



Ingeniería

ISSN: 0121-750X

revista_ing@udistrital.edu.co

Universidad Distrital Francisco José de
Caldas
Colombia

Rojas Cubides, Herbert Enrique; Rivas Trujillo, Edwin; Jaramillo Matta, Adolfo Andrés

Aspectos técnicos y normativos para el monitoreo y medición de armónicos

Ingeniería, vol. 19, núm. 2, 2014, pp. 129-146

Universidad Distrital Francisco José de Caldas

Bogotá, Colombia

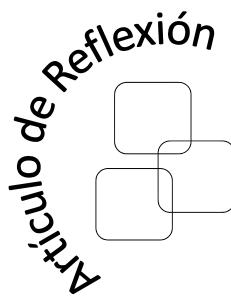
Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=498850179008>

- ▶ Cómo citar el artículo
- ▶ Número completo
- ▶ Más información del artículo
- ▶ Página de la revista en redalyc.org

 redalyc.org

Sistema de Información Científica

Red de Revistas Científicas de América Latina, el Caribe, España y Portugal
Proyecto académico sin fines de lucro, desarrollado bajo la iniciativa de acceso abierto



Herbert Enrique Rojas Cubides
Universidad Distrital Francisco José de
Caldas

Grupo de Investigación en
Compatibilidad e Interferencia
Electromagnética GCEM-UD
herojasc@udistrital.edu.co

Edwin Rivas Trujillo
Universidad Distrital Francisco José de
Caldas

Grupo de Investigación en
Compatibilidad e Interferencia
Electromagnética GCEM-UD
erivas@udistrital.edu.co

Adolfo Andrés Jaramillo Matta
Universidad Distrital Francisco José de
Caldas

Grupo LIFAE
ajaramillom@udistrital.edu.co

Aspectos técnicos y normativos para el monitoreo y medición de armónicos

Technical and Regulatory Aspects for Monitoring and Measurement of Harmonics

Resumen

En este artículo se presenta un análisis de los parámetros requeridos para un adecuado proceso de monitoreo y medición de armónicos cuando se analiza la calidad de potencia en las redes de energía eléctrica. Inicialmente se introducen conceptos básicos de los armónicos presentes en las redes de energía eléctrica, posteriormente se mencionan las normas y recomendaciones de regulación para la calidad de energía eléctrica en el marco colombiano. Seguido a esto se presentan algunos parámetros importantes que deben ser tenidos en cuenta para una adecuada adquisición y tratamiento de las señales de tensión y corriente tanto en frecuencia fundamental como en frecuencias armónicas, y se hace énfasis en medición de armónicos, determinación del punto de acople o conexión común (PCC), correcta ubicación de los sensores y registradores, equipos de medición de calidad de potencia, frecuencia de muestreo, intervalos de observación, transductores, medición de armónicos de tensión, medición de armónicos de corriente y condiciones del sistema durante la medición.

Palabras claves: armónicos, calidad de energía eléctrica, monitoreo y medición, normas técnicas.



Abstract

This paper is a brief analysis of the parameters required for an adequate process of monitoring and measurement of harmonics in electric power networks for power quality studies. Initially, basics of harmonics in electric power networks are introduced; subsequently, standards and recommendations for quality control of electrical energy in the Colombian context are mentioned. Following this some important points to be taken into account for the appropriate acquisition and processing of the voltage and current signals in both fundamental frequency and harmonic frequency, are presented, where the emphasis is on issues such as: harmonic measurement, determination of point of common connection (PCC), proper placement of the sensors and storage data equipment, power quality measurement, frequency of sampling, observation intervals, transducers, voltage harmonics measurement, current harmonics measurement and system conditions for measurement.

Palabras claves: harmonics, monitoring and measurement, power quality, standards.

Recibido: 06-11-2013
Modificado: 05-09-2014
Aceptado: 12-10-2014

1. Introducción

Las expresiones “calidad de potencia”, “calidad de energía eléctrica” o PQ se asocian a la forma de onda en las líneas de distribución del sistema eléctrico de energía que alimenta los dispositivos en sectores residenciales, comerciales e industriales [1]-[3]. Cuando dicha onda, generalmente sinusoidal, se deforma, genera efectos indeseados tanto en los dispositivos conectados al mismo punto de conexión común (PCC) que la fuente de perturbación, como en los sistemas que dependen de éstos dispositivos: sistemas de control, protección o producción. Dentro de los efectos más relevantes producidos por una onda deformada de energía eléctrica se pueden citar: pérdida de información en los dispositivos informáticos, mal funcionamiento de los aparatos medidores de energía, funcionamiento erróneo y paros no programados en los sistemas de protección, control y producción, picos indeseados de potencia eléctrica, mal funcionamiento y aumento de temperatura en dispositivos electromecánicos, los cuales producen una reducción en su tiempo de vida útil, entre otros. La severidad de los efectos depende de la cantidad y sensibilidad de los dispositivos.

La deformación de la forma de la onda es un cambio en la forma sinusoidal ideal de la onda de tensión o corriente, consecuencia de perturbaciones electromagnéticas que pueden ser producidas por diferentes causas, como maniobras en la red eléctrica (e.g., mantenimiento, conmutación, sistemas de protección o compensación), descargas atmosféricas y funcionamiento de accionamientos electromecánicos de alta potencia, entre otros. Sin embargo, una de las causas más frecuentes de la deformación de onda es la distorsión armónica. Los armónicos se producen debido a cargas no lineales conectadas a la red, las cuales absorben corriente de forma no sinusoidal.

Para el monitoreo y medición de armónicos generalmente se utilizan analizadores de calidad de potencia (PQA), que se encargan de medir y almacenar muchas variables para su análisis posterior. Sin embargo, además de estos equipos, para una adecuada medición de armónicos es necesario tener en cuenta otros parámetros como, por ejemplo, las normas, la selección del punto de conexión común (PCC), ubicación de los sensores y registradores, frecuencia de muestreo, intervalos de observación, transductores, medición de armónicos de tensión y/o de corriente y condiciones del sistema durante la medición, principalmente.

En este artículo se menciona una definición de los armónicos, las normas y regulaciones en el marco colombiano, así como también se mencionan algunos estudios sobre la influencia de los armónicos en los sistemas eléctricos, con lo cual se da lugar a la determinación de los parámetros necesarios para un adecuado monitoreo y medición de armónicos en estudios de calidad de potencia.

