

Reunión 096

ACTA REUNIÓN No. 096

Lugar: Oficinas del CNO, Bogotá, D.C.

Fecha: Enero 26 de 2006, 9:30 a.m.

ASISTENTES

Representantes

	BETANIA	
Luz Marina Gómez C.	COMERCIALIZAR	Principal
Néstor Gutiérrez	ENERGÍA CONFIABLE	Suplente
Angelica Ramos	DICEL	Suplente
Juan Rafael López F.	EADE	Principal
	EEBP	
	EEP	
Manuel Gómez P.	ELECTRICARIBE	Suplente
Edgar Prieto	EMCALI	Principal
Víctor Manuel Toro	ENERGEN	Principal
Salim Radi Pulido	ENERGÍA CONFIABLE	Principal
Ricardo Roa Barragán	ESSA	Principal
	GENERCAUCA	
María Elena Ruiz A.	XM-ASIC	
Mónica Pedraza V.	XM-ASIC	
Jorge A. Valencia M.	Secretario Técnico	

Invitados

Pablo Felipe Tamayo M.	CODENSA	ELECTRICARIBE
------------------------	---------	---------------

Temario propuesto:

1. Verificación del quórum e instalación de nuevos miembros
2. Elección de Presidente y Vicepresidente, año 2006
3. Lectura y aprobación del orden del día
4. Aprobación del Acta 095
5. Revisión de compromisos
6. Informe del Secretario
 - Proceso de elecciones año 2006
7. Aprobación documento de Garantías financieras
8. Documento Código de Medida
9. Informe del ASIC
 - Informe del Mercado
 - Varios

Reunión 096

10. Varios

Tiempo estimado de la reunión: 3.5 horas

DESARROLLO DE LA REUNIÓN

1. Verificación del quórum e instalación de los nuevos miembros

Se inicia la reunión con representantes de siete miembros del Comité.

Como primer punto se debe definir el cupo de comercializadores pendiente por elegir para el Comité. En el grupo conformado por Energía Confiable y CONENERGÍA, ambos manifestaron interés en ser miembros del Comité. Por acuerdo entre ellos, iniciará como miembro principal Energía Confiable S.A. E.S.P., nombrando como representante suplente a Nestor Gutiérrez de CONENERGÍA, y para el segundo semestre se rotan.

2. Elección de Presidente y Vicepresidente, año 2006

Conforme al procedimiento aprobado para la elección de Presidente y Vicepresidente del Comité, se inicia el proceso. Como candidatos se presentan COMERCIALIZAR, con su representante principal la Dra. Luz Marina Gómez C., propuesto por GENERCAUCA, y ELECTRICARIBE con su representante principal Dr. Iván Mario Giraldo G., quien se postula para continuar con la Presidencia ejercida durante el año 2005.

Se hace la primera ronda de votación, cuyo resultado es de 4 votos a favor de cada uno. En una segunda ronda de votación, tal como se establece en el procedimiento, se repite el resultado.

Ante el empate, se propone y aprueba que se haga una rotación por semestres, siendo en el primer semestre el Presidente el Dr. Iván Mario Giraldo G., con Vicepresidencia de la Dra. Luz Marina Gómez C., y para el segundo semestre se rotan los cargos.

Ante la ausencia del Dr. Iván Mario Giraldo en la reunión, la Presidenta de la reunión será la Dra. Luz Marina Gómez.

3. Lectura y aprobación del orden del día

Se aprueba el siguiente orden del día:

1. Verificación del quórum e instalación de nuevos miembros
2. Elección de Presidente y Vicepresidente, año 2006
3. Lectura y aprobación del orden del día
4. Aprobación del Acta 095
5. Revisión de compromisos
6. Informe del Secretario

Reunión 096

- a. Proceso de elecciones año 2006
 - b. Informe Fiduciaria
7. Aprobación documento de Garantías financieras
8. Documento Código de Medida
9. Informe del ASIC
 - a. Informe del Mercado
 - b. Varios
10. Varios
 - a. Nuevos requerimientos para registro de fronteras comerciales

4. Aprobación del Acta 095

Se aprueba el Acta 095 enviada por correo electrónico con el comentario enviado por XM-ASIC, de incluir un tema en varios que fue de carácter informativo, relacionado con los procedimientos de registro a partir del mes de febrero de 2006, de la exigencia de los certificados de calibración de los equipos.

5. Revisión de compromisos

Se cumplieron los compromisos.

6. Informe del Secretario

- Proceso de elecciones 2006

Como se informó en el segundo punto, se realizó el proceso de elecciones durante los primeros 20 días del mes de enero de 2006, conforme lo señala el reglamento. La información quedó contenida en un documento publicado en la web del Comité.

- Informe fiduciaria

El año 2005 se cerró con un saldo por ejecutar de \$2'069.977, después de cancelar las obligaciones del mes de diciembre de 2005.

Ya se emitieron las cuentas de cobro de los miembros elegidos para el año 2006, y se está en proceso de vinculación del nuevo miembro del Comité, Betania.

- Congreso Mercado de Energía Mayorista y Jornada de Comercialización

El consolidado de gastos del Congreso ascendió a la suma de \$156'470.162, sin incluir impuestos ni gastos de administración de la Fiduciaria. La Fiduciaria se encuentra consolidando las cuentas, para lo cual es necesario identificar los pagos de las facturas, ya que las empresas en general han consignado y no han enviado el soporte respectivo, ni a la Fiduciaria ni a Sucesos y Eventos, razón por la cual aparecen con deuda pendiente.

En cuanto a la II Jornada de Comercialización, se está pendiente por definir la fecha exacta, aunque sigue estando planteada para finales de abril o principios de mayo, en Bogotá. Se invitará a participar a la academia y a los gremios con artículos relativos a la actividad, continuando con el trabajo iniciado en junio de 2005.

