

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

ACTA DE LA REUNIÓN No. 58

DEFINITIVA

Fecha : Octubre 21 de 1997
Lugar : Hotel Dann del Norte - 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
Ancízar Piedrahita
Raúl Etcheverry M.
Andrés Yabrudy Lozano
Gustavo Sánchez Morales
Fabio Quitian
Jaime Vélez Botero
Holmes Bolaños
Bernardo Naranjo Ossa
Hernán Uribe N.
Javier Gutiérrez P.
Pablo Hernán Corredor A.
Guillermo Arango R.
Reynaldo Foschini
Germán Corredor A.

INVITADOS :

MINMINAS
MINMINAS
MINHACIENDA Y C.P.
DNP
CHB
CHIVOR S.A. E.S.P.
CORELCA
CREG
CREG
CREG
CREG
CREG
DNP
EBSA
EEPPM
EMCALI
ESSA
ISA
ISA
ISA
ISA
ISAGEN

Orlando José Cabrales Martínez
Carlos Conte L.
Camilo Vásquez M.
Cecilia López M.
Luis Fredes
Ernesto Borda
Fernando Gutiérrez
Eduardo Afanador Iriarte
Jaime Saldarriaga
Omar Serrano R.
Carmenza Chahim
Jorge E. Mercado
Cecilia Corvalán
Efrain Acevedo O.
Rafael Pérez C.
Humberto Mafla
Hernando González
Ana Mercedes Villegas
Silvia Elena Cossio Mesa
Carlos Ariel Naranjo
Hernando Díaz
Alberto Olarte Aguirre

TEMARIO:

1. Análisis Cargo por Capacidad
2. Análisis de la Situación Energética
3. Informe del SIC
4. Informe de Comités

DESARROLLO DE LA REUNIÓN

Se verificó el cumplimiento del quórum reglamentario y se dió inicio a la reunión. Se entregaron las actas Nros. 55 y 56 y se dieron 7 días de plazo para que las empresas enviaran comentarios.

1. ANÁLISIS CARGO POR CAPACIDAD

El Señor Ministro de Minas y Energía Dr. Orlando Cabrales hizo la apertura de la reunión destacando los siguientes puntos:

- La importancia que el gobierno le da a la regulación y en este caso especial a la del Sector Eléctrico.
- La necesidad de que existan señales que promuevan la instalación de capacidad para atender la demanda confiablemente.
- La conveniencia de incentivar la eficiencia y evitar el retiro de unidades.
- Las críticas al Cargo por Capacidad especialmente la de los generadores térmicos quienes afirman que están yendo a la quiebra razón por la cual el gobierno ha venido escuchando a todos los agentes para que exista equidad.

El Director de la CREG, Dr Jorge Enrique Mercado cuestiona a los diferentes agentes sobre la necesidad del Cargo por Capacidad y si éste está bien elaborado. El presidente del Consejo organiza una ronda para que todos los agentes respondan los cuestionamientos de la CREG.

EPM: manifiesta que la CREG ha considerado necesario el Cargo por Capacidad para garantizar la confiabilidad. Está de acuerdo con el cálculo del mismo y opina que es una señal correcta aunque es compleja de entender.

CORELCA: hace una presentación de la historia del Cargo por Capacidad (Anexo) mostrando que su cálculo tiene problemas filosóficos y metodológicos, debido a que no está cumpliendo con los objetivos planteados inicialmente los cuales eran: remunerar la firmeza energética, crear un piso en el precio de Bolsa e incentivar la expansión de la generación térmica. Así mismo, puntualizó que en el diseño del Cargo por Capacidad se había confundido el problema de potencia con el de energía, primando en el sistema colombiano el problema de energía sobre el de potencia.

ISAGEN: está de acuerdo con la existencia de un cargo que remunere la disponibilidad de las plantas para generar en condiciones críticas. Considera que la forma de recaudo es difícil de entender porque se hacen diversas transacciones entre generadores para que finalmente lo

paguen los comercializadores, por tanto sería mejor estudiar un esquema de pago directo. Adicionalmente, manifiesta que el Cargo por Capacidad no debe afectar el mercado.

