ingreso Anual Esperado.
- UPME 04-2013 (Guayabal 230 kV): Ya cuenta con la resolución de Ingreso de Anual Esperado, se está a la espera de la firma del contrato de interventoría.
- UPME 02-2014 (Reforma 230 kV): A pesar que ya fue adjudicada, no se cuenta con resolución del Ingreso Anual Esperado.
- UPME 03-2013 (Montería 230 kV): La CREG indicó que se podía proceder con el proyecto, la UPME informo a ISA, se está a la espera que radiquen documentos para poder solicitar el ingreso ante la CREG.
- UPME 03-2013 (Tuluní 230 kV): Se presentaron los documentos, se aclara que el inversionista es nuevo y debe constituirse como transmisor. Ya se envió el concepto y la solicitud de oficialización de ingreso a la CREG.
- UPME 05-2013 (Suria 230 kV): Abierta oficialmente, el día de hoy se entregaran las propuestas para la selección del interventor
- UPME 06-2013 (Caracolí 220 kV): Se encuentra evaluado el interventor, se informa que solamente se presentó una firma.
- UPME 03-2014 (Río Córdoba 220 kV): Drummond ya presento la garantía se encuentra en revisión por parte de XM, sigue pendiente la constitución de la garantía por parte de ELECTRICARIBE. La UPME menciona que le han solicitado aclaración a ELECTRICARIBE y la respuesta del OR es que están revisando el tema. Se espera tener pronta respuesta por parte del ELECTRICARIBE, de lo contrario se indica que se abrirá convocatoria urgente.
- UPME 01-2014 (La Loma 500 kV): Se encuentra pendiente la apertura oficial. FPO: 30/nov/2016.
Observación: Drummond no ha suministrado energía requerida para la garantía.
Diferencias con Electricaribe. Se puede ver afectada la fecha de entrada en operación.
- UPME 01-2014 (Ituango 500 kV): Pendiente apertura oficial y constitución de la garantía por parte de EPM, ya se recibió la resolución de cambio de fecha por parte del MME. En cuanto se tenga respuesta de EPM se dará apertura oficial. La EEB comentó la conveniencia de que se publiquen unos pretérminos de estas convocatorias teniendo en cuenta la magnitud de los proyectos, esto es útil para los potenciales oferentes ya que facilita labores de preparación de la oferta. La UPME comenta que no publicará pretérminos, pero que se dará un tiempo mayor, al

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 132

normalmente establecido en los términos de la convocatoria, para la preparación de la oferta.

- UPME XX-2014 (Costa: Cerromatoso – Chinú – Copey 500 kV): Pliegos elaborados. FPO: 30/sep./2018
Observación: Se dará inicio oficial en los próximos días.
- UPME XX-2015 (Suroccidente: Medellín – Virginia – Alférez – San Marcos 500 kV): Pliegos elaborados. FPO: 30/sep./2018.
Observación: Se dará inicio oficial en los próximos días.
- UPME XX-2015 (2° Oriental: Virginia – Nueva Esperanza 500 kV): Pliegos en elaboración. FPO: 30/sep./2020

REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS RETIE

Se realiza una revisión rápida de uno de los numerales del Reglamento, la Unidad comenta que realizará una reunión con ISA con el fin de verificar posibles alternativas a proponer frente a lo mencionado en los planes de ordenamiento territorial que generalmente afectan los proyectos definidos en los planes de expansión de la UPME. Se propone propiciar una reunión con el MME para aclarar algunos puntos y si es el caso precisar algunos ajustes en caso de ser conveniente.

Respecto a las estructuras dobles circuitos se analizará para las convocatorias próximas a abrir. La UPME indica que realizar los cambios en los documentos de selección es relativamente sencillo, pero las implicaciones sobre el desarrollo del proyecto son bastante importantes, adicionalmente no se tiene la claridad operativa de cómo se manejarían este tipo de circuitos, por lo que se solicita al Comité realimente a la UPME sobre el tema.