7. Informe del ASIC

- Informe del Mercado

El ASIC presenta un resumen del comportamiento de la demanda, que hace parte del informe del mercado, el cual se encuentra disponible en la página web del MEM, www.xm.com.co

Los datos destacados del informe se toman de la presentación realizada por el ASIC:

DESTACADOS AÑO 2005

✓Demanda de energía total año 2005	48,829 GWh
✓Crecimiento año 2005/año 2004	4.14%
✓Crecimiento Dic 2005/Dic 2004	3.74%
✓Demanda máxima de potencia año 2005 (15 Dic 2005)	8,639 MW
✓Crecimiento año 2005/año 2004	3.68%
✓Exportaciones hacia Ecuador (total año 2005)	1,758 GWh (151.7 Millones USD\$)
✓Crecimiento año 2005/año 2004	4.9% en GWh (12.6% en USD\$)
✓Aportes de los ríos al SIN total año 2005	44,934 MWh (94% de la media)
✓Reservas hídricas SIN total año 2005	11,837 GWh (78% del volumen útil)
✓Disponibilidad SIN Diciembre 2005	11,882 MW (89% CEN)

DESTACADOS Diciembre de 2005

✓Precio promedio mensual de bolsa Diciembre 2005	80.68 \$/kWh
✓Incremento Dic 2005/Nov 2005	42%
✓Precio promedio de contratos Diciembre 2005	71.47 \$/kWh
✓Incremento Dic 2005/Nov 2005	4.8%
✓Transacciones en contratos en dic/05 (% de la demanda)	105 %
✓Transacciones en bolsa en dic/05 (% de la demanda)	34 %
✓Transacciones totales superan la demanda en	39 %
✓Total transado en MEM: Bolsa, STN, STR (Dic 2005)	309,185 Millones \$
✓Total transado en Contratos (Dic 2005)	328,669 Millones \$

© Todos los derechos reservados por XM S.A. E.S.P.



8. Código de Medida

Se recibieron comentarios al documento enviado en el mes de noviembre por parte de varias empresas. Se destaca que muchos de ellos fueron presentados por empresas que participaron en las reuniones de estudio del Subcomité, y en algunos casos sobre puntos que se habían discutido y aprobado como quedaron en el documento. En otros casos, obedecen a comentarios de forma. Para éstos últimos, se tomarán los documentos enviados y se realizará una última reunión con representantes de ELECTRICARIBE, CONENERGÍA y la ESSA, para revisar integralmente el documento y circular una nueva versión para comentarios finales y aprobación en la reunión de febrero.

ELECTRICARIBE solicita que los comentarios entregados sobre el documento de Código de Medida hagan parte de la presente Acta, y se anexan a la misma.

9. Garantías financieras

El documento que se circuló fue comentado por muy pocas empresas, y no se han presentado avances en la consecución de costos de garantías financieras. Se solicita incluir una información más completa sobre el tema, para precisar las recomendaciones a la CREG y sustentarlas.

Las empresas proponen que se utilice información enviada por los diferentes gremios a la CREG, en estudios que se han presentado sobre el tema.

Como compromiso se establece el recoger información de costos de garantías y de afectación de cupos de crédito, y tratar de construir modelos para determinar costos. Revisar estudios de ASOCODIS y ACCE sobre el tema.

10. Varios

a. Nuevos requerimientos para registro de fronteras comerciales

El ASIC publicó el 15 de enero de 2006 una circular informativa sobre los requisitos para registro de fronteras comerciales, específicamente en el tema de exigencia de protocolos de prueba que se establecen en el Código de Medida, y que hasta la fecha no se habían exigido. Este cambio obedece a la implementación de una recomendación de la Auditoría al SIC realizada en el año 2005.

Consultado el ASIC por parte de algunos de los miembros del Comité, se aclara que los protocolos se deberán presentar para todas las nuevas fronteras, así se trate de instalaciones existentes.

Ante esta situación, y la dificultad de realizar las pruebas por la dificultad de obtener los certificados en laboratorios acreditados por la Superintendencia de Industria y Comercio, los cuales, según informaciones de empresas en el Comité son solo dos, de los cuales uno no presta servicio al público, se propone y aprueba enviar una comunicación a la Comisión y plantear en la reunión de la tarde con los Expertos el tema, para que se permita el registro de nuevas fronteras que corresponden a instalaciones existentes, con la presentación de los protocolos de pruebas para los equipos que se cambien en el momento de solicitar el registro. Además, se solicitará revisar bien si es factible cumplir con la norma, en especial para los transformadores de medida, dado el bajo número de laboratorios debidamente acreditados para emitir los certificados para este tipo de equipos.

Compromisos

Compromiso	Responsable	Fecha
Realizar reunión para comentarios Código de Medida	Secretario Técnico	Antes de próxima reunión
Circular documento de Código de Medida con información entregada por las empresas	Secretario Técnico	Antes de próxima reunión ordinaria



Reunión 096

Temas próxima reunión

- Garantías financieras
- Código de Medida

Fecha de la próxima reunión

La próxima reunión se realizará el día jueves 23 de febrero de 2006, en la ciudad de Bogotá, D.C., en lugar por confirmar.

LUZ MARINA GÓMEZ C.
Presidente (E)

JORGE A. VALENCIA MARÍN
Secretario Técnico

RESUMEN REUNIÓN CON LOS EXPERTOS DE LA CREG

Una vez terminada la reunión del Comité, se realizó la reunión prevista con algunos de los Expertos de la Comisión, Drs. Ricardo Ramírez C. y Javier Díaz. Se hizo la presentación de temas del Reglamento de Comercialización que podrían resolverse sin necesidad de emitir todo el documento completo.

Los temas presentados a la Comisión como prioritarios y que no dependen del esquema de comercialización que se defina son:

- Inscripción de agentes, fronteras y contratos
 - Causales de objeción de registro de fronteras
- Cancelación de registro de fronteras
- Cambio de comercializador y conexión de nuevos usuarios
- Expedición de paz y salvo para cambio de comercializador
- Balances de energía por diferencias con liquidaciones del ASIC
- Anomalías y fraudes
- Cobro de cartera corriente cuando se da el cambio
- Cobros de OR's a comercializadores por trabajos en la red
- Reporte de la información de medidas de las fronteras de usuarios regulados

Al finalizar la presentación los Expertos de la CREG solicitan al CAC presentar rápidamente un documento con alternativas para Comercialización de Energía, ojalá antes de finalizar el mes de febrero, para tenerlo en cuenta en el documento que prepara la Comisión sobre el tema.

Adicionalmente, se presentó el tema de protocolos de prueba para el registro de fronteras comerciales, que será exigido por el ASIC a partir de febrero 1 de 2006. Se informa a los Expertos que los elementos presentados serán incluidos en una solicitud de concepto a la Comisión sobre el tema.

Como resultado de la reunión se decide programar una reunión de trabajo el miércoles 1 de febrero de 2006, para adelantar el tema de las alternativas de Comercialización, e incluir el tema en la próxima reunión ordinaria del Comité.

