

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

ACTA DE LA REUNIÓN No. 64

DEFINITIVA

Fecha : Enero 22 de 1998
Lugar : ISA - Santafé de Bogotá

ASISTENTES PRINCIPALES :

CHEC
CHB
CHIVOR S.A. E.S.P.
CORELCA
EADE
EEB-EMGESA
EEPPM
EMCALI
EPSA
ESSA
ISA
ISA
ISAGEN
PROELECTRICA
UPME

Edilberto Aguirre Orozco
Roberto Fagan
Raúl Etcheverry M.
Andrés Yabrudy Lozano
Gustavo Sánchez Morales
Fabio Quitian Romero
Rafael Pérez Cardona
Humberto Mafla
Jorge Arismendi Mendoza
Wilson Uribe Vega
Javier Gutiérrez P.
Pablo Hernán Corredor A.
Guillermo Arango Rave
William Murra Babum.
Fabio Sánchez

INVITADOS :

CHIVOR S.A. E.S.P.
EBSA
EMCALI
EMGESA
EMGESA
EEPPM
ESSA
ISA
ISA
ISA
ISAGEN
TERMOMERILECTRICA
TERMOFLORES
TERMOVALLE
TERMOVALLE
TERMOSANTANDER

Diana Campos
Efrain Acevedo
Adolfo Aponte
Luis Fredes
José María Laguarda
Beatriz M. Gómez D.
Carlos Peralta
Hernando Díaz
Edgar Enrique Díaz
Silvia Elena Cossio Mesa
Angela María Prieto C.
Federico Echavarría R.
Ricardo Lequerica O.
Ralph Fairbanks
Yolanda Salinas
Olga Beatriz Callejas

TEMARIO:

1. Elección Presidente CNO
2. Comentarios a carta de la CREG (Ajustes al Cargo por Capacidad)
3. Comentarios a la Resolución CREG 218 de 1997
4. Análisis de la Situación Energética
5. Varios

DESARROLLO DE LA REUNIÓN

Se verificó el cumplimiento del quórum reglamentario y se dio inicio a la reunión. Se entregaron las actas Nros. 61, 62 y 63, y se dieron 7 días de plazo para que las empresas enviaran comentarios. El presidente solicitó modificar el orden del temario y el Consejo aprobó

1. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ENERGÉTICA

ISA presentó el Panorama Energético (Documento ISAUEN CND98-028), mostrando inicialmente el seguimiento a los parámetros del SIN hasta enero 20 de 1998. Se observa que los valores acumulados hasta esta fecha, de los aportes hídricos son superiores a lo esperado por el planeamiento indicativo, inclusive para el caso de hidrología optimista, sin embargo la tasa de desembalsamiento se encuentra por encima de lo esperado para este caso. De otro lado, se resalta que la generación hidráulica y la demanda se encuentran por debajo de lo esperado y la generación térmica y la disponibilidad de las plantas térmicas viejas y nuevas se encuentra por encima de lo esperado, respondiendo de esta forma a las necesidades actuales del sistema. Así mismo, es importante destacar que las importaciones desde Venezuela se encuentran 1.3 GWh/día por debajo de lo esperado. Estos valores se muestran en la siguiente tabla:

SEGUIMIENTO DE PARÁMETROS DEL SIN

VARIABLE	ENERO DE 1998				
	ACUMULADO REAL A DICIEMBRE 31	ACUMULADO REAL A ENERO 20	ESPERADO A ENERO 31 (1)		Estado Verde Amarillo Rojo
			PESIMISTA	OPTIMISTA	
SEGUIMIENTO					
APORTES HIDRICOS (GWh) (% de media)	1,088.11 39.54	487.80 41.42	719.35 30.40	879.08 40.20	
EMBALSE (GWh) (%)	7,988.79 55.94	7,235.39 50.67	6,761.55 47.30	6,920.04 48.50	
Tasa de embalse/día (GWh) (2)	-40.50	-37.67	-39.59	-34.48	
DISPONIBILIDAD TÉRMICA(3) PLANTAS VIEJAS(MW) %	986.58 60.08	1,170.18 71.27	1,023.98 68.65	1,023.98 68.65	
DISPONIBILIDAD TÉRMICA(3) PLANTAS NUEVAS (MW) %	1,126.16 87.23	1,149.16 89.01	1,116.45 80.83	1,116.45 80.83	
DEMANDA (GWh) Promedio día (GWh/día)	3,790.50 122.27	2,354.16 117.71	3,821.99 123.29	3,821.99 123.29	
GENERACION HIDRAULICA (GWh) Promedio día (GWh/día)	2,178.56 70.28	1,179.29 58.96	1,946.80 62.80	1,948.04 62.84	
GENERACION TÉRMICA (GWh) Promedio día (GWh/día)	1,575.00 50.81	1,159.47 57.97	1,622.85 52.35	1,622.85 52.35	
IMPORTACIONES INTERNACIONALES (GWh) Promedio día (GWh/día)	28.28 0.91	13.56 0.68	61.38 1.98	61.38 1.98	
VERTIMIENTOS (GWh) Promedio día (GWh/día)	0.01 0.00	0.00 0.00	0.00 0.00	0.00 0.00	
DISPONIBILIDAD ADICIONAL DE ENERGIA A LOGRAR (GWh) Promedio día (GWh/día)			191.27 6.17	189.72 6.12	

(1) : Valores tomados del MPODE de las corridas de enero 1 de 1997 para un horizonte de 24 meses.

(2) : Tasa a la cual se debe embalsar para cumplir la meta.

(3) : Plantas viejas antes de 01/01/93(1642 MW); Plantas nuevas despues de 01/01/93 (1291 MW)

Indicador de Gestión de Demanda y Generación Térmica :

(De - Dr) + (GTr - GTe) + (Imp.r - Imp.e) > 6.12

Valor promedio día (GWh/día) = 9.90

Adicionalmente, ISA mostró la variación del índice multivariado ENSO que por tercer mes consecutivo se encuentra entre 2 y 2.5 (2.27 para nov-dic) y por primera vez es inferior al valor para esta época del evento Niño 1982-1983, por lo cual en opinión de su autor Klaus Wolter el evento actual no superará al más intenso de este siglo (82-83). De otro lado los pronósticos de ENSO, comparando los resultados de tres modelos coinciden en que se espera un declinamiento de las anomalías de la TSM desde enero/98 y se alcancen condiciones normales de temperatura superficial del mar en el segundo semestre de 1998. (El impacto en Colombia sobre las hidrologías no necesariamente tendrá la misma duración).

Para los análisis energéticos se escogieron dos escenarios:

- Caso de referencia (Hidrología escenario "GESS Extremo") que considera unas hidrologías para ene/98-abr/98 del 35.0% de la media, para may/98-dic/98 del 69.5% de la media y para ene/99-nov/99 del 92.7% de la media.
- El 35% de la media que considera unas hidrologías para los periodos ene/98-abr/98 del 33.8% de la media, para may/98-dic/98 del 50.0% de la media y para ene/99-oct/99 del 87.4% de la media.

