

# CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

## ACTA DE LA REUNIÓN No. 60

### DEFINITIVA

Fecha : Noviembre 12 de 1997  
Lugar : ISA - Santafé de Bogotá

#### ASISTENTES PRINCIPALES :

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

Roberto Fagan  
Raúl Etcheverry M.  
Andrés Yabrudy Lozano  
John Jairo Hincapié  
Fabio Quitian  
Rafael Pérez Cardona  
Bernardo Naranjo Ossa  
Hernán Uribe N.  
Javier Gutiérrez P.  
Pablo Hernán Corredor A.  
Alberto Olarte Aguirre  
William Murra B.  
Germán Corredor A.

#### INVITADOS :

CHIVOR S.A. E.S.P.  
CORELCA  
EEB-EMGESA  
ESSA  
ISA

Ernesto Borda  
Carlos Franco  
Luis Fredes  
Hernando González M.  
Hernando Díaz

**TEMARIO:**

1. Lectura Actas 55,56,57,58 y 59
2. Análisis situación energética
3. Informe del SIC
4. Informe de comités
5. Varios

**DESARROLLO DE LA REUNIÓN**

Se verificó el cumplimiento del quórum reglamentario y se dió inicio a la reunión.

**1. LECTURAS ACTAS 55,56,57,58 Y 59**

Se acordó no leer las actas y dar 7 días de plazo para que las empresas enviaran sus comentarios por escrito, los cuales se deben leer en la próxima reunión.

**2. ANÁLISIS SITUACION ENERGETICA**

ISA presentó el análisis de la Situación Energética y Eléctrica (Documento ISACND-UEN-355), mostrando inicialmente los principales riesgos para atender la demanda en forma confiable:

- No garantizar la puesta en operación de la línea Betania - Mirolindo y la entrada de Termovalle en Diciembre/97, compromete la atención de la demanda en el suroccidente colombiano
- Hidrología por debajo del 40 % de la media histórica entre octubre y diciembre de 1997
- Generación térmica menor a 53 GWh en noviembre y 60 GWh en diciembre de 1997
- No poner en operación la compresión del gasoducto Ballenas - Barranca el primero de diciembre de 1997
- No definir por parte de la CREG la tarifa de transporte del gasoducto Opón-Centro antes del 15 de noviembre
- No aumentar la capacidad de generación del SIN en por lo menos 300 MW adicionales en diciembre/97
- Atraso de los proyectos respecto a las fechas programadas
- No realizar sustitución de combustibles en la Costa Atlántica (66 MPCD) y en Barrancabermeja (65 MPCD).
- No aumentar la capacidad de transporte del gasoducto Guajira-Cartagena de 390 a 420 MPCD antes de marzo/98
- Que se sigan presentando ataques dinamiteros a la infraestructura del Sistema Interconectado Nacional.

De los anteriores riesgos se resaltó el de no definir por parte de la CREG la tarifa de transporte del gasoducto Opón-Centro antes del 15 de noviembre. El CNO acordó que el Presidente enviara una carta a la CREG, solicitándole agilizar la expedición de esta tarifa para evitar atraso de los proyectos de generación cuyas pruebas están programadas en noviembre para lograr su puesta en operación comercial a partir de diciembre de 1997.

Adicionalmente, ISA mostró la variación del índice multivariado ENSO el que descendió de 2.88 a 2.28, con respecto a lo cual informó que Klaus Wolter de la NOAA declaró que parte del descenso que se ha registrado en los últimos días, pudo haber sido artificial debido a un cambio anómalo de la convección tropical en dirección Este, donde el campo de nubosidad que se utiliza para el índice no esta siendo muestreado satisfactoriamente. Sin embargo, así sea una reducción de -0.4 (probablemente mas realista) en lugar de -0.6, significa que ya se pudo haber visto el pico de este evento en julio/agosto. Lo anterior aunque muestra perspectivas menos pesimistas con respecto a la evolución de El Niño, no permite predecir con certeza su desarrollo en los próximos meses y menos la magnitud de su impacto en el clima. Lo que se puede asegurar es que el próximo verano va a ser bastante seco.

