

COMENTARIOS A LA RESOLUCIÓN CREG 120 DE 2007 – CÓDIGO DE MEDIDA

**DOCUMENTO CAC-036-08
Mayo de 2008**

COMENTARIOS A LA RESOLUCIÓN CREG 120 DE 2007 CÓDIGO DE MEDIDA

TABLA DE CONTENIDO

Tabla de Contenido

1.	<i>Antecedentes.....</i>	3
2.	<i>Comentarios generales.....</i>	3
3.	<i>Elementos faltantes en la propuesta de la CREG.....</i>	6
a.	Fronteras entre un mismo OR.	7
b.	Fronteras embebidas.....	7
c.	Fronteras especiales.	7
d.	Medición de energía prepago.	7
e.	Medición de calidad de potencia.	7
f.	Plantas menores, autogeneradores y cogeneradores.....	8
4.	<i>Comentarios a los artículos de la propuesta</i>	8

1. Antecedentes

En el documento CAC-025-06 el Comité Asesor de Comercialización presentó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG – una propuesta para la actualización del Código de Medida

2. Comentarios generales

Antes de entrar en la revisión detallada de los artículos propuestos en la Resolución, el Comité considera conveniente presentar algunos aspectos generales de la norma que tienen implicaciones económicas importantes, así como algunos aspectos técnicos que se repiten a lo largo del texto propuesto para el nuevo Código de Medida.

- Tercerización de la lectura de medidores

Preocupa al Comité el costo que implica para el sector el incrementar el número de agentes que realizan la lectura de los medidores, ya que por la naturaleza de los negocios, ni los comercializadores ni generadores, actuales responsable del reporte de las lecturas de medidores en sus respectivas fronteras, ni el Operador de Red, que tal como se establece en los Decretos 387 y 4977 de 2007, será responsable de ejecutar planes de reducción de pérdidas de energía, dejarán de realizar la interrogación de los medidores. Esto implica necesariamente que el costo actual de lectura se incrementará considerablemente para toda la cadena.

De otro lado, no se especifica claramente en qué forma se remunerará al ASIC por la prestación de este servicio, ni las responsabilidades de este organismo con respecto a los datos y la información de la lectura y las liquidaciones que se derivan de los registros de los medidores, más si se tiene en cuenta que estos datos son la base para determinar los ingresos de las empresas.

- Costo de actualización de los puntos frontera actuales por las nuevas exigencias del Código y valor agregado de algunos cambios sugeridos

El Comité considera muy importante que se establezcan requisitos que ayuden a mejorar la calidad de la medida en las fronteras comerciales, tanto del mercado mayorista como de usuarios finales. Sin embargo, algunas de las exigencias planteadas por la Comisión en su propuesta se consideran exageradas, dado el alto costo de su implementación en las fronteras existentes, frente al valor agregado en la calidad de la medida que se obtendrían con los cambios.

Tal como se ha planteado por parte del Comité en documentos y comunicaciones sobre los temas de medición propuestos a la CREG, se considera que para el caso de nuevas instalaciones, sea exigible la norma en su totalidad, y para las instalaciones existentes, se evalúe la pertinencia de realizar algunos de los cambios propuestos por la norma, de forma que no se incurra en unos costos muy altos, sin obtener beneficios considerables en la mejora en la medición. Adicionalmente a esto debe tenerse en cuenta que, por condiciones de las instalaciones existentes, algunos requisitos no se pueden cumplir físicamente, pues las subestaciones carecen de espacio para ello, o simplemente resulta bastante costosa la implementación de la nueva norma, por no haber considerado estos elementos exigidos desde las fases de diseño de las instalaciones.

Ahora bien, temas como el de la sincronización satelital de relojes, si bien tienen un impacto importante en la calidad de las liquidaciones del mercado mayorista, en los términos planteados en la propuesta regulatoria, implican prácticamente la reposición de la totalidad de los medidores existentes, de manera que técnicamente se pueda lograr lo establecido en la norma. Se sugiere respetuosamente revisar estos requisitos, de forma que no impliquen cambios de estas magnitudes, y en un plazo mayor al establecido, a medida que los equipos van presentando fallas y requieren ser cambiados, su reposición se realice por elementos que cumplan unos estándares que permitan una mejor calidad en la información.

- Costo de instalación de los equipos de medición entre los niveles de tensión de un OR

La instalación de los equipos de medición en los puntos de cambio de nivel de tensión en la red del OR, traería consigo cuantiosas inversiones de las cuales no se tienen certeza de la forma como serían remuneradas. La instalación masiva de estos equipos ocasionaría cortes del servicio, que deben preverse en la normatividad relativa a calidad, y traería adicionalmente costos operativos a los usuarios. Todos estos elementos deben considerarse en la evaluación de la viabilidad y la forma en que se llegaría a implementar la propuesta. Por ejemplo, un equipo de medición en nivel de 13.2 kV (3 CT's, 3 PT's y un medidor, sin contar con la infraestructura de comunicaciones, ni con la operación y mantenimiento), implica una inversión superior a los USD 5,200.

- Definiciones técnicas ajustadas a las contenidas en las NTC

Se sugiere que en general, los términos y definiciones utilizados en el Código de Medida propuesto por la Comisión, en los aspectos meramente técnicos, se ajusten a las establecidas en las Normas Técnicas Colombianas establecidas por el ICONTEC. Esto con el fin de dar claridad al respecto, utilizar un lenguaje coherente con dichas normas, que son a su vez la base para definir algunos elementos técnicos en esta norma de Código de Medida. El Código de Medida debe contener elementos de carácter más comercial y de relaciones entre agentes, y los aspectos técnicos debe remitirlos a las normas técnicas especializadas en los elementos de medición, para no generar

confusiones en la aplicación, y lograr que se mantenga actualizado a medida que las entidades especializadas en los aspectos técnicos realizan los ajustes pertinentes a las normas acordes con las evoluciones tecnológicas.

