

ACTA REUNIÓN No. 242

Lugar: Oficinas de ISA en Bogotá
 Fecha: 16 de marzo de 2016, 9:00 a.m.

ASISTENTES

Representantes

Carlos Alonso Osorio	CHEC	Principal
Germania Cortes	CETSA	Principal
Pablo Chois	CETSA	Suplente
Nicolás Muvdi Held	CEO	Principal
José Vicente Dulce	CEO	Suplente
Etelberto Sánchez	ENERTOLIMA	Principal
Mauricio Blanco	ENERTOLIMA	Suplente
Sara María Zu�iga	DICEL	Principal
Leopoldo López	DICEL	Suplente
Jairo Guatibonza	EBSA	Principal
Fabian Cruz	EEC	Suplente
Augusto Jiménez	EMCALI	Suplente
Mario Rubio	Empresarial de la Costa	Suplente
Katharina Grosso	Empresarial de la Costa	Suplente
Fernando Mejia	ENERTOTAL	Apoderado
Marysol Reyes	VATIA	Principal
Diego Felipe García	XM-ASIC	Principal
Olga Cecilia Pérez R.	Secretaria Técnica	

Invitados

Angela Amezcuita	CODENSA	EEC
Fernando Mejía	ENERCO	ENERTOTAL

Jorge Mario Fernández	EPM	CHEC
Henry G. Valdez	PEREIRA	TOLIMA
Alejandro Lucio	CEMEX ENERGY	CEO
Yoly Triviño	TEBSA	DICEL

Temario desarrollado:

1. Verificación del quórum
2. Lectura y aprobación del orden del día
3. Informe XM
 - a. Informe especial situación energética
 - b. Informe de mercado
4. Resolución 029 de 2016
5. Informe de Presidente y Secretario Técnico
 - a. Reunión DC-C.N.O.
 - b. Reunión CREG
6. Varios

DESARROLLO DE LA REUNIÓN

1. Verificación del quórum

Se dio inicio a la reunión con 11 (once) de las 12 (doce) empresas miembro del CAC, debidamente representadas.

2. Lectura y aprobación del orden del día

Se aprueba el orden del día.

3. Informe XM

- a) Informe del Mercado

Dentro de las variables presentadas se destacan las siguientes:

- La demanda de energía para el mes de febrero de 2016 creció el 4,5% con respecto a febrero de 2015.
- La demanda nacional se sitúa en el escenario medio actualizada en enero de 2016.
- Por regiones, los más altos crecimientos de la demanda se presentaron en; Guaviare, THC y Chocó.
- Por tecnología la generación muestra un incremento en la generación con líquidos y con agua.

- Los valores a cargo de los generadores por desviaciones en las OEF es mayor a 1.3 billones de pesos.
- Para enero el costo de las restricciones es de 6.6 \$/kWh.
- Los precios de bolsa en el mes de febrero, en promedio por hora, tuvieron un máximo de 679.56 \$/kWh en el periodo 20 y el valor mínimo fue 579.10 \$/kWh en el periodo 3. Ambos valores superan los registrados durante el mes de enero.
- Desde diciembre de 2015 los agentes expuestos a bolsa han pasado de 7 a 17 con más del 25% de su demanda.
- Los valores reportados por prepagos en Bolsa de Energía se han duplicado con respecto al reportado en noviembre de 2015.
- El estado total de la deuda a 31 de enero es de \$COP 237.676 millones siendo Termo Candelaria el deudor que explica el valor con \$COP 175.623 millones.
- A 11 de marzo se han registrado fronteras de generación por 45.9 MW
- El ASIC presenta los detalles incluidas las fuentes de información de las resoluciones 159 de 2011 y 240 de 2015 referentes a las garantías del STR y SDL
- El ASIC presenta el balance de los resultados de pruebas definidos en el Código de Medida donde se registran 16 empresas que aún no han realizado la prueba y una cuyas pruebas no han sido exitosas. La estadística muestra que estas 17 empresas representan el 0.65% de consumo y 0.64% de la generación. Y son 64 fronteras.
- En virtud de la resolución 195 de 2015 aún quedan pendientes por pagar por parte de los comercializadores \$5.859.362.115 por concepto de restricciones.
- Por concepto de la resolución 178 de 2015 se han asignado a restricciones desde octubre de 2015 a marzo de 2016 \$/kWh 0.906

La presentación completa se anexa al acta.

b) Informe especial situación energética

- los aportes a marzo 14 son de 57.22 GWh-día. La región con los mayores aportes es Antioquia con el 45% de dichos aportes.
- A partir del 7 de marzo la generación térmica en el país supera los 90 GWh-día
- Adicional a la generación térmica se han tomado medidas operativas para garantizar el suministro de energía como la recuperación del agua atrapada en el embalse Agregado de Bogotá, incrementando las descargas de Tominé y reasignado el AGC de Pagua buscando que esta cadena incremente su generación.
- Las importaciones desde Ecuador han estado desde inicios de marzo por encima de los 4 GWh día.
- Las medidas regulatorias de flexibilización para la entrada de autogeneración registra una inyección adicional de 1.4 GWh.
- Es alarmante el estado de desembalsamiento de los embalses de la Esmeralda y Guavio.