Comentarios de ELECTRICARIBE-ELECTROCOSTA al Código de Medida propuesto por el CAC

(versión de noviembre de 2005)

Comentario general

Inicialmente es conveniente destacar que el trabajo adelantado recogió en un solo documento todos los temas relativos a la medida de los consumos, bien sea porque estos están definidos en varias resoluciones dispersas o que son de interés general pero que no se han regulado. Sin embargo, pese a que se contaba con un índice preliminar, este compendio requiere una revisión integral del texto con el fin de hacer una depuración del mismo, ya que se encuentran repeticiones de temas, desorganización en la presentación de estos y problemas de redacción, lo cual lo hace de difícil lectura y localización de temas.

Al respecto se plantea que en próximas reuniones plenarias de los miembros del Comité, ya no en el Subcomité, se reorganice el tema y que el Secretario Técnico procure agilizar el ajuste del texto de manera integral. En todo caso, es conveniente que el texto final a remitir a la CREG incluya con más rigor los temas donde no existe acuerdo o que generan controversia entre los miembros del Comité.

En segundo lugar, se considera que el Código de Medida es un tema complementario al Reglamento de Comercialización, en efecto, este podría ser un anexo del Reglamento de Comercialización. De acuerdo con esto, en el Reglamento de Comercialización se deberían establecer las pautas de responsabilidad y de obligatorio cumplimiento por parte de los interesados en la medida de la energía, así como el esquema para su relacionamiento comercial. A su vez, en total coherencia con dicho reglamento, el Código de Medida debe contemplar temas esencialmente técnicos que establezcan condicionantes para garantizar la calidad y las condiciones de la medida de la energía.

De acuerdo con lo anterior, se observa que la propuesta de código elaborada hasta el momento debe profundizar más en los aspectos técnicos y procurar hacer mayor uso de referencias específicas a las normas ICONTEC y/o IEC. A su vez se considera que se pueden omitir elementos que ya han sido mencionados en la propuesta del CAC a la CREG de diciembre de 2004 en relación con el Reglamento de Comercialización, ya que si existen vacíos en este último estos deben resolverse allí, con el fin de no rebasar el alcance del Código de Medida pasando de lo técnico a lo comercial y evitar contradicciones.

Finalmente, como visión general, se considera que la definición del Código de Medida es un tema secundario en este momento, toda vez que este debe estar supeditado al esquema de la actividad de comercialización que se pretenda adoptar. Por otra parte, el esquema que se adopte deberá tomar en cuenta la realidad en materia de pérdidas de energía y llevar a la práctica lo previsto en la Ley 812 de 2003. De acuerdo con lo anterior, solo hasta que se defina el marco de desarrollo de la actividad de comercialización de electricidad para el nuevo periodo tarifario, se podrán definir los aspectos a modificar en el Código de Medida.

Comentarios específicos acerca de la propuesta elaborada por el CAC

Numeral 1 - Objetivos: Sobra la referencia a los códigos de conexión y operación ya que estos aplican para los efectos del CND, pues en general se refieren a las señales que esta entidad supervisa y controla, y no tocan temas de la medida asociada a consumos de energía para liquidar las transacciones del mercado. En este Código que se propone, el tema de la medida es un tema técnico-operativo con efectos comerciales.

Numeral 2 - Alcance y aplicación: Se propone que las normas apliquen exclusivamente sobre las fronteras del Mercado de Energía Mayorista.

Por otra parte, no se está de acuerdo con que clientes individuales regulados (el término usado en el párrafo es “fronteras comerciales con usuarios finales” en referencia que abarca a los clientes individuales residenciales) puedan conformar una frontera comercial con el MEM manteniendo el medidor

Reunión 096

electromecánico. En efecto, mientras la CREG no defina el marco de la actividad de comercialización de electricidad (ampliación de la competencia minorista, remuneración de la actividad) y la manera en que se aplicará la Ley del Plan Nacional de Desarrollo (Ley 812 de 2003), no se comparte la idea de que el concepto de frontera comercial se amplíe a las fronteras individuales de clientes regulados (masivos) y que en particular estas últimas relajen los procedimientos en cuanto a la resolución horaria de la medida, el almacenamiento de los datos y la lectura remota. Al respecto, lo aceptado hoy en día es que al darse el cambio de comercializador por parte de un cliente individual regulado este constituya una frontera representada por su comercializador con todos los requisitos de medición, memoria, interrogación remota y reporte.

El alcance de los cambios propuestos en el Código deben ser de aplicación inmediata para las fronteras nuevas o en proceso de montaje. Para instalaciones existentes, ya que en general es demasiado costoso aplicar este tipo de cambios sobre infraestructura en uso, se requiere de un tiempo de transición salvo que no se cumplan las condiciones de normalización y precisión de la medida.

Numeral 3.2 – Calidad de la medida. Se propone la siguiente redacción:

La calidad de la medida es un factor determinante para garantizar la transparencia de la información y de las transacciones de energía entre los agentes, el administrador del sistema de intercambios comerciales y los usuarios. Los agentes y usuarios deberán velar por la calidad de la medida, para ello deberán seleccionar, instalar y usar los equipos del sistema de medida que cumplan con las disposiciones legales vigentes (decreto 2269 de 1993, RETIE y demás disposiciones dictadas por la Superintendencia de Industria y Comercio, cumplir con las normas mínimas establecidas en el presente Código y las normas ICONTEC o IEC vigentes o las que las modifiquen o sustituyan, y cumplir con los procedimientos para la el registro, lectura, almacenamiento, control de errores y reporte de información que garanticen la calidad de los datos relacionados con la medida.

Igualmente, tanto los comercializadores como los usuarios velaran por las adecuadas condiciones de calibración, instalación, protección y renovación de los equipos de medida.

Numeral 3.6 – Derecho a suministrar el equipo de medida. La instalación del medidor es un deber del usuario mas no un derecho, ya que la ley 142 de 1994 (art 144) indica que las empresas pueden exigir la instalación de los instrumentos para medir el consumo. Además, de acuerdo con la Ley, el derecho del usuario (y de la empresa) radica en obtener la medición de sus consumos reales con instrumentos apropiados. Otra cosa es que el medidor pueda o no ser del usuario. Se propone la siguiente redacción:

“De acuerdo con lo previsto en el artículo 144° de la Ley 142 de 1994, el usuario podrá adquirir su propio equipo de medida. Si el usuario así lo decide, también podrá adquirir el sistema de medida en calidad de arriendo, préstamo, o cualquier otro mecanismo, el cual será el equipo utilizado para la liquidación de las transacciones, siempre y cuando cumpla con lo establecido en el presente Código.