2. Definición de armónicos

El uso de cargas y equipos con características no lineales en los sistemas eléctricos de potencia produce distorsiones en la forma de onda de corriente debido a su consumo de potencia no lineal. Este efecto produce corrientes sinusoidales con frecuencias múltiplo de la frecuencia de la onda original (60 Hz en Colombia); a estas corrientes se les denomina corrientes

armónicas. El efecto de estas corrientes armónicas puede analizarse como si dichas corrientes se adicionaran a la onda original, sinusoidal pura, cambiando su forma y propagándose por las líneas del sistema de potencia hacia otras cargas conectadas en el punto de conexión común más próximo [4].

Algunas características de la onda original, que son modificadas por las señales armónicas, se convierten en indicadores de distorsión armónica en las líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica [1]; entre ellas se puede mencionar: espectro de frecuencia, factor de potencia, tasa de distorsión armónica y factor de cresta. Con estos indicadores se pueden determinar las acciones requeridas por los sistemas mitigadores de efectos armónicos como son filtros activos y pasivos, bobinas (de CC y AC) y sistemas multipulsos, entre otros [5], [6].

Como se mencionó anteriormente, los armónicos se producen debido a cargas no lineales conectadas a la red, las cuales absorben corriente de forma no sinusoidal. Como ejemplo de estas cargas podemos citar: rectificadores, convertidores AC/DC (debido a los elementos de switcheo) [7], [8], variadores de frecuencia, sistemas de soldadura por arco, hornos de inducción, lámparas fluorescentes, compensadores estáticos de potencia, automóviles eléctricos o híbridos [9], entre otras.

Entre los efectos más relevantes de los armónicos están: disparo de protecciones y calentamiento de cables, sobrecorrientes de neutro, disminución de la vida útil, pérdida de aislamiento por altas temperaturas, pérdidas en el cobre y en el entrehierro de los transformadores [10], perturbaciones en líneas telefónicas y otras cargas sensibles a distorsión en la tensión de alimentación, sobredimensionamiento de transformadores y elementos de protección, disminución de rendimiento y par en motores, y error en equipos de medida y control.

3. Normas relacionadas con la calidad de potencia en Colombia

En Colombia, el marco regulatorio lo establecen y componen distintos entes, como se muestra en la figura 1. Sin embargo, los más relevantes son el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (Icontec) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Creg). El primero es una organización sin ánimo de lucro que se encarga de la normalización en el país para el desarrollo sostenible de las organizaciones, por lo que presta servicios de educación en metrología, entre otros. De gran interés son las Normas Técnicas Colombianas (NTC), específicamente las referentes a la calidad de potencia: NTC 5000 y NTC 5001. Por su parte, la Creg es una entidad creada por el gobierno nacional la cual tiene como objetivo principal garantizar la calidad, la cobertura del suministro y expansión de los servicios de energía eléctrica, gas natural y gas licuado en el país.

3.1. Norma técnica colombiana NTC 1340

Esta norma del año 2004 aborda conceptos mínimos de calidad de potencia [10]. Sus temáticas centrales son las tensiones y frecuencias nominales en sistema de energía eléctrica en redes de servicio público (figura 2).

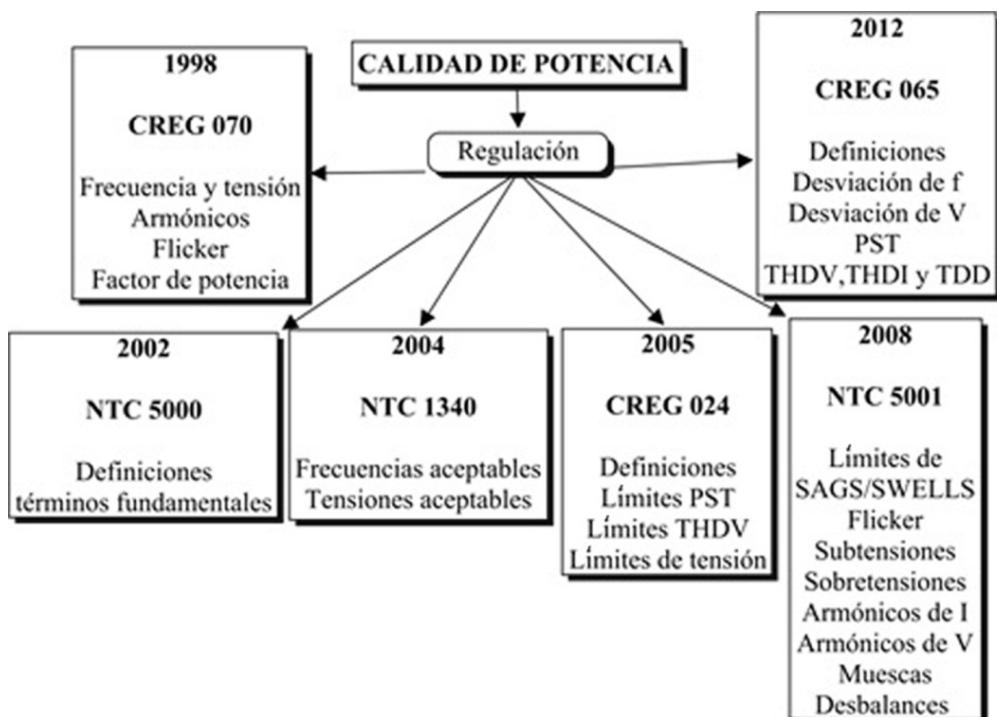


Figura 1. Normas relevantes en Colombia sobre calidad de potencia.



Figura 2. Mapa conceptual NTC 1340 – 2004.

3.2. Norma técnica colombiana NTC 5001

La NTC 5001 del 2008 es la norma técnica colombiana de calidad de potencia eléctrica [11]. Su propósito es establecer los límites y la metodología de evaluación en un punto de conexión común; es una norma que contiene aspectos similares a la norma IEEE 1159 (figura 3).

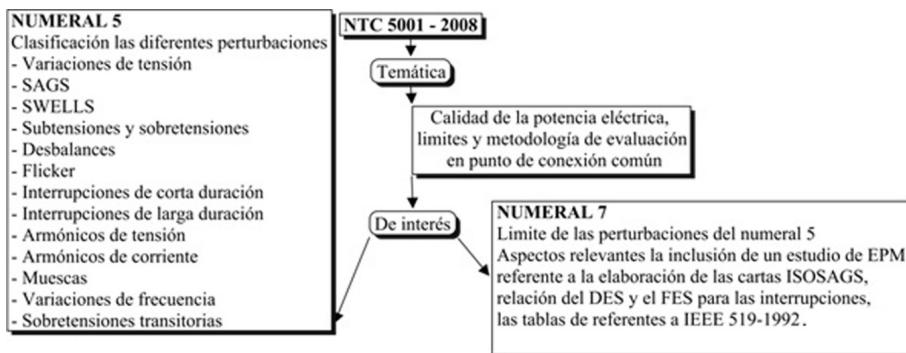


Figura 3. Mapa conceptual de la NTC 5001 – 2008.