Se solicita a la UPME y a XM realizar un análisis de las implicaciones que tendrían los dobles circuitos en los proyectos de 500 kV definidos en el Plan de Expansión 2013-2027. Adicionalmente se citará a comité extraordinario a través de teleconferencia para el próximo viernes 22 de agosto de 2014.

EEB menciona que este tema se había tratado hace algún tiempo pero que no se han hecho los análisis que permitan tomar decisiones para implementar los dobles circuitos en 500 kV; XM menciona que es importante tener en cuenta que en la zona Antioquia – Cerromatoso el tema de seguridad es bastante importante en cuanto atentados a la infraestructura.

4. INFORME TRIMESTRAL DE RESTRICCIONES IPOEM E IPOEL

XM inicia presentando el informe Operativo Eléctrico de Mediano Plazo, el análisis de la Operación esperada 2014-2014.

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 132

Área Antioquia:

Se presentan bajas tensiones en las subestaciones más alejadas y sobrecargas en los circuitos Envigado – Guayabal y en transformación, sobre todo cuando se presenta altos desbalances de generación en el Norte de Antioquia,. Esta restricción no se materializa todo el tiempo básicamente depende de las condiciones climáticas.

Ante el crecimiento de la demanda de 2014-2015 no se esperan cambios significativos en las condiciones operativas, se espera la normalización de la subestación Malena. Los escenarios analizados para la entrada del proyecto Riogrande – Yarumal II 110 kV coinciden en la operación del circuito abierto en la subestación Riogrande; así mismo, se debe mantener abierto el enlace Barbosa – El Salto 110 kV puesto que la sobrecarga se mantiene. Sin embargo, en el momento que se materialice la repotenciación de la línea El Salto – Yarumal II 110 kV se podrán operar cerrados los enlaces.

Adicionalmente debido a alta generación en Termosierra y Termocentro se evidencian sobrecargas en el transformador de Primavera 500/200 kV ante N-1 San Carlos – Primavera 500 kV. Para reducir este impacto se propone operar la subestación La Sierra 220 kV en dos barras separadas mediante la apertura de los interruptores del corte central de todos sus diámetros. Esta propuesta solo se recomienda cuando se tenga alta generación en Termocentro, de lo contrario no se recomienda porque se puede aumentar el atrapamiento de generación por activación del corte San Carlos – Primavera 500 kV/Jaguas - Malena 230 kV.

Área Caribe

Se analizó el atrapamiento de generación térmica en el área, presentando varias alternativas donde se evidencia un atrapamiento de energía en Caribe y en Atlántico, en Atlántico debido a la corredores 220 kV asociadas a la subestación Flores y TEBSA imponen limitaciones ante máxima generación y congestión Copey Fundación en el área GCM.

Para solucionar este atrapamiento se propuso la reconfiguración de los circuitos Nueva Barranquilla – Sabanalarga y TEBSA – Nueva Barranquilla en TEBSA – Sabanalarga 220 kV en atlántico y el incremento del límite de emergencia del circuito Copey – Fundación 220 kV, lo cual permite liberar 0.8 GWh-día respecto a la condición actual.

Subárea Atlántico:

Se evidencia el agotamiento de la red, de transformación y la falta de flexibilidad en el área, adicionalmente casi nunca se cuenta con red completa. También analizaron indisponibilidades de generación en Flores 1 y Flores 4, recomendando en caso de encontrarse indisponible la generación de dichas plantas, operar

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 132

acopladas las barras de Termoflores 110 kV, aclarando que no se pueden mantener siempre acopladas, debido a un tema de corto circuito. Se muestra las implicaciones de la reconfiguración de líneas a 220 kV para evacuar energía, entre ellas que baja mucho la flexibilidad operativa, por lo tanto han decidido analizar bien la reconfiguración cuando hay alta generación térmica en Atlántico.

