

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

ACTA DE LA REUNIÓN No. 17

Fecha : Diciembre 27 de 1995

Lugar : ISA - Bogotá

Miembros del Consejo :

CHB	Carlos Alberto Luna
CHEC	Jaime Antonio Osorio
CORELCA	Andrés Yabrudy
EADE	Hernán Osorno
EEPPM	Rafael Pérez
ESSA	Hernán Uribe
ISAGEN	Alberto Olarte Aguirre
ISA (CND)	Alvaro Murcia
PROELECTRICA	William Murra
UPME	Germán Corredor

Invitados :

Asesor CREG	Juan Benavides
ECOPETROL	Enrique Lee
ECOPETROL	Alberto Lara
ECOPETROL	Hernando Gutiérrez
EEB	Ernesto Moreno
EEB	Víctor Quiasua
EEB	César Hidalgo
EEPPM	Humberto Palacio
EPSA	Jorge Arismendi
ISA	Javier Gutiérrez
ISA (CND)	Luis Alberto Baquero
ISA (CND)	Alberto Bustamante
PROELECTRICA	Carlos Haydar

TEMARIO :

1. Lectura y aprobación de acta No. 16
2. Análisis de Situación Energética
3. Análisis Aspectos Regulatorios
4. Varios

Desarrollo de la reunión:

El ingeniero Jaime Antonio Osorio presidió la reunión. Se modificó el orden del día, motivado en la urgencia de discutir la resolución de Cargo por Capacidad, quedando de la siguiente manera:

1. Resolución de Cargo por Capacidad.
2. Lectura de carta enviada por el presidente del CNO al señor Ministro de Minas y Energía, respecto a la reunión 15, celebrada el 14 de diciembre.
3. Lectura de carta enviada por el vicepresidente comercial de ECOPETROL al gerente del CND, respecto al suministro de gas a las plantas de Chinú, Barranca y Gualanday.
4. Resolución de Desconexión de Carga en Casos de Emergencia.
5. Análisis Situación Energética.
6. Varios.

1. RESOLUCIÓN CARGO POR CAPACIDAD

La UPME se refirió a los objetivos que persigue este cargo, presentándolo como un mecanismo para que los precios de bolsa se aproximen a los costos de largo plazo. Mencionó también la conclusión de asesores externos, ingleses y colombianos, de identificar el cargo por capacidad como una necesidad para lograr la venta de activos de la Nación. Con este cargo se estaría logrando, además de aproximar los costos de corto y largo plazo, eliminar la volatilidad de los precios de bolsa.

El asesor de la CREG, doctor Juan Benavides, hizo la presentación de los aspectos más relevantes de la resolución, mencionando entre otros los siguientes:

- el cargo es de tipo financiero
- se busca proveer un ingreso independiente de las condiciones climáticas, para los que colaboren con el abastecimiento de la demanda en el verano, bajo condiciones críticas

- el cargo se paga todo el año
- el piso para los precios en bolsa estaría entre 10 y 11 \$/kWh, reliquidado cada mes del verano; en el invierno se pagaría por la disponibilidad del verano
- se establece un reajuste en el verano, por disponibilidad mas no por energía

La discusión la inició CORELCA, mencionando el reducido tiempo que tuvieron los miembros del CNO para asimilar la resolución. Cuestionó la consideración de exclusividad que ella le daba al verano; tampoco consideró conveniente el tener que informar por anticipación costos variables esperados, sobre los cuales debería haber un grado de confidencialidad. En este punto ISAGEN manifestó su acuerdo. Agregó CORELCA acerca de la situación de las plantas que entran en el invierno, las cuales tendrían que esperar hasta el verano siguiente para comenzar a ser remuneradas; consideró también el estímulo que estarían recibiendo los ciclos abiertos, el cual no sería superior al de los ciclos combinados. Se refirió luego a las obligaciones de CORELCA, la cual está pagando de 18 a 20 US\$/kW-mes durante 20 años; con la cifra de 5.25\$/kW-mes no se recuperaría sino un pequeño porcentaje de los costos. En seguida cuestionó que los generadores que compran en bolsa, teniendo disponibilidad, tuvieran que pagar el cargo. Estuvo de acuerdo con la flexibilidad que le proporcionaba al procedimiento el hacer revaluaciones mensuales, agregando que el respaldo también debería gozar de esta flexibilidad. A pesar de estar en contra de la inmediata aprobación de la resolución, CORELCA admitió que unilateralmente la CREG podría hacerlo.

