

**CARACTERIZACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE LA CARGA
ELÉCTRICA DE UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DEL ÁREA
METROPOLITANA DE BUCARAMANGA**

**LUIS CARLOS HERRERA PIÑA
CESAR JULIÁN RUBIO ORDOÑEZ**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRONICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2014

**CARACTERIZACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE LA CARGA
ELÉCTRICA DE UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DEL ÁREA
METROPOLITANA DE BUCARAMANGA**

**LUIS CARLOS HERRERA PIÑA
CESAR JULIÁN RUBIO ORDOÑEZ**

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero Electricista

Director:

PhD. GABRIEL ORDOÑEZ PLATA

Co-directora:

PhD (C). YULIETH JIMÉNEZ MANJARRÉS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRONICA Y
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2014

AGRADECIMIENTOS

Muchas gracias a todas las personas que durante el desarrollo de este proyecto de grado aportaron algo de su tiempo y esfuerzo para alcanzar el objetivo final: al Ing. Diego Medina, a los Ingenieros del convenio UIS-ESSA y en especial a nuestros directores, el Profe Gabriel y Yulieth, fue un gusto poder compartir con ustedes este trabajo de grado.

DEDICATORIAS

A Dios, quién supo guiarme por el buen camino, darme fuerzas para seguir adelante y no desmayar en los problemas que se presentaban, enseñándome a encarar las adversidades sin perder nunca la convicción ni desfallecer en el intento.

A mis queridos padres Tobías Herrera Méndez y Deisy Marina Piña, por su amor, gran sabiduría y comprensión incondicional, que siempre fueron mi razón de ser, mis valores, mis principios, mi carácter, mi empeño, mi perseverancia y gran motivación para ser un profesional íntegro pero sobre todas las cosas un excelente ser humano.

A mi hermana Leidy, por su cariño y apoyo, a mis hermosos sobrinitos Juan y María por sus sonrisas que siempre me alegraban en los momentos duros. A mí cuñado Alex por siempre darme una mano cuando lo necesitaba.

A mis dos hermanos de alma Abdalá y John, que siempre han significado en mi vida un gran apoyo, que con ellos he vivido excelentes momentos y otros no tan buenos, pero que a pesar de todo, me ayudaron a encontrarle el lado amable a las cosas. Por el gran aprecio y respeto que siempre hacía mí.

Al amor de mi vida Kelly, por su paciencia, su bondad, por siempre estar a mi lado y principalmente por ese amor tan sincero e incondicional que siempre me ha demostrado. Todos esos lindos detalles que siempre me inspiraron y me colmaron de felicidad.

A todos mis amigos y compañeros de estudio por que siempre me aportaron su granito de arena para lograr cada uno de mis objetivos. Porque de ellos aprendí el gran valor de compartir los conocimientos.

A mis profesores que en este andar por la vida, influyeron con sus lecciones y experiencias en formarme como una persona de bien y preparada para los retos que pone la vida.

Luis Carlos Herrera Piña

A ella que no descansa nunca y siempre tiene la voluntad de solucionar cualquier dificultad, no siempre aparece, pero cuando lo hace me brinda su ayuda y respaldo. A la del medio que siempre ha mostrado interés en todas mis cosas y se le ven esas ganas de que los diferentes aspectos de mi vida salgan bien. Y la menor y por ende la más tierna que me ha dado todo su apoyo, cariño y comprensión. También gracias a ellas por regalarme un ejemplo a seguir y a mis sobrinitos porque sus sonrisas han sido una luz que alumbra sin importar las condiciones en que nos encontremos.

Mi papá que sin importar como, ni donde, ni en qué medida, está pendiente y puedo contar con él.

Mi mamá que ha sido mi compañera de toda la vida y que me brinda cada día y cada noche todo ese cariño y esa atención desbordada que no tiene comparación.

Para ti, por ser tan especial y darme tanto de tu inteligencia, cariño, amor y tiempo, siempre me brindaste ternura y sonrisas durante este camino.

Para todas esas amistades que me deja la U y el sinfín de cosas vividas entre estudios, juegos, traspasadas, proyectos y sonrisas.

Al profe Gabriel y Wilman que me enseñaron el significado de la persona y el profesional que debe llevar en alto el título de Ingeniero Electricista; a querer la carrera un poquito más.

A las personas que durante mi paso por Bogotá me brindaron la oportunidad de entrar en sus vidas y de compartir enseñanzas y conocimientos.

Finalmente para el de arriba, él está ahí sin importar uno cuanto se olvide de él, ni cuanto lo tenga descuidado.

Cesar Julián Rubio Ordoñez

Índice general

0.1. Introducción	18
0.1.1. Objetivos.	20
0.2. Medición y monitorización de la calidad de la energía eléctrica.	20
0.2.1. IEEE 1159/2009.	20
0.2.2. IEC 61000-4-30/2004.	22
0.2.3. UNE-EN 50160/2001.	25
0.2.4. IEEE 519/2005	27
0.2.5. NTC 5001/2008.	29
0.3. Definiciones de potencia en régimen no sinusoidal	32
0.3.1. Modelamiento de cargas no lineales	33
0.3.2. IEEE 1459.	39
0.4. Herramientas para la gestión de información	42
0.4.1. Equipo de monitorización de sistemas de potencia eléctrica - Medidor PQube	42
0.4.2. Sistema de gestión de datos	44
0.5. Información inicial de la carga	49
0.5.1. Datos del transformador de distribución.	50
0.5.2. Cantidad de usuarios.	51
0.6. Caracterización y evaluación de la carga	53
0.6.1. Caracterización dinámica del comportamiento de la carga	53
0.6.2. Parámetros de caracterización del comportamiento dinámico de la carga	66
0.6.3. Evaluación convencional de la calidad de la energía eléctrica .	71
0.7. Conclusiones.	73
0.8. Recomendaciones y trabajos futuros	75
0.9. Bibliografía.	76