Subárea Bolívar

En esta Subárea debido a la entrada del Bosque y el aumento de capacidad de los transformadores de Ternera, no se requiere generación de seguridad interna para cubrir contingencias en la red de 66 kV o en transformación 220/66 kV; sin embargo, se podría requerir ante la contingencia Copey – Bolívar 500 kV por bajas tensiones, alguna unidad en el Subárea de Bolívar.

Entrarían los proyectos de i) Segundo circuito Chinú – Boston, donde se podrían cerrar todos los interruptores de Toluviejo 110 kV, mejorando el estado estacionario, pero ante contingencias podría presentarse problemas. ii) Segundo ATR Bosque, mejorando el desempeño de la red ante contingencias en el ATR actual de Bosque.

Subárea Córdoba – Sucre y Cerromatoso

Se evidencia agotamiento de capacidad de transformación 500/110 kV en Chinú y Cerromatoso. Por su parten, va a entrar el tercer transformador de Cerromatoso y la generación de Gecelca III. Con la entrada del tercer transformador se puede cubrir contingencias sin necesidad de Gecelca III, aunque no es claro hasta que año se pueda hacer, por lo tanto proponen analizar el tema. Una vez entre Gecelca III, aportará seguridad en el Subárea de Cerromatoso.

Subárea GCM

Se evidencia alta exigencia de las unidades del área (unidades de Guajira) por seguridad para el soporte de tensiones. El Subárea no soporta más demanda hasta que entre la expansión.

Área Nordeste

En el Subárea de Santander se evidencian problemas en la capacidad de transformación y de las líneas, en CENS se presentan problemas con contingencias de transformación y baja tensión y en la parte de Boyacá, problemas de transformación en Paipa ya que se necesita generación de seguridad a nivel de 115 kV y también bajas tensiones. También se analizó el límite de importación del área, con una flexibilidad del número de unidades que se necesitan en el área para atender diferentes escenarios de demanda. Lo que se

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 132

ve, la condición de bajas tensiones, establece un límite de importación de 830 MW y obligan a garantizar generación de seguridad cuando la demanda supere este valor, con esto se cubren contingencias en el transformador de Ocaña.

Con respecto al proyecto Sogamoso, la entrada en operación del proyecto de transmisión a 230 kV, no genera cambios significativos en la exigencia de unidades equivalentes mínimas, que se habían comentado para el área.

En Boyacá, hay un corte en los transformadores de Paipa de 200 MW, debido a la condición operativa del transformador de Paipa y las bajas tensiones, presentes en la Subárea, obligan a garantizar generación de seguridad cuando la demanda supere este valor. Con el Proyecto Aguazul – Yopal 115 kV disminuye la exigencia de unidades, aunque no es la solución estructural al área de Boyacá.

Subárea Norte de Santander y Santander

Presenta problemas en contingencias de transformación y bajas tensiones; sin embargo la expansión ya está definida para esta Subárea, la cual se necesita que entre en el menor tiempo posible, ya que las condiciones del Subárea son delicadas debido a que se requiere generación de seguridad y hay riesgo de demanda no atendida.

Área Oriental

Se hizo un análisis del número mínimo de unidades y límites de importación del área Oriental, actualmente se necesitan 17 unidades equivalentes y 2 unidades de Pagua para mantener las tensiones adecuadas. Para la demanda máxima del año 2014, se necesitarían 18 unidades equivalentes; sin embargo con la entrada del segundo transformador de Bacatá se puede elevar el límite de importación a 720 MW (se seguirán necesitando las 18 unidades equivalentes). Con la entrada de la compensación capacitiva Bogotá (90 MVAR), el límite de importación se sigue manteniendo, pero disminuiría a 16 el número de unidades equivalentes necesarias para el área; así mismo con la entrada del SVC en Tunal 230 kV el límite de importación se sigue manteniendo en 720 MW, pero disminuiría a 14 el número de unidades equivalentes y se elimina la necesidad de programar unidades de PAGUA para control de tensiones en el Meta.

