COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS (CREG)
26/02/2007 07:54:41
No.RADICACION I-2007-000133
No. FOLIOS ANEXOS 225.016
Para Respuesta o Adicionales Cite No. de Radicación

Comisión de Regulación
de Energía y Gas

COMENTARIOS A LA CONSULTA DE LA RESOLUCIÓN CREG-107 DE 2006

DOCUMENTO CREG-014
26 DE FEBRERO DE 2007

CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN
DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS
PRELIMINAR

TABLA DE CONTENIDO

1. ANTECEDENTES 65

2. COMENTARIOS ESPECÍFICOS DE LOS AGENTES 66

ISAGEN E-2007-000624 66

PTI LTDA E-2007-00963 69

DISPAC E-2007-001092 71

PTI LTDA E-2007-001101 72

EPSA E-2007-001131 76

DRANETZ – BMI E-2007-001155 77

CHEC E-2007-001160 79

ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. E-2007-001167 86

ASOCODIS E-2007-001169 90

UNIVERSIDAD NACIONAL E-2007-001181 91

CENS E-2007-001192 97

EMGESA E-2007-001201 97

MODIFICACIÓN RESOLUCIÓN CREG-024 DE 2005

1. ANTECEDENTES

La Comisión, mediante la Resolución CREG 024 de 2005, modificó las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica y definió dos etapas para la entrada en operación del sistema de medición y registro de Calidad de la Potencia Eléctrica CPE. La primera para enero de 2006, y la segunda para enero de 2008.

Posteriormente la Comisión, mediante la Resolución CREG 110 de 2005, modificó los plazos para la entrada en operación del sistema de medición y registro de CPE. La primera etapa para 31 de julio de 2006 y la segunda etapa se definiría en resolución aparte.

La Comisión mediante la Resolución CREG 049 de 2006 suspendió el plazo para la exigencia de las mediciones de la Calidad de Potencia Eléctrica *"mientras la Comisión adelanta la revisión de la validez de las razones expuestas por los agentes, en cuanto a los requerimientos técnicos para la entrada en operación del sistema de medición y registro de la calidad de la potencia. De acuerdo con los resultados de la revisión, la Comisión definirá mediante resolución posterior la fecha y las condiciones para el efectivo cumplimiento de tales mediciones y los reportes que deben hacer las empresas.*

Mientras se define la fecha y las condiciones señaladas en este artículo, se adelantará un plan piloto de recolección de datos y de reporte de valores con la información que tengan disponible las empresas, teniendo en cuenta lo previsto en los artículos 5 y 6 de la Resolución CREG-024 de 2005, modificados por la Resolución CREG 110 de 2005".

De otro lado, la Comisión contrató a la Universidad Pontificia Bolivariana con el fin de que la apoye en la revisión de los requerimientos técnicos para la entrada en operación del Sistema de Medición y Registro de la Calidad de la Potencia.
El desarrollo del contrato con la Universidad Pontificia Bolivariana ha tenido cuatro elementos hasta el momento:

- La presentación llevada a cabo por la Universidad sobre calidad de la potencia realizada el 25 de octubre de 2006 a los agentes del sector eléctrico.
- La recolección y el análisis de las dificultades expuestas por los agentes para la entrada en operación del sistema de medición y registro de la calidad de la potencia eléctrica.
- Propuesta de las posibles modificaciones a la Resolución CREG 024 de 2005, en caso de considerarlas necesarias.
- Análisis de comentarios.

La Comisión, mediante la Resolución CREG-107 de 2006 hizo público un proyecto de resolución de carácter general con el fin de modificar parcialmente la Resolución CREG 024 de 2005.

Se recibieron los siguientes oficios:

Radicado CREG	Empresa
ISAGEN	E-2007-000624
PTI LTDA	E-2007-000963
DISPAC	E-2007-001092
PTI LTDA	E-2007-001101
EPSA	E-2007-001131
DRANETZ – BMI	E-2007-001160
CHEC	E-2007-001160
ELECTRICARIBE S.A. E.S.P	E-2007-001167
ASOCODIS	E-2007-001169
UNIVERSIDAD NACIONAL	E-2007-001181
CENS	E-2007-001192
EMGESA	E-2007-001201

Estos comentarios pueden agruparse de la siguiente manera:

1. Observaciones respecto a los aspectos que tienen que ver con la relación Usuario – OR en el momento en que se presenten deficiencias de la calidad de la potencia (plazo para corrección, indemnización)
2. Ampliación del plazo para la realización de las medidas de CPE establecido para el 3 de septiembre de 2007 (diciembre 2007 – febrero 2008) e incluir "para las unidades constructivas donde se reconozca".
3. Alcance y fecha del estudio de diagnóstico.
4. Observaciones respecto al manejo de la información enviada por los OR
5. Incluir que la medición de armónicos puede llevarse a cabo mediante la norma IEC – 61000 – 4 – 7
6. Observaciones respecto al reconocimiento de equipos adicionales para identificar los usuarios causantes de deficiencias en calidad.
7. Fijación límites para SAG's
8. Modificar el voltaje USR como referencia y utilizar el voltaje de referencia nominal Udyn
9. Plan de contingencias cuando no sea posible enviar la información oportunamente
10. Forma adecuada de medir las interrupciones en una subestación anillo

2. COMENTARIOS ESPECÍFICOS DE LOS AGENTES

ISAGEN E-2007-000624

1. Con respecto al artículo 1° de la resolución de la referencia, en el cual se establece la modificación del numeral 6.2.2 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998, sobre los plazos para corregir las deficiencias en la calidad de la potencia suministrada. ISAGEN tiene los siguientes comentarios:

En cuanto a la exigencia de establecer conjuntamente entre el Operador de Red y el Usuario un plazo máximo razonable para la corrección de deficiencias en la Calidad de Potencia, es necesario que la Comisión precise quien decidirá el plazo en los casos que no haya mutuo acuerdo.

R./ Se propone establecer un plazo de 8 días para que el OR y el usuario acuerden mutuamente el plazo máximo razonable para la corrección de la deficiencia. Si transcurridos los 8 días el OR y el usuario no llegan a un acuerdo, o si una vez cumplido el plazo acordado para la corrección de la deficiencia, ésta no ha sido corregida, el OR deberá desconectar el equipo causante de la deficiencia o en su defecto la carga del Usuario respectivo, con el fin de garantizar la adecuada prestación del servicio a los demás usuarios de su red distribución, para el efecto, el OR deberá informar a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, con dos días hábiles de anticipación a la desconexión.

2. La propuesta de resolución establece que cuando el Operador de Red tenga que indemnizar a un usuario, y dicho perjuicio tenga como origen una deficiencia en la Calidad de la Potencia Suministrada causada por la carga de otro usuario conectado al respectivo STR y/o SDL, el Operador de Red, podrá repetir contra este último, de acuerdo con las normas generales sobre responsabilidad civil.

   Basados en lo anterior, consideramos conveniente que la Comisión establezca de forma explicita, en la norma que sea finalmente expedida, cómo se garantizará que los Operadores de Red no sean juez y parte en la determinación de las causas de las alteraciones de la calidad de la potencia, dado que es claro que aunque un usuario genere deficiencia o interferencias a la red, eso no significa que todos los problemas que se presenten en la calidad del sistema y sus consecuencias sean debidas a este usuario únicamente.

   Proponemos que la CREG delegue la aclaración de estas situaciones en algún organismo, a manera de tercero, que entraría a mediar entre las partes para definir objetivamente cuál es la razón de la desviación o alteración de calidad y sus consecuencias.

   R./ El texto de la propuesta a que se refiere este comentario, prevé que "Cuando el OR ***deba indemnizar a un Usuario*** de conformidad con lo dispuesto en el numeral 6.2.3, y *dicho perjuicio* ***tenga como origen una deficiencia en la Calidad de la Potencia Suministrada causada por la carga de un Usuario conectado al respectivo STR y/o SDL***" (Destacamos).

   La norma propuesta detalla expresamente los distintos elementos que deben presentarse para que el OR pueda ejercer frente a un usuario la repetición:

   1. En primer lugar, que el OR haya debido indemnizar a un usuario, conforme a lo ya establecido en el numeral 6.2.3 de la Resolución CREG-070 de 1998;
   2. Que la indemnización que debió pagar el OR haya tenido como origen una deficiencia en la Calidad de la Potencia. Es decir, debe haberse establecido claramente el perjuicio y su causa; por tanto, debe estar claramente establecido que la causa del perjuicio fue una deficiencia en la calidad de la potencia. En

consecuencia, es claro que si el perjuicio no se causó por problemas que se presenten en la calidad de la potencia, como lo advierte el interviniente, no habrá lugar a la indemnización ni a la repetición;

3. Que la deficiencia en la calidad de la potencia fue causada por la carga de un Usuario. Es decir, debe estar claramente establecido que fue la carga del usuario la que causó la deficiencia en la calidad de la potencia, y por tanto que si la deficiencia no fue debida a este usuario únicamente, como lo advierte el recurrente, tampoco sería procedente la repetición por la totalidad de la indemnización que debió pagar el OR; y
4. Que la carga del usuario que causó la deficiencia en la calidad, esté conectada al Sistema del OR que debió pagar la indemnización.

Como se observa, la norma define los límites precisos con arreglo a los cuales procedería tanto la indemnización que debe pagar el OR, como la repetición a que éste tendría derecho frente al usuario.

Con dicho texto normativo se da aplicación a lo en el artículo 11.9 de la Ley 142 de 1994, que estableció que las empresas "serán civilmente responsables por los perjuicios ocasionados a los usuarios" y que están obligadas a repetir contra quienes sean responsables de tales perjuicios, al artículo 137, que establece las reparaciones que debe hacer la empresas por la falla del servicio; y las normas del Código Civil sobre responsabilidad civil contractual (Arts. 1602 a 1617) y responsabilidad civil extracontractual (Arts. 2341 a 2360).

Según estas normas, y como lo tiene desarrollado la doctrina y la jurisprudencia, para que haya responsabilidad civil, y por tanto para que nazca la obligación de indemnizar un perjuicio causado, se requiere que se demuestra la existencia de un hecho de una persona que causó daño a otro, y se establezca la relación de causalidad entre el hecho y el daño. Con la norma propuesta, en estricto sentido lo que se pretende es precisar estos elementos que darían lugar a la responsabilidad del Operador de Red por la deficiencias en la calidad de la potencia, pero sin desconocer que ya la legislación citada, y asimismo, la jurisprudencia y la doctrina en general, tienen establecidos los mecanismos para deducir ese tipo de responsabilidad, y por tanto, ni le corresponde a la CREG adoptar los mecanismos señalados por el interviniente, ni son necesarios porque los mismos ya existen en el ordenamiento jurídico colombiano.

Finalmente, la Comisión entiende que en la legislación civil están vigentes las normas y acciones aplicables para efectos de hacer efectiva la repetición de lo que paga una persona por la culpa o el hecho dañino de otro. Generalmente la repetición es un asunto sobre el que las partes interesadas pueden acordar, conciliar o transigir libremente. Y de no lograr un acuerdo, los conflictos que se lleguen a presentar entre el OR y el usuario que originó la deficiencia en la Calidad de la Potencia Suministrada por la repetición de los valores que debió pagar el OR por dicha causa, deben ser decididos a través de los jueces de la república o de cualquiera de los mecanismos alternativos de solución de conflictos y no unilateralmente por el OR.

