

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

ACTA DE LA REUNIÓN No. 51

Fecha : Julio 30 de 1997
Lugar : ISA - Bogotá

ASISTENTES PRINCIPALES :

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

Claudio Cristian Iglesias
Ancízar Piedrahita
Raúl Etcheverry M.
Fernando Gutiérrez Medina
Gustavo Sánchez Morales
Olga Beatriz Callejas R.
Jaime Vélez Botero
Humberto Mafla
Bernardo Naranjo Ossa
Hernán Uribe N.
Javier Gutiérrez P.
Pablo Hernán Corredor A.
Guillermo Arango Rave
Humberto Benedetti

INVITADOS :

CHB
EEB-EMGESA
EEB
EEPPM
EPSA
ESSA
ISA
ISA
ISA
ISAGEN

Roberto Fagan
Fabio Quitian R.
Hernán Ospina G.
Rafael Pérez Cardona
Iván Oropeza
Wilson Uribe V.
Hernando Díaz M.
Silvia Elena Cossio Mesa
Alvaro Murcia C.
Alberto Olarte A.

TEMARIO

1. Presentación de EEB-Transportador sobre el evento en el circuito Guavio-Circo
2. Regulación de Frecuencia
3. Seminario del Mercado de Energía Mayorista
4. Informe del Comité de Operación
5. Informe del grupo de trabajo de Mínimos Operativos
6. Análisis de la comunicación CREG Nro. MME CREG-1269 acerca del retiro de plantas de Mercado Mayorista de Energía
7. Informe del SIC
8. Varios

DESARROLLO DE LA REUNIÓN

Se verificó el cumplimiento del quórum reglamentario y se dio inicio a la reunión. Se entregó el Acta Nro.50 y se pidió a todas las empresas llevar los comentarios de ésta y de la Nro.49 a la próxima reunión del Consejo.

1. PRESENTACIÓN DE EEB-TRANSPORTADOR SOBRE EL EVENTO EN EL CIRCUITO GUAVIO-CIRCO

EEB presentó un video mostrando las condiciones del terreno donde se encuentran las torres que tuvieron problema, resaltando que las condiciones climáticas y geográficas son críticas.

Consultoría Colombiana presentó los criterios que se tuvieron en cuenta para el diseño de la línea y en especial los de selección de la ruta, resaltando los aspectos geológicos y mostrando que la que se seleccionó era la mas estable y que para el paso del río no había sino una opción. Adicionalmente, mostró las estadísticas de precipitaciones en la región explicando que para la época del deslizamiento se habían presentado altas precipitaciones y por un tiempo considerablemente largo, concluyendo finalmente que el evento se podía catalogar como un deslizamiento súbito no predecible.

Se comentó que desde el día 11 de Julio de 1997 entraron las torres de emergencia eliminando la restricción. Se estima que el diseño de la solución definitiva este listo en 45 días y después de 3 meses se espera comenzar la construcción.

Comentarios

CHIVOR: cuestiona acerca de la definición de fuerza mayor y opina que algún ente externo debería ser el encargado de definirla.

EPSA: plantea la posibilidad de tener unos peritos o consultores que siempre definan estos casos.

CHB: manifiesta que en el Código Civil está definido claramente lo que es fuerza mayor y los elementos que se tienen que presentar para ello. Según la presentación de EEB, se observa que si bien el evento fue considerable, no parece un evento tan fuerte como para

que no fuera previsible ya que las estadísticas muestran que han habido lluvias más fuertes que las presentadas en la época del deslizamiento.

El Administrador del SIC informó que se consultó un experto en responsabilidad civil, quien sugirió que se creara un grupo con aceptación de todos los agentes, para declarar la fuerza mayor, y de esta forma evitar que sean jueces quienes entren a manejar estos procesos lo que se hace muy lento y complejo. Adicionalmente, considera que es preferible que antes de que ocurran demandas se busque un mecanismo de solución del conflicto aceptado por todos los agentes.

