

COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

COMITE ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISION ACTA REUNIÓN No. 90

Fecha: Julio 3 de 2009
Hora: 9:00 a.m.
Lugar: Oficinas UPME

Luis Guillermo Pérez V	EPM	Principal
Luis Fernando Aristizabal	EPM	Suplente
Diego Humberto Montoya	EPM	Invitado
Andrei Romero	CODENSA	Principal
Argemiro Taboada F	GECELCA	Suplente
Omar Gutiérrez	EBSA	Suplente
Esteban A Aranguren	EBSA	Invitado
Hector Andrade H	ELECTRICARIBE	Principal
Jaime A. Orjuela	ELECTRICARIBE	Suplente
Jovan Alfonso Cano	ISAGEN	Principal
Hernán Palacios Perdomo	ISAGEN	Suplente
Héctor Daniel Bello	CERROMATOSO	Suplente
Humberto Montaña	EEB	Suplente
Mauricio Areiza	ISA	Invitado
Ramón León	XM - CND	Invitado
Elsa Márquez	MME	Invitado
Jorge Eliécer Angulo	UPME	
Javier Martínez	UPME	
Andrea Rojas	UPME	
Marco Antonio Caro	UPME	

1 VERIFICACION DEL QUÓRUM

Agente	Empresa	Asistencia
Transportador	EEB	✓
	ISA	✓
	EEPPM	✓
Gran consumidor	ACERIAS PAZ DEL RIO	
	OXY	
	CERROMATOSO	✓
Comercializador	CODENSA	✓
	ISAGEN	✓
	ELECTRICARIBE	✓
Otros	GECELCA	✓
	EBSA	✓



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

2 APROBACION DEL ACTA ANTERIOR (ACTA 89)

EBSA pregunta si la UPME realizó el acercamiento telefónico con OXY respecto a la participación en el CAPT. Al respecto la Unidad indicó que se intentó la comunicación pero no fue posible y que se considerará citar al siguiente Gran Usuario (Cartón Colombia). Se pone a consideración y se aprueba el Acta No 90.

3 COMENTARIOS DEL REGLAMENTO DEL CAPT ENVIADO POR LA UPME

A continuación se describen los cambios acordados en el reglamento del CAPT:

- El período de presidencia durará lo que dure la vigencia del Comité, es decir, hasta tanto se realice una nueva conformación. De acuerdo con la votación realizada en el comité anterior, no se permitirá la reelección. La UPME revisará a la luz de la reglamentación vigente, si el periodo de elección de la presidencia del CAPT obedece a un año calendario o es posible llevarlo a un año de actividades. Luego de verificar el tema se enviará para revisión final a los participantes del CAPT el documento con las modificaciones propuestas.
- En cuanto a la representación de las empresas, se creó una **Medida de Excepción** para que ante eventualidades, una empresa participante del Comité pueda cambiar su (s) delegado (s) temporal o definitivamente, para lo cual la nueva delegación deberá ser remitida por quien delegó inicialmente a los funcionarios de dicha empresa o un superior jerárquico.
- La asistencia de los invitados deberá ser anunciada previamente a la Secretaría Técnica y motivada en la necesidad de participación en un tema específico de la agenda.
- Se mencionan uno a uno los temas a tratar dentro de las reuniones ordinarias pero no se definen fechas para las mismas, estas fechas deberán quedar plasmadas en la agenda que realice el Comité al inicio de cada vigencia.

4 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES 2009

CODENSA y la UPME prepararon la propuesta del plan de trabajo, considerando los aspectos básicos discutidos en la anterior reunión del Comité. Este plan se ha detallado a partir de temáticas amplias (generales) que incluyen aspectos técnicos y regulatorios.

Temáticas principales:

- Insumos para la construcción del Plan de Expansión.
- Definición del Plan de Expansión.
- Regulación aplicable a la expansión.
- Grupo análisis técnico.
- Estudio sectorial.
- Seguimiento al Plan de Expansión en ejecución.

Se revisaron en detalle cada una de las temáticas principales y se realizaron comentarios a la misma. Inicialmente se propuso que se presentara en el CAPT la expansión de los STR's Bogotá, Valle, Antioquia y Costa. Al respecto se propuso que se presentara la expansión de todos los STR's para lo cual sería conveniente una sesión extraordinaria dedicada exclusivamente a este tema, en fecha por definir. Lo anterior en razón a las restricciones de tiempo en las reuniones del CAPT y para una adecuada coordinación con el Plan de Expansión.

La UPME hace referencia a que son cuatro las áreas que se deben tratar con especial cuidado (Bogotá, Valle, Antioquia y Costa).



COMITÉ ASesor DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

Respecto a la conformación del Grupo Técnico, CODENSA llamará la próxima semana a cada una de las empresas interesadas en participar del mismo para acordar la fecha de la primera reunión del grupo. ELECTRICARIBE solicita que, como parte de la Agenda de cada CAPT, se incluya un punto permanente de informe de los avances y resultados del grupo.

Se revisarán los comentarios y las fechas de la agenda y se enviarán por mail a cada uno de los integrantes para su aprobación.

5 INFORME DE AVANCE DE CONVOCATORIAS Y PRESENTACION EXPERIENCIAS CONVOCATORIAS UPME 01-2008 Y UPME 02-2008

El Bosque:

Se informa que esta Convocatoria fue abierta el 25 de junio de 2009 y se presenta el cronograma. ISA informó que consultó con proveedores y que el tiempo de entrega de equipos es de 24 meses. Al respecto XM manifiesta que, si bien el OR adelanta gestiones para instalar un banco capacitivo en el área, esta no es la solución definitiva y reitera que bajo ciertas condiciones se presentarán generaciones de seguridad y consecuentes restricciones si el proyecto no entra en la fecha prevista.

Se presentaron los antecedentes y la secuencia de eventos asociados al proyecto y a la Convocatoria.

Sobre los tiempos de preparación de la convocatoria, ELECTRICARIBE hizo claridad en cuanto a que, una vez fueron plenamente definidos y corregidos todos los elementos necesarios para la constitución de la garantía por parte de las entidades correspondientes, ésta fue expedida en el lapso de un mes.

Finalmente, con relación a los plazos de la convocatoria, la UPME y el MME manifestaron que existe suficiente conocimiento sobre las complicaciones ya expresadas por los interesados en el proyecto que impedirían cumplir con los tiempos previstos, de manera que, en función de los comentarios formales que se presenten al respecto, se consideraría hacer los ajustes correspondientes a los plazos que han sido fijados en la convocatoria.

