



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

**PROPUESTA DE REGULACIÓN DE LA
CALIDAD DE LA POTENCIA EN EL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL**

DOCUMENTO CREG-032
25 de junio de 2012

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

TABLA DE CONTENIDO

1.	OBJETIVO.....	255
2.	ANTECEDENTES.....	255
2.1	ASPECTOS NORMATIVOS.....	255
2.1.1	Regulación de la calidad de la potencia en los SDL y STR.....	255
2.1.2	Regulación de la calidad de la potencia en el STN.....	256
2.2	INDICADORES DE CPE ESTABLECIDOS.....	257
2.2.1	Frecuencia nominal.....	257
2.2.2	Desviación estacionaria de tensión.....	257
2.2.3	Distorsión armónica de tensión.....	258
2.2.4	Parpadeo o Flicker.....	258
2.3	SISTEMA DE MEDICIÓN Y REGISTRO DE CALIDAD DE LA POTENCIA.....	258
2.4	REPORTE DE INFORMACIÓN DE CALIDAD DE LA POTENCIA.....	259
3.	INSTRUMENTOS REGULATORIOS DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA....	259
3.1	INSTRUMENTOS REGULATORIOS.....	259
3.1.1	Publicación de Información de Desempeño, PI.....	259
3.1.2	Definición de Estándares Mínimos de Calidad, EMC.....	260
3.1.3	Esquema de Incentivos Simétricos, EIS.....	260
3.1.4	Contratos de Calidad Extra, CCE.....	260
3.2	ELEMENTOS BÁSICOS DE LOS INSTRUMENTOS REGULATORIOS.....	260
3.2.1	Medición.....	260
3.2.2	Definición de estándares de desempeño.....	260
3.2.3	Definición de incentivos financieros.....	260
3.3	EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN REGULACIÓN DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA.....	261
3.3.1	Normatividad empleada.....	261
3.3.2	Instrumentos regulatorios.....	261
3.3.3	Corrección de problemas de CPE.....	262

3.3.4	Medición de la calidad de la potencia.....	263
3.3.5	Mecanismos de mercado para mejorar la CPE	263
3.3.6	Requerimientos de los equipos de medida de CPE.....	263
3.3.7	Sistemas de monitoreo de la CPE	263
4.	ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA EN COLOMBIA	263
4.1	ESTUDIO DE CALIDAD DE LA POTENCIA EN COLOMBIA	264
4.1.1	Calidad de la información reportada por los OR a la CREG	264
4.1.2	Implementación del SMRCP	265
4.1.3	Revisión de indicadores y estándares utilizados	266
4.1.4	Diagnóstico preliminar de la CPE en Colombia	267
4.1.5	Indicadores y esquema de autodiagnóstico de la CPE.....	268
4.2	ESTUDIO AUTODIAGNÓSTICO DE CPE DE LOS OR	269
4.3	ESTUDIO CALIDAD DE LA POTENCIA CREG	269
5.	PROPUESTA.....	271
5.1	ASPECTOS CONSIDERADOS.....	271
5.1.1	Perturbaciones causadas por operadores y por usuarios.....	271
5.1.2	Dificultad en el control – altos costos asociados.....	271
5.1.3	Diferentes niveles de afectación a los usuarios.	271
5.1.4	Dificultad para evaluar el impacto económico de una inadecuada CPE.	272
5.1.5	Algunos usuarios requieren mayor CPE.....	272
5.1.6	Conocimiento de la calidad del producto entregado por parte de los usuarios.	272
5.1.7	Claridad en la normas	272
5.2	PRINCIPALES ELEMENTOS DE LA PROPUESTA.....	272
5.2.1	Integrar la regulación de calidad de la potencia del SDL, STR y STN	272
5.2.2	Definición de indicadores y límites de CPE	273
5.2.3	Mejorar el uso del sistema de medición y registro de CPE existente.....	273
5.2.4	Confiabilidad de la información	273
5.2.5	Implementación de instrumentos regulatorios - PI , EMC y CCE	273
6.	BIBLIOGRAFÍA	275

ANEXO 1. REVISIÓN DE LA REGULACIÓN DE CALIDAD DE LA POTENCIA EN
IBEROAMÉRICA.279

ANEXO 2. FORMATOS PARA EL REPORTE DE INFORMACIÓN DE CALIDAD DE LA
POTENCIA.....281

PROPUESTA DE REGULACIÓN DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

1. OBJETIVO

Presentar la propuesta de regulación de la calidad de la potencia eléctrica, CPE, en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, con base en los estudios desarrollados por la Comisión sobre este tema.

2. ANTECEDENTES

A continuación se presentan los principales aspectos de la regulación de la calidad de la potencia eléctrica en Colombia.

2.1 ASPECTOS NORMATIVOS

Las Leyes 142 y 143 de 1994 otorgan a la CREG las siguientes funciones en relación con la calidad del servicio:

El Artículo 23, Literal i, de la Ley 143 de 1994, señala que corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas establecer el Reglamento de Operación para realizar el planeamiento y la coordinación de la operación del Sistema Interconectado Nacional.

El Artículo 73, Numeral 73.4 de la Ley 142 de 1994, establece que corresponde a la CREG, "fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos en la prestación del servicio".

El Artículo 23, Literal n, de la Ley 143 de 1994, establece que corresponde a la CREG, "definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía".

Finalmente, el numeral 87.8 de la Ley 142 de 1994, señala que toda tarifa tendrá un carácter integral, en el sentido de que supondrá una calidad y grado de cobertura del servicio, cuyas características definirán las comisiones reguladoras.

2.1.1 Regulación de la calidad de la potencia en los SDL y STR

En el numeral 6.2 del Anexo general del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, Resolución CREG 070 de 1998, se definen las normas sobre la calidad de la potencia suministrada en la prestación del servicio de distribución de electricidad.

En esta resolución se definen algunos estándares de calidad de la potencia, los plazos para corregir las deficiencias en la calidad de la potencia y se establece la creación de instrumentos financieros como garantía de la calidad de la potencia suministrada.

Posteriormente la Resolución CREG 024 de 2005 modificó las normas de la calidad de la potencia aplicables a la distribución de energía eléctrica. En términos generales esta resolución modificó los numerales 6.2.1 (estándares de calidad de la potencia) y 6.2.2 (plazos para corregir las deficiencias en la calidad de la potencia) establecidos en la Resolución CREG 070 de 1998 y estableció las condiciones para la instalación de un

sistema permanente de medición, registro y reporte de información de la calidad de la potencia suministrada en el sistema de todos los Operadores de Red del SIN.

La Resolución CREG 016 de 2007 modificó la Resolución CREG 024 de 2005 respecto a los plazos para iniciar el reporte de la información de calidad de la potencia a la CREG y realizó algunas precisiones sobre los equipos de medida, la medición del parpadeo (flicker) y el procedimiento para corregir deficiencia en la calidad de la potencia suministrada.

De otra parte, según lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008, para la remuneración de las inversiones necesarias para desarrollar la actividad de distribución se utilizan unidades constructivas, en este sentido, en el capítulo 5 del Anexo general de esta resolución se definen, entre otras, las unidades constructivas que remuneran los equipos necesarios para la medición, registro y procesamiento de las mediciones de la calidad de la potencia en el sistema de los OR.

2.1.2 Regulación de la calidad de la potencia en el STN

En los Códigos de Conexión y Operación, establecidos mediante la Resolución CREG 025 de 1995, se definen los siguientes aspectos relacionados con la calidad de la potencia en el SIN:

- **Inyección de armónicos:** En el usuario que se conecte al STN recae la responsabilidad de que su demanda no inyecte armónicos por encima de los valores permitidos en las normas y esto será corroborado con medidas que deberán tomarse durante la puesta en servicio.
- **Frecuencia Nominal:** La frecuencia nominal de operación del SIN es 60 Hz y su rango de variación de operación entre 59.8 y 60.2 Hz.
- **Magnitud de tensión:** es 220 kV y 500 kV con una franja de 10% por encima o por debajo para tensiones en el rango de 110 a 230 kV, para los activos que operan a 500kV se mantiene el límite inferior de 90% pero el superior es 105%.
- **Calidad de la onda de tensión** siguiendo la norma IEEE 519.
- **Fluctuaciones de tensión:** se debe cumplir la norma IEC 555-3 para cargas conectadas directamente al STN.

El artículo 14 de la Resolución CREG 011 de 2009¹ establece las responsabilidades por la calidad de la potencia en el STN así:

- **Delega en el CND** la responsabilidad de mantener la frecuencia y tensión a nivel del STN.
- **Delega en los TN y usuarios** conectados al STN (usuarios, generadores y operadores de red), la calidad de la forma de onda de tensión y el desbalance entre fases.
- **Ante las deficiencias** identificadas se establecen plazos de forma conjunta entre el CND, TN y los involucrados. Se informa al CNO el plazo establecido.

¹ Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.

- Los TN deben desconectar al usuario ante incumplimiento de los plazos para las correcciones en las deficiencias de la CPE.

2.2 INDICADORES DE CPE ESTABLECIDOS

Actualmente se tienen definidos algunos indicadores para la medición de perturbaciones de la señal de voltaje y para ellos se cuenta con estándares mínimos que deben ser cumplidos por los agentes y usuarios del SIN.

Se tienen definidos límites para la desviación de la frecuencia, la desviación estacionaria de la tensión eficaz y la distorsión armónica de la onda de tensión, de acuerdo con el nivel de tensión.

2.2.1 Frecuencia nominal

Respecto a la frecuencia nominal, el Código de Operación establece que la frecuencia objetivo del SIN es 60 Hz y su rango de variación de operación está entre 59.8 y 60.2 Hz, excepto en estados de emergencia, fallas, déficit energético y periodos de restablecimiento.

De otra parte se señala que la responsabilidad por el control de la frecuencia corresponde al Centro Nacional de Despacho y a los generadores que deben asegurar que en el STN no se presenten valores de frecuencia inferiores a 57,5 Hz durante los transitorios.

Este tema está tratado en el Anexo General de la Resolución CREG 025 de 1995 en el numeral 7.4 del Código de Conexión y en el numeral 5.1 del Código de Operación.


Por su parte, el Reglamento de Distribución, contenido en la Resolución CREG 070 de 1998, dispone en el numeral 6.2.1.1 del Anexo General sobre las desviaciones de frecuencia y magnitud de tensión, acoger lo establecido en la Resolución CREG 025 de 1995. Lo anterior de conformidad con la modificación determinada en la Resolución CREG 024 de 2005.