La presentación completa se anexa al acta.

4. Resolución 029 de 2016

Se comentó al Comité sobre el trabajo realizado con la CREG, en reunión de trabajo convocada para el lunes 14, con el objeto de ajustar la resolución a la realidad operativa de las empresas.

Los puntos trabajados con la CREG y entregados como propuesta se presentan en la siguiente tabla:

CONCEPTO	FORMULA	DESCRIPCIÓN	INDICADOR
<p>Debe modificarse la formulación matemática de la variable valor del mercado por energía consumida en excedente, de forma que dicha variable refleje efectivamente el valor realizable por el comercializador. Es la actual emisión de la electricidad, a la que la variable se le suma el resultado de la fórmula propuesta a las participaciones facturadas a los clientes, más el valor real del mercado.</p> <p>Matriz de datos CAC - vs. 400 pesos</p>	$RIC_{m} = TEIC_{m} + CHEB + TEIC_{m}$	<p>Total de energía en excedente de la matriz de abonos por las acciones del comercializador c, en el mes m, expresado en kWh mes.</p>	<p>Ajustar el RIC por el excedente de abonos. Cambiar la definición de la variable TEIC para que se entienda que se refiere a la facturación.</p>
<p>Méts de abonos</p>	$MAA_m = BR_{m,justicia} + BR_{m,justicia}$	<p>Demanda real regulada del comercializador c, en el mes de febrero de 2016, expresado en kWh mes.</p>	<p>Generar un escenario que cierre el balance Competencia y precios diferentes. Tomar en la media 30 días de diferencia. La energía consumida en Abonos al cliente la asociar en la facturación de marzo a partir de dependiente del costo de facturación.</p> <p>Energía facturada en febrero de 2016</p> <p>Proyección de los últimos 6 meses y para esa el mismo entre este resultado y la facturación de febrero 2016</p> <p>Proyección del costo de facturación c que participa y de acuerdo al tipo de cliente: residencial, comercial e industrial.</p> <p>Incentivos (1 o -) se aplica dos meses posteriores al consumo.</p> <p>Competir con el RIC.</p> <p>Incentivos (1 o -) se aplica dos meses posteriores al consumo igual que a las otras instalaciones.</p> <p>Si no tiene medida (fórmula) debe salir del esquema.</p> <p>Se va tener medida (fórmula) debe salir del esquema.</p> <p>Se establecerá como un mayor o menor valor en la facturación y su efecto el cálculo del CO</p>
<p>Incentivo</p>	<p>400 \$/kWh</p>	<p>Adicionalmente, los comercializadores deberán informar a los usuarios regulados sobre el esquema de tarifas diferenciadas en las siguientes áreas:</p>	<p>Interpretación. Desactivación de abonos particular</p> <p>Ajustar que el cliente en su factura independientemente de los demás clientes del mercado de comercialización.</p>
<p>Se solicita aclarar en qué momento se solicitará la glosa de los cuentas y hacer del comercializador (C) por parte del administrador del mercado y los comercializadores, desde que está hecha es relevante para proyecciones de caja por parte de la empresa.</p> <p>De acuerdo a la información anterior se requiere aclarar qué tratamiento se dará a los ajustes de facturación producido de modificaciones realizadas en meses posteriores a la aplicación de la penalización por sobrepasar la meta, en dicho escenario son consumo superior a la meta individual para que demuestre ante la empresa que la meta cubre por encima de febrero - 2016. Toda esta información deberá a que la empresa utilice estos valores al momento de realizar derivaciones al mercado a realizar balance para entre abonos y descomercializadores, generando un documento correspondiente.</p> <p>Debido a que al momento de realizar la facturación, no se conoce cuánto va ser el balance final del valor del mercado de la energía consumida en excedente de la matriz de abonos (RMC), el tiempo cuando será el valor total del menor costo (PMA), no se podrá determinar la variable 26,6, (diferencia entre el menor costo para las unidades abonos y el menor proveeniente de los usuarios que consumen excedente de la matriz), variable que finalmente es necesario para definir el (1/0) del de los usuarios abonos y poder tener el balance entre de los comercializadores. Por tanto se propone dejar explicito que el beneficio para los usuarios abonos no se debe aplicar en el mes siguiente.</p> <p>En los eventos en los cuales la empresa entre los registros por movimiento en la factura de los usuarios que ocupan con la meta se genera un aumento en la base utilizada para el cálculo de impuestos de IVA y Renta, se solicita dejar explicito que estos deben ser considerados como ingresos para tenerlos para fines tributarios. Para los efectos anteriores se sugiere a la comisión dejar explicito que los usuarios de incentivos o penalizaciones sean presentados en la factura como un concepto adicional y que los usuarios se afecten el esquema de subsidio y contribuciones, lo mismo que no deben ser considerados base de cálculo del impuesto de actividad pública.</p> <p>Ajustar el la diferencia entre el menor costo para los usuarios abonos y el resultado proyección de los usuarios que consumen excedente de la matriz (CO), toda diferencia a usuarios facturados o totalizados.</p> <p>En el artículo 1, para el caso en el cual el consumo real se inferior a la meta de abonos, se sugiere se sea más explícito en el uso de la base "meta de abonos" en la siguiente fórmula (se sugiere cambiar para el consumo total por igual al CO establecido en la Resolución CRES 123 de 2007 menos 400 pesos/kWh multiplicado por la relación entre la meta de abonos y el consumo real del mes", de acuerdo a la presentación de la CRES, lo que realmente se afecta en una relación entre la diferencia de la meta de abonos y el consumo real del mes con respecto a emisiones real del mes.</p>			
<p>Realizar el ajuste en el mes que se cuenta con la información.</p>	<p>Realizar el ajuste en el mes que se cuenta con la información.</p>	<p>Realizar el ajuste en el mes que se cuenta con la información.</p>	<p>Realizar el ajuste en el mes que se cuenta con la información.</p>
<p>Realizar el ajuste en el mes que se cuenta con la información.</p>	<p>Realizar el ajuste en el mes que se cuenta con la información.</p>	<p>Realizar el ajuste en el mes que se cuenta con la información.</p>	<p>Realizar el ajuste en el mes que se cuenta con la información.</p>

