

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION

ACTA DE LA REUNION No. 38

Fecha : Noviembre 29 de 1996
Lugar : ISA - Bogotá

ASISTENTES PRINCIPALES:

CORELCA
CHB
EADE
EEB
EEPPM
EMCALI
EPSA
ESSA
ISA
ISA
ISAGEN
UPME
PROELECTRICA

Angel Hernández
José Arturo López
Gustavo Sánchez
Fabio Quitián Romero
Rafael Pérez C
Luz Marina Gómez Cuellar
Bernando Naranjo Ossa
Wilson Uribe Vega
Javier G. Gutiérrez P.
Pablo H. Corredor A.
Alberto Olarte Aguirre
Germán Corredor A.
Reynaldo Foschini A.

INVITADOS :

ECOCARBON
ELECTRIBOL
EMCALI
EEPPM
FENALCARBON
ISA
ISA
ISA
ISA
ISA
ISA

Eduardo Santoya
Miguel Yances
Humberto Mafla
Humberto Palacio Naranjo
Fernando Pinzón
Hernando Díaz
Alvaro Ismael Murcia C
César Augusto Ramírez R.
Ana Mercedes Villegas
Armando Burgos
Jorge E. Arango B.

TEMARIO:

1. Lectura Acta Anterior
2. Cargo por Capacidad
3. Situación Energética
4. Regulación Secundaria de Frecuencia
5. Definición Caso Cospique
6. Informe Reunión Sector Carbón
7. Informe de Comités
8. Generación de Pruebas
9. Varios

DESARROLLO DE LA REUNION

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

1. LECTURA Y APROBACION DE LAS ACTAS 36 Y 37

Se dio lectura a las actas 36 y 37, las cuales serán modificadas de acuerdo a los comentarios que enviarán por escrito los miembros del CNO, para su posterior firma.

EMCALI y la UPME anotaron que la transcripción textual de comentarios de las empresas en las actas no permite seguir claramente las conclusiones y acuerdos de la reunión. El presidente del CNO propuso que se mantuvieran los comentarios de las empresas pero que adicionalmente se resumieran las conclusiones y acuerdos en los temas tratados.

2. CARGO POR CAPACIDAD

La UPME informó que la CREG está haciendo un análisis sobre el cumplimiento de los principios filosóficos del cargo por capacidad, según el planteamiento de la Resolución 22 de 1996, con el propósito de proponer las modificaciones necesarias en otra Resolución si era necesario.

Agregó, que a solicitud de La Comisión Quinta del Senado, la CREG en su reunión del 28 de noviembre de 1996 analizó este tema y acordó lo siguiente:

- Aplazar la vigencia del cargo por capacidad hasta enero de 1997.
- Realizar reunión conjunta con los Congresistas para unificar conceptos y lograr acuerdos.
- Igualar el CRT al 105% de la demanda máxima de potencia, para tener en cuenta una condición de reserva del Sistema.
- Iniciar la simulación en enero de 1996, tomando para ese año la hidrología de 1991 y para 1997 la hidrología de 1992, con el fin de que los niveles iniciales de los embalses en la estación de verano 96-97, no sean ni los niveles reales de los embalses, ni tampoco los niveles mínimos operativos, sino los obtenidos por la misma simulación.

3. SITUACION ENERGETICA

ISA presentó el Panorama Energético, mencionando que la demanda atendida en noviembre hasta el día 26 fue de 3057 GWh con una generación hidráulica de 2421 GWh, una generación térmica de 612 GWh, un intercambio con Venezuela de 12 GWh y 13 GWh de

demanda no atendida. El embalse agregado del Sistema llegó a un nivel del 82% y los aportes hídricos hasta el 26 de noviembre fueron 2526 GWh, los cuales, a excepción de cinco días, han estado por debajo de lo pronosticado. Por esta razón el nivel del embalse agregado y los vertimientos han estado por debajo del valor esperado. Los embalses que se han intervenido en noviembre son: Alto Anchicayá, Bajo Anchicayá y San Carlos. La disponibilidad térmica promedio en lo corrido del mes de noviembre es del 56.9 %.