3. A pesar de que en los artículos 4° y 5° de la Resolución de la referencia se ha fijado el límite de tiempo para que los Operadores de Red realicen la instalación de los sistemas de medición, registro y estudio de diagnóstico preliminar, observamos con

preocupación que el plazo inicial, establecido en la Resolución 024 de 2005, se está aplazando en 20 meses, lo que de forma análoga atrasa la solución de los problemas de los usuarios.

Adicionalmente, la propuesta de resolución continúa sin establecer plazos para definir los limites máximos de PST y su verificación de cumplimiento, ya que se fija en 27 semanas desde el 3 de septiembre de 2007 el tiempo para que los OR's entreguen los estudios de diagnóstico que deberán elaborar y sólo después de esto se iniciará un sistema de autocontrol de los límites.

R./ El plazo establecido en la Resolución 024 de 2005 para la entrada en operación del Sistema de Medición y Registro de la Calidad de la Potencia, fue modificado con el fin de analizar los comentarios de los agentes en cuanto a los requerimientos técnicos exigidos, de cuyo análisis se encontró la necesidad de introducir algunas precisiones de orden técnico en dicha Resolución.

En cuanto a los definición de los límites máximos de PST la Comisión considera necesario realizar primero el estudio de diagnóstico.

4. ISAGEN considera que la información recolectada para cada circuito, referida en el articulo 4° de la Resolución de la referencia, debería estar al alcance de los comercializadores que representan clientes en el circuito, lo anterior con el fin de hacer a labor de seguimiento que corresponde, como hoy ocurre con los DES y FES.

   R./ La Comisión analizará este comentario y definirá los mecanismos para hacer pública esta información.

5. Finalmente, aunque la Resolución en su artículo 3° considera la medición de los hundimientos (SAG's) en los equipos a instalar, no se fijan límites para su cumplimiento. Es importante anotar que los hundimientos son uno de los principales problemas de los usuarios, ya que pueden afectar el proceso productivo aún sin haberse producido un corte.

   R./ Teniendo en cuenta que los efectos de los hundimientos (SAG's) se reflejan en las medidas del PST, inicialmente no se considera necesario fijar límites para los mismos. Sin embargo, una vez se cuente con el resultado del estudio de diagnóstico se revisará la conveniencia de definir límites para los SAG's.

PTI LTDA E-2007-00963

6. ***"Artículo 3°. Equipos de medición.*** *La medición de la calidad de la potencia se deberá efectuar con los equipos reconocidos en la Resolución CREG 082 de 2002, así:*

   Para efectos de la medición de la calidad de la potencia, los mencionados equipos deberán reunir las condiciones técnicas que permitan cumplir al menos las siguientes características y funciones:

Medir el indicador THDV en el barraje, de acuerdo con el Estándar IEEE 519 (1992).

Comentario PTI Ltda: Solicitamos incluir dentro del texto el estándar IEC 61000-4-7 ya que este al igual que el estándar IEEE519 expresa de igual manera el cálculo del factor de distorsión total armónica de voltaje THD como:

Donde el símbolo U representa el valor rms de la componente armónica de tensión.
- Ver pagina 19 Standard 61000-4-7 © IEC:2002 apartado 3.3.1
- Ver paginas 9, 11, 12, 13 Standard IEEE 519-1992

(Adjunto en la comunicación documento con las páginas mencionadas.)

Manifestamos que además de la norma hemos leído el documento S-2005-003030 de octubre de 2005 en la que la firma INCOMELEC hace la misma petición de inclusión el Standard IEC 61000-4-7, pero consideramos que la explicación entregada por la CREG para no incluir esta norma en el texto de resolución 024 de 2005 no es adecuada ya que referencia normas IEC que se refieren a la limitación de armónicos por parte de fabricantes de equipos de consumo, como la IEC 61000-3-2 y no a normas para los equipos de medición y monitoreo como lo es la IEC-61000-4-7.

R./ Al efectuar la medición de los armónicos con el estándar IEC-61000-4-7, se cumple automáticamente con los requerimientos del estándar IEEE 519, por tanto no es necesario incluir dicha mención en la resolución.

7. **"ARTÍCULO 4o. Plan para instalar el sistema de medición y registro.** Los Operadores de Red deberán instalar los respectivos sistemas de medición de calidad de la potencia suministrada de tal forma que a partir del 3 de septiembre de 2007, sea posible realizar mediciones en el 100% de las barras de las subestaciones de Niveles de Tensión 4, 3 y 2, así como en el 100 % de los circuitos en los Niveles de Tensión 4, 3 y 2. Se permitirá realizar la medida en los circuitos a través de una lógica con el interruptor respectivo."

ARTÍCULO 5o. Plan de Recolección de Datos.
b) Almacenamiento de fluctuaciones estacionarias de tensión: Las desviaciones, en valor absoluto, de la tensión r.m.s de duración superior a 1 minuto e iguales o superiores al 10% de la tensión nominal, se deberán almacenar separadamente de las discontinuidades por interrupción de duración superior a un minuto. Se dejará constancia de la existencia de éstas en los registros de PST según lo indicado en el literal f).

Documento CREG 105 de 14 de diciembre de 2006
2.2.2 Problema del descuento de las Interrupciones
El examen del artículo 5, de la resolución: Plan de recolección de datos, literal c:
"...serán -las interrupciones. Almacenadas en forma separada y su impacto sobre el PST será descontado en el periodo de los 10 minutos correspondientes para efectos de la evaluación de los valores obtenidos de PST ".

Si bien no se requiere intervenir en ningún momento la medición del PST, ni su reporte; sino que el descuento se debe hacer en el proceso de la evaluación de la

información por parte de los OR la cual es posterior se considera conveniente omitir este texto de la resolución.

Comentario PTI Ltda: A continuación presentamos en la **TABLA 1** nuestra interpretación de lo que debe ser el reporte en el archivo del tipo "csv" llamado CEL_Semana_j_PM.csv para los circuitos, favor confirmar si nuestra apreciación es correcta. De lo contrario, por favor indicar cual es la información que se debe incluir, teniendo en cuenta la medición de tensión en barras de los equipos de calidad de la potencia y la información de el estado de los interruptores a través de la lógica mencionada en el articulo 5o.

TABLA 1

COLUMNA	BARRA	CIRCUITO
Fecha dd/mm/yyyy	Medición de barra	Medición de barra
Hora hh:mm	Medición de barra	Medición de barra
NI = número de interrupciones	Medición de barra	Medición de barra Medición de barra + Información de estado de interruptor
DI = duración de interrupciones	Medición de barra	Medición de barra Medición de barra + Información de estado de interruptor
NDET = Número de DET	Medición de barra	Medición de barra
DDET = Duración de las DET	Medición de barra	Medición de barra
PST_R	Medición de barra	Medición de barra
PST_S	Medición de barra	Medición de barra
PST_T	Medición de barra	Medición de barra
V2/V1 = relación V(2) / V(1)	Medición de barra	Medición de barra

R./ La medición de PST debe estar discriminada por circuito, para lo cual se puede utilizar la lógica de interruptor. Es necesario que cada circuito tenga un algoritmo independiente para el cálculo del indicador PST, y es de interés que cada vez que se maniobre el interruptor, sea afectada la medición del indicador PST del circuito afectado.

DISPAC E-2007-001092

8. La resolución CREG 024-2005 en su articulo 4º "Plan para instalar el sistema de medición y registro" establece "Para enero de 2006, debe ser posible realizar mediciones en el 100% de las barras de las subestaciones de Niveles de Tensión 4, 3 y 2, así como en el 5 % de los circuitos a 13.2 kV cuya unidad constructiva reconozca esos equipos, y en la totalidad de los circuitos donde esto ocurra, en un plazo de 2 años más", mientras que la resolución CREG 107-2006 establece que "Los Operadores de Red deberán instalar los respectivos sistemas de medición de calidad de la potencia suministrada de tal forma que a partir del 3 de septiembre de 2007, sea posible realizar mediciones en el 100% de las barras de las subestaciones de Niveles de Tensión 4, 3 y 2, así como en el 100 % de los circuitos en los Niveles de Tensión 4, 3 y 2. Se permitirá realizar la medida en los circuitos a través de una lógica con el

interruptor respectivo.", ello obligaría a acometer acciones adicionales a las contempladas en la primera resolución con el fin de realizar mediciones de los circuitos en los niveles III y IV, actividades cuyos costos no fueron incluidas por las empresas en los presupuestos de la actual vigencia, lo cual imposibilitaría su ejecución. Sugerimos se mantenga la posibilidad de realizar la medida en los circuitos a través de una lógica con el interruptor respectivo, pero se amplié el plazo para su implementación en los niveles III y IV, de manera que permita a las Empresas realizar los tramites presupuestales necesarios para incluir estas actividades en el presupuesto de la vigencia 2008.

R./ Para los Operadores de Red que reportaron la información dentro del Plan Piloto de que trata la Circular 034 de 2006, la fecha para el comienzo del reporte de información será a partir de 7 de enero de 2008", para el resto de ORs será el 1 de octubre de 2007.

9. La resolución CREG 024-2005 en su articulo7° "Límites del PST." Establece "Los límites máximos exigidos para PST serán definidos por la CREG a partir de los resultados obtenidos de un estudio de diagnóstico del sistema colombiano."

   Mientras que el mismo artículo de la resolución CREG 107-2006 indica que "Los límites máximos exigidos para PST serán definidos por la CREG a partir de los resultados que se obtengan de los estudios de diagnóstico que deberá elaborar cada Operador de Red de su respectivo Sistema. La Dirección Ejecutiva informará mediante circular el alcance de dichos estudios.", por obvias razones la ejecución de dicho estudio no fue considerado por la Empresa dentro de su presupuesto para la vigencia 2007 imposibilitando con ello su elaboración.

   Sugerimos entonces se mantenga la elaboración del estudio en cabeza de la CREG o en su defecto se amplíen los términos para poder adelantar el estudio con recursos de la vigencia 2008.

   R./ Para los Operadores de Red que reportaron la información dentro del Plan Piloto de que trata la Circular 034 de 2006, la fecha para el comienzo del reporte de información será a partir de 7 de enero de 2008, fecha que corresponde a la semana 1 del estudio de diagnóstico, para los demás operadores la semana 1 iniciará el 1 de octubre de 2007.

   En cuanto al alcance del estudio de diagnóstico, el artículo 6° de la Resolución CREG 107 de 2006, indica que la Dirección Ejecutiva informará mediante circular del mismo.