Para el escenario del 35% de la media se observan demandas no atendidas menores a 2.0 GWh/día entre enero/98 y mayo/98 y superiores a 3 GWh/día en agosto y septiembre/98 con un valor máximo de 8.1 GWh/día. Así mismo, se observa que el embalse agregado alcanza un nivel mínimo de 25.3% en la última semana de mayo/98. Este escenario muestra menores déficits que los presentados en enero, debido a las ganancias energéticas que se han tenido en los 20 días de enero con respecto a los supuestos hechos a principios de enero.

En el escenario de referencia no se presentan déficits y el embalse agregado alcanza un nivel mínimo de 23.5% en la última semana de mayo/98.

ISA presentó las siguientes conclusiones:

- La disponibilidad térmica es utilizada en el modelo a la máxima capacidad, dando una señal de alta generación térmica.
- El sistema ha presentado una ganancia en el mes de enero de 9.9 GWh/día en promedio con respecto a los resultados obtenidos el primero de enero/98.
- Para el escenario del 35% en el cual se supone que el efecto de El Niño sobre los caudales es severo durante todo el año, se podría presentar una demanda no atendida de 560 GWh, que representa un 1.3% de la demanda de febrero a diciembre. Para eliminar este déficit es necesario superar las metas de generación térmica y/o lograr un ahorro de energía superior al 2%.
- Para el caso de referencia, el cual supone que el efecto de El Niño empieza a disminuir a partir del segundo semestre de 1998, se puede atender la demanda, siempre y cuando se cumplan los supuestos del modelo.

Finalmente, se dieron las siguientes recomendaciones adicionales a las que se han venido dando en las anteriores reuniones:

- Disponer de recursos logísticos y financieros para mantenimientos de unidades de generación.
- Realizar contratos entre comercializadores y cogeneradores, autogeneradores y plantas menores con el fin de disponer de esta energía en el SIN.
- Garantizar los 66 MPCD de sustitución en Guajira 1, Barranquillas 3 y 4, y Cartagenas 2 y 3.
- ECOPETROL debe garantizar la sustitución de combustibles en la refinería de Barrancabermeja (hasta en 70 MPCD) y Cartagena.
- Garantizar por parte de PROMIGAS el aumento de capacidad de transporte de 390 a 420 MPCD, en el primer trimestre de 1998.
- Coordinar, por parte del Ministerio de Minas y Energía, ECOPETROL, PROMIGAS, ECOGAS y los generadores, el seguimiento de la disponibilidad y capacidad de transporte, y de combustibles (gas, carbón y sustitutos) para generación de energía eléctrica.
- Adelantar la entrada de Termovalle antes de marzo/98, para no comprometer la atención de la demanda en el Suroccidente Colombiano.
- Continuar con el seguimiento por el CNO y los propietarios de las plantas térmicas, la disponibilidad térmica, suministro de combustibles y evolución del embalse agregado para garantizar la atención de la demanda durante 1998.

- Conectar por parte de ISA el cuarto transformador de Torca y negociar con CODENSA el contrato de conexión.

Comentarios

EPM: manifiesta preocupación por la seguridad de las instalaciones del sistema eléctrico y por tanto considera que hay que ser prudentes principalmente con la información que se entrega.

ISA: considera que es importante que todas las empresas estén preparadas desde ahora para las elecciones del 8 de Marzo y consigan el apoyo y asuman las medidas que sean necesarias.

EPM: informa que la Sierra ha tenido dificultades con el acople eléctrico de la unidad con el sistema y los disparos por oscilaciones de potencia, pero se esta trabajando con el CND para tratar de solucionar el problema.

ISA: informa que han venido estudiando las oscilaciones con el fin de determinar las condiciones operativas en las que se presentan y determinar las acciones necesarias para mejorar su amortiguamiento. A partir del 21 de diciembre fecha en la cual se evidenció el bajo amortiguamiento de las mismas, se inició un plan de acción consistente en reducir las ganancias de los reguladores de tensión, por ejemplo en Flores se redujo de 400 a 178. Así mismo se ha procedido a realizar ajustes de algunos PSS. En el próximo CNO se espera presentar un informe detallado sobre el tema.

CHB: pregunta si con la entrada de las plantas nuevas no se hicieron estudios en los cuales se detectarían estos problemas.

ISA: manifiesta que se realizaron estudios en el dominio del tiempo donde no se detectaron pues se hicieron para despachos típicos en los cuales el amortiguamiento es aceptable.

2. COMENTARIOS A CARTA DE LA CREG (AJUSTES AL CARGO POR CAPACIDAD)

Previo a que las empresas dieran sus comentarios a la carta de la CREG, CORELCA solicita que el CNO tome una posición con relación al tema de los combustibles sustitutos, ya que ECOPETROL no hace contratos escritos para este tipo de combustibles y la resolución 116/96 establece que las empresas generadoras térmicas de energía eléctrica que aspiren a ser remuneradas con el Cargo por Capacidad, deberán tener suscritos contratos de suministro de combustible con los proveedores, a más tardar el quince (15) de noviembre de cada año.

CHIVOR: considera que debe arreglarse la resolución y no aplicarla mal, por tanto si no hay contratos no es válido considerar los sustitutos.

CHB: opina que si bien la legislación colombiana puede permitir que se considere como contrato un suministro regular de un determinado producto (para el caso Fuel Oil), sin que exista un contrato debidamente firmado, considera que el concepto de Firmeza del cargo por Capacidad es una garantía para el usuario, y en ese sentido cree que la garantía debería estar respaldada por un documento firmado por las partes.

Complementariamente, en relación a las dudas expresadas por diversos integrantes del CNO sobre a que hace referencia la CREG en su Resolución 214/97 y en la propia nota que la CREG envió al CNO, cuando menciona "respetar los derechos adquiridos", CHB manifiesta no conocer a que hace referencia la CREG implícitamente en sus escritos, pero afirma que CHB considera que tiene derechos adquiridos por Cargo por Capacidad, dado que poco tiempo antes de privatizarse CHB en diciembre de 1996, la CREG expidió la Resolución CREG No. 116/96, en la cual se garantizaba que dicho Cargo por Capacidad se mantendría por un plazo de 10 años. Por ello los accionistas de CHB incluyeron en el valor de la compañía el ingreso de Cargo por Capacidad por 10 años, y en caso que ahora la CREG decida modificar la regulación vigente, se le deberá respetar a CHB los ingresos previstos o bien devolverles a sus accionistas el valor equivalente que se haya pagado demás por el valor de la compañía.

MERILECTRICA manifiesta que se debe ser muy estricto con los contratos que tienen las plantas en firme. Es claro la dificultad que existe para tener contratos para los combustibles alternos.

El CNO por mayoría, acuerda que se acepte el hecho que históricamente el suministro de estos combustibles ha sido continuado, como un contrato convencional. Sin embargo, considera que este es un punto que debe atacarse para que quede claro en la resolución. Así mismo, es importante buscar un mecanismo que comprometa a ECOPETROL a garantizar este tipo de contratos. El único miembro que votó en contra del acuerdo fué Chivor.

CORELCA y FLORES se comprometen a revisar sus índices de indisponibilidad.

El CNO acuerda recalcular los CRT teniendo en cuenta los sustitutos y los índices de indisponibilidad revisados por CORELCA y FLORES.

CORELCA y FLORES solicitan que se debe aclarar que significa respetar derechos adquiridos.

EPM: manifiesta que no es aceptable que existan compromisos que se constituyan en derechos adquiridos.