2.2.2 Desviación estacionaria de tensión

Se establece que durante un periodo superior a un minuto la desviación de la tensión no puede sobrepasar los límites señalados en la siguiente tabla para cada nivel de tensión.

Tabla 1 Límites de desviación estacionaria de tensión

Nivel de tensión	Valor máximo	Valor mínimo
Nivel 1	110%	90%
Nivel 2	110%	90%
Nivel 3	110%	90%
Nivel 4	110%	90%
STN - menor 500 kV	110%	90%
STN - mayor o igual a 500 kV	105%	90%

El Reglamento de Distribución, contenido en la Resolución CREG 070 de 1998, dispone en el numeral 6.2.1.1 del Anexo General sobre las desviaciones de frecuencia y magnitud de tensión, acoger lo establecido en la Resolución CREG 025 de 1995. Lo anterior de conformidad con la modificación determinada en la Resolución CREG 024 de 2005. 

Para el STN este tema fue abordado en el Anexo General de la Resolución CREG 025 de 1995 en el numeral 7.5 del Código de Conexión y en el numeral 5.1 del Código de Operación.

2.2.3 Distorsión armónica de tensión

Respecto a la distorsión armónica de la onda de tensión, se establece que los OR y los transportadores del SIN deben cumplir con los siguientes límites, los cuales se basan en el estándar IEEE-519 de 1992:

Tabla 2 Límites máximos de distorsión total de voltaje

Nivel de tensión	THDV máximo
Nivel 1	5.0%
Nivel 2	5.0%
Nivel 3	5.0%
Nivel 4	2.5%
STN	1.5%

De conformidad con lo establecido en el numeral 6.2.1.2 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998 el cual fue modificado por el Anexo 1 de la Resolución CREG 024 de 2005, para lo que tiene que ver con los niveles de tensión de distribución,

En lo relacionado con el STN el numeral 7.7 del Código de Conexión del Anexo General de la Resolución CREG 025 de 1995, contiene lo establecido en la Tabla 2.

2.2.4 Parpadeo o Flicker

De conformidad con el numeral 7.8 del Código de Conexión del Anexo General de la Resolución CREG 025 de 1995, las fluctuaciones de tensión en el punto de conexión, con una carga variable directamente conectada al STN, no deben exceder los valores establecidos por la norma NTC o en su defecto por los de la Norma IEC 555-3.

2.3 SISTEMA DE MEDICIÓN Y REGISTRO DE CALIDAD DE LA POTENCIA

En el caso de los Sistemas de Transmisión Regional, STR y Sistemas de Distribución Local, SDL, la regulación estableció que los Operadores de Red, OR, deben contar con un Sistema de Medición y Registro de Calidad de la Potencia, SMRCP, con el cual se debe hacer seguimiento continuo de la calidad de la señal bajo un esquema de autoregulación. La regulación también señala que los OR deben enviar semanalmente a la Comisión la información de calidad de la potencia de su sistema.

El SMRCP está conformado por los equipos de medida y su sistema de procesamiento de información, todos los OR deben contar con un SMRCP, con el cual se puedan realizar mediciones en todas las barras de las subestaciones de su sistema².

Los equipos de medida utilizados deben estar en capacidad de medir los siguientes indicadores: THDV, V2/V1, hundimientos y picos, continuidad del servicio (frecuencia y

² Se exceptúan las subestaciones reducidas

duración de interrupciones mayores a un minuto), desviación estacionaria de la tensión eficaz y el indicador Pst.

2.4 REPORTE DE INFORMACIÓN DE CALIDAD DE LA POTENCIA

Según lo establecido en las resoluciones CREG 024 de 2005 y CREG 016 de 2007, los OR deben reportar semanalmente a la CREG la información de calidad de la potencia recopilada en el SMRCP.

Para esto, la Comisión desarrolló un aplicativo de almacenamiento de la información de CPE, el acceso a este aplicativo se realiza a través de la página web de la CREG utilizando el usuario y clave de cada OR. La Circular CREG 060 de 2007 estableció los criterios y medios a seguir por parte de los OR para el reporte de información a la CREG.

3. INSTRUMENTOS REGULATORIOS DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA

En la revisión de la literatura sobre la regulación de la CPE se encuentra un amplio consenso respecto a los aspectos básicos y a los instrumentos regulatorios empleados por la mayoría de reguladores en el mundo.

De acuerdo con Fumagaly, Shiavo y Delestre [5], para una adecuada regulación de la calidad de la potencia eléctrica es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Se deben definir instrumentos regulatorios claros y sencillos de implementar y se señala que los esquemas regulatorios deben estar diseñados a partir de un número relativamente bajo de indicadores.
- Se deben establecer reglas claras respecto a la medición y recolección de datos.
- Para definir la regulación de la CPE se deben considerar las condiciones propias de cada país, así como los beneficios de mejorar la calidad contra los costos asociados con su implementación.
- La implementación de la regulación de la CPE debe ser un proceso gradual teniendo en cuenta las diferentes dimensiones de la CPE.
- Los instrumentos regulatorios diseñados deben ser revisados periódicamente.

3.1 INSTRUMENTOS REGULATORIOS

De acuerdo con estos autores existen cuatro instrumentos que el regulador puede emplear para asegurar el cumplimiento de los estándares de calidad deseados, estos son: i) publicación de información del desempeño de la empresa respecto a la calidad del servicio, ii) definición de estándares mínimos de calidad, iii) definición de esquemas de incentivos basados en premios y penalizaciones y iv) utilización de contratos de calidad extra.

3.1.1 Publicación de Información de Desempeño, PI

Consiste en la aplicación de un esquema tipo "name and shame" en el cual se hace pública la información sobre el desempeño del agente y los usuarios pueden tomar decisiones basados en el conocimiento de dicha información. Con base en la información los usuarios pueden tomar decisiones sobre la localización de cargas según el nivel de calidad prestado

en diferentes sistemas o tienen la posibilidad de conocer la calidad del servicio prestado y ejercer las acciones correspondientes en caso de incumplimientos.

3.1.2 Definición de Estándares Mínimos de Calidad, EMC

Con este instrumento se define una serie de indicadores con sus respectivos estándares o límites mínimos de calidad, el incumplimiento de estos niveles mínimos puede estar asociado a compensaciones por parte del prestador del servicio.

3.1.3 Esquema de Incentivos Simétricos, EIS

En este esquema se establecen estándares de desempeño y se implementa un mecanismo de "premios" o "penalizaciones" por el cumplimiento del desempeño deseado. En un esquema de este tipo se requiere información sobre la valoración que los usuarios dan a la calidad del servicio.

No obstante, al ser un esquema más complejo de diseñar, implementar y controlar se requiere información confiable.

3.1.4 Contratos de Calidad Extra, CCE

Este tipo de instrumento es adecuado para usuarios con una alta valoración de la calidad del servicio, se basa en acuerdos bilaterales entre la empresa prestadora del servicio y los usuarios que requieran una calidad mayor a la calidad media prestada.

En estos contratos se definen estándares particulares de calidad y precio y por lo general se especifican pagos por incumplimiento.

3.2 ELEMENTOS BÁSICOS DE LOS INSTRUMENTOS REGULATORIOS

Los elementos comunes en los diferentes esquemas regulatorios son:

3.2.1 Medición

En cualquiera de los esquemas se requieren medidas confiables de los indicadores de calidad del servicio, se considera que este es el primer paso para implementar cualquiera de los instrumentos regulatorios.

3.2.2 Definición de estándares de desempeño

La definición de indicadores de calidad y valores o estándares para cada uno de estos es una etapa necesaria en los esquemas de calidad mínima, esquemas de incentivos y contratos de calidad extra, ya que estos valores son la referencia sobre la cual se evalúa el cumplimiento del desempeño deseado y por consiguiente se activan los esquemas financieros asociados.

3.2.3 Definición de incentivos financieros

La definición de incentivos financieros es el tercer elemento asociado con los instrumentos regulatorios, estos valores se encuentran asociados con la valoración de la calidad del servicio, los cargos o tarifas pagadas o el esfuerzo necesario para cumplir con determinados niveles de calidad.

3.3 EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN REGULACIÓN DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA

Dentro de la revisión de experiencia internacional en la regulación de la calidad de la potencia se destaca el estudio 4th Benchmarking report on quality of electricity supply de 2008, [6], elaborado por el Council of European Energy Regulators, CEER.

En este reporte se presentan los principales aspectos y resultados asociados con la regulación de la calidad de la potencia en los países miembros de la CEER.

En el Anexo 1 se presenta el resumen de los indicadores y límites para Argentina, Brasil, Chile, Perú, España y México de acuerdo con el estudio desarrollado para la CREG por la Universidad de Tecnológica de Pereira, cuyo Informe fue publicado mediante la Circular CREG 043 de 2010.

Del informe de CEER se destacan los siguientes aspectos:

3.3.1 Normatividad empleada

La norma empleada para la definición de los límites de los fenómenos de calidad de la potencia aplicable a las redes de distribución de energía en Europa es la EN 50160³ elaborada por el Comité Europeo para la Estandarización Electrotécnica. Esta norma emplea como base los estándares desarrollados por la Comisión Electrotécnica Internacional, IEC, la cual caracteriza los fenómenos, los métodos de medición y los límites de compatibilidad para cada tipo de perturbación de calidad de la potencia⁴.

En el informe de CEER se advierte que algunos países⁵ han incorporado variaciones a la norma EN 50160 en su regulación particular, modificando los límites, haciéndolos más restrictivos, o aplicándolos a niveles de tensión mayores a 35 kV.

3.3.2 Instrumentos regulatorios

En el estudio se señala que en pocos países se han considerado penalizaciones cuando los límites de calidad no son alcanzados por las empresas, de manera general se citan los siguientes casos:

- En Francia cuando las condiciones contractuales lo establecen los usuarios pueden recibir compensaciones si los niveles de calidad acordados no son alcanzados.
- En Alemania se consideran penalizaciones financieras que son negociadas individualmente en el marco de negociaciones bilaterales entre los clientes y el operador del sistema.
- En Hungría y Rumania el regulador puede aplicar penalizaciones financieras si el operador no cumple con los estándares de calidad.
- En España y el Reino Unido el operador tiene un plazo de 6 meses para corregir las causas de las perturbaciones.

³ Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks.

⁴ Dentro del informe final de la UTP publicado mediante la Circular CREG 043 de 2010 se encuentra una revisión de las normas IEC.