Subárea Bogotá

En el norte de la sabana de Bogotá el proyecto Norte toma bastante prioridad, ya que se encuentra la carga industrial de Diaco, la cual, actualmente presenta unos valores de carga de aproximadamente de 1 MW. Sin embargo, se espera que durante este año la subestación Diaco tome nuevamente carga hasta valores de 35 MW aproximadamente. Con este valor de carga y considerando en servicio el

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 132

segundo transformador de Bacatá 500/115 kV, la transferencia por las líneas a 115 kV Bacatá – Chía, Bacatá – El Sol, Noroeste – Tenjo – El Sol alcanzan valores de 300 MW y se necesitaría Programar generación de seguridad en Termozipa; al respecto CODENSA para esta condición, ha propuesto el aumento de capacidad de sobrecarga de los circuitos a 115 kV para evitar tener que programar a Termozipa como generación de seguridad. CODENSA aclara que el aumento de la carga de DIACO se dará hasta el próximo otro año, en julio o agosto.

Subárea Meta - Guaviare

En el Subárea se presenta bajas tensiones en la red de 115 kV, atención radial de la demanda, con la entrada del Segundo Circuito Suria – Puerto López 115 kV y Puerto López – Puerto Gaitán 115 kV, se evidencia un aumento de la confiabilidad en la atención de la demanda de la Subárea, con el Tercer transformador Reforma 230/115 kV, se elimina el riesgo de desatención de demanda ante la contingencia sencilla del transformador La Reforma 2 230/115 k y el proyecto condensadores de Ocoa, Suria y Puerto Gaitán 115 kV, mejora perfil de tensiones en condiciones normales de operación y ante contingencias.

Área Suroccidente

Se presenta la propuesta de nuevos límites de bandas de control VQC, para San Marcos 230 kV y 500 kV, Virginia 230 kV y 500 kV, obteniendo que las tensiones promedio permanecen dentro de los límites propuestos en la mayoría de los periodos. También se presentó la propuesta de nuevas posiciones de tomas en los transformadores (Taps) de conexión al STN, con el propósito de mantener la tensión en las subestaciones a 115 kV dentro de la banda operativa de 115 kV y 119 kV y reducir pérdidas de potencia reactiva por tránsito.

Con respecto al proyecto Tesalia, considerando red completa, no se evidencia atrapamiento de la generación de la central El Quimbo. Por otra parte, no se observan incrementos de tensiones en el área debido a los kilómetros nuevos de línea a 230 kV.

Subárea CQR

Se requiere generación de seguridad al interior de la Subárea en la red de 115 kV ante contingencias en transformación 230/115 kV. Con respecto a los proyectos del área, el segundo ATR Cartago 230/115 se menciona que el esquema instalado no es efectivo y se debe programar generación de seguridad, mientras el ATR Purnio 230/115 + línea Purnio – Dorada 115 kV mejora nivel de tensión de barras ante N-1 de ATR San Felipe 230/115 kV; por su parte, el ATR Armenia 230/115 kV reduce de la generación de seguridad al interior de la Subárea ante contingencias.

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 132

Subárea Valle

Se presenta la propuesta de operación en dos barras separadas en la subestación Yumbo 115 kV, se hizo un análisis en conjunto con EPSA para definir la topología de dicha subestación, la cual reduce la congestión del corredor entre Yumbo y Chipichape, reduciendo las restricciones asociadas a contingencias sencillas mediante una redistribución de flujos de potencia.

Subárea Cauca – Nariño

Se presenta problemas de restricciones por contingencias en los corredores San Bernardino – Popayán 115 kV y Jamondino – Catambuco + Jamondino – Pasto 115 kV, con el aumento de capacidad de circuitos de CEO, se elimina la restricción por contingencias en el corredor San Bernardino – Popayán 115 kV.

Por último XM comunica que el informe ya está publicado y se reciben comentarios al mismo.