CORELCA: considera que las modificaciones propuestas por la CREG, no solucionan el desequilibrio entre térmicas e hidráulicas. El problema del Cargo por Capacidad es más filosófico que procedimental y la principal debilidad es que la energía que se remunera a las hidráulicas es mayor que su energía firme, perjudicando así a los generadores térmicos.

EPSA: opina que no debe haber transición para el recaudo. Considera que el pago es por capacidad y no por energía por tanto a los generadores hidráulicos se les debe pagar de acuerdo a su disponibilidad.

CHEC: considera que no tiene justificación hacer un análisis detallado teniendo en cuenta lo estipulado en la Resolución 214/97.

CHB: manifiesta que esta de acuerdo con la propuesta de recaudo, sin embargo manifiesta que debe haber un período de transición.

En cuanto al evento crítico opina que este debe corresponder a un evento global de tal forma que el impacto para un agente no cambie entre evento y evento evitando inestabilidad en la señal de largo plazo. Considera que es necesario que el CPOE estudie el cambio de la metodología de los IH's.

La CREG debe aclarar el tema de los contratos. La distorsión en el Cargo por Capacidad está en que se paga potencia y se recauda por energía.

FLORES: opina que hay que solucionar los desbalances de la regulación y con respecto al Cargo por Capacidad no están de acuerdo con los ajustes sino que hay que cambiarlo completamente.

EMCALI: considera que lo propuesto en la carta de la CREG no soluciona los problemas de fondo del Cargo por Capacidad y que dado que el Consejo Nacional de Operación está estudiando una propuesta alternativa, es mejor esperar a que se termine dicho estudio. Además solicita que la CREG debe clarificar a que se refiere el Artículo primero de la Resolución 214/97 cuando menciona "respetar los derechos adquiridos".

EPM: considera que la propuesta de recaudo es más transparente. Sin embargo no puede esperarse que el precio de los contratos de largo plazo vaya a bajar en el valor del CEE. La fórmula de traslados es adecuada y necesaria. Es importante que la CREG tenga en cuenta los comentarios de los comercializadores.

En cuanto al evento crítico cuestiona el horizonte de 24 meses. Considera que no debe existir el margen adicional de 5% en la demanda ya que considerar el escenario de crecimiento alto de la UPME es suficiente.

Considera que el evento crítico es suficiente para manejar la disponibilidad del recurso agua. Debe definirse claramente que se considera como planta nueva y los IH's deben ser sustentados.

En cuanto a los contratos considera que los de gas y carbón deben ser respaldados por contratos. Finalmente, opina que el mercado se está llenando de cargos que lo está desvirtuando, lo mejor sería quitarlos todos y abrir un mercado de confiabilidad.

ISAGEN: considera que el nuevo esquema de recaudo es mejor, sin embargo el período de transición es muy desgastante y se aumenta el riesgo de cartera. Se puede presentar inestabilidad en las reglas aumentando el riesgo para el inversionista potencial. Considera que es importante insistir en el recálculo.

Considera que el horizonte de 24 meses es demasiado crítico. En cuanto a la demanda está de acuerdo con EPM.

Para la definición del IH's de las plantas nuevas se debe tener una referencia internacional o en su defecto justificarse.

OPON: considera que el cargo por Capacidad tiene un problema filosófico y se debe revisar su verdadero objetivo y los efectos que está originando, por lo tanto debe haber un cambio de fondo.

EADE: considera que aunque es conveniente un cambio, considera que éste introduciría traumatismos al sistema de facturación. En general se acoge a la duración de la "ventana" y la metodología del promedio móvil propuesta por la CREG. Opina que es inconveniente e injustificado el margen de reserva y recomienda que debe suprimirse totalmente en los cálculos. En cuanto a la disponibilidad de las plantas hidroeléctricas y los IH's esta de

acuerdo con EPM e ISAGEN. En cuanto a los contratos considera que debe darse una definición más amplia y explícita para cada uno de los combustibles.

ESSA: opina que los cambios propuestos por la CREG no reflejan los cambios de fondo que necesita la resolución.

CHIVOR: está de acuerdo con que se haga un recálculo.

UPME: considera que la propuesta de recaudo es traumática, no está de acuerdo en el incremento del 5% en la demanda. Opina que el CNO o la CREG debe definir lo que significa disponibilidad de gas y si esto está necesariamente relacionado con los contratos. Manifiesta que el tratamiento entre hidráulicas y térmicas no es simétrico, por tanto debe buscarse un mecanismo que logre esta simetría para lo cual es necesario la revisión del Cargo por Capacidad..

Cada empresa manifestó sus comentarios con relación a los elementos puestos a consideración por la CREG, los cuales se anexan a la presente acta.

El CNO acordó enviar una carta a la CREG con los siguientes puntos:

- **Resaltar que ante los considerandos establecidos en el artículo 1 de la Res. 214-97, y lo indicado en el inicio de la comunicación enviada, los posibles cambios en el cargo por capacidad que se podrían efectuar, no serían de fondo sino de procedimiento, y ante este hecho existen agentes como CORELCA, PROELÉCTRICA y ESSA que no están de acuerdo con ninguna de las modificaciones presentadas.**
- **Con respecto al mismo artículo 1 de la Res 214-97, solicitar conocer a que derechos se refiere cuando habla de “respetar los derechos adquiridos”.**
- **Con relación a la modificación de la forma de recaudo, destacar que si es cierto que es procedimental, es un cambio que clarifica el cargo pero, introduce complicaciones durante el periodo de transición, que tendrán que analizarse mucho más a fondo y buscar soluciones que limiten los problemas inherentes a ello.**
- **Respecto al evento crítico, resaltar que no hay todavía consenso en el CNO, en cuanto a la duración y a la consideración de la CREG del inicio y de la ventana crítica. Para ello es necesario efectuar simulaciones que permitan efectivamente mirar el impacto sobre el cálculo del cargo por capacidad, por lo tanto en este aspecto se espera tener más elementos de juicio antes de aceptar una propuesta en ese sentido.**
- **En relación a la asignación del 5% de margen de reserva adicional, destacar que este si es un problema de fondo y no de procedimiento, que podría afectar derechos adquiridos, pues se cambia de un análisis de potencia a uno de energía, y por lo tanto ya que es uno de los puntos álgidos de la discusión interna del Consejo, se seguirá en su debate.**

- En el punto de la disponibilidad de las hidroeléctricas, se sigue con la discusión, pues no se llegó a ningún acuerdo. En el tema de la disponibilidad por planta de las unidades térmicas, esta sería factible cuando se tengan unidades de iguales características, ya que es posible ocultar unidades ineficientes al declarar disponibilidad por planta.

Se acuerda realizar una reunión el 6 de febrero con el fin de continuar con el análisis de la filosofía del cargo por capacidad.

3. ELECCIÓN PRESIDENTE CNO

Fue elegido por unanimidad como presidente del CNO por un período de 6 meses, el representante de las Empresas Públicas de Medellín, doctor Rafael Pérez Cardona.

Se hizo un reconocimiento al presidente saliente, doctor Fabio Quitián R. por la labor realizada.

4. COMENTARIOS A LA RESOLUCIÓN CREG 218 DE 1997

Las empresas hicieron sus comentarios acerca de la resolución CREG 218 de 1997, los cuales se anexan a la presente acta.