Nueva Esperanza:

Se presentó un resumen de los antecedentes de la convocatoria UPME 01 de 2008. CODENSA informa que se tiene listo el borrador de la garantía el cual fue revisado por XM y que debido a trámites internos de CODENSA no se ha constituido aún. Se pregunta sobre la nota hecha por CODENSA respecto a que las líneas a reconfigurar en 230 kV sean las que salen desde Paraíso hacia San Mateo y Circo, a lo que se responde que esto quedará definido en los Documentos de Selección definitivos.

Reactores – sur del país:

Se informó que se encuentran en proceso de elaboración los Documentos de Selección y se llama la atención sobre la necesidad de obtener pronta respuesta de parte de la EEB e ISA a las consultas realizadas.

Se propone que el CAPT debe dar una recomendación al MME y a la CREG sobre los aspectos que han dificultado el cumplimiento de los plazos inicialmente previstos para las convocatorias. UPME, CODENSA, ELECTRICARIBE, MME, ISA, EEB y GECELCA se encargarán del tema, citando aspectos como ahorro en tiempo y procedimientos.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

Se observó la necesidad de hacer un análisis a fondo en el tema de las convocatorias, seguimiento y cumplimiento de los planes de expansión. Del análisis de las convocatorias I y II se pueden extraer muchas conclusiones y recomendaciones para las futuras convocatorias.

6 SEGUIMIENTO A COMENTARIOS DE LOS OR's AL DOCUMENTO DE CONVERGENCIA STN/STR

Se acordó que los comentarios hechos por los OR's a través de ASOCODIS serán discutidos en el Grupo Regulatorio del CAPT y se realizarán los ajustes pertinentes para finalizar el documento y enviarlo a la CREG.

7 INFORME DE RESTRICCIONES

XM presentó el informe trimestral de restricciones. Se indicó que el costo de las restricciones del mes de mayo de 2009 fue de \$14.006 Millones, considerando que las mayores restricciones se deben a generaciones de seguridad asociadas con limitaciones eléctricas y/o soportes de voltaje. Durante mayo de 2009 el valor unitario de las restricciones a cargo de los comercializadores llegó a 3\$/kWh, cifra que no tiene en cuenta el beneficio de las rentas de congestión. El valor promedio de las restricciones, asignables a la demanda doméstica, fue de 2.91\$/kWh durante mayo. Durante el periodo enero 2007 a marzo de 2009 la generación fuera de mérito frente a la demanda total ha representado entre el 7.0% y el 16.7% de ésta.

Análisis de Restricciones

XM inicia citando disposiciones de la Resolución MME 182148 de 2007. Se detallan las necesidades para cada una de las áreas operativas del sistema y algunas menciones acerca del cumplimiento de las disposiciones.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

STR	Escenario	Contingencia Crítica	Problema
Atlántico	Demanda Alta	Trafo Tetsa 3	Falta de transformación en el STR - Vacío en reglamentación de esquemas suplementarios. Salida Adicional Trafo Cnx
Bolívar 66 kV	Demanda Alta	Trafo Temera	Falta de transformación en el STR - Vacío en reglamentación de esquemas suplementarios. Salida Adicional Trafo Cnx
Boyacá	Demanda Alta	Trafo Paipa 1	Falta de transformación en el STR Salida Adicional Trafo Cnx
ESSA	Demanda Alta	Trafo Patos o Bucaramanga	Exceso de consumo de energía reactiva - Falta de transformación en el STR Salida Adicional Trafo Cnx
COR	Demanda Alta	Trafo Esmeralda	Falta de transformación en el STR - Vacío en reglamentación de esquemas suplementarios. Salida Adicional Trafo Cnx
Medellín	Generación Alta en Porce II y Tasajera. Demanda Alta	Trafo Bello	Generación Atrapada Salida Adicional Trafo Cnx
Valle	Demanda Alta	Trafo Yumbo	Falta de transformación en el STR Salida Adicional Trafo Cnx
Tolima	Demanda Alta	Trafo Guaca	Falta de transformación en el STR Salida Adicional Trafo Cnx
Córdoba - Sucre	Demanda Alta	Trafo Chinú	Falta de transformación en el STR Salida Adicional Trafo Cnx
Guajira	Demanda Alta	Trafo Cuestecillas 1	Falta de transformación en el STR Salida Adicional Trafo Cnx
Cerratozoso	Todos los periodos (M.na tomando 150 MW)	Trafo Cerratozoso	Falta de transformación en el STR Salida Adicional Trafo Cnx
Nariño	Demanda Alta	Trafo Jamondino	Sobrecarga estacionaria del Trafo. Vacío en reglamentación de esquemas suplementarios - Seguridad y Calidad

Al respecto, ELECTRICARIBE resalta que el seguimiento al cumplimiento de las disposiciones de dicha resolución debe efectuarse en función de los plazos establecidos en la misma, es decir, con base en el plazo de tres (3) años que se otorgó para que los OR acondicionen sus STR a partir de la fecha de expedición de la resolución del MME y el plazo de seis (6) meses que se estableció en el numeral 11.1.8.2.2 de la Res. CREG 097-08 desde su entrada en vigencia, para que los OR presenten a la UPME el estudio de alternativas para la mitigación de fallas.

Teniendo en cuenta la expansión reportada en el Plan de Expansión 2009-2023 se realizan análisis al año 2012. Entre las conclusiones más destacadas XM indicó:

ANÁLISIS AÑO 2012

Área Suroccidental

- Sobrecarga en transformación Páez (107%) y Jamondino (105%) – San Bernardino 62%.
- Transformación en Armenia (150 MVA 230/115 kV) descarga la transformación de Esmeralda y mejora perfil de tensiones
- Se analiza la transferencia por San Carlos – Virginia – San Marcos 500 kV. Al respecto se encuentra que la limitación se presenta en la transformación 500/2230 kV y no en la línea.
- Sin tener en cuenta la limitación de transformación, y sin exportación a Ecuador el corte pasaría de 500 MW a 625 MW.
- Por lo anterior, se recomienda la ampliación de la transformación en San Marcos y Virginia.

Al exportar energía a Ecuador:

- Requiere unidades adicionales en Suroccidente
- Con 625 MW San Carlos – Virginia 500 kV, la evolución dinámica ante falla compromete la seguridad del sistema.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- Se restringe la máxima transferencia hacia el Suroccidente por evolución de tensiones transitorias y tensiones pos-contingencia.
- La limitación depende de la transferencia hacia Ecuador.
- Se recomienda analizar la instalación de SVC con el fin de disminuir las restricciones asociadas a la exportación y mejorar el comportamiento del voltaje en la zona del Valle del Cauca.