3.3. Resolución CREG 070-1998

La resolución CREG 070 del año 1998, denominado el reglamento de distribución de energía eléctrica [12], aborda distintas temáticas como las condiciones de conexión para cargas y generadores, la operación de STR (sistema de transmisión regional) y SDL (sistema de transmisión local), equipos de medida, alumbrado público, entre otros (figura 4). Sin embargo, es de gran interés el capítulo 6, denominado “Calidad del servicio en los STR y SDL”, el cual trata de la calidad de la potencia suministrada, la calidad del servicio prestado, el registro de interrupciones y las políticas para vigilar o supervisar esta calidad del servicio.

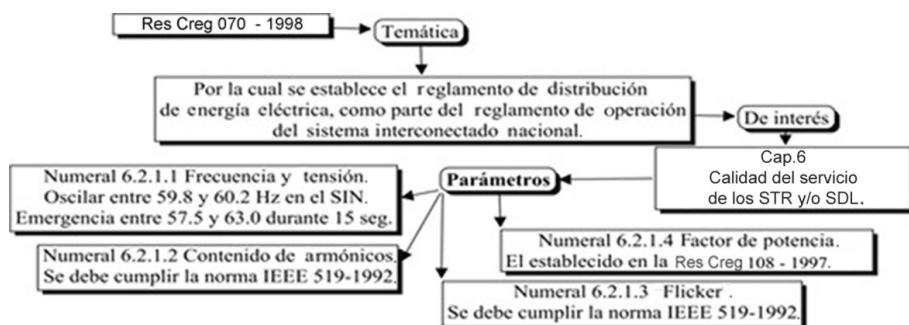


Figura 4. Mapa conceptual CREG 070 – 1998.

3.4. Resolución CREG 024-2005

Esta resolución del año 2005 hace referencia a las normas de calidad de potencia eléctrica aplicable a los servicios de distribución de energía eléctrica (figura 5). La norma da más importancia a esta temática, ya que en la resolución CREG 070 sólo es parte de un capítulo de la calidad de potencia eléctrica. Sin embargo, en esta resolución sólo se enfoca en algunos fenómenos como son los *flickers* y la distorsión armónica en tensión [13].

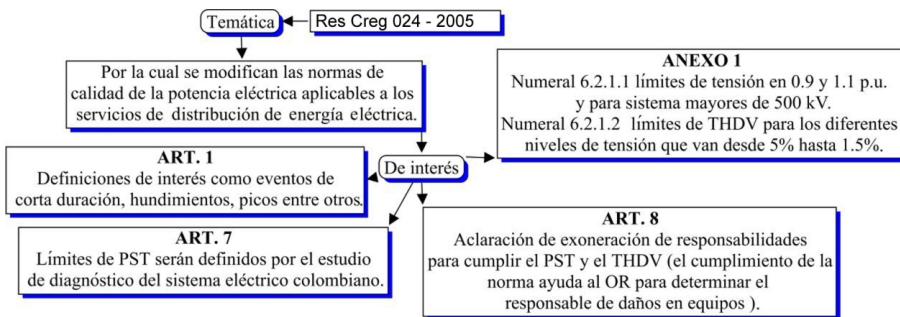


Figura 5. Mapa conceptual CREG 024 – 2005.

3.5. Resolución CREG 065-2012

En 2012, la CREG presenta este proyecto de resolución, el cual trata de complementar y compilar las anteriores en una sola (figura 6). El objetivo es presentar claramente las políticas de calidad de potencia y ajustarlas para que sean similares a la norma NTC-5001. Esta resolución tiene en cuenta indicadores como desviaciones de frecuencia, desviaciones de tensión, *flicker*, desbalances, distorsión total de demanda (TDD) y distorsión armónica de tensión (THDV) y corriente (THDI). Además, establece los límites de los indicadores respectivos y cómo se deben medir dichos fenómenos.

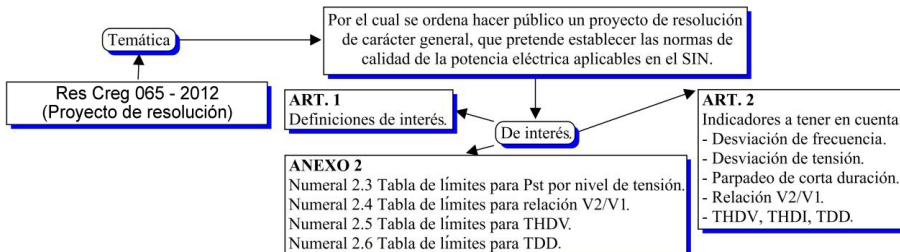


Figura 6. Mapa conceptual CREG 065 – 2012.

4. Influencia de los armónicos en los sistemas eléctricos

El término generación distribuida se refiere al uso de fuentes renovables de energía, las cuales están integradas por elementos electrónicos generadores de armónicos.

En [14] se analiza el impacto en la distorsión armónica en tensión (THDV) usando generación distribuida, para lo cual se trabaja el caso de estudio de 13 nodos de IEEE y se modelan tres tecnologías con el paquete de software PSCAD: una turbina eólica, un generador síncrono y un sistema fotovoltaico. Los resultados evidencian la relación que existe entre el THDV y el tipo de tecnología a utilizar. Además, se muestra cómo al incrementar el número de generadores en el sistema el THDV supera los límites permitidos del 5 %.

En [15] se presentan los resultados de un estudio desarrollado por el fondo de investigación del sistema eléctrico italiano. Este trabajo está enfocado al impacto de la generación distribuida en las redes de distribución mediante el uso de inversores trifásicos de segundo nivel como tecnología de generación. El impacto sólo analiza la comparación de armónicos y obtiene resultados favorables en la inyección de corrientes armónicas luego de usar una configuración de inversores intercalados.

En [16] se analiza la influencia de los armónicos causados por el uso de fuentes de generación distribuida que usan inversores en una red de baja tensión simulada con Matlab® Simulink. Los resultados muestran la influencia de cargas RL sobre el sistema y la relación directa entre el número de inversores y el aumento de la distorsión armónica de la forma de onda. Este trabajo recomienda profundizar en el uso de dispositivos que ayuden a mitigar las distorsiones armónicas y promueve que en un futuro sean incluidos en las normas técnicas relacionadas.

En [17] se presenta un inversor monofásico para sistemas de generación distribuida que requieren características de calidad de energía (armónicos y compensación de potencia reactiva) para el funcionamiento conectado a la red.

En [18] se presenta un estudio de una estructura de control para un sistema basado en inversores de fuente de corriente (CSI), basado en un sistema de referencia multi-síncrona (MSRF), arquitectura que rechaza el efecto de distorsión de voltaje de red y ayuda a alcanzar una corriente de salida de alta calidad.