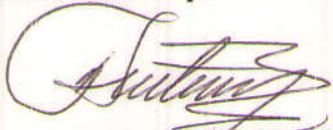
Se acordó enviar una carta a la CREG con los comentarios particulares de cada empresa.

5. VARIOS

EPM solicita que Termoflores explique el valor de 210 \$/Kwh en el precio de oferta de su planta.

TERMOFLORES responde que coloca ese precio para demostrar que en la Bolsa se puede hacer cualquier cosa y poner cualquier valor.

Siendo las 3:30 p.m. se terminó la reunión.



FABIO QUITIÁN ROMERO
Presidente Encargado

COMENTARIOS A CARTA DE LA CREG
(AJUSTES AL CARGO POR CAPACIDAD)

COMENTARIOS AL DOCUMENTO CREG "AJUSTES AL CARGO POR CAPACIDAD (C X C)"

Las siguientes, son las observaciones que ISAGEN tiene acerca de los elementos procedimentales, descritos en tal comunicación:

1. EL RECAUDO Y EL PAGO

Ventajas

- Al separar el recaudo y el pago, la política cambiaria que afecta al cargo por capacidad no tendría incidencia en las transacciones de Bolsa.
- Después de pasar el período de transición, habría una señal pura, tanto en los contratos de largo plazo como en bolsa.
- La metodología no afecta las transacciones de los agentes intermediarios en el negocio de compra-venta de energía.

Desventajas

- Las continuas modificaciones de las reglas de juego le dan una imagen de inestabilidad al sector, lo que se traduce en riesgo para cualquier inversionista potencial.
- El esquema de transición es desgastante: El asumir el recaudo del C X C en forma independiente, genera más costos en las empresas asociado al tiempo, recurso y número de facturas.
- Se crea otro riesgo de cartera para los agentes del Sector: Además del riesgo de cartera asociado a la energía, estaría otro riesgo de cartera asociado al C X C.

Se espera además que el cambio en el recaudo y el pago garantice que las transacciones sean equivalentes a la metodología original.

2. LA VALORACION DE LA FIRMEZA EN EL EVENTO CRITICO

Es necesario definir qué se entiende por *Periodo de Máxima Exigencia* ya que parece referirse al resultado de la interacción de los sistemas Generación-Transmisión. Si es así, el argumento no es válido ya que el modelo AS no considera la red, sino que resuelve el problema energético. Adicionalmente, la exigencia del sistema debida a la transmisión se soluciona por medio de los cargos por uso de red.

De todas maneras, si se espera que el modelo simule el comportamiento real, se sugiere la evaluación de la metodología por medio de otro modelo que sí involucre el sistema de transmisión.

Sobre el evento crítico vemos que si la propuesta es generar una serie sintética mensual a partir de las estadísticas, faltaría asociar a este evento una probabilidad de ocurrencia, que consideramos mínima y por lo tanto, no tiene sentido crear tal escenario. Adicionalmente, vemos que el generador hidráulico estaría en desventaja ya que es castigado no sólo por restricción de los mínimos sino con hidrología demasiado crítica e improbable como evento simultáneo.

Se puede evaluar la propuesta de considerar un horizonte de 24 meses.

3. LA ASIGNACION DEL 5% DE MARGEN DE RESERVA ADICIONAL

Estamos de acuerdo, siendo conscientes de que los recursos marginales podrían ganar más CRT.

4. DISPONIBILIDAD DE LAS HIDROELECTRICAS

No estamos de acuerdo con el argumento utilizado en este punto. Parece no tener claro el estricto modelamiento por parte del AS, de un sistema hidrotérmico.

5. DISPONIBILIDAD POR PLANTA HIDRAULICA VS. DISPONIBILIDAD POR UNIDAD TÉRMICA.

Se acepta la propuesta de modelar sólo el CICLO COMBINADO como una planta, pero en ningún caso, otra térmica, considerando las tecnologías actuales diferentes al ciclo combinado.

Observación: Deber ser "Planta" en lugar de "empresa".

6. EL IH DE LAS PLANTAS NUEVAS

En el caso de la declaración de la disponibilidad declarada por las plantas nuevas se sugiere que se ajusten los índices de acuerdo con parámetros internacionales comparables tecnológicamente o que se justifiquen los valores de los índices.

7. INFORMACION SOBRE CONTRATOS DE COMBUSTIBLE.

Queremos tener más claridad sobre los costos fijos y variables de las plantas térmicas y sobre los supuestos de combustible que emita la CREG para la evaluación del C X C.

Debe darse un tratamiento especial a la utilización de los combustibles sustitutos como respaldo para el CRT.

En conclusión, si bien la propuesta se traduce en hacer más clara y explícita la liquidación del C X C, no resuelve problemas como por ejemplo:

- No permite remunerar a aquellos generadores cuyo recurso soportó el déficit de disponibilidad que no fue cumplido por los generadores que declararon más disponibilidad que la real, además el comercializador también deja de pagar un faltante de disponibilidad.
- Haciendo una evaluación con la planta con la tecnología que remunera el cargo y si ésta no operara por mérito, es decir, solamente recibiera el cargo por capacidad como ingresos, difícilmente el valor actual del CMV de la resolución 116 cubriría sus costos de inversión.

- Se debería incluir las interconexiones internacionales cuando estén respaldadas por contratos de energía firme en el período de máxima exigencia y no de cinco (5) años como aparece en la Resolución 116 de 1996.
- Se debe verificar la eficiencia declarada de los recursos térmicos ya que éstas y el costo de combustible, son determinantes en el orden de méritos para el cálculo de la CRT.

BOLSADOC/CCENE20



Santa Fe de Bogotá D.C., 22 de enero de 1997

Señores
CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN CNO
Atn. Fabio Quitián Romero
Presidente CNO
Santa Fe de Bogotá D.C.

Asunto: Ajustes al Cargo por Capacidad

Respetado doctor Quitián:

De manera atenta, a continuación le transmito nuestros comentarios sobre el Ajuste al Cargo por Capacidad:

1.- El recaudo y el pago

La modificación propuesta es conceptualmente correcta pero origina una serie de complicaciones administrativas que no parecen oportunas en este momento. Por otro lado, su implantación requeriría la adecuación previa de ciertas normas existentes añadiendo confusión en un momento en que se están planteando alteraciones substanciales en los procedimientos de cálculo.

2.- La valoración de la firmeza en el evento crítico

La ~~propuesta~~ ~~indicada~~ ~~propuesta~~ indicada, dada su esquematismo, entendemos que debe tomarse como un planteamiento teórico a discutir antes que una propuesta en firme de modificación del procedimiento de cálculo de la CRT.

En ~~ese~~ sentido, y dentro de las diversas interpretaciones posibles del incompleto planteamiento, apreciamos posibles contradicciones con la resolución 116/97 en el sentido de suprimir la estacionalidad en su aplicación.

Aunque es compartida la idea de aplicar el evento más crítico observado como base de la evaluación, su movilidad en el tiempo y la de la ventana de mayor exigencia conduce a una gran variabilidad en las condiciones de partida, si el inicio del período no se fija a priori con criterios de estacionalidad. Esta variabilidad, y sus efectos sobre el CRT obtenido cada año, es incompatible con el principio de estabilidad de la retribución, y más cuando la filosofía de este cargo es el de la garantía a largo plazo.