La demanda estuvo 0.7% por debajo de la presentada en noviembre de 1995. Se informó que el 28 de noviembre llegó a ISA de la UPME un nuevo pronóstico de demanda el cual será utilizado en las próximas evaluaciones.

Referente a la situación del próximo verano, el análisis con la hidrología pronóstico (84%) de la media histórica lleva el embalse del Sistema al 54% a finales de mayo, con una generación térmica de 34 GWh/día. Considerando una hidrología del 64% de la media histórica el embalse alcanza un nivel del 39% con una generación térmica promedio de 38 GWh/día. Por lo tanto los índices de atención de demanda se ubican dentro de los límites establecidos y el nivel del embalse agregado termina muy por encima de los mínimos operativos.

Se presentaron los pronósticos de hidrologías por regiones entregados por el Subcomité Hidrológico el 7 de noviembre/96, los cuales no prevén para el próximo verano situaciones extremadamente críticas. Para la región Centro-Oriente se espera una hidrología del 74% de la media histórica, Antioquia 94% y Valle 99%. Respecto a la vulnerabilidad del Sistema, se informó que está en condiciones de soportar una hidrología mínima del 93% PSS entre noviembre/96 y mayo/97.

En el estudio de Largo Plazo se hizo énfasis en el año 1999, por ser el más crítico. Con atrasos de Urral, Miel y Valle un año y sin Termocesar, la probabilidad de déficit en 1999 es del 100% y el VERE mensual 5.7%. Se concluyó que con una adición de 150 MW en mayo/99, el Sistema es capaz de afrontar una sequía en los años 98-99.

Con el atraso de un año de Porce, se ha encontrado que el impacto a nivel energético no es muy grande, pero desde el punto de vista de potencia, con las demandas proyectadas, se tienen dificultades para atender la demanda. Este tema será evaluado en los próximos días con detalle, debido a la alta posibilidad de atraso del proyecto.

Se hicieron las siguientes recomendaciones:

- TEBSA y CORELCA deben asegurar la entrada del transformador en Soledad para el primero de diciembre.
- ISA debe aumentar, la transformación 230/500 kV a 900 MVA en San Carlos para el primero de diciembre.
- Garantizar disponibilidad de gas en la Costa Atlántica, dadas las expectativas de alta generación en la zona por dificultades de transmisión.
- TEBSA debe continuar negociando con la comunidad del Divino Niño en colaboración con el M.M.A. y M.M.E., para obtener la licencia ambiental y contar con la entrada de la línea en enero de 1997.
- Garantizar combustibles alternativos para las plantas térmicas que lo permitan, con el fin de aumentar la disponibilidad de energéticos para el verano próximo.
- Mantener fechas de entrada de Termodorada y Termocentro, para enero y febrero/97 respectivamente.
- Garantizar la entrada de Urrá para el segundo semestre de 1999.
- Garantizar la entrada de La Miel para el primer semestre del 2001.
- Garantizar la entrada de Termovalle para el segundo semestre de 1997.

- Revisar por parte de la UPME las proyecciones de demanda.
- Definir por parte de la CREG, el código de racionamiento y de distribución.

Comentarios

EMCALI: Si el crecimiento de la demanda sigue dándose en la forma en que históricamente se ha presentado, el parque térmico, que estaría entrando para disminuir la vulnerabilidad del sistema, será en gran parte subutilizado, o sea que esa firmeza se estaría pagando muy caro. Es recomendable hacer un análisis detallado de la proyección de demanda e identificar cuales deben ser las acciones a seguir. Se deben establecer metas para ir mejorando el factor de carga del Sistema y garantizar en el tiempo que los nuevos proyectos tengan un factor de retorno adecuado.