- Exigencias que se considera no se pueden cumplir

Revisada la propuesta de la Comisión, existen algunos elementos de la misma que el Comité considera en la práctica muy difíciles de cumplir, dadas las condiciones de disponibilidad de elementos, los altos costos frente a los beneficios que tendrían, y las condiciones mismas de las instalaciones existentes. Se destacan los siguientes elementos:

- o Calibración en sitio de los sistemas de medición

Si bien en el mercado se pueden conseguir equipos de calibración de sistemas de medición en sitio, según la información de los laboratorios acreditados en Colombia para calibración de equipos de medida de energía eléctrica, no se dispone en la actualidad de este tipo de equipos debidamente homologados por la Superintendencia de Industria y Comercio. Adicionalmente, la realización de este tipo de pruebas en sitio corresponde a un costo considerablemente alto, lo cual en muchos casos no se vería compensado, dado que al tener los equipos que conforman el sistema de medición debidamente calibrados, garantiza en buena parte la calidad de los registros tomados. Existen metodologías menos costosas, por balances de energía por ejemplo, que permitirían controlar que los diferentes puntos de medición no presenten desfases considerables, en cuyo caso se procedería a revisar los diferentes elementos de la medida para tratar de corregir dichas desviaciones.

- o Conformidad de producto

Según concepto de la Superintendencia de Industria y Comercio de enero de 2008, radicado No. 07-135851-00003-0000, “no existe a la fecha un documento, certificación o reconocimiento sobre aprobación de modelo que podamos suministrar, ya que por los motivos expuestos no es exigible su presentación. Este concepto se entenderá vigente hasta que esta Superintendencia expida o modifique la reglamentación aplicable”. Por tal motivo, expresa la misma Superintendencia, este tipo de exigencias no se podrá cumplir hasta tanto dicha entidad no tome las acciones correspondientes para hacer exigible un certificado de conformidad de producto o aprobación de modelo.

- o Baterías de respaldo para 10 días

Se entiende la necesidad de contar con un alimentador de energía externo para posibles eventos de la red, de manera que no se pierda la información contenida en los medidores. Sin embargo, por las características de los equipos requeridos para cumplir con este nuevo requisito de la norma, se considera que excede las

necesidades reales para los casos de eventos en el sistema. Es importante anotar que para efectos de registro de información de flujos en la red, en caso de presentarse un evento en la alimentación al punto de medición, se entiende que los flujos por el mismo deben ser cero (0) hasta tanto no se restablezca el servicio. En este caso, no sería necesario contar con la medida, dado que el registro debe ser cero. Para mantener los registros almacenados hasta el momento del evento, y que se requieren para realizar la liquidación de las transacciones, se considera suficiente que la fuente de alimentación externa permita la conservación de esta información durante un tiempo que permita la captura por parte del agente responsable de la frontera. En este último caso, se considera que 72 horas puede ser un tiempo razonable, y bajaría considerablemente los costos de esta fuente externa de alimentación.

- Penalización excesiva para fronteras en falla

Con relación al diagnóstico hecho para el tema de las fallas o hurtos declarados en las fronteras comerciales, de acuerdo con la información reportada por el ASIC para los años 2006, 2007 y lo corrido del 2008, la situación no resulta tan dramática, y muchos de los problemas obedecen a reportes en falla por problemas de comunicaciones que no resultan reales. Adicionalmente, el Comité considera que el problema debe ponerse en su justa dimensión, pues se considera que se está sobredimensionando (de un lado si se relaciona el número de fallas reportadas con respecto al total de fronteras, la situación no es tan dramática como la muestran, y de otro, por las estadísticas se observa que el problema está muy focalizado). Por tanto, un mal diagnóstico puede conducir a soluciones erradas, y a la aplicación de penalizaciones que no se compadecen con la realidad de los problemas.

- Exigencias de interrogación a las fronteras de bajo consumo

Nuevamente se plantea la posibilidad de revisión, evaluando la relación beneficio-costos, de la lectura diaria de cierto tipo de fronteras comerciales cuyo consumo no es representativo para el cálculo de la demanda comercial de los agentes. Lo anterior por supuesto no implica el dejar de realizar el registro horario de las transacciones, y el almacenamiento de los datos en memoria no volátil. La interrogación por parte del agente responsable de la medida se realizaría con una periodicidad menor, sin afectar la calidad de las liquidaciones mensuales realizadas por el ASIC, ni la calidad de la medida de la energía. Podría reducirse la frecuencia de reporte de las medidas reales almacenadas en la memoria del equipo, y reportar la información con frecuencia semanal o quincenal, para este tipo de fronteras.

3. Elementos faltantes en la propuesta de la CREG

En el documento presentado a consideración por la Comisión, falta incluir los siguientes temas, que se considera están relacionados con la medición de los consumos, y que deben hacer parte del Código de Medida.

a. Fronteras entre un mismo OR.

A pesar de que en el borrador de Resolución se define este tipo de fronteras comerciales con reporte al ASIC, en ninguna parte del documento se hace explícita la obligación de que existan, ni las características que deben cumplir con miras a la determinación de la calidad del servicio, las pérdidas de energía, entre otros aspectos. Adicionalmente, por el tipo de información que van a registrar, deben cumplir condiciones de calidad de la medida, registro y reporte de información, entre otros, que las deben diferenciar de los demás tipos de fronteras.

b. Fronteras embebidas.

En la Resolución CREG 122 de 2003 se reglamenta este tipo de fronteras comerciales, que se utilizan para liquidación de consumos de algunos generadores y comercializadores en la actualidad.

c. Fronteras especiales.

En la Resolución CREG 006 de 2003 se establecen este tipo de fronteras, que por sus condiciones de ubicación en lugares de difícil acceso e inexistencia de medios de comunicación confiable, se establece que deben reportarse al ASIC solamente una vez al mes. Se considera que deben mantenerse este tipo de fronteras según la mencionada norma.

d. Medición de energía prepago.

En la propuesta del Comité se presentan algunos elementos que deben cumplir los sistemas de medición para energía en prepago, de forma que se permita la migración de usuarios de un prestador de servicio a otro con la plataforma tecnológica instalada.

e. Medición de calidad de potencia.

Aunque en el borrador de Resolución se menciona la Resolución CREG 024 de 2005, no se establecen las condiciones en el Código de Medida. Se sugiere, por integralidad del Código de Medida, que lo pertinente a los sistemas de medición requeridos para calidad de potencia quede incorporado en esta norma.

f. Plantas menores, autogeneradores y cogeneradores.