3.- La asignación del 5% del margen de reserva adicional.

El mecanismo actual de asignación de la CRT cubriendo un margen de potencia del 105% de la demanda máxima, valorando la contribución por potencia tomando en cuenta los límites de energía en evento crítico es muy razonable para el sistema colombiano, donde el problema es básicamente de potencia, y más con la acusada tendencia actual de aumentar la participación térmica.

Por tanto, el procedimiento actual nos parece el más correcto. Por supuesto que en el caso de una sequía extraordinariamente prolongada habría déficit de energía, de forma similar a la de una crisis en el suministro de gas, hipótesis *nada* desdeñable en un sistema gasístico como el colombiano.

4.- La disponibilidad de las hidroeléctricas

El cálculo de la CRT se efectúa coherentemente con el espíritu adoptado por el regulador, es decir con el objeto de remunerar las contribuciones a la firmeza del sistema en secuencias secas y a largo plazo. Por tanto las situaciones coyunturales concretas no deben afectar a la asignación obtenida.

Respecto a la situación de una central hidroeléctrica por debajo de su nivel técnico, al que ha tenido que llegar, en las actuales reglas de operación, no por su propia decisión de gestión sino a través del actual mecanismo de intervención de los embalses, no debe ser reducido su CRR por dicha causa.

En el mismo caso debería situarse una térmica a gas en que por razones coyunturales ~~dependientes~~ de un mercado en desarrollo como el del gas llegara a una situación *similar*.

5.- Disponibilidad por planta Hidráulica versus disponibilidad por unidad térmica

Es de uso común en casi todos los entornos regulatorios que establecen un cargo por capacidad establecer como unidad de retribución por este concepto la planta hidráulica (e incluso la cuenca o unidad de gestión) y el grupo térmico. Ello se debe, lógicamente, al establecimiento de una coherencia con las unidades consideradas en el mecanismo de oferta adoptado y a la necesidad de identificar unidades y tecnologías con distinta eficiencia energética.

Por tanto creemos que esta solicitud no debe ser considerada.

6.- El IH de plantas nuevas

El IH de las plantas nuevas, actualmente en libertad de declaración, debe ser establecido para los dos primeros años como media de la disponibilidad conocida para los grupos de esa tecnología existentes. Para nuevas tecnologías deben adoptarse estándares internacionales.

Para años sucesivos, debería tomarse su media real de los dos años anteriores.

Respecto a la clasificación de plantas nuevas deben ser consideradas como tales las que entren en servicio a partir del 1° de Enero del año en cuestión, incluyéndose como tales con el tratamiento indicado arriba los aumentos de potencia.

Un problema a resolver es el de los grupos nuevos que retrasan su entrada al sistema sobre lo previsto en el modelo y que influyen en la CRT de las otras plantas, fijado a priori por el modelo. Esta situación presente en este año, exigiría un tratamiento ex-post que liquidara las diferencias entre las CRT obtenidas previamente y las que deberían haberse obtenido con la entrada real de dichas plantas o grupos.

7.- Información sobre contratos de combustible

La evaluación de la fiabilidad de suministro de combustible a plantas térmicas es compleja. No obstante, el sistema más sencillo debe basarse en la declaración simple de los agentes térmicos, junto con una copia de sus contratos, al CND, acompañada de un mecanismo ex-post de comprobación y de recálculo de la CRT (con penalización), en caso comprobado de indisponibilidad por déficit de combustible respecto a la declaración efectuada, en el año anterior, por el agente afectado.

Cordialmente,

LUIS C. FREDES BASTÍAS
Gerente Comercial

COMENTARIOS EE.PP.M. A LOS AJUSTES AL CARGO POR CAPACIDAD

Enero 1998

Generales:

- No es claro que quiere decir la CREG en su resolución 214/97 cuando expresa el concepto de respetar los derechos adquiridos desde la entrada en vigencia de dicha resolución. Se podría interpretar que existen compromisos adquiridos entre el gobierno y algunos agentes, lo cual es inaceptable. Además, los ajustes que se pretenden hacer implican cambios.
- La CREG debe considerar que los cambios que anuncian afectarán las finanzas derivadas de la estrategia comercial que cada uno de los agentes ha planteado desde 1997.

1. EL RECAUDO Y EL PAGO

- El mecanismo propuesto para el recaudo, directamente a cargo de los comercializadores, hace que éste sea más transparente, evita confusiones y soluciona las discrepancias en la interpretación de la aplicación de la resolución CREG 116/96. Sin embargo, es importante anotar que no puede esperarse que el precio de los contratos de largo plazo disminuya en el valor de la CEE por las mismas discrepancias que se presentaron en la interpretación de la resolución 116/96 en el momento de inicio.
- La fórmula de transición nos parece adecuada.
- En cuanto al riesgo de cartera, es indiscutible que es uno de los mayores problemas del sector, al cual el gobierno debe encontrar una pronta salida si quiere que el sistema de mercado sea viable. No obstante, este nuevo procedimiento puede complementarse con el establecimiento de garantías financieras o incluso reales por parte de los comercializadores, que cubran el riesgo de no pago de este concepto.
- Es importante tener en cuenta la incidencia del período de recaudo de los comercializadores.
- Es posible que los comercializadores consideren este cargo como un extracosto y por lo tanto, deberían ser consultados e informados detalladamente para evitar, de entrada, una confusión y se normalice realmente el mercado.

2. EL EVENTO CRÍTICO

- EE.PP.M. cuestiona el actual procedimiento, en el cual se toma un horizonte de 24 meses para la evaluación de la CRT, 12 de los cuales ya han transcurrido. Nos parece más indicado que el inicio del horizonte de la evaluación coincida con el del período en el cual se va a remunerar la CRT.
- En cuanto al evento crítico, debe utilizarse el mínimo histórico, respetando los años en su integridad.

3. ASIGNACIÓN DEL 5% DE MARGEN DE RESERVA ADICIONAL

- La utilización del escenario de crecimiento alto de la demanda entregado por la UPME es una holgura suficiente para el cubrimiento de la incertidumbre del crecimiento de la demanda de energía. Por lo tanto, no es razonable incrementar la demanda de energía con ese margen adicional del 5% y el aumento de este valor en la potencia a remunerar si se requiere para cubrir contingencias de diversa índole.

4. LA DISPONIBILIDAD DE LAS HIDROELÉCTRICAS

- El modelo de largo plazo, con una hidrología crítica, refleja adecuadamente la disponibilidad del recurso agua.
- Pensamos que el cargo por capacidad debe retribuir de una manera más adecuada la firmeza, para lo cual deben introducirse algunas modificaciones al procedimiento de ajuste de la CRT. Para el efecto, proponemos que la CRT de cada planta, con excepción de las plantas con embalse de regulación menor que diaria, se acote a la generación máxima en la punta, con el fin de tener en cuenta su aporte a la potencia. La CRT faltante para obtener el 105% de la potencia a remunerar se puede asignar a las plantas térmicas cuya CRT sea inferior a su capacidad disponible, en orden ascendente de costos.

5. DISPONIBILIDAD POR PLANTA HIDRÁULICA VS. DISPONIBILIDAD POR PLANTA TÉRMICA

- Para efectos de homogeneizar el tratamiento del parque generador, podría pensarse en la definición de plantas térmicas para el caso de varias unidades con igual capacidad y eficiencia. En casos de diversidad en estos parámetros, debe conservarse el tratamiento por unidad.