En aquellos puntos donde no hubo propuesta concreta se presentaron las dificultades y se aportaron detalles operativos tendientes a que se realizaran los ajustes necesarios, para que pudiera aplicarse la resolución con el mínimo impacto en los sistemas comerciales de las empresas.

Finalizada la reunión del CAC y dada la premura para ajustar la resolución, mediante llamada telefónica se expusieron los siguientes temas adicionales a la Comisión:

- Los ajustes por ahorros o mayores consumos con respecto a la meta deben realizarse en la factura siguiente al período en que se determinan las cantidades
- Los clientes a quienes se les haya suspendido el servicio deben salir del esquema.

5. Informe del Presidente y de la Secretaría Técnica

a) Reunión CREG

El presidente del CAC informa sobre la reunión sostenida con el Sr. Jorge Pinto el día 24 de febrero donde se presentaron los siguientes temas:

1. Conformación del CAC. Se le informó que se revisó la interpretación dada por el CAC a la resolución 123 de 2003 y se encontró que era posible que por un año un agente del mercado que no sea comercializador puro puede ingresar a este grupo.
2. Planeación estratégica del CAC. Se le presentaron los temas centrales de trabajo que son:
 - Código de medida
 - Metodología de comercialización
 - Arquitectura y diseño del mercado
 - Estandarización de contratos y formación de precios
 - Riesgos
3. Asesoría a la Comisión. Se le planteó la necesidad de profundizar en el contacto con la Comisión, especialmente en el sentido de recibir retroalimentación sobre los productos entregados por el Comité y la disponibilidad del CAC para apoyar a la Comisión en el desarrollo regulatorio. Se le propuso que el CAC tuviera un rol más activo como organismo asesor y que no solamente estuviéramos haciendo comentarios sobre las resoluciones al final.
4. Plan de agenda para el Congreso MEM 2016. Se le comentó que la fecha del Congreso es el 18-19-20 de octubre en el Hotel Hilton y que esperamos que la Comisión nos diga cómo quiere participar de acuerdo con los bloques planteados. El tema del Congreso es la Productividad del Sector Eléctrico y los tres grandes bloques serán: Ambiental, Mercado y Política Pública.
5. Vigencia de la Resolución 180 de 2014. Se le presentó la interpretación del CAC sobre la vigencia de la resolución apoyada en el Concepto de la Asesoría Legal del CAC.