PTI LTDA E-2007-001101

10. Resolución CREG 024-2005. "ARTÍCULO 5o. Plan de Recolección de Datos.

    g) Almacenamiento de eventos:

    Para cada intervalo de tiempo se registra la Fecha y Hora en la cual comienza el evento, la mayor desviación (positiva o negativa) normalizada respecto al voltaje USR

definido en el Estándar IEC 61000-4-30 (2003-02), por fase, con cuatro cifras decimales y la duración del evento (en segundos) con dos cifras decimales, utilizando el siguiente formato: "dd/mm/aaaa, hh:mm, DV_R, DV_S, DV_T, TET". (dd = dia, mm = mes, aaaa = año, hh = hora, mm = minuto, DV_R, S ó T = Mayor desviación - positiva o negativa- por fase, TET = duración del evento). Los parámetros enunciados se calculan usando el algoritmo descrito en el Estándar IEC-61000-4-30 (2003-02).

Comentario PTI Ltda: Tanto PTI Ltda como el fabricante que representa han revisado la resolución y el documento D 105 de 2006 donde se explica desde el punto de vista de la CREG porque se selecciona el voltaje USR como referencia. Sin embargo a continuación presentamos nuestros puntos de vista y solicitamos a la CREG considere el uso de voltaje de referencia nominal.
Usando los mismos ejemplos presentados en el documento:

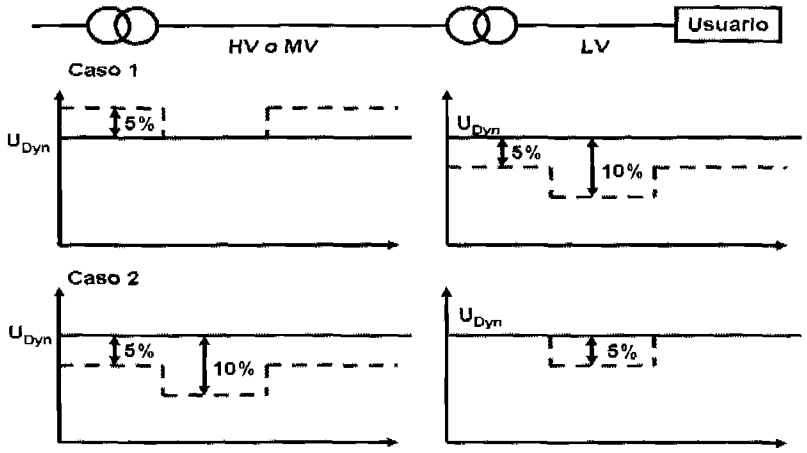


Figura 1. Ejemplo de Caracterización de SAG.

Considerando los mismos dos casos, en los cuales la gráfica a la izquierda muestra la tensión medida (punteada y en rojo) en el primer transformador en el lado de alta o media tensión, en línea sólida (azul), se muestra la tensión declarada en ese punto de conexión; y la gráfica a la derecha presenta las tensiones medidas y declaradas en un usuario final, en el lado de baja del segundo transformador

En el caso 1 se dice que la tensión se encuentra 5% por encima de la tensión de la tensión declarada, y se considera que el usuario final ve en el lado de baja del transformador un 5% de la tensión declarada antes del evento y un 10% durante el evento.

Consideraciones que se omitieron en el análisis del caso 1:

- Primero que todo por norma las variaciones de tensión para ser consideradas como Picos o Hundimientos (swell o sag) el .V ser +/- 10%.

- Si el sistema se encuentra 5% por encima de la tensión declarada, el sistema debería haber detectado un pico (swell) o una sobre-tensión que afectaría a los usuarios más cercanos a la barra monitoreada.

- Si el usuario final en condiciones normales esta observando una tensión 5% por debajo de la tensión declarada en el lado de baja, debería ajustar el cambiador de TAP para obtener la tensión deseada como se hace en el caso 2.

En el caso 2 se dice que la tensión se encuentra 5% por debajo de la tensión declarada y que cuando se presenta el evento hay una variación total de 10% en el punto de medición que es bastante severa y se considera que el usuario final en el lado de baja del transformador solo observa un 5% de variación de la tensión declarada debido a que se vale de su cambiador de TAP.

Consideraciones que se omitieron en el análisis del caso 2:

- Si para este caso se considera el USR, el sistema debió observar un hundimiento o una sub-tensión inicial cuando el sistema bajo 5% y luego visualizaría una segundo evento de hundimiento de la tensión.

- Que sucede en este segundo caso si el usuario no puede cambiar el TAP del transformador, si el usuario es el mismo del caso 1 el usuario estaría observando una sub-tensión de 85% y el USR solo detectaría un hundimiento simple de 5%.

- Es muy importante anotar que los usuarios de industrias, aunque tienen cambiadores de TAP en sus transformadores de entrada principal, estos no son automáticos y mucho menos de operación bajo carga, por lo cual las variaciones de tensión por ajuste en las subestaciones como los sugeridos en este caso por lo regular son absorbidos por los equipos sensibles. Además cualquier ajuste del cambiador significa una parada en ss procesos.

Además del análisis anterior, adjunto estamos presentando la carta de la compañía DRANETZ-BMI, compañía para la cual somos distribuidores en Colombia y que tiene una larga trayectoria en los análisis de Calidad de Potencia en sistemas eléctricos.

Con lo analizado en el presente documento y la carta que anexamos del Fabricante, solicitamos que la CREG reconsidere el uso del voltaje declarado Udyn en el texto de la regulación.

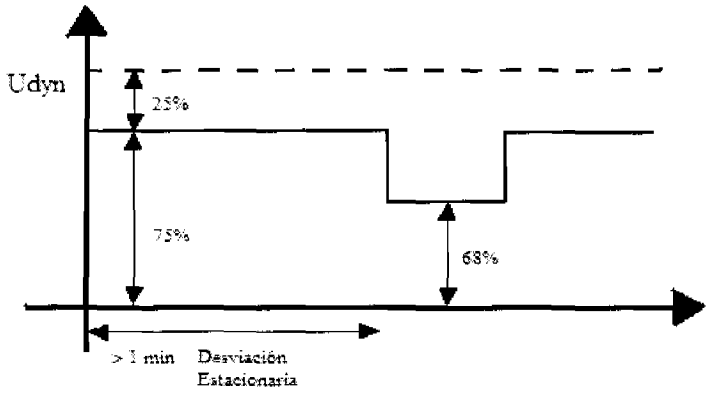
R./ Inicialmente debe mencionarse lo estipulado en el anexo de la resolución CREG 024 de 2005 en lo que corresponde a los niveles de voltaje:

> *"Las tensiones en estado estacionario a 60 Hz no podrán ser inferiores al 90% de la tensión nominal ni ser superiores al 110% de esta durante un periodo superior a un minuto..."*

A continuación se presenta un ejemplo adicional, con el fin de aclarar el tema:

El ΔV es de la magnitud suficiente para ser considerado como un dip de voltaje (mayor al 10%), siendo únicamente registrado sí se utiliza referencia deslizante, pues su severidad es menor del 10% sí se referencia a la tensión declarada. La condición anterior al evento, no puede ser considerada como un swell, pues es estado estable, y tampoco será reportable como desviación estacionaria pues es solo del 5%. La presencia o no de cambiador automático de tomas en el trasformador del usuario es irrelevante.

El ejemplo propuesto por ustedes es el siguiente.



En este caso la condición de pre-evento corresponde a una grave desviación estacionaria del nivel de tensión, y como tal debe ser evaluada y registrada.

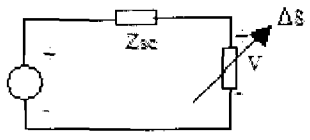
Para desviaciones de voltaje de duración mayor a un minuto, la comisión ha determinado que sean consideradas desviaciones estacionarias, y también deben ser reportadas según lo estipulado en el artículo 5 de la resolución CREG 024. En este caso se debe utilizar como referencia el voltaje nominal:

"...Almacenamiento de fluctuaciones estacionarias de tensión: Las desviaciones, en valor absoluto, de la tensión r.m.s de duración superior a 1 minuto y superiores o iguales al 10% de la tensión nominal, serán almacenadas..." (literal b, artículo 5.)

En este caso, y como ustedes señalan en los documentos adjuntos, la constante de tiempo utilizada para la estimación de la referencia deslizante, hace necesario referenciar la desviación a valores fijos, porque de lo contrario cambios muy lentos de voltaje no serían detectados.

Respecto a las ventajas que ofrece el uso de la referencia deslizante para eventos, es conveniente hacer énfasis, en la posibilidad de conectar el evento con su causa. Recuérdese que el cambio producido en el voltaje depende del cambio de la potencia aparente:

$$\Delta V \approx \frac{\Delta S}{Ssc}$$



Por lo anterior, conocido el ΔV, y no la desviación respecto a la tensión declarada, es posible estimar el ΔS maniobrado, o causante del evento, y así el equipo o fenómeno responsable.

EPSA E-2007-001131

11. **ARTICULO 1°. Modificación del Numeral 6.2.2. del Anexo General de la Resolución CREG-070 de 1998.** "... El OR tendrá un plazo máximo de treinta (30) días hábiles para corregir las deficiencias en la Calidad de la Potencia Suministrada de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.2.1 de la presente resolución."

    Consideramos que el plazo planteado de 30 días para corregir las deficiencias de calidad de potencia originadas por causas del Operador de red es muy corto, debido a los múltiples problemas y complejidades que pueden originar dichas deficiencias. Se propone que se le de al operador de red la oportunidad de concertar un cronograma de corrección de dichas deficiencias de una forma similar a la concedida a los clientes.

    R./ Se propone modificar la redacción de la Resolución, en cuanto a que el plazo establecido de 30 días corresponde al plazo para que el OR identifique el usuario responsable de dichas deficiencias, en caso de no identificarlo el OR deberá corregir las deficiencias en CPE.

12. "... el OR deberá desconectar el equipo causante de la deficiencia o en su defecto la carga del usuario respectivo, informando a la SSPD con dos (2) días hábiles de anticipación a la desconexión."

    Consideramos que esta desconexión, coloca al OR en una posición de conflicto con los usuarios, por lo que la orden de desconexión debe estar respaldada por una formativa técnica mas especifica y que tenga una aplicación como en la limitación de suministro.

    Es importante tener en cuenta que una desconexión de un usuario del STR y/o SDL puede traer perdidas y consecuencias laborales para los usuarios causantes, y es muy posible que se interpongan acciones legales que hagan impracticable la medida,

    R./ Ver respuesta a comentario 2.

13. "... el OR podrá instalar los equipos que considere necesarios en la red o en las Fronteras y/o equipos de medición del usuario, para registrar variables como corrientes y tensiones, y podrá exigir el diseño de medidas remediales que técnicamente sigan las normas y buenas prácticas de ingeniería."

    Debería quedar explícito en la norma que el OR podrá hacer uso de los TPs y TCs de propiedad de los usuarios, que están instalados en las fronteras comerciales para efectuar mediciones de Calidad de la Potencia.

R./ El uso por parte del OR de los TPs y TCs de propiedad de los usuarios, debe ser mediante un acuerdo entre las partes, por cuanto la ley 142 de 1994 no lo autoriza disponer de los equipos del usuario sin su consentimiento.