En el caso de fronteras comerciales entre dos agentes del mercado, la propiedad del equipo de medida lo tendrá el agente que represente la respectiva frontera comercial ante el ASIC. No obstante el derecho a suministrar el equipo de medida, un agente tendrá el derecho a instalar equipos de medida adicionales dentro de la respectiva frontera comercial, que igualen o mejoren las condiciones de medida existentes, con el fin de verificar los datos de la medida.”

Numeral 3.10 – Coherencia de la medida y los procedimientos para la liquidación comercial. Se debe volver a redactar este principio pues no se entiende el problema que se pretende solventar con esta declaración.

Numeral 3.11 – No barreras a la competencia. No estamos de acuerdo con que se escriba este principio dentro de este código. En primera instancia, el código de medida es un documento técnico que busca garantizar la calidad de la medida y que no pretende viabilizar o no la competencia. De hecho, dado que la CREG aprueba en resolución el Código de Medida, esta verifica que lo resuelto se ajuste a sus

Reunión 096

objetivos y funciones. En segundo lugar, es inadmisibles que se prevea en una resolución, de antemano, que una situación sea considerada como “falta grave”, en tanto cualquier procedimiento maneja una casuística distinta para hacerlo operativo y que no necesariamente va en contra de la competencia sino en pro de garantizar la medida real, en tal sentido, los procesos que eventualmente se definan en este código son generales e indicativos y por tanto admiten en su aplicación la incorporación de las mejores prácticas disponibles.

Numeral 4 – Definiciones de los diversos tipos de fronteras. No se encuentra necesario hacer una diferenciación entre fronteras del mercado mayorista y del minorista (de usuarios finales), ni definir de manera exhaustiva los diversos tipos de frontera que pueden existir, pues no se genera ningún valor agregado al detallar la clasificación o las definiciones y por el contrario vuelve más confuso el tema. En la actualidad el ASIC maneja un listado de tipos de frontera y unos formatos para su registro; si bien el listado se puede ampliar, a efectos del registro de las fronteras este no tiene otro propósito que identificar los responsables de la frontera y conformar una base de datos que mantenga las especificaciones de los equipos de medida. Las fronteras usadas por el ASIC son:

- De generación: los puntos de entrega de energía neta de los generadores;
- De conexión al STN: de conexión al sistema de transmisión nacional
- De conexión regional o local (STR/SDL)
- De consumo de alumbrados públicos
- De usuarios no regulados
- De usuarios regulados atendidos por un comercializador diferente al de su mercado de comercialización;
- De puntos de consumos auxiliares de generadores.

Para el proceso de registro de dichas fronteras XM emplea tres formatos¹:

- a) Se usa el Formato SIC-070 para usuarios finales (regulados y no regulados) y alumbrado público. Se usa también para fronteras multiusuario.
- b) Se usa el formato SIC-090 para usuarios regulados para comercializadores incumbentes en su mercado (su aplicación es ocasional y se usa en los casos en que un usuario (regulado o no regulado) vuelve a ser gestionado por el comercializador incumbente y desaparece la frontera en cuestión
- c) Se usa el Formato SIC-100 para inscripción de las siguientes fronteras: entre agentes, de generación y de consumos propios de generación

En la redacción propuesta en el documento, se mencionan 14 tipos de fronteras a saber:

1. Frontera comercial usuario final	8. Embebida (y Fr. principal)
2. Frontera entre comercializadores	9. De enlace internacional
3. Frontera de usuarios regulados	10. De demandas internacionales
4. Frontera de usuario No Regulado	11. Especiales
5. Frontera STR/SDL	12. Del mercado mayorista
6. Frontera de generación	13. Multiusuario
7. Frontera STN	14. En conexiones de transformador (usada como título en el numeral 7.2)

Al respecto, se propone que el capítulo enumere los tipos de frontera sin elaborar definiciones exhaustivas, eliminar y simplificar definiciones² (hay algunas repetidas en términos distintos) partiendo de las usadas

¹ Esencialmente la diferencia entre los distintos formatos SIC-070 y 100 radica en datos de identificación del usuario, los otros datos (comercializador que registra, inf. de la medida) son los mismos.

² Las definiciones de frontera de usuario final y de usuarios regulados se refieren a lo mismo. Igual sucede con las de: demanda internacional y enlace internacional. La de conexiones de transformador sobra. Se debe crear la de

Reunión 096

por el ASIC. Adicionalmente, se considera que en la práctica el término frontera es genérico y se usa para aquellas instalaciones que reportan ante el ASIC la información de los medidores (intercambios o consumos de energía) dentro de las condiciones que ha definido la regulación.

Por otra parte en lo que se refiere a fronteras principales (y embebidas), no se admite que se amplíe la definición de fronteras principales para el caso de los usuarios regulados. Hasta el momento esta definición es aplicable exclusivamente a usuarios No Regulados. Lo anterior es razón a que el tema del desceme de la red no se puede ampliar permitiendo la modificación que sugiere el documento.

Viñeta del numeral 4 - Definición de frontera comercial del mercado mayorista: esta definición no genera valor agregado. Además, de ninguna manera debe incorporar referencias a los riesgos operativos de la red (cualquiera que esta sea), ya que el manejo de la red compete a su propietario y nunca al comercializador.

Numeral 5 – Propiedad del sistema de medición. En el texto del recuadro se está repitiendo lo dicho en 3.7, que originalmente está bajo el título de “cubrimiento de los costos del proceso de medición”. Además, el tema de la propiedad se trató en el numeral 3.6. Las viñetas que contiene no se refieren a la representación de la frontera ante el ASIC, sino, nuevamente, al suministro de los equipos de medida. Si se usan definiciones de varios tipos de fronteras, el texto debe hacer referencia en particular a cada una de ellas.

Numeral 6.1.1 - Registro de los medidores y transformadores de medida. Todos los productos que se vayan a instalar (importados o nacionales) deben cumplir lo dispuesto en el Decreto 2269 de 1993 “Por el cual se organiza el sistema nacional de normalización, certificación y metrología” y la Circular Externa 005 de 2001 “Certificados de aseguramiento de la calidad y conformidad de productos”. Todo nuevo medidor debe ser registrado ante el distribuidor si el punto de conexión se encuentra en las redes de este.