La Comisión solicita al CAC que revise los siguientes temas:

1. Que el Congreso pase de plantear temas con opiniones a plantearlos con números que enmarquen las discusiones. Por ejemplo sobre la calidad del servicio de energía.
2. Que para el análisis de formación de precios se lleven al Congreso los puntos de vista de todos los actores involucrados desde la generación hasta los clientes finales.
3. Analizar en el CAC la evolución del ingreso de la autogeneración en el marco de la Ley 1715

b) Reunión DC - C.N.O. sobre Estatuto de Racionamiento

El CAC fue invitado a participar de la revisión de la implementación del esquema de racionamiento previsto en la Resolución CREG 119 de 1998, dado que dicho esquema establece que sean los comercializadores quienes determinen los circuitos a desconectar en virtud del esquema, se requiere que sea en conjunto entre OR y comercializadores no integrados a un OR que se aborden las responsabilidades que se derivan de aplicar el Estatuto de Racionamiento.

Enseguida se toma del Acta de dicha resolución las conclusiones dado que el CAC participó y está de acuerdo con lo descrito en dicha acta.

"...

1. Conclusiones del Comité Legal referente a análisis de reporte de circuitos.

Adriana Pérez, asesora legal del CNO informó que un grupo del Comité Legal presentó su recomendación al Consejo sobre el siguiente aspecto de la Resolución CREG 119 de 1998, la cual fue acogida por el CNO:

Determinar el criterio para el reporte y actualización por parte de los operadores de red de los circuitos desconectables de que trata la Resolución CREG 119 de 1998, teniendo en cuenta la jurisprudencia de la Corte Constitucional relacionada con los bienes y sujetos constitucionalmente protegidos.

Al respecto la recomendación al Consejo fue la siguiente:

La Ley 143 de 1994 dispone que las actividades relacionadas con el servicio de electricidad se regirán entre otros principios, por el de continuidad, lo cual implica que el servicio se debe prestar sin interrupciones diferentes a las programadas por razones técnicas, fuerza mayor, caso fortuito, o por las sanciones impuestas al usuario por el incumplimiento de sus obligaciones.

En el artículo 88 de la misma ley se prevé que: "Cuando el país se vea abocado a ejecutar un racionamiento de energía eléctrica, ya sea por limitaciones técnicas o catástrofes naturales se llevará a cabo siguiendo los lineamientos trazados por el

estatuto de racionamiento que con tal fin establecerá la Comisión de Regulación de Energía y Gas (...)”

La CREG expidió la resolución CREG 119 de 1998 por la cual se modificó y complementaron algunas de las disposiciones contenidas en la Resolución CREG-217 de 1997, que establece el Estatuto de Racionamiento, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. En la resolución en mención, se prevé que las empresas que operen físicamente activos pertenecientes al STN, STR's o SDL's que tengan usuarios finales conectados deben mantener actualizado al CND sobre las novedades que se presenten en sus sistemas con respecto a la clasificación y a las características propias de sus circuitos y que su clasificación en circuitos desconectables y no desconectables se deberá hacer (...) “entendiendo por Circuitos No Desconectables aquellos en los cuales se encuentran conectados usuarios que por la actividad que desarrollan no experimentarán suspensiones en el servicio de suministro de electricidad en situaciones de Racionamiento Programado (Hospitales, Clínicas, Acueductos, Aeropuertos, Cárceles, Instalaciones Militares y de Policía)”.

En reiterada jurisprudencia de la Corte Constitucional se ha determinado que debe haber prestación ininterrumpida del servicio público de energía eléctrica a los bienes constitucionalmente protegidos y a los sujetos de especial protección constitucional, teniendo en cuenta que no es constitucionalmente admisible la suspensión del servicio por parte de las empresas por el incumplimiento de la obligación de pago, cuando su interrupción afecte o vulnere un derecho fundamental.

Por lo anterior, y teniendo en cuenta que el reporte de la información de los circuitos desconectables y no desconectables es una obligación general que se enmarca en el estatuto de racionamiento, el cual prevé las reglas que se deben seguir ante una necesidad del Sistema por un déficit originado en limitaciones técnicas o catástrofes naturales, que no implica la interrupción definitiva de la prestación del servicio por el incumplimiento de una obligación particular, se recomienda que las empresas que tengan que cumplir con la obligación de reportar y actualizar la información de los circuitos, clasificándolos en circuitos desconectables y no desconectables lo hagan tomando en cuenta la lista prevista en el artículo 2 de la Resolución CREG 119 de 1998.