En cuanto al seguimiento de los parámetros del SIN hasta noviembre 10 de 1997, se observan unos aportes hídricos del 54.4% de la media histórica, superiores a lo esperado por el planeamiento indicativo, inclusive para el caso de hidrología optimista, lo que ha llevado a menores desembalsamientos que lo esperado. De otro lado, resaltó 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. De lo que si se llama la atención es de las bajas importaciones desde Venezuela, para lo cual ISA recomienda que para lograr una mayor eficiencia operativa en las importaciones es mas conveniente operar la interconexión en forma radial. Los valores de los parámetros de seguimiento se encuentran en la tabla de la página 4.

Así mismo, se presentó el seguimiento a la recuperación de las torres derribadas por la guerrilla, a la puesta en servicio de los proyectos de generación programados para diciembre de 1997, a la sustitución de gas en la Costa Atlántica, al plan de expansión de transporte de gas y electricidad, el ahorro en la demanda, a la energía no generada por las plantas térmicas a gas y el cumplimiento de la generación térmica. De este seguimiento se destacó el atraso en las pruebas de Termo Valle, la baja sustitución en la Costa debido principalmente a la indisponibilidad de las líneas a 500 kV y el no cumplimiento de la meta de generación térmica de 53 GWh/día.

## SEGUIMIENTO DE PARÁMETROS DEL SIN

| VARIABLE                              | NOVIEMBRE DE 1997              |                                  |                                |                                |        |
|---------------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------|
|                                       | ACUMULADO REAL<br>A OCTUBRE 31 | ACUMULADO REAL<br>A NOVIEMBRE 10 | ESPERADO<br>A NOVIEMBRE 30 (1) | ESPERADO<br>A NOVIEMBRE 30 (2) | Estado |
| SEGUIMIENTO                           |                                |                                  |                                |                                |        |
| APORTES HÍDRICOS<br>(GWh)             | 1,686.09                       | 674.00                           | 1,456.00                       | 1,877.00                       |        |
| (% de media)                          | 43.19                          | 54.40                            | 38.28                          | 49.34                          |        |
| EMBALSE<br>(GWh)                      | 9,464.20                       | 9,416.42                         | 8,710.30                       | 9,121.20                       |        |
| (%)                                   | 66.27                          | 65.94                            | 60.99                          | 63.87                          |        |
| Tasa de embalse/día (GWh)             | -16.93                         | -4.78                            | -25.13                         | -11.43                         |        |
| DISPONIBILIDAD<br>TÉRMICA (MW)        | 1,018.00                       | 1,092.00                         | 1,007.00                       | 1,007.00                       |        |
| %                                     | 60.81                          | 65.23                            | 60.16                          | 60.16                          |        |
| DISPONIBILIDAD<br>PLANTAS NUEVAS (MW) | 1,042.00                       | 1,021.00                         | 980.30                         | 980.30                         |        |
| %                                     | 86.26                          | 84.73                            | 81.35                          | 81.35                          |        |
| DEMANDA<br>(GWh)                      | 3,836.63                       | 1,206.14                         | 3,664.00                       | 3,664.00                       |        |
| Promedio día (GWh/día)                | 123.76                         | 120.61                           | 122.13                         | 122.13                         |        |
| GENERACIÓN HIDRÁULICA<br>(GWh)        | 2,276.78                       | 730.84                           | 2,209.90                       | 2,220.00                       |        |
| Promedio día (GWh/día)                | 73.44                          | 73.08                            | 73.66                          | 74.00                          |        |
| GENERACIÓN TÉRMICA<br>(GWh)           | 1,522.58                       | 470.49                           | 1,374.00                       | 1,374.00                       |        |
| Promedio día (GWh/día)                | 49.12                          | 47.05                            | 45.80                          | 45.80                          |        |
| IMPORTACIONES<br>(GWh)                | 26.89                          | 2.64                             | 60.00                          | 60.00                          |        |
| Promedio día (GWh/día)                | 0.87                           | 0.29                             | 2.00                           | 2.00                           |        |
| VERTIMIENTOS<br>(GWh)                 | 3.93                           | 3.20                             | 0.00                           | 0.00                           |        |
| Promedio día (GWh/día)                | 0.13                           | 0.32                             | 0.00                           | 0.00                           |        |

