

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

ACTA DE LA REUNIÓN No. 61

DEFINITIVA

Fecha : Diciembre 02 de 1997
Lugar : ISA - Santafé de Bogotá

ASISTENTES PRINCIPALES :

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

Roberto Fagan
Ancizar Piedrahita
Diana Campos
Angel Hernández
Gustavo Sánchez Morales
Claudio Cristian Iglesias Guillar
Rafael Pérez Cardona
Humberto Mafla
Bernardo Naranjo Ossa
Hernando González M.
Javier Gutiérrez P.
Pablo Hernán Corredor A.
Angela María Prieto Castro
William Murra B.
Germán Corredor A.

INVITADOS :

CORELCA
EBSA
EEPPM
EMGESA
EMGESA
ISA
ISA
ISA
ISA
ISA
ISA
ISA
MERILETRICA
TERMOFLORES
TERMOSANTANDER

Carlos Franco
Efrain Acevedo Ortiz
Beatriz Mercedes Gómez
José María Laguarda
Fabio Quitian Romero
Silvia Elena Cossio mesa
Ana Mercedes Villegas
Luis Carlos Villegas
Hernando Díaz
Norberto Duque
Edgar Enrique Díaz
Manuel F. Martínez
Federico Echavarría
Ricardo Lequerica Otero
Olga Beatriz Callejas R.

TEMARIO:

1. Presentación de los nuevos generadores
2. Análisis resultados Cargos por Capacidad
3. Análisis resultados Mínimos Operativos
4. Situación Energética
5. Informe de Comités
6. Informe del SIC
7. Varios

DESARROLLO DE LA REUNIÓN

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

1. PRESENTACIÓN DE LOS NUEVOS GENERADORES

Los representantes de las empresas promotoras de los proyectos Termosantander, Termoflores, Termosierra y Merilétrica I S.A. y Cía. presentaron el estado actual de sus respectivos proyectos y los cronogramas previstos para su entrada en operación comercial. Termovalle no asistió a la reunión. De los informes se destaca los siguiente:

- Termosantander informa que la CREG aún no ha expedido la resolución para fijar la tarifa de transporte de gas entre el Centro y los campos de Opón. Se estima que la puesta en operación comercial de la primera unidad sea el 18 de diciembre.
- Merilétrica informa que no es factible su entrada en la fecha original de diciembre 12. Sin embargo, tratarán de poner la planta en operación comercial durante los 10 días que tienen previstos para realizar las pruebas, es decir el 21 de diciembre.
- Termoflores informa que ya el contrato de conexión está listo y aprobado por la UPME. El contrato de gas se firmará en el día de hoy y Promigas tiene prevista la entrega del gasoducto para el 9 de diciembre. Se espera que el 15 de diciembre la planta entre en operación comercial.
- EPM confirma que la puesta en operación comercial de la primera unidad de la Sierra será el 15 de diciembre y que si se presenta algún imprevisto el atraso será de unos pocos días.

Adicionalmente ISA presentó un resumen de la puesta en servicio de proyectos entre nov/97 y feb/98

2. ANÁLISIS RESULTADOS CARGOS POR CAPACIDAD

ISA entregó el documento "Información empleada en la evaluación del cargo por capacidad - Verano/97-98" (Documento ISA UENCND-373) y los resultados de la CRT verano 97/98 para todas las unidades del sistema.

Comentarios

CHB: opina que se deben tomar acciones con relación a los valores de indisponibilidad que fueron declarados por algunas de las plantas nuevas.

TERMOFLORES: manifiesta no estar de acuerdo con que para su planta no se haya considerado disponibilidad de gas, pues la carta de intención para la firma del contrato con Texas, existe hace mucho tiempo.

UPME: opina que por ser esta la primera vez que se calcula el cargo por capacidad con tantas plantas nuevas es una oportunidad para detectar deficiencias. Plantea que, es importante además tener en cuenta los contratos que se hayan firmado, considerar la disponibilidad de gas y la capacidad de transporte del mismo.

EPM: considera que es importante que el CND realice una ronda con los generadores, con el fin de aclarar los puntos que aún presentan dificultades.

CORELCA: manifiesta no estar de acuerdo con la resolución 116/96

EPM: sugiere que es importante llegar a un acuerdo técnico.

EPSA: oficializa que Termovalle sólo entrará en Marzo 14/98 ya que el generador sufrió daños y existe un problema legal con la garantía.

EMGESA y CHB: cuestionan la demanda utilizada para el cálculo del cargo por capacidad

UPME: aclara que esta demanda fue actualizada con base en los datos reales de crecimiento de 1996 y gran parte de 1997.

CHIVOR: propone buscar un mecanismo para que los modelos puedan considerar la fecha real de entrada de los proyectos.