⁵ Francia, Hungría, Portugal, Holanda, Noruega y España

Los instrumentos regulatorios enunciados en el numeral 3.1 de este documento y que son aplicados en los países europeos se resumen a continuación:

Tabla 3 Aplicación de instrumentos regulatorios en Europa

País	Publicación de Información, PI	Estándares Mínimos de Calidad, EMC	Contratos de Calidad Extra, CCE
Francia	X	XX	X
Italia	X	X	X
Republica Checa	X	X	X
Portugal	X	X	X
Eslovenia		X	X
Alemania		XX	X
España		X	X
Inglaterra		X	X
Rumania		XX	X
Bélgica	X	X	
Dinamarca	X	X	
Grecia	X	X	
Hungría	X	XX	
Luxemburgo	X	X	
Países Bajos	X	X	
Noruega	X	X	

El esquema de incentivos simétricos no es aplicado por ningún país ya que para esto se requiere la valoración de una buena o mala calidad de la potencia suministrada, información que aún no está disponible.

3.3.3 Corrección de problemas de CPE

Teniendo en cuenta que la calidad de la potencia depende tanto del nivel de perturbaciones introducidas al sistema por las cargas como de la capacidad de corto circuito del sistema, en algunos países se establecen restricciones a las perturbaciones que puede introducir una carga al sistema.

En Portugal, una vez identificada la carga perturbadora, el operador del sistema debe acordar con el usuario las acciones necesarias para corregir y en caso extremo podrá desconectar la carga, un esquema similar se aplica en España y Francia.

En Noruega, si el usuario genera perturbaciones que causan que en el punto de conexión del usuario se excedan los límites permitidos, el usuario está obligado a corregir el problema en el menor tiempo posible.

En Italia, se definen límites tanto a las corrientes de arranque de la carga como a los niveles de corto del sistema.

3.3.4 Medición de la calidad de la potencia

Se señala que en general, cuando se requiere hacer mediciones de calidad de la potencia en el punto de conexión de un usuario, el responsable por los costos de la medida es el usuario que la solicita, no obstante, en algunos países el usuario asume este costo si la calidad medida en el punto de conexión está dentro de los rangos permitidos y por el contrario, si la calidad es inferior a la señalada, el responsable por los costos es el operador del sistema. En algunos casos el usuario tiene el derecho de instalar su propio equipo de medida de calidad de la potencia, sujeto al cumplimiento de algunos parámetros dados por el operador.

3.3.5 Mecanismos de mercado para mejorar la CPE

En varios países de Europa se permite la negociación entre un usuario y el operador del sistema para definir un nivel de calidad determinado, normalmente estas condiciones hacen parte del contrato de conexión.

En general el regulador no interviene en estos contratos, solamente en Italia y Francia el regulador tiene alguna intervención antes del contrato.

3.3.6 Requerimientos de los equipos de medida de CPE

En general se solicita el cumplimiento de los procedimientos de medida definidos en IEC 61000-4-30, respecto a la clase de medida, en algunos países se dispone el uso de equipos Clase A y en otros Clase B, sin embargo la norma recomienda el uso de la Clase A para efectos regulatorios y de asignación de responsabilidades..

3.3.7 Sistemas de monitoreo de la CPE

Según este estudio, a la fecha se contaba con sistemas de medición de la calidad de la potencia en once países⁶. Las características principales de estos sistemas se refieren al periodo de monitoreo, el número de equipos de medida instalados y los niveles de tensión monitoreados.

Igualmente se señala que en algunos países se cuenta con sistemas de medición permanente y sistemas móviles (mediciones por periodos de tiempo).

4. ANÁLISIS DE LA CALIDAD DE LA POTENCIA EN COLOMBIA

Dentro de los estudios adelantados se señalan los siguientes análisis:

- Contratación del estudio "Apoyo académico y soporte técnico en la definición de la regulación de la calidad de la potencia en la actividad de distribución de energía eléctrica" con la Universidad Tecnológica de Pereira, UTP.

⁶ Bélgica, Republica Checa, Dinamarca, Francia, Grecia, Hungría, Italia, Luxemburgo, Países Bajos, Noruega y Portugal.

- Contratación del estudio “Apoyo académico y soporte técnico en la definición de las responsabilidades de los usuarios respecto de la calidad de la potencia eléctrica” con la Universidad Tecnológica de Pereira, UTP.
- Estudio de autodiagnóstico de la CPE suministrada, el cual fue elaborado por los OR según lo definido en la Circular CREG 061 de 2010.
- Estudio realizado por la Comisión sobre la CPE suministrada por parte de los OR, con base en los criterios definidos en la Circular CREG 061 de 2010 y la información semanal enviada por los OR a la Comisión.

4.1 ESTUDIO DE CALIDAD DE LA POTENCIA EN COLOMBIA

La Comisión contrató con la UTP la realización de un estudio sobre la CPE en Colombia⁷, el objetivo de este estudio fue desarrollar las siguientes actividades:

- Revisión del estado de la información de calidad de potencia reportada por los OR a la CREG para verificar su procesabilidad.
- Verificación de la implementación del SMRCP de los OR.
- Revisión de los indicadores y estándares utilizados en la regulación de la CPE en Colombia.
- Diagnóstico preliminar de la CPE en Colombia, con base en los indicadores definidos en la regulación actual y la información reportada por los OR a la CREG.
- Definición de los criterios, contenido y alcance del estudio de diagnóstico que deben entregar los OR a la Comisión en cumplimiento de la Resolución CREG 016 de 2007.

A continuación se presenta un resumen de las actividades realizadas y de las principales conclusiones en cada uno de los temas de estudio.

4.1.1 Calidad de la información reportada por los OR a la CREG

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 016 de 2007 la fecha de inicio del reporte de información de calidad de la potencia fue el 1 de octubre de 2007, teniendo en cuenta el gran volumen de información enviada a la fecha, la Comisión decidió realizar un análisis de la calidad de la información reportada por los OR y almacenada en la base de datos de CPE de la CREG.

Los objetivos de este análisis fueron revisar el estado de la información de calidad de potencia reportada por los Operadores de Red a la CREG, identificar los principales errores en el proceso de reporte de información por parte de los OR y determinar la información inconsistente que pueda afectar los análisis de CPE a realizar.

Con base en los anteriores análisis se busca identificar los aspectos a mejorar en el proceso de reporte de información de CPE, tanto por parte de los OR (conformidad de la información con los parámetros solicitados, cumplimiento de plazos, etc) como por parte de la Comisión (procesos de validación del aplicativo, procedimientos de revisión, etc).

⁷ El estudio fue publicado y presentado a los agentes y demás interesados, según Circulares CREG 041 de 2010 y 043 de 2010.

Para este estudio se tomó como referencia la información correspondiente al periodo comprendido entre la semana 40 de 2007 (1 de octubre de 2007) y la semana 47 de 2009 (29 de noviembre de 2009), de la revisión se destacan los siguientes aspectos:

- Respecto al cumplimiento en el reporte de la información, durante el periodo de análisis, se encontró que algunos OR no reportaron información alguna a la CREG y que algunas empresas no reportaron la información para todas las semanas.
- Se encuentra que el cumplimiento en el reporte de información es mayor para el año 2009 que para los años anteriores, lo cual muestra un mejoramiento en el procedimiento de medición, registro y reporte de la información.
- Algunos OR modificaron los puntos de medida (cambio de nombre, reubicación, etc) durante este periodo, lo cual no permite una trazabilidad adecuada de la información de CPE.
- En el reporte de los puntos de medida no se cuenta con información de la UC asociada, con lo cual se dificulta la identificación de las características de estos puntos de medida (nivel de tensión, localización en barra o en alimentador).
- En la Base de datos se encuentra que alrededor del 5% de los registros corresponden a información duplicada.

Teniendo en cuenta los problemas de información encontrados, se considera importante revisar el procedimiento de reporte de información de CPE a la CREG, de tal manera que los OR cumplan con el reporte de información en los términos definidos y con la calidad y trazabilidad necesarias.

4.1.2 Implementación del SMRCP

Para la verificación de la implementación del SMRCP se realizaron visitas a las siguientes empresas CODENSA, EPM, CHEC, ENERTOLIMA, EMCALI, EPSA, CENS, CARIBE y EEP, con el objeto de identificar las condiciones del sistema, posteriormente se solicitó a los OR, mediante Circular 017 de 2010, el envío de información sobre el SMRCP.

Los aspectos revisados fueron los siguientes:

- Equipos de medida de CPE
- Aplicativos de análisis de CPE utilizados
- Configuración del sistema de generación de reportes de CPE a la CREG
- Sistema de comunicaciones utilizado
- Implementación de la lógica de interruptor para estimación del Pst⁸
- Aplicación del esquema de autocontrol⁹

Las principales conclusiones de este estudio son:

⁸ La Resolución CREG 016 de 2007 permite la estimación del Pst en alimentadores mediante la utilización de lógica de interruptor.

⁹ En el artículo 6 de la Resolución CREG 016 de 2007 se establece que respecto a Pst se tendrá inicialmente un mecanismo de autocontrol.

- En general los equipos de medida cuentan con desempeño clase A, según norma IEC 61000-4-30 y están en capacidad de medir más variables eléctricas e indicadores que las señaladas por la regulación tales como potencia, energía, y factor de potencia¹⁰. Lo anterior indica que la tecnología adquirida por los OR permitiría a la CREG solicitar nuevos indicadores o políticas de auto-diagnóstico e incluso a establecer penalizaciones por energía de mala calidad suministrada a los usuarios en los intervalos de tiempo afectados.
- La mayoría de OR no cuentan con políticas de calibración de equipos.
- Los OR visitados en general tienen estructurado un sistema adecuado de administración, gestión, almacenamiento, consulta e interrogación de los equipos de medida.
- En general se observan problemas de comunicaciones en las subestaciones localizadas fuera del área urbana.
- Ninguno de los OR estima el indicador Pst en alimentadores aplicando la lógica de interruptor de acuerdo con la norma IEC 61000-4-15.
- Con relación al auto-diagnóstico tendiente al autocontrol, los OR a la fecha no cuentan con políticas institucionales para su estructuración formal, pero todos poseen las herramientas (software y equipo) y la infraestructura necesaria para su implementación.
- Es conveniente especificar en la regulación la metodología de auto-diagnóstico basada en parámetros establecidos en normatividad internacional.