6. IH DE LAS PLANTAS NUEVAS

- Planta nueva: la que entra durante el año de inicio de la estación de verano que se utiliza para el cálculo de la CRT.
- Los IH deben ser sustentados por el agente con documentación técnica ante el CND, el cual debe emitir un concepto al CNO, quien, en consecuencia procederá a analizar y a tomar una decisión al respecto.
- No se deben aceptar casos especiales para las unidades en servicio y se debe utilizar el IH calculado con los criterios vigentes para el planeamiento indicativo.

7. INFORMACIÓN SOBRE CONTRATOS DE COMBUSTIBLE

- La disponibilidad de gas y de carbón debe estar respaldada por contratos, cuyos términos indicarán la garantía de dicha disponibilidad para la generación asignada en las simulaciones. En el caso de combustibles alternos, el proveedor debe certificar la disponibilidad del mismo.



REPUBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
EMPRESA ANTIOQUEÑA DE ENERGIA S.A.

4000

Medellín,

Al contestar cite este número
26ENE98-0163920

Doctor
PABLO H. CORREDOR AVELLA
Secretario Técnico CNO
Interconexión Eléctrica S.A. - ISA
Calle 12 Sur 18-168
Medellín

RADICADO 002372-3

FECHA : ENE-28-1998 08:35 AM
DESTINO : 0600

Asunto: Cargo por Capacidad.

Por la presente, le confirmo los comentarios hechos en la Reunión del CNO de enero 22 de 1998, a los planteamientos de la comunicación CREG, sobre ajustes al cargo por capacidad (cc); así:

PROCEDIMIENTO DE RECAUDO:

Aunque conveniente, consideramos que este cambio introduciría traumatismos al sistema de facturación.

EVENTO CRÍTICO:

En general acogemos el planteamiento de la CREG sobre duración de la "ventana" y la metodología del promedio móvil.

MARGEN DE RESERVA ADICIONAL:

Consideramos inconveniente e injustificado este margen de reserva y recomendamos suprimirlo totalmente en los cálculos.



Doctor Pablo H. Corredor Avella

2

DISPONIBILIDAD DE LAS HIDROELÉCTRICAS:

Acogemos el criterio CREG, con las observaciones formuladas por EEPPM e ISAGEN.

IH DE PLANTAS NUEVAS:

Compartimos las observaciones de EEPPM e ISAGEN.

CONTRATOS:

De darse una más amplia y explícita definición para cada uno de los combustibles.

Atentamente,


GUSTAVO SÁNCHEZ MORALES
Director de Planeación

Copia: Doctor Fabio Quitian Romero - EEB-EMGESA

Nubia C. 98-01-23

COMENTARIOS A LA RESOLUCION

CREG 218 DE 1997

EMGESA S.A. E.S.P.

1. Sobre la definición de ingresos de las instalaciones existentes:

La resolución establece una retribución basada en el valor de reposición del Activo Bruto y en un porcentaje de los Costos de Operación y Mantenimiento, mediante una anualización a 25 años y con tasa del 8.5%. Su cálculo se efectuaría mediante la valoración de los activos físicos a través de la fijación de Unidades Constructivas y sus correspondientes Costos Unitarios.

En primer lugar, no se concreta explícitamente durante cuanto tiempo percibirían los agentes Transportadores dicha retribución.

En segundo lugar, se aplica el concepto de valor de Reposición de forma indiscriminada a todos los activos existentes, sin discriminar su antigüedad ni los ingresos ya percibidos por cada uno de ellos. Ya que el criterio es el de remunerar los costos de capital, más la amortización y los costos de O+M a lo largo de la vida útil de la instalación, ello conduce a una sobrerretribución de dichos activos.

En tercer lugar, el mecanismo de fijación de las Unidades Constructivas y sus Costos Unitarios por parte de la CREG, si bien a propuesta del Comité Asesor de Planeamiento, no presenta suficientes garantías de valoración objetiva de las instalaciones. Debería establecerse una valoración neutral a través de uno o varios consultores u organismos externos de reconocido prestigio, como por ejemplo alguna comisión Regulatoria extranjera.

Por último, el proceso planteado para dicha valoración estándar y su calendario, (30 de Junio del 98 para la presentación de propuestas a la CREG, por parte del Comité Asesor), es de imposible cumplimiento. El Comité no está constituido todavía, éste debe crear sus grupos de trabajo que desarrollen los borradores de propuestas y los acuerdos en el seno del Comité pueden ser muy difíciles de conseguir habida cuenta de su composición.

2. Sobre la retribución de las instalaciones nuevas.

Si bien parece adecuado un proceso de adjudicación mediante concurso y una retribución basada en la oferta, bajo el principio de la recuperación de la inversión y O+M en 25 años, parece excesivo que a partir del año 26° se continúe retribuyendo la instalación en base a su valor de reposición, anualizado a 25 años al 8.5%, sin límite explícito de tiempo.

En este punto, al igual que para los activos existentes al inicio de este nuevo proceso, se produce una sobrerretribución.

3. Sobre el mecanismo de liquidación de los ingresos por uso de STN

La resolución establece un nuevo mecanismo de cálculo del ingreso regulado anual por dicho concepto, cuya evolución en el tiempo va a depender, no sólo de los sucesivos Planes de Expansión de Referencia, sino de su desarrollo a través de las ofertas de los agentes interesados.

Sin embargo, no se establece en paralelo un nuevo procedimiento de recaudación de dichos ingresos a los agentes usuarios del STN, que permita cerrar el proceso liquidatorio sin desvíos apreciables entre lo recaudado y el ingreso establecido para cada año.

Todo ello, unido a que están en vigor los cargos por uso establecidos previamente hasta el año 2001, permite pronosticar unas desviaciones importantes de dichos ingresos regulados en perjuicio de todos los agentes.

4. Sobre el tratamiento de las pérdidas del STN

El valor de referencia adoptado para las pérdidas de la red de transporte, (1.5 %), es a todas luces excesivo y no está soportado por ningún análisis de los valores realmente existentes.

Aparentemente, el establecimiento de dicha referencia y el ingreso o costo adicional asociado por su variación incentiva a los agentes Transportadores a optimizar la red. Sin embargo, dado que dichos agentes no gestionan la evolución de su red, cuyo crecimiento o modificación está condicionado por los Planes de Expansión y el mecanismo de concurso para su ejecución, este incentivo no existe en realidad, y los agentes no se sentirán atraídos a una reducción de pérdidas del STN.

Por otro lado, la comprobación de las pérdidas reales de transporte requiere una perfecta situación de las medidas en todas las fronteras del STN, que en este momento parece dudosa.

5. Sobre el Plan de Expansión de Referencia:

El mecanismo establecido en la resolución para la expansión de la Red de Transporte es excesivamente rígido y no permite corregir con facilidad las posibles errores de cálculo que todo planeamiento a largo plazo conlleva.

Por tanto, el Plan de Expansión de Referencia debería considerarse como un plan indicativo, similar al de Generación, que permitiera a los agentes ofertar soluciones que se adaptaran a la evolución real de las necesidades, aun cuando no estuvieran incluidas en el citado plan de Referencia.