5. Monitoreo de armónicos para estudios de calidad de potencia

En principio, tanto los clientes (usuarios finales) como la red de distribución comparten responsabilidades en la limitación de corrientes y tensiones armónicas inyectadas en cualquier punto del sistema [19]. A partir de esto, se deben tener en cuenta dos etapas para reducir la distorsión armónica: primero, la medición de corrientes inyectadas y sus tensiones resultantes; segundo, el estudio de las impedancias y su comportamiento en la frecuencia.

Al evaluar la calidad de la potencia eléctrica de una instalación (residencial, comercial o industrial), cualquier tipo de estudio realizado depende en gran medida de la forma en que se realicen las mediciones [20]. A continuación, se presentan algunos tópicos que deben ser tenidos en cuenta para una adecuada adquisición y tratamiento de las señales de tensión y corriente tanto en frecuencia fundamental como en frecuencias armónicas.

5.1. Preliminares a tener en cuenta para la medición de armónicos

Un adecuado monitoreo facilita la detección, análisis y control de las componentes armónicas que afectan las señales de tensión y corriente. En la actualidad existe en el mercado gran

variedad de equipos de medición de armónicos. Referencias tales como Fluke 435, AEMC 8336, Dranetz 4400 y Hioki 3197, entre otras, son ejemplos de equipos de alta y media gama que en su mayoría se conectan directamente a computadores (portátiles o de escritorio) con el propósito de almacenar y procesar posteriormente la información. Sin embargo, antes de iniciar cualquier tipo de estudio es importante identificar el punto del sistema en el cual se deben conectar los equipos de monitoreo.

5.1.1. El punto de acople común (PCC)

En este artículo se han tomado como referencia las definiciones presentadas en la norma técnica colombiana y sus extensiones en el estándar internacional [10], [13]. Una de las definiciones más controversiales, pues posee diversas interpretaciones, es la del punto de conexión o acople común (PCC). Éste es definido como un punto de conexión individual ubicado entre el usuario final (punto de medida de energía) y el sistema que lo alimenta, sea el sistema de distribución local (SDL) o el sistema de transmisión regional (STR) y en el cual puede ser realizada la evaluación de la distorsión armónica [11], [21].

A partir de esta definición, los límites definidos en la NTC-5001 son concebidos para ser aplicados en el PCC. Aunque se debe tener en cuenta que este punto puede estar localizado en cualquier lado de un transformador dependiendo del devanado en el que se encuentren conectados otros clientes. La Figura 7 permite explicar este concepto de manera ilustrativa.

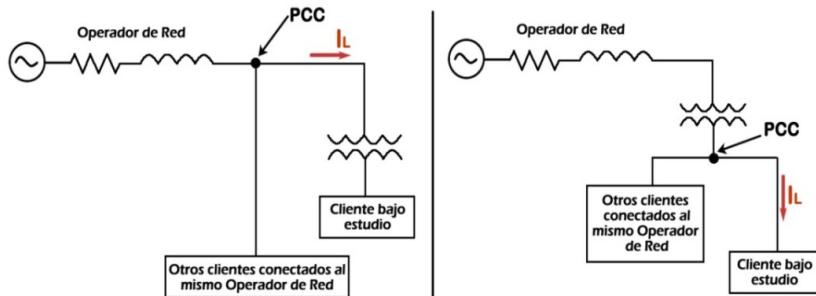


Figura 7. Definición del PCC en sistemas de media tensión según [18] y adoptado por [10].

La norma aclara que cuando el PCC está definido del lado de alta tensión del transformador las mediciones pueden ser tomadas por el lado de baja, siempre y cuando las mediciones sean posteriormente referidas al lado de alta (usando la relación de transformación) y teniendo en cuenta el efecto que sobre los armónicos de secuencia cero tienen los devanados en delta de los transformadores.

5.1.2. ¿Dónde realizar las mediciones?

Como se mencionó, las mediciones para verificar y monitorear los límites armónicos establecidos en la norma colombiana deben realizarse de ser posible en el PCC directamente.

Mediciones en otros puntos de la instalación del usuario final no contribuyen en la evaluación general de los problemas de armónicos, aun cuando estos estudios provean información sobre el comportamiento de cargas puntuales o de gran aporte armónico.

Para muchos usuarios, el PCC está definido del lado del devanado primario de sus transformadores de entrada (media o alta tensión), por lo que en estas ocasiones resulta más conveniente y ventajoso tomar mediciones de tensión y corriente directamente en las fronteras comerciales (figura 8).

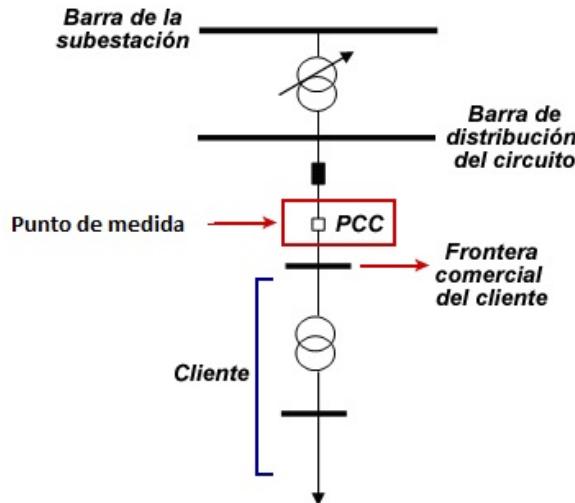


Figura 8. Medición típica en el PCC para clientes industriales.

Las mediciones en el lado de baja tensión del transformador pueden ser adecuadas para la evaluación de las corrientes armónicas. Sin embargo, estas mediciones no pueden ser utilizadas directamente para la evaluación de las distorsiones armónicas de tensión del lado primario del transformador, debido a los efectos que las conexiones delta provocan en los armónicos triples o de secuencia cero [22]. Por ejemplo, transformadores de conexión delta-estrella (DY) (comunes en el sistema eléctrico colombiano) “cancelan” las componentes de secuencia cero del lado del devanado primario (figura 9), mientras los transformadores de conexión estrella-estrella aterrizada (YYG) dejan pasar la totalidad de las componentes armónicas del primario al secundario.

Ahora, si las distorsiones de corriente corresponden únicamente a componentes de secuencia positiva y negativa (típicamente industrias en donde las cargas trifásicas predominan), la relación de transformación sólo afectará los ángulos de las componentes armónicas de corriente [22].