Área Oriental

- Con la transformación adicional en Bacatá 500/115 kV, el circuito a 500 kV a Nueva Esperanza y la transformación a 230 kV y 115 kV en Nueva Esperanza, la contingencia crítica deja de ser la salida de transformación.
- La contingencia crítica es la salida de la línea Primavera-Bacatá 500 kV, por la evolución de las tensiones en la condición pos-contingencia en las barras de 115 kV del norte de Bogotá.
- El corte Primavera - Bacatá 500 kV se puede incrementar instalando SVC en Bogotá.
- Se recomienda analizar la coherencia de la conexión de Nva Esperanza en 230 kV y 115 kV. Se debe verificar que los circuitos existentes a reconfigurar sean los óptimos.

Área Caribe

Subárea Atlántico:

- Sin generación a nivel de 110 kV, la transformación en Tebsa y Flores cargabilidad cercana a 100% en condiciones normales.
- Sin generación a nivel de 110 kV la carga postcontingencia en los transformadores de Tebsa es mayor al límite de emergencia
- Carga transformador Sabanalarga 220/110 kV por encima de la capacidad nominal si no se cuenta con enlace Vte Julio-Malambo en servicio.
- Incluso con la entrada de la transformación de Flores 220/110 kV, se requiere de Esquemas Suplementarios o Generación de Seguridad para soportar la contingencia del transformador de Tebsa 180 MVA.

Subárea Bolívar:

- La contingencia del transformador Bosque 220/66 kV, sobrecarga alimentador Cartagena-Bosque-Tenera 66 kV y la transformación de Tenera 220/66 kV.
- Transformador Candelaria 220/110 kV opera con niveles de carga superiores al 90% (nueva carga Argos).
- Se observa que incluso con la entrada del proyecto el Bosque 220/66 kV, se requiere de Esquemas Suplementarios asociados a Bosque y Tenera para soportar la contingencia en Transformación.
- Se recomienda ejecutar la segunda fase del proyecto Bosque en el 2012.
- El retraso de la obra SE El Bosque de Oct-10 a Oct-11 puede implicar costos operativos entre \$ 3,000 y \$16,000 Millones durante este periodo.

Subárea Córdoba - Sucre:

- Ante crecimiento bajo de la demanda, la carga de los transformadores en punta es cercana al 100% del valor nominal.



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

- Se requiere de una solución urgente para problemas por capacidad de transformación, voltaje y confiabilidad del área.
- Se reitera la recomendación de analizar la expansión a nivel de 220 kV en el área para alimentar cargas principales en el largo plazo.

Subárea GCM:

- Transformador Valledupar 220/110 kV alimenta 2 redes radiales de 110 kV, en demanda máxima la carga supera el 115 %
- Transformadores Valledupar 220/34,5 kV alcanzan en demanda máxima carga superior al 90 % de su capacidad nominal.
- La contingencia de transformación en Santa Marta o Fundación genera sobrecargas fuera de límite.

Subárea Cerromatoso:

- Sin generación en Gecelca 3, la contingencia del transformador 500/110 kV genera sobrecarga fuera de límite en equipo paralelo.
- Salida circuito Cerromatoso-Ure (barra de la mina) 110 kV – 945 A genera sobrecarga en elemento paralelo, provocando salida de carga superior a 150 MW.

Comentarios Generales

- Para el caso específico del área Cerromatoso, la UPME consultará con la CREG quién es el operador de red responsable de realizar la expansión del STR 500/110 KV, lo anterior debido a que se encuentran tres usuarios, dos de ellos OR, que dependen de dicho STR y el propietario de los transformadores es ISA.
- XM aclara que falta regular el problema de reactivos, lo anterior dificulta la identificación del responsable a nivel de STR y STN, en algunos casos problemas particulares de clientes en el STR al agruparse terminan en problemas de reactivos en el STN.
- XM hace énfasis en los esquemas suplementarios que pueden implementarse en las subestaciones o la instalación de un nuevo transformador para alimentar la demanda a la luz de la resolución de Ministerio 182148 de 2007.
- Se resalta el llamado de atención de la UPME en el sentido de la oportunidad con que se deben presentar los planes de expansión por parte de los operadores, precisamente para evitar situaciones de copamiento en las áreas como se podrían presentar en el corto plazo.

Se adjunta al acta la presentación del Informe de Restricciones realizada por XM.

8 INFORME DE EXPANSIÓN EN AREA COSTA (CHINU Y ALGUNAS ADECUACIONES DEL STR)

- El crecimiento de la demanda de potencia vista en la transformación Chinú 550/110kV ha sido del 0,72% en el periodo 2007-2008
- En estado estacionario no se presentan sobrecargas en líneas del STR.
- La subestación el Carmen, debido al estado de la transformación en Chinú, se está alimentado desde la subestación Ternera.
- La transformación en la subestación Chinú presenta una cargabilidad máxima del 92% para diciembre 31 de a las 19 horas.

El OR informa que hace aproximadamente dos semanas presentó el estudio de expansión del área Córdoba-Sucre a ISA, en el cual se encuentran tres alternativas de expansión:



COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

1. Ampliación transformación en Chinú 500/110kV en 150MVA, nueva línea Chinú – Boston, compensación capacitiva de 10 MVAR en Mompox en el 2011 y compensación capacitiva en Río Sinú de 20 MVAR en 2012, con un costo cercano a 19.700 millones de pesos.
2. Reemplazo de un transformador 500/110kV 150MVA por uno 500/110kV de 250MVA, nueva línea Chinú – Boston, compensación capacitiva de 10 MVAR en Mompox en el 2011, compensación capacitiva en Río Sinú de 20 MVAR en 2012 y ampliación de transformación en Chinú en el año 2018, con un costo cercano a 14.800 millones de pesos
3. Instalación de un nuevo transformador 500/220 kV–360 MVA en Chinú y línea 220kV en doble circuito Chinú – Montería, instalación de un transformador 220/110 kV de 220 MVA, nueva línea Chinú – Boston, compensación capacitiva de 10 MVAR en Mompox en el año 2011, construcción de un doble circuito 220 kV Chinú – Tolú Viejo e instalación de un transformador 220/110 kV de 200 MVA en el año 2015, con un costo cercano a 131.700 millones de pesos.