Numeral 6.1.2 - Instalación del sistema de medición

De acuerdo con la redacción el usuario es el responsable de acondicionar el medidor y garantizar que su mantenimiento y operación sean óptimos. Sin embargo, no compartimos esta posición, ya que el responsable por la instalación, mantenimiento y reposición del equipo de medida, es quien represente al cliente ante el mercado mayorista³. Además no se debe perder de vista que la Ley prevé que el comercializador puede exigir (y en este sentido es el responsable de verificar que las cosas se cumplan) al usuario el cumplimiento de unas condiciones para conformar el CCU o de lo contrario no se constituye dicho contrato. Sobre este tema también se trata en el numeral 6.1.4 y se afirma otra cosa; hay mucho desorden.

Finalmente, la instalación de toda frontera en las redes del distribuidor debe cumplir las normas de cada operador de red, además de lo establecido en el Código de Medida, el código de conexión y el Código de Distribución.

Numeral 6.1.3 – Especificaciones del sistema de medición

En el caso de fronteras con los distribuidores, como es hoy en día, estos deben poder determinar unas especificaciones mínimas de acuerdo con las condiciones del entorno (ambientes salinos, estándares de operación, etc.), es decir, deben cumplirse las normas técnicas del distribuidor. Naturalmente, estas especificaciones técnicas deben cumplir las normas ICONTEC y en específico la NTC 5019. Respecto a las normas internacionales, específicamente solo son válidas las IEC conforme la presentación que realizó

fronteras multiusuario (de conjuntos residenciales) para hacer claridad en los casos en que varios usuarios regulados se abarcan desde un solo punto frontera.

³ En todos los casos las acciones deben realizarse en presencia del Distribuidor y del cliente

Reunión 096

EMCALI acerca de la jerarquía y alcance de las normas técnicas a nivel nacional e internacional. En todo caso también se deben tener en cuenta las recomendaciones dadas por el Distribuidor y el fabricante.

Numeral 6.1.3.2 – Transformadores de medida. Se debe hacer referencia explícita a la Norma NTC 5019.

Numeral 6.1.3.3 – Precisión. Reemplazar el título por la palabra “Exactitud”. Se debe reemplazar la redacción, por una referencia explícita del numeral 6.3 de Selección de Medidores de Energía de la norma NTC 5019. En lo que se refiere a la resolución de los datos, los medidores por lo general tienen parametrizable este dato, aunque en todo caso este tema se toca en la norma NTC 5019.

Numeral 6.1.3.4 – Recolección de datos. Como principio, todas las fronteras que se registren por un comercializador entrante en el mercado deben tener medida horaria y memoria no volátil.

Numeral 6.1.3.5 – Transmisión de datos. Todas las fronteras que se constituyan como tales, incluso si se acepta las de usuarios regulados individuales por parte de comercializadores entrantes, deben tener medidores con capacidad de registro horario y memoria no volátil.

Existe desorden en la redacción del documento. Aquí aparentemente solo se habla de las fronteras del MEM y, más adelante, en el numeral 6.2.5.2.2 se vuelve a hablar de los reportes de lectura pero aplicables a fronteras de usuarios regulados. Sin embargo se propone que en los títulos de cada numeral se haga la claridad acerca del tipo de frontera del que se trata o a cambio en cada numeral deberían referirse todas las fronteras.

Numeral 6.1.4 – Responsabilidad de operación técnica. Aplican los comentarios a los numerales 3.6 ; 5 ; 6.1.2 y 6.1.3.

El Distribuidor debe poder realizar inspecciones a conjuntos de medida, sin alterar sellos de seguridad y en caso de detectar algo deberá informar inmediatamente al comercializador el cual debe reaccionar en forma rápida y en caso de hacerlo, el Distribuidor podrá tomar las medidas que sean necesarias para proteger la red (suspensión del servicio de ser del caso). Lo anterior se sustenta en el hecho de que el comercializador incumbente tiene un incentivo a controlar las pérdidas de energía en su sistema.

No es necesario tocar otra vez el tema de costos, que se trató en un numeral anterior. Además debe especificarse que estos costos o bien se incorporan en el Cargo C o se negocian libremente si se trata de usuarios no regulados y por tanto no requieren resolución aparte.

Numeral 6.1.5 – Mantenimientos

Se debe hacer referencia al representante de la frontera comercial en lugar del responsable.

Añadir este texto del código actual: “El propietario de los equipos deberá mantener archivos con la hoja de vida técnica conteniendo registros de inspecciones, reparaciones, calibraciones y certificaciones de cada elemento del sistema de medida. Esta información le podrá ser solicitada en cualquier momento y deberá ser entregada a las entidades autorizadas por la CREG, por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios o por la Superintendencia de Industria y Comercio, con el fin de resolver reclamaciones o auditar la calidad de los equipos. El propietario de los equipos llevará un programa periódico de mantenimiento y calibración de los mismos, según las normas referenciadas en el Código y las recomendaciones de los fabricantes de los equipos.”

Debe quedar claro que toda intervención a las fronteras, por parte del comercializador incumbente, requiere la presencia del comercializador y del OR en el caso de fronteras de usuarios final.

Al respecto, debe entenderse la posición del agente que hace el balance (el OR), la razón de ser de los sellos busca garantizar que no haya eventuales modificaciones a los parámetros del medidor ya que con

Reunión 096

independencia del tipo de trabajo que se haga, pueden existir errores u omisiones que afecten la medida. Además, las intervenciones o trabajos pueden ser sobre los medidores o instalaciones, y pueden existir errores involuntarios que afecten la medida, si se trabaja sobre el medidor incluso en presencia del OR esto no garantiza que el medidor cumpla los estándares de calibración del medidor, por eso se requiere certificar nuevamente el equipo.