Índice de figuras

1.	Modelo de carga no lineal mediante inyección de corrientes armónicas. Tomado de [1]	34
2.	Modelo de carga no lineal mediante inyección de corrientes armónicas e impedancia equivalente en paralelo. Tomado de [1]	34
3.	Modelo de carga no lineal mediante inyección de corrientes armónicas dependientes de tensión e impedancia equivalente en paralelo. Tomado de [1]	34
4.	Tendencias trifásicas de potencia. Adaptado de [2]	35
5.	Modelo general de carga para un sistema trifásico con armónicos y carga asimétrica. Tomado de [2]	37
6.	Modelo equivalente de Fryze. Tomado de [3]	38
7.	Descomposición de la potencias aparente efectiva. Tomado de [4]	39
8.	Analizador de red PQube instalado en el transformador	43
9.	Visualización general del interfaz del sistema de gestión de datos	45
10.	Etapas que componen el sistema de gestión de datos	47
11.	Etapas que componen la tabulación de los estadísticos	49
12.	Transformador de distribución 4148	50
13.	Ubicación y cantidad de usuarios del transformador de distribución	52
14.	Tensión de la fase r. V_r : Semana 1, V_r 2: Semana 2 y V_r 3: Semana 3	54
15.	Estadísticos de la tensión de suministro durante la semana 1	54
16.	Corriente de la fase r. I_r : semana 1, I_r 2: semana 2 y I_r 3: semana 3	55
17.	Potencia aparente efectiva. S_e : semana 1, S_e 2: semana 2 y S_e 3: semana 3	55
18.	Comportamiento de la tensión en el día domingo. V_r : semana 1, V_r 2: semana 2, V_r 3: semana 3	55
19.	Corriente de fase r durante un día. I_r : día lunes, I_r 2: día martes, I_r 3: día jueves, I_r 4: día viernes	56
20.	Corriente de dos días entre semana y dos del fin de semana. I_r : día martes, I_r 2: día viernes, I_r 3: día sábado y I_r 4: día domingo	56
21.	Corriente de dos días entre semana y el fin de semana en una ventana de 6 horas. I_r : día martes, I_r 2: día viernes, I_r 3: día sábado y I_r 4: día domingo	56
22.	Potencia aparente efectiva S_e en por unidad durante un día.	57
23.	Tomado de [5]	57
24.	Tensiones de fase r-s-t durante un día	58

25.	Desbalance de secuencia negativa (azul) y de secuencia cero (naranja) de una tensión de fase durante un día	58
26.	Distorsión armónica total - THD durante un día	59
27.	Corrientes de fase r-s-t durante un día	59
28.	Desbalance de secuencia negativa y secuencia cero de una corriente de fase durante un día	59
29.	Estadísticos del desbalance de secuencia negativa y secuencia cero de una corriente de fase durante un día	60
30.	Distorsión de demanda total - TDD durante un día	60
31.	Valor RMS total de una corriente de neutro (azul), junto con su componente fundamental (azul bajo) y su componente de armónicos (verde)	61
32.	Valor RMS de la corriente de la fase s (verde) y corriente de neutro (celeste) durante un día	61
33.	Terminos de potencia principales de la IEEE 1459 S_e , S_{1+} , S_{1U} y S_{eN}	62
34.	Términos de potencia convencionales S, P y Q	62
35.	Componentes de la potencia aparente fundamental de secuencia positiva S_{1+} , P_{1+} y Q_{1+}	62
36.	Dimensionamiento de términos de potencia principales de la IEEE 1459 S_e , S_{1+} , S_{1U} y S_{eN} y convencionales S, P y Q.	63
37.	Factores de potencia convencionales y de la IEEE 1459 FP, FPe, FPe1, FPe1+	63
38.	Distorsión armónica total efectiva de tensión THD_{v_e}	64
39.	Distorsión armónica total efectiva de corriente THD_{i_e}	64
40.	Relación de la potencia aparente efectiva no fundamental y potencia aparente efectiva fundamental	64
41.	Relación de la potencia aparente efectiva no fundamental y potencia activa fundamental de secuencia positiva	65
42.	Relación de la potencia aparente efectiva de desbalance y potencia efectiva fundamental de secuencia positiva	65
43.	Relación de la potencia aparente efectiva de desbalance y potencia activa fundamental de secuencia positiva	65
44.	Relación de la potencia reactiva y activa fundamental de secuencia positiva	66
45.	Modelo de la carga separados por cada secuencia (V_1^+ , V_1^- , V_1^0)	67
46.	Comportamiento de la tensión el día lunes de varias semanas	79
47.	Corriente de varios días durante 6 horas. I_{r_1} : día lunes, I_{r_2} : día martes, I_{r_3} : día jueves y I_{r_4} : día viernes	79
48.	Corriente de fase del día viernes	80
49.	Comparación de desbalance de tensión por Norma ANSI e IEC durante un día	80
50.	Comparación de desbalance de corriente por Norma ANSI e IEC durante un día	80
51.	Comparación de potencia aritmética (S) contra potencia aparente fundamental de secuencia positiva (S_{1+}) durante un día	81

52. Comparación de los estadísticos de potencia aparente (S) contra potencia aparente fundamental de secuencia positiva (S1+) durante un día	81
53. Comparación de potencia activa (P) contra potencia activa fundamental de secuencia positiva (P1+) durante un día	81
54. Comparación de los estadísticos de potencia activa (P) contra potencia activa fundamental de secuencia positiva P1+) durante un día . . .	82
55. Comparación de potencia reactiva (Q) contra potencia reactiva fundamental de secuencia positiva (Q1+) durante un día	82
56. Comparación de los estadísticos de la potencia reactiva (Q) contra potencia reactiva fundamental de secuencia positiva (Q1+) durante un día	82
57. Estadísticos de la tensión de la fase r - Sem 1	83
58. Estadísticos de la tensión de la fase s - Sem 1	84
59. Estadísticos de la tensión de la fase t - Sem 1	84
60. Estadísticos del desbalance de tensión - Sem 1	85
61. Estadísticos del desbalance de corriente - Sem 1	85
62. Estadísticos del THD de la fase r - Sem 1	86
63. Estadísticos del THD de la fase s - Sem 1	86
64. Estadísticos del THD de la fase t - Sem 1	87
65. Estadísticos del TDD de la fase r - Sem 1	87
66. Estadísticos del TDD de la fase s - Sem 1	88
67. Estadísticos del TDD de la fase t - Sem 1	88
68. Estadísticos del FP - Sem 1	89
69. Estadísticos de la tensión de la fase r - Sem 3	90
70. Estadísticos de la tensión de la fase s - Sem 3	91
71. Estadísticos de la tensión de la fase t - Sem 3	91
72. Estadísticos del desbalance de tensión - Sem 3	92
73. Estadísticos del desbalance de corriente - Sem 3	92
74. Estadísticos del THD de la fase r - Sem 3	93
75. Estadísticos del THD de la fase s - Sem 3	93
76. Estadísticos del THD de la fase t - Sem 3	94
77. Estadísticos del TDD de la fase r - Sem 3	94
78. Estadísticos del TDD de la fase s - Sem 3	95
79. Estadísticos del TDD de la fase t - Sem 3	95
80. Estadísticos del FP - Sem 3	96