Se prosigue con el informe Trimestral de Restricciones, presentando las condiciones operativas más relevantes, la evolución de las restricciones en el segundo trimestre 2014, los análisis eléctricos del informe de planeamiento operativo de largo plazo, el cual está muy orientado al Plan de Expansión de la UPME y por último conclusiones y recomendaciones.

Con respecto a la generación fuera de mérito y comportamiento por regiones, se evidencia que para el año 2014 se ha presentado por el mantenimiento Malambo – Baranoa 110 kV, requiriendo Generación de seguridad en la costa, cortes copados. Generación de seguridad en Bolívar y el cambio en el precio de oferta de los hidráulicos (en junio, por incremento de los aportes y disminución del precio de bolsa) dejando fuera de mérito generación de seguridad. Los aportes en % de la media para junio finalizaron en el 105.64%.

En lo referente al diagnóstico actual de restricciones y clasificación de restricciones según obras de expansión definidas, se identificaron 59 restricciones independientes de su probabilidad, asimismo se tienen 17 restricciones identificadas sin expansión; sin embargo estas no tienen en cuenta la nueva expansión definida, por lo tanto XM manifiesta que tocaría volverlas analizar con dicha expansión definida por la UPME. Por su parte, de las 43 obras para eliminar o mitigar 42 restricciones, el 12 (28%) no cumplen su Fecha de Puesta en Operación (FPO), existen 2 (4%) con riesgo de atraso y 29 (69%) hasta la fecha se espera que cumplan su FPO.

Por otra parte, se presenta los principales cortes activos desde la operación real en el segundo trimestre de 2014, el Corte Huila – Tolima está en el primer lugar,

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 132

debido a que la línea Betania – El Bote es la que presenta mayor congestión en el corte y obliga a bajar la generación en Betania y/o subir generación en Prado y Amoyá. La condición hidrológica ha incrementado de forma importante la participación de este corte. Con respecto a Atlántico, los cortes asociados a la infraestructura del STR de la ciudad de Barranquilla siguen teniendo una participación preponderante dentro del conjunto de cortes activos durante la operación real, así mismo, los cortes asociados a la exportación al STN de Atlántico incrementaron su participación debido a la mayor participación de generación térmica y asociado a la disminución en la generación hidráulica se incrementó la participación de los cortes relacionados al doble circuito Ancón Sur – Envigado – Guayabal a 110 kV, tanto de forma natural como ante mantenimientos, los cuales antes no aparecían.

Se presentan las principales situaciones operativas que generaron riesgos en la atención de la demanda, mencionado el incendio en la subestación Veinte de Julio 110 kV en el Subárea Atlántico, sacando de servicio toda la subestación, y sus circuitos asociados generando un total de demanda no atendida de 170 MW equivalente a 2836,4 GWh. XM llama la atención que estas situaciones no deberían tener tanto impacto en la atención de la demanda.

Se identificaron los proyectos urgentes, resaltando que no aparece Oriental debido a que las medidas de mitigación ha contrarrestado los problemas del área.

Con respecto a los análisis eléctricos del informe de planeamiento operativo de largo plazo, con los proyectos definidos para el área Oriental alivian la operación del área, sin embargo hay que tener en cuenta que ha llegado a la UPME conexión de nueva demanda. La UPME llama la atención de empezar con análisis de la probabilidad de despachabilidad de las máquinas para obtener más beneficios y así apalancar proyectos. Por su parte, para la Subárea CQR (Restricción La Rosa – Dosquebradas 115kV), Se propone reconfigurar el circuito Virginia – San Marcos 230 kV en Virginia – Cartago 2 230 kV + Cartago – San Marcos 2 230 kV. La línea Virginia – San Marcos 230 kV pasa a 1.5 km aproximadamente de la subestación Cartago 230 kV. Para el área Nordeste se presentó un balance de restricciones vs obras definidas.

Por solicitud de EPM, XM realizará una presentación Impacto en la Operación de la no Entrada de Armenia, ante un eventual fenómeno “El Niño”. Además XM menciona que el OR debe recomendar alguna medida para de enfrentar el atraso del proyecto Armenia. Se recomienda hacer una reunión OR-UPME-XM para mirar el tema.