Es importante que las obligaciones de estos tipos de plantas en cuanto a los sistemas de medición que deben instalar para su participación en el mercado mayorista, estén debidamente especificados, para que no se preste a interpretaciones.

En el tema de plantas de cogeneración específicamente, es importante que se diga qué tipo de cogeneradores se tratan como fronteras de generación en cuanto a características técnicas.

4. Comentarios a los artículos de la propuesta

A continuación se hace una revisión detallada de cada uno de los artículos del borrador puesto a consideración por la Comisión, y se presentan los comentarios a cada uno de ellos.

Artículo 1. Ambito de aplicación y principios.

En la Resolución CREG 036 de 2008 se remite al Código de Medida para el cumplimiento de los parámetros de calidad de potencia, pero en esta norma no se especifica nada. El documento CAC propone que se incluya lo que se establece al respecto en la Resolución CREG 024 de 2005, como ya lo mencionamos anteriormente.

Artículo 2. Definiciones.

En general, tal como se mencionó anteriormente, algunas de las definiciones incluídas en esta propuesta se refieren a términos técnicos definidos en las Normas Técnicas Colombianas. Se sugiere respetuosamente a la Comisión mantener la definición que aparece en la norma respectiva, para evitar posibles interpretaciones (en cada caso que aplique se citará la norma correspondiente).

Clase de exactitud. La que está consignada tiene que ver con transformadores de medida. La definición internacional está en la NTC 2194.

Corriente nominal. Esta definición corresponde a corriente básica. Se sugiere tomar la definición de corriente nominal de la NTC 5226 y mantener la de Corriente Básica como otra definición aparte.

Corriente máxima. Se sugiere ajustarla a la norma NTC 5226.

Equipo de medida. Se sugiere eliminar esta definición y hablar de medidor, el cual está definido en la NTC 5226.

Frontera comercial. Debe indicarse que es con o sin reporte al ASIC, no al MEM. Al respecto es importante anotar que, para todo el documento, debe utilizarse el ASIC – Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales-, como entidad regulatoria encargada de realizar las liquidaciones del mercado mayorista de energía.

Frontera comercial con reporte al MEM. Debería ser al ASIC. En esta definición debe incluirse en el texto el tipo de frontera de Interconexión Internacional, que se define más adelante.

Fronteras de generación. Hace falta incluir en esta categoría las fronteras de consumos auxiliares de generación.

Frontera comercial sin reporte al MEM. Debería ser al ASIC. Se sugiere modificar la definición a: “Corresponde al punto de medición del consumo de un usuario final, cuya información no es requerida por el ASIC para el cálculo de las transacciones comerciales del mercado mayorista”.

Laboratorio acreditado. Debe indicarse que es de “ensayos y calibración” de acuerdo con la norma citada en el texto.

Medidor de energía activa. Tomar de la norma técnica respectiva.

Medidor de energía reactiva. Tomar de la norma técnica respectiva.

Clase de precisión. No está definida y se utiliza en el texto. Debería definirse consistente con el texto.

Punto de conexión. Punto de medición. Debe ser consistente con la de la 070 de 1998, la cual dice: “Es el punto de conexión eléctrico del circuito primario del transformador de corriente que está asociado al punto de conexión, o los bornes del medidor, en el caso del nivel de tensión I”. En el documento CAC se proponía: “Es el punto eléctrico en donde un usuario final o un agente del mercado mayorista se conecta a la red o sistema de otro agente y se encuentra ubicado un medidor”. Ahora bien, para efectos comerciales no necesariamente coincide con el punto de conexión, ya que en nivel 1 el medidor puede estar en un punto diferente a la conexión.

Sistema de medición. Se insiste en la propuesta presentada por el CAC: “Sistema de Medición: Comprende el conjunto de equipos de medida e instalaciones para el registro de energía eléctrica en las fronteras comerciales, incluyendo, cuando el tipo de frontera lo requiera, un sistema de almacenamiento de datos y un sistema de transmisión de datos, de conformidad con las definiciones establecidas en el presente Código. Adicionalmente incluye las instalaciones que contemplan elementos tales como gabinetes, regleta de pruebas, conectores, entre otros dispositivos asociados con la medida y la disposición de los equipos, y que permitan asegurar la calidad y confiabilidad de la medida del flujo de energía eléctrica”.

Falta la definición de capacidad instalada, que está definido en la NTC 5019 y se utiliza en el texto de la Resolución, en una tabla, en la cual se sugiere cambiar potencia por capacidad.

Artículo 3. Representación de las fronteras.

En general, cambiar MEM por ASIC.

En el literal c, cambiar: El agente responsable del enlace internacional ante el ASIC.

En el literal f se considera que debe hacerse referencia al “contrato de servicios públicos” y no al de condiciones uniformes (Resolución CREG 108 de 1997, artículo 4º), dado que para los UNR, este contrato puede ser de condiciones especiales.

Artículo 4. Responsabilidad de los representantes.

Literal b: Debería utilizarse el término exactitud en lugar de precisión, que es el término utilizado en el Código.

Literal d: Es muy difícil asegurar por parte de los comercializadores el funcionamiento adecuado de las redes de comunicaciones de terceros. Se solicita aclaración por parte de la CREG del alcance de esta propuesta.

Literal f: Se requiere un sistema de información adecuado con el que muchas empresas no cuentan hoy en día.

Artículo 6. Tipos de puntos de medición.

Cambiar potencia por capacidad.

Pregunta: ¿Qué pasa si una misma frontera clasifica por un criterio en un tipo de punto de medición y por el otro criterio por uno diferente? ¿Cuál de los dos prima?

Además de aclarar esto, es importante que se considere que el criterio de consumo es dinámico, principalmente para los usuarios industriales y comerciales, y se supone que la categoría no debe ser dinámica en el tiempo. Se propone que se clasifique en el nivel más exigente.

Para el caso de lo que ya está instalado, se sugiere que sea con demanda máxima de potencia y no con capacidad instalada. Para lo nuevo se sugiere que se clasifiquen con capacidad instalada para el momento de registro, y para identificar desde el diseño los requerimientos del sistema de medición.

Artículo 7. Componentes del sistema de medición.