En esta sección de “mantenimiento”, y de forma similar a la norma española (Orden de 12 de abril de 1999) deben establecerse:

- plazos de verificación de los equipos (medidores, transformadores de medida)
- protocolos
- condiciones para las reparaciones
- especificaciones de equipos para verificación en terreno, que sean de aplicación general.
- A su vez debe quedar claro los hitos que marcan la conveniencia de llevar equipos de medida al laboratorio.
- programaciones rutinarias del medidor coordinando entre los agentes interesados (se trate de intervención local o remota)

Numeral 6.1.6 – Adecuación de instalaciones

Es necesario que quede explícito que las instalaciones deben cumplir las normas técnicas del distribuidor y del RETIE. Para realizar las adecuaciones a las fronteras, cualquiera que sea su tipo, se sugiere la aplicación de plazos diferenciales a partir de la notificación de adecuación de la instalación al representante de la frontera:

- 6 meses para el caso de cambio de transformadores de medida,
- máximo un mes, dependiendo el problema, para otro tipo de modificaciones (medidor, adecuación de las instalaciones)
- 1 semana para adecuar la instalación de cableados y borneras

Numeral 6.1.7 – Reposición de equipos

Estamos de acuerdo en que los medidores y los transformadores de medida deban reponerse en caso de mal funcionamiento. En este sentido debe adecuarse la redacción ya que estos no solo se deben reemplazar en caso de fallas. A su vez, debe añadirse que la reposición también aplica por obsolescencia tecnológica.

En este sentido se debería incluir lo dispuesto en el numeral 4.5 (reparación y cambio de medidores) de la Circular SSPD 011 de 2004 y añadir lo siguiente con el fin de precisar los aspectos técnicos a revisar:

“De conformidad con lo establecido en el artículo 144 de la Ley 142 de 1994 es procedente el cambio de un equipo de medida o de un componente de éste en los siguientes casos:

- Cuando, como resultado de una revisión técnica al equipo, se ha determinado que su funcionamiento no es adecuado y el equipo o el elemento correspondiente no puede ser reparado o su reparación no es conveniente.

Se considera que el funcionamiento de un equipo de medida no es el adecuado cuando:

- Se afectan ensayos a los componentes y se verifica deterioro físico de alguno de ellos.
- Se efectúan calibraciones y se verifica que presenta errores por fuera de los límites de exactitud establecido en la respectiva norma técnica.

Reunión 096

- Cuando el equipo haya cumplido el período de vida útil definido por los fabricantes de los equipos de medida, caso en el cual es conveniente el cambio en razón al deterioro natural de los componentes y del aislamiento de aquellos que en uso normal permanecen energizados.
- Cuando el desarrollo tecnológico ponga a disposición instrumentos de medida más precisos.

También es procedente el cambio del equipo de medida por mutuo acuerdo entre el suscriptor o usuario y el comercializador.”

A su vez, este numeral propuesto por el CAC desarrolla el tema de la calibración como base para determinar si un equipo debe reponerse o no. En principio se propone que este tema quede mencionado dentro del numeral 6.1.5 “Mantenimientos”. A su vez, la redacción debe ser precisa en cuanto a que las calibraciones de los medidores deberán realizarse en los laboratorios acreditados para tal fin y de ninguna manera efectuadas por parte de los agentes interesados.

Así mismo, sobre el tema de calibración de medidores se considera que deben establecerse plazos mínimos, que sean diferenciales según el nivel de la carga medida.

En el ICONTEC se ha propuesto la siguiente frecuencia de calibración:

- Medida indirecta: calibración cada año en el 100% de las fronteras
- Medida Semidirecta: calibración cada 3 años en el 100% de las fronteras
- Medida de clientes residenciales: calibración cada 10 años para una muestra representativa

Para los transformadores de medida se ha propuesto:

- Medida en baja tensión: hasta 4 años
- Medida en media tensión: hasta 7 años

Esta calibración debe incluir protocolo de un laboratorio acreditado por la SIC. Adicionalmente, puede analizarse la conveniencia de aplicar métodos de muestreo, siguiendo los lineamientos de las normas de confiabilidad que esta publicando la IEC.

Numeral 6.2.2 – Sellado del sistema de medición. No es necesario redactar párrafos que hagan distinción entre los tipos de frontera, ya que cualquiera que sea la frontera debe protegerse de igual manera. Se puede unificar este numeral con el 6.1.3.6.

Numeral 6.2.3 – Registro de fronteras comerciales

Debe precisarse la redacción, ya que debe quedar claro que todas las fronteras que se pretendan constituir como tales deben ser registradas ante el ASIC.

Numeral 6.2.3.4 – Revisiones, aclaraciones y objeciones a la solicitud de registro

Se plantean varias causales de objeción como válidas en el proceso de registro ante el Mercado Mayorista entre las cuales se establece el hecho de no estar a paz y salvo con el comercializador que atiende al usuario.

Sin embargo, se han dado casos en que usuarios cambian de comercializador no obstante que estos se encuentran con un proceso de irregularidad ante la SSPD. Esto es importante de considerar, ya que se han fallado procesos en contra del usuario, pero, debido a que este ya ha cambiado de comercializador, al comercializador anterior no le queda más remedio que repetir contra el usuario por la vía ejecutiva, sin que pueda aplicar la suspensión del servicio porque este ya no es su usuario.

En este sentido se hacen dos propuestas:

Reunión 096

- que se admita como objeción ante el ASIC el hecho de que al usuario se le esté adelantando un proceso por levantamiento de una irregularidad ante la SSPD y esta no ha fallado.
- Con independencia de que se acepte o no la propuesta anterior, también se propone que el antiguo comercializador esté facultado para solicitar al comercializador que atiende al usuario la suspensión del servicio a este, en caso de que se compruebe que el usuario realizó el cambio de comercializador sin encontrarse a paz y salvo por cualquier concepto y el incumplimiento técnico (luego de un plazo determinado) en las instalaciones físicas. Esto último se ha incluido dentro de la Propuesta de Reglamento de Comercialización remitida por el CAC a la CREG en diciembre de 2004. En caso de aceptarse esta propuesta, sería necesario que el Contrato de condiciones uniformes entre el comercializador responsable de dicha frontera y el usuario prevea esta causal de suspensión del servicio por petición de un tercer comercializador.

6.2.3.6 – Observaciones, objeciones y modificaciones

Es conveniente que se puedan efectuar objeciones a las fronteras en operación, ya que se han dado situaciones de incumplimiento de las normas vigentes, cambios en hábitos de consumo, errores en la inscripción, con independencia de que en el momento del registro inicial si las cumplían.

Precisar la redacción ya que se encuentra una incoherencia en relación con la necesidad o no de efectuar reliquidaciones. Inicialmente, si la reliquidación es necesaria esta debe efectuarse.