5. INFORME DEL GRUPO TECNICO – REGULATORIO



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

ACTA No. 132

- XM informa que el día jueves se realizó presentación por parte de fabricantes de la tecnología eólica, al igual EPM realizo presentación bastante detallada de las experiencias que ha tenido con el parque de generación Jepirachi, se realizó también presentación por parte del promotor del proyecto de la generación para GCM, se menciona que están interesados en conectar cerca de 474 MW, se menciona que han tenido comunicación permanente con la UPME, la dificultad que encuentran es que el lugar donde se encuentra la planta de generación está alrededor de 150 km de distancia de la subestación más cercana, Cuestecitas. Una de las conclusiones más importantes de la reunión es que la generación eólica es una oportunidad y de soporte específicamente ante condiciones de niño para el área.

El consultor menciona que con menos potencial se han realizado proyectos importes en España. La UPME menciona que hay un tema a tener en cuenta y es el de la complementariedad del recurso hidráulico con el recurso eólico los beneficios son bastante importantes sobre todo en condiciones normales de operación.

INTERCOLOMBIA manifiesta que el promotor se muestra bastante interesado en la conexión del proyecto pero que el desarrollo del mismo dependerá de que el punto de conexión sea económicamente factible.

EPM solicita tener cuidado de cómo tratar el tema de conexión de varias generaciones dado que el concepto de USO solamente está especificado para los usuarios de demanda, lo importante es que con una conexión de estas no se genere un precedente específicamente para los proyectos de las PCHs.

Se deberá revisar cómo tratar este tipo de conexión especialmente en el tema operativo.

- Adicionalmente se continuó con la presentación del Plan de Generación de la UPME

6. INFORME DEL GRUPO AMBIENTAL

Intercolombia informa que no se presenta informe dado que la reunión del grupo se llevara a cabo la próxima semana.

7. VARIOS

- INTERCOLOMBIA comenta que CERROMATOSO ha solicitado el cambio del nombre de la subestación, dado que cuando se presentan problemas eléctricos la comunidad asocia los mismos con problemas de la empresa. EPM pregunta que en caso decidir cambiar el nombre de la subestación, así sea un solo propietario, cuál sería el procedimiento para realizarlo. Adicionalmente, recomienda realizar socialización con la comunidad, plan de divulgación etc. Se verificaran al interior de las empresas las implicaciones.

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN ACTA No. 132

- Se finaliza la reunión y se programa reunión del próximo CAPT para el 15 de agosto de 2014.
- Se informa que el plan preliminar se publicará la próxima semana y el mismo estará para comentarios durante un mes.
- Se decide que no se realizará reunión en el mes de septiembre, la próxima reunión se realizará el viernes 3 de octubre de 2014, y en el mismo se presentaran los comentarios del CAPT al Plan de Expansión preliminar.

TAREA	RESPONSABLE	FECHA
Presentación Impacto en la Operación de la no Entrada de Armenia.	XM	Próximo CAPT
Circular carta para comentarios respecto a los costos de Proyectos Urgentes del STR que se enviara a la CREG	XM	Próxima semana
Verificar al interior del Grupo técnico y Regulatorio del CAPT los lineamientos básicos para identificar cuando un proyecto debe ser urgente de acuerdo con la Resolución CREG 093 de 2014	Todos	Próxima reunión grupo Técnico y Regulatorio
Identificar las acciones desde la Planeación y la Operación, para verificar que limitaciones se tienen desde la regulación para implementar los dobles circuitos. Analizar que se debería hacer para incorporar tecnologías que logren en "caliente" aumentar la capacidad de los circuitos existentes y/o expandir la infraestructura existente, además de qué criterios se deberían utilizar en el tema de la operación.	Grupo Técnico y Regulatorio	Por definir


DIEGO MONTOYA
 Presidente


ALBERTO RODRIGUEZ
 Secretario Técnico