De acuerdo con la definición y la forma en que se redacta la introducción de este artículo, es necesario aclarar cuáles son los elementos que no necesariamente

conforman el sistema de medición, dado que se entiende que algunos de dichos elementos podrían no hacer parte de dicho sistema.

Si la caja de seguridad fuera obligatoria, no debe ser exclusiva para los medidores y para el sistema de registro. En este punto es importante considerar que en la actualidad, en muchas subestaciones existentes, no es factible la separación de todo el sistema de medición para propósitos de cumplir con esta disposición, razón por la cual se sugiere que se haga exigible en aquellos casos en que se pueda cumplir, y completamente obligatorio para las nuevas instalaciones.

El f, un sistema de almacenamiento de datos, puede ser externo o interno.

El g, relativos a sistemas de comunicación, pueden ser externos o internos.

El i, fuentes de energía auxiliares. Poco ya se comentó en la parte inicial del documento, es poco práctico para los costos en que se va a incurrir, y no agrega valor porque el registro por un punto sin energía de la red debe ser cero. La información se puede recuperar posteriormente para efectos de las liquidaciones, y debe asegurarse que la memoria del medidor con los registros ya recopilados no se pierda ante un corte de energía, por un tiempo razonable, pero que no sea necesario incurrir en costos exagerados para alimentación de energía externa.

El j, circuitos de alarma, seguridad y monitoreo, ¿a qué se refiere? No está claro, porque hoy no se utilizan. Es importante indicar con precisión el alcance de este literal.

En el k, dispositivos para pruebas en sitio. Como ya se mencionó, en muchas partes no es posible la adecuación para hacer las pruebas en sitio.

Artículo 8. Requisitos generales de los sistemas de medición.

Literal b. Es kilovoltio-amperio reactivo en lugar de kilovatio-hora reactivo.

Literal c. En la actualidad no hay forma de contar con el certificado de producto, conforme con la comunicación 2008-529-000807-2 de enero 11 de 2008 de la Superintendencia de Industria y Comercio, como ya se mencionó.

Literal d. Pareciera que indica que se requiere un medidor adicional, cuando hoy los medidores permiten medir ambas energías. Se sugiere modificar la redacción a medición en lugar de medidor.

Literal e. Cambiar equipo de medida por medidor.

Literal j sobra, porque o está registrada como unidad de generación o como planta.

Artículo 9. Certificación de producto.

Según concepto citado, no hay forma de obtener certificado de conformidad de producto según la Superintendencia de Industria y Comercio, y no sería exigible hasta tanto dicha entidad reglamente el tema.

Artículo 10. Equipos de medida de energía reactiva.

El Artículo 25 de la Resolución CREG 108 de 1997, modificado por el Artículo 11 de la Resolución CREG 047 de 2004, establece que:

“Artículo 25. Control al factor de potencia en el servicio de energía eléctrica.

En la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, se controlará el consumo de energía reactiva de los suscriptores o usuarios finales, y se liquidará y cobrará exclusivamente de la forma establecida en el artículo 11 de la Resolución CREG-082 de 2002.

Parágrafo 1º. El factor de potencia inductiva (coseno phi inductivo) de las instalaciones deberá ser igual o superior a punto noventa (0.90). El operador de Red podrá exigir a aquellas instalaciones cuyo factor de potencia inductivo viole este límite, que instalen equipos apropiados para controlar y medir la energía reactiva.

Parágrafo 2º. Para efectos de lo establecido en el parágrafo anterior, la exigencia podrá hacerse en el momento de aprobar la conexión al servicio, o como consecuencia de una revisión de la instalación del usuario”.

Se sugiere que se mantenga este control tal y como está regulado.

Artículo 11. Equipos de respaldo.

Según la lectura, se circunscribe solamente al medidor, aunque no es completamente claro. No debería exigirse a los usuarios finales que son fronteras 1 y 2 el equipo de respaldo. Si el OR quiere tener respaldo, podría colocarlo a su costo. Adicionalmente, se sugiere evaluar económicamente el impacto de exigir un respaldo a fronteras que hoy no cuentan con estos sistemas, o cuyas adecuaciones son complejas. En ese sentido, para los tipos de fronteras que aplique la instalación de equipos de respaldo, se sugiere que se exijan para todas las instalaciones nuevas, y las que sea viable adecuarlas.

Es importante tener en cuenta que en la actualidad, el proceso de registro de los equipos de respaldo ante el ASIC de los de UNR que tienen respaldo no se hace, y por tanto, no se reporta dicha energía ante el Administrador del Mercado.

Ahora bien, se sugiere aclarar el alcance del párrafo 2, porque aparentemente no tiene justificación económica la redundancia de otros equipos diferentes al medidor. En este tipo de fronteras, ubicadas en su mayoría en niveles de tensión altos, la instalación de transformadores adicionales implica altos costos, que no se justifican con relación a los beneficios obtenidos.

En cuanto a la exigencia de la batería, como ya se ha comentado, se considera que no agrega mucho valor y no tiene mucho sentido la instalación, por los altos costos que representa frente a los probables beneficios que tendría.

Artículo 12. Corrección de Error de Medición (CEM) en los puntos de medición.

Con respecto a este punto hay varios puntos:

- Relación beneficio-costos de la realización de este tipo de pruebas en sitio. Se considera que por los costos de realización de este tipo de pruebas, y debido a las condiciones mismas de realización de las pruebas, que por no tener las facilidades de control que se obtienen en los laboratorios de pruebas, hace poco probable adicionalmente que se obtengan buenos resultados fácilmente, lo cual no implica que se vaya en detrimento de la calidad de la medición realizada.
- Confiabilidad de los resultados en sitio. Como ya se indicó, por las condiciones de pruebas en sitio, los resultados no son lo suficientemente confiables para justificar un costo como el de la realización de las pruebas en sitio. Los agentes, para control de pérdidas, aplican metodologías aproximadas para identificar los posibles puntos de medición que presentan altos niveles de pérdidas, y una vez se identifican dichos puntos, se procede a la revisión detallada, en sitio y en laboratorio, de los diferentes elementos que componen el sistema de medición. Por esta razón, se sugiere que los agentes sigan identificando con metodologías alternativas, menos costosas, los puntos que pueden estar incidiendo de manera importante en el nivel de pérdidas.
- Disponibilidad de equipos aprobados por la Superintendencia de Industria y Comercio. Si bien existen en el mercado equipos que permitan realizar este tipo de pruebas, el Comité tiene entendido que no existen en el país los equipos necesarios para la realización de las pruebas en sitio, que cuenten con la homologación de la Superintendencia de Industria y Comercio.

