

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

ACTA DE LA REUNIÓN No. 63

DEFINITIVA

Fecha : Enero 06 de 1998
Lugar : ISA - Santafé de Bogotá

ASISTENTES PRINCIPALES :

CHB
CHEC
CORELCA
EADE
EEB-EMGESA
EEPPM
EPSA
ISA
ISAGEN
PROELECTRICA
UPME

Carlos Gutiérrez
Edilberto Aguirre Orozco
Andrés Yabrudy Lozano
John Jairo Hincapié G.
Luis Fredes
Luis Fernando Ochoa Zuluaga
Jorge Arismendi M.
Luis Carlos Villegas
Alberto Olarte Aguirre
William Murra B.
Arcenio Torres A.

INVITADOS :

CENTRO ORIENTE
CTG-ECOGAS
EBSA
ECOPETROL
EEPPM
ISA
ISA
ISA
MERILECTRICA
PROMIGAS
TERMOFLORES
TERMOSANTANDER
TERMOVALLE
TERMOVALLE
UPME
UPME

Gilberto Monsalve C.
Alvaro Ismael Murcia Cabra
Efrain Acevedo Ortiz
Milton Cañón
Humberto Palacio Naranjo
Aramando Burgos B.
Ana Mercedes Villegas
Hernando Díaz
Federico Echavarría
Carlos Moreno A.
Andrés Cardona Restrepo
Olga Beatriz Callejas R.
Lina María González T.
Wilson Negrete A.
Manuel Gómez
Fabio Sánchez

TEMARIO

Teniendo en cuenta que ISA no había llegado a la reunión por problemas de tráfico aéreo, el temario original fue modificado por el siguiente :

1. Informe de Termo Opón
2. Informe de Termo Merilétrica
3. Informe de Termo Flores III
4. Informe de Termo Valle
5. Informe de Termo Sierra
6. Situación Energética
7. Varios

Notas aclaratorias a la reunión:

El presidente del Consejo Nacional de Operación (CNO) comentó que la presente reunión del CNO es extraordinaria para analizar la situación energética teniendo en cuenta que durante el mes de diciembre no entró ninguno de los proyectos térmicos nuevos que se esperaban para este mes y, teniendo en cuenta además, que la situación hidrológica no ha mejorado con respecto a los últimos meses.

DESARROLLO DEL TEMARIO

1. Informe de Termo Opón

La doctora Olga Betriz Callejas, representante de Termo Santander (Termo Opón) informó que este proyecto consta de dos unidades de las cuales la primera unidad está en estos momentos sometida a las pruebas reglamentarias ; se están haciendo los ajustes pertinentes y se espera esté definitivamente **a finales de esta semana o principios de la siguiente semana**. Con respecto a la segunda unidad se han estado realizando las pruebas sin gas y se espera tener en unos veinte (20) días el primer arranque de pruebas con gas. Los problemas que se han presentado son de ajuste o de corrección de las máquinas. Ya se corrigieron los problemas en los pozos de gas.

2. Informe de Termo Merilétrica

El representante de Merilétrica, Federico Echavarria, presentó un informe acerca del estado de esta unidad con los siguientes puntos : Se tuvieron problemas de limpieza en la tubería de gas ; se ha realizado la primera prendida exitosa el pasado domingo ; hoy se realizarán dos pruebas a máxima carga y arrancarían pruebas el próximo 09 de enero de 1998 durante 10 días, por lo que se espera esté en operación comercial el próximo **19 de enero** de 1998. Finalmente, anotó que estas fechas están sujetas a lo que ocurra hoy 06 de enero y mañana para poder finalmente cumplir el cronograma y estar el 19 de enero en operación comercial.

Actualmente Termo Merilétrica está conectada al gasoducto Centro - Oriente (de Barranca hacia el sur), a pocos kilómetros de Barranca pero, ante una inquietud de ISA, el representante de Merilétrica informó que actualmente se tiene decidido realizar una nueva conexión al gasoducto Opón - El Centro - Barranca, para lo cual se espera salga una licitación en unos 15 días, con un plazo de 30 días para la construcción del mismo con lo que esta planta quedaría con dos tomas de gas.

3. Informe de Termo Flores III

El representante de Termo Flores III, Ricardo Lequerica, informó con respecto a la planta Termo Flores III, que se esperan realizar pruebas con gas el próximo 9 de enero de 1998 y en operación comercial el **16 de enero de 1998**. Además informó que ya tienen firmado contrato de transporte de gas para esta planta.