4.1.3 Revisión de indicadores y estándares utilizados

En esta parte del estudio se analizó el comportamiento del Pst ante la ocurrencia de diferentes eventos de corta duración, la propagación del Pst entre niveles de tensión, análisis de métodos de recalcu del Pst y la relación de este indicador con el desbalance de tensión y el nivel de armónicos.

Los análisis se realizaron mediante simulaciones en el paquete PSCAD/EMTDC.

Las principales conclusiones de esta sección son las siguientes:

- El flickermeter es adecuado para medir eventos de corta duración que se presenten (exceptuando la distorsión armónica) en la red y no se limita a algún tipo de perturbación en particular.
- El Pst es un indicador global que detecta la presencia de eventos de corta duración en un sistema eléctrico y por tanto se puede utilizar como un primer indicio de que existe un problema de calidad de potencia.
- No obstante lo anterior, un evento no se puede caracterizar a través del Pst, las variaciones de frecuencia, duración y amplitud de las fluctuaciones, ofrecen una amplia posibilidad al Pst de asignar un nivel de severidad a las desviaciones de la tensión.

¹⁰ A excepción de los equipos de la EEP que cuenta con algunos equipos de medida que no miden estos últimos indicadores.

- Los niveles de emisión de flicker de los equipos guardan relación directa con las curvas de susceptibilidad de los equipos de cómputo. Lo que se creó en un principio para estudiar los niveles de emisión de flicker de los equipos a partir de la percepción del cerebro humano sirve como nivel de referencia para garantizar la compatibilidad electromagnética de los equipos en la red.
- El coeficiente de transferencia del Pst soporta el punto de partida del flickermeter (Percepción de flicker a partir de observaciones en baja tensión). Con la transferencia de Pst se tiene el nivel adecuado en los demás niveles de tensión para garantizar el nivel de referencia en baja.

4.1.4 Diagnóstico preliminar de la CPE en Colombia

A continuación se presentan los indicadores globales obtenidos en el estudio desarrollado por la UTP con base en la información reportada por los OR.

En la siguiente tabla se presenta el valor del desbalance de tensión para las empresas objeto de análisis, se observa que 7 OR cuentan con información consistente con los valores esperados para este indicador, por debajo de 2%, para 6 OR el valor obtenido no es consistente, caso CENS, ENELAR, EDEQ, Codensa, EMSA y Tolima.

Tabla 4 Desbalance de tensión

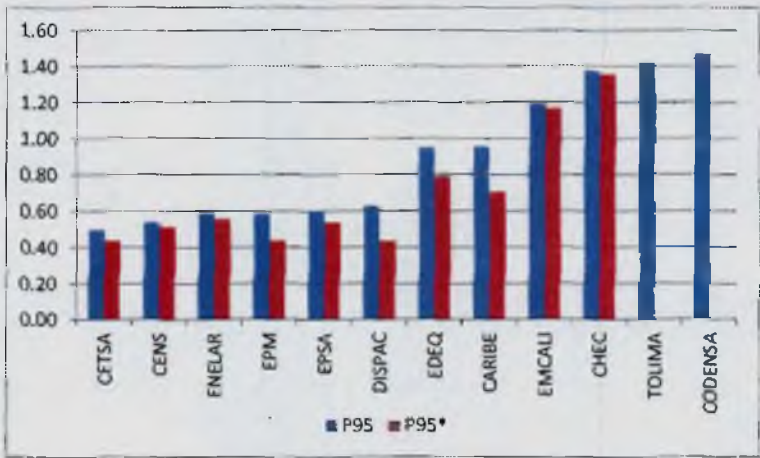
OR	Indicador V2/V1	OR	Indicador V2/V1
DISPAC	0.010	EDEQ	219.8
CHEC	0.013	ENELAR	219.9
EPM	0.016	CENS	18364.5
EPSA	0.020	RUITOQUE	NR
CETSA	0.021	EBSA	NR
CARIBE	0.260	EEC	NR
EMCALI	1.391	CAQUETA	NR
TOLIMA	5.3	CEDENAR	NR
EMSA	13.7	ENERCA	NR
CODENSA	65.0		

En la siguiente tabla se presenta el valor del Pst estimado por la UTP, la primera columna corresponde al percentil 95 del Pst considerando la totalidad de las mediciones de Pst disponibles, mientras que la segunda columna únicamente considera los valores de Pst que no son simultáneos con eventos de tensión, como hundimientos, elevaciones o interrupciones, lo anterior se hace con el objetivo de simular el Pst aplicando el concepto de marcado definido en IEC-61000 4-30.

Se observa que la mayoría de las empresas se encuentran con un indicador inferior o cercano a 1¹¹, según el límite establecido en las recomendaciones internacionales.

¹¹ Con excepción de EMSA para la cual se obtiene un valor de Pst de 17,13

Figura 1 Indicador Pst estimado



En la siguiente tabla se presenta el valor del Pst estimado por nivel de tensión

Tabla 5 Indicador Pst por nivel de tensión

OR	P95	P95*	P95 Nivel 2	P95* Nivel 2	P95 Nivel 3 y 4	P95* Nivel 3 y 4
CETSA	0.50	0.44	0.50	0.47	0.50	0.39
CENS	0.54	0.52	0.50	0.49	0.56	0.55
ENELAR	0.59	0.56	0.56	0.53	1.21	1.16
EPM	0.59	0.44	0.54	0.41	0.66	0.56
EPSA	0.60	0.54	0.69	0.62	0.51	0.47
DISPAC	0.63	0.44	0.66	0.43	0.54	0.43
EDEQ	0.95	0.79	0.96	0.78	0.86	0.65
CARIBE	0.96	0.71	1.00	0.72	0.91	0.70
EMCALI	1.20	1.17	-	-	-	-
CHEC	1.38	1.36	1.28	1.27	1.47	1.46
TOLIMA	1.42	-	1.27	-	1.41	-
CODENSA	1.47	-	1.41	-	1.66	-
EMSA	17.13	-	11.10	-	53.56	-

4.1.5 Indicadores y esquema de autodiagnóstico de la CPE

En esta sección se proponen los indicadores que deben servir de referencia para la medición de la calidad de la potencia en Colombia.

De igual manera se plantea un esquema general de autodiagnóstico basado en la medición continua de algunos indicadores y su comparación con los estándares internacionales.

En general se plantean los siguientes aspectos:

- Realizar la medida mediante equipos con desempeño clase A, de acuerdo con lo definido en la IEC 61000-4-30 [2008]
- Para la medida de fenómenos continuos, registrar las medidas cada 10 minutos de acuerdo con el proceso de agregación dispuesto en la norma IEC 61000-4-30 [2008]
- Para la medida de fenómenos continuos, realizar la marcación de eventos según lo indicado en la norma IEC 61000-4-30 [2008]
- Calcular un indicador de sitio (que represente el comportamiento de la CPE en la barra o en el punto de medida) y un indicador del sistema (que represente la CPE por nivel de tensión en cada subestación).
- La información a reportar a la CREG debe contener los indicadores medidos con y sin marcación.
- Respecto a los límites, este estudio plantea utilizar la recomendación de la norma IEEE 519 [1992] para el THDV y los valores de planeamiento de acuerdo con la norma IEC 61000-3-7 para el Pst.

El estudio sugiere, por simplicidad, que se utilicen únicamente los indicadores Pst y THDV como referencia de la calidad de la potencia, ya que estos reflejan en alguna medida la existencia de problemas en el sistema eléctrico analizado.

De igual manera se sugiere una metodología de auto control por parte de los OR y un seguimiento efectivo de dicha operación por parte del regulador.

4.2 ESTUDIO AUTODIAGNÓSTICO DE CPE DE LOS OR

Mediante la Circular CREG 061 de 2010 se solicitó a los OR desarrollar y entregar a la Comisión el estudio de diagnóstico de calidad de la potencia del sistema que operan, según lo señalado en el Artículo 6 de la Resolución CREG 016 de 2007.

Los siguientes OR respondieron la solicitud: EMEVASI, EMCALI, EPM, EBSA, EEC, CETSA, EPSA, CHEC, EMCARTAGO, EMSA, ELECTRICARIBE, EEBP, ENERTOLIMA, CODENSA, EEP, CEO, CEDENAR, EDEQ, ELECTROHUILA, DISPAC, ELECTROCAQUETA, ENERCA y ENELAR.

En la respuesta a la Circular la Empresa de Energía de Pereira, la Electrificadora del Caquetá, Electrocaquetá y la Empresa de Energía del Bajo Putumayo, manifestaron que no disponían de las mediciones para realizar el análisis y la Compañía Energética de Occidente, CEO, señaló que solo contaba con información del mes de octubre de 2010.

4.3 ESTUDIO CALIDAD DE LA POTENCIA CREG

En las siguientes gráficas se presentan los indicadores Pst, V2/V1 y THDV estimados. Los indicadores de la columna "CREG - ESTUDIO OR" son estimados con base en el percentil 95 consolidado, por cada punto de medida, enviado por los OR en respuesta a la Circular 061 de 2010¹², mientras que los indicadores con el rotulo "CREG - DATOS OR", son

¹² Esta información corresponde al periodo comprendido entre la semana 36 de 2008 y 36 de 2010, (1 de septiembre de 2008 a 6 de septiembre de 2010).

estimados a partir de la información del mismo periodo que fue reportada mensualmente por los OR a la Comisión.

Se observa que para el Pst los valores estimados son similares, mientras que para el indicador V2/V1 se presentan diferencia significativas, en el caso del indicador THDV la Comisión no cuenta con información semanal de este parámetro.