EEB: solicita que ISA calcule el sobrecosto operativo correspondiente al evento en el circuito Guavio-Circo.

ISA se compromete a realizar este cálculo, independiente de si este evento se considera fuerza mayor.

EADE: considera que llevar estos casos a un tribunal de arbitramento es un proceso demasiado lento. Piensa que lo importante es que se defina un procedimiento general que permita definir cuales eventos son fuerza mayor y a quien debe asignársele los costos, ya que no es razonable que algunos agentes tengan que participar en sobrecostos que están fuera de su actividad.

CHB: apoya a EADE y sugiere que EEB haga alguna propuesta para solucionar lo que ya pasó.

ISAGEN: considera que para este caso es válida la propuesta de CHB, pero considera que en adelante de la misma manera como el generador asume sus riesgos, el transportador debe asumir los suyos y debe incluirlos en los Cargos por Uso.

CORELCA: cuestiona el hecho de que las líneas estén aseguradas por lucro cesante. Esta de acuerdo con ISAGEN en que el transportador debe asumir los riesgos inherentes a su actividad y esta señal debe dársele a la CREG. Adicionalmente, manifiesta que es posible crear un reglamento muy general pero cada caso es muy específico.

El Administrador del SIC aclara que lucro cesante es lo que se deja de cobrar por la ocurrencia de un evento, pero en este caso es diferente porque es un pago por no prestar el servicio.

CHEC: frente a la propuesta de que sea el transportador quien asume los riesgos en casos de fuerza mayor, recuerda que el Código de Comercio exonera a todo transportador por fuerza mayor, siendo responsabilidad del dueño de la mercancía asumir las consecuencias de un evento de tal naturaleza.

EMCALI: esta de acuerdo con el planteamiento de ISAGEN de que cada negocio debe asumir sus propios riesgos. Con relación al reglamento, opina que lo que se debe definir son los criterios generales y cada caso particular es analizable independientemente.

EEB: considera que debe pedírsele a la CREG que dentro de la revisión que esta realizando de la Metodología de Cargos por Uso, incluya el tema de las restricciones.

ISA: manifiesta que este es el primer caso donde se está analizando fuerza mayor como tal, sin embargo hay que tener en cuenta que en muchas situaciones se tienen los elementos para actuar y garantizar el servicio que se esta ofreciendo. Por esta razón, considera que es necesario tener un reglamento donde se definan algunos pocos eventos que realmente constituyen fuerza mayor. Así mismo, es importante definir claramente las responsabilidades de quien presta el servicio de transporte. Adicionalmente, considera que siempre que se quiera justificar un evento como fuerza mayor, debe demostrarse y presentar la respectiva documentación.

CHB: opina que hay eventos de poca duda que sean de fuerza mayor, pero en el caso de EEB no existe esta claridad. Considera que es necesario enviarle una comunicación a la CREG solicitándole emitir rápidamente la Resolución de Restricciones y recomendarle suspender el pago a los transportadores en este tipo de situaciones.

Finalmente, el CNO acuerda enviarle una carta a la CREG solicitándole que agilice la Resolución de restricciones y que plantee alguna alternativa para ver quien define fuerza mayor. Adicionalmente, EEB se compromete a realizar una propuesta de como debe hacerse la redistribución de costos, indicando lo que estaría dispuesto a asumir en el caso del evento del circuito Guavio-Circo.

2. REGULACIÓN DE FRECUENCIA

ISA presentó los acuerdos y conclusiones del grupo que analizó la propuesta de Regulación de Frecuencia.

Comentarios

EPM: manifiesta que desde Febrero se le entregó a la CREG un anteproyecto de resolución donde básicamente se estaba creando un mercado de regulación y se le solicitó que lo pusiera a funcionar lo antes posible. De la misma forma, se le está diciendo hace mucho tiempo que se necesita mejorar en el tema de restricciones. Por esta razón, considera que la comunicación a la CREG no debe incluir solamente la propuesta de regulación, sino que debe recordársele todos los compromisos que tiene pendientes y los sobrecostos que esta falta de definición le están ocasionando a todos los agentes.