Artículo 13. Registro y lectura de la información.

Cambiar MEM por ASIC.

Según esta redacción, todas las fronteras que se deben reportar al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, incluyendo las de bajos consumos que clasifican en los tipos 3, 4 y 5, deben tener forma de registrar la energía activa, reactiva, tanto en el equipo principal como en el respaldo, aunque anteriormente se habían excluido algunos tipos de fronteras de la obligación de contar con equipo de respaldo. Se sugiere mejorar la redacción para que se aclare cuáles tipos de frontera aplican para cada caso, y la obligación de reporte de información.

Literal c y d. El Comité considera que debe ser el ASIC el que cuente con los software y equipos de comunicaciones compatibles con los equipos existentes en las fronteras comerciales actuales. Hay convertidores de protocolo. Se sugiere que, si alguien va a

instalar medidores que no sean compatibles con los sistemas que se implementen por el ASIC posterior a la entrada en vigencia de la Resolución, uno de los requisitos para registrar la frontera será suministrar al ASIC las facilidades y el software necesario para la interrogación de los nuevos equipos de medida.

Ahora bien, como ya se dijo en la parte inicial de este documento, se considera que la asignación de la responsabilidad de la interrogación de las medidas al ASIC es una señal antieconómica, porque incrementa los costos de la medida. Como ya se expresó, no hay asignación de responsabilidades de crítica de la información al ASIC, lo cual no garantiza la calidad de la información utilizada para las liquidaciones. Adicionalmente, no se establece un procedimiento para corrección de las lecturas que pueda hacer el ASIC, y que alguno de los agentes interesados identifique en la revisión de las liquidaciones.

En general, entregar el manejo de los ingresos a un tercero no se considera conveniente para ninguno de los agentes, razón por la cual seguramente cada uno de los afectados por la medida de un punto de medición, continuará realizando la interrogación de la información, de manera que se pueda llevar el control de los resultados obtenidos por el ASIC en sus liquidaciones, y adicionalmente porque en algunos casos, esta información es necesaria para la facturación al usuario final. Si se mantiene la decisión, deben revisarse los costos y las responsabilidades asignadas al ASIC en cuanto a la calidad de la información. Como alternativa, y tal como lo había planteado el Comité en su propuesta anterior, se sugiere mejor mantener un auditor permanente a la calidad de la información, que por muestreo determine cuál agente no está reportando la información que corresponde a sus puntos de medición.

Literal e. Se pide almacenamiento de cambios en parametrización, y los software de hoy no permiten esto. Se sugiere revisar este requerimiento para hacerlo compatible con los equipos existentes.

Adicionalmente, existe un acuerdo CNO que establece que la información de demanda para efectos de proyecciones debe registrarse cada 15 minutos. Por tanto, el registro cada 60 minutos debe ser lo mínimo. Hoy los agentes almacenan un número menor de días, un poco más de 30, pero con registros en intervalos menores de tiempo, que le permiten hacer un mejor seguimiento del comportamiento de su demanda y la de sus usuarios.

Artículo 14. Sincronización del reloj.

Cambiar MEM por ASIC.

No es posible cumplirlo técnicamente con los equipos instalados en la actualidad. Los que venden que permiten esto son muy costosos. El cumplimiento de este requerimiento implicaría la sustitución de casi la totalidad de equipos de medida en el corto plazo, aún encontrándose en buen funcionamiento, y las mejoras en la calidad de información no serían significativas. Se sugiere revisar esta exigencia, y que se aplique

solamente para los tipos de fronteras 1 y 2, en los equipos nuevos que se instalen, o en los que se tengan que reemplazar por no cumplir con otros requisitos, o por daño.

Artículo 15. Instalación del Sistema de Medición.

Debe quedar explícito que deben cumplirse las normas del Operador de Red para todos los agentes del mercado mayorista.

Literal b. La caja de seguridad no debe ser exclusiva para el medidor, y en algunos casos no se puede instalar, como ya se mencionó anteriormente. Debe remitirse a las normas del OR que establecen algunos requisitos al respecto.

Literal c. Debe aclararse que además debe cumplirse con las disposiciones del RETIE.

Literal e. No es práctica común, y en algunas instalaciones cambiar la configuración resulta muy costoso, por los equipos adicionales que se requerirían, y por las adecuaciones físicas de las subestaciones.

Literal f. ¿Esto implica que no se pueden utilizar bloques de pruebas tipo cuchilla? ¿Es económicamente viable? Sería conveniente revisar hasta qué punto se justifica que esta exigencia se mantenga.

Artículo 16. Protección de datos.

Nuevamente, el ASIC debería adaptarse a las tecnologías existentes de los equipos actualmente instalados, y exigir a quien vaya a instalar equipos nuevos no compatibles con los sistemas de captura actuales, entregar las facilidades para poder interrogar los medidores.

Muchos de los medidores instalados actualmente no tienen estos niveles de seguridad, razón por la cual se tendrían que cambiar, sin que esto implique que mejora la calidad de la información, por lo cual se considera que no se justificaría si se analiza la relación beneficio-costos del cambio.

Literal a. ¿Estas alarmas son a las que se referían anteriormente? ¿Cuáles alarmas? En cuanto a los factores de corrección, ¿qué son los Factores de corrección aquí indicados? ¿Cómo establecerlos?

En el mercado de medidores, tantas restricciones y características podría restringir el acceso a otras marcas que no cumplen con características que no son críticas en la calidad de los resultados, y que pueden encarecer los equipos por limitación de oferta. Se sugiere revisar todo lo concerniente a exigencias de los medidores, para que se mantengan como elegibles diferentes marcas, sin poner en riesgo la calidad de la información obtenida.

Artículo 17. Plazos para el cumplimiento de los requerimientos técnicos establecidos en la Resolución.