En conclusión, para un estudio en el que se necesita conocer el contenido armónico de la instalación de un cliente (usuario final), es recomendable hacer las mediciones en el PCC

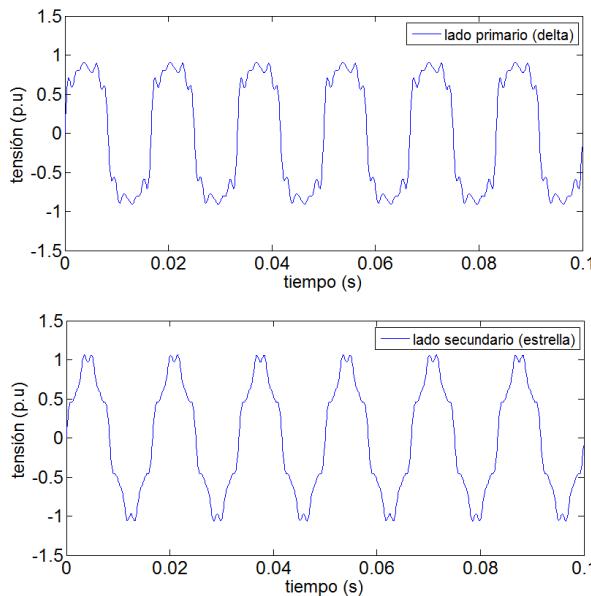


Figura 9. Efecto de un transformador DY sobre la onda de tensión con armónicos.

directamente en el devanado primario del transformador, si las condiciones técnicas y de disponibilidad de los equipos lo permiten. De esta manera, se reduce el tiempo en el tratamiento de las mediciones. Ahora bien, si lo que se quiere es hacer un estudio dentro de las instalaciones del cliente, lo más recomendable es hacer las mediciones en los nodos internos de la planta, las cargas no lineales y bancos de condensadores directamente.

5.2. Equipos usados para el monitoreo de armónicos

Los equipos de medición usados para la medición de armónicos son instrumentos electrónicos basados en microprocesadores que toman la señal de tensión y corriente, y realizan directamente un análisis en la frecuencia usando la transformada rápida de Fourier (FFT). Estos equipos entregan el espectro en magnitud y fase de la señal en función de la frecuencia.

Respecto a las características de los equipos de medida, la NTC 5001 recomienda tener en cuenta los criterios definidos en la norma europea IEC-61000-4-30. Esta norma debe ser tenida en cuenta para la selección de los equipos de monitoreo ya que la norma americana IEEE 519-1992 no define claramente estas características. Los equipos de medida según la IEC-61000-4-30, se clasifican en dos clases [23]:

- **Equipos de clase A:** son equipos de medida usados para la evaluación contractual de parámetros eléctricos y la verificación del cumplimiento de los valores de referencia (límites) establecidos en esta norma internacional. Normalmente, los equipos de esta clase se utilizan para resolver reclamaciones o disputas entre un operador de red y un cliente.

- **Equipos de clase B:** son equipos utilizados para el seguimiento de los parámetros de calidad de energía, estudios de diagnóstico en instalaciones y otras aplicaciones donde no se necesita una alta precisión en las mediciones. Los equipos de esta clase, en general, no tienen una especificación diferente a la dada por sus propios fabricantes, mientras que los de clase A tienen definidas las características y las incertidumbres aceptables para la medición de cada uno de los parámetros de calidad de energía.

5.3. Periodo y resolución para el muestreo de armónicos

En esta sección se describen las características técnicas más relevantes que deben tener los equipos utilizados para la evaluación de las contaminaciones armónicas en las redes eléctricas. En algunos casos, las recomendaciones dadas en este trabajo se apartan de las características dadas por la IEC-61000-4-30, teniendo en cuenta algunas restricciones técnicas o comerciales de los equipos de medida disponibles en el mercado colombiano.

Para un adecuado monitoreo de armónicos, el equipo de medida debe tener una capacidad de lectura de parámetros con una tasa de muestreo de 12 ciclos (para 60Hz) que deben ser almacenados cada 3 segundos [23]. A partir de estos parámetros, el equipo de medida a ser utilizado debe tener una capacidad para almacenar 28.800 datos en la medición de un día, característica que comercialmente no es fácil de encontrar en los medidores de la clase B.

Por esta razón, se recomienda que la tasa mínima de almacenamiento de los valores de THD y de las magnitudes y ángulos de las componentes armónicas sean por lo menos de 0,1 % del tiempo total de la medida. Esto con el fin de lograr que para el análisis se tenga una base mínima de 1.000 datos, que es el valor mínimo de datos recomendado por la IEC-61000-4-30 para el análisis de una semana a intervalos de 10 minutos. Este valor es cumplido por la mayor parte de los analizadores de redes eléctricas de tipo portátil disponibles en el mercado colombiano. Así, para los diferentes tiempos de medida, la tabla 1 muestra la capacidad de almacenamiento que debe tener un equipo usado en estudios de contaminación armónica según el tipo de cliente.

Tabla 1. Tasas de captura de información para monitoreo de THD

| Tipo de cliente | Periodo de medida óptimo | Tiempo de muestreo típico (s) | Tiempo de muestreo óptimo (s) |
|-----------------|--------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| Residencial | 24 Horas | 90 | 30 |
| Comercial | 48 Horas | 180 | 60 |
| Industrial | 72 Horas | 270 | 90 |

5.4. Parámetros que se deben medir

Los parámetros mínimos que debe medir el analizador de redes a ser utilizado en la captura de información para la evaluación de límites de contaminación armónica incluyen:

1. Medición (de forma individual) de la magnitud y ángulo de las componentes armónicas de las señales de tensión y corriente desde la componente fundamental hasta el armónico de orden 31 o hasta el máximo disponible (para el caso colombiano hasta el 50 armónico). Este requisito es generalmente cumplido por los medidores de calidad de energía disponibles comercialmente. En este aspecto, se tiene que, en sistemas de potencia como el colombiano, la presencia de armónicos por encima del orden 15 no son frecuentes y en caso de ser detectados son de bajas magnitudes [24]. De esta manera, se puede restringir el orden armónico máximo a ser medido y reducir así la cantidad de memoria usada en el equipo de monitoreo.
 2. La medición de los valores RMS de cada una de las señales capturadas de tensión y corriente se debe realizar a la misma resolución y tiempo que los demás parámetros. La incertidumbre aceptada para la medición de la tensión debe ser de un $\pm 0,1\%$ de la tensión medida [22]. Para el caso de la corriente, la incertidumbre de la medida de corriente debe ser de 0,1 % de la plena escala del instrumento [22]. Sin embargo, teniendo en cuenta que la mayoría de los equipos de medida usados en Colombia poseen una clase de 0,2 y que a este error se deben sumar los errores propios de los transductores de corriente (CT o pinza de efecto hall) se propone que sea aceptada una incertidumbre máxima del 2 % de la plena escala (igual al de clase B definido por IEC-61000-4-30).
 3. Medición del ángulo de las componentes armónicas de las señales de tensión y corriente de forma individual desde la componente fundamental hasta el armónico de orden 31 o hasta el máximo disponible (para el caso colombiano hasta el 50 armónico). Se aclara que contar con los ángulos es útil para el análisis de las contaminaciones armónicas y sus soluciones.
 4. Cálculo de los valores de THD para las señales de tensión y corriente.
 5. Medición de la potencia real activa, la potencia real aparente, el factor de potencia real (incluyendo componentes armónicas) y la energía consumida. Esta captura se debe realizar a la misma resolución y tiempo que los demás parámetros mencionados anteriormente.
- En general, para las mediciones de armónicos se considera el sistema eléctrico en estado estacionario. Sin embargo, para efecto de análisis de disturbios específicos, también pueden considerarse los efectos dinámicos producto de las maniobras hechas en la red.

