

**COMITE ASESOR DE PLANEAMIENTO DE TRANSMISION
ACTA N° 15**

Fecha : Julio 23 de 1999
Hora: 9:00 a.m.
Lugar: Unidad de Planeación Minero Energética

Henry Navarro	EEB	principal
Ernesto Moreno	EEB	suplente
Enrique Ayobi	EEB	invitado
Luis E. Rodríguez	EMCALI	suplente
Hector Alberto Ruiz	EEPPM	principal
Guido José Escobar M.	EPSA	suplente
Andrés Villegas	ISA	suplente
Héctor L Bonilla	LAC	invitado
Armando Burgos	CND	invitado
Omar Alzate	ISAGEN	suplente
Norma Constanza Zúñiga O	CHIVOR	suplente
Pablo Felipe Arroyave G.	CHEC	principal
Arcenio Torres A.	UPME	
Camilo Quintero.	UPME	
Manuel Gómez	UPME	
Claudia C. Estrada	UPME	

VERIFICACION DEL QUORUM

CHIVOR X	ISA X	EEPPM X
ISAGEN X	EEB X	CHEC X
EPSA X	ESSA	EMCALI X

Una vez verificados los asistentes, se encuentra que hay quórum decisorio.

Orden del día:

1 LECTURA Y APROBACIÓN DE ACTAS.

Se leen los comentarios al acta N° 14; habiendo acuerdo en los comentarios recibidos, se aprueba el acta y se envía para la firma del Presidente.

2 REVISIÓN DE TAREAS PENDIENTES.

- a) Concepto sobre controles VQ por parte de la UPME. Este tema será tratado en el punto 4 de la reunión.



- b) Priorización del cronograma de actividades del comité para el segundo semestre del año 1999. UPME. Pendiente
- c) Comunicación a la CREG, en la cual se manifieste que el comité no está de acuerdo con el hecho de que la terna de interventores sea propuesta por el oferente. EEB envió la carta a los agentes para comentarios y una vez incluidos estos se remitió a la CREG. EEB entregó copia de la comunicación con la firma de recepción por parte de la CREG
- d) Presentación sobre la evolución de las restricciones regionales y globales. LAC. Este tema será tratado en el punto 8 de la reunión.
- e) Envío a la CREG de los documentos y la carta con la desagregación de activos. EEB entregó copia de la comunicación con la firma de recepción por parte de la CREG

3 DOCUMENTO FINAL SOBRE LA METODOLOGIA PARA LA SELECCIÓN DEL INTERVENTOR.

Existe la inquietud por parte de ISA con respecto al alcance de la Resolución 192 de 1999, según la cual la labor de interventoría, evaluación y seguimiento que debe ejercer la autoridad ambiental es de competencia del Ministerio del Medio Ambiente y por tanto esta función no debería ser asignada al interventor de que hace referencia la convocatoria. La UPME comenta que después de indagar con el Ministerio del Medio Ambiente, se concluye que no habría doble función entre los dos interventores. Por lo tanto, se mantienen los requisitos relacionados con la interventoría ambiental en la metodología para la selección del interventor, toda vez que es un punto de seguimiento y que puede ser definitivo en el correcto desarrollo del proyecto.

En cuanto al numeral 5 de la metodología (Planeamiento y Planteamiento de los trabajos) es necesario corregir la calificación ya que sólo se están adjudicando 100 puntos en lugar de 200.

4 CONCEPTO SOBRE CONTROLES VQ.

Según el compromiso adquirido, la UPME hace la presentación sobre los controles VQ, mencionando los antecedentes de este estudio, los aspectos generales sobre diferentes equipos de compensación utilizados en los sistemas de potencia y los diferentes niveles de control: control primario, secundario y terciario.