CHIVOR: aclara que se opone a la propuesta porque el objetivo inicial de la misma, era reducir los costos de operación y este trabajo está yendo más lejos y se corre el riesgo de equivocarse y puede ser que la CREG llegue a tomarlo como definitivo. Adicionalmente, considera que se están corriendo riesgos porque, aunque se está profundizando en unos aspectos, otros como las restricciones no se están teniendo en cuenta.

EEB: informa que el 17 de Marzo los agentes se reunieron con la CREG para hablar del tema de las restricciones y del AGC y se les recordó las comunicaciones que se habían enviado sobre el tema, particularmente sobre la regulación de frecuencia, pero pudo percibirse que la CREG no las habían tenido en cuenta y respondieron que estaban incluidas en el estudio del consultor SYNEX. Posteriormente se habló con SYNEX quienes manifestaron que esto no estaba en su contrato. Por esta razón, debe hacérsele caer en cuenta a la CREG su demora en emitir resoluciones y los efectos perjudiciales que esto trae al Sistema.

EPSA: opina que debe decirse claramente a la CREG que se está perdiendo muchísimo dinero por la demora en la emisión de resoluciones.

Se acuerda enviar una carta a la CREG con la propuesta presentada por el Grupo, aclarándole que ésta es transitoria y que debe entrar a operar lo antes posible.

Adicionalmente, se acuerda invitar a la CREG a la próxima reunión del Consejo para que presente el avance de los temas que están estudiando.

3. SEMINARIO DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA

La presidenta del Consejo presentó el temario propuesto para el Seminario del Mercado Mayorista, sobre el cual se hicieron los siguientes comentarios:

- Modificar el orden de los temas, cambiando la programación del primer día para el segundo y viceversa.
- Las ponencias deberán ser de 20 minutos con el fin de que pueda dejarse un tiempo libre para discusión.
- Incluir en el temario al Ministerio de Hacienda.
- Cobrar \$350.000 a cada participante del Seminario incluyendo los miembros del CNO, sin embargo debe buscarse financiación y en caso de sobrar dinero después de realizarse el evento, éste se dejara como un fondo del Consejo.
- Se realizará el 11 y 12 de Septiembre en Cartagena.

4. INFORME DEL COMITÉ DE OPERACIÓN

ISA presentó el documento "Pruebas de Disponibilidad de Plantas Térmicas y de la Operación del Sistema de Transporte de Gas", ISA-UENCND 97-211, en el cual se presenta el protocolo de prueba propuesto por el Comité de Operación para evaluar el comportamiento de las plantas de generación térmica y el funcionamiento de los sistemas de transporte de gas. Adicionalmente, se presentó el documento "Evaluación de Costos de la Prueba del Gasoducto de la Costa Atlántica", ISA-UENCND 97-220. El comité de Operación presentó dos alternativas para el pago de la prueba:

- Las pruebas deben ser pagadas por los generadores y los comercializadores
- Los costos de éstas deben ser asumidos por el Ministerio y los comercializadores

En este punto se leyó la comunicación VCG#144 de Ecopetrol, en la cual se presentan las necesidades y disponibilidad de gas actual, las limitaciones detectadas en los sistemas de transporte de gas en las diferentes áreas del país, la disponibilidad de combustibles alternos y las fechas de entrada de los proyectos que aumentarán la capacidad de transporte de gas.

Comentarios

CHB: manifiesta que debe tenerse claro que fue el Ministerio quien solicitó al CNO que realizara la prueba para protegerse política o socialmente y por tanto debe informársele cual es el costo de la misma.

CORELCA: está de acuerdo con que se realice la prueba de disponibilidad que está estipulada en el código, pero es necesario solicitarle a la CREG definir la mejor forma de hacer estas pruebas.

PROELECTRICA: manifiesta que no ve un objetivo claro en la realización de la prueba y en caso de realizarse debe ser muy confiable.