14. ARTÍCULO 3o. Plan para instalar el sistema de medición y registro.

Se propone que sea extendido el plazo para la instalación y operación de los equipos de medida teniendo en cuenta el estado de los procesos licitatorios de compra de los equipos, los cuales no permiten cumplir con la fecha de puesta en servicio del sistema de medición y registro de la calidad de la potencia para el 3 de septiembre de 2007. La propuesta es que se inicie el proceso de envío de datos a partir del 1 de Febrero del 2008.

Se solicita considerar la reglamentación de un plan de contingencias, en caso de presentarse anomalías o indisponibilidad en el sistema de medición y registro o en el sistema de envío de la información, que no permita su envío oportuno en los tiempos estipulados en la resolución, de manera similar a lo establecido para el envío de información de los contadores de energía.

R./ Ver respuesta al comentario 8.

En cuanto a la reglamentación de un plan de contingencias, la Comisión posee medios alternos para envío de información para fechas posteriores, coordinados por los asesores del equipo de sistemas y el agente respectivo.

15. ARTICULO 6°. Limites del PST.

Es conveniente que La CREG establezca unas guías para definir la metodología de los estudios de diagnostico con el fin de que Los OR realicen dichos estudios bajo los mismos criterios. La CREG expedirá posteriormente dicha metodología?

R./ El artículo 6° de la Resolución CREG 107 de 2006, indica que la Dirección Ejecutiva informará mediante circular el alcance de dicho estudio.

DRANETZ – BMI E-2007-001155

16. Subject: Clarification request concerning the CREG 024 from 2005, and modified by the CREG 107 resolution in 2006.

We are writing this letter to request that CREG consider and modify the requirement related to the sliding reference voltage, as discussed in Article 5. Our suggestion is that Article 5 be amended to also allow for the use of a "declared" or "nominal" voltage reference. Our recommendation is based on the established opinion of the IEC standards committee that the use of the sliding reference voltage is not the best approach for protecting electric powered equipment. The position of the IEC is well documented and we have provided additional comments for clarification as well as reference documents.

The following pages include references from several documents, including a draft prior to the final approved version of 61000-4-30, the approved version of 61000-4-30, and the last approved version of 61000-2-8, which is referenced in 61000-4-30 relative to selection of the reference voltage. The documents referenced are included in the Appendix. The concerns raised with regards to using a sliding reference voltage to determine whether an rms variation, called either a sag (dip) or swell, has occurred are basic to the fundamentals of how the equipment that is using the electricity operates. In nearly all instances, the equipment will fail to operate properly when the voltage is reduced below a fixed threshold for a given duration, known as the magnitude/duration (or mag/dur) susceptibility. There are also other factors that can affect this trip point, such as how many phases are experiencing the rms variation, what the other phase voltages changed to, whether there is a phase shift along with the rms variation, and whether the measurements and loads are connected line-to-line or line-to-neutral. In any event, the equipment has a point below which there is inadequate energy to properly operate.

In general, low and medium voltage (distribution and sub-transmission) systems are monitored with fixed reference voltages in the majority of instances known. These systems tend not to have the ability to correct for sustained under or over voltage conditions, as can happen with a transmission system where tap-changing of a substation transformer can adjust to keep the medium and low voltage systems within permitted tolerances. If one was to use a sliding reference, the earlier works of the Working Group 9, which is the IEC committee that is responsible for 61000-4-30, indicate that the time constant should be very long compared to the rms variation duration. The earlier work reflects a ten minute value, rather than the 1 minute value in the final version. In addition, the original version specified absolute limits (which mimic the typical low and medium limits of 90% and 110% of nominal). The final version does not. The final version also does not address the "per phase" or average methodology.

This means that in a strict application according the standard where the user decides (as per 4-30 where it is an "OR", not an AND for the methodology) to declare a sliding reference, the reference voltage could slide down over minutes (given the time constant now at 1 minute) to 75% of the declared voltage level, as an example. A further short duration reduction in the rms voltage to 91% of this reference would be a value of 68% and NO sag or dip would be recorded. It does not seem like it would be the intention of a quality of supply standard to allow for such, when nearly all utilisation equipment would cease to operate properly at that sustained level, no less during the rms variation. Yet no event would be recorded. This would make it impossible to determine the cause of the event, be able to explain what happened to end use customers and more importantly, how to remedy or prevent the event from occurring.

A further problem is compounded by this application, whereas the threshold value is constantly changing. Hence, unless a new set of thresholds is saved to memory constantly as it changes, there would be no external means to go back at recorded data and determine what thresholds were at the time that an event was recorded. This does not make for controlled and traceable results required for verification of proper operation of an instrument.

Hence, we would request clarification on the intention of adopting a quality of supply standard utilizing a sliding reference in favour of the "declared" or "nominal" methods also permitted by 61000-4-30, and noted as preferred in 61000-2-8. We hope that the CREG will recognize the merits of our recommendation and also allow the use of the "declared" or "nominal" reference voltage for sags and swells as an approved method for compliance with the new quality of supply standard.

R./ Ver respuesta a comentario 10.

CHEC E-2007-001160

17. En el artículo primero se indica que la responsabilidad de Detectar los emisores que afectan la Calidad se traslada al OR, lo cual obliga a la compra de equipos móviles que no están reconocidos hoy, sin embargo la señal está dada a tiempo y deben comprarse durante este año, a fin de que sean reconocidos en la base de activos a ser remunerados en el próximo periodo tarifario.

    El que el OR sea al responsable de identificar el equipo emisor y desconectarlo o en su defecto a la carga, implica mayores costos AOM no tenidos en cuenta hoy.

    Se sugiere se indique; que se desconecte la carga del usuario, dado que la identificación del equipo causante, requeriría normalmente un estudio de calidad de la energía al interior de la instalación del usuario, hecho este que obligaría al OR a intervenir y realizar estudios de Calidad de la energía de la instalación del usuario (después del PCC), con las consecuencias económicas de esos estudios para el OR y las implicaciones que pueda tener la intervención del después del punto de conexión común del usuario a la RED (solidaridad y responsabilidad).

    Se recomienda que se indique en la resolución que el OR pueda ayudar al usuario en la identificación del equipo o equipos perturbadores o con problemas que afectan la compatibilidad electromagnética, y que los costos de los estudios al interior de la instalación sean asumidos por el usuario.

    R./ El responsable por la operación de las redes de distribución es el OR, por esta razón si existen problemas de calidad de la potencia en su red, es éste el llamado a identificar las posibles causas de perturbación, como parte de su gestión de la red, la cual se remunera como parte del AOM.

18. Se sugiere modificar también el Numeral 6.2.2 del Anexo General del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, Resolución CREG 070 de 1998, de tal forma que permita a los OR's corregir situaciones de deficiencias en la calidad de la potencia suministrada, en los mismos términos que se propone otorgar a los usuarios, buscando un tratamiento simétrico para usuarios y empresas.

    R./ Ver respuesta a comentario 11.

    Adicionalmente, se debe tener en cuenta que la empresa cuenta con más elementos y conocimientos para la gestión de su red y la solución de problemas en la misma, lo

cual de entrada plantea una asimetría entre los actores que no permite un trato similar, más aún cuando uno de ellos, el OR presta un servicio público.

19. Cuando se indica en la resolución que *"El OR debe garantizar que las deficiencias en la Calidad de la Potencia que se presenten, durante el plazo previsto para su corrección, no ocasionen peligro para la seguridad de las personas, la vida animal y vegetal o le preservación del medio ambiente, en cuyo caso será inmediata la desconexión del equipo causante de la deficiencia o en su defecto de la carga del Usuario respectivo"*

Creemos que el responsabilizar plenamente al OR por las deficiencias previstas en otros usuarios durante los tiempos que se establezcan para la corrección de perturbaciones de la calidad de la energía, no es adecuado, dado que el comportamiento del Sistema eléctrico no es totalmente controlado por el OR, pues las cargas del usuario se activa (on) y se desactivan (off), se instalan nuevas, se instalan equipos activos correctores de calidad, la topología varía, hechos que hacen que los problemas sean cambiantes y a veces "aleatorios" por no tener control de todo el sistema y por lo tanto se hace difícil garantizar plenamente la eliminación del peligro, a no ser que se desconecte al usuario o la carga.

Por lo tanto se sugiere que cuando se presente una anomalía en la calidad de la energía, el estudio sea conjunto entre todos los usuarios y el OR a fin de garantizar una adecuada calidad y compatibilidad electromagnética del circuito y reducir los peligros y que e establezca el mecanismo adecuado donde una vez identificada la instalación perturbadora, el dueña de la misma sea el responsable por la garantía de la seguridad de las personas, la vida animal y vegetal.

El OR prestará la asesoría y dispondrá de equipos y personal para el mismo, pero los usuarios deberán también financiar los costos del mismo, y se propone que para los circuitos industriales sea en razón a su potencia o energía demandada, y para los usuarios de nivel 1, esto se debe ver reflejado en un mayor reconocimiento de los AOM al distribuidor.

Con el espíritu anterior de la resolución se encuentre al "culpable" se puede crear un distanciamiento o disputa entre los usuarios y el OR, por lo que se sugiere que en los estudios se compartan los gastos y la responsabilidad sea para el tenor de la instalación o en su defecto se compartan las responsabilidades, a fin de que los usuarios empiecen a ser conscientes de las emisiones de sus cargas y compren equipos que cumplan con las normas IEC de emisiones, y ante todo se desarrollen instalaciones con criterios de calidad de la energía y compatibilidad electromagnética.

R./ Según la ley 142 de 1994, artículo 136, la obligación principal de las empresas prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica, *es "la prestación continua de un servicio de buena* ***calidad"***, y el incumplimiento de esta obligación por parte de la empresa constituye falla del servicio, que da lugar a la indemnización de perjuicios. Igualmente, el artículo 11.9, ibídem, establece que ***"las empresas serán civilmente responsables por los perjuicios ocasionados a los usuarios".***

Las observaciones que aquí se analizan, parten del supuesto de que sería la CREG, a través del proyecto propuesto, la que responsabiliza "plenamente al OR por las deficiencias" de la calidad de la potencia, supuesto que desconoce que fue la propia ley la que puso en cabeza de la empresa la obligación de responder por la calidad del servicio que presta. Habiendo la ley puesto en cabeza de la empresa dicha responsabilidad, no puede la CREG a través de resolución exonerar de responsabilidad a la empresa por calidad del servicio, ni poner dicha responsabilidad en términos generales en cabeza de los usuarios, como propone el interviniente.

Específicamente, en cuanto se refiere a la correcta operación de los Sistemas de Transmisión o de Distribución, debe tenerse en cuenta que también la ley puso directamente en cabeza de las empresas la responsabilidad derivada de dicha operación.

En efecto, de acuerdo con la ley 142 de 1994,"las empresas tienen la obligación de efectuar el mantenimiento y reparación de las redes locales, cuyos costos serán a cargo de ellas" (Art. 28); deben operarlas con sujeción al reglamento de operación y "el ***incumplimiento de las normas de operación*** de la red nacional de interconexión, ***la omisión en la obligación de proveer el mantenimiento de las líneas, subestaciones y equipos asociados***, y toda conducta que atente contra los principios que rigen las actividades relacionadas con el servicio de electricidad, tal como se expresan en la ley"- Destacamos- por parte de las empresas, las hace merecedoras de sanciones (Arts. 168 y 169); y además, están obligadas a permitir la conexión y acceso a sus redes ***"previo cumplimiento de las normas que rijan el servicio".*** (Art. 170).