Posteriormente, se hace una presentación sobre los diferentes sistemas de control propuestos por ISA, y se plantean los comentarios al estudio:



- El control secundario de voltaje y reactivos es una función conveniente dentro del Sistema de Transmisión Nacional. Además, el despacho de los recursos debe realizarse desde un control terciario, tal como el Centro Nacional de Despacho.
- El control secundario descentralizado puede no requerir la instalación exhaustiva de VQC en cada una de las subestaciones de 500 kV, desde Sabanalarga hasta San Marcos. Debería explotarse en más detalle la opción del empleo de señales remotas.
- Es evidente que los nodos principales para el control secundario son: Chinú en el sistema de la Costa Atlántica a 500 kV, San Marcos en el sistema suroccidental y San Carlos en el centro del país. Este último es de vital importancia puesto que participa en la interacción de los dos subsistemas; además es uno de los puntos de mayor control de potencia activa y reactiva en el sistema. La coordinación del control de los equipos de compensación de los sistemas a 500 kV San Carlos-Sabalarga y San Carlos-San Marcos es muy importante.
- Deberían explotarse otras alternativas, tales como: emplear control secundario centralizado en el nodo piloto por región (Chinú y San Marcos) y control supervisor secundario en San Carlos o el Control secundario distribuido en toda la línea de 500 kV desde Sabana hasta San Marcos, usando nodos pilotos de cada uno más control de mayor jerarquía en San Carlos.
- Los controladores VQC son un medio de implementación de acciones de control que afectan la operación del sistema, más no son determinantes en el plan de expansión. Desafortunadamente, los estudios presentados en el análisis de los controladores VQC no presentan el comportamiento del sistema sin dichos elementos o empleando los controladores actuales (si los hay como en el caso de San Marcos).

La estrategia de control de tensiones y reactivos adoptada por ISA corresponde a una medida de control secundario y por lo tanto su remuneración debe corresponder a esquemas similares a los que adopte la Comisión de Regulación de Energía y Gas para el pago de los demás sistemas de control que tiene el SIN, y que hacen parte de los servicios complementarios.

En la elaboración del concepto surgieron algunas inquietudes entre ellas:



- a) En el estudio no se ve clara la actuación del VQ instalado en Sabana ya que de las 60 simulaciones solo actúa en uno de los casos.
- b) Se pregunta a ISA si en las simulaciones tuvieron en cuenta la generación de Urrá ya que en el estudio no se ve claro si lo usaron.

Como conclusión de la presentación se determina por unanimidad que estos equipos se deben remunerar y por lo tanto se someten a votación dos alternativas para su remuneración.

- i. Como unidades constructivas por cargos por uso en la red de transmisión.
- ii. Como servicios complementarios.

CHIVOR-ISAGEN-EPSSA-EMCALI-ISA-EEPPM-EEB. Votaron por la segunda alternativa.

CHEC. Es indiferente si se le remunera como unidades constructivas o como servicios complementarios.

Se adopta por mayoría que se haga la remuneración de los controles VQ como servicios complementarios.

ISA solicita que se informe a la CREG la decisión del comité.

Se somete a votación si la necesidad de estos equipos para el control de reactivos debe ser un resultado adicional de la revisión del Plan de Expansión. La UPME aclara que para esto es necesario establecer los criterios entre todos los agentes y el CND. A la vez es indispensable que el CND entregue toda la información sobre restricciones a la entidad que esté encargada de la elaboración de dicho Plan.

Se decide por unanimidad que la necesidad de estos equipos debe ser un resultado de la revisión del Plan de Expansión. No obstante EEPPM enfatiza que es muy importante que el CND sea parte activa en la elaboración de dicho plan, mientras que CHIVOR comenta que debe darse una visión general de la optimización del STN en cuanto al sistema de reactivos.

En cuanto a la participación del CND como miembro del CAPT se ratifica por unanimidad su participación en el comité.

La UPME elaborará la carta a la CREG mencionando la importancia del tema de reactivos y la circulará para comentarios de los agentes .

En lo que respecta al punto de transición, ISA entregará un documento donde se aclaren los comentarios hechos por la UPME a dichos controles. Los agentes estudiarán el documento entregado por la UPME y una semana



después de recibir las aclaraciones de ISA entregarán sus comentarios y sus nuevas inquietudes.