Como valor añadido, fomentaría una mejor gestión de la red, ya que los agentes podrían aprovechar realmente el incentivo de reducción de pérdidas en el STN al aumentar su capacidad de decisión.

6. Sobre la no referencia a las restricciones globales.

Llama la atención que en una Resolución en la que se pretende crear las condiciones para un crecimiento del STN adecuado a las necesidades del Sistema Eléctrico Colombiano no se mencionen las restricciones globales, posiblemente el problema más acuciante de nuestra Red de Transporte. Sobre este tema recordamos el compromiso de la CREG de establecer antes de Noviembre de 1997 el tratamiento de las restricciones globales.

En este momento el costo de dichas restricciones recae al 50% entre Generadores y Comercializadores, lo que no conduce en absoluto a su solución.

Es preciso introducir mecanismos que incentiven a los agentes Transportadores a la disminución de restricciones mediante el traslado a aquéllos de los costos de éstas.

No se puede promover mecanismos de eficiencia para la ejecución de los Planes de Expansión sin establecer mecanismos similares para la resolución del problema más importante.

Un posible planteamiento podría basarse en las siguientes premisas:

- Los costos por restricciones actuales se asignan a los diversos agentes transportadores proporcionalmente a sus activos.
- La disminución de costos originada por una instalación nueva del STN se asigna en un 70% a dicha instalación y el resto se distribuye entre todos los agentes de forma proporcional a los activos.
- La aparición de nuevas restricciones por el crecimiento de la demanda o de la generación serán asignadas a las instalaciones concretas que se saturan.
- Las restricciones originadas por una instalación no adecuada a las necesidades serán asumidas por dicha instalación.

CHIVOR S.A.

- En el artículo 1° "Definiciones" se debe mejorar el concepto de Costo Unitario por Unidad Constructiva ya que deja abierto el concepto de "valor unitario en el mercado de una Unidad Constructiva"
- En el artículo 3°, numeral 7 del Código de planeamiento de la expansión del STN (Resolución CREG-025 DE 1995) la composición de Comité Asesor de Planeamiento de la UPME se constituye con los tres agentes mayores, ya sea por capacidad instalada en el caso de los generadores o por demanda abastecida en el caso de los comercializadores o por el porcentaje de participación en la propiedad de activos del STN en el caso de los transmisores, esto puede llevar que un mismo agente integrado verticalmente (generación-comercialización-transmisión) pueda tomar la representación de más de un sector ya que por su tamaño puede estar entre los tres primeros. Se recomienda salvar esta situación incluyendo un párrafo que indique que un mismo agente (representado por medio de un generador- comercializador - transmisor) sólo puede estar representado en un solo sector de la actividad eléctrica.
- En el artículo 4, sección III se establece que el plazo para que el comité de planeamiento de la UPME proponga a la CREG una desagregación de los activos de STN como "Unidades Constructivas", como asimismo una propuesta sobre los "Costos Unitarios por Unidad Constructiva" vence

el día 30 de junio de 1998. Lo anterior no es un plazo adecuado para tales propuestas dado lo importante y delicado del tema por lo que debería modificarse esta fecha a un plazo mayor.

- Debería existir un organismo, independiente de los directamente afectados, que realice los diferentes estudios, **que calcule el recaudo, que recaude y distribuya el ingreso**. Esto es mucho más sano y le da transparencia al proceso y seguridad a los involucrados. Este organismo debería también hacer la auditoría de los proyectos y de los equipos que conforman el sistema, a fin de realizar los ajustes correspondientes al ingreso.
- Para el cálculo del *INGRESO ANUAL (IA) del propietario de la red a partir del año 26, hay que hacer claridad en el significado del valor "%ANE", al cual le asignan un 5% correspondiente al nivel de Activo No Eléctrico Reconocido. ¿Qué es un Activo No Eléctrico Reconocido?. ¿Qué valora ese 5%?. ¿Por qué el 5%?. Para dar mayor claridad a la formulación del CAEA (Costo Anual Equivalente del Activo Bruto Eléctrico) sería conveniente que se desagregara el término AENE.
- En el artículo 7 en la parte referente a las pérdidas, se deben tener porcentajes acordes a la exigencia real de la líneas. Si el objetivo que se busca es dar una señal de eficiencia al transportador se debe desagregar lo que es imputable a él y lo que es imputable a otros agentes del sistema: demanda, generación, medición, etc., de tal manera que la señal llegue a los agentes causantes de las pérdidas.
- La vida útil de los activos de transmisión es de 25 años. Cuál es el sustento para usar este número de años? Tenemos entendido, que de acuerdo a estándares internacionales la vida útil de los equipos de transmisión es de 30 años.

CENTRAL HIDROELECTRICA DE BETANIA

- En relación a esta resolución adherimos plenamente a la presentación completa que realizó EMGESA, que contiene cuestionamientos muy importantes que no creemos necesario reiterar aquí.

- Adicionalmente, solo queríamos remarcar que nuestra idea es de que el comité asesor de la UPME no sólo sea un mero órgano deliberativo, sino que sea ejecutivo y con poder de decisión. Consideramos que los generadores y comercializadores son quienes pagan el transporte y su expansión por lo que deben tener voz y voto a la hora de decidir que obras se van a hacer, siendo que serán quienes paguen por ellas.
- Como reflexión final, debemos una vez más llamar la atención sobre la incoherencia que existe entre las señales del Mercado Mayorista, tanto oferta como demanda, y las señales de cargos por uso del sistema de transporte, como así también la poca relación que existe en la expansión del incremento de los cargos por uso, en relación con el aumento de capacidad de transporte de cada agente.

ISAGEN

En términos generales, la resolución sienta las bases para introducir la eficiencia en la actividad de transmisión. Los elementos fundamentales que substraemos son los siguientes:

1. Mayor participación de los agentes interesados en el planeamiento del STN.
2. Unificación de costos unitarios para determinar costos eficientes de equipo de transmisión.
3. Competencia en la expansión de la transmisión a través del sistema de convocatoria de ofertas para la ejecución de proyectos del plan de expansión de transmisión indicativo.
4. Definición de los valores de referencia para el nivel de pérdidas en transmisión.
5. Modificación del sistema de cálculo del ingreso regulado para la transmisión utilizado para definir los cargos por uso de ese sistema.

Consideramos loable la labor que ha tenido el regulador en introducir esos elementos en la reglamentación para hacer de la actividad de transmisión, un negocio más transparente.

Sin embargo, es conveniente que se precisen algunos aspectos que pueden presentar ambigüedad o inequidad, los cuales se explican a continuación:

Artículo 4°:

- Aunque en el literal b se indican las causales por las cuales se pueden declarar desierta una convocatoria, creemos adecuado definir con claridad cuales con las "razones de inconveniencia".

También es positivo establecer un número mínimo de ofertas (p.e.3).

Nos parece necesario indicar el procedimiento que seguiría en el caso de que no se presente ninguna oferta para la realización de una línea de transmisión y acotar el número de veces en que puede repetirse una convocatoria.

Artículo 7°:

- Con respecto a las pérdidas, consideramos inequitativo el esquema de asignación de las mismas a cada transportador copropietario de STN. A pesar que la fórmula propuesta (a prorrata del porcentaje de participación en la propiedad del STN) es muy simple, ésta no guarda correspondencia con la realidad física que presentan los sistemas enmallados de transmisión. Nuestra sugerencia es que la distribución sea efectuada en función de las pérdidas reales (o estimada) horarias de cada componente del STN.