PROELECTRICA manifestó su posición en contra de aprobar la resolución a las carreras. Solicitó que en las discusiones de la CREG estuviera presente un representante de los generadores hidráulicos y otros de los térmicos, para hacer valer su experiencia. Recordó que la CREG se ha visto obligada a corregir dos resoluciones anteriores, las cuales fueron elaboradas por asesores extranjeros.

ESSA solicitó que se continuara con la discusión de la resolución, mencionando los siguientes puntos especiales: revisar el cálculo de la capacidad remunerable; definir si es horario o diario el cálculo de la capacidad comprometida en contratos; los generadores que compran en la bolsa, teniendo disponibilidad, no deberían pagar el cargo; se puede producir una distorsión de costos.

ISAGEN también consideró reducido el tiempo que se había dado para estudiar la resolución; acogió la idea de que el invierno puede ser una estación tan problemática como el verano.

EEPPM mostró preocupación por el limitado tiempo de estudio, y fue enfático en afirmar la presencia de cambios súbitos en el aspecto reglamentario, los cuales estaban perjudicando a los agentes del mercado. Estuvo de acuerdo en que generadores con capacidad no deberían pagar el cargo; consideró que era posible que las generaciones de seguridad estuvieran siendo doblemente remuneradas, al aplicar la resolución. Mencionó que las amplias posibilidades de efectuar contratos podría afectar la resolución. Agregó que no se le estaba dando ningún reconocimiento al embalse grande que cuida la confiabilidad, posición que luego fue apoyada por EEB, y cuestionó el que se usara el concepto de planta en lugar del de cadena hidráulica.

EPSA mostró preocupación por la trascendencia que pudiera tener la resolución, la cual podría modificar sensiblemente el negocio. Solicitó que se presentara un anexo para visualizar en detalle el cálculo del cargo.

ISA propuso hacer las correspondientes evaluaciones, las cuales se presentarían en la siguiente reunión del CNO. Se acordó citar reunión del CPODE para el 5 de enero, con la idea de analizar la resolución y presentar resultados preliminares. La CREG debe discutir nuevamente la resolución en su reunión del 16 de enero.

Entre los puntos que las empresas agregaron en la discusión de la resolución, se encuentran:

- Se deben armonizar las fechas de derogación de resoluciones y entrada en vigencia de otras (CORELCA).
- No se despeja con la resolución el problema de las restricciones, y se podría estar ocasionando otro problema adicional (EEPPM).
- Se deben compatibilizar los cargos por respaldo, restricciones y capacidad (ISA).
- No se considera en la resolución la situación de los hidráulicos, en el sentido de que se encuentran obligados a respetar unos mínimos operativos (EEB).
- Desequilibrio entre generadores nuevos y viejos (PROELECTRICA).
- No está clara la aplicación del cargo cuando los precios en bolsa se presenten muy altos (ISAGEN).

- Los mínimos operativos se están manejando técnica pero no comercialmente; se sugiere la eliminación de los mínimos (EEPPM).

2. LECTURA DE CARTA DEL PRESIDENTE DEL CNO

Se entregó copia de la carta enviada por Jaime Antonio Osorio, presidente del CNO, al señor ministro de Minas y Energía, Rodrigo Villamizar, acerca de la situación energética en el corto y largo plazo, de acuerdo a lo presentado en la reunión 16 del CNO del 14 de diciembre; se aclaró que en el primer punto de dicha carta se estaba haciendo referencia a una disponibilidad mínima del 65%.

3. LECTURA DE CARTA DEL VICEPRESIDENTE COMERCIAL DE ECOPETROL

Se dio lectura a la carta enviada por Luis Augusto Yépez, vicepresidente comercial de ECOPETROL, a Pablo Hernán Corredor, gerente del CND. En ésta se hace referencia a la disponibilidad de gas para las plantas de Chinú, Barranca y Gualanday.

En lo referente a la Costa Atlántica, se menciona el loop Don Diego-Bureche (cuyo costo fue asumido por ECOPETROL), ampliando la capacidad del gasoducto Ballena-Cartagena. En particular en el área de Chinú, se emprendió la ampliación de la capacidad de producción del campo Guepajé-Ayhombe. Ha habido disminución de la producción a 15 MPCD, debido al daño de un intercambiador de calor, esperándose producir 45 MPCD a partir del 20 de diciembre.

Añade que ECOPETROL dispone de suficiente combustóleo para atender los requerimientos máximos de Cartagena (28.35 GBTU-día) y Barranquilla (15.75 GBTU-día).