CHEC: plantea que debería existir un mecanismo que permitiera un flujo de caja más estable. No está de acuerdo con la forma en que se establece el Cargo por Capacidad. Considera que los agentes compiten en forma diferente en los contratos de Largo Plazo y la CREG no ha aceptado esto.

CHIVOR: opina que el Cargo por Capacidad remunera adecuadamente los aportes de energía en condiciones críticas y asegura la expansión del sistema hidráulico y térmico. Opina que pueden hacerse revisiones para mejorar el Cargo por Capacidad.

NORDESTE: comparte los planteamientos hechos por CORELCA y opina que existe un tratamiento diferente entre hidráulicos y térmicos ya que al generador hidráulico se le reconoce más que su potencia asociada a su energía firme. Así mismo, considera que el Cargo por Capacidad debe trasladarse al consumidor final.

EPSA: plantea que la metodología debería ser más simple y no se debe diferenciar entre hidráulicos y térmicos. Manifiesta que el Cargo por Capacidad debe ser explícito al usuario final como una sobretasa o una componente fija.

CHB: considera que es necesario que exista el Cargo por Capacidad y que éste cumple con sus objetivos. Plantea que existe un error conceptual ya que se está mezclando cosas diferentes. El Cargo por Capacidad lo estableció la CREG para fijar un nivel mínimo de ingresos que refleje la confiabilidad, disponibilidad y eficiencia en situaciones críticas. La Bolsa es un mercado que constituye un mecanismo competitivo donde cada agente hace su oferta y no tiene nada que ver con el Cargo por Capacidad. Los contratos son otro mercado diferente en el cual los agentes toman decisiones de acuerdo con su percepción del riesgo y no en función del Cargo por Capacidad. Cuando se mezclan todos los mercados hay errores. Así mismo, aclara que a Betania nadie le regaló el Cargo por Capacidad como se ha dicho y pagó por él cuando compró el activo.

PROELECTRICA: plantea que la aplicación del Cargo por Capacidad ha representado para PROELECTRICA desde su inicio egresos del orden de 700 millones de pesos que sumados a los meses próximos del año, donde existirá una alta generación térmica se alcanzará la cifra en el año 1997 del orden de 1400 millones de pesos, valores que son claros y que ponen en entredicho la inversión privada en generación térmica. Por lo tanto, cree y está convencido que el Cargo por Capacidad desestimula la inversión y no se ajusta al objetivo para el cual fue creado.

EADE: manifiesta que antes de implantar el Cargo por Capacidad se advirtió que este no era conveniente y que no estaba claro como se iba a remunerar potencia y energía. Opina que no es adecuado seguir con el cargo por el hecho de mantener la estabilidad de la norma.

EMCALI: considera que el Cargo por Capacidad es necesario pero que no cumple con el objetivo para el cual fue creado y pone en desventaja a los térmicos, afectando el mercado.

UPME: opina que con relación a este tema hay diversidad de opiniones y por tanto es difícil sacar conclusiones. Considera que el Cargo por Capacidad debe existir para garantizar la expansión por la variabilidad de la hidrología, ya que los costos marginales de corto plazo son normalmente inferiores a los de largo plazo.

EEB: está de acuerdo con que exista un cargo que remunere a aquellos que le dan firmeza al sistema. Considera que debe diferenciarse la remuneración por energía y potencia. Opina que la metodología de recaudo no es la mejor por que no se le da la señal al usuario final. Plantea que los agentes no incluyeron el Cargo por Capacidad en sus contratos, y esto se demuestra en el hecho que los precios de los contratos de 1997 fueron menores que los de 1996.

La CREG solicita que las empresas analicen los documentos de Cargo por Capacidad y que envíen sus comentarios por escrito.