CORELCA informó que la entrada del transformador en Soledad se prevee para el 23 de diciembre. ISA por su parte, informó que la transformación 230/500 kV se aumentará a 900 MVA para el día inicialmente establecido (1 de diciembre/96).

ISAGEN informó que en Termocentro se presentaron algunos retrasos debido al invierno y a problemas de transporte entre el sitio y Barranquilla. Se está recuperando satisfactoriamente el tiempo perdido y se espera que para la segunda quincena de enero/97 entre en operación la primera unidad.

MINIMOS OPERATIVOS

Se presentó y entregó el documento "ISA CND 96-337 Mínimos Operativos Período Mayo 1996 - Abril 1997", en el cual se tienen en cuenta los mismos supuestos del documento "ISA CND 96-161", pero se incluye actualización de demandas, entrada de nuevos proyectos y mantenimientos de plantas hidráulicas.

Comentarios

Debido a que los pronósticos de demanda se recibieron el 28 de noviembre y que es imposible realizar un estudio completo, que incluya discusión de las empresas, para el primero de diciembre, ISA propone, tomando en cuenta una ronda telefónica aceptada por todos los miembros del CNO a excepción de ISAGEN, que se siga trabajando con los mínimos operativos superiores existentes hasta el primero de enero de 1997 y que si es del caso se revalúen en diciembre/96.

ISAGEN informó que está de acuerdo en continuar trabajando con los valores actuales de mínimos operativos hasta enero/97, pero que es indispensable reevaluarlos en diciembre/96, debido a que en el actual análisis no están incluidos algunos cambios importantes en los supuestos, como lo son el aumento de disponibilidad de Guavio y la revisión de los programas de mantenimiento. El problema es que como los mínimos operativos son mensuales y se evalúan por embalse, se corre el riesgo que un embalse quede por debajo del nuevo valor y automáticamente quede intervenido sin ninguna posibilidad de interacción por parte de la empresa, lo cual desencadenaría un conflicto operativo.

EPSA: La revisión de los mínimos operativos tiene incidencia en diciembre. En enero no tiene sentido esta revisión, debido a que a partir de diciembre empiezan a bajar los embalses.

ISA: En la ronda telefónica se acordó que además de mantener los mínimos hasta enero, se sugiera a la CREG que esta evaluación se haga al final de la estación de verano y no como se está haciendo actualmente al final de cada estación.

EPM: el pequeño desplazamiento ascendente que se observa en la curva presentada por ISA es importante y tiene grandes implicaciones. Se debe discutir y revisar la forma en que se van a hacer las revaluaciones y aplicar la metodología, ya que como cambian los niveles de todos los embalses, cambian también los supuestos y las condiciones del sistema. La vigencia de los mínimos operativos debe ser sostenida de mayo a mayo, mes en el cual se deben hacer las revaluaciones. En enero, febrero y marzo los mínimos operativos deben recibir un debate, el cual hasta ahora no se ha dado. No estamos de acuerdo en entrar a modificar cosas que ya están planteadas.

El CNO acordó mantener los mínimos operativos actuales hasta enero/97. El CND debe hacer la revaluación correspondiente los primeros días de diciembre, incluyendo la nueva demanda. Una vez hecha la revaluación, el CND debe poner a disposición de las empresas, a través del Comité de Operación, la metodología y los supuestos utilizados.

EVENTO AREA SUROCCIDENTAL

ISA presentó un estudio preliminar del evento ocurrido el 28 de noviembre de 1996 en el área Suroccidental.

Además, informó que a las 6:59 a.m. el operador de la subestación Esmeralda detecta en el tablero de señalización una alarma de discrepancia de polos y falla interruptor, pero los instrumentos de medida indican que existe carga en el circuito. Inmediatamente, el operador se dirige al patio de la subestación y observa flameo en el interruptor. Regresa a la sala de control y cuando se dispone a hacer maniobras para entrar el acoplador de barras (operación "cascada"), se presenta la explosión del interruptor, lo que hace que se dispare el circuito San Carlos - Esmeralda 1 en ambos extremos. La explosión hace que se active también la protección diferencial de barras, dejando por fuera todo el barraje de la subestación.