Por su parte, la ley 143 de 1994, establece que las empresas de energía eléctrica deben operar las redes con sujeción al Reglamento de Operación, y que "***el incumplimiento de las normas de operación*** de la red nacional de interconexión, ***la omisión en la obligación de proveer el mantenimiento de las líneas, subestaciones y equipos asociados*** y toda conducta que atente contra los principios que rigen las actividades relacionadas con el servicio de electricidad, dará lugar a las sanciones que establezca la autoridad competente" – destacamos (Art. 28); y también establece que deben permitir la conexión y acceso a sus redes, ***"previo el cumplimiento de las normas que rijan el servicio..."*** (Art. 30).

No quedan dudas, según las normas anteriores, que la ley puso en cabeza de las empresas la responsabilidad por la operación de las redes, en virtud de lo cual están obligadas no solamente a cumplir las normas sobre operación que expida la CREG a través del Reglamento de Operación, sino que además son las responsables, por una parte, de decidir sobre las condiciones técnicas en que una determinada carga puede conectarse y tener acceso al Sistema, y por otra parte, que la conexión y el acceso a las redes, por parte de los usuarios se haga *"previo cumplimiento de las normas que rijan el servicio".*

Por tal razón, para la CREG no son admisibles las observaciones del interviniente en cuanto a que el Sistema eléctrico no es totalmente controlado por el OR por razón de que las cargas del usuario se activa (on) y se desactivan (off), se instalan nuevas, se instalan equipos activos correctores de calidad, la topología varía, hechos que hacen

que los problemas sean cambiantes y a veces "aleatorios" por no tener control de todo el sistema y por lo tanto se hace difícil garantizar plenamente la eliminación del peligro, pues de acuerdo con las normas de las leyes 142 y 143 de 1994, el Operador de Red es quien tiene bajo su responsabilidad verificar que las cargas de los usuarios se activen y desactiven cumpliendo las normas de operación vigentes, y que la instalación de nuevas cargas y otros equipos, así como los cambios de topología de la red, se hagan previo cumplimiento de las normas vigentes.

De tal manera que estando obligados los Operadores de Red, por la ley, a tener la operación de las redes, y permitir la conexión y acceso a sus redes previo cumplimiento de las normas que rigen el Sistema, deben adoptar todas las medidas que sean necesarias para garantizar que la operación de sus redes, incluyendo las maniobras que realicen los usuarios, sea segura y confiable, y sobre todo que se hagan en condiciones de adecuado cumplimiento de las normas que rigen esa materia.

De ahí que se concluya que la manifestación de un OR en el sentido de que no tiene el control de su Sistema, no es una razón válida para afirmar que no debe responder por la calidad de la potencia en su Sistema, sino que por el contrario, sería la afirmación de que no ha adoptado las medidas que la ley le exige para tener el control de la operación del sistema y del cumplimiento de las normas que rigen la conexión y acceso a las redes. Por tal razón, se consideran inaceptables las observaciones recibidas en este sentido.

20. A partir del hecho en que se determine que los OR, deben migrar a un nivel superior de calidad de la energía, al inicialmente establecido, situación que implicaría intervención de la red y generalmente el uso de equipos Custom Power o de ajuste de la calidad de la energía u otras más convencionales, se propone que en la metodología de remuneración de activos para el próximo periodo tarifario o en el lapso del mismo se incluya una inversión por Calidad, o se incluya este parámetro de inversión.

Así para una metodología de ingreso máximo y precio máximo existentes hoy en la regulación de la actividad de distribución se propone:

Basados en la formula genérica de un Price Cap y los factores Z, qué hacen parte de la formula genérica de los mecanismos de regulación PBR price Cap y Revenué Cap, corresponden a aquellos cobros adicionales a los clientes por eventos inesperados o situaciones que deben mejorarse en pro del bienestar del usuario final, se propone aquí, usar el parámetro Z para producir ajuste en la remuneración de la calidad de la potencia dado que se pretende llevar los niveles de calidad existentes a unos mejores (supuesto el caso de que los niveles existentes hoy, y determinados en el periodo de diagnostico de seis meses, no sean los adecuados), partiendo del hecho cierto que se requiere mejorar la calidad, y apoyados en la expresión genérica de un modelo PBR de remuneración.

$$Pt = Pt - 1 * (1 + I - X) \pm Z$$

Los costos cubiertos por los factores Z tienen su origen de acuerdo a un estudio realizado por la universidad de California a nueve empresas eléctricas de USA en:

- Cambios desproporcionados en impuestos
- Cambios en la metodología contable
- Cambios regulatorios
- Restricciones ambientales
- Eventos catastróficos

Se propone aquí usarlo como ajuste a cambio regulatorio, ante consideraciones de "ajuste" de remuneración por calidad de potencia o ante un nuevo marco para la calidad.

Así a partir de las etapas adecuadamente establecidas por la CREG, instalación del sistema, etapa de diagnostico, y etapa de establecimiento de indicadores, proponemos que durante la etapa de indicadores se evalué la necesidad de establecer planes de acción para mejorar la calidad de la potencia (si hay lugar a ello), y se establezca un mecanismo simétrico que remunera las inversiones en Calidad de la potencia a partir del factor Z, para garantizar los niveles requeridos.

Esta etapa se considera hasta que se pueda obtener índices muy aproximados al nivel de calidad óptimo por lo menos en el 80 a 90 % de las empresas distribuidoras, para garantizar que la metodología ha funcionado correctamente.

Posteriormente se podría pasar a una etapa de "Premio" y "castigo" sobre los niveles de referencia de calidad fijados, la distribuidora podrá seguir cobrando el factor +z destinado a inversión en calidad del producto (que debe ser independiente del precio máximo) si la calidad se mantiene o mejora, si la calidad disminuye la distribuidora no podrá cobrar el +z (situación que no afecta el precio máximo fijado), y han de fijarse porcentajes de crecimiento en la mejora de la calidad por año respecto del nivel de referencia para poder merecer el +Z por calidad (mecanismo simétrico).

Otra posibilidad es que una vez obtenidos los niveles óptimos de calidad de la potencia, se deja de lado el incentivo a la calidad de potencia +Z, y solo se reconocen activos que el distribuidor use para la mejora de la calidad de la potencia, y podrán establecerse mecanismos de penalización (mecanismo asimétrico)

R./ Este comentario será analizado en la discusión de la metodología de remuneración de la distribución.

21. Sugerimos que la resolución sea simétrica en lo referente a usuario — Operador de red, pues no penaliza o da señal de autocontrol a los usuarios emisores que en general son los causantes de los problemas de calidad de potencia y afecten la Compatibilidad electromagnética de los demás usuarios del circuito. La resolución hace responsable por la calidad de la energía solo al OR olvidándose que se trata de un sistema, pero si reconoce que las cargas del usuario son las fuentes de perturbación, al indicar en el articulo 1:

"En todo caso, los plazos mencionados no exonerarán al prestador del respectivo Servicio de su responsabilidad por los perjuicios que se causen por las deficiencias en la calidad da potencie suministrada en su STR y/o SDL.

Cuando el OR debe indemnizar a un Usuario de conformidad con lo dispuesto en el numeral 6.2.3, y dicho perjuicio tenga como origen una deficiencia en la Calidad de la Potencia Suministrada causada por la carga de un Usuario conectado al respectivo STR y/o SDL. El OR podrá repetir contra éste último, de acuerdo con las normas generales sobre responsabilidad civil" (Subrayado propio).

R./ Ver respuesta a comentario20. En adición, es cierto que la deficiencia en la calidad de la potencia puede tener como causa la carga de un usuario, pero esa no es una razón que exonera de la responsabilidad que la ley puso en cabeza de las empresas por la calidad del servicio, la operación, mantenimiento y reparación de las redes y por la garantía de que la conexión y el acceso a las redes se haga previo el cumplimiento de las normas que rigen el servicio.

Si la deficiencia en la calidad de la potencia fue causada por la carga de un usuario, el responsable es el OR, quien, de acuerdo con las normas de las leyes 142 y 143 de 1994 debe adoptar las medidas necesarias para identificar dicha deficiencia y exigirle al usuario que la corrija, o desconectar la carga, como se propuso en la resolución. Y si por esa razón, el OR debió indemnizar perjuicios puede repetir contra el usuario cuya carga causó la deficiencia en la calidad de la potencia, como está previsto en la propuesta.

Estando legalmente atribuida a las empresas la responsabilidad por la operación de las redes y la garantía de que la conexión y acceso a las mismas por parte de los usuarios se haga previo el cumplimiento de las normas que rigen el servicio, no puede la CREG variar ese régimen de responsabilidad para poner en igualdad de condiciones a los usuarios frente a la empresa por este tipo de responsabilidad que la ley puso en cabeza de la de servicios públicos puso en cabeza de la empresa.

22. Se sugiere que la CREG indique o proponga una metodología o algoritmo para la estimación de los parámetros por circuito a partir de la lógica de interruptor y de la señal tomada de los transformadores de instrumentos, a fin de que los reportes sean coherentes para todo el SIN y evitar interpretaciones que hagan que las mediciones e indicadores no se puedan comparar a falta de un único criterio. Lo anterior ayudaría a tener claridad en los procesos de solicitud de ofertas tanto para el oferente como para los Or's, y para que los estudios diagnóstico que se citan en el numeral 6 de la resolución CREG 107, tengan la misma base conceptual.

R./ La medición de PST debe estar discriminada por circuito, para lo cual puede utilizarse la lógica de interruptor. Es necesario que cada circuito tenga algoritmo independiente para el cálculo del indicador PST, y es de interés que cada vez que se maniobre el interruptor, sea afectada la medición del indicador PST del circuito afectado. La señal a procesar en cada circuito, al utilizar lógica de interruptor, sería similar a la tensión real vista por el usuario del circuito afectado, siéndole asignada una muy alta severidad de PST en las interrupciones. A la comisión le interesa que la

señal de PST resultante contenga además información sobre la cantidad de maniobras efectuadas en cada circuito, y de este modo baste para una evaluación simplificada y rápida de la una enorme gama de fenómenos que afectan la CPE. También interesa que en grandes periodos de desconexión, el PST de la barra no le sea asignado a los usuarios del circuito no conectado a la barra. A futuro, esta disponibilidad de un algoritmo por circuito (ya reconocido) podría ser aprovechada por los OR para tomar mediciones a lo largo del circuito.

23. El tiempo sugerido para la entrada en funcionamiento del sistema es corto, se estima que un año seria apenas justo. Se sugiere como fecha para el primer reportee enero de 2007, aunque estimamos que esta fecha parece difícil puesto que podríamos estar fuera del periodo tarifario (2002-2007), (SIC) tiempo en el cual han sido reconocidas las Unidades de adquisición de datos. En cuyo defecto debe proponerse como fecha del primer reporte la última semana de diciembre.