Conclusiones:

- ELECTRICARIBE considera que la alternativa técnica y económicamente más eficiente es la alternativa II, es decir el reemplazo de un transformador actual (100 MVA adicionales).
- ISA menciona que si bien el estudio se había recibido, aún no tenía la aprobación correspondiente, siendo que en principio se observaron algunas divergencias en los resultados, y que en las semanas siguientes remitiría a la UPME y Electricaribe sus observaciones.
- La sensibilidad de la confiabilidad de la transformación indica que debido a la baja tasa de fallo de estos transformadores hay que ser cuidadoso de no llegar a esquemas costosos que en última instancia el cliente deberá asumir.
- Según la tasa de crecimiento de potencia en el STR Córdoba-Sucre que esta alrededor del 1% se cuenta con el tiempo justo para abordar la ampliación de la transformación en Chinú, 500/110kV.
- En la alternativa III debido a la ubicación geográfica opuesta de los dos corredores 110kV del STR Córdoba-Sucre, implica que en el año cero de la ampliación (2011) se solucionan los problemas del corredor Chinú-Urra pero en el año 2015 se necesita ampliar la transformación de conexión al STN del Corredor Chinú – Coveñas – Tolú Viejo – Sierra Flor – Boston – Chinú, en este caso se tendrían dos opciones: o ampliar la transformación 500/110kV en Chinú o seguir desarrollando el STN. ELECTRICARIBE consideró que no sería eficiente crear una nueva subestación 220kV y tener que ampliar la transformación 500/110kV en 4 años.
- XM manifestó que en su concepto, sin un esquema suplementario asociado, la alternativa II no cumpliría con el Decreto del MME 182148 de 2007, Artículo Primero. Todo transformador debe tener suplencia. Si un transformador se dispara el otro no se debe disparar.
- GECELCA comentó su preocupación como generador, en el sentido de que la solución que se implemente (debe precisarse exactamente el dónde y el cuándo) debe ser de largo plazo y que no dependa de proyectos de generación en el área, como es el caso de GECELCA 3, que esta planta termine generando por restricciones para cubrir la contingencia sencilla y ocultando necesidades de expansión. Si bien el proyecto va a beneficiar al área por su aporte a la confiabilidad, también es cierto que podría terminar incrementando el costo de las restricciones por las generaciones de seguridad que en dado caso llegasen a requerirse.

El CAPT llama la atención sobre la necesidad de revisar el cumplimiento de las disposiciones en materia de confiabilidad.



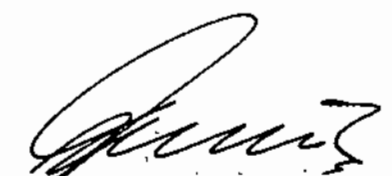
COMITÉ ASESOR DE PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN

9 VARIOS

Se programa el 31 julio como fecha para la próxima reunión del comité

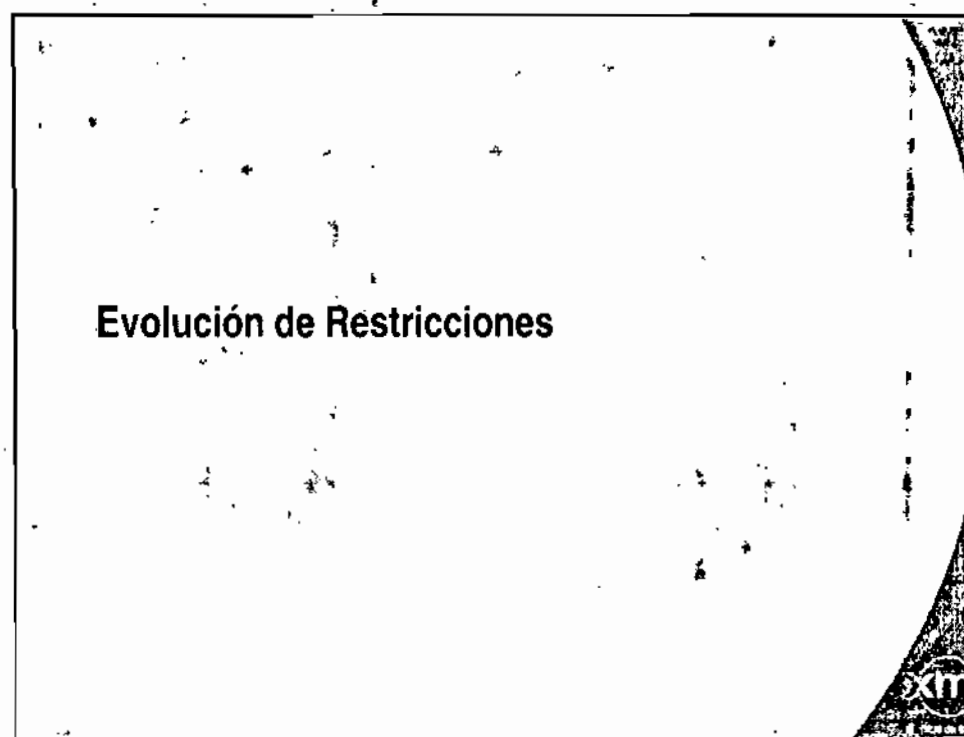
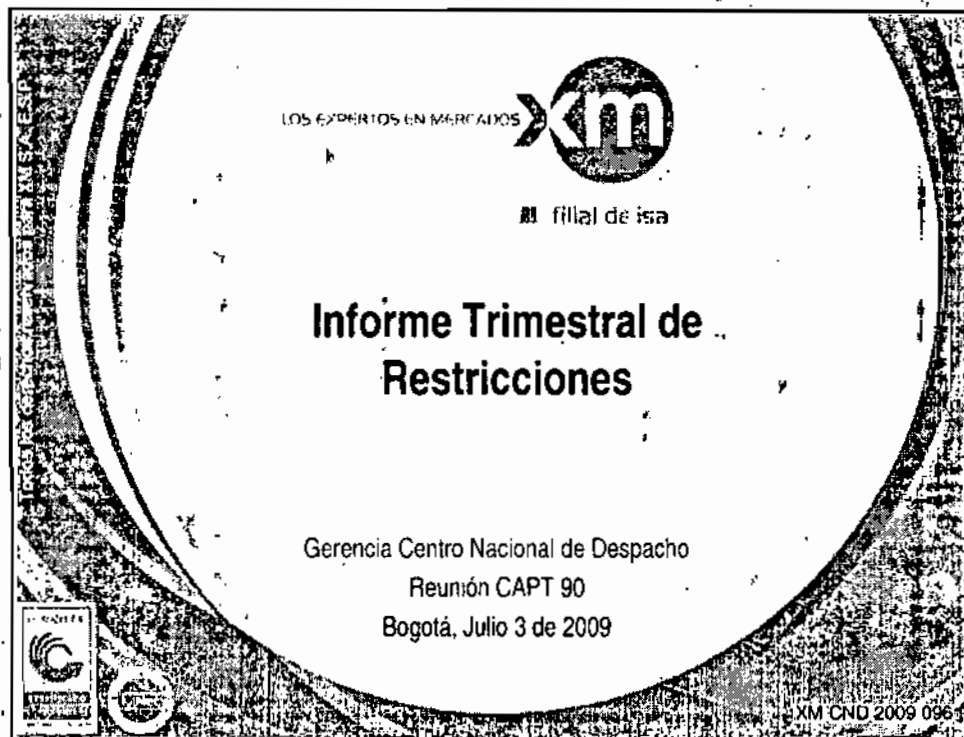
Se da por finalizada la reunión.