Se aclara que La Esmeralda es una subestación de doble barra y que la interconexión del Suroccidente con el resto del país se hace a través de cuatro líneas. Cuando se produce la apertura de barra, dos de estas cuatro líneas se encontraban conectadas a ella, San Marcos y Cartago. Posteriormente se presenta sobrecarga de las dos líneas restantes, lo que conlleva al aislamiento total del suroccidente del país.

Hasta tanto no se revise con detalle el interruptor y se identifiquen los daños internos y sus posibles causas, se presume lo siguiente:

En la fase A del interruptor se presenta un descenso de presión (aproximadamente de 300 kg a 0 kg), lo que ocasiona un desplazamiento de los contactos y por lo tanto la discrepancia de polos. Esta discrepancia activa el relé de disparo maestro. Por no contar con la presión necesaria no fue posible abrir el interruptor. Se presenta entonces un desbalance de corrientes que es detectado por San Carlos, dando la orden de apertura y originando transitorios de corriente que agravan la falla, produciéndose finalmente la explosión del interruptor.

Una vez iniciado el restablecimiento, a las 7:51 a.m., se produce un disparo del circuito San Felipe - La Enea, dejando nuevamente sin tensión la subestación Esmeralda, lo que obliga a iniciar de nuevo las labores de restablecimiento. Al parecer, el restablecimiento de la carga indujo una sobrecorriente en el circuito San Felipe - La Enea que ocasionó la apertura de los circuitos adyacentes.

Comentarios

EMCALI: Hace aproximadamente tres meses se discutió un caso parecido que se presentó en la Costa Atlántica. Se analizó el incremento de los criterios de planeamiento del Sistema y se dijo que al criterio "n-1" era necesario adicionarle otros elementos para aumentar la confiabilidad de la regiones y evitar colapsos. Se estuvo de acuerdo con adoptar este tipo de medidas y se planteó la necesidad de realizar el mismo análisis con las demás regiones del país. Este evento ocurrido en suroccidente revela la alta vulnerabilidad y dependencia de esta zona. Por lo tanto se debe hacer un estudio detallado del caso y proponer soluciones.

ISA: en el caso de la Costa Atlántica se ha hecho un análisis por subáreas, el cual ha suscitado varias recomendaciones de implementaciones que ya han sido tenidas en cuenta en Barranquilla y se encuentran bajo análisis en el área de Cartagena. Se procederá a analizar el área del Valle para tratar de minimizar la ocurrencia de eventos como el sucedido el 28 de noviembre/96.

Los análisis preliminares hechos en ISA, indican que se estaba cubierto con el criterio "n-2". El "n-1" fue en ese momento el circuito San Carlos - Esmeralda 1. Si hacemos el "n-2" más crítico, que sería el otro circuito San Carlos - Esmeralda 2, no se hubiera presentado un colapso de tal magnitud. Lo que pasó fue que al salirse todo el Barraje 1 de Esmeralda, se estaría llegando a un "n-5" con respecto al Sistema de Interconexión Nacional.

Se recalca la importancia de continuar con los análisis detallados para cada área operativa, en especial la del Valle. En esta época del año se debe tener mucha precaución, porque la generación del área es menor que en otras épocas. En el momento del colapso, se encontraban intervenidos los embalses de Betania y Alto Anchicayá, se tenía una transferencia de 500 MW, con un límite de 700 MW, una generación interna de 308 MW y una demanda de 888 MW en toda el área suroccidental.

UPME: Este evento y los ocurridos en la Costa Atlántica ponen en evidencia que algunos equipos del SIN han sobrepasado ya su vida útil, lo que amerita la ejecución de un programa detallado de inversión y reposición de equipos.