Lista de Tablas

1.	Normas relacionadas con la calidad de energía eléctrica	19
2.	Categorías y características típicas de los fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia. Adaptada de [6]	21
3.	Margen de variación de las magnitudes de influencia, Clase A. Adaptada de [7]	24
4.	Niveles de compatibilidad para distorsión armónica total (THD). Adaptada de [8]	24
5.	Límites de las características de la tensión de alimentación. Adaptado de [9]	26
6.	Valores límite de las tensiones de armónicos individuales en los puntos de suministro, hasta el armónico de orden 25, expresados en porcentaje de U_n . Adaptado de [9]	27
7.	Límites de distorsión para la tensión. Tomado de [10]	28
8.	Límites de distorsión de corriente (120 V hasta 69 kV). Tomado de [10]	28
9.	Clasificación de perturbaciones de potencia según su duración. Tomado de [11]	29
10.	Porcentaje máximo de desbalance de tensión. Tomado de [11]	30
11.	Porcentaje máximo de desbalance de corriente. Adaptado de [11] . .	30
12.	Valores de referencia de THD de tensión. Tomado de [11]	31
13.	Valores de referencia del Factor de Potencia. Adaptado de [11]	32
14.	Componentes de corriente propuestas en la teoría CPC. Adaptado de [12]	36
15.	Agrupación de los indicadores para sistemas trifasicos con formas no sinusoidales. Tomado de [13]	42
16.	Aplicaciones de las ventanas de observación	46
17.	Agrupación de variables de tensión y corriente para graficación y tabulación de los datos	46
18.	Agrupación de variables de potencia IEEE 1459 para graficación y tabulación de los datos	47
19.	Capacidad para generar gráficas de variables del sistema de gestión .	48
20.	Variables con estadísticos que tienen señales de aceptación, rechazo e histograma	49
21.	Datos de ubicación del transformador de distribución	50
22.	Características eléctricas del transformador de distribución	51
23.	Cantidad de usuarios del transformador de distribución	51

24.	Información inicial de la carga	52
25.	Parámetros del modelo de carga para el día 1	69
26.	Parámetros del modelo de carga para el día 2	70
27.	Resultados de los parámetros del modelo para el día 1 y 2	70
28.	Check list para la semana del 17 al 23 de Marzo	71
29.	Check list para la semana del 31 de Marzo al 06 de Abril	72
30.	Variables del medidor PQube	78

RESUMEN

TITULO: CARACTERIZACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DINÁMICO DE LA CARGA ELÉCTRICA DE UN TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN DEL ÁREA METROPOLITANA DE BUCARAMANGA¹

AUTOR: LUIS CARLOS HERRERA PIÑA

CESAR JULIÁN RUBIO ORDOÑEZ²

PALABRAS CLAVES: Caracterización, monitorización, estadísticos, gestión de datos, comportamientos y medidor inteligente.

DESCRIPCIÓN:

El aumento en el uso de dispositivos electrónicos en los hogares Colombianos genera cambios en los parámetros de las variables de tensión, corriente, potencia y energía del sistema eléctrico nacional. Esto motiva a que las empresas electrificadoras y operadoras de red realicen mediciones, razón por la cual desde hace aproximadamente un año se han monitorizado variables de la calidad de la energía eléctrica en la carga de un transformador de distribución ubicado en el barrio La Feria del área metropolitana de Bucaramanga. El medidor inteligente PQube instalado junto al transformador proporciona en tiempo real y además almacena parámetros del sistema eléctrico.

Esta monitorización ha permitido realizar un análisis dinámico de los comportamientos presentados en la carga para verificar el estado actual de los fenómenos de potencia en cargas de tipo residencial. La caracterización dinámica de la carga eléctrica del transformador consiste en una identificación de comportamientos de las variables de tensión, corriente, potencia y definiciones de potencia del estándar IEEE 1459 a través de una gestión de información donde se extraen estadísticos, se calculan parámetros de potencia y después se realiza un análisis de gráficas, tablas e histogramas de frecuencia realizados en un sistema de gestión de datos desarrollado en Excel.

Esta caracterización sirve para generar un precedente para futuras iniciativas de mejora en el dimensionamiento y condiciones de operación de la red eléctrica desde la óptica de la gestión de la demanda y en general gestión energética con base en medidores inteligentes (*smart metering*).

¹ Proyecto de grado modalidad de investigación

² Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas. Escuela de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Grupo GISEL. Director: Ph.D. Gabriel Ordoñez Plata. Co-directora: Ph.D. (c) Yulieth Jiménez Manjarrés

ABSTRACT

TITLE: CHARACTERIZATION OF THE DYNAMIC BEHAVIOR OF THE ELECTRIC CHARGE OF A DISTRIBUTION TRANSFORMER IN THE METROPOLITAN AREA OF BUCARAMANGA³

AUTHOR: LUIS CARLOS HERRERA PIÑA

CESAR JULIÁN RUBIO ORDOÑEZ⁴

KEYWORDS: Characterization, monitoring, statistical, data management, behaviors and smart meters.