TAREA	RESPONSABLE	FECHA
1. Recordar los compromisos asumidos	UPME	Permanente
2. Enviar acta número 90.	UPME	Julio 6 - 10
3. Conformación y citación del Grupo técnico	CODENSA	Julio 6 - 10
4. Conformación y citación Grupo Regulatorio	CODENSA	Julio 6 - 10
5. Preparación y comunicación de recomendaciones experiencias convocatorias UPME01 UPME 02 para el MME y a la CREG. Circulación al CAPT	Grupo Técnico	Julio 24
6. Comentarios del CAPT de la comunicación de recomendaciones experiencias convocatorias UPME01 UPME 02 para el MME y a la CREG	CAPT	
7. Revisión e incorporación de comentarios realizados por ASOCODIS al documento de convergencia STN-STR por parte del grupo regulatorio	Grupo Regulatorio	Previo al CAPT
8. Comentarios al documento de convergencia STN-STR preparado por parte del grupo regulatorio	CAPT	
9. Comentarios del Cronograma de las actividades del CAPT 2009	CAPT	
10. Contactar al siguiente Gran Consumidor para participar en el CAPT	UPME	
11. Consultar con la CREG quién es el operador de red responsable de realizar la expansión del STR 500/110 KV para Cerromatoso.	UPME	


ANDREI FABIAN ROMERO
Presidente


JORGE ELIECER ANGULO SALOM
Secretario Técnico



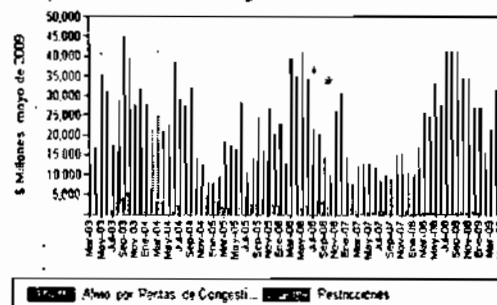


Rentas de Congestión vs Costo de las Restricciones

Rentas de congestión para aliviar Restricciones (considera la destinación al FOES y porcentaje para pagos anticipados)

Nota: Inicio TIE Colombia - Ecuador marzo de 2003

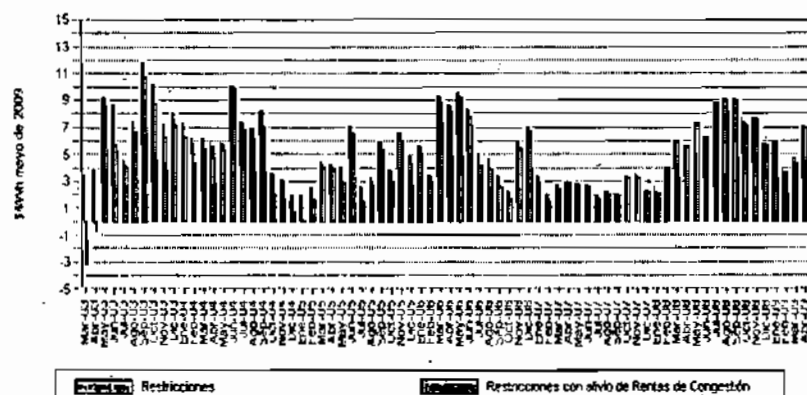
Inicio FOES Julio de 2003



Fecha	Alivio por Rentas de Congestión	Restricciones (MWh)	(Rentas/Rest) %
May-2003	1,120	31,447	3.56
Jun-2003	98	25,297	0.39
Jul-2003	11	30,141	0.04
Ago-2003	874	35,501	2.46
Sep-2003	535	40,532	1.32
Oct-2003	650	34,533	1.88
Nov-2003	109	34,280	0.32
Dic-2003	640	26,722	2.39
Ene-2004	202	26,275	0.77
Feb-2004	200	15,391	1.30
Mar-2004	1,731	21,372	8.10
Abr-2004	864	31,211	2.77
May-2004	477	13,789	3.46

(*) Restricciones a cargo de los comercializadores en Colombia (Demanda doméstica)

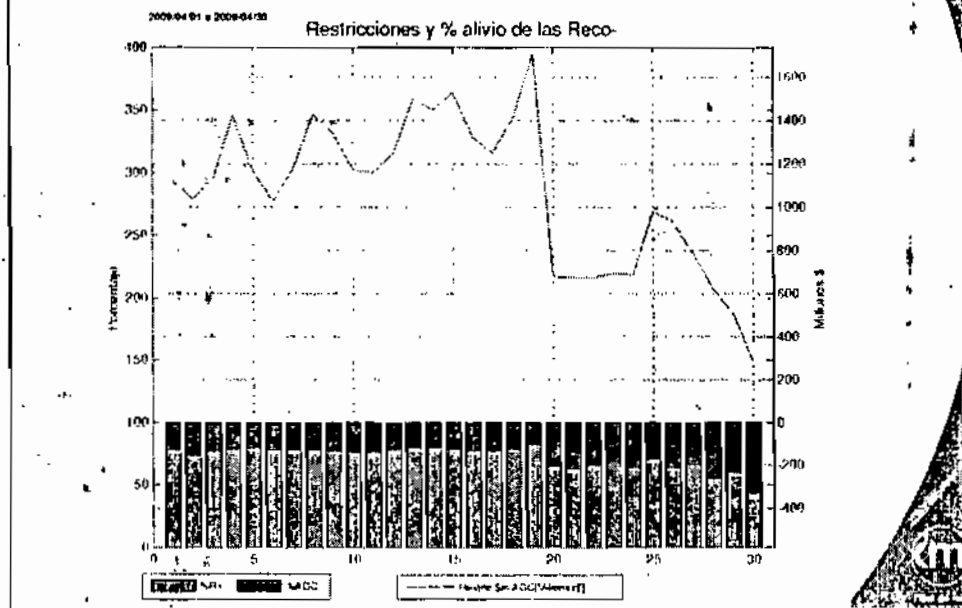
Costo unitario a cargo de los Comercializadores y alivio de Rentas de Congestión