EPSA: El marco de competencia comercial cambia también las condiciones de operación del Sistema. Anteriormente, por ser los responsables de la prestación del servicio en todo el área suroccidente, se mantenían rodando cuatro máquinas. Las nuevas condiciones del Sector no permiten este tipo de acciones, debido a que no son viables económicamente.

ELECTRIBOL: En Cartagena se hizo un estudio para evitar colapsos ante doble contingencia. Se están implementando medidas que tienen que ver con el deslastre de carga que no encarecen la operación del Sistema.

EPSA: En suroccidente se tiene implementado el deslastre de carga, pero ante el evento de perder 500 MW con una demanda de 800 MW, no hay nada que hacer.

EADE: No solamente el esquema de protecciones puede estar obsoleto, sino también los equipos de interrupción, por lo tanto se deben identificar los elementos que le confieren fragilidad al sistema.

El CNO acordó que ISA y EPSA realicen un estudio detallado del evento ocurrido el 28 de noviembre de 1996 en el área Suroccidental que permita establecer acciones y recomendaciones para minimizar los efectos de este tipo de eventos. Adicionalmente, se debe efectuar conjuntamente el análisis de estabilidad del área Suroccidental, con el fin de

determinar las medidas suplementarias que garanticen la confiabilidad y seguridad ante aislamiento.

4. REGULACION SECUNDARIA DE FRECUENCIA

En la reunión 37 del CNO se estableció una comisión conformada por EPM, ISA, ESSA, CORELCA y EEB, para consolidar la posición del Sector frente al proyecto de resolución sobre regulación secundaria de frecuencia y enviarla a la CREG. Durante la reunión de esta comisión se encontraron una serie de vacíos que obligaron a realizar un análisis más detallado sobre el tema. Este borrador de la comunicación se llevó al Comité de Operación la semana pasada y se encontró que aunque el aspecto técnico del proyecto de Resolución es claro, presenta serias falencias en la parte comercial y acordó este comité realizar un estudio para verificar si no se están sobreremunerando las plantas que realizan la regulación secundaria de frecuencia.

ISA leyó y entregó copia del borrador de la comunicación que se pretende llevar a la CREG.

Comentarios

CORELCA: Se debe estudiar detenidamente la tarifa con que se remunerará este servicio, ya que consideran que el 5,25 US/kW-mes propuesto por la CREG es muy alto.

EMCALI: Se debe discutir la filosofía de la regulación secundaria de frecuencia. Aunque es importante que los comercializadores le den un trato adecuado a las proyecciones y análisis de demanda, no se sabe si en este momento están en condiciones de hacer este tipo de estudios. Es complicado penalizar a los comercializadores por desvío en las proyecciones de demanda, cuando ni siquiera han empezado a estudiarla. Se debe recomendar a la CREG que se evalúe esta penalización, porque las fórmulas tarifarias actuales están reduciendo las posibilidades de los comercializadores de obtener utilidades. No tiene sentido crear cargos adicionales que no puedan ser reflejados en la tarifa final.

Propone, por lo tanto, que se ponga a consideración de la CREG los siguientes aspectos:

- Los comercializadores del país no están en condiciones de hacer estimación de demanda.
- Es impredecible el manejo del consumo de los usuarios finales y no tiene porque ser asignado a uno de los agentes.
- Este servicio adicional debe reflejarse en la tarifa final, ya que los comercializadores no tienen cómo recuperarlo.

UPME: los comercializadores no deben ser los encargados de hacer la gestión de demanda. En la fórmula tarifaria, se aprobó incluir los costos de la regulación secundaria de frecuencia dentro de "otros costos".

EPM: La demanda es una responsabilidad que los comercializadores tienen que atender, por lo tanto deben contar con técnicas apropiadas para hacer sus predicciones, ya que de estas depende la calidad del servicio. El comercializador debe recibir una señal que lo obligue a hacer gestión de demanda.