(1) : Valores tomados del MPODE de la corrida de noviembre 1 de 1997 para un horizonte de 24 meses. Caso hidrología

(2) : Valores tomados del MPODE de la corrida de noviembre 1 de 1997 para un horizonte de 24 meses. Caso hidrología

(3) : Tasa a la cual se debe embalsar para cumplir la

(4) : Plantas viejas antes de 01/01/93(1674 MW), Plantas nuevas despues de 01/01/93

Indicador Combinado del Embalse y Generación Térmica :  
 $(Er - Ee) + (Gr - Ge) = 21.60$

Alerta roja Alerta amarilla Alerta

Para los análisis energéticos se escogieron tres escenarios:

- El 40% de la media que considera unas hidrologías para los períodos oct/97-dic/97 del 38.5% de la media, para ene/98-abr/98 del 40.4% de la media, para may/98-dic/98 del 50.3% de la media y para ene/99-oct/99 del 87.5% de la media.
- El 50% de la media que considera unas hidrologías para los períodos oct/97-dic/97 del 47.4% de la media, para ene/98-abr/98 del 35.3% de la media, para may/98-dic/98 del 69.9% de la media y para ene/99-oct/99 del 62.7% de la media.
- Una mezcla que considera unas hidrologías para los períodos oct/97-dic/97 del 35.1% de la media, para ene/98-abr/98 del 36.2% de la media, para may/98-dic/98 del 49.4% de la media y para ene/99-oct/99 del 46.5% de la media.

Para el primer escenario se observan déficits menores al 1% entre marzo y junio de 1998 y superiores al 1% a partir de julio, no superando el 3% sino en dos semanas correspondientes a la última de julio y a la última de agosto. Así mismo, se observa que el embalse agregado llega a niveles cercanos al mínimo operativo inferior hacia octubre de 1998.

En el segundo escenario los déficits son menores al 1% durante todo el horizonte de análisis (2 años).

El tercer escenario que es el más crítico presenta déficits menores al 1% entre marzo y junio y superiores al 1% a partir de julio, superando el 3% en cuatro semanas. Se observa, también, que el embalse agregado llega a niveles cercanos al mínimo operativo inferior hacia octubre de 1998.

Los estudios de largo plazo con el modelo de aproximaciones sucesivas muestra para noviembre de 1997 una probabilidad de déficit entre el 66% y 100%, con un magnitud promedio entre el 2.7% y 3.8% de la demanda, y para el verano 1998/1999 la probabilidad oscila entre 60% y 100% con una magnitud promedio entre 2.7% y 4.9% de la demanda. Los resultados más pesimistas de este modelo indican que en las 100 series hidrológicas se encuentran condiciones mucho más críticas que los tres escenarios analizados con el MPODE.

ISA finalmente presentó las siguientes recomendaciones:

- 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.
- Garantizar por parte de ECOGAS la entrada del compresor Ballenas-Barranca el 1 de diciembre de 1997, que aumenta el transporte desde Ballena hacia el interior del país de 108 MPCDE a 144 MPCDE.
- Garantizar los 66 MPCD de sustitución en Guajira 1, Barranquillas 3 y 4, y Cartagenas 2 y 3.
- Optimizar el uso del gas de la siguiente manera:
  1. Generación mínima de seguridad
  2. Maximizar sustituciones
  3. Despachar las plantas con contratos de gas
  4. Distribuir los excedentes a las plantas que no tienen contratos, en orden de eficiencia
- Garantizar por parte de PROMIGAS el aumento de la capacidad de transporte en la Costa Atlántica, de 390 a 420 MPCD, antes de marzo/98.
- ECOPETROL debe garantizar la sustitución de combustible en la refinería de Barrancabermeja y Cartagena.
- Intensificar las campañas de ahorro de energía dirigidas al sector industrial, residencial, oficial y comercial, por parte del Ministerio de Minas y Energía.
- Cumplir con las metas de generación térmica e importaciones mínimas de 53 GWh para noviembre, 60 GWh para diciembre, 65 GWh para enero y febrero y 70 GWh para marzo.
- Diseñar un esquema de manejo de carga por tensión.
- Fijar como meta de importación de Venezuela a 1.5 GWh/día a partir de noviembre.
- Continuar con el seguimiento por el CNO y los propietarios de las plantas térmicas, a la disponibilidad térmica, suministro de combustibles y evolución del embalse agregado para garantizar la atención de la demanda en el próximo verano. La disponibilidad promedio debe ser superior para plantas viejas al 65%, para las nuevas a carbón superior al 80% y del 85% para las de gas, para soportar una condición de hidrología similar a la del 91-92 en el período 97-98.
- garantizar por parte de EPSA la entrada de Termovalle en diciembre/97 para evitar problemas en la atención de la demanda de potencia en horas pico.

- Garantizar por parte de los propietarios de las nuevas plantas generadoras entrar en las fechas programadas o de ser factible, antes, especialmente T-Merrieléctrica ( 13 de dic/97), Sierra 1 (15 de dic/97) y Sierra 2 ( 15 de enero de 1998).
- Aumentar por parte de ECOGAS la compresión del tramo Ballenas-Barrancabermeja por encima de 148 MPD antes de marzo/98 para tener gas disponible para Termo-Opon.
- Las empresas transportadoras deben contar con torres de emergencia y planes de contingencia que permitan la rápida reposición de las torres
- Definir por parte de CORELCA y Termoflores el contrato de conexión, para evitar atrasos en la entrada de Flores III
- Garantizar por parte de ISA el transformador adicional de Sabanalarga para febrero de 1998, garantizar la entrada de la línea Betania-Mirolindo para diciembre/97 y Fundación Sabanalarga para mayo de 1998.
- Garantizar por parte de ISA la entrada de las subestaciones Purnio y Sierra antes del 15 de diciembre de 1997.

### Comentarios

CORELCA: manifiesta que el seguimiento al ahorro de demanda no debería hacerse diario, porque dada su volatilidad puede dar señales equivocadas que desestimen el ahorro. Propone que se analice que este seguimiento se haga semanal para suavizar la variabilidad del indicador.

CHEC: plantea que el crecimiento de la demanda es normalmente acorde con el crecimiento de la economía, la cual ha mostrado en los últimos meses signos de reactivación.

UPME: indica que el crecimiento supuesto para 1998 del 4.3% esta de acuerdo con las expectativas de crecimiento de la economía.

PROELECTRICA: pregunta que políticas se van a fijar con respecto a los alumbrados navideños.

UPME: informa que la política del gobierno es promover el ahorro y no prohibir los alumbrados, pero aclara que se exhorta a las empresas para que éstos se hagan en forma eficiente y le den señales a la ciudadanía de la necesidad de usar eficientemente la energía.

ISA: enfatiza que la acción mas importante para minimizar los riesgos de un racionamiento es el control y seguimiento de la generación térmica, para lo cual es importante que los propietarios de estas plantas adquieran el compromiso de cumplir las metas fijadas.

ISAGEN: propone enviarle a la CREG una comunicación manifestando la preocupación del Consejo sobre la no definición de la tarifa de transporte de gas entre Opón y Centro. Todos los miembros estuvieron de acuerdo.

ISA: informa que Tasajero no dispone de las protecciones adecuadas, comprometiendo la seguridad del SIN y de la propia planta. El CNO acuerda enviarle una carta solicitando adecuar las protecciones al código de red lo mas pronto posible, para lo cual debe enviar un cronograma de su implantación para poder hacer el seguimiento.

CORELCA: informa que van a realizar la prueba física del máximo gas que se puede sustituir en Termo Guajira, sin que se disminuya la capacidad de transporte por el gasoducto.