DESCRIPTION:

The increased use of electronic devices in Colombian homes is generating changes in parameters as voltage, current, power and energy of the national electricity system. That fact motivates the companies and power companies' network operators to perform measurements. In this sense, the power quality variables have been monitored for a year in a distribution transformer located in the neighborhood La Feria located close to Bucaramanga. The smart meter installed by the transformer PQube provides real-time and also stores parameters of the electrical system. This monitoring has allowed a dynamic analysis of the load behavior to verify the current status of the power phenomena in residential loads. The dynamic characterization of the electrical load of the transformer consists of the identification of voltage, current, power and power behavior, defined by IEEE 1459 standard through statistical information, then power parameters are calculated and afterwards an analysis of graphs, charts and histograms is made in a data management system developed in Excel. This characterization is employed to generate a precedent for future initiatives to improve sizing and operation conditions of the electrical network from the perspective of demand side management and overall energy management based on smart meters.

³ Final undergraduate Project.

⁴ Physics Mechanical Engineering Faculty. Electric, Electronic and Telecommunications School. Group: GISEL. Director: PhD. Gabriel Ordoñez Plata. Co-directora: PhD. (c) Yulieth Jiménez Manjarrés

Glosario

- **Baja tensión (BT):** Nivel de tensión utilizado para el suministro eléctrico, cuyo valor eficaz nominal es menor o igual a 1 [kV].
- **Calidad de potencia eléctrica:** Conjunto de características de la electricidad en un punto dado de un sistema de potencia en un momento determinado, que permiten satisfacer las necesidades requeridas por el usuario de la electricidad. Estas características son evaluadas con respecto a un conjunto de parámetros técnicos de referencia.
- **Carga no lineal:** Una carga eléctrica cuya característica tensión/corriente es no lineal, es decir que la señal de corriente no sigue la misma forma de onda de la señal de tensión, de la cual se está alimentando la carga.
- **Corriente de demanda máxima (I_L):** Es el valor máximo de corriente R.M.S., de todas las fases, agregada en intervalos de 10 min. En un periodo de evaluación de mínimo una semana.
- **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** Para propósito de esta norma, es la mínima corriente de corto circuito trifásica que se tenga disponible para hacer la evaluación en el punto de conexión común (amperios rms).
- **Curva de demanda diaria (CDD):** Valores en por unidad que representa el consumo de potencia diaria de una vivienda con determinado estrato socioeconómico.
- **Frecuencia fundamental:** Frecuencia a la cual el sistema está diseñado para operar (60 [Hz] para Colombia)
- **Media tensión (MT):** Nivel de tensión utilizado para el suministro eléctrico, cuyo valor eficaz nominal está comprendido entre 1 [kV] y 62 [kV].
- **Periodo de agregación:** Periodo de tiempo durante el cual se aplica el método de agregación, utilizado para registrar las diferentes variables de estado estable de calidad de potencia eléctrica.
- **Periodo de medida:** Es el periodo de tiempo durante el cual se realizan las mediciones de los diferentes parámetros de calidad de potencia de manera ininterrumpida.
- **Punto de conexión común (PCC):** Es el punto de conexión individual entre el SDL o el STR y el usuario final (el punto de medida de energía).
- **Tensión declarada (U_c):** Es la tensión acordada entre el operador de red y el usuario para ser aplicada en el punto de conexión común.
- **Tensión nominal (U_n):** Tensión que caracteriza o identifica una red y a la cual se hace referencia para ciertas características de funcionamiento.

Nota: Las definiciones fueron tomadas de [5] y de [11].

0.1. Introducción

El comportamiento de las cargas cambia a través de los años, lo que genera cambios en las condiciones de la calidad de la energía eléctrica. Colombia ha venido aumentando su demanda energética, que está concentrada principalmente en la zonas urbanas. Además esta demanda tiene proyectado un continuo crecimiento, por lo menos hasta el año 2025 [14]. El crecimiento económico y el aumento de la demanda tienen como consecuencia mayor cantidad de dispositivos electrónicos como cargas eléctricas, y como ya se conoce en este tipo de equipos, su control interno genera deformaciones en las formas de onda, afectando el sistema de potencia. Es por todo esto que las condiciones de la red deben ser monitorizadas y evaluadas constantemente para lograr una correcta planeación, facturación y dimensionamiento del sistema de energía eléctrica nacional.

Este proyecto de grado realiza una caracterización de los comportamientos que actualmente se presentan en una carga residencial asociada a un transformador de distribución, a partir de mediciones efectuadas en el punto de conexión común entre la empresa de distribución ESSA ESP y el barrio La Feria. En la sección II se hace una revisión de algunas de las más importantes normas relacionadas con la calidad de la energía eléctrica. Esta normatividad describe las perturbaciones de las señales de tensión y corriente, con qué indicadores de calidad se evalúan y qué metodologías se pueden aplicar. Se incluyen normas internacionales de la *International Electrotechnical Commission*(IEC) y allegadas (e.g. Normas Europeas - EN); el *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), finalizando con una Norma Técnica Colombiana (NTC) de gran utilidad para el desarrollo de este tema. En la Tabla 1 se presentan las normas estudiadas. Dentro del alcance de estas normas se encuentra una gran cantidad de parámetros eléctricos de tensión, corriente y potencia. Sin embargo, la caracterización del comportamiento de la carga está centrado en la potencia reactiva, perturbaciones de armónicos y desbalances.

Tabla 1: Normas relacionadas con la calidad de energía eléctrica

Norma	Nombre
IEEE 1159	<i>Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality</i>
IEC 61000-4-30 ¹	Métodos de medida de la calidad de suministro
UNE-EN 50160	Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución
IEEE 519	<i>Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems</i>
NTC 5001	Límites y metodologías de evaluación en punto de conexión común
IEEE 1459	<i>Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced or Unbalanced Conditions</i>

¹ Nota: Norma adoptada a Colombia mediante NTC-IEC 61000-4-30.

El análisis de la potencia en la sección III complementa la información de tensión y corriente. Esta incluye metodologías de modelado para cargas no lineales y los modelos de potencia más aceptados en el ámbito internacional, entre ellos el modelo “*Effective Apparent Power*”, plasmado en el estándar IEEE 1459. Estas definiciones fueron seleccionadas como herramientas para discriminar los diferentes fenómenos que se presentan en la carga y qué impacto generan sobre la misma.