5 PRESENTACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN POR PARTE DE TRANSELCA.

Con el objeto de analizar nuevos proyectos como parte de la revisión del Plan de Referencia, TRANSELCA ha sido invitada al Comité para realizar la presentación de su plan de expansión de transmisión. Los principales aspectos de la presentación son los siguientes:

- a) El estudio realizado concluye que los nuevos proyectos a 500 kV no deben entrar a San Carlos y Sabana, dada las actuales limitaciones para expandir estas subestaciones. En su lugar, se propone hacer la expansión a través de Chinú, considerado el nodo más fuerte del sistema una vez entre en servicio el compensador estático.
- b) Los análisis fueron realizados sólo desde el punto de vista técnico, y en ningún momento se incluyen evaluaciones económicas que justifiquen la construcción de los proyectos. TRANSELCA propone realizar con ISA análisis detallados en los cuales se valoren los beneficios de cada proyecto y se establezca la viabilidad económica del plan.
- c) En los análisis técnicos realizados se tuvo en cuenta el criterio de confiabilidad N-2 ya que en la operación real una descarga atmosférica en alguno de los circuitos que van por torre de doble circuito conlleva a la salida de los dos circuitos.
- d) TRANSELCA presenta una red objetivo al año 2010 con circuitos de 500 kV entrando a las principales ciudades del país y una línea de corriente continua entre Cerromatoso y San Marcos.
- e) Las obras de transmisión propuestas en el corto plazo son :
 - Línea Sabana-Cartagena
 - Compensación 40 Mvar en Ternera
 - Compensación 30 Mvar en Cartagena
 - Transformador 100 MVA en Cartagena
 - Transformador 100 MVA en Ternera
 - Compensación en serie de 10 ohmios en la línea Tebsa-Nueva Barranquilla.
 - Tercer circuito Sabana - Fundación
 - Segundo circuito Fundación - Copey - Valledupar - Cuestecita.
 - El Tercer circuito 500 kV entre Cartagena - Chinú - Primavera.

TRANSELCA enviará un resumen ejecutivo de su Plan de Expansión al CAPT y a su vez el análisis económico a la UPME.



Ante la inquietud de EPSA de considerar contingencias N-2 en la planeación, EPPM aclara que en la actual revisión del código de redes se especifica que contingencia N-1 es la salida de una sola de las líneas del circuito doble.

6 PRESENTACIÓN DEL ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD TERCER CIRCUITO A 500 kV CENTRO-COSTA ATLÁNTICA. ISA.

El estudio del tercer circuito de 500 kV fue motivado por una inquietud de la Junta Directiva de ISA debido a los racionamientos en la zona Caribe ante la contingencia N-2 del actual sistema a 500 kV.

Con el fin de evitar la vulnerabilidad del sistema de 500 kV, el tercer circuito ha sido propuesto por el corredor Oriental del país, conectando las subestaciones de Primavera, Ocaña, Copey y Sabanalarga. Contrario a lo que fue su justificación básica (racionamiento), los principales beneficios del proyecto resultan de la optimización del sistema, en términos de la eliminación de restricciones en la Costa Atlántica debido a la posibilidad de mayor intercambio desde el centro del país. Adicionalmente, este proyecto constituye un avance estratégico para un futuro refuerzo de la interconexión con Venezuela.

Como resultado de la evaluación se obtiene una relación beneficio/ costo de 0.96, con alta sensibilidad al costo de la generación térmica en la Costa. ISA propone que este proyecto sea incluido como alternativa en la revisión del Plan de Expansión de Referencia, de modo que pueda ser evaluado en mayor detalle, analizando sus impactos sobre todo el sistema.

7 PRESENTACIÓN TÉCNICA DEL CND SOBRE RESTRICCIONES GLOBALES Y REGIONALES .

El CND realiza una presentación de las restricciones existentes en el sistema y de los criterios utilizados en la operación. Entre ellos se destacan:

- a) El voltaje en operación normal debe estar entre 0.9 y 1.1 p.u para las redes de 230 kV.
- b) El voltaje en operación normal debe estar entre 0.9 y 1.05 p.u. para las redes de 500 kV.
- c) Se hace contingencia N-1 en las líneas de circuito sencillo y se permiten sobrecargas máximas del 30% durante 30'; después de este tiempo se hace redespacho.