ISA: aclara que en este momento hay dos pruebas diferentes, una de 37 horas para probar en forma sistémica el funcionamiento del parque térmico como conjunto incluyendo la disponibilidad y transporte de gas y la otra que es la definida en la Resolución 025 que es la prueba de la disponibilidad declarada en una determinada hora

CHB: está de acuerdo en hacer la prueba y solicitar a la CREG un concepto de como distribuir el costo.

EADE: está de acuerdo en hacer la prueba y que los costos se distribuyan entre los agentes

CHIVOR: opina que no tiene sentido dudar de lo que reportan los agentes. Adicionalmente, plantea que debe dejarse claro que se persigue con esta prueba.

EPSA: manifiesta que la prueba debe hacerse y dado que los costos son tan bajos, pueden ser asumidos por el Sector Eléctrico.

EPM: plantea que es muy importante realizar esta prueba ya que es el único mecanismo para chequear la disponibilidad real del gas y la capacidad de transporte. Al igual que EPSA manifiesta que los costos deben ser cubiertos por el Sector Eléctrico.

ISAGEN: está de acuerdo con la prueba pero le preocupa el mecanismo para probar el sistema, ya que deben existir otras formas de conocer los problemas. Igualmente piensa que los costos deben ser asumidos por el sistema.

ESSA: está de acuerdo en realizar la prueba y que los costos sean divididos entre los agentes.

CHEC: está de acuerdo en realizar la prueba y si ésta es exitosa que la pague el Sector Eléctrico y si no lo es que la pague el Sector Gas.

PROELECTRICA: esta de acuerdo con la prueba de gas, pero no con la de disponibilidad. Opina que los costos debe asumirlos el transportador de gas.

CORELCA: esta de acuerdo con PROELECTRICA.

EEB: propone dividir los costos entre el Sector Eléctrico y el Sector Gas incluyendo productores y transportadores.

El CNO acuerda que la presidenta del Consejo hable con el Señor Ministro de Minas y Energía para definir quien pagará la prueba.

Adicionalmente, se presentó el documento "Experiencias de las Empresas sobre el efecto de las variaciones de tensión sobre la demanda", ISA-UENCND 97-226 y se concluyó que no

debe hacerse esta prueba ya que con la información estadística que disponen las empresas se puede determinar su efecto, sin necesidad de realizarla dado los perjuicios que se puedan ocasionar a los usuarios. Se acordó enviarle una carta al Señor Ministro de Minas y Energía explicándole la prueba y otra a la CREG solicitándole que en caso de implantarse esta prueba, sea incluida en el Estatuto de Racionamiento.

ISA presentó el borrador del Proyecto de Resolución para precisar el alcance de la cobertura de los Centros de Control, preparado por el Comité de Centros de Control para ser aprobado por el Consejo Nacional de Operación.

5. SEGUIMIENTO DE PARÁMETROS DEL SIN

ISA entregó el documento "Situación Actual - Semana del 07 al 13 de julio de 1997" ISA-UENCND 97-204. Además, presentó el seguimiento de los parámetros del SIN hasta julio 28, destacando que los valores acumulados de los aportes hídricos, del embalse y de la disponibilidad de las plantas térmicas viejas están por encima de los valores esperados para julio 31. De otro lado, se mostró que tanto la generación térmica como la hidráulica están por debajo de lo esperado respondiendo al hecho de que la demanda también ha sido inferior. Estos valores se muestran en la siguiente tabla:

SEGUIMIENTO DE PARAMETROS DEL SIN

VARIABLE SEGUIMIENTO	JULIO DE 1997			Estado 
	Punto Referencia JUNIO 30	ACUMULADO REAL A JULIO 28	ESPERADO A JULIO 31 (1)	
APORTES HÍDRICOS (GWh) (% de media)	3317.30 73.00	4608.80 108.50	3376.20 78.00	
EMBALSE (GWh) (%) Tasa de embalse/día (GWh) (2)	9098.90 63.70 -	10379.27 72.68 45.73	10253.00 71.80 38.47	
MIN OPERATIVO SUPERIOR (GWh) %	4811.10 33.70	6589.14 46.14	5723.90 40.07	
DISPONIBILIDAD TÉRMICA(3) PLANTAS VIEJAS(MW) %	962.00 63.75	1046.00 69.32	861.00 57.06	
DISPONIBILIDAD TÉRMICA(3) PLANTAS NUEVAS (MW) %	738.00 81.37	643.00 70.89	698.00 76.96	
DEMANDA (GWh) Promedio día (GWh/día)	3508.20 116.90	3363.51 120.13	3735.50 120.50	
GENERACIÓN HIDRÁULICA (GWh) Promedio día (GWh/día)	2671.00 89.00	2434.81 86.96	2507.90 80.90	
GENERACIÓN TÉRMICA (GWh) Promedio día (GWh/día)	819.10 27.30	912.67 32.60	1227.60 39.60	

(1) : Valores tomados del MPODE junio 30 de 1997 para un horizonte de 30 de junio de 1997 a 27 de junio de 1999.

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

(3) : Plantas viejas antes de 01/01/93(1509 MW), Plantas nuevas despues de 01/01/93 (907MW)

Indicador Combinado del Embalse y Generación Térmica :	
$(E_r - E_e) + (G_r - G_e) =$	0.25 GWh

Así mismo, informó que en el momento se encuentra analizando las principales variables del planeamiento indicativo con el fin de determinar de mejor forma los riesgos que se tienen para la atención de la demanda con la presencia del fenómeno de El Niño. Con respecto a la hidrología explicó que los escenarios utilizados hasta el momento tienen las siguientes características: El Niño promedio conserva las medias mensuales y la correlación espacial a nivel mensual de los últimos 5 años e ignora la correlación temporal; El Niño crítico refleja los valores extremos de los años y la correlación espacial a nivel mensual, e ignora la correlación temporal. El escenario del 95% PSS no conserva ni la correlación espacial ni la temporal ya que para todos los ríos y todos los meses considera la ocurrencia simultánea de caudales del 95% PSS a nivel mensual. Dadas las debilidades de los anteriores escenarios, se están investigando con el modelo GESS, escenarios adicionales que conserven las estadísticas de las series históricas y además estén correlacionados con el clima. Para la utilización del GESS se contrató la asesoría de Gerson Kelman.

Con relación a la disponibilidad se está haciendo un análisis planta por planta basado en los resultados de la auditoría de plantas térmicas.

De otro lado, ISA manifestó que dada la incertidumbre de la duración y el impacto sobre los caudales del fenómeno de El Niño se considera que es mejor ser conservativos tal como ha venido haciendo el CNO con los análisis energéticos y a medida que aumente el conocimiento del mismo se pueden ir variando los supuestos.

6. INFORME DEL GRUPO DE TRABAJO DE MÍNIMOS OPERATIVOS

Se presentó el resumen de las reuniones realizadas entre algunas de las empresas miembros del CNO, ISA y la CREG para analizar la Resolución 100/97 acerca de los mínimos operativos. El resumen se encuentra anexo a esta acta.

Se acordó invitar al asesor de la CREG Dr. Jaime Saldarriaga a las reuniones del Subcomité Hidrológico.

La CREG dió plazo para que el CNO presente una propuesta el 15 de Agosto para reevaluar la Resolución 100/97.

Se acuerda realizar una reunión del CNO el 6 de Agosto para analizar el tema de mínimos y los supuestos que le serán propuestos a la CREG, así como el análisis de resoluciones sobre retiro de plantas.

7. VARIOS

- El CNO acordó aplazar el nombramiento del Presidente del Consejo Nacional de Operación para después de la realización del Seminario del Mercado de Energía Mayorista, prolongando el período de la actual presidenta hasta esa fecha.