4. Informe de Termo Valle

Wilson Negrete, representante de Termo Valle, informó que esta planta se compone de dos ciclos : Ciclo simple hasta 130 MW y ciclo combinado, hasta 199 MW. Se esperaba que estuviera para fines de septiembre de 1997 pero ocurrieron problemas como el incendio en la casa de filtros, el cual ya está solucionado ; y problemas en el generador el cual fue contaminado con Glicol y con agua. Se ha llegado a un acuerdo con el proveedor y el nuevo generador fue embarcado pero por problemas de vacaciones decembrinas en el puerto de Buenaventura, la llegada ha tenido demoras. Informó además que el día 7 de enero de 1998 llegan 8 ingenieros de la Whestinghouse ; que se esperan pruebas el próximo 9 de enero. Por todo lo anterior se espera que estén los primeros 130 MW a **finales de enero de 1998** (26 de enero) y llegar hasta los 199 MW a finales de abril de 1998, teniendo en cuenta que pueden ser un poco optimistas estas fechas.

5. Informe de Termo Sierra

El representante de Empresas Públicas de Medellín (EPPM), Luis Fernando Ochoa, informó que la fecha contractual de entrega de esta unidad por parte de los contratista a las EPPM es el 9 de enero de 1998. Se espera que el 7 de enero de 1998 se haga el primer encendido con gas y el 8 de enero se haga la sincronización inicial y toma de carga hasta 20 MW.

Informó además que necesitan un equipo de presión de combustores y que hasta el momento no hay registro de este equipo en la ciudad de Barranquilla (sitio de llegada de la importación) y que si el equipo llega mañana 7 de enero , el 8 de enero se harían las pruebas.

Por lo anterior, EPPM estima que las fechas de entrada de estas unidades de Sierra serían las siguientes : Unidad 1, 150 MW, el proximo **09 de enero en pruebas** y la segunda unidad el próximo 09 de marzo de 1998 en pruebas.

Informe de ECOGAS

El representante de ECOGAS, Alvaro Murcia, solicitó una interpelación para hacer algunas precisiones acerca de la demanda y oferta de gas en lo que se refiere a los gasoductos que le atañen, comentando lo siguiente :

Demanda de gas en el interior (Barrana hacia el Sur) :

148 MPCD : Enero 1998
189 MPCD : Febrero 1998
195 MPCD : Marzo 1998
195 MPCD : Abril 1998
195 MPCD : Mayo 1998

Los compresores han estado entrando en las fechas previstas cumpliendo con las exigencias del mercado de gas y se espera que el próximo compresor, para ampliar la compresión del gasoducto de Barranca hacia el sur hasta 200 MPCD, esté el próximo 20 de enero de 1998.

ECOGAS manifestó que ni ECOPETROL ni ECOGAS pueden cerrar válvulas para cerrar el suministro de combustible a una unidad generadora. Además informó que la CREG esta en el proceso de emitir una resolución para coordinar el despacho de gas - electricidad.

ECOGAS informó que va a tener la última compresión en enero 20. Así mismo, mencionó que la compresión no se ha utilizado porque las plantas no han entrado en las fechas programadas.

PROMIGAS informó que el loop estaría para mediados de abril, se definió que CORELCA y TERMOFLORES deberían reunirse con el fin de acordar el gas que CORELCA le cedería a TERMOFLORES.

El CNO acordó que se enviara una carta a Electribol, con copia al Ministerio de Minas y Energía, con el objeto de que esta empresa se acoja al consumo más eficiente del gas en la Costa Atlántica con lo que solo debería tomar gas para cubrir sus necesidades de generación por restricciones eléctricas sin superar nunca esta cifra. Se estima que por encima de los 2 MPCD se está incurriendo en un perjuicio a los demás generadores térmicos de la zona.

Se ratifica la importancia de que el gas se utilice en la forma mas óptima posible.

6. Situación Energética

ISA entregó y presentó el documento "Panorama Energético Consejo Nacional de Operación" Documento ISACND-UEN- 418 de 1997 en el cual se presentan los siguientes temas :

- Seguimiento de parámetros del SIN : evolución de embalses, hidrologías, generación térmica e hidráulica, entrada de proyectos, evolución de El Niño, entre otros.

- Cuatro escenarios analizados en el panorama energético denominados como sigue: Gess extremo, 40% de la media, 35% de la media y 30% de la media.
- Comentarios y recomendaciones para afrontar los bajos caudales a causa de El Niño.