    Lo anterior se soporta en que la CHEC debe cumplir unos plazos en los procesos de licitación y puesta en funcionamiento que como mínimo implican:

    a. Revisión de la resolución 107 de 2006. Alcance, impacto y factores de escalabilidad para la gestión de la operación.
    b. Identificación de tareas Principales o guión principal.
    c. Reubicación de transductores.
    d. Ajuste de especificaciones técnicas, después de emisión de resolución definitiva por parte de la CRES en lo referente a la calidad de la potencia.
    e. Solicitud pública o privada de ofertas y evaluación (mínimo 3 meses). Las empresas de carácter privado del sector han tardado hasta seis meses en el solo proceso de adjudicación.
    f. Elaboración de contrato y legalización del mismo (mínimo quince días)
    g. Fabricación de equipos por el oferente y primeras entregas parciales (mínimo sesenta días)
    h. Montaje (mínimo cinco meses)
    i. Pruebas y puesta en marcha (mínimo veinte días).

    De lo anterior se deduce que el la duración estimada del plan de trabajo para la CHEC hasta la puesta en servicio será superior a los siete (7) meses inicialmente estimados por la resolución CREG 1O7 de 2006, considerando que el proceso se inicia después de emitida la resolución final en el mes de febrero de 2007.

    R./ Ver respuesta a comentario 8.

24. Respecto a los estudios de diagnóstico que deberá elaborar cada Operador de Red de su respectivo Sistema para el Pst la CREG en lo posible, en la resolución definitiva el alcance y la metodología del estudio o del diagnóstico de flicker, a fin de poder implementar las bases requeridas para el mismo en el Sistema de gestión de la CPE y no tener que realizar mayores ajustes al sistema de gestión o nuevas herramientas.

    R./ Ver respuesta a comentario 15.

25. Se sugiere incorporar en el Articulo 3 de la propuesta regulatoria, que modifica el Articulo 4 de la Resolución CREG 024 de 2005, lo citado en la resolución vigente, respecto a que la instalación de los sistemas de medición de calidad de la potencia se hará en todas las barras de subestación de niveles de tensión 4, 3 y 2 y en aquellos circuitos de niveles de tensión 4, 3 y 2, "cuya unidad constructiva lo reconozca", sin dejar por fuera la incorporación que se propone de aplicar lógica con el interruptor respectivo.

    R./ Se incluye este comentario en la Resolución definitiva.

ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. E-2007-001167

Consideramos que la resolución puesta a comentarios por parte de la Comisión es un avance en la solución de los temas de orden técnico que en la resolución 024 de 2005 no permitían una adecuada implementación de los esquemas de medición de calidad.

Planteamos a continuación algunos comentarios de orden práctico, que están orientados a sugerir a la Comisión modificaciones que fortalezcan la aplicación de la resolución definitiva.

Básicamente sugerimos que se haga referencia a que los puntos de medición sobre los cuales los OR deben reportar la información requerida, deben corresponder a aquellos en los cuales se le ha reconocido la unidad constructiva en los cargos de distribución al OR.

Por otra parte, sugerimos que para la ejecución de desconexiones por parte de los OR cuando algún usuario incumple los estándares de calidad de la potencia sin resolver el origen del problema, se debe contar con la asistencia y aprobación por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y adecuarse al debido proceso, de forma que la desconexión no origine un problema jurídico para las empresas.

Finalmente, entre otros comentarios que anexamos a esta comunicación, queremos resaltar la necesidad de que se remuneren las unidades portátiles de registro de calidad de la potencia, que actualmente no están incluidas en el listado actual de unidades constructivas de la resolución 082 de 2002, necesarias para que los OR puedan dar cumplimiento a las funciones que se les asignan en la resolución propuesta.

COMENTARIOS ESPECÍFICOS SOBRE EL ARTICULADO PROPUESTO

26. Artículo 1. Modificación del Numeral 6.2.2 del Anexo General de La Resolución CREG 070 de 1998. "El OR tendrá un plazo de 30 días hábiles a partir de la identificación de la deficiencia en la Calidad de la Potencia Suministrada para corregirla.

    Comentario

    La resolución no define el término "Deficiencia en La Calidad de La Potencia Suministrada". Asumiendo que son desviaciones a los estándares que determine el regulador, es claro que muchas desviaciones son temporales y condicionadas por algún caso imprevisto, que no amerita una corrección.

R./ A partir de los documentos de soporte y los diferentes estándares sobre los cuales se apoyan, es posible establecer los criterios para establecer una deficiencia en la Calidad de la Potencia.

27. El OR deberá desconectar el equipo causante de la deficiencia o en su defecto la carga del Usuario..."

Comentario

El cumplimiento de esta función, coloca al OR en una posición de conflicto con los usuarios y genera un riesgo jurídico para los distribuidores, ya que una desconexión puede tener consecuencias económicas y laborales, y es muy posible que los usuarios interpongan recursos o tutelas que hagan impracticable la medida. Por lo anterior consideramos que la autorización de desconexión debe provenir de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, como resultado del cumplimiento del debido proceso, el cual debería ser establecido por la Comisión en la resolución definitiva.

R./ Ver respuesta a comentarios 19 y 21. En adición, reconoce la CREG que es posible que efectivamente puedan presentarse este tipo de conflictos, pero debe tenerse en cuenta que fue directamente la ley la que asignó a las empresas la responsabilidad por la operación de las redes, y a ellas a quienes otorgó la facultad de decidir sobre el acceso y conexión a las redes, previo el cumplimiento de los requisitos legales.

En igual forma, debe tenerse en cuenta que la ley 142 de 1994, también dotó a las empresas de mecanismos que le permiten ejercer sus potestades como Operador de Redes, tales como las de suspender y cortar el servicio y formular las respectivas denuncias ante las respectivas autoridades penales por la obtención ilícita o fraudulenta del servicio. En adición, la ley también dispuso que "las autoridades nacionales, departamentales y municipales, tanto civiles como de policía, inmediatamente se lo solicite una empresa de servicios públicos, le prestarán su apoyo para hacer que se le restituyan los inmuebles que los particulares hayan ocupado contra la voluntad o sin conocimiento de la empresa; o para que cesen los actos que entorpezcan o amenacen perturbar, en cualquier tiempo, el ejercicio de sus derechos".

Los recursos y acciones de tutela a que se refiere la interviniente obedecen al ejercicio de recursos legítimos con que cuentan los usuarios, que lejos de impedir que los OR puedan ejercer sus potestades o constituir un riesgo jurídico en su contra, lo que buscan es controlar que las ejerzan adecuadamente, sin excesos ni arbitrariedades.

28. Para efectos de determinar la fuente de las distorsiones o fluctuaciones, el OR podrá instalar los equipos que considere necesarios en la red o en las fronteras y/o equipos de medición del usuario, para registrar variables como corrientes podrá exigir el diseño de medidas remediales que ..."

Comentario

Para cumplir con esta función que establece la resolución, es necesario que los OR cuenten con Unidades Portátiles de Registro de Calidad de La Potencia, y que se remuneren los gastos asociados a estos equipos y a los servicios de consultoría y revisión, dado que actualmente estos costos y gastos no están incluidos en las Unidades Constructivas reconocidas.

Actualmente se reconoce el costo de la unidad constructiva CCS9 que tiene un objetivo y funcionalidad diferentes a la que aquí se propone, ya que dicha unidad hace parte del Centro de Control y sirve para el registro de la información remitida a dicho centro.

Por este motivo se propone que a los OR se les reconozca un determinado número de unidades portátiles, expresado en porcentaje [1 por mil por ejemplo] de los usuarios conectados a la red. Estos medidores deben ser de calidad A y sus costos deben ser considerados en una UC especial.

R./ No requiere respuesta ya que no corresponde al tema de análisis de la Resolución CREG 107 de 2006. Sin embargo, es importante mencionar que el responsable por la operación de las redes de distribución es el OR, por esta razón si existen problemas de calidad de la potencia en su red, es éste el llamado a identificar las posibles causas de perturbación, como parte de su gestión de la red, la cual se remunera como parte del AOM.

29. Artículo 2. Equipos de medición

Para efectos de la medición de la calidad de la potencia, los mencionados equipos deberán reunir las condiciones técnicas que permitan cumplir al menos las siguientes características y funciones:

Medir el indicador Pst, de acuerdo con el Estándar IEC-61000-4-15 (2003-02). o al menos permitir descargar, en medio magnético, información digital de la forma de onda de voltaje, para ser procesada en otra parte del sistema, como es establece en el artículo 5°, con una velocidad de muestreo mínima de 1024 muestras por segundo'

Comentario

Sugerimos que la resolución establezca que debe ser medido únicamente mediante medidores clase A. Este punto es muy importante ya que el indicador Pst es muy sensible a la calidad del medidor y habría un amplio rango en la calidad de los medidores aceptados ya que se aceptarían tanto medidores clase A con una rata de muestreo de 512 muestras por ciclo, como medidores que no miden el Pst sino que toman muestras con una rata muy inferior de 1200 muestras por segundo, para aplicar un procedimiento de cálculo posterior.

Hay una diferencia considerable entre medir el indicador Pst con un medidor clase A y calcularlo por separado, previa toma de muestras con una rata de 1200 muestras por segundo.

Adicionalmente, de acuerdo al estándar IEC-61000-4-15 (2003-02] no deben ser valoradas las medidas de Pst hechas bajo hundimientos, picos e interrupciones

R./ El programa que la comisión ofrece, sigue el algoritmo dado en el std IEC-61000-4-15 (2003-02], y por tanto la medida obtenida es de Clase A, la valoración de las medidas del Pst dependen del tipo de análisis que sea seguido. En los documentos de estudio, se presentan las metodologías de evaluación y de valoración del Pst, incluyendo hundimientos, picos e interrupciones.

30. La CREG podrá solicitar el reporte de parámetros e indicadores de voltaje adicionales a ..., sin que esto implique cambios en los equipos de medida'

Comentario

Sugerimos que el párrafo señalado incluya la siguiente redacción, con el fin de que el largo plazo la idea continúe manteniéndose clara:

"Siempre que los medidores adquiridos por los OR así lo soporten, la CREG podrá solicitar el reporte de parámetros e indicadores de voltaje adicionales a los mencionados en el presente articulo."

R./ Se mantiene lo expresado en la Resolución 107 de 2006.

31. Artículo 3° Plan para instalar el sistema de medición y registro.

Modificar el Art. 4 de la Resolución CREG-024 de 2005, el cual quedará así:

"Artículo 4°, Plan para instalar el sistema de medición y registro. Los OR deberán instalar los respectivos sistemas de medición de calidad de la potencia suministrada de tal forma que a partir del 3 de septiembre de 2007, sea posible realizar mediciones en el 100% de las barras de las subestaciones de Niveles de Tensión 4, 3 y 2, así como en el 100% de los circuitos en los Niveles de Tensión 4, 3 y 2. Se permitirá realizar la medida en los circuitos a través de una lógica con el interruptor respectivo."

Comentario

El plazo para instalar los respectivos sistemas de medición debe ser, en nuestro caso, de nueve meses a partir de la publicación de la nueva resolución que modifique la resolución 024 de 2005.