5.5. Selección de la frecuencia de muestreo y de los períodos de medición

La frecuencia de muestreo debe seleccionarse teniendo en cuenta el teorema de Nyquist, que establece que la frecuencia de muestreo debe ser mayor que el doble de la frecuencia más alta que tenga la señal a analizar [18]. En el análisis de componentes armónicas en estado

estacionario, el análisis espectral debe permitir estimar componentes hasta el armónico 50, razón por la cual la frecuencia más elevada que debe considerarse es de 3 kHz para el caso del sistema eléctrico colombiano. La frecuencia de muestreo habitualmente utilizada en estos equipos es de 7,68 kHz, que corresponde a tomar 128 muestras por ciclo de (1/60 s). Con este número de muestras por ciclo se garantiza que el análisis espectral pueda realizarse hasta el armónico 50.

Respecto a los intervalos de observación recomendados para el análisis de armónicos, éstos varían desde los pocos segundos hasta una semana, dependiendo del estudio que se desee realizar. Los intervalos de observación que se recomiendan son los siguientes [24]:

- Intervalos muy cortos (t_{mc}) = 3 segundos
- Intervalos cortos (t_c) = 10 minutos
- Intervalos largos (t_l) = 1 hora
- Intervalos de un día (t_d) = 24 horas
- Intervalos de una semana (t_{sm}) = 7 días

Con el fin de conocer detalladamente el comportamiento de los clientes, las medidas deben ser tomadas de manera ininterrumpida por un periodo suficiente como para determinar estadística y matemáticamente las características de distorsión armónica de cada cliente [25]. Medidas esporádicas o de corta duración deber ser rechazadas desde el comienzo, partiendo del hecho de que no representan con exactitud el comportamiento armónico del cliente. Por estas razones, el periodo óptimo de medida que se recomienda es de una semana de monitoreo. Este periodo permitirá conocer un ciclo de trabajo completo, especialmente para clientes de tipo comercial o industrial.

5.6. Transductores utilizados en la medición de armónicos

La función de los transductores, sea transformador de corriente (CT), transformador de potencial (PT) o ambos, es la de proveer una réplica de la corriente o la tensión del sistema de potencia a un nivel compatible con la operación de la instrumentación. La Figura 10 muestra el esquema de conexión típico para la medición de tensiones y corrientes armónicas usando CT y PT.

En línea con los requerimientos de exactitud sugeridos para la instrumentación, la norma IEC-61000-4-7 establece que el error de los transformadores de tensión y corriente no deberá exceder el 5 % (relacionado al valor medio) en magnitud y 5° en el ángulo de fase, esto para la magnitud más pequeña que se presente. La respuesta en frecuencia sugerida para los transformadores de instrumentación debe ser consecuente con un ancho de banda que puede ir desde 1 kHz a 5 kHz [25].

En la norma IEC-61000-4-30 se presenta un estudio realizado a transformadores de medida de tensión con tensiones primarias entre 6 kV y 400 kV. En este estudio se establece que la

precisión requerida para componentes armónicas sólo se garantiza para frecuencias que a lo sumo llegan hasta los armónicos de orden 7 (420 Hz) para alta tensión y hasta los armónicos de orden 15° (900 Hz) para media tensión [25]. Por esta razón, se deben tener en cuenta las especificaciones técnicas de los equipos utilizados y su comportamiento en la frecuencia.

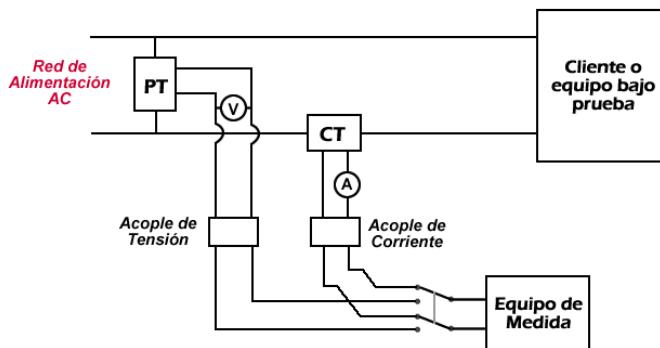


Figura 10. Circuito de Medición de Tensión y Corriente Armónica Usando PT y CT.

5.7. Condiciones adicionales para la medición de armónicos

5.7.1. Medición de armónicos de tensión

Las mediciones de armónicos en tensión pueden realizarse del lado de baja tensión de un transformador con una conexión directa a las barras. Para los casos en los que se mida desde el lado de alta tensión, se pueden utilizar PT capturando señales de baja tensión en los equipos de medición.

Los PT generalmente tienen una respuesta en frecuencia aceptable para señales hasta 3 kHz. Transformadores de potencial con divisores capacitivos (CCTV) no deben ser utilizados para la medición de armónicos, ya que éstos utilizan un circuito sintonizado para la dar precisión en mediciones de la onda fundamental y pueden generar errores inaceptables a frecuencias armónicas [25].

5.7.2. Medición de armónicos de corriente

La medición de los armónicos de corriente se requiere para verificar el cumplimiento de los límites propuestos por la NTC 5001. Uno de los conceptos más importantes a la hora de abordar un problema de contaminación armónica es que los límites de armónicos en corriente se expresan como un porcentaje de un valor de corriente fijo que es la corriente promedio de la demanda máxima. Esto significa que los límites de corriente son esencialmente límites fijos de corriente con respecto a cada armónico (THDi) y a la tasa de distorsión total de la demanda (TDD).

Con el propósito de comparar las mediciones con estos límites, es importante que las mediciones de armónicos sean realizadas en magnitudes absolutas (amperios) y no como porcentaje de la corriente fundamental. Esto debido a que la magnitud fundamental de la corriente varía constantemente debido a las variaciones de carga y a los cambios en el control del factor de potencia.