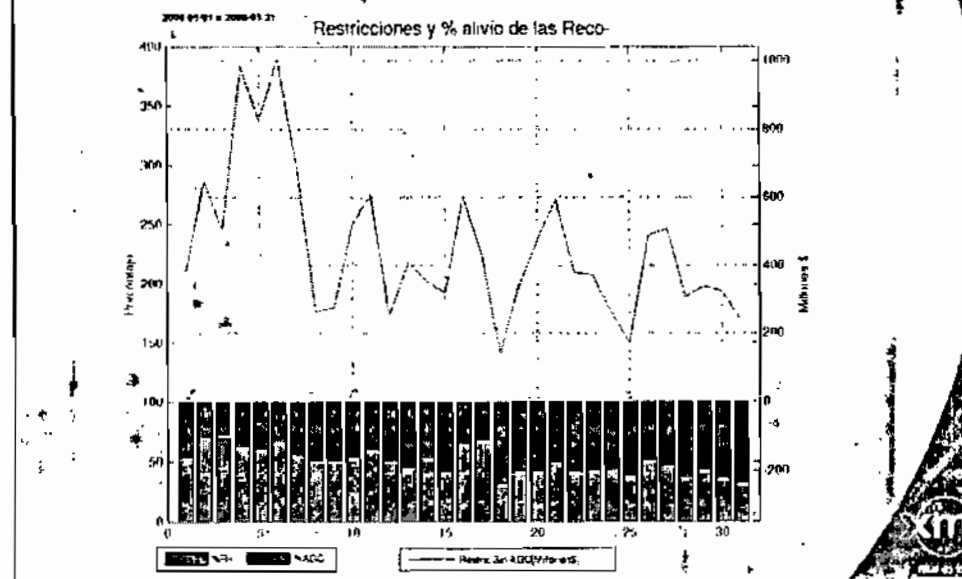
- Durante mayo de 2009 el valor unitario de las restricciones llegó a 3\$/MWh, cifra que no tiene en cuenta el beneficio de las rentas de congestión.
- El valor promedio de las restricciones, asignables a la demanda doméstica, fue de 2.91\$/MWh durante mayo

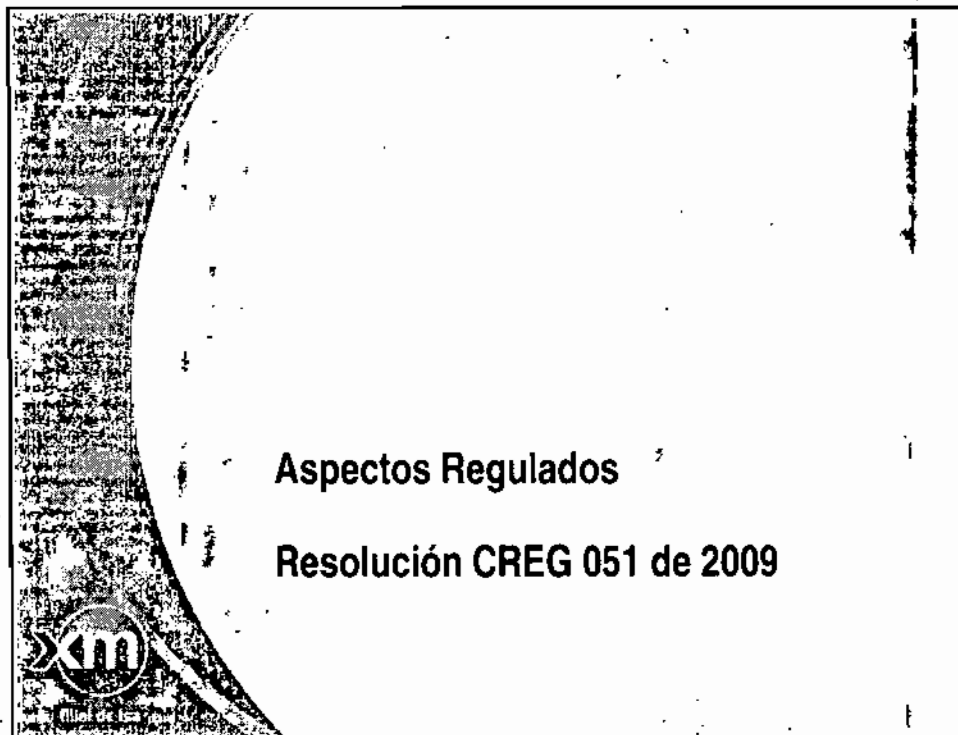
Nota: Esta información es el promedio del mercado, el promedio de cada comercializador depende de la curva de carga de demanda que reverse

% Distribución de Rec (-) entre Rec(+) y AGC - Abril 2009



% Distribución de Rec (-) entre Rec(+) y AGC - Mayo 2009





Precio de arranque y parada

- Oferta (USD)
- Último día de diciembre, marzo, junio y septiembre
- Por tipo de combustible y configuración

Análisis de Restricciones

Resolución MME 18 2148 de 2009

ARTÍCULO PRIMERO. En un plazo no mayor a dos meses, contados a partir de la expedición de la presente Resolución, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG deberá incorporar dentro de los criterios de remuneración las inversiones eficientes asociadas con las medidas necesarias para evitar que el Sistema de Transmisión Nacional – STN se afecte como resultado de una contingencia sencilla en líneas de los Sistemas de Transmisión Regionales – STR's o en transformadores de conexión al STN. Adicionalmente, con el fin de garantizar una pronta recuperación del servicio, las conexiones al STN que tienen un sólo transformador deberán contar con una unidad de reserva.

Parágrafo 1º. Para efectos de este artículo se entiende que se afecta al STN cuando una contingencia en el STR origina desconexiones adicionales de elementos del STN o de transformadores de conexión al STN.

Parágrafo 2º. Las inversiones eficientes a las cuales se refiere este artículo deberán ser reconocidas en forma inmediata a los Operadores de Red, a partir de su entrada en operación comercial.

ARTÍCULO SEGUNDO. La CREG deberá establecer un plazo no mayor a tres años para que los Operadores de Red acondicionen sus STR's y sus conexiones al STN a los criterios establecidos en el Artículo Primero de esta Resolución.

ARTÍCULO TERCERO. La Unidad de Planeación Minero Energética - UPME deberá tener en cuenta estos criterios de confiabilidad y expansión de los STR's en los análisis de los planes de inversión de las empresas.

ARTÍCULO CUARTO. La Unidad de Planeación Minero Energética - UPME deberá llevar a cabo el seguimiento necesario para que las acciones que se adelanten en torno al Plan de Expansión del STN y de los STR's sean integrales y coordinadas, por lo cual todos los análisis de contingencias se realizarán conjuntamente entre los dos sistemas, incluida la relación costo beneficio de la expansión.