### 3. INFORME DEL SIC

El ingeniero Carlos Franco, presidente del Subcomité de Vigilancia del SIC, presentó los Términos de Referencia y el Alcance de la auditoría que se realizará al Sistema de Intercambios Comerciales. Así mismo, presentó la evaluación que se realizó a las propuestas presentadas por Price Waterhouse y KPGM Peat Marwick para realizar dicha auditoría en la cual resultó escogida Price Waterhouse.

El CNO estuvo de acuerdo con los resultados presentados y pidió al Subcomite de Vigilancia del SIC continuar adelante con el proceso.

También fueron presentados los resultados de la Auditoría de Medición al Mercado de Energía Mayorista, la cual tenía los siguientes objetivos:

- Recopilar la información técnica
- Diagnosticar el estado del sistema de medida
- Estudiar el procedimiento de envío de información
- Investigar y verificar la precisión de la información reportada al SIC

Las principales conclusiones después de realizada la auditoría son:

- Las empresas grandes se ajustan al código
- Pocas fronteras cumplen con todas las exigencias del código
- El 80% de las precisiones de los transformadores de medida, son mayores a 0.2 en niveles de tensión mayores a 110 kV
- 80% de los puntos cumplen con precisión de contadores, 15% de los cuales son menores a 110 kV
- El 40% de las fronteras cumplen con el código. El 45% no lo hace por no disponer de comunicaciones automáticas
- No existen entidades certificadas por la superintendencia de industria y comercio para patronar medidores
- La transmisión semi-automática se tiene en un 55%

Las principales recomendaciones son:

- Dar trato especial a fronteras de baja tensión cuyas condiciones son particulares
- Establecer mecanismos de control para estar al tanto de los cambios que se presentan en los equipos.
- Actualizar permanentemente base de datos.
- Que el CNO establezca condiciones para obligar a las empresas que no cumplen el Código de Medida para que cambien los equipos.
- Que cada empresa verifique calibración y ajuste de equipos.
- Adoptar mecanismos efectivos para que todas las empresas cumplan con el Código de medida
- Adelantar gestiones ante la Superintendencia de Industria y Comercio para facilitar la autorización de empresas para aferición y certificación de equipos.
- Se debe crear conciencia entre los agentes del Mercado de Energía Mayorista sobre la importancia y los beneficios que reporta el cumplimiento del Código de Medida en todos los niveles de funcionamiento del mercado.

Los compromisos son:

- Informar a las empresas resultado auditoría - toma de acciones correctivas.
- Estudiar casos especiales.
- En el corto plazo - ajuste de equipos.
- Se recomienda que la FEN suministre préstamos especiales - para que las empresas se ajusten al Código de Medida.

El CNO acordó revisar los resultados de aquellas empresas que presentan inconsistencias y adicionalmente verificar que medidas se han implantado. Luego debe informarse a la Superintendencia el estado de las mediciones. Así mismo, ISA solicitará que se le faculte para comprar algunos medidores e instalarlos en aquellas empresas donde la situación es más crítica.

#### 4. INFORME DE COMITÉ DE OPERACION

ISA presentó el siguiente informe:

- Aplicación de la nueva regla del AGC (Resolución CREG 198/97): con el fin de explicar la aplicación de la regla se analizó el siguiente caso:

Dos recursos ofertaron AGC. Uno de ellos intervenido y otro no, pero este último no puede asumir la totalidad de lo requerido. El acuerdo logrado es que se debe obligar a este último a asumir la máxima cantidad posible y el resto asignárselo al recurso intervenido que haya ofertado.

Cuando hay empate entre intervenidos se aplica la regla definida en la Resolución CREG 198/97, es decir, se le asigna el AGC al recurso que tenga la menor inflexibilidad para generar los menores sobrecostos posibles.