UPME: Es muy favorable para los generadores que los demás agentes paguen por la calidad del servicio, pero no se puede olvidar que es función del generador brindar energía de óptima calidad. En ninguna parte del mundo el comercializador debe pagar por las desviaciones en la predicción de demanda ni por el servicio de regulación de frecuencia. La calidad del servicio y las desviaciones deben ser pagados por los generadores e incluirlas

dentro de las tarifas. Al usuario final le van a cobrar de todas maneras por este servicio, convirtiendo al comercializador en un intermediario entre estos y los generadores.

EPM: Se debe concretar y discriminar los aspectos relacionados con la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia. Los generadores no están en contacto directo con el usuario final, por lo tanto no pueden tener responsabilidades con algo que otros controlan. El comercializador, por su carácter de intermediario, es responsable de ese servicio frente a su cliente. Si el comercializador está totalmente desviado en su predicción de demanda, es justo que reciba una penalización.

UPME: El espíritu de esa Resolución es buscar que los comercializadores tengan una buena información de la demanda, con el fin de mejorar la calidad de la prestación del servicio. Actualmente muchos comercializadores conocen muy poco la demanda, lo que origina muchos problemas para el Sector y en especial para la UPME que es el organismo encargado de hacer las proyecciones de demanda.

EADE: Se han presentado casos con EPM en los que se conoce la demanda un año y medio después. Cuando los contadores están malos, EADE no se entera sino hasta que llegan las facturas. Entonces la metodología para la medida de restricciones ocultaría un problema de logística y manejo de la información.

EPM: Revisar los contadores es también función del comercializador, ya que ellos son los que están en contacto directo con el usuario final y por lo tanto tienen que enterarse de la situación de su demanda. En días anteriores, San Carlos se encontraba intervenido y prestaba además el servicio de regulación secundaria de frecuencia, se disminuía entonces su embalse por prestar un servicio adicional que se encuentra inclusive por fuera de su contexto.

ISA: Se deben aclarar algunos aspectos operativos comerciales y de manejo de información, ya que no es claro cómo van a ser los modelos de las demandas operativas, cómo se van a desagregar las demandas y qué software y hardware se necesitan en estos procesos.

Teniendo en cuenta que la comisión establecida en la anterior reunión del CNO, llegó a un acuerdo en todos los aspectos, salvo en el tema específico de la penalización por desviaciones, el CNO decide enviar la comunicación preparada y revisada por el Comité de Operación, adicionándole los comentarios que las empresas envíen, ya sea dentro de la posición de los generadores o de los comercializadores.

5. DEFINICION CASO COSPIQUE

El administrador del SIC presentó un recuento histórico del caso Cospique, comentando que esta discusión se ha traído al CNO en varias oportunidades. Se informó que el problema estaba finalmente reducido a definir como se pagarían 16 Millones de pesos.

ISA propuso que se distribuyeran entre las empresas el pago de los 16 millones de pesos, para no tener que iniciar un proceso ante otra instancia diferente al CNO.

Se acordó entre las partes, resolver finalmente el caso Cospique de la siguiente forma: ISA paga 8 millones de pesos, a PROELECTRICA 4 millones y al resto de las empresas del Sector, los restantes 4 millones, para completar los 16 millones.

El CNO acordó que una vez el CND determine una generación de seguridad y se haya operado de acuerdo a ésta, cualquier revisión a posteriori que implique modificación del valor, no será aplicable retroactivamente desde el punto de vista comercial.

6. INFORME REUNION SECTOR CARBON

ISA presentó y entregó un resumen donde se presentan las principales conclusiones de la reunión con los representantes del Sector Carbón, con el fin de analizar su problemática y sus perspectivas con relación al Sector Eléctrico y la forma como han venido interactuando ambos Sectores.