Las corrientes armónicas expresadas como porcentaje de los cambios en la corriente fundamental pueden crear dificultades en cuanto la conversión de las corrientes medidas y los resultados pueden ser erróneos. Por ejemplo, los niveles de distorsión armónica expresados como porcentaje de la corriente fundamental pueden ser muy altos durante condiciones de carga baja, pero las magnitudes armónicas de las corrientes pueden ser totalmente aceptables, razón por la cual se deben calcular la TDD y no únicamente los THDi [11].

Cuando se realizan mediciones de distorsiones armónicas de corriente dentro de una instalación es importante incluir los ángulos de fase de cada armónico de forma individual. Esto permitirá una evaluación más completa de la cancelación entre los diferentes componentes armónicos dentro del sistema bajo análisis. Los ángulos de fase deben estar relacionados con una misma referencia la cual comúnmente se refiere al ángulo de cruce por cero de la onda fundamental de la fase A (L1 o fase R).

Las características de los CT también son importantes en la medición de las distorsiones armónicas de corriente. La respuesta en frecuencia de estos equipos debe ser evaluada para las mediciones que serán realizadas. Los CT deben tener menos de 3dB de atenuación para frecuencias menores a 3 kHz [25]. En caso de que los equipos disponibles no cumplan con esta condición, los valores de THDi y TDD no podrán ser tomados a través de estos equipos y por tanto deberán buscarse otras alternativas para su captura y análisis.

5.8. Condiciones del sistema durante la medición

Adicionalmente a las variaciones aleatorias de los niveles de armónicos, al realizar un análisis de los límites y niveles de distorsión armónica es importante evaluar el impacto que tienen las diferentes condiciones de operación del sistema sobre los niveles de distorsión armónica de un usuario final (cliente) o bien de la red de alimentación misma. Para estudios enfocados en el análisis de las contribuciones armónicas en el PCC, evaluar las condiciones de operación del sistema tales como el efecto de bancos de condensadores (usados por el cliente o por el operador de red), el efecto de los filtros de armónicos y el efecto de las posibles variaciones de la carga, sumado a las variaciones aleatorias de los niveles armónicos, resulta poco útil pues la finalidad del estudio es el conocer la responsabilidad en el aporte de armónicos a partir de un comportamiento estable tanto del cliente como del sistema de distribución.

Debido a esto, existe una dificultad en la aplicación de la metodología expuesta en la norma IEEE-519 para evaluar la contaminación armónica en un sistema ya que no se tiene en cuenta la relación entre la magnitud de los armónicos y su duración [21]. Un ejemplo típico de este aspecto lo constituye el proceso de arranque de un motor con arrancador electrónico, ya que los armónicos durante este proceso no serán los mismos que los armónicos medidos en el mismo punto después de que el motor se encuentre operando. Para el análisis del aporte armónico,

se recomienda usar la propuesta del grupo de trabajo de IEEE 519A [26], la cual define que los armónicos válidos dentro de un sistema a fin de evaluar los límites permisibles son los armónicos denominados de estado estable o bien aquellos que persisten un mayor periodo.

6. Conclusiones

En este trabajo se presentaron de manera sintetizada los requerimientos técnicos y las normas técnicas que deben ser aplicadas con el propósito de realizar un adecuado monitoreo y posterior análisis de la contaminación armónica en cualquier instalación eléctrica conectada a un sistema de distribución colombiano.

Estamentos de carácter nacional e internacional que son veedores de la buena prestación del servicio eléctrico han establecido, a través de diferentes estudios, límites que reducen el aporte armónico de un usuario final (cliente), definiendo así los topes permisibles que garantizan el buen funcionamiento de todos los elementos dentro de un sistema. Es por esto que cualquier estudio relacionado con la estimación de distorsiones armónicas o la determinación de responsabilidades en el aporte de armónicos en el punto de conexión o acople común (PCC), siempre debe ir de la mano con un análisis en el que se comparan los valores de distorsión armónica de cada cliente con los valores tope recomendados en la norma NTC 5001.

Para un correcto monitoreo y medición de armónicos en el estudio de calidad de potencia no sólo se requiere de dispositivos de medición y almacenamiento de datos que cumplan los requerimientos técnicos expuestos en la norma IEC-61000-4-30, también es necesario tener en cuenta otros aspectos que puedan alterar el comportamiento del sistema en el momento de la medición. Entre estos aspectos se encuentran: la correcta ubicación de los equipos de medición en el PCC, la frecuencia de muestreo, los intervalos de observación, los transductores utilizados, las recomendaciones dadas para la medición de armónicos de tensión y/o de corriente y además, analizar las condiciones del sistema durante la medición.

Se recomienda a los usuarios finales identificar y clasificar sus cargas perturbadoras con el propósito de predecir los problemas que éstas pueden generar en el normal funcionamiento de sus procesos o actividades. De esta manera, los monitoreos realizados en sus instalaciones proporcionarán información complementaria con el fin de tomar acciones para reducir problemas de contaminación armónica. Por otra parte, es conveniente que los clientes con ayuda de los operadores de red realicen actividades encaminadas al conocimiento de su red de alimentación y sus vecinos conectados con el objetivo de mantener ambientes eléctricos con contenidos armónicos por debajo de los límites establecidos.