Sin perjuicio de lo anterior y dados los riesgos que se presentan para las empresas responsables de la implementación de los programas de racionamiento, se recomienda que previo a una declaratoria de un racionamiento programado, se

establezcan claramente cuáles usuarios, además de los previstos en la lista del artículo 2 de la Resolución CREG 119 de 1998 se deben clasificar como parte de los circuitos no desconectables.

2. Reporte del CND de información reportada por OR.

XM realizó la presentación del estado del reporte que deben hacer los operadores de red al CND sobre circuitos desconectables y no desconectables. En este reporte se resalta:

- Tres Operadores de Red no han realizado reporte de información al CND.
- Existen reportes de información del año 2012 que no han sido actualizados ante el CND.

Se indica a los Operadores de Red las responsabilidades que asigna el Estatuto, en lo referente a esta información y la importancia que la misma tiene para el éxito de la programación del racionamiento programado.

Los Operadores de Red solicitan a XM que sea publicada la información que actualmente reposa en XM.

La presentación se encuentra disponible en la página Web del CNO -> Comité de Distribución -> Actas -> Acta 148.

3. Resolución CREG 119 de 1998.

XM realiza la presentación en donde se expone el flujo de información y responsabilidades establecidas en la Resolución CREG 119 de 1998, con un ejemplo numérico del mismo.

La presentación se encuentra disponible en la página Web del CNO -> Comité de Distribución -> Actas-> Acta 148.

4. Análisis de la Resolución CREG 119 de 1998

Coordinación Programa de Racionamiento.

Diferentes agentes manifestaron opiniones referentes al Estatuto de Racionamiento y las responsabilidades establecidas en él para la determinación del programa de racionamiento, dentro de estos puntos de vista se destacan:

- Los comercializadores indican que no tienen las herramientas e información suficiente para determinar por sí solos el Programa de Racionamiento.
- Bajo el esquema actual los comercializadores indican que no tienen la autonomía para el control y manejo de la meta establecida de racionamiento programado en el momento de realizar el cálculo de cumplimiento o no cumplimiento del mismo.
- Los Operadores de Red manifestaron que tienen la capacidad técnica para realizar este programa de racionamiento a nivel de subestaciones de potencia y cabecera de circuitos. Así mismo los ORs conocen en forma integral los STRs y SDLs e interactúan directamente con el CND.
- Adicionalmente los Operadores de Red exponen que en caso de realizar una Programación de Racionamiento, atendiendo requerimientos particulares de agentes comercializadores requerirían una gran cantidad de cuadrillas, lo cual es inoperativo e ineficiente.
- Se evidencia la dificultad operativa que existe para la coordinación entre el Comercializador y el Operador de Red, en lo referente a la determinación del Programa de Racionamiento que es establecida en la Resolución CREG 119 de 1998.

Finalmente los asistentes a la reunión llegan a la siguiente conclusión:

Una vez recibido los valores de Magnitud a Racionar (η) publicados por el CND para cada comercializador e informados a los Operadores de Red, estos últimos construirán el Programa de Racionamiento e informarán a los Comercializadores del mercado de comercialización respectivo, con el fin de tener una oportuna realimentación y definir la mejor alternativa de la coordinación del programa. Finalmente, el Programa de Racionamiento es enviado al CND por los Operadores de Red en aquellas barras en donde se aplicará el programa de racionamiento.

...

5. Emisión de comentarios al MME para la modificación de la Resolución CREG 119 de 1998.

Se contó con la presencia del Dr. Rogerio Ramírez, Director de Energía Eléctrica del MME, a quien se le solicitó lo siguiente:

- Apoyo del MME con la gestión ante la CREG, para que de manera urgente se modifique la resolución CREG 119 de 1998 en el sentido de delegar la responsabilidad en los operadores de red y no en los comercializadores.
 - Tener en cuenta la reiterada jurisprudencia de la Corte Constitucional previo a la declaratoria de un racionamiento programado y considerar con la debida antelación para armonizarlas con la reglamentación vigente.
 - Revisar la responsabilidad asociada al cumplimiento del programa de racionamiento.
- ..."

6. Varios

No hubo punto de varios

Compromisos

Compromiso	Responsable	Fecha
• Enviar comunicaciones CREG sobre conformación del CAC y sobre vigencia de la Res. CREG 180 de 2014	Secretaria Técnica	Antes de la próxima reunión ordinaria
• Enviar formato solicitud de información comercialización	Secretaria Técnica	Antes de la próxima reunión ordinaria

La próxima reunión se prevé realizar el día jueves 21 de abril de 2016, a partir de las 9:00 a.m., en la ciudad de Bogotá

Siendo las 14:00 horas se da por terminada la reunión

NICOLAS MUVDI HELD
Presidente

OLGA CECILIA PÉREZ R.
Secretaria Técnica