Comentarios

EMCALI: El CNO debe analizar con mucho detalle cualquier propuesta de coordinación entre los Sectores Energéticos que se pretenda enviar a la CREG.

UPME: En estos momentos, la CREG tiene la intención de hacer una evaluación integral del Sistema, por lo tanto es muy importante hacer este tipo de recomendaciones.

La UPME informó que para el estudio de compatibilización de los Sectores Gas - Electricidad ya están listos los términos de referencia. Se está gestionando una solicitud con el Banco Mundial para la financiación del estudio. Se espera iniciar el estudio a principios del próximo año.

ECOCARBON: Agradece al CNO por crear un espacio de trabajo conjunto a nivel institucional.

FENALCARBON: Manifiestan agradecimientos por haber podido asistir a esta reunión y solicitan que dentro de los estudios que adelanta en el CNO se incluya un análisis de la interrelación de ambos Sectores. Informan que no estaban preparados para afrontar los cambios que introdujo el libre mercado de Energía Eléctrica y que actualmente es muy difícil competir en Bolsa con el Sector Gas Natural e Hidráulico. Anotan además que las ventas de carbón en Colombia se redujeron a un 50% con relación a 1995 y que se espera un 1997 aún más crítico.

El CNO agradece la visita de los representantes del Sector Carbón y reconoce la importancia de la integración de ambos Sectores para lograr el desarrollo armónico del país.

El CNO considera que se deben estudiar detalladamente las conclusiones y recomendaciones establecidas en la mesa redonda donde se analizó la problemática del Sector Carbón e incluir dentro del temario de una próxima reunión, una discusión sobre este tema.

7. INFORME DE COMITES

Informe Sistema de Intercambios Comerciales -SIC-

El Administrador del SIC presentó el estado de Deuda Vencida del Sector a noviembre 28 de 1996, donde se destaca que ésta asciende a 135861 millones de pesos, correspondiendo el 59% a las electrificadoras de la Costa Atlántica y el restante 41% a las electrificadoras del interior del país. Por solo Cargos por Uso de la Red la deuda asciende a 23698 millones y por el Sistema de Intercambios Comerciales a 32757 millones de pesos.

Informe Comité de Operación

Se entregó un Resumen de la reunión del Comité de Operación realizada el 21 de noviembre de 1996. No se realizó ningún comentario

8. GENERACION DE PRUEBAS

CORELCA: Durante 15 días se efectuó en Flores 2 un "Overhaul" programado. El 27 de septiembre de 1996, CORELCA solicitó al CND autorización para generar en pruebas. Dicha solicitud fue denegada ya que en la oferta no se había especificado que la unidad se encontraba en "Overhaul".

ISA: El CNO aprobó autorizar desviaciones en pruebas siempre y cuando los generadores hubieran estado en "Overhaul". Legalmente en este momento, solamente se puede autorizar generaciones en pruebas en dos casos: cuando hay "Overhaul" y cuando entran nuevas plantas al Sistema. CORELCA envió su oferta sin especificar que estaban en "Overhaul". ISA propone, que el CNO autorice al CND, permitir realizar generaciones en pruebas para mantenimientos superiores a dos días.

CORELCA: A la energía generada en pruebas, se le asigna el costo marginal, por lo tanto no se originan sobrecostos en el Sistema. No tiene sentido limitar la generación en pruebas a un número determinado de días.

EPM: Están de acuerdo con el límite de dos días propuesto por ISA.

EADE: El agente generador debe suministrar al CND una programa detallado de pruebas, donde se especifique las horas en que se realizarán la pruebas, su duración y las eventualidades previstas.

ISA: En este momento, los generadores avisan al CND que efectuarán pruebas, especificando la energía que estiman generar en cada periodo de tiempo.

El CNO acordó que las empresas enviarán por escrito al CND, un recuento detallado de las labores efectuadas durante el mantenimiento para que sea éste el encargado de autorizar la generación en pruebas.