Cumplimiento Res MME 18 2148 /2007

STR	Escenario	Contingencia Crítica	Problema
Atlántico	Demanda Alta	Trafo Tebsa 3	Falta de transformación en el STR - Vacío en reglamentación de esquemas complementarios. Salida Adicional Trafo Cn
Bolívar 60 kV	Demanda Alta	Trafo Temera	Falta de transformación en el STR - Vacío en reglamentación de esquemas complementarios. Salida Adicional Trafo Cn
Boyacá	Demanda Alta	Trafo Paipa 1	Falta de transformación en el STR Salida Adicional Trafo Cn
ESSA	Demanda Alta	Trafo Palos o Bucaramanga	Exceso de consumo de energía reactiva - Falta de transformación en el STR Salida Adicional Trafo Cn
COR	Demanda Alta	Trafo Esmeralda	Falta de transformación en el STR - Vacío en reglamentación de esquemas complementarios. Salida Adicional Trafo Cn
Medellín	Generación Alta en Porce II y Tasajera. Demanda Alta	Trafo Bello	Generación Atrapada Salida Adicional Trafo Cn
Valle	Demanda Alta	Trafo Yumbo	Falta de transformación en el STR Salida Adicional Trafo Cn
Tolima	Demanda Alta	Trafo Guaca	Falta de transformación en el STR Salida Adicional Trafo Cn
Córdoba - Sucre	Demanda Alta	Trafo Chirú	Falta de transformación en el STR Salida Adicional Trafo Cn
Guajira	Demanda Alta	Trafo Cuestecitas 1	Falta de transformación en el STR Salida Adicional Trafo Cn
Cerromatoso	Todos los periodos (Mina tomando 150 MW)	Trafo Cerromatoso	Falta de transformación en el STR Salida Adicional Trafo Cn
Nariño	Demanda Alta	Trafo Jamondino	Sobrecarga estacionaria del Trafo. Vacío en reglamentación de esquemas complementarios - Seguridad y Calidad



SIN - 2012

- ✓ Expansión generación
 - o Cierre de ciclo Termo Flores
 - o Porce III
 - o Amoyá
 - o Cucunas
 - o Gegeta III
 - o Termocol
- ✓ Expansión STN
 - o Convocatoria UPME 01 de 2008 - Nueva Esperanza
 - o Convocatoria UPME 02 de 2008 - Bosque 220 kV
 - o Expansión STN/STR CDR
- ✓ Expansión Conexión STN/STR*
 - o EBSA - tercer transformador Paipa 220/115 kV
 - o Enerolima - segundo transformador Miroslinda 220/110 kV
 - o ESSA - transformador Guatiguará 230/115 kV, Bucaramanga 220/115 kV
 - o EPSA - nueva SE Cali
 - o Codensa - transformadores Noroeste, Torca, Bacatá
 - o Electricaribe/Cartagena - transformador Bosque 220/110 kV
 - o Electricaribe/Barranquilla - transformador Flores 220/110 kV, acople barras Termoflores
- Información reportada en Plan de Expansión 2009-2023 UPME

The figure consists of three vertically stacked plots sharing a common x-axis representing time in seconds, ranging from 0 to 10 seconds. The top plot shows the rotor angle δ in degrees, with a y-axis from -70 to -120. The middle plot shows the terminal voltage V_t in kV, with a y-axis from 130.00 to 140.00. The bottom plot shows the active power P in MW, with a y-axis from 10,000 to 70,000. All plots show a transient response over a 10-second period, with the rotor angle and active power showing significant oscillations and the terminal voltage showing a slight dip and recovery.

Top Plot: Rotor Angle (δ) in degrees

- Y-axis: -70.00 to -120.00
- X-axis: 0.0000 to 10.0000
- Legend:
 - Bus Angle 1-2: Rotor angle with reference to reference machine angle in deg
 - Bus Angle 1-3: Rotor angle with reference to reference machine angle in deg
 - Bus Angle 1-4: Rotor angle with reference to reference machine angle in deg

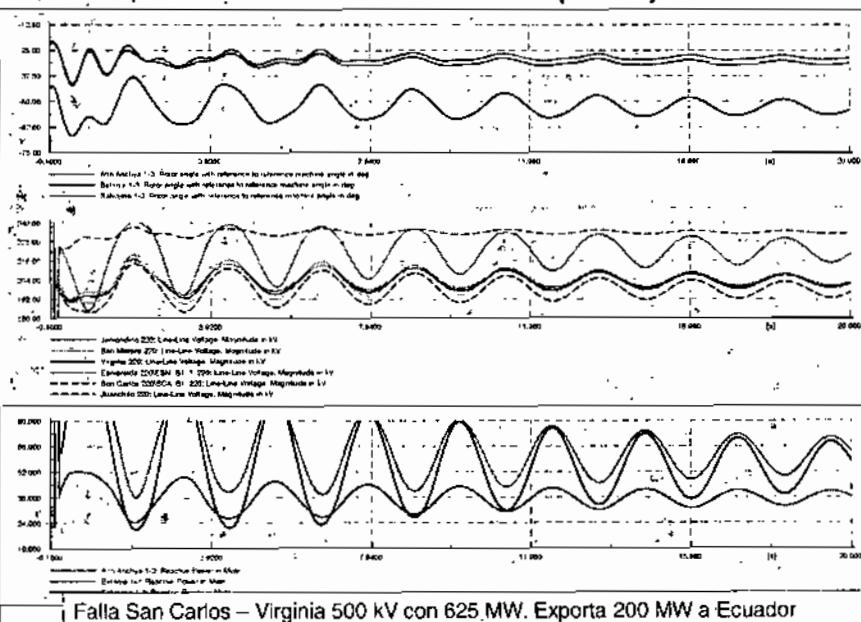
Middle Plot: Terminal Voltage (V_t) in kV

- Y-axis: 130.00 to 140.00
- X-axis: 0.0000 to 10.0000
- Legend:
 - Line Voltage 2-3: Line-to-line voltage, Magnitude in kV
 - Line Voltage 2-4: Line-to-line voltage, Magnitude in kV
 - Line Voltage 3-4: Line-to-line voltage, Magnitude in kV
 - Bus Voltage 2-3: Line-to-line voltage, Magnitude in kV
 - Bus Voltage 2-4: Line-to-line voltage, Magnitude in kV
 - Bus Voltage 3-4: Line-to-line voltage, Magnitude in kV

Bottom Plot: Active Power (P) in MW

- Y-axis: 10,000 to 70,000
- X-axis: 0.0000 to 10.0000
- Legend:
 - Bus Power 1-2: Real power in MW
 - Bus Power 1-3: Real power in MW
 - Bus Power 1-4: Real power in MW

Falla San Carlos – Virginia 500 kV con 625 MW



Suroccidente Demanda Máxima (cont.)