El CNO estuvo de acuerdo en esta aplicación

- Interconexión con Venezuela: en el comité se analizó cual debería ser el tratamiento comercial de la energía que se transfirió de Colombia a Venezuela, durante el periodo que se dio la operación aislada de CORELCA interconectada con Venezuela (para regulación de frecuencia) como consecuencia de los atentados a las líneas San Carlos-Cerromatoso. Hubo consenso de que los sobrecostos no los debería asumir ISAGEN. El tema se analizará en detalle en el próximo Comité de Operación con propuestas de las empresas.
- ISA explicó como está aplicando la resolución 058/95 sobre intervención de embalses, basándose en una interpretación literal de la resolución. ISA dadas las observaciones a dicha interpretación por parte de los agentes, la puso a consideración del Comité de Operación y ahora del Consejo. El CNO después de discutir el tema acordó que si bien esta interpretación es factible no corresponde al espíritu de la intervención de embalses, por lo tanto se debe aplicar a partir de la fecha la regla de tal forma que ninguna planta pueda poner su precio de intervención, como puede ocurrir tal como se está aplicando la regla. Así mismo, teniendo en cuenta que ya se operó con esta regla, no se hará retroactivo para ningún efecto este acuerdo. De otro lado, se aclara que si se quiere

utilizar de una forma mas eficiente los recursos se deben estudiar alternativas de intervención para que sean propuestas a la CREG.

El CNO acordó que el CPOE se reúna lo mas pronto posible para que estudie alternativas y mientras esto sucede y la CREG aprueba una nueva regla de intervención, el CND proceda a aplicar la resolución 058 de tal forma que ninguna planta pueda poner su propio precio de intervención. Dentro de las alternativas que estudie el CPOE se debe evaluar aquella en el cual se asigne un precio de intervención único a todas las plantas.

#### 4. VARIOS

- El presidente del Consejo informa que es necesario hacer una modificación a la resolución del Ministerio de Minas y Energía que define la composición del CNO, ya que ahora el mayor comercializador es CODENSA y deberá definirse si será EADE o ENERCALI el otro representante de los comercializadores. El Consejo acuerda que deberá ser el Ministerio quien tome esa decisión.
- ISA presenta a Leopoldo Montañez como candidato para Secretario Técnico del CNO. El CNO acuerda nombrar a Jorge Luis Rodriguez representante de ISAGEN.

#### Resumen de Acuerdos y Compromisos

- El CNO acuerda enviarle a la CREG una comunicación manifestando la preocupación del Consejo sobre la no definición de la tarifa de transporte de gas entre Opón y Centro.
- El CNO acuerda enviarle una carta a Tasajero, solicitandole adecuar las protecciones al código de red lo mas pronto posible, para lo cual debe enviar un cronograma de su implantación para poder hacer el seguimiento.
- El CNO estuvo de acuerdo con los resultados de la auditoría que se realizará al Sistema de Intercambios Comerciales y pidió al Subcomite de Vigilancia del SIC continuar adelante con el proceso.
- Después de presentados los resultados de la Auditoría de Medición al Mercado de Energía Mayorista, el CNO acordó revisar los resultados de aquellas empresas que presentan inconsistencias y adicionalmente verificar que medidas se han implantado. Luego debe informarse a la Superintendencia el estado de las mediciones. Así mismo, ISA solicitará que se le faculte para comprar algunos medidores e instalarlos en aquellas empresas donde la situación es más crítica.
- El CNO estuvo de acuerdo con la aplicación de la nueva regla del AGC (Resolución CREG 198/97)
- El CNO estuvo de acuerdo que la aplicación por parte del CND de la Resolución 058 de intervención es correcta y corresponde a una interpretación literal de la resolución. Sin embargo, el CNO acordó que el CPOE se reúna lo mas pronto posible para que estudie alternativas de la regla de intervención y mientras esto sucede y la CREG aprueba una nueva regla de intervención, el CND proceda a aplicar la resolución 058 de tal forma que ninguna planta pueda poner su propio precio de intervención.
- El CNO acuerda que deberá ser el Ministerio quien decida que comercializadores hacen parte del Consejo.

- El CNO acuerda nombrar a Jorge Luis Rodriguez representante de ISAGEN, como Secretario Técnico del CNO.

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



FABIO QUITIAN ROMERO  
Presidente Encargado