EADE: manifiesta que el cargo por capacidad no responde a los objetivos para los cuales fue creado.

El CND verificará la posibilidad de simular la fecha de entrada de los proyectos en el día programado y no a comienzos del mes.

El CNO acuerda solicitar a la CREG, revisar la resolución 116/96 para poder recalcular el cargo por capacidad a medida que los supuestos vayan cambiando, para evitar distorsiones en la capacidad remunerable teórica que genera inequidades en los pagos del cargo por capacidad, por ejemplo el caso de Termovalle el cual a 15 de noviembre tenía su fecha de entrada para el primero de diciembre y el dos del mismo mes, EPSA confirmó que su fecha de entrada podría ser el 14 de marzo de 1998.

Con relación a los índices de disponibilidad, se acordó que los propietarios de las nuevas plantas, que según la resolución 116/96, pueden declarar su disponibilidad, justificaran el valor reportado antes del 5 de diciembre.

Así mismo, se acordó que el CND en reunión con los generadores, ECOPETROL y ECOGAS, revisara los contratos de combustibles con el fin de determinar la cantidad de gas en firme.

Se acuerda realizar una reunión abierta a todos los generadores con el fin de discutir y revisar técnicamente el Cargo por Capacidad.

3. ANÁLISIS RESULTADOS MÍNIMOS OPERATIVOS

ISA presenta los resultados obtenidos para los mínimos operativos, calculados considerando que el 1 de diciembre comienza la estación de verano 1997-1998. Considerando los niveles reales de los embalses a la fecha, los nuevos valores para los mínimos operativos resultan infactibles, por lo que ISA propone no cambiar los valores que se tienen actualmente.

CHB: cuestiona que cada vez que se calculen los mínimos operativos van a aumentar.

EPM: manifiesta que esto sigue creando distorsiones en el mercado y lo que se está mostrando es que la metodología extrema las condiciones del sistema.

El CNO acuerda mantener los mínimos operativos actuales y enviar una carta a la CREG mostrándole que dados los niveles actuales de los embalses los resultados a los que lleva la aplicación de la resolución 100/97 son no viables.

4. ANÁLISIS SITUACION ENERGETICA

ISA presentó el Panorama Energético (Documento ISACND-UEN-372), mostrando inicialmente los siguientes riesgos que existen actualmente 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 en diciembre de 1997
- Generación térmica menor a 57 GWh en diciembre de 1997
- No poner en operación la compresión del gasoducto Ballenas - Barranca en diciembre de 1997
- 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.

Así mismo se mostró el seguimiento de los parámetros del SIN hasta noviembre 30 de 1997, destacando que los valores acumulados de los aportes hídricos, del embalse, de la disponibilidad de las plantas térmicas nuevas y viejas, de la generación térmica estuvieron por encima de los valores esperados para este mes. De otro lado, se mostró que la generación hidráulica al igual que la demanda estuvieron por debajo de lo esperado. Es importante resaltar que las importaciones desde Venezuela se encuentran por debajo de lo esperado. Estos valores se muestran en la siguiente tabla:

SEGUIMIENTO DE PARÁMETROS DEL SIN					
VARIABLE	NOVIEMBRE DE 1997				
	ACUMULADO REAL A OCTUBRE 31	ACUMULADO REAL A NOVIEMBRE 30	ESPERADO A NOVIEMBRE 30 (1)		Estado Verde Amarillo Rojo
			PESIMISTA	OPTIMISTA	
APORTES HIDRICOS (GWh) (% de media)	1,686.09 43.19	1,935.00 51.97	1,456.00 38.28	1,877.00 49.34	
EMBALSE (GWh) (%)	9,464.20 66.27	9,244.40 64.73	8,710.30 60.99	9,121.20 63.87	
Tasa de embalse/día (GWh) (2)	-16.93	-7.33	-25.13	-11.43	
DISPONIBILIDAD TÉRMICA(3) PLANTAS VIEJAS(MW) %	1,018.00 60.81	1,084.00 64.03	1,007.00 59.48	1,007.00 59.48	
DISPONIBILIDAD TÉRMICA(3) PLANTAS NUEVAS (MW) %	1,042.00 86.26	1,098.00 84.59	980.30 75.52	980.30 75.52	
DEMANDA (GWh) Promedio día (GWh/día)	3,836.63 123.76	3,661.64 122.05	3,664.00 122.13	3,664.00 122.13	
GENERACIÓN HIDRAULICA (GWh) Promedio día (GWh/día)	2,276.78 73.44	2,106.69 70.22	2,209.90 73.66	2,220.00 74.00	
GENERACIÓN TÉRMICA (GWh) Promedio día (GWh/día)	1,522.58 49.12	1,530.43 51.01	1,374.00 45.80	1,374.00 45.80	
IMPORTACIONES INTERNACIONALES (GWh) Promedio día (GWh/día)	26.89 0.87	18.14 0.60	60.00 2.00	60.00 2.00	
VERTIMENTOS (GWh) Promedio día (GWh/día)	3.93 0.13	7.75 0.26	0.00 0.00	0.00 0.00	