Sugerimos adicionar la siguiente frase que se subraya a continuación, para dar mayor claridad al texto:

"La instalación de los sistemas de medición de calidad de la potencia se hará en todas las barras y de subestaciones de niveles 4,3 y 2 y en aquellos circuitos de niveles de tensión 4,3 y 2, cuya unidad constructiva lo reconozca. Se permitirá realizar la medida en los circuitos a través de una lógica con el interruptor respectivo.".

R./ Ver respuesta a comentarios 8 y 25.

ASOCODIS E-2007-001169

32. Una vez revisada la resolución del asunto, proyecto modificatorio de la Resolución CREG 024 de 2005, sobre aspectos relacionados con la calidad de la potencia, el gremio de distribuidores de energía reconoce la disposición de la Comisión de Regulación en acceder a varias de las solicitudes e inquietudes centrales presentadas por las empresas para la aplicación de la resolución vigente.

    Con el mismo espíritu constructivo y aclaratorio, nos permitirnos entonces realizar los siguientes comentarios sobre la propuesta publicada para observaciones:

    Se requiere sea extendido el plazo para la instalación y operación de los equipos de medida teniendo en cuenta los siguientes aspectos, que cobijan la realidad de las empresas en los procesos de contratación.

    i. La mayoría de las empresas declararon desierto o no iniciaron en el 2006, los procesos licitatorios de compra de los equipos.

    ii. Si bien es cierto que algunas empresas tomaron el riesgo de adquirir los equipos de medida, varias de ellas tienen adelantados sus procesos de compra y otras hasta ahora inician nuevamente los procesos, pues se hallaban a la espera de una propuesta regulatoria que les permitiera contar con una certeza mayor sobre los aspectos que serían modificados de la resolución vigente.

    iii. De un censo realizado con las empresas agremiadas, se tiene que los OR que transportan energía para la atención de algo más de un 80% de la demanda total del país, tienen previsto contar con los equipos instalados y en operación entre diciembre de 2007 y febrero 2008.

    iv. Dada la demanda para la adquisición de los equipos de medida que como se aprecia sucederá en el 2007, existe la posibilidad de que las condiciones de mercado propicien problemas en la disponibilidad y entrega de los equipos por parte de los proveedores con la oportunidad requerida por las empresas.

    R./ Ver respuesta a comentario 8.

33. Se sugiere incorporar en el Artículo 3 de la propuesta regulatoria, que modifica el Articulo 4 de la Resolución CREG 024 de 2005, lo citado en la resolución vigente, respecto a que la realización de medidas de calidad de la potencia se hará en todas las barras de subestación y en aquellos circuitos *cuya unidad constructiva lo reconozca*.

    R./ Ver respuesta a comentario 25.

34. Se sugiere también modificar el Numeral 6.2.2 del Anexo General del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, Resolución CREG 070 de 1998, de tal forma que permita a los ORs corregir situaciones de deficiencias en la calidad de la potencia

suministrada, en los mismos términos que se propone otorgar a los usuarios, buscando un tratamiento simétrico para usuarios y empresas.

R./ Ver respuesta a comentario 18.

35. Finalmente, solicitamos con respecto al artículo 8 de la resolución 024 de 2005, que se mantenga lo establecido en el numeral 6.2.3 de la resolución 070 de 1998. mientras la CREG reglamenta los estándares de calidad a cumplir por parte de los OR, a partir de los cuales se configuraría un incumplimiento por parte de las empresas a la ley y la regulación expedida sobre el tema.

R./ Ver respuesta a comentarios 2, 3 y 11.

UNIVERSIDAD NACIONAL E-2007-001181

36. **Definir eventos en tensión.**

Cuando se mencionan en la resolución los eventos en tensión, no es claro si son los definidos en la recomendación IEEE 1159 (1995) o son definidos como las desviaciones estacionarias de tensión de +/- 10%, menores a un minuto. Por esto, se propone que se unifiquen los términos cuando se hable de eventos en tensión, logrando que cuando se haga mención a hundimientos y picos y/o eventos de corta duración el lector pueda entender que se habla de lo mismo.

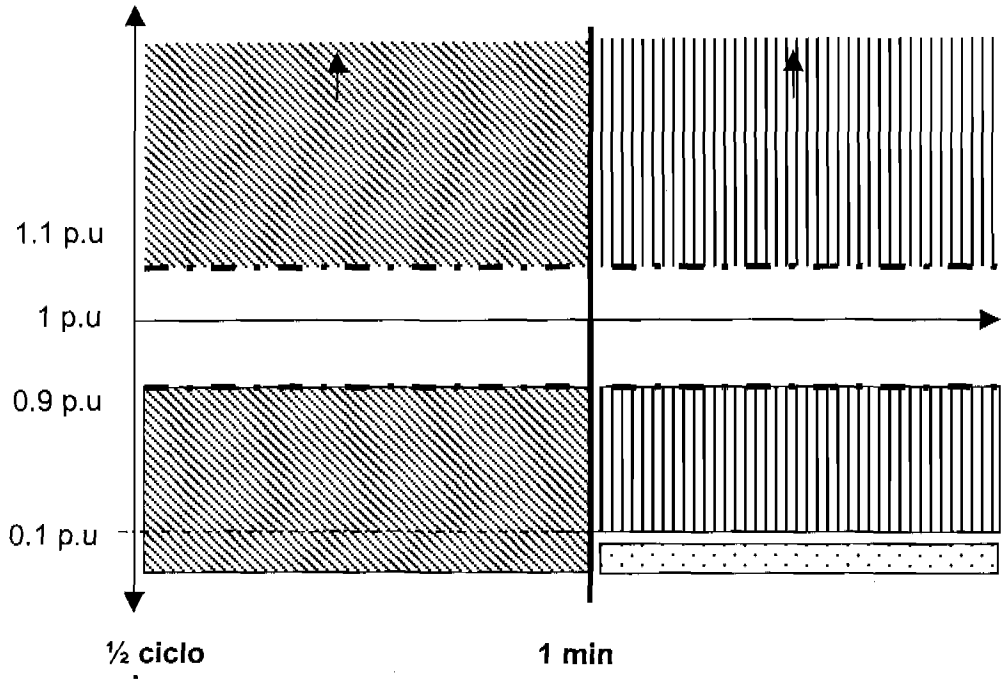
PROPUESTA:
Cambiar en el artículo 5 de la resolución 024/05, el primer párrafo de los numerales b c y g como se muestra a continuación, para diferenciar claramente cada uno estos parámetros a almacenar:

b) Almacenamiento de desviaciones estacionarias de tensión: "Las desviaciones, en valor absoluto superiores o iguales al 10% de la tensión deslizante, con duración superior a 1 minuto y tensión mayor o igual al 10% de la tensión de referencia deslizante (es decir excluyendo interrupciones), serán almacenadas ... "

c) Interrupciones: "Las discontinuidades en la prestación del servicio, superiores a 1 minuto y con tensión menor al 10% de la tensión **deslizante**, serán almacenadas...".

g) Almacenamiento de eventos en tensión: "Las desviaciones, en valor absoluto superiores o iguales al 10% de la tensión de referencia deslizante, de duración **inferior o igual a 1 minuto** deben ser almacenados en un archivo..."

La justificación para incluir esta modificación en el proyecto de resolución, en relación con el almacenamiento de eventos en tensión, se debe a que en ninguna parte de la resolución se define qué es un evento en tensión. Por lo tanto, con la definición propuesta se espera que los operadores de red almacenen los hundimientos, picos e interrupciones menores a 1 minuto, como eventos en tensión. Esto se explica más claramente en la siguiente figura:



R./ Las desviaciones estacionarias no pueden ser medidas respecto a la tensión deslizante, por los argumentos presentados en la respuesta número 5. Deben ser medidas respecto al voltaje nominal, como lo señala la resolución. La figura que han presentado ilustra lo que puede concluirse de la lectura de la resolución.

37. La forma que sugiere la norma para almacenar los eventos tipo sags y swells por cada intervalo de tiempo es inadecuada.

PROPUESTA:

En el Articulo 5 numeral *g* párrafo 3 de la resolución CREG 024 de 2005 se propone eliminar:

1) **"Para cada intervalo de tiempo se registra la Fecha y Hora ..."**, y se sugiere reemplazar por:

1) **"Para cada evento en tensión se debe registrar la Fecha y Hora..."**.

Dado que esto podría causar confusión debido a que los eventos en tensión no se reportan en intervalos preestablecidos de tiempo, sino que depende de cada uno, cuando se presente. Por otra parte en la resolución 107 de 2006 no se hace ninguna aclaración al respecto.

R./ El intervalo de medida al que se refiere en el caso de los eventos, corresponde al intervalo de ocurrencia, y no tiene nada que ver con el intervalo definido para la medida del PST. Como ustedes argumentan un evento ocurre en intervalos no preestablecidos de tiempo, y el formato de reporte se ajusta a estas características:

"dd/mm/aaaa, hh:mm, DV_R, DV_S, DV_T, TET". (dd = dia, mm = mes, aaaa = año, hh = hora, mm = minuto, DV_R, S ó T = Mayor desviación -positiva o negativa- por fase, TET = duración del evento)

Notar como en este caso, no deben ser reportadas las fronteras del intervalo, a diferencia de los reportes del PST. Es así como, para mayor claridad se considerará este cambio en el texto de la resolución.

38. Modificar definición de variaciones de corta duración.

PROPUESTA:

En el Articulo 1, definición décima (no enumerada) de la resolución CREG 024 de 2005 *se propone cambiar:*

"Variaciones de corta duración. Los **fenómenos transitorios cubiertos por el indicador Pst** a que se refiere esta resolución, son, entre otros, los que se relacionan en la siguiente tabla, basada en el estándar IEEE 1159 [1995]"

Por una definición de la siguiente forma:

"Variaciones de corta duración. **Son eventos en tensión caracterizados por variaciones transitorias del valor eficaz de la tensión. Entre los eventos en tensión se tienen las variaciones de corta duración definidas por el estándar IEEE 1159 [1995]".**

De acuerdo con la discusión que se ha dado alrededor de este tema entre los diferentes agentes del sector, se quiere dejar claro que a pesar de que los eventos en tensión (fenómenos transitorios) pueden impactar el indicador Pst, este indicador no es el adecuado para medir y evaluar las variaciones de tensión de corta duración. Las cuales deberían ser evaluadas mediante el análisis directo de los registros de eventos en tensión.

R./ En este caso el término "cubiertos" no necesariamente implica medida y evaluación, sino más bien "impacto", como ustedes señalan. La definición que se hace en la regulación tiene como finalidad la interpretación y la aplicación de la misma; siendo complementaria a la definición formal de la IEEE. Las metodologías para evaluar las variaciones de corta duración a partir de la señal PST, se presentan en los diversos trabajos nacionales e internacionales así como en los documentos de estudio de la resolución.