Se debe aclarar que los servicios auxiliares de las subestaciones no son pérdidas del sistema, sino consumos efectivos asignables a la operación misma de los sistemas de transporte. Es decir, forman parte de los costos de AOM en que deben incurrir los transportadores para operar sus sistemas.

Artículo 8°:

- En cuanto a la liquidación, no esta claro como va a ser el recaudo y pago por cargos por uso de la red en casos extremos, ejemplo una cartera morosa alta. Además, siendo el liquidador del sistema una empresa transportadora, copropietaria del STN, podría dar lugar a problemas de transparencia en la administración sistema.
- Anexo No. 1: El anexo No. 1 muestra la metodología de cálculo del Ingreso Regulado Anual por uso del STN, involucrando los elementos de

eficiencia que se plasmaron en el texto principal de la resolución. No obstante, consideramos que no es suficiente para equilibrar el nivel de confiabilidad de los elementos, con su ingreso respectivo.

En nuestro concepto, la confiabilidad del servicio no está resuelta con lo que expresa el párrafo del artículo 6° de la resolución, no con lo establecido en la resolución CREG 099 de 1996.

El ingreso pleno debería ser objeto únicamente de aquellos elementos que tuviesen una disponibilidad alta (p.e. mayor a 96%). Para elementos con disponibilidades inferiores, su ingreso ajustado puede ser igual al ingreso calculado multiplicado por el porcentaje de disponibilidad que tuvieron.

EPSA

- De acuerdo con la forma como se va a conformar el comité asesor de Planeamiento de la Transmisión, la Empresa de Energía del Pacífico no tendría participación en este Comité. Vemos con preocupación esta situación debido a que EPSA siempre ha adelantado la revisión de la Expansión de la Transmisión de Suroccidente y consideramos que debemos seguir participando.
- Es importante que las diferentes regiones del país queden representadas en el Comité Asesor de Planeamiento de Transmisión para evitar que se presenten preferencias regionales a la hora de decir las prioridades en el Plan de Expansión.
- Como está planeado en el Comité se puede presentar doble participación de una empresa al ser a su vez el mayor generador y el mayor comercializador, por lo tanto se presentaría una concentración de poder.
- Artículo 4°: Cómo se establecerán los requisitos y condiciones que deben cumplir los interesados en participar en la ejecución y AOM de las obras?
- Artículo 4° a): Dentro de los ingresos de los primeros 25 años porqué no se incluyen activos no eléctricos?
- Artículo 4° b): Una firma extranjera pura se puede convertir en transmisor nacional?
- Artículo 5°: Es necesario precisar el concepto de ampliación en la red existente.
- Artículo 7°, 1°: El porcentaje de pérdidas se medirá horariamente?, diariamente? mensualmente?
- Artículo 7°, 2°: Si las pérdidas son inferiores al 1.5% la energía de los comercializadores, una vez en 220, se debe referir con el % de pérdidas real y no con el 1.5%. El beneficio debería ser para los comercializadores

pues como usuarios del sistema ya han pagado el costo de la sobras adicionales que fue necesario construir para disminuir pérdidas.

- Anexo 1: En los casos IA (ACN)t en que la obra se adjudique y se construya en el mismo porqué hay que estimar si ya se sabe el ingreso?
- Anexo 1: La resolución no habla de la Fecha en que se van a calcular los cargos anualmente.

Anexo 1

- Σ IA (ACF)z Sobra la F
ACF

Anexo 1

- D T E Falta la F

OBSERVACIONES A LA RESOLUCIÓN CREG 218 DE 1997

Artículo 3°. Plan de expansión de referencia STN.

Al final del numeral 7 debe incluirse lo siguiente:

El comité asesor de Planeamiento de la UPME adoptará las decisiones por una mayoría de mínimo cinco (5) votos.

Artículo 3°. Plan de expansión de referencia STN.

En el numeral 7.1. Plan de Expansión Preliminar (STN). La UPME elaborará un plan de expansión preliminar, utilizando como criterios en su definición, la minimización de los costos de inversión y operación del STN y de los costos operativos de las plantas y/o unidades de generación del SIN y las pérdidas del STN, garantizando la optimización del costo de las restricciones. El Plan.....

Artículo 4°. Introducción de elementos de eficiencia en la ejecución del plan de Expansión de referencia (STN).

Antes del literal a) **OFERTAS**, en el penúltimo párrafo, debe agregarse lo siguiente:

En ningún caso, el Ministerio de Minas y Energía delegará las funciones antes anotadas, en un Transmisor Nacional.

En el numeral III del literal a) **OFERTAS**, encontramos el término UCu.c. En la definición del mismo se dice que incluye las inversiones adicionales que se efectúen sobre la obra durante su vida útil. Se solicita definir claramente que son "inversiones adicionales". Además, en las formulas utilizadas, aparentemente no se está remunerando el capital de esa inversión adicional.

En lo relacionado con el %AOM, dichos porcentajes son muy altos si los comparamos con los aprobados para el SDL, para el cual se aprobó un %AOM del 2% en el nivel IV. Proponemos que se continúe aplicando el 2% para el STN.

En el penúltimo párrafo del numeral III del literal a), debe agregarse lo siguiente:

La CREG aprobará los "Costos Unitarios por Unidad Constructiva" que sean propuestos por el comité Asesor de Planeamiento de la UPME. En caso de que dicho comité no pase una propuesta dentro de los términos fijados por la presente resolución, la CREG entrará a definir dichos costos.

En el literal **b)**, el numeral III debe complementarse así:

La interventoría debe tener un tope máximo como porcentaje del valor de la obra, el cual será previamente fijado por la CREG.

Artículo 5°. Ampliaciones de las instalaciones del STN existentes.

El párrafo debe modificarse así:

Para el cálculo de los Ingresos Anuales correspondientes a la ampliación de las instalaciones del STN existentes, ejecutadas directamente por el propietario de las mismas, se aplicará una metodología similar a la metodología descrita en el numeral III, del literal a) del artículo 4° de la presente Resolución, la cual se describe a continuación.

- Describir y explicar en detalle la formula para este caso.*

En caso contrario, se aplicará lo dispuesto en los numerales I y II del literal a) del artículo 4° de la presente Resolución, como si se tratara de una obra nueva.

Artículo 7°. Pérdidas en el sistema de Transmisión nacional.

Los párrafo 1° y 2° deben modificarse así:

Si la diferencia entre la generación real y la energía demandada por los comercializadores reflejada al nivel de 220 kV. y ajustada en el porcentaje aquí establecido, es positiva.....

Finalmente se recomienda ampliar aspectos como son:

- En cuanto a la asignación de costos por uso del STN, debe mencionarse que continúa vigente lo aprobado en la resolución CREG-001 de 1994.
- Definir que son ampliaciones.
- Debe darse mayor claridad a la redacción de la fórmula regulatoria del anexo N° 1. Se sugiere que en lugar de tener una fórmula general para todos los casos, se separe y explique en detalle, cada uno de los siguientes casos:
 - Activos existentes o en construcción a la fecha en que se efectúe la primera convocatoria.
 - Activos que fueron construídos a partir de una convocatoria y que han cumplido 25 años de haber entrado en operación.