Para alcanzar la caracterización dinámica se cuenta con dos herramientas. La primera es el equipo de monitorización, denominado “Medidor PQube”, el cual proporciona las medidas de las variables eléctricas. La segunda toma estos datos, los introduce por un proceso de realizar gráficas y extraer estadísticos, para que con base en esta gestión de información se identifiquen comportamientos característicos de la carga, cuantificando que fenómenos generan mayor impacto. En la sección IV se describen generalidades de estas dos herramientas.

En la sección V se realiza una contextualización de características eléctricas del transformador de distribución y generalidades de la carga como ubicación y cantidad de usuarios. Aunque la ubicación no parecería ser un dato relevante, es todo lo contrario, ya que el comportamiento residencial se agrupa por estratificación socioeconómica, representado en las curvas de demanda diaria (CDD).

En la sección VI se aplica toda la información recopilada en las anteriores secciones, ya que se interpretan las normas y se hace uso de las herramientas de gestión para establecer metodologías para realizar la caracterización del comporta-

miento de la carga y una evaluación de la calidad de la energía eléctrica. Se resalta la importancia del estándar IEEE 1459 para realizar un análisis de comportamientos de un sistema, discriminando cada componente de la potencia aparente efectiva y de esta manera facilitando la detección de problemáticas de calidad y de ineficiencia.

0.1.1. Objetivos

Este proyecto tiene como objetivo caracterizar el comportamiento dinámico de la carga eléctrica asociada a un transformador de distribución del área metropolitana de Bucaramanga, para evaluar las condiciones de calidad de la energía eléctrica en zonas residenciales. Para el logro de este objetivo general se requirió el cumplimiento de los siguientes objetivos específicos:

1. Revisar las pautas establecidas en la normatividad internacional para la medición y monitorización de la calidad de la energía eléctrica.
2. Gestionar datos proporcionados por un medidor digital para la caracterización del comportamiento dinámico de la carga eléctrica residencial asociada a un transformador de distribución.
3. Obtener estadísticos de los indicadores de calidad con el fin de establecer tendencias en el comportamiento de la calidad de la energía eléctrica.
4. Determinar los parámetros de un modelo que represente las condiciones de los fenómenos de potencia de la carga eléctrica.

0.2. Medición y monitorización de la calidad de la energía eléctrica

El análisis de cada una de las normas examinadas en esta sección permitió la obtención de los índices o indicadores de la calidad de la energía eléctrica, al igual que su definición, características, límites o valores de referencia, metodología de evaluación y consideraciones a tener en cuenta en la aplicación de procesos estadísticos para evaluar la calidad de la potencia eléctrica. El objetivo de esta sección fue conformar la fundamentación teórica y proporcionar las tablas de indicadores necesarias para la comparación con los valores límite establecidos.

0.2.1. IEEE 1159/2009

Esta norma realiza un seguimiento a las características eléctricas de la tensión y la corriente con el fin de unificar conceptos dentro de la comunidad vinculada con la calidad de la energía eléctrica (*power quality community*). Además, proporciona descripciones de los fenómenos electromagnéticos (Tabla 2) que aparecen tanto en la fuente de alimentación como en la carga bajo condiciones nominales y las

desviaciones que se puedan presentar en la interacción de estas dos. Asimismo maneja algunos aspectos de los instrumentos de medición y sus características.

Tabla 2: Categorías y características típicas de los fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia. Adaptada de [6]

Categorías	Duración típica	Magnitud de tensión típica
3.0 Variaciones de larga duración		
3.1 Interrupción sostenida	>1 min	0,0 pu
3.2 Caída de tensión	>1 min	0,8 - 0,9 pu
3.3 Sobretensiones	>1 min	1,1 - 1,2 pu
3.4 Sobrecarga de corriente	>1 min	
4.0 Desbalance	estado estable	
4.1 Tensión	estado estable	0,5 - 2 %
4.2 Corriente	estado estable	1,0 - 30 %
5.0 Distorsiones de forma de onda	estado estable	
5.1 DC offset	estado estable	0 - 0,1 %
5.2 Armónicos	estado estable	0 - 20 %
5.3 Intermónicos	estado estable	0 - 2 %
5.4 Notching	estado estable	
5.5 Noise	estado estable	0 - 1 %
6.0 Fluctuaciones de tensión	estado estable	0,1 - 7 %
7.0 Variaciones de frecuencia	<10 s	±0,10 Hz

Descripción de los fenómenos electromagnéticos (Desbalance y armónicos)

El desbalance (*imbalance or unbalance*) de la tensión o de la intensidad de corriente se expresa en porcentaje, y es la relación entre la magnitud de la componente de secuencia negativa o inversa y la magnitud de la componente positiva o directa. Se representa mediante la ecuación (1).

$$\%Desbalance = \frac{V_{neg}}{V_{pos}} * 100 \% \quad (1)$$

Nota: $V_{neg} = V^- = V_2$; $V_{pos} = V^+ = V_1$

En algunas situaciones prácticas, donde en campo solo se pueden tener mediciones RMS¹ de las tensiones de línea, se rigen por otra norma (ANSI C84.1). Este porcentaje se define con base en un factor β calculado con los valores de la tensión V_{RMS} de línea (no con tensiones de fase), tal como se muestra en la ecuación 2:

$$\%Desbalance = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - \beta}}{1 + \sqrt{3 - \beta}}} * 100 \% \quad (2)$$

donde

$$\beta = \frac{|V_{AB}|^4 + |V_{BC}|^4 + |V_{CA}|^4}{(|V_{AB}|^2 + |V_{BC}|^2 + |V_{CA}|^2)^2}$$

Los armónicos son tensiones o corrientes que tienen otras frecuencias sinusoidales que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental. La integración de todas las componentes produce distorsiones en la forma de onda de la señal. Estas distorsiones existen debido a las características no lineales de algunos dispositivos y cargas en el sistema de energía.