39. Plazos para corrección de problemas

COMENTARIO:

En el numeral 6.2.2 "*Plazos para corregir las deficiencias en la calidad de la potencia suministrada*" párrafo 1 se considera que **el plazo de 30 días hábiles a partir de la identificación del problema por parte del OR puede ser corto**, dado que esto depende del tipo de problema asociado.

Se sugiere reemplazar el primer párrafo del numeral en mención por:

Cuando el problema sea causado por el OR, se debe **exigir un plazo máximo razonable, establecido entre éste y el(los) usuario(s) afectados,** para que el operador de red corrija el problema.

Se sugiere agregar al numeral en mención:

Cuando el problema sea causado por el usuario y esté afectando a otros usuarios, **el OR exigirá al usuario fuente del problema, una revisión al interior de su instalación** para identificar cuál es el problema, y corregirlo dentro de un plazo máximo razonable acordado entre el usuario problema, el operador de red y el (los) usuarios (s) afectado(s).

R./ Ver respuesta a comentarios 2 y 11

40. Aclarar en la resolución el termino carga y equipo ("... equipo causante de la deficiencia o en su defecto la carga...").

COMENTARIO:
En el numeral 6.2.2 "*Plazos para corregir las deficiencias en la calidad de la potencia suministrada*" párrafo 2 aclarar la frase:

"... *el operador de red deberá desconectar el equipo causante de la deficiencia o en su defecto* ***la carga del usuario respectivo***"

y cambiarla por :

" *el operador de red deberá desconectar el equipo causante de la deficiencia o en su defecto* ***al usuario respectivo***",

ya que puede ser causante de confusiones.

R./ Se entiende la carga del usuario como a lo que va destinada la desconexión de un usuario.

41. La medición de THD que se exige en la resolución, debe seguir IEEE 519, hasta el armónico 50, pero en los niveles de tensión en los que se va a medir y con los PTs existentes no se espera medir más allá del armónico 20 de acuerdo al documento CREG D105/2006 anexo a la resolución 107/2006.

COMENTARIO:

En el artículo 2 que modifica el artículo 3 de la Creg 024 de 2005 "Medir el indicador THD de acuerdo con el estándar IEEE 519 (1992), se debe tener en cuenta que de acuerdo con el documento CREG 105/2006, numeral 2.2.9 párrafo 3, con una medición de al menos el armónico 20 en ese punto del sistema, sería suficiente para el indicador THD, además de la evidencia empírica y estudios como PQB (Calidad de la potencia eléctrica en Bogotá, UNIVERSIDAD NACIONAL-CODENSA-CREG-ICONTEC, Marzo de 2005) los cuales han mostrado, que incluso en el punto de conexión del usuario a partir del armónico 15 en tensión, las componentes espectrales pueden ser prácticamente despreciables.

Vale la pena aclarar, dentro de la futura resolución o en el documento anexo, que para realizar mediciones en el punto de acople común del usuario e inclusive dentro de la instalación del mismo, sí es necesario medir el THD con armónicos de orden superior.

Con respecto al comentario del THD (Pag 40 documento D105/2006), donde surge el interrogante de si es necesario medir este indicador con equipos clase A. En el documento se responde que el THDv debe ser medido de acuerdo con la norma IEEE 519 (1992). Sería bueno reconsiderar esta apreciación, ya que el THD también debería calcularse de una manera estandarizada, al igual que los demás parámetros de calidad, en la norma IEEE 519 (1992) no se sugiere un método específico para el cálculo de este indicador, a diferencia de la norma IEC 61000-4-30 2003, en donde se definen procedimientos y precisiones específicas, los cuales consideramos deberían ser Clase A.

R./ La Comisión considera que el indicador THD se debe medir de acuerdo con la norma IEEE 519 (1992), ya que para la regulación del nivel de armónicos en la Red de distribución, se debe aplicar una norma con prácticas y requisitos que permitan el control de armónicos a nivel de usuario y de redes.

Por lo anterior y sin desconocer en ningún momento la obvia importancia de la norma IEC que trata sobre el tema, no es el objetivo de la Comisión escoger una norma que tenga un enfoque en las características de los equipos utilizados por los usuarios.

42. Aclarar en el documento CREG D105/2006 numeral 2.2.3 párrafo 2, porqué "para los demás indicadores (hundimientos, picos, interrupciones, continuidad, desviaciones estacionarias y Pst) se requiere medición discriminada por circuito".

COMENTARIO:

La única condición en la cual los indicadores de calidad de potencia en tensión de la barra pueden diferir de los indicadores de las cabeceras de los circuitos, es cuando ocurre una **interrupción**, por lo cual bajo condiciones normales de operación (de **"no interrupción"**), los eventos en tensión (hundimientos y picos), las desviaciones

estacionarias de tensión y los armónicos en tensión son exactamente los mismos tanto en la barra como en las cabeceras de circuito.
Consideramos, como también lo han venido expresando otras entidades, que se está reportando información redundante, dado que se podría simplemente tomar una medición por barra de todos los parámetros y por aparte un reporte de lógica de interruptor asociado a cada cabecera de circuito, incluyendo interrupciones.

Con respecto al Pst, que debe discriminarse para cada uno de los circuitos en caso de que ocurra una interrupción (la cual va a ser registrada por medio de la lógica de interruptor), se recomienda determinar dentro de la resolución o en su documento anexo qué tipo de bandera o etiqueta se va a poner en el reporte a la CREG. El grupo PAAS-UN sugiere utilizar la bandera **N/A**.

A continuación se muestra una tabla, donde se muestra como ejemplo un registro de Pst en una barra con 8 circuitos asociados, para la cual durante el tercer intervalo de tiempo se abrieron los interruptores de los circuitos 2 y 8, ilustrando la utilización de la bandera recomendada.

Hora	Circuito 1	Circuito 2	Circuito 3	...	Circuito 8
00:00	0.8000	0.8000	0.8000	0.8000	0.8000
00:10	0.8500	0.8500	0.8500	0.8500	0.8500
00:20	0.9100	**N/A**	0.9100	0.9100	**N/A**
00:30	0.8900	0.8900	0.8900	0.8900	0.8900

R./ Ver respuesta a comentario 22.

43. Se debe diferenciar claramente los términos tensión residual y tensión declarada

COMENTARIO:

En el documento CREG D105/2006 numeral 2.2.6 párrafo 1 se dice "...la recomendación es utilizar la tensión declarada como referencia -Udyn-, e inclusive se prefiere el voltaje residual para los usuarios finales porque este voltaje se referencia a cero voltios...", se considera que existe una imprecisión conceptual o error de escritura, dado que de acuerdo con el estándar IEC 61000-4-30:2003 numeral 3.25 este voltaje corresponde al mínimo valor $U_{rms(1/2)}$ registrado durante un sag (dip) o interrupción. Es decir, no puede hablarse de tomar como referencia este voltaje, dado que es una condición del sistema y no una tensión que pueda establecerse con antelación y mucho menos tomarse como referencia para establecer el umbral de detección de sags (dips) o interrupciones.

R./ El texto del documento se refiere a que en usuarios finales generalmente se prefiere señalar cual fue el voltaje residual en un evento, en lugar del cambio de voltaje producido, medido con una referencia deslizante o fija. No se dice que se tome el voltaje residual como referencia, precisamente, porque como se explica en el documento, este voltaje ya está referenciado a cero voltios.

CENS E-2007-001192

44. ¿es necesaria la ubicación de un medidor de calidad de potencia en cada uno de los extremos de una misma línea de transmisión de 115kv que interconecta dos subestaciones?

    R./ Es necesario efectuar medición en los barrajes de inicio y fin de la línea, y por tanto en las dos subestaciones (sin excluir las unidades en los que sea reconocido el medidor). Además la medida en ambos extremos permite revelar el efecto de la línea, como por ejemplo, si incrementa el desbalance de tensión, al estar mal transpuesta.

45. Con respecto a la medición de los circuitos en los niveles de tensión 4, 3 y 2.

    ¿se refieren únicamente a realizar medidas de duración y frecuencia de las interrupciones(DES y FES) superiores a un minuto?; es decir; que ¿solo se mide en el barraje el THDV, V2/V1, hundimientos, picos, desviación estacionaria de la tensión r.m.s y el indicador Pst y no en cada uno de los circuitos?

    R./ Ver respuesta comentario 7

46. Existe un caso particular en una subestación que tiene una configuración de anillo a nivel 4; lo cual hace que los circuitos dependan de varios interruptores algunos en serie y otros en paralelo (según la manera como se esté alimentando dicho anillo) y no solo de uno como en el caso más común.

    ¿Qué forma sería la más adecuada para medir las interrupciones en dichos circuitos?

    R./ Independientemente del tipo de configuración de la subestación, la lógica (software) debe permitir la discriminación del interruptor que corresponde a cada circuito.

EMGESA E-2007-001201

47. Presentamos nuestros comentarios al provecto de resolución CREG 107 de 2006, que establece el plazo para la ejecución del plan previsto en el artículo 4° de la resolución CREG 024 de 2005 para la instalación de equipos de medición de Calidad de la Potencia Eléctrica, que inicialmente era hasta el 31 de Julio de 2006 y que fue modificado por la Resolución CREG 049 de 2006 suspendiendo el plazo para la exigencia de las mediciones de la Calidad de la Potencia Eléctrica.

    Consideramos que la CREG, efectivamente ha dado un plazo prudencial a los Operadores de Red (ORs), para que hagan las adecuaciones necesarias en sus redes y equipos para la instalación y puesta en marcha del proceso de medición y. seguimiento de cumplimiento de los estándares en calidad de potencia; así misma ha considerado las dificultades técnicas para la entrada en operación del Sistema de edición y registro de la Calidad de la Potencia encontradas en la implementación de

estos nuevos estándares de calidad, por lo que la fecha establecida en la Resolución en septiembre de 2007, nos parece un plazo adecuado para su implementación.

R./ No requiere respuesta.

48. Por lo anterior y teniendo presente nuestra calidad de generadores y. comercializadores de energía y a partir de la experiencia en relación con la Calidad de Potencia que reciben los clientes, en este caso Usuarios finales, consideramos necesario complementar los indicadores existentes (Des - Fes) para el análisis de la Calidad de Potencia, con nuevos indicadores que reflejen la Calidad de Potencia ofrecida por los agentes Operadores de Red y los proyectos de mejora que ellos efectúen, en beneficio del usuario final.

La continuidad y calidad del servicio, es vital en un aparato productivo competitivo y permite el desarrollo regional y nacional. Todos los fenómenos que afecten la continuidad y calidad son de gran Importancia para nosotros, por esta razón, en la medida en la que los agentes tengamos la oportunidad de recibir la información y podamos a través de mesas de trabajo proponer actividades para la mitigación de afectaciones en regiones con deficiencias, siendo cada vez más precisos y adecuando el proceso de implementación, medición y registro tanto para los Operadores de Red, así como para los mismos usuarios. Todo lo anterior, esta basado en la correcta inclusión en los cargos por uso de los costos en que incurren los ORs para desarrollar el plan de medición de calidad de la potencia.

R./ La Comisión analizará este comentario y de manera conjunta con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios definirá los mecanismos para que esta información sea de utilidad también en el control y vigilancia de la calidad del servicio.