Como lo ha sugerido el Comité en comunicaciones diversas a la Comisión relacionadas con los equipos de medida a ser instalados en las fronteras comerciales, deberían exigirse las nuevas características para los puntos de medición nuevos y para los reemplazos de equipos, en forma similar a lo establecido para el RETIE. Exigir los cambios implicaría unos costos bastante altos, muchos de ellos para los usuarios, que encarecen el costo del servicio en momentos en que se están presentando incrementos importantes en el precio de la energía por otros factores.

Artículo 18. Ubicación de las fronteras.

Incluir las tipo 3 en esta exigencia va a obligar a algunos UNR conectados en nivel 1 a que cambien la medición a nivel de alta del transformador. Nuevamente, debería aplicarse para lo nuevo, y no para lo existente.

No sería compatible con las restricciones para cambio de nivel de tensión que se establecen en la 036 de 2008, y estarían migrando algunos clientes, además afectando el cobro del peaje, dado que la tarifa a usuario final se cobra en el nivel de tensión en el cual esté ubicado el punto de medida. En la actualidad, cuando la frontera corresponde al usuario final, la ubicación del punto de medida se establece por acuerdo entre OR y usuario (para niveles de tensión diferentes al STN).. Además, debe ser compatible con el artículo 35 del mismo borrador de Resolución.

Artículo 19. Sellado de los equipos de medida.

En algunas fronteras comerciales no es posible aislar el medidor en otra caja de seguridad, por no ser exclusiva. Se debe exigir el sello del medidor y no de las cajas de seguridad.

Debe existir un procedimiento para el aviso al OR para la asistencia a las diligencias de revisiones, tal como se plantea por el Comité en la propuesta de Reglamento de Comercialización para revisión de las fronteras para cambio de comercializador, que sería extensible y aplicable a estos procedimientos de revisión de fronteras para otros fines.

Artículo 20. Revisión inicial del sistema de medición.

Literal b. Si se quiere verificar la existencia de los protocolos de prueba, no es necesario todo este literal. Puede simplificarse.

Literal c. ¿Cuál sería el protocolo de pruebas? ¿Quién lo establece? Para tecnología satelital de comunicaciones, no es posible tener el canal disponible permanentemente, por la forma en que son interrogados. Esto excluiría la tecnología, que en algunos tipos de fronteras es la única opción viable de comunicación. Adicionalmente, debe

precisarse el alcance de las pruebas realizadas por el ASIC para las fronteras que corresponde.

Para las fronteras sin reporte al ASIC no aplica el hecho de que tenga que asistir el OR. Sería el comercializador que atiende al usuario.

Artículo 21. Verificación de las condiciones técnicas por el OR o el transportador.

Se sugiere respetuosamente acoger el procedimiento construido en el Comité y que se incluye en el Reglamento de Comercialización, el cual puede hacerse extensivo para estos casos. Dicho procedimiento fue construido con la aprobación de los comercializadores y los operadores de red, y responde a las necesidades de tiempos para programar actividades y dar respuesta a las necesidades de revisión de las fronteras, dentro de unos plazos que se consideran razonables para las partes, no implican mayores sobrecostos por disponibilidad alta de personal, y además están enmarcados dentro de los plazos establecidos por la regulación para dar aviso por parte de un usuario al comercializador que lo atiende cuando se trata de cambio de comercializador.

Como ya se indicó, hasta tanto no se tengan los procedimientos para obtener certificado de producto, se sugiere eliminar este requisito, y en cambio mantener como exigible la presentación de los protocolos de prueba de medidor y transformadores.

En cuanto a la inasistencia de una empresa a las revisiones en forma reiterada, ¿Quién es un tercero calificado? ¿Por qué incurrir en un costo adicional por la no asistencia de una empresa? Esta consecuencia no daría los incentivos suficientes para que las empresas cumplan con los plazos establecidos, y por el contrario, se estaría perjudicando con mayores costos a quien trata de cumplir los procedimientos establecidos.

Se sugiere cambiar “ubicación del equipo de medida” por “diagrama unifilar de la instalación”, que permite identificar en mejor forma las condiciones eléctricas de operación de los equipos, especialmente en subestaciones. Hoy en día se exige en las fronteras que se registran ante el ASIC.

Artículo 23. Acceso a los equipos de medida.

Se sugiere cambiar los párrafos 2 y 3 por: “El OR tendrá derecho de acceso a la información del medidor, bien sea por lectura directa del medidor, interrogación remota, o a través de la solicitud de información de la base de datos de registros de medida del Representante de la Frontera, la cual no tendrá ningún costo para el OR”. Esto debido a que, por requerimientos de seguridad informática de algunas empresas, el acceso directo a las bases de datos de las empresas está restringido.

Artículo 24. Revisión periódica y mantenimiento.

La tabla está conforme el tipo de punto de medición, y no la clase de exactitud.

Debería permitirse la utilización de métodos como balances energéticos, de manera que se tenga información que indique en cuáles casos justificaría una revisión porque se detecta una posible anomalía o falla.

Además, en los casos de telemedida y que cuentan con respaldo, hay información que permite programar estas revisiones conforme se vea una posible afectación. Se debe permitir que las empresas presenten un plan de revisiones ante la CREG, para aprobación respectiva. Esto disminuiría costos.

Análisis costo-beneficio de que se haga cada 10 años para todos los usuarios. Hay métodos para hacer seguimiento que permiten detectar posibles fallas para direccionar las revisiones por análisis beneficio-costos, o por solicitud del cliente.

Literal a. Qué es suficiente antelación. Se sugiere acoger el procedimiento del CAC incluido en el Reglamento de Comercialización.

Artículo 25. Revisión extraordinaria.

Especificar que es conforme al procedimiento señalado en el artículo 24. Se sugiere que para mejor entendimiento, se divida el contenido del artículo 24 en dos, plazos y procedimiento, de manera que se referencie más fácilmente.

Artículo 26. Hoja de vida de los equipos de medida.

La hoja de vida debe exigirse para los nuevos equipos y puntos de medición, porque hay información que no está disponible para algunas fronteras comerciales actuales, y no sería posible recopilarla. Adicionalmente, en el masivo, la verificación en laboratorio de los medidores se realiza por lotes, lo que imposibilita llevar una hoja de vida por medidor. El artículo 26 debería aplicar para fronteras con reporte al ASIC.