La cantidad de estas distorsiones armónicas pueden ser caracterizadas por un espectro de magnitudes y ángulos de fase para cada componente armónica, ya sea individualmente o más comúnmente por una única cantidad, la distorsión armónica total (*Total Harmonic Distorsion* - THD), la cual es una medida de la magnitud de la distorsión armónica. Esta medida es aplicada tanto para la tensión como para la corriente, sin embargo, cuando se tienen condiciones de baja carga el THD puede mostrar porcentajes significativos de distorsión que realmente no son tan impactantes en la red. Como solución, el Std. IEEE 519 definió otro término: la distorsión de demanda total, (*Total Demand Distorsion* - TDD). A partir de esta norma se profundizará en los indicadores y límites para los armónicos.

0.2.2. IEC 61000-4-30/2004

Este estándar define y describe los métodos de medición para los parámetros de calidad del suministro eléctrico en redes de 50 [Hz] y 60 [Hz], sin importar el instrumento de medición utilizado y cualquiera que sean sus condiciones de entorno. Esta norma en especial realiza un aporte más detallado en cuanto a las consideraciones para la aplicación de procesos estadísticos a los parámetros obtenidos a través de la medición *in situ* y la interpretación de los resultados.

Métodos de medición

Existen dos clases de métodos de medida.

1. Método clase A: Se requiere para medidas precisas, como por ejemplo, la verificación de la conformidad de las normas.

¹RMS: *Root mean square* o Valor medio cuadrático

2. Método clase B: Aplicaciones donde no se requiere de gran precisión, tales como, estudios estadísticos e investigación de anomalías.

De acuerdo a la rigurosidad que se pretendía obtener en los resultados, se requería de un medidor que cuente con las características de métodos clase A. Eso quiere decir que para obtener los resultados esperados se tuvo en cuenta únicamente este método de medida, a pesar de que el estudio también comprendió un análisis estadístico.

Los intervalos de tiempo de medida se pueden agregar en tres tiempos diferentes.

- Intervalo de 3 segundos (Muy cortos).
- Intervalos de 10 minutos (Cortos).
- Intervalos de 2 horas (Largos).

Estos intervalos se generan a partir de una ventana base de observación de 200 [ms] con agregación de 12 ciclos para sistemas de frecuencia de 60 [Hz]. Los intervalos cortos se generan a partir de los muy cortos y los intervalos largos a partir de los cortos.

Desequilibrio de la tensión del suministro

Es evaluado usando el método de componentes simétricas, es decir, la relación expresada en porcentaje de la componente inversa (u_2) y/o homopolar (u_0) en función de la componente directa (u_1).

Componente inversa:

$$\%u_2 = \frac{u_2}{u_1} * 100 \% \quad (3)$$

Componente homopolar:

$$\%u_0 = \frac{u_0}{u_1} * 100 \% \quad (4)$$

Estas definiciones complementan la información de desbalance ya mencionada en la subsección II-A1, aunque está enfocada únicamente en la tensión.

Margen de variación para las magnitudes de influencia

En el momento en que se mide una característica, esta se puede ver afectada de manera desfavorable por la aplicación de otra perturbación en ese mismo instante, razón por la cual se permite un margen de variación para las magnitudes de influencia. Estos márgenes se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3: Margen de variación de las magnitudes de influencia, Clase A.
Adaptada de [7]

Magnitudes de influencia	Margen de variación
Frecuencia	51 - 69 Hz
Amplitud de tensión (régimen permanente)	0 - 200 % de U_{din}
Desequilibrio	0 - 5 %
Armónicos (THD)	2 veces el porcentaje de la norma IEC 61000-2-4, clase 3

Tabla 4: Niveles de compatibilidad para distorsión armónica total (THD).
Adaptada de [8]

	Clase 1	Clase 2	Clase 3
Distorsión armónica total (THD) ¹	5 %	8 %	10 %

¹ Tabla 5. Norma IEC 61000-2-4.

Guías y consideraciones para la aplicación de procesos estadísticos

Dentro de los anexos de la norma, se puede encontrar uno de especial interés: el anexo A.6 “Guías para aplicaciones contractuales de las medidas de calidad de suministro”, menciona las condiciones particulares a tener en cuenta antes de efectuar medidas de calidad de suministro destinadas a verificar la conformidad de los términos de un contrato. Estas condiciones particulares se mencionan a continuación:

1. La calidad del suministro se evalúa comparando los resultados de una medida con los límites (valores contractuales) de los parámetros.
2. Cada parámetro puede comprender uno o varios valores contractuales.
3. El periodo de medida a tener en cuenta es de una semana como mínimo (o número entero de semanas) debido a las variaciones que pueden afectar los parámetros entre los días laborales y los fines de semana.
4. Se sugieren para diferentes parámetros² las técnicas de evaluación mostradas a continuación.

Técnicas de evaluación para la amplitud de la tensión:

Periodo de evaluación: Mínimo 1 semana

Intervalo de valores: Cada 10 minutos

- a. Contar el número o el porcentaje que sobrepasa los valores contractuales altos o bajos durante el periodo de evaluación.
- b. Comparar los valores más desfavorables con valores contractuales altos y/o bajos.

²Sólo se tuvo en cuenta los parámetros de interés (amplitud, desequilibrio y armónicos de la tensión).

- c. Comparar uno o varios valores semanales de probabilidad del 95 % (u otro porcentaje), expresados en volts, con valores contractuales altos y/o bajos.
- d. Contar el número de valores consecutivos que sobrepasen los valores contractuales altos y/o bajos.

Técnicas de evaluación para el desequilibrio de la tensión.

Periodo de evaluación: Mínimo 1 semana

Intervalo de valores: Cada 10 minutos y/o 2 horas

- a. Contar el número o el porcentaje de valores que, durante el intervalo de medida, sobrepasen los valores contractuales.
- b. Comparar los valores más desfavorables con los valores contractuales.
- c. Comparar uno o varios valores semanales de probabilidad del 95 % (u otro porcentaje), expresados en porcentaje, con los valores contractuales.