Figura 2 Indicador Pst estimado

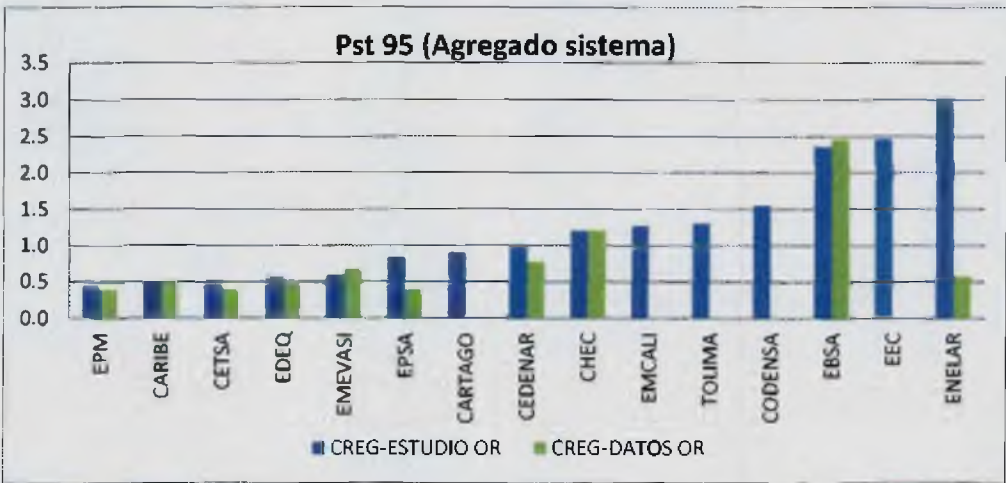


Figura 3 Indicador de desbalance de tensión estimado

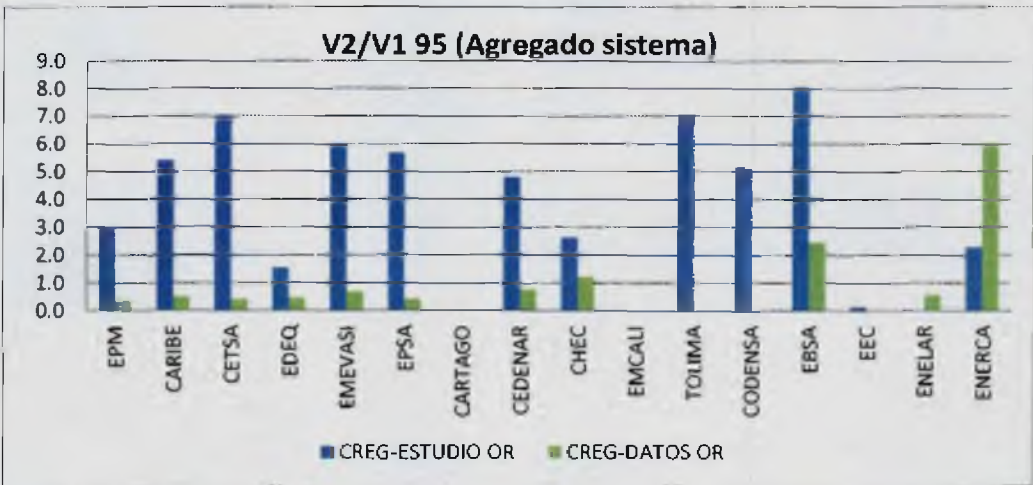
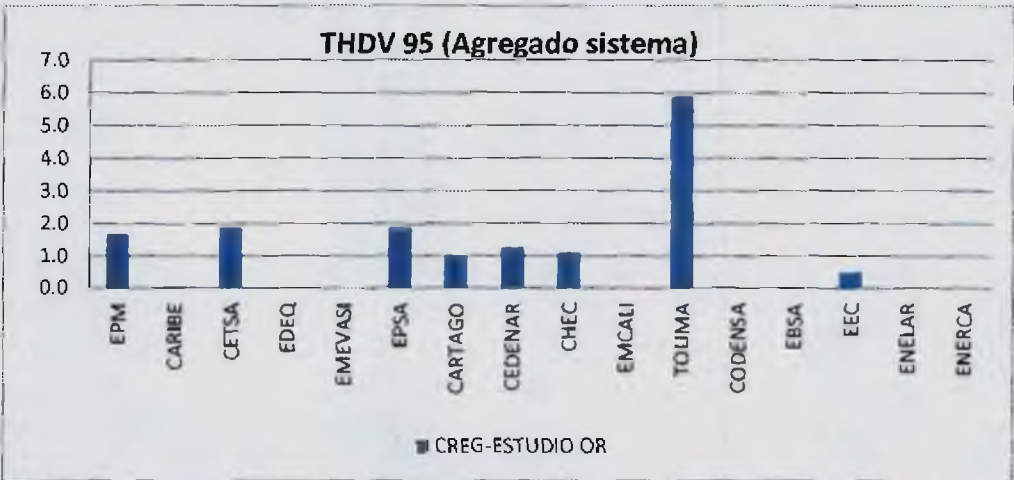


Figura 4 Indicador de distorsión armónica total de voltaje



5. PROPUESTA

A continuación se presenta el resumen de los principales aspectos que fueron tenidos en cuenta en la elaboración de la propuesta, así como los instrumentos y mecanismos considerados en el proyecto de resolución.

5.1 ASPECTOS CONSIDERADOS

Para definir la regulación de la calidad de la potencia se deben considerar los siguientes aspectos:

5.1.1 Perturbaciones causadas por operadores y por usuarios.

Las perturbaciones en la señal pueden ser consecuencia del estado o la operación de las redes o causadas por la conexión de cargas con características especiales de operación. Por lo anterior, es necesario asignar obligaciones y responsabilidades tanto a los prestadores del servicio como a los usuarios que se conecten a las redes de transmisión y distribución, ya que ambos afectan la señal de tensión.

5.1.2 Dificultad en el control – altos costos asociados.

Teniendo en cuenta que la calidad de la señal es percibida por el usuario en su punto de conexión al sistema y que se cuenta con cerca de 11 millones de usuarios en el País, se hace complejo y muy costoso conocer el nivel de calidad prestado a cada uno de los usuarios.

5.1.3 Diferentes niveles de afectación a los usuarios.

En función de los equipos, instalaciones y procesos utilizados por los usuarios se tienen diferentes niveles de percepción a perturbaciones de la señal y diferentes niveles de afectación, incluso, para usuarios del mismo sector productivo, se pueden presentar efectos diferentes ante la misma perturbación.

5.1.4 Dificultad para evaluar el impacto económico de una inadecuada CPE.

El impacto económico por una inadecuada calidad del producto está relacionado con los costos por daño en equipos y afectación de las instalaciones, con los tiempos muertos de producción o pérdidas de insumos y materias primas por efecto de los problemas en las máquinas, costos asociados con equipos de blindaje como UPS o filtros, estos aspectos varían significativamente según el tipo de usuario y proceso.

5.1.5 Algunos usuarios requieren mayor CPE

Se debe considerar que algunos usuarios, para poder desarrollar su producción de manera adecuada, requieren un producto (energía eléctrica) con mejores especificaciones que las ofrecidas en el sistema.

Es importante tener en cuenta que para alcanzar los niveles de calidad requeridos por este tipo de usuarios se requieren inversiones, ya sea en el sistema de distribución o en equipos en las instalaciones del usuario, en el primer caso, se debe tener claridad sobre quién debe asumir los sobrecostos causados al sistema por la necesidad de uno o algunos usuarios de un servicio con mejores especificaciones.

5.1.6 Conocimiento de la calidad del producto entregado por parte de los usuarios.

En actividades donde la verificación, por parte de los organismos de control, de la calidad de un producto es compleja y costosa, como es el caso de la CPE, se pueden emplear mecanismos de divulgación de la calidad del producto que permitan a los usuarios hacer parte del control y por otra parte tomar decisiones con base en la información disponible, en este sentido se considera que poner a disposición de la demanda mayor información sobre la CPE es un elemento importante a considerar en la propuesta regulatoria.

En este sentido se debe buscar que la mayor cantidad posible de usuarios tengan conocimiento sobre la calidad del producto que deben recibir y el que realmente están recibiendo.

5.1.7 Claridad en la normas

Es importante que la normatividad relacionada con la calidad de la potencia tanto en transmisión como en distribución sea clara, consistente y de fácil acceso para todos los agentes y usuarios interesados.

5.2 PRINCIPALES ELEMENTOS DE LA PROPUESTA

La propuesta planteada en el proyecto de resolución está basada en los siguientes elementos:

5.2.1 Integrar la regulación de calidad de la potencia del SDL, STR y STN

En la propuesta se busca integrar en un solo documento las normas de calidad de la potencia aplicables a todos los usuarios y agentes del Sistema de Transmisión Nacional, los Sistemas de Distribución Regional y los Sistemas de Distribución Local, en este sentido se pretende recopilar e integrar lo establecido en las resoluciones CREG 024 de 1995, CREG 070 de 1998, CREG 024 de 2005, CREG 016 de 2007 y CREG 011 de 2009.

5.2.2 Definición de indicadores y límites de CPE

En la propuesta se definen los parámetros de referencia con los cuales se va a evaluar la calidad de la potencia en el SIN, con base en los estándares y recomendaciones internacionales, principalmente lo señalado en las normas IEC, IEEE y Norma Técnica Colombiana.

La regulación vigente contempla la aplicación de estándares de normas nacionales o internacionales respecto a la calidad de la potencia, en la propuesta se hacen explícitos los estándares a utilizar.

5.2.3 Mejorar el uso del sistema de medición y registro de CPE existente

Teniendo en cuenta que el SMRCP con el cual se cuenta en el país es uno de los más grandes del mundo, considerando la cantidad de equipos de medida¹³, la propuesta busca potencializar el uso de este sistema, imponiendo a los OR y TN la obligación de procesar, consolidar y analizar la información capturada y con base en estos análisis generar acciones de mejora.

De otra parte se plantea la divulgación de la información de la calidad de la potencia prestada en cada sistema de distribución, de tal manera que los usuarios puedan tomar decisiones con base en este parámetro y a su vez tengan mayores elementos para conocer el nivel de calidad del servicio prestado.

En este sentido se propone pasar de un reporte semanal de los valores registrados cada diez minutos en cada punto de medida, a un reporte mensual de información consolidada por cada punto de medida.

Se propone reportar información únicamente de puntos de medida asociados a barras en las subestaciones y no utilizar aproximaciones mediante algoritmos para obtener el valor del Pst en las líneas.

5.2.4 Confiabilidad de la información

Se hacen precisiones en relación con los equipos de medida, los procedimientos de medición, las unidades y los formatos en los cuales se debe recopilar la información. En el Anexo 2 se presentan los formatos propuestos para el reporte de la información de acuerdo con los indicadores seleccionados.

De otra parte se requiere desarrollar un aplicativo de reporte de información a la Comisión que permita hacer un mayor número de validaciones y revisiones de tal manera que la información obtenida sea más confiable.

5.2.5 Implementación de instrumentos regulatorios - PI, EMC y CCE

La propuesta contempla la incorporación de los siguientes instrumentos regulatorios:

- **Publicación de Información:** Los OR y TN deben realizar un informe bimestral sobre el desempeño de la calidad de la potencia en su sistema y divulgarlo a través de su página web.