(1) : Valores tomados del MPODE de las corridas de noviembre 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(1693 MW), Plantas nuevas despues de 01/01/93 (1298MW)

Para los análisis energéticos se escogieron tres escenarios:

- El 40% de la media que considera unas hidrologías para dic/97 del 39.8% 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-nov/99 del 48.3% de la media.
- Hidrología escenario "GESS Extremo" que considera unas hidrologías para dic/97 del 43.2% 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-nov/99 del 62.7% de la media.
- Hidrología Pronóstico Subcomité Hidrológico considera unas hidrologías para dic/97 del 51.9% de la media, para ene/98-abr/98 del 54.8% de la media, para may/98-dic/98 del 77.7% de la media y para ene/99-nov/99 del 72.9% de la media.

Para el primer escenario se observa que el embalse agregado llega a niveles cercanos al mínimo operativo inferior hacia octubre de 1998.

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 en 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 Guajira1, 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 57 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 1.0GWh/día a partir de diciembre.
- 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.
- Aumentar por parte de ECOGAS la compresión del tramo Ballenas-Barrancabermeja por encima de 148 MPCD 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.
- Garantizar por parte de los propietarios de las nuevas plantas generadoras entrar en la fechas programadas o de ser factible, antes, especialmente T-Merrilétrica (13 dic/97), T-Sierra1 (15 dic/97) y T-Sierra2 (15 enero/97)

5. INFORME DE COMITES

ISA presentó la aplicación de la Resolución 215/97 relacionada con los precios de intervención y el CNO estuvo de acuerdo en su interpretación.

El presidente del CNO informó acerca de la carta que envió a la CREG donde manifestaba el vicio de forma de la Resolución 215/97 por haber sido aprobada, sin el concepto previo del CNO. El CNO respaldó al Presidente ya que la CREG no cumplió con el trámite obligatorio.

Comentarios

EPM: no está de acuerdo con la regla establecida en la Resolución 215/97. Considera que aunque da una mejor señal de precios, lo ideal para el mercado sería eliminar la regla de intervención ya que una regla como ésta podría quebrar las empresas.

CHB: manifiesta que cambios como los contenidos en la Resolución 215/97 se deberían anunciar con anticipación para que el mercado tenga tiempo de adaptarse.

El CNO acuerda enviar una carta a la CREG para que se derogue la resolución.

6. VARIOS

- El presidente del CNO informó que habló con la CREG sobre la resolución de cortes a deudores del Mercado de Energía Mayorista y que recibió una carta de la Superintendencia de Servicios Públicos, la cual se anexa a la presente acta.
- ISA informó del CNO telefónico que se realizó por los problemas con la oferta de la Electrificadora de Bolívar. El CNO acordó solicitar a esta electrificadora tener un mayor cuidado en el proceso de oferta, con el fin de evitar errores que ocasionan distorsión en la operación con efectos comerciales de gran impacto para todos los agentes.

Resumen de Acuerdos y Compromisos

- El CNO acuerda solicitar a la CREG, revisar la resolución 116/96 para poder recalcular el cargo por capacidad a medida que los supuestos vayan cambiando.
- Con relación a los índices de disponibilidad a ser usados en el cargo por capacidad, se acordó que los propietarios de las nuevas plantas, que según la resolución 116/96, pueden declarar su disponibilidad, justificaran el valor reportado antes del 5 de diciembre.
- Se acordó que el CND en reunión con los generadores, ECOPETROL y ECOGAS, revisara los contratos de combustibles con el fin de determinar la cantidad de gas en firme.
- Se acuerda realizar una reunión abierta a todos los generadores con el fin de discutir y revisar técnicamente el Cargo por Capacidad.
- El CNO acuerda mantener los mínimos operativos actuales y enviar una carta a la CREG mostrándole los resultados no viables a los que lleva la aplicación de la resolución 100/97.
- El CNO estuvo de acuerdo con la interpretación de ISA de la Resolución 215/97.
- El CNO acuerda enviar una carta a la CREG para que se derogue la Resolución 215/97.
- El CNO acordó solicitar a la Electrificadora de Bolívar, tener un mayor cuidado en el proceso de oferta, con el fin de evitar errores que ocasionan distorsión en la operación con efectos comerciales de gran impacto para todos los agentes

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



FABIO QUITIAN ROMERO
Presidente Encargado