Resumen de Acuerdos y Compromisos

- El CNO acuerda enviarle una carta a la CREG solicitándole que agilice la Resolución de restricciones y que plantee alguna alternativa para ver quien define fuerza mayor.
- EEB se compromete a realizar una propuesta de como debe hacerse la redistribución de costos, indicando lo que estaría dispuesto a asumir en el caso del evento del circuito Guavio-Circo.
- El CNO acuerda que la presidenta del Consejo hable con el Señor Ministro de Minas y Energía para definir quien pagará la Pruebas de Disponibilidad de Plantas Térmicas y de la Operación del Sistema de Transporte de Gas.
- El CNO acordó enviarle una carta al Señor Ministro de Minas y Energía explicándole la prueba de reducción de demanda por reducción de tensión y otra a la CREG solicitándole que en caso de implantarse esta prueba, sea incluida en el Estatuto de Racionamiento.
- El CNO acordó invitar al asesor de la CREG Dr. Jaime Saldarriaga a las reuniones del Subcomité Hidrológico.
- El CNO acuerda enviar una carta a la CREG con la propuesta presentada por el Grupo de Regulación de Frecuencia, aclarándole que ésta es transitoria y que debe entrar a operar lo antes posible.
- El CNO acuerda invitar a la CREG a la próxima reunión del Consejo para que presente el avance de los temas que están estudiando.
- Se acuerda realizar una reunión del CNO el 6 de Agosto para analizar el tema de mínimos y los supuestos que le serán propuestos a la CREG, así como el análisis de resoluciones sobre retiro de plantas.
- El CNO acordó aplazar el nombramiento del Presidente del Consejo Nacional de Operación para después de la realización del Seminario del Mercado de Energía Mayorista, prolongando el periodo de la actual presidenta hasta esa fecha.

Siendo las 3:00 p.m. se terminó la reunión.



OLGA BEATRIZ CALLEJAS R.
Presidenta

Santafé de Bogotá, Julio 23 de 1997

Doctor
EDUARDO AFANADOR IRIARTE
Director Ejecutivo
Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG
Telefax: (91) 611 53 19
Carrera 11 84-51, Piso 5
Santafé de Bogotá, D. C.

Referencia: Mínimos Operativos y Resolución CREG 100/97

Apreciado doctor Afanador :

A raíz del impacto provocado por la resolución 100 y las numerosas inquietudes debatidas en la última reunión del Consejo Nacional de Operación sobre el tema del asunto, se conformó un grupo de trabajo a fin de analizar el tema con profundidad y en todas sus dimensiones, exponiendo ante la CREG sus conclusiones. Se han realizado ya dos reuniones, en las cuales han participado las siguientes empresas: CHB, CHEC, Chivor S.A., EADE, EEB, EE.PP.MM., EPSA e ISAGEN. ISA ha asistido como soporte técnico y la UPME como observador.

A continuación se exponen las conclusiones de esta discusión, a fin de que la Comisión las utilice como base en sus análisis y futuras decisiones.

- Se considera que la política de mínimos operativos pertenece a un sistema centralizado donde existe un único propietario que pueda asumir las ineficiencias y los costos que se generan con esta situación.
- La nueva legislación que rige el mercado mayorista se caracteriza por la libertad que tienen los agentes para desarrollar sus funciones en un contexto de libre competencia y en consecuencia éstos deben gozar de la libertad para administrar sus recursos maximizando sus beneficios según su propia percepción y cálculo de sus posibilidades, bajo las restricciones técnicas del sistema (Ver artículos 7 y 31 de la Ley 143/94). Los mínimos operativos van en contravía de estos principios convirtiéndose en una confiscación parcial de los recursos de los generadores hidráulicos y por lo tanto, en una intervención directa sobre el mercado. Estos mínimos obligan a los dueños de los embalses a comprar energía, incurriendo en el costo de mantener la reserva y dejando de lado la percepción del costo de oportunidad del generador.
- Es misión de la CREG promover y preservar la libre competencia creando condiciones para asegurar una oferta energética eficiente. Para ello debe reglamentar y dar señales adecuadas a los agentes del mercado.