Se sugiere acoger el procedimiento acordado en el CAC, incluido en la propuesta de Código de Medida.

Numeral 6. En algunos casos no se dispone de ella.

Numeral 7. Para algunas fronteras ubicadas en subestaciones, no es posible determinar la longitud de cables.

Artículo 27. Costos del mantenimiento y la revisión.

¿Qué incluye el costo? Transporte, equipos, tiempo de revisión de asistentes, energía no entregada. Adicionalmente, las desconexiones para revisiones ordinarias deberían estar excluidas del cálculo de los indicadores DES y FES.

Artículo 28. Cambios en la programación del medidor.

¿El tiempo de aviso en cuánto se establece? En algunos casos, para reprogramar se requiere borrar memoria, para lo cual debe coordinarse previamente con las partes. No está clara la redacción.

Artículo 29. Alteración de los equipos de medida.

Debe tenerse cuidado con los recientes fallos de las cortes con respecto a la facultad sancionatoria de las Empresas de Servicios Públicos, para que la norma tenga vigencia en el tiempo.

Artículo 30. Reposición de equipos.

Literal b. Vida útil: Se pondría a depender de las decisiones de los fabricantes. Si los equipos están registrando correctamente y mediante métodos de balance o similares, se puede establecer si están funcionando en forma adecuada, no justifica cambiarlos. Debe mantenerse el requerimiento de cambio ante daño comprobado mediante pruebas de calibración, que no permitan ser corregidas en laboratorio.

Artículo 31. Falla o hurto.

Es importante definir claramente qué es falla, ya que en algunos casos, los problemas obedecen más a los sistemas de comunicaciones, y no propiamente al sistema de medición, lo cual nos enfrenta a dos problemas muy diferentes. En el primer caso, falla en los sistemas de comunicaciones, lo que se afecta es la oportunidad de la obtención de los registros almacenados en los equipos de medida, pero no la calidad de los mismos. En el segundo caso, falla en los equipos de medida como medidor o transformadores, sí afectan la calidad de los registros, porque no se estaría midiendo la energía que fluye realmente por el punto de medición, en cuyo caso sería necesario utilizar los equipos de respaldo, o métodos alternativos que permitan establecer el consumo mientras se reparan o reemplazan los equipos dañados.

En el numeral 3, se sugiere transcribir el procedimiento de liquidación, ya que este artículo derogaría el artículo 13 de la Resolución CREG 006 de 2003, y quedaría una referencia a un artículo que ya no aplica.

El límite de fallas no se considera costo-eficiente. Revisar la propuesta, porque no todas las fallas son igualmente graves, como ya se explicó, y además hay casos que no se pueden controlar, por ejemplo el robo de un cable telefónico o similares.

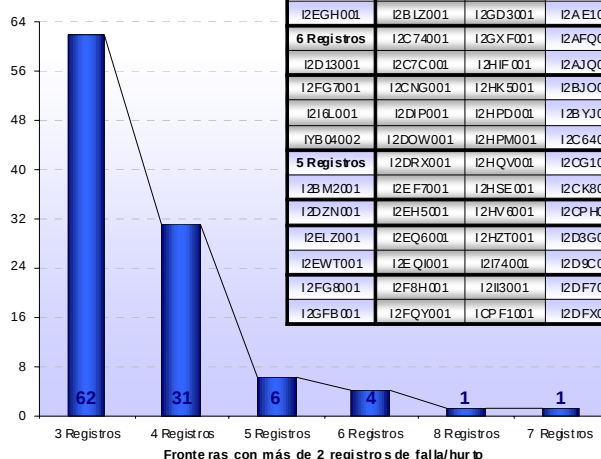
Ahora bien, debe aplicarse penalización durante el período de falla, pero no durante todo el tiempo. Además, un hecho fortuito puede derivar en distorsiones de las señales de pérdidas de todo el mercado.

En la propuesta de Código de Medida se presentó una metodología para dar señales económicas en este tema. En ese sentido, es importante remitirnos a las estadísticas recientes presentadas por el ASIC, que muestran que un número importante de reportes en falla es hecho por terceros, que ante la menor dificultad de interrogación, proceden inmediatamente con el envío de dicho reporte ante el ASIC, sin que efectivamente se esté presentando dicha falla.

En la reunión ordinaria del mes de abril del Comité, el ASIC presentó las siguientes estadísticas:

Registro de falla o hurto por frontera en el último año

105 fronteras comerciales superaron 2 registros de falla o hurto entre abril/07 y marzo/08

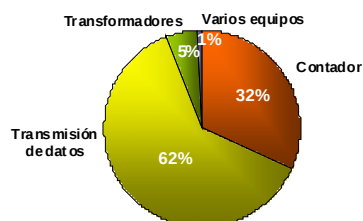


Más de 2 reportes de falla/hurto en fronteras						
8 Registros	4 Registros	I2FV G001	3 Registros	I2DHP001	I2FGN001	I2HK1001
I2BKF001	I1AIB001	I2FYJ001	I1AB3001	I2DLS001	I2FJI001	I2HLO001
7 Registros	I2BKD001	I2G1V001	I2A67001	I2DR3001	I2FN5001	I2HLX001
I2EGH001	I2BLZ001	I2GD3001	I2AE1002	I2DYB001	I2FPZ001	I2HM2001
6 Registros	I2C74001	I2GX F001	I2AFQ001	I2EAU001	I2FQ1001	I2HOE001
I2D13001	I2C7C001	I2HIF001	I2AJQ001	I2EFZ001	I2FRF001	I2HQ9001
I2FG7001	I2CNG001	I2HK5001	I2BJO001	I2EGG001	I2FUN001	I2HT5001
I2IGL001	I2DIP001	I2HPD001	I2BYJ001	I2EOU001	I2FZ7001	I2HUW001
I2B04002	I2DOW001	I2HPM001	I2C64001	I2EQH001	I2G6B001	I2HY3001
5 Registros	I2DRX001	I2HQV001	I2CG1001	I2EQK001	I2GG1001	I2HZ8001
I2BM2001	I2EF7001	I2HSE001	I2CK8001	I2ERK001	I2GX3001	I2I28001
I2DZN001	I2EH5001	I2HV6001	I2CPH001	I2EVZ001	I2GYM001	I24U001
I2ELZ001	I2EQ6001	I2HZT001	I2D3G001	I2EY9001	I2H8F001	I2I6Z001
I2EWT001	I2EQI001	I2I74001	I2D9C001	I2F1R001	I2HD1001	I2I73001
I2FG8001	I2F8H001	I2I13001	I2DF7001	I2F93001	I2HG7001	I2IBN001
I23FB001	I2FQY001	I2CF1001	I2DFX001	I2F8Y001	I2HGX001	TOTAL 105