Para solucionar el problema de cambios bruscos en la demanda de gas de Chinú, ECOPETROL presentó varias alternativas: instalar un compresor en Cartagena, con el consiguiente cobro de costos de compresión a CORELCA; uso de combustible alternativo (ACPM) en las horas pico; mantener una generación constante en dos turbinas de 33 MW.

Como ampliación del tema de Chinú, se mencionó el requerimiento máximo de 46.3 MPCD y la oferta vigente de 40 MPCD. En la discusión acerca de Chinú, se mencionó la posibilidad de entrada de unidades en rampa (para evitar cambios bruscos) en el despacho, con un tratamiento similar al de las unidades que demoran en tomar carga; se comentó también la posibilidad de manejar los precios de oferta para garantizar una generación mínima deseada, quedando sin despejarse la duda acerca de quién pagaría la inflexibilidad. Acerca de los combustibles sustitutos, se menciona que la planta no puede operar con éstos permanentemente, además de que se exigen mantenimientos más seguidos.

Como ampliación del tema de la Costa Atlántica, ECOPETROL presentó los siguientes balances:

PRODUCCIÓN (MPCD) CAMPOS DE LA GUAJIRA

	1995	1996
Chuchupa	200	200
Ballena	110	150
Riohacha	10	10
Guepajé	25	45
TOTAL	345	405

DISPONIBILIDAD (MPCD) DE GAS PARA EL SECTOR TERMOELÉCTRICO (1996)

Guajira	45
Barranquilla	110
Cartagena	64
Chinú	40
TOTAL	259

Con respecto al área de Barranca, ECOPETROL le entrega combustóleo subsidiado a Barranca 1,2 y 3; a Barranca y Palenque se le ofrece el ACPM a precio de gas natural, durante 1 año a partir de julio/95, o hasta la llegada de gas adicional (Guajira, Opón). El cupo de Barranca4 es de 9 MPCD, con limitaciones en las horas pico debidas a la demanda del sector residencial y fallas en el suministro de los campos.

Con relación a Gualanday, ECOPETROL solicitó al Ministerio del Medio Ambiente su colaboración para la pronta aprobación de la licencia de funcionamiento del Pozo Montañuelo, y le pidió al CNO hacer lo propio.

Con respecto a futuros proyectos, ECOPETROL mencionó la entrada de la segunda plataforma de Chuchupa en diciembre/96; el gasoducto Ballena-Barranca estará listo en febrero/96; hay posibilidad de usar más gas en Ocoa; se continúa trabajando en el tema de contratos para el suministro de gas.

4. RESOLUCIÓN DE DESCONEXION DE CARGA EN CASOS DE EMERGENCIA

Se presentó el proyecto de resolución que reglamenta aspectos relativos a los racionamientos de emergencia.

Se solicitó aclarar la diferencia entre racionamiento de emergencia y racionamiento permanente. En particular EEPPM solicitó que se aclarara que el término se refiere a horas; comentó que si se tratara de días, hay cláusulas inadmisibles.

ISA aclaró que esta resolución sólo se aplicaría en casos de emergencia por indisponibilidad de equipos, como lo presentado el 12 de diciembre.

PROELECTRICA solicitó no desconectar al sector industrial cuando tuviera alimentador expreso. Se mencionó que el cargo por potencia se paga con base en unas resoluciones que no contemplan la posibilidad de racionamientos de pocos días.

Las empresas estuvieron de acuerdo en emplear resoluciones transitorias mientras sale el Estatuto de Racionamiento. EEB solicitó compatibilizar ambos.

ESSA mostró preocupación por los contratos que garantizan confiabilidad del 100%, los cuales son factibles según ISAGEN, pero conllevan riesgo. El asesor de la CREG presentó el esquema de contratos "forward", con los cuales el comercializador puede no suministrarle la energía al usuario, pagándole una indemnización. Esto podría suceder si se presentara un cliente que le ofreciera un mayor precio.

ISAGEN propuso, mientras sale la resolución transitoria, autorizar al CND para aplicar la regla de desconexión proporcional a la demanda de las áreas afectadas, lo cual fue acogido por el CNO.

5. ANÁLISIS SITUACIÓN ENERGÉTICA

ISA presentó el análisis de la situación energética y entregó los siguientes documentos:

- ISA CND 95-413 "Situación Energética. Modelos de Largo Plazo".
- ISA CND 95-411 "Análisis energético de mediano plazo, horizonte diciembre 18/95- mayo 27/96".
- ISA CND 95- 410 "Situación actual, semana del 11 al 17 de diciembre/96".