8. VARIOS

ISA informó que del 3 al 5 de diciembre de 1996 se reunirán en el Centro de Convenciones de Paipa alrededor de 55 operadores para discutir el marco regulatorio que rige al Sector Eléctrico Colombiano.

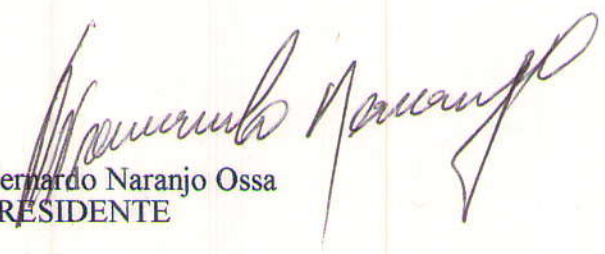
El CNO felicitó a ISA por este importante trabajo de capacitación y solicitó el apoyo de todas las empresas.

Resumen de Compromisos y Acuerdos Reunión 38

- Las empresas asistentes al CNO enviarán por escrito los comentarios a las actas 36 y 37 para su consolidación y posterior firma.

- El CNO acordó que ISA y EPSA realicen un estudio detallado del evento ocurrido el 28 de noviembre de 1996 en el área Suroccidental que permita establecer acciones y recomendaciones para minimizar los efectos de este tipo de eventos. Si es meritorio, se debe presentar este caso en una próxima reunión del CNO.
- El Comité de Operación encontró serias falencias en el aspecto comercial de la regulación secundaria de frecuencia y decidió realizar un estudio para verificar si no se están sobreremunerando las plantas que realizan la regulación secundaria de frecuencia.
- Enviar a la CREG la comunicación desarrollada y revisada por el Comité de Operación referente a la regulación secundaria de frecuencia, adicionándole los comentarios de ISA-SIC y los de las empresas que lo deseen, ya sea dentro de la posición de los generadores o de los comercializadores.
- El CNO considera que se deben estudiar detalladamente las conclusiones y recomendaciones establecidas respecto a la problemática del Sector Carbón e incluir dentro del temario de una próxima reunión, una discusión sobre este tema.
- Se acordó mantener los mínimos operativos actuales hasta enero/97. El CND debe hacer la revaluación correspondiente los primeros días de diciembre, incluyendo la nueva demanda. Una vez hecha la revaluación, el CND debe poner a disposición de las empresas, a través del Comité de Operación, la metodología y los supuestos utilizados.
- Teniendo en cuenta que la comisión establecida en la anterior reunión del Consejo, llegó a un acuerdo en todos los aspectos sobre la regulación secundaria de frecuencia, salvo en el tema específico de la penalización por desviaciones, el CNO decide enviar la comunicación desarrollada y revisada por el Comité de Operación, adicionándole los comentarios de las empresas que lo deseen, ya sea dentro de la posición de los generadores o de los comercializadores.
- El CNO considera que se deben estudiar detalladamente las conclusiones y recomendaciones establecidas en la mesa redonda donde se analizó la problemática del Sector Carbón e incluir dentro del temario de una próxima reunión, una discusión sobre este tema.
- Se acordó resolver el caso Cospique de la siguiente forma: a ISA le corresponde desembolsar 8 Millones de pesos, a PROELECTRICA 4 Millones y al resto de las empresas del Sector, los restantes 4 Millones.
- El CNO acordó que las empresas enviarán por escrito al CND, un recuento detallado de las labores efectuadas durante los mantenimientos para que sea éste el encargado de autorizar la generación en pruebas.
- El CNO acordó que una vez el CND determine una generación de seguridad y se haya operado de acuerdo a ésta, cualquier revisión a posteriori que implique modificación del valor, no será aplicable retroactivamente desde el punto de vista comercial.

Siendo las 2:00 p.m. se terminó la reunión



Bernardo Naranjo Ossa
PRESIDENTE