Así mismo, la CREG presentó el Estatuto de Racionamiento. El CNO acordó realizar una reunión extraordinaria para analizarlo

2. ANALISIS DE LA SITUACION ENERGETICA

ISA presentó el Panorama Energético (Documento ISACND-UEN-323), mostrando inicialmente los siguientes riesgos que existen actualmente para atender la demanda en forma confiable:

- En caso de presentarse una hidrología en noviembre/97 igual o inferior al 50% de la media histórica, para poder atender las generaciones de seguridad en San Carlos, Troneras, Alto Anchicayá y Cadena EEB, se corre el riesgo de tener que utilizar agua de los Mínimos Operativos Inferiores o en caso extremo racionar en las horas de demanda pico, en las áreas de influencia de estas plantas.
- No garantizar la puesta en operación de Yumbo 3, 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 50 GWh en octubre, 53 GWh en noviembre y 60 GWh en diciembre de 1997.
- No poner en operación la compresión del gasoducto Ballenas-Barranca el 1 de diciembre de 1997.
- No contar con la planta de tratamiento de gas de El Centro el 1 de noviembre/97, la cual garantiza el gas de Opón.
- No aumentar la capacidad de generación del SIN en por lo menos 300MW 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.
- No contar con el túnel de Chingaza en noviembre/97.

Así mismo, destacó los siguientes puntos:

- El seguimiento de los parámetros del SIN hasta octubre 19, muestra que los aportes hídricos, el nivel del embalse, la demanda y la generación hidráulica se encuentran por debajo de lo esperado para octubre 31. De otro lado, se resalta que la generación térmica

y la disponibilidad de las plantas térmicas viejas y nuevas se encuentra por encima de lo esperado. Estos valores se encuentran en la siguiente tabla:

SEGUIMIENTO DE PARÁMETROS DEL SIN				
VARIABLE	OCTUBRE DE 1997			
SEGUIMIENTO	ACUMULADO REAL A SEPTIEMBRE 30	ACUMULADO REAL A OCTUBRE 19	ESPERADO A OCTUBRE 31 (1)	Estado
APORTES HIDRICOS (GWh) (% de media)	1,954.51 54.14	1,033.60 43.20	2,303.00 57.90	
EMBALSE (GWh) (%)	9,989.01 69.95	9,688.07 67.84	9,700.00 67.93	
Tasa de embalse/día (GWh) (2)	-12.27	-15.84	-9.32	
DISPONIBILIDAD TÉRMICA(3) PLANTAS VIEJAS(MW) %	1,035.00 61.83	1,019 60.87	996.76 59.54	
DISPONIBILIDAD TÉRMICA(3) PLANTAS NUEVAS (MW) %	853.00 76.64	978 80.96	835.26 69.14	
DEMANDA (GWh) Promedio día (GWh/día)	3,733.42 124.45	2,320.80 122.15	3,908.91 126.09	
GENERACIÓN HIDRAULICA (GWh) Promedio día (GWh/día)	2,316.56 77.22	1,379.67 72.61	2,594.34 83.69	
GENERACIÓN TÉRMICA (GWh) Promedio día (GWh/día)	1,387.04 46.23	926.03 48.74	1,243.60 40.12	
IMPORTACIONES INTERNACIONALES (GWh) Promedio día (GWh/día)	18.81 0.63	11.46 0.60	70.53 2.28	
VERTIENTOS (GWh) Promedio día (GWh/día)	8.43 0.28	3.77 0.20	0.00 0.00	

(1) : Valores tomados del MPODE de la corrida de octubre 1 de 1997 para un horizonte de 24 meses. Caso hidrología crítica.
 (2) : Tasa a la cual se debe embalsar para cumplir la meta.
 (3) : Plantas viejas antes de 01/01/93(1674 MW), Plantas nuevas después de 01/01/93 (1208MW)

Indicador Combinado del Embalse y Generación Térmica :				
(Er - Ee) + (Gr - Ge) =		2.10	GWh	