En el corto plazo se destacan los aportes hidrológicos del 106% de la media, con aumento de la generación hidráulica en Paraíso, La Guaca, Casalaco, Guavio, Chivor y San Carlos, con respecto al modelo de mediano plazo. El costo marginal del despacho llegó a un máximo de 179730 \$/MWh en la punta del 12 de diciembre, coincidiendo con la salida de Guajira por oscilación de potencia.

En el mediano plazo, con hidrologías del 70%, 74%, 77% y 73% de la media, de diciembre/95 a marzo/96, se obtiene una situación en la que todos los embalses (menos Chuza) terminan por encima del mínimo operativo superior. La generación térmica de la semana más difícil de febrero es de 35 GWh, con hidráulica de 89 GWh. El costo marginal (en el pico) para las próximas semanas supera los 50000 \$/MWh.

Con hidrologías del 95 PSS, el mediano muestra a los embalses de Betania, Alto Anchicayá, Calima, Prado y Chuza por debajo de los mínimos operativos. El costo marginal (en el pico) podría alcanzar valores superiores a los 140000 \$/Mwh.

La baja reserva de potencia (2%) en la semana del 19 de febrero dio lugar a la propuesta de desplazamiento de mantenimientos por parte de ISA, con la cual se espera que ésta aumente a un 5%.

Las siguientes fueron las acciones recomendadas para el próximo verano:

Acciones de operación

- Posibilitar la operación de la interconexión Corozo-San Mateo (Se importarían 30 MW en punta y 50 MW fuera de punta).
- Reparación cable Centro-Oasis (Electranta), para conexión de Flores II.
- Mantener altos niveles en los embalse Betania, Muña, Calima, Prado y Alto Anchicaya, para cubrir generaciones de seguridad.
- Hacer uso racional del agua en Bogotá.

Acciones de mantenimiento

- Desplazamiento de mantenimientos, de acuerdo a la solicitud presentada en el actual documento de mediano plazo

Acciones varias

- Asegurar combustibles sustitutos en Las Barrancas, Guajira, Cartagena y Barranquilla para suplir déficit de gas.
- Adoptar una posición respecto al empleo del agua almacenada por debajo de los mínimos operativos inferiores.
- Efectuar un seguimiento permanente a la reserva de potencia en el mediano plazo.
- Adoptar una solución a la dificultad, mencionada por ECOPETROL, para cambiar súbitamente el consumo de gas en Chinú.

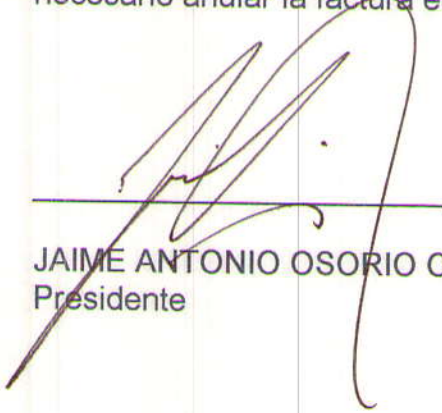
El análisis de largo plazo se centró en continuar con las evaluaciones de capacidad adicional requerida para responder al criterio de vulnerabilidad bajo hidrologías críticas. Se concluye que el adelanto de TermoSierra a diciembre/97, con adición de 200 MW en esta fecha, dejan al sistema vulnerable ante la repetición del Niño 91-92 en el 96-97. Se requiere, además del adelanto de TermoSierra, la entrada de 300 MW adicionales para el primer semestre de 1997, obteniendo así la seguridad implícita en la metodología de cálculo, la cual supone condiciones de hidrología crítica

durante 24 meses, demanda del 6.1% y disponibilidad térmica del 65%. La UPME recomendó repetir el análisis de vulnerabilidad a hidrologías bajas en el 96-97, cada tres meses.

V. VARIOS

ISA entregó el documento ISA CND 95-144 "Definiciones Respecto al Uso de los Mínimos Operativos Inferiores. Verano/95-96". Las empresas se comprometieron a enviar sus comentarios por correo.

Se discutió a continuación el tema de facturación de las restricciones correspondientes a los meses de julio, agosto, y septiembre/95. En principio se cuestionó el período de tiempo entre la fecha de emisión (22 de diciembre/95) y la fecha de vencimiento (26 de diciembre/95), ya que siendo tan corto, no era posible realizar ninguna revisión ni gestionar el desembolso para su cancelación. Por otro lado, CHB expuso su situación en la que se planteaba claramente la necesidad de realizar un cruce de cuentas. Con base en estos argumentos, ISA se comprometió a analizar la posibilidad de realizar el cruce y se aclaró que para mover la fecha de vencimiento era necesario anular la factura emitida.



JAIME ANTONIO OSORIO O.
Presidente