- Es innegable que los mínimos operativos se constituyen en un soporte para la confiabilidad del sistema, pero su imposición externa, al restringir la posibilidad de un agente de obtener beneficios de acuerdo con su propia percepción y cálculo, debe estar acompañada de un reconocimiento económico. La CREG debe establecer los mecanismos para este reconocimiento.

Con relación a los supuestos que fija la resolución CREG 100 del 3 de julio de 1997, tenemos los siguientes comentarios:

1. Hidrología:

La hidrología crítica del 95% PSS se considera demasiado severa, más aún si se supone que todas las regiones tendrán un comportamiento crítico simultáneo durante un período de un año. Es importante resaltar que esta hidrología no tiene ningún antecedente en una historia de una longitud considerable (45 años). La hidrología del 95% PSS, que corresponde al 55% de la media, es mucho más severa que la presentada en las peores sequías históricas del país: 73% de la media en 1958 (dato calculado con algunas series reconstruidas) y 63% en 1992 (según la información operativa de 1992)

2. Disponibilidad Térmica:

Los supuestos para la disponibilidad térmica son muy extremos. Aunque se puede argumentar que consulta realidades históricas, se deben tener en cuenta algunas consideraciones.

En el caso de los dos últimos años, la sobreoferta que ha existido para la cobertura de la demanda por los altos aportes hidrológicos ha hecho que el parque térmico haya tenido generaciones muy bajas, permitiendo a sus dueños la programación de múltiples mantenimientos preventivos. Por esta razón, los datos históricos deben ser analizados con el fin de evaluar los motivos que han originado los índices actuales de disponibilidad del parque térmico. Además, los equipos nuevos deben operar satisfactoriamente, a menos que se tengan problemas de suministro de combustible. Nos preocupa que el suministro de gas agregue una incertidumbre adicional para el cubrimiento de la demanda.

En virtud de lo anteriormente expuesto proponemos:

- Hacer una revisión urgente a la Resolución 100, que permita plantear un nuevo escenario factible y económicamente racional.
- Es necesario respetar las características en el comportamiento hidrológico regional y la complementariedad que históricamente ha tenido. Se propone modelar como hidrología crítica, un fenómeno El Niño severo que consulte realidades históricas y diferencias regionales, definido con la asesoría del Subcomité Hidrológico.
- Mantener los supuestos usados hasta ahora en el planeamiento indicativo para modelar la disponibilidad térmica, los cuales pueden ser logrados con un estricto seguimiento tanto de la disponibilidad como de la respuesta del sector gas. Actualmente, todo el sector está comprometido con este seguimiento. Debe reevaluarse el caso particular de Tasajero y considerar su entrada en operación en las fechas previstas por sus propietarios.

- Se requiere precisar el alcance de la facultad del CND para variar los supuestos definidos en la resolución mencionada, de acuerdo con el comportamiento del sistema. La revaluación periódica de estos niveles mínimos operativos debería conducir a su disminución, en la medida en que aumente el parque térmico instalado en el país. La metodología que se sugiera debería apuntar a este comportamiento.
- Establecer los mecanismos de retribución para cubrir el costo de la confiabilidad adicional aportada por los mínimos operativos de los embalses.

Es importante señalar que la incertidumbre en los mínimos desvirtúa todas las señales del MEM e invalida todos los supuestos que utilizan los agentes al determinar su política de contratación. A la fecha no se están firmando contratos en meses críticos y es totalmente predecible la repetición de la dramática situación ocurrida en el mercado en noviembre y diciembre de 1995. Esto conducirá a innumerables demandas y procesos legales que solo conseguirán afectar la imagen de los participantes en este importante sector.

Cordialmente,

OLGA BEATRIZ CALLEJAS R.
Empresa de Energía de Bogotá S.A.

RAFAEL PEREZ C.
Empresas Públicas de Medellín

CLAUDIO IGLESIS G.
Central Hidroeléctrica de Betania S.A.

RAUL ETCHEVERRY
Central Hidroeléctrica de Chivor S.A.

ALBERTO OLARTE A
Isagen

Empresa de Energía del Pacífico S.A.

GUSTAVO SANCHEZ M
EADE