Numeral 6.2.3.8 – Registros sin cambios de comercializador

Estos casos excepcionales deben ejemplificarse, pues no son claros los casos en los que aplicaría esta situación. En general no estamos de acuerdo con reducir el plazo a 2 días.

Numeral 6.2.4 – Cancelación de registro de fronteras comerciales

No estamos de acuerdo en que la cancelación de fronteras por “declaración reiterada de falla”, excluya aquellas asociadas a problemas de la telemedida, ya que esto modifica un acuerdo del Comité. De hecho, en el Reglamento de Comercialización propuesto por el CAC en diciembre de 2004 se acordó un texto en relación con la cancelación de fronteras “por declaración reiterada de fallas” sin hacer ninguna exclusión, y en este sentido las fallas incluían las fallas en la telemedida.

Numeral 6.2.5.2. – Fronteras de comercialización

En este punto se plantean alternativas en relación con la responsabilidad de la medida, a saber: que se mantenga en el comercializador, que esta se ejecute exclusivamente por el OR o que esta sea ejecutada por un tercero. Al respecto se considera que esto debe incluirse dentro de la discusión integral acerca del esquema de comercialización aplicable para el nuevo periodo tarifario, el cual en principio no sería un tema para ser tratado dentro del Código de Medida.

Numeral 6.2.5.2.1 – Reportes diarios

Aquí se plantea la periodicidad del reporte de información de la medida de usuarios regulados. Los comercializadores no integrados opinan que este se haga una vez al mes al tercer día después de la operación.

En principio no se comparte la posición de los comercializadores no integrados mientras no se discuta de manera integral el esquema de comercialización aplicable para el nuevo periodo tarifario. En todo caso, en una eventual aplicación de esta propuesta, esta debe estar acompañada de la solución a los problemas de asignación de pérdidas y costos de comercialización.

Reunión 096

De cualquier manera, la propuesta de permitir la lectura de usuarios residenciales por parte de comercializadores distintos al incumbente debe justificarse en términos:

- Económicos: debe estar sustentada en un estudio de costos y beneficios que demuestre que abrir la competencia en este nivel no aumenta los costos que deben asumir los usuarios atendidos por dichos clientes
- Tecnológicos: se deben aprovechar los adelantos tecnológicos, teniendo en cuenta su aplicabilidad dado el desempeño de la infraestructura y si el mercado lo permite –en zonas rurales existen muchos problemas de la infraestructura de telecomunicaciones-. A su vez, si existen desarrollos tecnológicos para hacer lecturas masivas, que obvien la lectura en sitio, a bajo costo, seguramente estarán adaptados para hacer la transmisión de datos en línea y no se justificarían entonces rezagos en los reportes de información⁴.

Numeral 6.2.5.2.4 – Ausencia de reporte de información

En el texto propuesto se dice: “En caso de que el comercializador que representa la Frontera Embebida no reporte la energía dentro del plazo estipulado, el ASIC efectuará el balance de energía utilizando el máximo consumo del usuario correspondiente en los últimos seis (6) meses. El ajuste a la facturación se hará en el siguiente mes.

Se sugiere unificar en un solo numeral el tema relacionado con subsanar las ausencias de reporte de información, ya que este tema se trata en este numeral (6.2.5.2.4) y en el 6.2.6.2.

En general se considera que tanto para hacer los balances como para las liquidaciones, debe usarse información real o en su defecto la mejor información posible. Por esta razón debe aplicar lo mencionado en el numeral 6.2.6.2, ajustando el tema en cuanto a que es aplicable la metodología de cálculo de curvas típicas de carga aplicables a las fronteras.

Se insiste en que en el Reglamento de Comercialización se prevé la figura de cancelación de la frontera si se existen un mínimo número de ausencias del reporte de información. A su vez, se menciona la aplicación de limitación del suministro si no se remite a tiempo la información, lo cual constituye un incentivo a cumplir los procedimientos, lo cual en todo caso no impide que también se remita por parte del ASIC un reporte a la SSPD de los agentes que no cumplan, a fin de que se realicen investigaciones y sanciones por no cumplimiento.

Numeral 6.2.6.1 – Responsabilidades del ASIC. En reunión de agosto 2 se aprobó la publicación de todas las lecturas de energía, indicando solamente código de la frontera y los 24 datos de energía.

Capítulo 7. – Ubicación de las fronteras. En general todas las fronteras deben poder ubicarse en el lado de baja tensión de los transformadores de conexión.

Numeral 7.2 - Fronteras comerciales en conexiones de transformación. Reemplazar este título ya que la definición de “conexiones de transformación” no figura en el listado de definiciones.

Adicionalmente no estamos de acuerdo con la redacción propuesta. Para los casos de fronteras de más de un usuario regulado o no regulado (multiusuario) es necesario que la frontera se encuentre ubicada en el lado de baja tensión, con el fin de que se facilite la libre elección del usuario en cuanto al cambio de comercializador.

⁴ Esto es coherente con la regulación actual en cuanto al tratamiento asumido para las fronteras especiales, en el sentido de que no es admisible que se constituyan fronteras no telemétricas para el caso de usuarios regulados y no regulados conectados a circuitos de los grupos 3 y 4 de calidad.

Reunión 096

Numeral 7.3 – Fronteras de usuarios finales conectados a redes de DISTRIBUCIÓN. Eliminar la frase “conectados a redes de distribución”

Numeral 8 – Características técnicas del sistema de medición. Hacer referencia explícita a la aplicabilidad de las normas IEC de no existir norma ICONTEC. Las normas principales son: NTC 5019, 2205, 2207, 4856. Al respecto en su momento se remitió al Secretario Técnico un listado exhaustivo de estas normas.

Numeral 9.1 – Revisión física de instalaciones. Es necesario especificar el término “maniobras” ya que es claro que el único agente autorizado para adelantar maniobras en la red de distribución es el Operador de Red. En la segunda viñeta, referida a que las maniobras se informen anticipadamente al usuario, si esto hace referencia a la revisión de las instalaciones para el control de pérdidas no estamos de acuerdo con el párrafo. Las revisiones deben poder realizarse sin informar al usuario pues se requiere el factor sorpresa. En caso de que el usuario sea atendido por otro comercializador, distinto al incumbente, el comercializador establecido acordará con el comercializador entrante un punto de encuentro.