Seguimiento de parámetros

ISA informó que para el mes de diciembre el seguimiento a las principales variables terminó como se presenta a continuación :

Seguimiento parámetros del S.I.N. a diciembre 31 de 1997

VARIABLE	DICIEMBRE DE 1997				
	ACUMULADO REAL	ACUMULADO REAL	ESPERADO A DICIEMBRE 31 (1)		Estado ● ● ● Verde Amarillo Rojo
	A NOVIEMBRE 30	A DICIEMBRE 31	PESIMISTA	OPTIMISTA	
APORTES HIDRICOS (GWh) (% de media)	1,935.00 51.97	995.41 37.22	1,136.00 39.80	1,226.80 43.20	●
EMBALSE (GWh) (%)	9,244.40 64.73	7,989.00 55.94	8,000.00 56.02	8,090.00 56.65	●
Tasa de embalse/día (GWh) (2)	-7.33	-40.50	-40.14	-37.24	
DISPONIBILIDAD TÉRMICA(3) PLANTAS VIEJAS(MW) %	1,084.00 64.03	986.58 59.76	953.50 57.75	953.50 57.75	●
DISPONIBILIDAD TÉRMICA(3) PLANTAS NUEVAS (MW) %	1,098.00 84.59	1,126.16 80.50	993.90 71.04	993.90 71.04	●
DEMANDA (GWh) Promedio día (GWh/día)	3,662.26 122.08	3,789.23 122.23	3,887.40 125.40	3,887.40 125.40	●
GENERACION HIDRAULICA (GWh) Promedio día (GWh/día)	2,106.69 70.22	2,177.26 70.23	2,380.60 76.79	2,382.90 76.87	●
GENERACION TÉRMICA (GWh) Promedio día (GWh/día)	1,530.43 51.01	1,575.03 50.81	1,457.00 47.00	1,457.00 47.00	●
IMPORTACIONES INTERNACIONALES (GWh) Promedio día (GWh/día)	18.14 0.60	28.28 0.91	49.60 1.60	49.60 1.60	●
VERTIMIENTOS (GWh) Promedio día (GWh/día)	7.75 0.26	0.01 0.00	0.00 0.00	0.00 0.00	●

(1) : Valores tomados del MPODE de las corridas de diciembre 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(1651 MW), Plantas nuevas despues de 01/01/93 (1399 MW)

Indicador Combinado del Embalse y Generación Térmica :	
$(Er - Ee) + (Gr - Ge) =$	3.45

En este seguimiento se resaltó que los aportes de los ríos del SIN estuvieron inferiores incluso al escenario pesimista el cual esperaba cerca de un 40% de la media en promedio en el mes de diciembre y el embalse agregado terminó levemente inferior al nivel esperado en el escenario pesimista y, por último, las importaciones desde Venezuela no lograron igualar las expectativas que se tenían al inicio del mes.

Además se informó que ninguno de los proyectos térmicos nuevos que se esperaba entraran en operación comercial en el mes de diciembre, lo han logrado.

En el mes de diciembre el embalse agregado Nacional descendió un 8.8% con respecto al nivel que se tenía en el 30 de noviembre principalmente por la caída en los embalses de Peñol (10.3%), Guavio (10.2%) y Esmeralda (9.8%).

Se informó que durante el año de 1997 se presentaron caudales particularmente críticos, obteniéndose para el agregado nacional que durante los últimos cinco (5) meses, desde agosto de 1997, se han registrado en forma consecutiva ingresos hidrológicos mínimos históricos a los embalses del SIN con un total de aportes de apenas el 52% de la media en promedio para el río agregado nacional en

promedio, valor inferior al período agosto - diciembre de 1992 cuando se presentaron cerca del 73% de la media e inferior a El Niño 1958 cuando se obtuvo cerca del 71% de la media histórica para el mismo período agosto - diciembre.

Escenarios de Panorama Energético

Se consideró la entrada de los proyectos nuevos de Sierra (150 MW), Opón (100 MW) y Merilétrica (160 MW) el 15 de enero de 1998 ; la segunda unidad de Sierra (150 MW) el primero de marzo de 1998 junto con la primera unidad de Valle (130 MW) y la segunda unidad de Opón el primero de abril de 1998 junto con la unidad de Flores III.