M

¹³ Ver Tabla 3.13 del estudio de CEER.

De igual forma se señala que los informes de los últimos seis bimestres deben mantenerse publicados en la página de cada OR y TN, y que deben contar con información de los últimos dos años en caso que sea solicitada.

- **Estándares mínimos de calidad:** Se definen parámetros de referencia de calidad de la potencia y se establecen los estándares de acuerdo con la normatividad internacional y la norma técnica colombiana sobre el tema.
- **Contratos de calidad extra:** Se hace explícita la posibilidad de que aquellos usuarios que lo requieran puedan solicitar al OR condiciones de prestación del servicio superiores a las de referencia, en el marco de una relación bilateral, se aclara que las inversiones necesarias para prestar el servicio con mayores estándares de calidad a un usuario, no pueden ser trasladadas a las trifas mediante cargos por uso.
- **Sistema de medición de CPE en el STN:** Se da la señal para la implementación del SMRCP en el Sistema de Transmisión Nacional, teniendo en cuenta que hasta el momento solamente se tiene incorporado en los STR y SDL.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Santoso, S.; Beaty, H. W.; Dugan, R.C. y McGranaghan, M.F. (2002). *Electrical power systems quality*. McGraw- Hill. ISBN-10: 007138622X
- [2] Baghini A. Editor. (2008) *Handbook of Power Quality*. The Atrium, Southern Gate, Chichester: John Wiley & Sons. ISBN978-0-470-06561-7
- [3] WG Cigré C4.07 I Cired. *Power Quality Indices and Objectives, Final WG Report*. (2004).
- [4] Caramia, P.; Carpinelli, G. y Verde, P. (2009). *Power quality indices in liberalized markets*. The Atrium, Southern Gate, Chichester: John Wiley & Sons. ISBN: 978-0-470-03395-1
- [5] Fumagalli, E.; Schiavo, L. y Delestre, F. (2007). *Service quality regulation in electricity distribution and retail*. Springer. ISBN 978-3-540-73442-0
- [6] Council of European Energy Regulators- CEER. (2008). *4th Benchmarking report on quality of electricity supply*. C08-EQS-24-04.
- [7] Council of European Energy Regulators- CEER. (2012). *5th Benchmarking report on quality of electricity supply 2011*. C11-EQS-47-03
- [8] EN-50160 (2007) en español (2008): Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución.
- [9] IEC 61000-2-2 (2002-03) Ed. 2.0 Spanish. Versión Oficial En español - Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 2-2: Entorno. Niveles de compatibilidad para las perturbaciones conducidas de baja frecuencia y la transmisión de señales en las redes de suministro público en baja tensión.
- [10] IEC 61000-2-4 (2002-04) Ed. 2.0 Bilingual. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-4: Environment – Compatibility levels in industrial plants for low-frequency conducted disturbances.
- [11] IEC/TR 61000-2-8 (2002-11) Ed. 1.0 Spanish. Versión Oficial En Español - Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 2-8: Entorno. Huecos de tensión e interrupciones breves en las redes eléctricas de suministro público, con inclusión de resultados de medidas estadísticas.
- [12] IEC 61000-2-12 (2003-04) Ed. 1.0 Spanish. Versión Oficial en Español - Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 2-12: Entorno. Niveles de compatibilidad para las perturbaciones conducidas de baja frecuencia y la transmisión de señales en las redes de distribución pública en media tensión.
- [13] IEC 61000-3-2 (2005-11) Ed. 3.0 Spanish. Versión Oficial en Español - Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 3-2: Límites. Límites para las emisiones de corriente armónica (equipos con corriente de entrada ≤ 16 A por fase).
- [14] IEC 61000-3-3 (2008-06) Ed. 2.0 Bilingual. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-3: Limits - Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current ≤ 16 A per phase and not subject to conditional connection.

- [15] IEC/TS 61000-3-4 (1998-10) Ed. 1.0 Spanish. Version Oficial En Español - Compatibilidad electromagnética (CEM) - Parte 3: Límites - Sección 4: Limitación de las emisiones de corrientes armónicas en las redes de baja tensión para equipos con corriente asignada superior a 16 A.
- [16] IEC/TS 61000-3-5 Corr.1 (2009-09) Ed. 2.0 Bilingual. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-5: Limits - Limitation of voltage fluctuations and flicker in low-voltage power supply systems for equipment with rated current greater than 75 A.
- [17] IEC/TR 61000-3-7 (2008-02) Ed. 2.0 English. Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems.
- [18] IEC 61000-4-15 (1997-11) Ed. 1.0 Spanish. Versión Oficial en Español - Compatibilidad electromagnética (CEM). Parte 4: Técnicas de ensayo y de medida. Sección 15: Medidor de Flicker. Especificaciones funcionales y de diseño.
- [19] IEC 61000-4-15 (2003-02) Ed. 1.1 English. Electromagnetic Compability (EMC). Part 4: Testing and measurement techniques – Section 15: Flickermeter – Functional and desing specifications
- [20] IEC 61000-4-30 (2008-10) Ed. 2.0 Bilingual. Electromagnetic compability (EMC) - Part 4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods.
- [21] IEC 60050-161 ed1.0. International Electrotechnical Vocabulary. Chapter 161: Electromagnetic compatibility.
- [22] IEC 60050-161 ed1.0. (1997-10) International Electrotechnical Vocabulary. Chapter 161: Electromagnetic compatibility. Amendment 1 - International Electrotechnical Vocabulary. Chapter 161: Electromagnetic compatibility
- [23] IEC 60050-161 ed1.0. (1998-04) International Electrotechnical Vocabulary. Chapter 161: Electromagnetic compatibility. Amendment 2 - International Electrotechnical Vocabulary. Chapter 161: Electromagnetic compatibility
- [24] NTC 5001 (2008): Calidad de la potencia eléctrica. Límites y metodología de evaluación en punto de conexión común.
- [25] IEEE Std 519-1992. IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems.
- [26] IEEE Std 1159-2009. IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality.
- [27] IEEE Std 1453-2004. IEEE Recommended Practice for Measurement and Limits of Voltage Fluctuations and Associated Light Flicker on AC Power Systems.
- [28] Ley 142 de 1994, Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones.
- [29] Ley 143 de 1994, Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.

- [30] Resolución CREG 025 de 1995, Por el cual se establece el Código de Redes, como parte de Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.
- [31] Resolución CREG 070 de 1998, Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.
- [32] Resolución CREG 024 de 2005, Por la cual se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica.
- [33] Resolución CREG 016 de 2007, Por la cual se modifica parcialmente la Resolución CREG 024 de 2005 que establece las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a la Distribución de Energía Eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.
- [34] Circular CREG 060 de 2007, Reporte de valores para la calidad de la potencia eléctrica.
- [35] Resolución CREG 097 de 2008, Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.
- [36] Resolución CREG 011 de 2009, Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.
- [37] Circular CREG 017 de 2010, Solicitud de información – Calidad de la potencia.
- [38] Circular CREG 043 de 2010, Presentación de resultados estudio de calidad de la potencia.
- [39] Universidad Tecnológica de Pereira, 2010. Diagnóstico de la calidad de la potencia en la actividad de distribución de energía eléctrica. Revisión del estado de la información de calidad de potencia reportada por los operadores de red a la CREG para verificar su procesabilidad. Alcance 1.
- [40] Universidad Tecnológica de Pereira, 2010. Diagnóstico de la calidad de la potencia en la actividad de distribución de energía eléctrica. Acompañamiento en la verificación de la implementación del sistema de medición y registro de calidad de la potencia de los operadores de red visitados. Alcance 2.
- [41] Universidad Tecnológica de Pereira, 2010. Diagnóstico de la calidad de la potencia en la actividad de distribución de energía eléctrica. Revisión de estudios y/o aplicaciones de calidad de potencia con que cuenta la CREG. Alcance 3.1
- [42] Universidad Tecnológica de Pereira, 2010. Diagnóstico de la calidad de la potencia en la actividad de distribución de energía eléctrica. Revisión de estudios y/o aplicaciones de calidad de potencia con que cuenta la CREG. Alcance 3.1
- [43] Universidad Tecnológica de Pereira, 2010. Diagnóstico de la calidad de la potencia en la actividad de distribución de energía eléctrica. Soporte académico y técnico de la revisión de los indicadores y estándares utilizados en la regulación en la calidad de la potencia. Alcance 3.2.

- [44] Universidad Tecnológica de Pereira, 2010. Diagnóstico de la calidad de la potencia en la actividad de distribución de energía eléctrica. Diagnóstico preliminar de la calidad de potencia en Colombia. Alcance 4.
- [45] Universidad Tecnológica de Pereira, 2010. Diagnóstico de la calidad de la potencia en la actividad de distribución de energía eléctrica. Metodología para el registro y evaluación de parámetros de la calidad de la potencia que deben ser reportados a la CREG. Alcance 5.

Anexo 1. Revisión de la regulación de calidad de la potencia en Iberoamérica.

Argentina

Rango de tensión	Parpadeo (Pst)	Distorsión armónica THDV (%)	Desbalance de tensión (%)	Variación frecuencia
Vn > 220 kV	ND	1,5	ND	ND
66 kV < Vn < 220 kV	1,0	3	ND	ND
1 kV < Vn < 66 kV	1,0	8	ND	ND
Vn < 1kV	1,0	8	ND	ND

Brasil

Rango de tensión	Parpadeo (Pst)	Distorsión armónica THDV (%)	Desbalance de tensión (%)	Variación frecuencia
Vn > 230 kV	0.65	ND	ND	59.9 Hz a 60.1 Hz
69 kV < Vn < 230 kV	0.8	3	ND	
13.8 kV < Vn ≤ 69 kV	1	6	2%	
1 kV <Vn ≤13.8 kV	1	8	2%	
Vn ≤ 1 kV	1	10	3%	

España

Rango de tensión	Parpadeo (Pst)	Distorsión armónica THDV (%)	Desbalance de tensión (%)	Variación frecuencia
1 kV <Vn ≤ 35 kV	1	8	2%, rural hasta 3 %	50 Hz ± 1% durante el 99,5% de un año. 50 Hz +4%/- 6% durante el 100% del tiempo
Vn ≤ 1 kV	1	8	2%, rural hasta 3 %	

Chile

Rango de tensión	Parpadeo (Pst)	Parpadeo (Plt)	Distorsión armónica THDV (%)	Desbalance de tensión (%)	Variación frecuencia
Vn >110 kV	0.8	0.6	3	1.5 %	ND
Vn ≤ 110 kV	1	0.8	8	2 %	ND

Perú

Rango de tensión	Parpadeo (Pst)	Distorsión armónica THDV (%)	Desbalance de tensión (%)	Variación frecuencia
Alta tensión	1	3	ND	0.6 %
Media y baja tensión	1	8	ND	0.6 %

México

Rango de tensión	Parpadeo (Pst)	Distorsión armónica THDV (%)	Desbalance de tensión (%)	Variación frecuencia
$V_n > 35 \text{ kV}$	1	3	2%	ND
$1 \text{ kV} < V_n \leq 35 \text{ kV}$	1	6.5	2 %	ND
$V_n \leq 1 \text{ kV}$	1	8	3 %	ND

Anexo 2. Formatos para el reporte de información de calidad de la potencia.