Alerta roja Alerta amarilla Verde

- Con relación a la hidrología, mostró la evolución diaria de los caudales agregados entre septiembre 1 y Octubre 19 resaltando que el promedio acumulado del mes se encuentra por debajo de la hidrología crítica 95% PSS
- Para los análisis energéticos se escogió el escenario del 40% de la media que considera unas hidrologías para los periodo oct/97-dic/97 del 38.5% de la media, para ene/98-abr/98 del 40.4% de la media y para may/98-dic/98 del 50.3% de la media. Este escenario se muestra en las siguientes tablas:

Escenario	may/97 - sep/97		oct/97 - dic/97		ene/98 - abr/98	
	Energía GWh	% Media	Energía GWh	% Media	Energía GWh	% Media
Niño 57 - 59	20822.0	106.7	8726.7	89.6	5428.0	71.1
Niño 76 - 78	22417.6	114.8	8671.1	89.0	4665.3	61.1
Niño 91 - 93	19371.3	99.2	7418.4	76.1	4803.3	62.9
Año 1997	15349.8	78.6	1422.3 ⁽²⁾	38.6 ⁽²⁾	-	-
Pron. Subcomité y GESS 50% Niño 4	-	-	5849.1	60.0	4545.5	59.5
Crítico de Referencia	-	-	5923.5	60.8	3915.9	51.3
GESS extremo	-	-	4759.9	48.9	2694.1	35.3
40% de la Media	-	-	3750.6	38.5	3085.0	40.4
95% PSS	11037.1	56.5	5737.0	58.9	3785.2	49.6

Escenario	may/98 - dic/98		Año 98		Año 99 ene - oct	
	Energía GWh	% Media	Energía GWh	% Media	Energía GWh	% Media
Niño 57 - 59	21081.5	72.0	26509.5	71.8	28095.3	91.1
Niño 76 - 78	25884.8	88.5	30550.1	82.8	30758.8	99.7
Niño 91 - 93	20249.1	69.2	25052.4	67.9	28172.6	91.3
Año 1997	-	-	-	-	-	-
Pron. Subcomité y GESS 50% Niño 4	24168.0	82.6	28713.5	77.8	30671.4	99.5
Crítico de Referencia	18514.9	63.3	22430.9	60.8	-	-
GESS extremo	20456.8	69.9	23150.9	62.7	28936.7	93.8
40% de la Media	14711.2	50.3	17796.3	48.2	26976.9	87.5
95% PSS	17005.7	58.1	20276.0	54.9	16836.3	54.6

- Para este escenario y considerando atraso de 3 meses promedio de los proyectos, se observa que en el sistema pueden presentarse deficitis en diciembre/97 y a partir de marzo de 1998 para un total de 1092 GWh/año.
- Así mismo, se analizó para el mismo escenario hidrológico anterior y considerando la entrada de los proyectos del Plan de Expansión previstos para los próximos 6 meses, en las fechas programadas y se observó que en este caso el déficit total es de 378 GWh/año a partir de agosto/98.
- Los resultados del análisis de Largo Plazo muestran que para los diferentes escenarios analizados las probabilidades de déficit para los meses de octubre y noviembre de 1997 oscilan entre 2 y 15% y para el verano (diciembre/97 a abril/98) entre 2 y 29%, con valores promedio de racionamiento para los casos con déficit entre 1.6% y 3% de la demanda.

- El análisis de los atrapamientos de energía en la Costa Atlántica muestra que de octubre/97 a febrero/98 no hay atrapamiento de potencia en Sabanalarga por transformación debido a que la limitación es por la capacidad de transporte de gas, sin embargo si se amplía la capacidad del gasoducto de 390 a 420 MPCD sí se podría atrapar energía por transformación. Por tanto es de gran importancia que ISA asegure la entrada para febrero/98 del tercer transformador de 450MVA, 220/500 kV en Sabanalarga.