- d) Se hace contingencia N-1 en transformadores de 230 kV; el límite permitido de sobrecarga lo determina el dueño del equipo.
- e) Se hace contingencia N-1 en transformadores de 500 kV; el límite permitido de sobrecarga lo determina el dueño del equipo.
- f) En la operación se consideran las protecciones, los equipos de disparos y los equipos de deslastre de carga. Actualmente existen algunas restricciones asociadas con equipos de protección, como la del límite de importación del área de EPPM que está limitado por el CT de Ancón.
- g) En el área Caribe existe una limitación en el intercambio del 48% de la demanda de la zona durante las 24 horas del día, la cual tiene por objeto minimizar el riesgo de interrupción total del servicio ante la indisponibilidad del sistema a 500 kV.
- h) El límite de exportación del área Caribe es 550 MW en demanda mínima y 530 MW en los otros periodos. Este límite está relacionado con la regulación de las plantas generadoras de la Costa, razón por la cual aún con la instalación de la compensación de Chinú no es posible modificar su valor.

El CAPT solicita al CND un documento donde se especifiquen todos los criterios utilizados por ellos en la operación y así poder compatibilizar con los criterios utilizados en la planeación.

Adicionalmente, el CND entrega un documento con las restricciones globales y regionales existentes.

La compensación inductiva 4*50 Mvar en San Carlos disminuye a dos unidades la restricción de San Carlos.

En el Suroccidente, con la línea de 500 kV San Carlos-Virginia-San Marcos, la compensación de 3*60 Mvar en San Bernardino y 72 Mvar adicionales en San Marcos, se elimina la necesidad de tener la unidad de Betania en línea.

Las restricciones totales del sistema se reparten de la siguiente forma:

- 74% restricción global
- 17% restricción regional
- 9 % restricción global por AGC.

El CAPT solicita al CND una desagregación de las restricciones por planta. La UPME enviará la presentación del CND a todos los agentes.

8 PRESENTACION ECONOMICA POR PARTE DEL LAC SOBRE LA EVOLUCIÓN DE LAS RESTRICCIONES GLOBALES Y REGIONALES.



Se hace la presentación por parte del LAC y se menciona lo siguiente:

Es importante tener claridad sobre cuáles son las principales restricciones y a qué elemento del SIN están asociadas, En la propuesta regulatoria sobre Asignación de Restricciones, al transportador se le asignarán los costos de éstas cuando sus activos no cumplan con los índices de calidad que se establezcan para el STN.

La CREG está trabajando en un proyecto sobre la definición de las restricciones pero el CND no ha realizado ejercicios para ver cómo se modifican e impactan en el sistema.

Como el CND es parte del CAPT se le solicita que estos temas sean tratados en las reuniones.

El CAPT solicita una desagregación de las restricciones por agente. La UPME enviará la presentación a todos los agentes por e-mail.

9 PRESENTACION DEL PLAN DE EXPANSION POR PARTE DE LA UPME

La UPME hace la presentación, en la cual se destacan los siguientes puntos:

La demanda de energía eléctrica presentó durante 1998 el menor crecimiento anual que se haya registrado en las últimas dos décadas.

En el primer semestre de 1999 la demanda ha tenido un crecimiento negativo, lo que ha llevado a re-estimar los escenarios de proyección de 1999.

El análisis de generación en el corto y mediano plazo 1999-2004 determina que con los 1651 MW de capacidad adicional de los proyectos que están en construcción, el sistema es capaz de atender la demanda de energía, incluso en condiciones de fenómenos de baja hidrología. Sin embargo, se analizan cuatro alternativas en las cuales la capacidad de generación instalada puede variar para el año 2004 entre 13866 MW y 14195 MW.

En el corto plazo las opciones de expansión de generación más adecuadas están dadas por el cierre de ciclos combinados debido a las actuales condiciones de disponibilidad de gas natural y transporte del mismo.

La Expansión de la red de Transmisión se fundamenta en: La evolución de la demanda, la evolución de la oferta y la eliminación de restricciones.

El bajo crecimiento de la demanda en el corto y mediano plazo determina que el STN no requiere adiciones asociadas a este concepto.

Las alternativas de expansión de la generación en el corto plazo no requiere de adiciones al STN.



La eliminación de restricciones es el aspecto que puede llevar a definir refuerzos al STN. Pero dada la alta incertidumbre asociada al costo de la restricción y su evolución futura genera gran incertidumbre respecto a la relación beneficio/costo en las obras a 500 kV hacia la Costa y Bogotá, que no permite recomendar de manera contundente la realización de las obras para la eliminación de dichas restricciones antes del año 2004.