Con estos supuestos de entrada de proyectos, ISA comentó que en los casos analizados con hidrologías críticas de hasta el 30% de la media en promedio durante los primeros cuatro meses de 1998, se observa lo siguiente :

- La disponibilidad térmica es utilizada en el modelo a la máxima capacidad, dando una señal de alta generación térmica.
- El caso del GESS extremo considerado como referencia, no presenta demanda no atendida pero supone una recuperación hidrológica a partir de mayo, llegando a tener un promedio de hidrología del 70% durante mayo a diciembre de 1998. La hidrología supuesta en este caso referencia para el período enero a abril es de 35.3 %.
- El Sistema está en condiciones límites, ya que de seguir la actual hidrología y el no cumplimiento de las metas de generación térmica esperada, se podría tener una demanda no atendida de hasta 6 GWh/día a partir de enero, a menos que se incrementen los caudales en el segundo semestre, aumente la disponibilidad térmica o haya un ahorro en la demanda
- El modelo presenta una demanda no atendida de 6 GWh/día durante 9 meses dada una hidrología del 30% de enero a abril de 1998, durante 8 meses dada una hidrología del 35% de enero a abril de 1998 y de 3 meses dada una hidrología del 40% de enero a julio de 1998.

Adicionalmente el Consejo estuvo de acuerdo con hacer el seguimiento a la variable siguiente: $(\text{demanda esperada} - \text{demanda real}) + (\text{generación térmica real} - \text{generación térmica esperada}) + (\text{importaciones real} - \text{Importaciones esperadas})$, con el fin de que ésta se mantenga por lo menos superior a los 6 GWh/día, valor igual al déficit que se observa en los modelos con hidrología determinística crítica. Una vez esta variable se acerque a este valor y los análisis energéticos continúen indicando déficit, se daría una alerta al CNO.

Por lo anterior, ISA recomendó lo siguiente :

- Incrementar la generación térmica con respecto a la presentada en los modelos con las siguientes medidas :

1) Aumento de la disponibilidad y generación térmica :

Cumplir mínimo con las siguientes metas de disponibilidad térmica (sin importaciones):

enero 1 - 7	2094 MW
enero 8 - 14	2168 MW
enero 15 - 21	2608 MW
enero 22 - 28	2525 MW

Para cumplir la meta de 60 GWh/día es necesario tener la siguiente generación térmica (sin importaciones):

enero 1 - 7	51.2 GWh/día
enero 8 - 14	53.0 GWh/día
enero 15 - 21	63.6 GWh/día
enero 22 - 28	64.9 GWh/día

- 2) Realizar por parte de EPM descargas del embalse de Riogrande II hacia la planta de Riogrande I, hasta obtener por lo menos 1 GWh/día en promedio.
 - 3) Realizar descargas de los embalses del agregado de EEB, hasta por lo menos en 100 GWh/mes en el mes de enero de 1998, para aumentar la generación de las cadenas CASALACO y PAGUA en 3 GWh/día.
 - 4) Realizar la prueba de reducción de demanda por tensión para lograr por lo menos 1 GWh/día.
- Adelantar la entrada de Flores III
 - Reducir al máximo los mantenimientos preventivos de la red del SIN en el primer trimestre de 1998
 - Disponer de recursos logísticos y financieros para mantenimientos de unidades de generación.
 - Intensificar las campañas de ahorro de energía dirigidas al sector industrial, residencial, oficial y comercial, por parte del Ministerio de Minas y Energía.
 - Realizar contratos entre Comercializadores y Cogeneradores, Autogeneradores y Plantas Menores con el fin de disponer de esta energía en el SIN.
 - 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 de acuerdo a las plantas que no tienen contratos, en orden de eficiencia
 - Garantizar los 66 MPCD de sustitución en Guajira 1, Barranquilla 3 y 4, y Cartagena 2 y 3.
 - ECOPETROL debe garantizar la sustitución de combustibles en la refinería de Barrancabermeja (hasta en 65 MPCD) y Cartagena.

- Garantizar por parte de PROMIGAS el aumento de capacidad de transporte de 390 a 420 MPCD, antes de marzo 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.
- Garantizar por parte de ISA el transformador adicional de Sabanalarga para febrero de 1998 y Sabana - Fundación para mayo de 1998.
- Definir entre ECOPETROL y EPSA la negociación y puesta en operación de la central de Yumbo.
- Conectar por parte de ISA el cuarto transformador de Torca y negociar con CODENSA el contrato de conexión.
- 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.
- Garantizar por parte de los propietarios de Merilétrica, Sierra y Opón estar en operación comercial el 15 de enero/98

Comentarios

Area del Valle del Cauca

ISA aclaró que aunque las corridas de los modelos se hicieron sin la modelación de la red para observar una mejor distribución de la demanda no atendida, se deben hacer los chequeos pertinentes por zonas, especialmente la del Valle del Cauca, donde, por límite de importaciones del área, caudales críticos secos y la no entrada de Termo Valle pondrían en peligro la atención de la demanda en esta zona.