Numeral 10 – Alteración del sistema de medición. En la propuesta se indica que el procedimiento para revisiones de los sistemas de medición tendientes a la detección de posibles alteraciones al mismo, será el definido en el Reglamento de Comercialización, pero, sin embargo, en dicho reglamento no se ha incluido el proceso respectivo.

Se considera que el proceso de revisión de instalaciones para efectos del control de pérdidas, es al fin y al cabo un tema técnico que bien podría quedar dentro del Código de Medida. En todo caso, la distinción entre el Reglamento de Comercialización y el Código de Medida es cada vez más tenue; quizás lo conveniente sería unificar los dos documentos verificando que no vayan a quedar contradicciones.

Numeral 11.1.1 – Reporte al ASIC. En la propuesta se plantea la posibilidad de que un tercero presente reportes de información de la medida al ASIC. Sin embargo no se plantea los efectos que esto pueda tener.

Sobre el particular se considera que, si el reporte del tercero se hace a partir de un medidor de respaldo este debe ser admitido por el ASIC, incluso si estos datos son extemporáneos. Para que este reporte tenga efectos comerciales, al momento del registro de la frontera, o al momento de instalar el medidor de respaldo, el tercero debe poder registrar dicho medidor ante el ASIC.

Numeral 11.5.1 - Falla o hurto de los sistemas de telemedida. Sobra este numeral pues se repite luego.

Literal (e) del numeral 11.5.2 – Falla o hurto de los equipos de medida. Incluir lo siguiente en el literal (e): “Para estos efectos se utilizará la metodología determinada por el ASIC para el cálculo de las curvas típicas.”

Numerales 11.6.1 y 11.6.2 – Comercializadores y Exportadores / Generadores e Importadores. Añadir al título la frase: “responsables de las fronteras comerciales asociadas a los enlaces internacionales”

Numeral 12 – Sistemas de medición para energía en prepago. En la referencia a la plataforma tecnológica que utilice el comercializador para el ofrecimiento del servicio de energía en prepago, debe especificarse una ICONTEC o IEC aplicable. En general la familia de normas es la IEC 62025-21.

Capítulo 14 - Medición de parámetros de calidad de LA POTENCIA. Este capítulo debe suprimirse del código de medida pues es un tema que está regulado en la resolución CREG 024 de 2005, y en esencia este código aborda la medición de los consumos y no la medición de las señales (igual que el código de operación).

Numeral 15.1.1.1 – Criterios generales (auditorías a información de los medidores). No estamos de acuerdo con la redacción del último párrafo que menciona que “este tipo de auditorías no aplicará para las fronteras embebidas que no tienen telemedición y para aquellas fronteras entre comercializadores, ubicadas en zonas de Grupos 3 y 4 de calidad, en las cuales no se cuenta con la posibilidad de operar equipos de comunicación para la interrogación remota mediante línea telefónica conmutada o vía celular.”. Lo anterior ya que el numeral 15.1.1 se refiere exclusivamente a Auditorías a los medidores y no a los sistemas de comunicación, por lo tanto estos equipos de las Fronteras Especiales si se deben poder revisar a efectos de verificar su correcto funcionamiento.

Numeral 15.1.1.3 – Alcance de los trabajos y parámetros de contratación. Se propone que bajo un esquema de rotación anual se seleccione un tipo de fronteras a ser auditadas. Los trabajos de auditoría no podrán superar los 12 meses. Todos los agentes del mercado pagarán las auditorías, con independencia del tipo de frontera que se esté auditando en el año en cuestión.

Numeral 15.1.1.5 - Periodo de ejecución y Costos de la Auditoria. Para los casos en los cuales un agente solicite auditar contadores de otro agente, se propone que: (i) el Administrador del SIC elabore una convocatoria y un contrato de auditoría distinto al que tiene lugar bajo la Auditoría permanente. (ii) A estos efectos, el pago del auditor y de los costos administrativos al ASIC se facturará teniendo en cuenta lo previsto en el texto de la propuesta.

Numeral 15.1.2.1- Criterios generales (auditoría física de los sistemas de medición). En qué difiere la actividad de auditoría a los parámetros de calibración del numeral 15.1.2 con el numeral 15.1.1?

Numeral 15.1.2.6.1 – Comercializadores (Mecanismos de Compensación para casos en que la Auditoria encuentre inconsistencias). No se considera posible que solo se presenten perjuicios en relación con las pérdidas del STN. En principio los perjuicios que puede encontrar una auditoría pueden ser a cualquier agente por concepto de cualquier tipo de transacción comercial.

Numeral 15.2.2 – Metodología (Auditoría a fronteras de usuarios finales). No tiene sentido realizar las visitas como las plantea ECONSA, se debe dejar el párrafo original en el sentido de que las auditorías a las fronteras de usuarios finales sean “sorpresa” pues este es fundamental para los propósitos del control de pérdidas y la liquidación de la energía consumida no facturada.

Numeral 15.2.3 – Costos de las auditorías a usuarios finales. Inicialmente se insiste en que debe existir equilibrio en las responsabilidades, y por tanto todos los comercializadores de un mismo mercado deben asumir las pérdidas reales y no solo el comercializador incumbente que hace el balance; en este sentido la CREG deberá asignar un porcentaje de las pérdidas reales a los comercializadores entrantes de un mercado (es decir, corregir la asimetría de pérdidas) por ejemplo en proporción a sus ventas de energía.

En segundo lugar, las revisiones son necesarias para garantizar la calidad de la medida y reducir las pérdidas. No se pretende intervenir fronteras con el ánimo de alterar mediciones correctas, y en este sentido no es imprescindible que el comercializador responsable de la frontera acompañe al OR. En caso de que se insista en la posición propuesta en el documento (que el comercializador acompañe al OR durante las revisiones), la CREG deberá reconocer de manera explícita al comercializador incumbente, los mayores costos que asume el comercializador incumbente en tanto debe pagar a los comercializadores entrantes por el hecho de que estos hacen un acompañamiento en las revisiones.

Numeral 15.2.4 – Plan de auditorías a usuarios finales. Cada comercializador incumbente tiene unas políticas distintas, incluso por tipo de cliente, para realizar las revisiones de control de pérdidas y por tanto

Reunión 096

no se puede predefinir un plan de frecuencia de revisión de las instalaciones aplicable a todos los comercializadores incumbentes. Adicionalmente, se comparte la necesidad de que el OR pueda revisar las fronteras de generación de aquellas plantas de generación embebidas en su sistema.