Los formatos para el reporte de la información de las mediciones de Calidad de la Potencia Eléctrica, CPE, se dividen en tres (3) grupos, el primero corresponde a los formatos 1, 1.1 y 2 mediante los cuales se reportan, a solicitud de la CREG, la información con un periodo de agregación de 10 minutos y que sirve como base para el cálculo de los indicadores que son reportados de forma periódica a la Comisión.

El segundo grupo de formatos permite el reporte de las características de los puntos de medición de calidad de la potencia instalados en las barras de las subestaciones, en los puntos de conexión de usuarios y en los transformadores de distribución. Los formatos 3, 4 y 5 conforman este segundo grupo.

La información resultante del cálculo de los indicadores establecidos en la resolución se realizará mediante el tercer grupo de formatos conformados por los números 6, 7 y 8.

Formato 1. Información de mediciones de los indicadores Pst, THDV, THDI y Relación V2/V1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
PM	Tipo	Fecha	Hora	Pst_R	Pst_S	Pst_T	THDV_R	THDV_S	THDV_T	THDI_R	THDI_S	THDI_T	V2/V1	Marcado	Estado

- Columna 1: Corresponde al código del punto de medida asignado por el OR o TN.
- Columna 2: Tipo de punto de medida. Corresponde al tipo de punto de medida, así: S para puntos de medida de subestación, C para puntos de medida de conexión de usuarios y T para puntos de medida asociados a transformadores de distribución.
- Columna 3: Fecha de la medición, deberá ser almacenada con el siguiente formato "dd/mm/aaaa". Con dd igual a día, mm igual al mes y aaaa igual al año.
- Columna 4: Hora de la medición, deberá ser almacenada con el siguiente formato "hh:mm". Con hh igual a hora y mm igual a minutos, en un formato 24:00 horas.
- Columna 5: Valor medido del indicador Pst en la fase R en el periodo de agregación de 10 minutos, con dos cifras decimales.
- Columna 6: Valor medido del indicador Pst en la fase S en el periodo de agregación de 10 minutos, con dos cifras decimales.
- Columna 7: Valor medido del indicador Pst en la fase T en el periodo de agregación de 10 minutos, con dos cifras decimales.
- Columna 8: Valor medido del indicador THDV en la fase R en el periodo de agregación de 10 minutos, con dos cifras decimales.
- Columna 9: Valor medido del indicador THDV en la fase S en el periodo de agregación de 10 minutos, con dos cifras decimales.

- Columna 10: Valor medido del indicador *THDV* en la fase *T* en el periodo de agregación de 10 minutos, con dos cifras decimales.
- Columna 11: Valor medido del indicador *THDI* en la fase *R* en el periodo de agregación de 10 minutos, con dos cifras decimales.
- Columna 12: Valor medido del indicador *THDI* en la fase *S* en el periodo de agregación de 10 minutos, con dos cifras decimales.
- Columna 13: Valor medido del indicador *THDI* en la fase *T* en el periodo de agregación de 10 minutos, con dos cifras decimales.
- Columna 14: Valor medido de la Relación V_2/V_1 , con cuatro cifras decimales.
- Columna 15: Indicación de los valores marcados de acuerdo con el numeral 4.7 del Estándar IEC 61000-4-30 de 2008. Para un valor sin marca se emplea *N* y para un valor con marca se usa *S*.
- Columna 16: Estado del equipo de medición de CPE. Toma los valores de *OP* para equipo en operación normal, *FE* para equipo en falla, *CA* para equipo en calibración, *MT* para equipo en mantenimiento, *FC* para falla en sistema de comunicación y *FS* para falla en software de gestión y procesamiento.

Formato 1.1. Información de las variables IL, I_{sc}/I_L y energía

1	2	3	4	5	6
PM	Tipo	Semana	IL	I _{sc} /I _L	Energía

- Columna 1: Corresponde al código del punto de medida asignado por el OR o TN.
- Columna 2: Tipo de punto de medida. Corresponde al tipo de punto de medida, así: *S* para puntos de medida de subestación, *C* para puntos de medida de conexión de usuarios y *T* para puntos de medida asociados a transformadores de distribución.
- Columna 3: Semana de inicio del reporte. Número de la semana, según la norma ISO 8601, en la cual se inician las mediciones. La semana comienza el día lunes y finaliza el domingo.
- Columna 4: Corriente de carga de demanda máxima en el punto de conexión en amperios, A.
- Columna 5: Valor de la relación I_{sc}/I_L
- Columna 6: Energía de entrada, en kWh, a la barra de nivel de tensión *n*, al usuario o al transformador de distribución donde se encuentra el punto de medida *p*, durante la semana *s*.

Formato 2. Información de mediciones de hundimientos, elevaciones e interrupciones de corta y larga duración.

1	2	3	4	5	6	7	8
PM	Tipo	Fecha	Hora	Tensión	Porcentaje	Tiempo	Clase

- Columna 1: Corresponde al código del punto de medida asignado por el OR o TN.
- Columna 2: Tipo de punto de medida. Corresponde al tipo de punto de medida, así: S para puntos de medida de subestación, C para puntos de medida de conexión de usuarios y T para puntos de medida asociados a transformadores de distribución.
- Columna 3: Fecha de la medición, deberá ser almacenada con el siguiente formato "dd/mm/aaaa". Con dd igual a día, mm igual al mes y aaaa igual al año.
- Columna 4: Hora de la medición, deberá ser almacenada con el siguiente formato "hh:mm". Con hh igual a hora y mm igual a minutos, en un formato 24:00 horas.
- Columna 5: Corresponde a la tensión de referencia deslizante al momento del inicio del hundimiento o elevación de tensión, expresado en kV. Para el caso de interrupciones de corta duración o interrupciones de larga duración, el valor de referencia a reportar corresponde a la tensión nominal, en Kv.
- Columna 6: Máxima desviación respecto de la tensión de referencia, expresada en porcentaje con dos cifras decimales
- Columna 7: Duración del hundimiento, elevación, interrupción de corta duración o interrupción de larga duración, expresado en segundos y calculado como se establece en la norma IEC 61000-4-30 de 2008.
- Columna 8: Clasificación de la perturbación reportada: hundimiento (H), elevación (E), interrupción de corta duración (IC), interrupción de larga duración (IL) o desviaciones estacionarias de tensión (DE).

Formato 3. Descripción de puntos de medida en subestaciones

1	2	3	4	5	6
PM	S/E CREG	S/E SUI	Tensión	Líneas	Semana

- Columna 1: Corresponde al código del punto de medida asignado por el OR o TN.

N

- Columna 2: Corresponde al código de la subestación, reportado a la Comisión acuerdo con lo solicitado en la Resolución CREG 097 de 2008 o la Resolución CREG 011 de 2009, en donde se encuentra el punto de medida.
- Columna 3: Corresponde al código de subestación solicitado en el Formato 4 de la Resolución SSPD 20102400008055 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya.
- Columna 4: Nivel de tensión donde se encuentra el punto de medida. Toma los valores de 1 para tensiones menores a 1 kV, 2 para tensiones mayores o iguales a 1 kV y menor de 30 kV, 3 para tensiones mayores o iguales a 30 kV y menores de 57,5 kV, 4 para tensiones mayores o iguales a 57,5 kV y menor a 220 kV y 5 para tensiones mayores de 220 kV.
- Columna 5: Cantidad de líneas de las cuales se lleva la señal del estado del interruptor al equipo de medida.
- Columna 6: Corresponde al número de la semana en la cual se inició el reporte de información de CPE del punto de medida.

Formato 4. Información de líneas asociadas a los puntos de medida.

1	2	3	4
Línea CREG	Línea SUI	Tensión	PM

- Columna 1: Corresponde al código de la línea, reportado a la Comisión acuerdo con lo solicitado en la Resolución CREG 097 de 2008 o la Resolución CREG 011 de 2009, en donde se encuentra el punto de medida
- Columna 2: Corresponde al código del circuito o línea solicitado en el Formato 4 de la Resolución SSPD 20102400008055 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya.
- Columna 3: Nivel de tensión de la línea. Nivel de tensión Toma los valores de 1 para tensiones menores a 1 kV, 2 para tensiones mayores o iguales a 1 kV y menor de 30 kV, 3 para tensiones mayores o iguales a 30 kV y menores de 57,5 kV, 4 para tensiones mayores o iguales a 57,5 kV y menor a 220 kV y 5 para tensiones mayores de 220 kV.
- Columna 4: Corresponde al código del punto de medida asignado por el OR o TN.

M

Formato 5. Descripción de los puntos de medida en puntos de conexión de usuarios y transformadores de distribución

1	2	3	4	5	6	7	8	9
PM	Tipo	S/E CREG	S/E SUI	Tensión	Línea CREG	Línea SUI	Trafo SUI	NIU

- Columna 1: Corresponde al código del punto de medida asignado por el OR.
- Columna 2: Tipo de punto de medida. Corresponde al tipo de punto de medida, así: *C* para puntos de medida de conexión de usuarios y *T* para puntos de medida asociados a transformadores de distribución.
- Columna 3: Corresponde al código de la subestación, reportado a la Comisión en el proceso de aprobación de costos y cargos de distribución de acuerdo con la Resolución CREG 097 de 2008, en donde se encuentra el punto de medida.
- Columna 4: Corresponde al código de subestación solicitado en el Formato 4 de la Resolución SSPD 20102400008055 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya.
- Columna 5: Nivel de tensión donde se encuentra el punto de medida. Toma los valores de 1 para tensiones menores a 1 kV, 2 para tensiones mayores o iguales a 1 kV y menor de 30 kV, 3 para tensiones mayores o iguales a 30 kV y menores de 57,5 kV y 4 para tensiones mayores o iguales a 57,5 kV y menor a 220 kV.
- Columna 6: Corresponde al código de la línea, reportado a la Comisión en el proceso de aprobación de costos y cargos de distribución de acuerdo con la Resolución CREG 097 de 2008.
- Columna 7: Corresponde al código del circuito o línea solicitado en el Formato 4 de la Resolución SSPD 20102400008055 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya.
- Columna 8: Corresponde al código del transformador circuito o línea solicitado en el Formato 4 de la Resolución SSPD 20102400008055 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya.
- Columna 9: Corresponde al código del usuario para el reporte de información comercial al Sistema Único de Información, SUI. En caso de mediciones realizadas en transformadores de distribución se debe reportar nuevamente el código SUI del transformador.