CORELCA hizo la observación de que en la disponibilidad del semáforo no se debería contar con algunas unidades de Chinú ni de Cospique. ISA revisaría esta información

EMGESA comentó que la última información que tiene proveniente del IDEAM, asevera que las anomalías del evento seco terminan en Junio de 1998.

Generación de Riogrande I

EEPPM informó, con respecto a la recomendación de ISA de sacar agua del embalse de Riogrande II para turbinarla en las unidades de Riogrande I (3 x 25 MW), aunque físicamente existe una válvula para hacer esta operación, solo se haría en caso de déficit de potencia dado que la eficiencia energética de La Tasajera es tres veces mayor que la de Riogrande I.

Descargas de embalses de Bogotá

EMGESA informó acerca de la recomendación de ISA acerca de realizar descargas desde los embalses de Sisga, Neusa, Tominé y Chuza para aumentar la generación en las cadenas en CASALACO Y PAGUA, que primero que todo la "casa matriz" quedó con todos los análisis al respecto pero que en principio no se ve factible que se logre que la Empresa de Acueducto de Bogotá realice estas descargas teniendo en cuenta la sequía que vive el país y particularmente la zona así como la prioridad no energética que tienen estos embalses. No obstante no hay todavía una respuesta oficial de la empresa de Acueducto a EMGESA o a la "casa matriz". Se recordó que en 1992, se realizaron descargas de estos embalses para reducir el racionamiento.

Prueba de disminución de tensión

CORELCA comentó a este respecto, que existe una incoherencia entre la señal de ahorro de energía que se da de acuerdo con los análisis energéticos presentados al CNO y la disminución de las tarifas de energía en algunas zonas del país, por lo que considera que no se debería contar con ningún ahorro de energía para el manejo energético.

ISAGEN sugirió reunir al Subcomité de Estudios Eléctricos y al Comité de Operación para que no haya perjuicio de servicio. Así mismo, se pidió precisar desde el punto de vista técnico el alcance y las características de la prueba.

Se acordó realizar una reunión el próximo miércoles con los distribuidores para diseñar la prueba de disminución de tensión.

Autogeneración

Aunque ya ISA envió una carta al Ministro de Minas acerca de la necesidad de contar con los autogeneradores, se acordó enviar una carta adicional solicitando aclaraciones acerca de la forma como operaría el suministro de gas para estos pequeños generadores, revisar la normatividad al respecto para incentivar al máximo esta generación.

Bombeo a El Peñol

EEPPM informó que está estudiando la posibilidad de bombear agua desde el río Piedras para que vaya a caer al embalse de EL Peñol y así disminuir los riesgos de bajos caudales del SIN. Informaron que aunque es algo costoso, se está analizando la posibilidad de que ISAGEN colabore en esta operación, a lo que ISAGEN comentó que a menos que hubiera riesgo inminente de cero agua en el embalse de El Peñol, esta empresa no entraría por el momento a revisar esta posibilidad.

7. Varios

CORELCA menciona que la disponibilidad se ha visto afectada por las oscilaciones que se están presentando y que dañaron una máquina de Barranquilla, dice que TEBSA ha amenazado con apagar las unidades de vapor de TEBSA.

ISA aclaró al respecto lo siguiente:

- La causa del daño en la unidad no ha sido claramente establecida y por tanto no se puede afirmar que sea causado por las oscilaciones.
- El tema de las oscilaciones se viene trabajando desde el día de su aparición en la red y al respecto se han hecho simulaciones que permitieron establecer las variables de sensibilidad (ganancias a reguladores de voltaje), así como la necesidad de colocar compensadores tipo PSS sintonizados en la frecuencia de oscilación en algunas plantas. Este punto específico se estará trabajando en la central de Guavio desde el próximo jueves para instalar allí un PSS que mejorará sustancialmente esta situación.

Se entregó la carta que el CND envió a la CREG, según su solicitud, con otro caso para el cálculo de cargo por capacidad. Hasta el momento la CREG no se ha pronunciado.

Se acordó solicitarle a la CREG un aplazamiento de los comentarios del Cargo por Capacidad.


FABIO QUITIAN ROMERO
Presidente