Por lo tanto, los análisis indican que dadas las obras que se encuentran en construcción, las obras que se encuentran en proceso de convocatoria pública internacional y las expectativas de bajo crecimiento de la demanda no se recomiendan refuerzos adicionales para ser convocados.

Los análisis de generación de largo plazo 2005-2010 dada la expectativa de evolución de la demanda muestran un ligero descenso en la capacidad a instalar que es requerida por el sistema, con respecto a los planes anteriores.

La capacidad requerida por el sistema para el período 2005-2010, varía entre 1180 MW y 2500 MW, las estrategias en general consideran en la mayoría de los casos una participación térmica superior al 57%, a excepción de la estrategia LP-1, en donde se considera una mayor participación de recursos hidroeléctricos.

La presencia de un fenómeno de bajas hidrologías hace que gran parte de la instalación requerida por el sistema en el largo plazo se concentre en los años 2006, 2007 y 2008.

La red objetivo de transmisión al 2006 incluye el tercer circuito a 500 kV entre la Costa Atlántica y el Interior del País, así como la Línea a 500 kV entre el Interior del país y Bogotá.

10 VARIOS

EPSA presenta un caso donde es necesario convertir su red de 110 kV a 230 kV. Se le solicita un análisis técnico-económico.

EEPPM solicita que se le envíe una carta a la CREG con el fin de que revise y aclare por qué en la resolución No 026 de 1999, en donde se aprobaron las áreas típicas de las Unidades Constructivas de subestaciones, la Comisión estableció para la configuración Barra Sencilla para la Bahía de Línea y para el Módulo Común un área igual de 1232 m², ya que en la propuesta de Costos Unitarios y Unidades Constructivas que el Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión (CAPT) presentó para aprobación de la Comisión las áreas eran 1232 m² para la bahía de línea y 2772 m² para el módulo común.



Se somete a votación la solicitud y se aprueba por unanimidad (EPSA se había retirado de la reunión). EEPPM elaborará la carta y la enviará por correo para comentarios.

Se solicita que el CAPT haga oficial la información para todos los agentes y que a su vez los agentes se encarguen de difundirla.

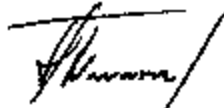
11 TAREAS PENDIENTES

- a) Revisión de los anexos CC1 y CC2 del código para hacer pronunciamiento ante el CNO. Todos los agentes
- b) Enviar carta al CNO para solicitar la participación de los agentes interesados en la revisión de los criterios del código de operación. EEB
- c) Enviar al CNO una carta con la posición del CAPT frente a la interventoría. EEB
- d) Enviar formato con la información complementaria de las restricciones al CND. UPME
- e) Comunicación a la CREG, en la cual se solicite una revisión de las áreas para la configuración barra sencilla de la bahía de línea y del módulo común. EEPPM
- f) Concepto sobre controles VQ. UPME
- g) Priorización del cronograma de actividades del comité para el segundo semestre de 1999. UPME
- h) Presentación sobre la evolución de las restricciones regionales y globales, desagregadas por agente. LAC
- i) Aclaración de los comentarios hechos por la UPME a los controles VQ. ISA
- j) Los agentes estudiarán el documento entregado por la UPME y una semana después de recibir las aclaraciones de ISA entregarán sus comentarios y sus nuevas inquietudes
- k) Carta a la CREG mencionando la importancia del tema de los reactivos. UPME
- l) Enviar al CAPT resumen ejecutivo del Plan de Expansión de incluyendo un análisis económico de las obras propuestas. UPME
- m) Documento donde se especifiquen todos los criterios utilizados en la operación, para poder compatibilizar con los criterios utilizados en la planeación. CND
- n) Desagregación de las restricciones por planta. CND

- o) Desagregación de las restricciones por agente. LAC



- p) Enviar la presentación del LAC y el CND a todos los miembros y transportadores por correo. UPME



HENRY NAVARRO SANCHEZ
Presidente del Comité



ARCENIO TORRES ARIAS
Secretario del Comité