- En estado estacionario, máxima transferencia impuesta por cargabilidad transformación en San Marcos 500/230/34.5 kV:
 - San Carlos - Virginia 500 kV transporta 625 MW
 - Suroccidente importa 1800 MW
 - Unidades en línea: 1 Alto Anchicayá, 1 Salvajina, 1 Betania
- Falla transformador Virginia, carga en 128% el de San Marcos
 - Reducir en 300 MW el intercambio para llevarlo al 105%. S.Carlos-Virginia 530 MW
- Falla transformador San Marcos, carga en 135% el de Virginia
 - Reducir en 400 MW el intercambio para llevarlo al 105%. S.Carlos-Virginia 500 MW
- Falla en el circuito San Carlos - Virginia 500 kV con 625 MW
 - Evolución dinámica satisfactoria del sistema
- El límite lo impone la transformación 500/220 kV. Se recomienda ampliación en San Marcos y Virginia.



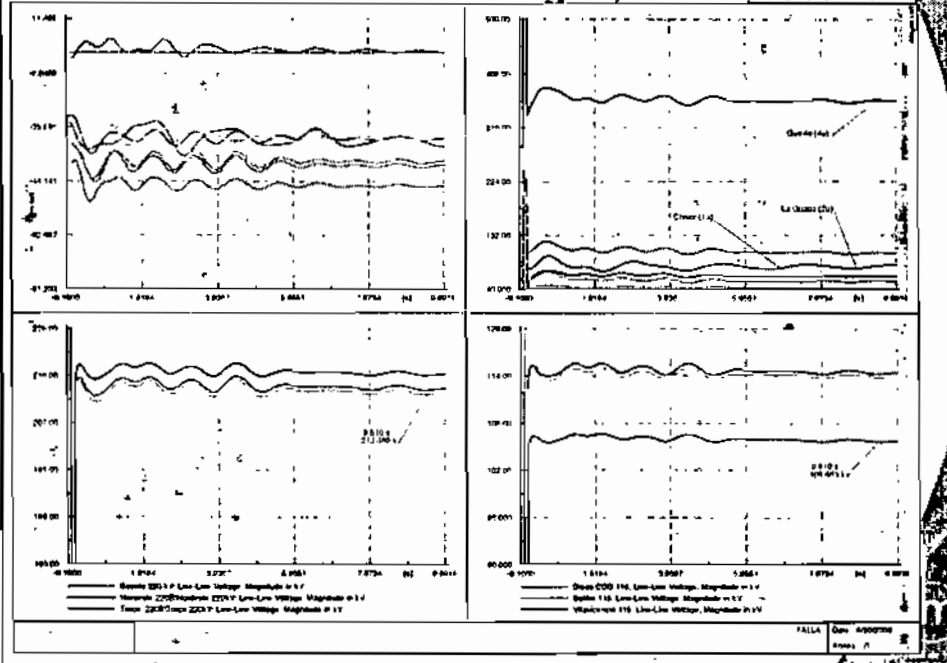
Suroccidente Demanda Máxima (cont.)

Exportar energía a Ecuador:

- Requiere unidades adicionales en Suroccidente
- Con 625 MW San Carlos - Virginia 500 kV, la evolución dinámica ante falla compromete la seguridad del sistema.
- Se restringe la máxima transferencia hacia el Suroccidente por evolución de tensiones transitorias y tensiones pos-contingencia.
- La limitación depende de la transferencia hacia Ecuador.
- Se recomienda analizar la instalación de SVC con el fin de disminuir las restricciones asociadas a la exportación.



700 MW Primavera-Bacatá con 2Pagua, 7Chivor, 4Guavio

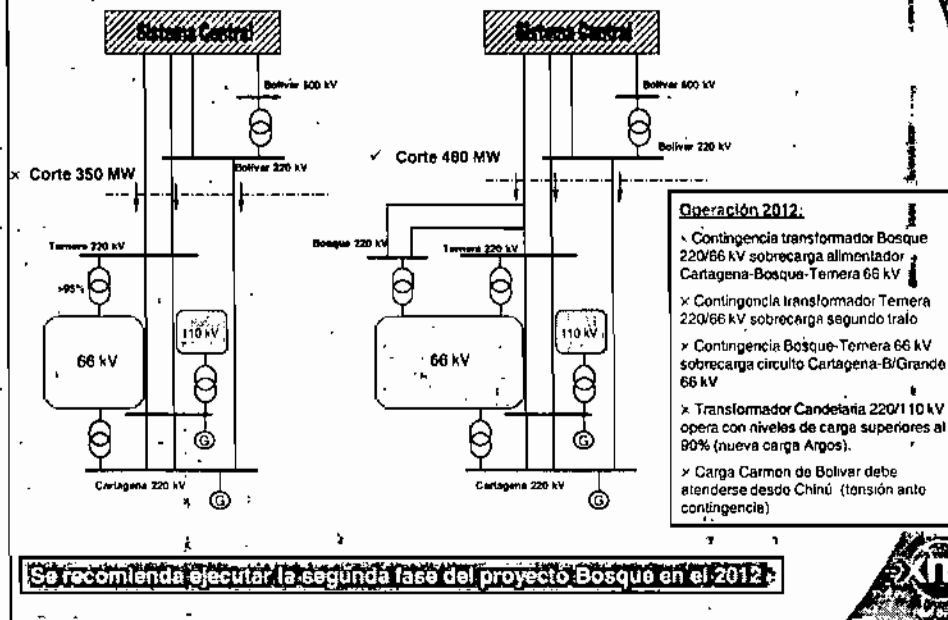


Oriental Demanda Máxima

Situaciones observadas:

- Con la transformación adicional en Bacatá 500/115 kV, el circuito a 500 kV a Nueva Esperanza y la transformación a 230 kV y 115 kV en Nueva Esperanza, la contingencia crítica deja de ser la salida de transformación.
- La contingencia crítica es la salida de la línea Primavera-Bacatá 500 kV, por las tensiones/reactiva en la condición pos-contingencia.
- El corte Primavera – Bacatá se puede incrementar instalando SVC en Bogotá.
- Se recomienda analizar la coherencia de la conexión de Nva Esperanza en 230 kV y 115 kV. Se debe verificar que los circuitos existentes a reconfigurar sean los óptimos.

Subárea Bolívar



Demandas 2009 a 2019