Según estos datos, en el último año solamente 105 de más de 8.000 fronteras comerciales, superaron 2 registros de falla o hurto, porcentaje que es muy bajo. Adicionalmente, de estas fronteras, un número muy importante son de registros de bajos consumos.

Ahora bien, en el mismo período, un porcentaje muy importante de reportes en falla corresponde a problemas en la transmisión de datos desde el medidor hasta el agente que representa la frontera, lo cual en muchas ocasiones obedece a problemas en las redes de comunicaciones que no son atribuibles ni al usuario ni al representante de la frontera. Adicionalmente, en estos casos, la información real de la medida se conserva almacenada en la memoria del equipo, y logra ser interrogado en sitio por el representante de la frontera para facturación a usuario final (cuando aplica).

Reportes y registros de falla o hurto en equipos de medida



La mayoría de los reportes durante este periodo (27 meses) fueron por fallas en el equipo de transmisión de datos

El 45% de los reportes de falla o hurto recibidos, equivalen a 3340 solicitudes de registro; 2032 de los agentes representantes de las fronteras en el ASIC y 1308 de los operadores de red de las mismas

REGISTRO DE FALLA/HURTO	2006	2007	2008	Total
Reporte Agente Representante	1287	642	103	2032
Reporte Operador	311	454	105	870
Total	1598	1096	208	2902

El 33% de las solicitudes de operadores fueron rechazadas por los comercializadores de las fronteras, notificando ante el ASIC la operación normal de su equipo de medida



Información adicional sobre este tema será presentada por el Comité a la Comisión, para que sea tenida en cuenta en la definición de la regulación al respecto.

Artículo 32. Auditorías.

La aplicación del párrafo 2 es bastante costosa. Se sugiere que se realice en los próximos 5 años para cubrir el universo de las fronteras.

Se sugiere armonizar con propuesta CAC incluida en el documento del Código de Medida.

Deben existir sanciones por fallas o incumplimientos encontrados, según el tipo de falla o incumplimiento, y que se incremente si no se cumple con los plazos de reposición en un tiempo prudente acordado entre las partes involucradas, debido a la disponibilidad de equipos en algunos casos.

Como criterio debería considerarse las fronteras con el mayor número de fallas, y no el agente con mayor número de fallas, porque el número de fronteras por empresa incide en que una empresa pueda ser la de más fallas, aunque su promedio sea bajo.

Artículo 33. Lectura y transmisión de información.

Como ya se mencionó anteriormente, falta definir un procedimiento para validar los cálculos hechos por el ASIC. Debe establecerse un procedimiento para el efecto, de manera que los agentes tengan el derecho a la revisión y corrección de las liquidaciones

por errores en la medida no detectados por el ASIC en sus procedimientos de interrogación de la información de los medidores.

Se propone que el CAC plantee una propuesta de procedimiento detallado de intercambio de información y plazos para revisión entre el ASIC y los agentes, para aprobación de la CREG.

Nuevamente se solicita revisar hasta qué punto es económicamente justificable que se realice la lectura diaria de puntos de medición de los tipos 4 y 5. Por los volúmenes de energía que registran, y por las características de la mayoría de estas fronteras, se puede trabajar con una periodicidad menor, sin afectar el resultado de las liquidaciones que utiliza el ASIC para emisión de las facturas de las transacciones en el mercado mayorista.

Falta establecer quién paga el costo de la medición por parte del ASIC, en qué forma se haría, y qué responsabilidades implicaría para el ASIC esta asignación de funciones que hace la CREG con respecto a la calidad de la información utilizada en las liquidaciones.

En cuanto a la aplicación del párrafo 2, los plazos para reporte de información al ASIC no se ajustan a los requerimientos para liquidaciones diarias para el caso de fronteras de generación y enlaces internacionales, las cuales afectan el precio de Bolsa, y adicionalmente, si se sumaran los tiempos señalados en el artículo, se estaría reduciendo el tiempo para las demás fronteras con reporte al ASIC, el cual la práctica ha demostrado que es suficiente, y su reducción podría traer problemas adicionales a los agentes, por las dificultades de comunicaciones que se presentan en ocasiones, principalmente en zonas alejadas o en condiciones climáticas adversas que afectan las redes de comunicaciones, y que son situaciones fuera del control de las empresas. Se sugiere mantener los plazos establecidos en la Resolución CREG 006 de 2003, hasta tanto el ASIC inicie la operación del Sistema, si se mantiene la decisión de hacerlo, y tener en cuenta los demás comentarios incluidos en este artículo relacionados con la periodicidad de la interrogación de ciertos tipos de fronteras.

Artículo 35. Ajuste a la lectura por ubicación del punto de medición.

Se sugiere respetuosamente dejar lo que está establecido hoy. Inclusive, para el caso de generadores, dejar los que ya están acordados. Faltaría incluir el tema de los factores de pérdidas a utilizar en las fronteras embebidas, que como se dijo antes, está en todo lo correspondiente a fronteras embebidas.

Artículo 36. Actualización de información.

El plazo es bastante estrecho para el universo de fronteras existentes. Primero el ASIC debe adecuar el sistema de información para que los agentes realicen el proceso de registro con las nuevas exigencias, y una vez se tenga disponible la nueva plataforma, proceder con la actualización de los más de 9.000 puntos de medición registrados actualmente.

Comentarios al Anexo.

Los valores que se incluyen en el anexo están muy orientados a la utilización de la norma IEC y excluyen la norma ANSI. Eso restringe la posibilidad de obtener equipos en el mercado.