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
- Solicitar especialmente a ELECTRIBOL acogerse al acuerdo de optimización del gas, dado que no tiene contratos.
- 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.
- Fijar metas de generación térmica e importaciones mínimas de 50 GWh para octubre, 53 GWh para noviembre, 60 GWh para diciembre, 65 GWh para enero y febrero y 70 GWh para marzo.
- Diseñar por parte de cada una de las empresas distribuidoras, un esquema de manejo de carga por tensión.
- Fijar como meta de importación de Venezuela a 1.5GWh/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.
- EBSA analice la posibilidad de poner en operación la planta Yumbo 3 y garantice la entrada de Termovalle en diciembre/97 para evitar problemas en la atención de la demanda de potencia en horas pico.
- Acordar por parte de ECOPETROL con los industriales de Cartagena la utilización de combustibles sustitutos para liberar gas en la Costa Atlántica.
- Garantizar por parte de los propietarios de las nuevas plantas generadoras entrar en las fechas programadas o de ser factible, antes.
- 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-Opón.

- Analizar la posibilidad de cerrar ciclos en las plantas actuales de ciclo abierto del Magdalena medio para julio/98.
- Definir por parte de CORELCA y Termoflores el contrato de conexión, para evitar atrasos en la entrada de Flores III
- Adelantar por parte de ISA el transformador adicional de Sabanalarga para el primer trimestre de 1998 y garantizar la entrada de la línea Betania-Mirolindo para diciembre/97.
- Garantizar por parte de la Empresa de Acueducto de Bogotá la entrada de Chuza en noviembre/97. De no contar con estos aportes a partir de enero/98 se podrían presentar problemas en la atención de la demanda.

Comentarios

EPSA: informa que está interesado en negociar con Ecopetrol la planta STIG de Yumbo. Así mismo, comunica que Yumbo 3 estará disponible en los próximos días.

MME: solicita a CORELCA realizar lo antes posible la sustitución de carbón y fuel oil.

ISAGEN: informa que acaba de firmar un contrato con Venezuela que le garantiza 1.8 GWh/día desde noviembre/97 y hasta mayo/98.

3. INFORME DEL SIC

El Administrador del SIC informa que es necesario nombrar los nuevos miembros del Subcomité de Vigilancia del SIC dado que su periodo ha terminado y para ello muestra las estadísticas de asistencia de los miembros actuales.

El CNO acordó nombrar como representantes de los generadores a CORELCA, ISAGEN y CHIVOR y como representante de los comercializadores a ENERCALI, CODENSA y CENS.

También, presentó las siguientes recomendaciones del Subcomité de Revisión y Vigilancia del SIC:

- El Subcomité propone al CNO que solicite a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios realizar el seguimiento a las ofertas presentadas por los generadores en la bolsa de energía para el mes de septiembre, recomendación que no fue aceptada por el CNO.
- Solicitar a la CREG que modifique las fechas de registro de contratos ante el Administrador del SIC. Ante la propuesta del Subcomité el CNO acuerda que se le presente la siguiente propuesta a la CREG:

Para registrar contratos con desarrollo de software existente en el SIC para su despacho:

- A los contratos entre los agentes del mercado mayorista a los que el Administrador del SIC solicite aclaración se requiere para el registro un máximo de 15 días calendario.

- A los contratos entre los agentes del mercado mayorista a los que el Administrador del SIC no solicite aclaración se registran a partir del día siguiente a la presentación ante el administrador del SIC.

Para registro de contratos que requieran un nuevo desarrollo de software del Administrador del SIC para su despacho:

- A los contratos entre los agentes del mercado mayorista a los que el Administrador del SIC solicite aclaración se realiza el registro como máximo 15 días calendario después de presentadas las aclaraciones.
- A los contratos entre los agentes del mercado mayorista a los que el Administrador del SIC no solicite aclaración se registran como máximo 15 días calendario después de presentado el contrato.

Adicionalmente, el Administrador del SIC debe definir un procedimiento para realizar un proceso de registro de contratos con mayor agilidad.

4. INFORME DEL COMITÉ DE OPERACIÓN

ISA presentó la propuesta del Comité de Operación, con relación a la declaratoria de redespacho por inminencia de vertimiento, fundamentada en que dada la situación energética actual es necesario optimizar la utilización de los recursos y minimizar los vertimientos.