Formato 6. Indicadores semanales de Pst, THDV, V2/V1, hundimientos, elevaciones, desviaciones estacionarias e interrupciones de corta duración por punto de medida

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
PM	Tipo	Año	Semana	Pst_95 _{p,n,s}	Pst_99 _{p,n,s}	THDV_95 _p	THDV_99 _p	TDD_95 _p	TDD_99 _p	V ₂ /V ₁ _95 _{p,n}	V ₂ /V ₁ _99 _{p,n}	NHT _{p,n,s}	NHIT _{p,n,s}	NHMT _{p,n,s}	NHTT _{p,n,s}	NET _{p,n,s}	NEIT _{p,n,s}	NEMT _{p,n,s}	NETT _{p,n,s}	NDET _{p,n,s}	NIT _{p,n,s}	NIMT _{p,n,s}	NITT _{p,n,s}	EE _{p,n,s}	Estado

- Columna 1: Corresponde al código del punto de medida asignado por el OR o TN.
- Columna 2: Tipo de punto de medida. Corresponde al tipo de punto de medida, así: S para puntos de medida de subestación, C para puntos de medida de conexión de usuarios y T para puntos de medida asociados a transformadores de distribución.
- Columna 3: Año en el que realiza la medida.
- Columna 4: Número de la semana, según la norma ISO 8601, en la cual se realizan las mediciones. La semana comienza el día lunes y finaliza el domingo.
- Columna 5: Percentil 95 de las mediciones de *Pst* en el punto de medida *p*, asociado al nivel de tensión *n*, durante la semana *s*. Para calcular este indicador se deben utilizar los valores de *Pst* medidos en cada fase.
- Columna 6: Percentil 99 de las mediciones de *Pst* en el punto de medida *p*, asociado al nivel de tensión *n*, durante la semana *s*. Para calcular este indicador se deben utilizar los valores de *Pst* medidos en cada fase.
- Columna 7: Percentil 95 de las mediciones de *THDV* en el punto de medida *p*, asociado al nivel de tensión *n*, durante la semana *s*. Para calcular este indicador se deben utilizar los valores de *THDV* medidos en cada fase.
- Columna 8: Percentil 99 de las mediciones de *THDV* en el punto de medida *p*, asociado al nivel de tensión *n*, durante la semana *s*. Para calcular este indicador se deben utilizar los valores de *THDV* medidos en cada fase.
- Columna 9: Percentil 95 de las mediciones de *TDD* en el punto de medida *p*, asociado al nivel de tensión *n*, durante la semana *s*. Para calcular este indicador se deben utilizar los valores de *THDV* medidos en cada fase.
- Columna 10: Percentil 99 de las mediciones de *TDD* en el punto de medida *p*, asociado al nivel de tensión *n*, durante la semana *s*. Para calcular este indicador se deben utilizar los valores de *THDV* medidos en cada fase.
- Columna 11: Percentil 95 de las mediciones de la relación *V₂/V₁* en el punto de medida *p*, asociado al nivel de tensión *n*, durante la semana *s*.
- Columna 12: Percentil 99 de las mediciones de la relación *V₂/V₁* en el punto de medida *p*, asociado al nivel de tensión *n*, durante la semana *s*.
- Columna 13: Numero de hundimientos de tensión que se presentan en el punto de medida *p*, asociado al nivel de tensión *n*, durante la semana *s*.



- Columna 14: Numero de hundimientos instantáneos de tensión en el punto de medida p , asociado al nivel de tensión n , durante la semana s . Corresponde a los hundimientos con una duración entre 0,5 ciclos y 0,5 segundos inclusive.
- Columna 15: Numero de hundimientos momentáneos de tensión en el punto de medida p , asociado al nivel de tensión n , durante la semana s . Corresponde a los hundimientos con una duración superior a 0,5 segundos y hasta tres segundos inclusive.
- Columna 16: Numero de hundimientos temporales de tensión en el punto de medida p , asociado al nivel de tensión n , durante la semana s . Corresponde a los hundimientos con una duración superior a tres segundos y hasta 60 segundos inclusive.
- Columna 17: Numero de elevaciones de tensión que se presentan en el punto de medida p , asociado al nivel de tensión n , durante la semana s .
- Columna 18: Numero de elevaciones instantáneas de tensión en el punto de medida p , asociado al nivel de tensión n , durante la semana s . Corresponde a las elevaciones con una duración entre 0,5 ciclos y 0,5 segundos inclusive.
- Columna 19: Numero de elevaciones momentáneas de tensión en el punto de medida p , asociado al nivel de tensión n , durante la semana s . Corresponde a las elevaciones con una duración superior a 0,5 segundos y hasta tres segundos inclusive.
- Columna 20: Numero de elevaciones temporales de tensión en el punto de medida p , asociado al nivel de tensión n , durante la semana s . Corresponde a las elevaciones con una duración superior a tres segundos y hasta 60 segundos inclusive.
- Columna 21: Numero de desviaciones estacionarias de tensión.
- Columna 22: Número de interrupciones de tensión de corta duración que se presentan en el punto de medida p , asociado al nivel de tensión n , durante la semana s .
- Columna 23: Número de interrupciones momentáneas en el punto de medida p , asociado al nivel de tensión n , durante la semana s . Corresponde a las interrupciones con una duración superior a 0,5 segundos y hasta tres segundos inclusive.
- Columna 24: Número de interrupciones temporales de tensión en el punto de medida p , asociado al nivel de tensión n , durante la semana s . Corresponde a las elevaciones con una duración superior a tres segundos y hasta 60 segundos inclusive.
- Columna 25: Energía de entrada, en kWh, a la barra de nivel de tensión n , al usuario o al transformador de distribución donde se encuentra el punto de medida p , durante la semana s .
- Columna 26: Estado del equipo de medición de CPE. Toma los valores de *OP* para equipo en operación normal, *FE* para equipo en falla, *CA* para equipo en calibración, *MT* para equipo en mantenimiento, *FC* para falla en sistema de comunicación y *FS* para falla en software de gestión y procesamiento.

Formato 7. Indicadores semanales de interrupciones de tensión en líneas

1	2	3	4	5	6	7
Línea CREG	Año	Semana	NIT _{p,n,s}	NIMT _{p,n,s}	NITT _{p,n,s}	Estado

- Columna 1: Corresponde al código del circuito o línea solicitado en el Formato 4 de la Resolución SSPD 20102400008055 de 2010 o aquella que la modifique o sustituya.
- Columna 2: Año en que se realiza la medida.
- Columna 3: Número de la semana, según la norma ISO 8601, en la cual se realizan las mediciones. La semana comienza el día lunes y finaliza el domingo.
- Columna 4: Número de interrupciones de tensión de corta duración que se presentan en el punto de medida *p*, asociado al nivel de tensión *n*, durante la semana *s*.
- Columna 5: Número de interrupciones momentáneas en el punto de medida *p*, asociado al nivel de tensión *n*, durante la semana *s*. Corresponde a las interrupciones con una duración superior a 0,5 segundos y hasta tres segundos inclusive.
- Columna 6: Número de interrupciones temporales de tensión en el punto de medida *p*, asociado al nivel de tensión *n*, durante la semana *s*. Corresponde a las elevaciones con una duración superior a tres segundos y hasta 60 segundos inclusive.
- Columna 7: Estado del equipo de medición de CPE. Toma los valores de *OP* para equipo en operación normal, *FE* para equipo en falla, *CA* para equipo en calibración, *MT* para equipo en mantenimiento, *FC* para falla en sistema de comunicación y *FS* para falla en software de gestión y procesamiento.

Formato 8. Indicadores semanales de Pst, THDV y V2/V1 por nivel de tensión.

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Tensión	Año	Semana	PPst_95p,n,s	PPst_99p,n,s	PTHDV_95p,n,s	PTHDV_99p,n,s	PV ₂ N ₁ _95p,n,s	PV ₂ N ₁ _99p,n,s

- Columna 1: Nivel de tensión donde se encuentran los puntos de medida cuya información es agregada para determinar el indicador. Toma los valores de 1 para tensiones menores a 1 kV, 2 para tensiones mayores o iguales a 1 kV y menor de 30 kV, 3 para tensiones mayores o iguales a 30 kV y menores de 57,5 kV, 4 para tensiones mayores o iguales a 57,5 kV y menor a 220 kV y 5 para tensiones mayores de 220 kV.

- Columna 2: Año en que se realiza la medida.
- Columna 3: Número de la semana, según la norma ISO 8601, en la cual se realizan las mediciones. La semana comienza el día lunes y finaliza el domingo.
- Columna 4: Promedio ponderado del indicador $Pst_{95_{p,n,s}}$ en el nivel de tensión n , durante la semana s , respecto a la energía de entrada.
- Columna 5: Promedio ponderado del indicador $Pst_{95_{p,n,s}}$ en el nivel de tensión n , durante la semana s , respecto a la energía de entrada.
- Columna 6: Promedio ponderado del indicador $THDV_{95_{p,n,s}}$ en el nivel de tensión n , durante la semana s , respecto a la energía de entrada.
- Columna 7: Promedio ponderado del indicador $THDV_{99_{p,n,s}}$ en el nivel de tensión n , durante la semana s , respecto a la energía de entrada.
- Columna 8: Promedio ponderado del indicador $V_2/V_1_{95_{p,n,s}}$ en el nivel de tensión n , durante la semana s , respecto a la energía de entrada.
- Columna 9: Promedio ponderado del indicador $V_2/V_1_{99_{p,n,s}}$ en el nivel de tensión n , durante la semana s , respecto a la energía de entrada.