Referencias

- [1] A. Terciyanli, T. Avci, I. Yilmaz, C. Ermis, K. Kose, A. Acik, A. Kalaycioglu, Y. Akkaya, I. Cadirci, and M. Ermis, "A Current Source Converter-Based Active Power Filter for Mitigation of Harmonics at the Interface of Distribution and Transmission Systems," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 48, pp. 1374–1386, 2012.
- [2] K. Prabaakaran, N. Chitra, and A. S. Kumar, "Power quality enhancement in microgrid - A survey," in 2013 International Conference on Circuits, Power and Computing Technologies (ICCPCT), 2013, pp. 126–131.
- [3] "IEEE Standard 1159-1995, IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality," ed. New York, 1995.
- [4] P. Supriya and T. N. P. Nambiar, "Review of Harmonic Source Identification Techniques," *Int. Rev. Electr. Eng.*, vol. 7, Issue 3, pp. 4525–4531, May 2012.
- [5] S. Nath, P. Sinha, and S. K. Goswami, "A wavelet based novel method for the detection of harmonic sources in power systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 40, Issue 1, Pages 54–61, Sept 2012.
- [6] D. Stevanovic and P. Petkovic, "The Efficient Technique for Harmonic Sources Detection at Power Grid," *Prz. Elektrotechniczny*, vol. 88, Nr. 11a, pp. 196-199, 2012.
- [7] Q. C. Zhong, "Harmonic Droop Controller to Reduce the Voltage Harmonics of Inverters," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, pp. 936–945, 2013.
- [8] A. M. Eltamaly, "Novel Third Harmonic Current Injection Technique for Harmonic Reduction of Controlled Converters," *J. Power Electron.*, vol. 12, pp. 925–934, 2012.
- [9] C. J. Liu, F. Blaabjerg, W. J. Chen, and D. H. Xu, "Stator Current Harmonic Control With Resonant Controller for Doubly Fed Induction Generator," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 27, pp. 3207–3220, 2013.
- [10] Instituto Colombiano de Normas Técnicas - ICONTEC, NTC 1340: Electrotecnia. Tensiones y frecuencia nominales en sistemas de energía eléctrica en redes de servicio público. 2004, p. 7.
- [11] Instituto Colombiano de Normas Técnicas - ICONTEC, NTC 5001: Calidad de la Potencia Eléctrica. Límites y metodología de Evaluación en Punto de Conexión Común. Colombia, 2008, p. 60.
- [12] Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución CREG 070-1998: Colombia, 1998, p. 63.
- [13] Comisión de Regulación de Energía y Gas, Resolución CREG 024-2005. Colombia, 2005, p. 10.
- [14] A. F. Abdul Kadir, A. Mohamed, and H. Shareef, "Harmonic impact of different distributed generation units on low voltage distribution system," in 2011 IEEE International Electric Machines & Drives Conference (IEMDC), 2011, pp. 1201–1206.
- [15] M. Brenna, R. Chiumeo, and C. Gandolfi, "Harmonic analysis: Comparison between different modulation strategies for three phase inverter connecting Distributed Generation," 2011 Int. Conf. Clean Electr. Power, pp. 231–236, Jun. 2011.
- [16] X. Zhou, J. Liang, and W. Zhou, "Harmonic impacts of inverter-based distributed generations in low voltage distribution network," 2012 3rd IEEE Int. Symp. Power Electron. Distrib. Gener. Syst., pp. 615–620, Jun. 2012.
- [17] Bojoi, R.; Limongi, L.R.; Roiu, D.; Tenconi, A., "Enhanced Power Quality Control Strategy for Single-Phase Inverters in Distributed Generation Systems," *Power Electronics, IEEE Transactions on*, vol.26, no.3, pp.798,806, March 2011
- [18] Morsy, A.; Ahmed, S.; Massoud, AM., "Harmonic rejection in current source inverter-based distributed generation with grid voltage distortion sing multi-synchronous reference frame," *Power Electronics, IET* , vol.7, no.6, pp.1323,1330, June 2014
- [19] P. Garcia, L. Rodriguez, H. Rojas, and A. Ríos, "Aplicación del método de la impedancia crítica para determinar la fuente armónica dominante en circuitos," *Rev. Ing. e Investig.*, vol. 27, no. 1, pp. 138–148, 2007.
- [20] M. Bollen and I. Gu, *Signal processing of power quality disturbances*. New York, USA: IEEE Press Series on Power Engineering, 2006, p. 861.
- [21] IEEE Standards subcommittie, IEEE Standard 519-1992: IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems. USA, 1992, p. 101.
- [22] J. Arrillaga, B. Simith, and N. Watson, *Power System Harmonic Analysis*, Second. New Zeland: Wiley and Sons, 1997, p. 382.
- [23] International Electrotechnical Commission, "61000-4-30: Testing and measurement techniques - Power quality measurement methods", International Standard, February 2003.

- [24] E. Parra, Análisis de armónicos en sistemas de distribución. Bogotá, Colombia: Editorial Universidad Nacional de Colombia, 2004, p. 84.
- [25] International Electrotechnical Commission, IEC Standard 61000-4-7: Testing and measurement techniques - General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation. 2002, p. 45.
- [26] IEEE Harmonic Working Group, P519.1 - IEEE Draft Guide for Applying Harmonic Limits on Power Systems. USA: P519A Task Force, 1996, p. 81.

Herbert Enrique Rojas Cubides

Nació en Bogotá D.C., Colombia. Es ingeniero electricista de la Universidad Nacional de Colombia, de Bogotá, Colombia. Obtuvo su título de Maestría en Ingeniería Eléctrica y actualmente es Candidato a Doctor en Ingeniería – Área de Ingeniería Eléctrica, de la Universidad Nacional de Colombia, de Bogotá, Colombia.

Se desempeñó como instructor de Redes Eléctricas de Distribución e Instalaciones Eléctricas Industriales en el Servicio Nacional de Aprendizaje (SENA) y trabajó como ingeniero residente y luego como coordinador de proyectos en varias empresas del sector de ingeniería eléctrica y de telecomunicaciones. Actualmente se desempeña como docente en las áreas de Subestaciones Eléctricas y Aislamiento Eléctrico en la Universidad Distrital Francisco José de Caldas de Bogotá D.C., Colombia y es investigador del Grupo de Investigación en Compatibilidad e Interferencia Electromagnética (GCEM-UD), donde realiza estudios sobre procesamiento de señales, alta tensión, aislamiento eléctrico, compatibilidad electromagnética y calidad de potencia.

e-mail: herojasc@udistrital.edu.co

Adolfo Andrés Jaramillo Matta

Nació en Palmira, Colombia. Es ingeniero electrónico de la Universidad del Valle, de Cali, Colombia. Obtuvo su título de Maestría en Ingeniería – Énfasis en Automática, en la Universidad del Valle de Cali, Colombia. Obtuvo su título de Maestría en Ingeniería Electrónica, en la Universidad Rovira i Virgili, de Tarragona, España. Obtuvo su Ph.D. en la Universidad Rovira i Virgili, de Tarragona, España. Se desempeñó como investigador y coordinador de investigación en la Universidad del Valle durante 2 años. Posteriormente, ejerció el cargo de PDI en la Universidad Rovira i Virgili y actualmente se desempeña como docente de planta en las áreas de Control y Calidad de Potencia en la Universidad Distrital Francisco José de Caldas de Bogotá D.C., Colombia.

e-mail: ajaramillom@udistrital.edu.co

Edwin Rivas Trujillo

Es ingeniero electricista de la Universidad del Valle, de Cali, Colombia. Obtuvo su título de Maestría en Ingeniería – Énfasis en Sistemas de generación de energía Eléctrica en la misma Universidad. Doctor en Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Automática de la Universidad Carlos III de Madrid-España y Máster de la misma Universidad, actualmente se desempeña como docente titular de la Universidad Distrital Francisco José de Caldas; lidera el Grupo de Investigación en Compatibilidad e Interferencia Electromagnética (GCEM-UD).

e-mail: erivas@udistrital.edu.co