Para la aplicación de la regla propuesta debe cumplirse mínimo con las siguientes condiciones:

- Tener medición en tiempo real del nivel del embalse
- Tener posibilidad de calcular caudal en tiempo real (últimas 4 horas)
- Cálculo de aportes y evolución esperada del embalse en las próximas dos horas considerando generación programada
- Solicitud de redespacho con hora y media de anticipación

El siguiente es el procedimiento propuesto:

- La empresa toma el nivel del embalse a la hora en punto
- Se evalúa el caudal promedio en las últimas 4 horas
- Se evalúa el nivel esperado del embalse dos horas adelante (entre la hora en punto y la hora y treinta)
- Si se espera vertimiento, la empresa envía la solicitud por escrito con hora y media de anticipación al Centro Nacional de Despacho

El CNO esta de acuerdo con la propuesta y acuerda enviar una carta a la CREG para que apruebe este procedimiento.

Así mismo, ISA presentó el documento "Puesta en Servicio de Proyectos - Sustitución de fallas reales por inyección digital de protecciones - Propuesta de modificación del Código de Red", cuyo objetivo es justificar la solicitud de modificación del Código de Conexión en el numeral 10.7, en el sentido de reemplazar la ejecución de fallas reales por inyección digital del esquema de protecciones para la puesta en servicio de proyectos.

El CNO aprueba la propuesta y acuerda enviar una carta a la CREG solicitándole esta modificación al Código de Conexión.

5. VARIOS

- Se analizó la solicitud enviada al CNO por la doctora Luz Marina Gómez Cuellar, gerente comercial de DICEL S.A. E.S.P., en relación a la posibilidad de permitir que los comercializadores que atienden consumidores con demandas inferiores a 0.5 MW puedan utilizar contadores de menor precisión y reportar diariamente al sistema bien sea la lectura horaria o la lectura de 24 horas y la curva de carga típica del consumidor. El CNO recomendó que el Subcomité de Vigilancia del SIC analice el tema de los medidores, teniendo en cuenta que el CNO no está de acuerdo en reducir su precisión.
- La UPME informa que ya envió a la CREG, al CNO y al CND los nuevos costos de racionamiento, que son el resultado de un estudio realizado durante este año. Los nuevos valores para octubre/97 son:
 - 0.0% - 1.5% : \$265.2
 - 1.5% - 5.0% : \$480.8
 - Mayor 5% : \$843.8
- El CNO debido a que el 26 de octubre se realizan las elecciones en el país acuerda declarar estado de CAOP a partir del 25 de octubre a las cero horas y hasta el 27 de octubre a las 24 horas.

Resumen de Acuerdos y Compromisos

- El CNO acordó realizar una reunión extraordinaria para analizar el Estatuto de Racionamiento presentado por la CREG.
- El CNO acordó nombrar como nuevos miembros del Subcomité de Vigilancia del SIC en representación de los generadores a CORELCA, ISAGEN y CHIVOR y en representación de los comercializadores a ENERCALI, CODENSA y CENS.
- El CNO acordó presentar a la CREG la nueva propuesta para el registro de los contratos.
- El CNO esta de acuerdo con la propuesta del Comité de Operación, con relación a la declaratoria de redespacho por inminencia de vertimiento y acuerda enviar una carta a la CREG para que apruebe este procedimiento.
- El CNO acuerda enviar una carta a la CREG solicitándole la modificación al Código de Conexión en el numeral 10.7, en el sentido de reemplazar la ejecución de fallas reales por inyección digital del esquema de protecciones para la puesta en servicio de proyectos.
- El CNO debido a que el 26 de octubre se realizan las elecciones en el país acuerda declarar estado de CAOP a partir del 25 de octubre a las cero horas y hasta el 27 de octubre a las 24 horas.

Siendo las 4:00 p.m. se terminó la reunión.

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'Fabio Quitian Romero', written in a cursive style.

FABIO QUITIAN ROMERO
Presidente Encargado