Técnicas de evaluación para los armónicos de tensión:

Periodo de evaluación: Mínimo 1 semana

Intervalo de valores: Cada 3 segundos y/o 10 minutos

- a. Contar el número o el porcentaje de valores que, durante el intervalo de medida, sobrepasen los valores contractuales.
- b. Comparar los valores más desfavorables con los valores contractuales.
- c. Comparar uno o varios valores semanales de probabilidad del 95 % (u otro porcentaje), para valores de 10 minutos, expresados en porcentaje, con los valores contractuales.

Otro anexo importante es el A.8 “Aplicaciones para tratamiento estadístico”. Es este se explican los objetivos de los estadísticos en la calidad del suministro, dentro de los cuales se resalta: Comprimir un gran número de valores medidos y obtener índices de calidad, comparándolos con los valores límite para verificar la conformidad de los mismos y supervisar la evolución de los indicadores. Estos índices de calidad del suministro pueden caracterizar un punto de medida único con estadísticos como los valores máximos, medios, percentiles, entre otros, en un periodo de tiempo.

0.2.3. UNE-EN 50160/2001

Esta norma define y describe, las características de la tensión de suministro que deberían esperar los clientes, bajo condiciones habituales o normales de explotación³. La norma hace un desglose de las variaciones y afectaciones a las cuales se ve enfrentada la tensión de alimentación, diferenciando los niveles de baja tensión (BT) y media tensión (MT), únicos niveles tomados en cuenta, ya que por supuesto, tensiones más elevadas están por fuera del alcance de los usuarios, actores finales a quienes busca favorecer esta norma para que sus equipos no se vean afectados.

³Condiciones excepcionales: Condiciones climáticas excepcionales y otras catástrofes naturales, hechos provenientes de terceros, decisiones gubernativas, acciones de huelga, fuerza mayor e interrupciones debidas a causas externas

Las características de la alimentación en BT y en MT son:

1. Frecuencia
2. Amplitud de la tensión suministrada
3. Variaciones de la tensión suministrada
4. Variaciones rápidas de tensión
5. Huecos de tensión
6. Interrupciones breves
7. Interrupciones largas
8. Sobretensiones temporales
9. Sobretensiones transitorias
10. Desequilibrio de la tensión
11. Tensiones armónicas
12. Tensiones interarmónicas
13. Transmisión de señales de información por la red

Debido a el enfoque de estado estable de la caracterización del comportamiento de la carga, no todas estas propiedades son de interés. Las características 3, 10 y 11 son importantes para este estudio, sobre todo, el 10 y el 11. En la Tabla 5 y 6 se encuentran los límites sugeridos para la tensión (U), que son aplicados para periodos de una semana, donde el 95 % de los valores eficaces promediados en diez minutos (10 min) no debe sobrepasar el limite establecido. Para todos los periodos de 10 min, los valores promediados del valor eficaz de la tensión deben situarse en el intervalo $0,85 < U_n < 1,1$.

Tabla 5: Límites de las características de la tensión de alimentación. Adaptado de [9]

Características	Límite⁴
Variaciones de tensión	$U_n \pm 10 \%$
Desequilibrio ⁵	$\frac{U^-}{U^+} * 100 \% < 2 \%$
Tensiones armónicas	No debe sobrepasar los valores de la Tabla 6

⁴Las condiciones de igualdad para BT y MT son válidas, si la tensión nominal U_n es igual a la tensión declarada U_c .

⁵ U^- : Componente de secuencia negativa de la tensión U^+ : Componente de secuencia positiva de la tensión

Tabla 6: Valores límite de las tensiones de armónicos individuales en los puntos de suministro, hasta el armónico de orden 25, expresados en porcentaje de U_n . Adaptado de [9]

Orden h ¹	Tensión relativa	Orden h ²	Tensión relativa	Orden h ³	Tensión relativa
5	6 %	3	5 %	2	2 %
7	5 %	9	1,5 %	4	1 %
11	3,5 %	15	0,5 %	6...24	0,5 %
13	3 %	21	0,5 %		
17	2 %				
19	1,5 %				
23	1,5 %				
25	1,5 %				

¹ Armónicos impares, no múltiplos de 3.

² Armónicos impares, múltiplos de 3.

³ Armónicos pares.

Finalmente se consideró esta norma para recordar un término de gran impacto cuando se habla de evaluación de la calidad de la energía. La distorsión armónica total (DAT o THD por sus siglas en inglés) es la manera más habitual de valorar los armónicos de forma general. Se calcula el impacto de las componentes comprendidas desde el segundo hasta el cuarentavo orden⁶. Si se habla de la tensión, esta tasa de distorsión no debe sobrepasar el 8 % y se obtiene mediante (5):

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} (U_h)^2} \quad (5)$$

0.2.4. IEEE 519/2005

Esta norma recomienda prácticas para que durante el diseño de sistemas eléctricos de potencia se domine el impacto de las componentes armónicas de la tensión y de la corriente, generadas sobre todo por cargas no lineales. Su finalidad es mitigar los efectos negativos sobre el sistema y sobre los usuarios (dueños de las cargas conectadas al sistema que se pueden ver afectados por la polución en la red). Al igual que la anterior norma, sus limitaciones son proporcionadas para la aplicación en el Punto de Conexión Común (*Point of Common Coupling* -PCC), haciendo las veces de punto de suministro eléctrico. Se tiene la misma consideración para una evaluación estadística:

Los valores armónicos de tiempo corto deben ser evaluados en intervalos de 10 minutos, en periodos de una semana, con un percentil del 95 % o 99 %, aunque no se

⁶Los armónicos de orden superior son muy débiles, por lo cual no se consideran

recomienda del 99 % para la tensión. Cuando se cumplen estos requisitos se puede tener en cuenta las recomendaciones mostradas en las tablas 7 y 8.

Antes de mostrar estas tablas y tal como se mencionó en la norma IEEE 1159, este estándar define otro indicador además del THD, para cuantificar la distorsión armónica que se presenta en la corriente, se le denomina la distorsión de demanda total TDD. Este índice refleja la condición de distorsión armónica del sistema respecto al máximo valor de carga del mismo, para así establecer el impacto en la red debido a la distorsión de corriente que se presente sin importar el nivel de cargabilidad. El TDD se calcula así:

$$TDD = \frac{\sqrt{\sum_{h=0}^{\infty} (I_h)^2}}{I_L} * 100 \% \quad (6)$$

Donde I_L es la máxima corriente de case aprovechórga demandada y I_h es la corriente del $h - \acute{e}simo$ armónico.

Tabla 7: Límites de distorsión para la tensión. Tomado de [10]

Intervalo en el PCC	Armónico individual (%)	THD (%)
1,0 kV o menos	5,0	8,0
Entre 1,001 - 69 kV	3,0	5,0
Entre 69,001 - 161 kV	1,5	2,5
Entre 161,001 o más	1,0	1,5

Tabla 8: Límites de distorsión de corriente (120 V hasta 69 kV). Tomado de [10]

Máxima distorsión de corriente armónica en porcentaje de I_L					
Orden individual armónico (armónicos impares)					
I_{sc}/I_L^1	<11	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	TDD
<20	4,0	2,0	1,5	0,6	5,0
20<50	7,0	3,5	2,5	1,0	8,0
50<100	10,0	4,5	4,0	1,5	12,0
100<1000	12,0	5,5	5,0	2,0	15,0
>1000	15,0	7,0	6,0	2,5	20,0

¹ I_{sc} = Máxima corriente de corcircuito en el PCC.

I_L = Máxima corriente demandada en el PCC bajo condiciones normales.

0.2.5. NTC 5001/2008

En este documento técnico convergen muchos de los argumentos manejados en la normatividad estudiada hasta el momento. La norma de esta sección permitió reforzar y complementar varios de los conceptos de la calidad de la energía eléctrica o de la potencia eléctrica como se denomina en este escrito. A continuación se menciona la descripción de los fenómenos, la metodología de evaluación y los valores de referencia de las perturbaciones aplicativas para este trabajo de grado. En la Tabla 9 se encuentra la clasificación de las perturbaciones según la duración de la perturbación.

Tabla 9: Clasificación de perturbaciones de potencia según su duración. Tomado de [11]

Perturbaciones	Tipo
Larga duración o permanentes ¹	Variaciones de tensión de estado estable Desbalance de tensión Flicker Interrupciones de larga duración Armónicos de tensión Armónicos de corriente Muestras de tensión Variaciones de tensión de larga duración
Lentas ²	Interrupciones de corta duración Hundimientos Elevaciones Variaciones de frecuencia
Rápidas ²	Sobretensiones transitorias

¹ Larga duración es mayor o igual a un minuto

² Corta duración es menor a un minuto

Variaciones de tensión en estado estable

Se define como las variaciones del valor eficaz de la tensión de alimentación a la frecuencia nominal de la red, con una duración mayor a un minuto.

Metodología de evaluación:

1. Periodo de medida de una semana (1 sem).
2. Periodo de agregación de diez minutos (10 min).
3. La totalidad de los valores registrados en el periodo de medida no debe superar los valores de referencia.

El valor de referencia es de $\pm 10\%$ de la tensión de alimentación declarada.

Desbalance de tensión

Es un índice que caracteriza las tensiones trifásicas en magnitud y ángulo de fase. Se define tal como se mencionó en la norma [6].

Metodología de evaluación:

1. Periodo de medida de una semana (1 sem).
2. Periodo de agregación de 10 min.
3. El 99 % de los valores registrados en un periodo de agregación no debe superar los valores de referencia para circuitos urbanos y el 95 % de los valores registrados en un periodo de agregación no debe superar los valores de referencia para circuitos rurales (Ver valores de referencia en la Tabla 10).

Tabla 10: Porcentaje máximo de desbalance de tensión. Tomado de [11]

Rango de tensión [kV]	Valor de referencia (%)
$V_n < 69$	2,0
$V_n \geq 69$	1,5

Desbalance de corriente

Es un índice que caracteriza las corrientes trifásicas en magnitud y ángulo de fase.

Metodología de evaluación:

1. Periodo de medida de una semana para evaluaciones contractuales y de por lo menos un ciclo de trabajo para diagnósticos y análisis estadísticos.
2. Periodo de agregación de 10 min con muestreo de 12 ciclos.
3. Durante el 95 % del tiempo los valores registrados no deben superar los valores de referencia (Ver valores de referencia en la Tabla 11).

Tabla 11: Porcentaje máximo de desbalance de corriente. Adaptado de [11]

Rango de tensión [kV]	Valor de referencia(%)
$V_n \leq 62$	20
$V_n > 62$	5,0

Armónicos de tensión

Se definen como ondas senoidales de tensión con frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental. Esta definición excluye fenómenos transitorios aislados.

Metodología de evaluación:

1. Periodo de medida de una semana (1 sem).
2. Medidas efectuadas en el PCC.
3. Se deben calcular para cada uno los percentiles al 95% de los valores de la distorsión armónica individual (D_v) y de la distorsión armónica total (THD_v). Los percentiles no deben superar los valores de referencia mostrado en la Tabla 12.

Tabla 12: Valores de referencia de THD de tensión. Tomado de [11]

Rango de tensión	Distorsión armónica individual (%)	Distorsión armónica total (THD_v)
$1 \text{ kV} < V_n \leq 69 \text{ kV}$	3,0	5,0
$69 \text{ kV} < V_n \leq 161 \text{ kV}$	1,5	2,5
$V_n \geq 161 \text{ kV}$	1,0	1,5

Armónicos de corriente

Se definen como ondas senoidales de corriente con frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental. Son causadas por cargas no lineales y las distorsiones generadas se propagan al sistema eléctrico.

Metodología de evaluación:

1. Periodo de medida de 1 sem.
2. Medidas efectuadas en el PCC.
3. Los valores de referencia para los límites de la distorsión corriente son los ya mostrados en la Tabla 8.

Los percentiles que se pueden calcular son la distorsión total demandada (TDD) definida en la IEEE Std. 519 (Ver ecuación 6) y la distorsión armónica individual de corriente (D_h), definida en (7).

$$D_h = \frac{I_h}{I_L} * 100 \% \quad (7)$$

En caso tal que la distorsión total demandada no sea obtenida por el medidor, el TDD se puede calcular a partir de la THD_i y los valores registrados de la corriente de carga máxima, como se muestra en (8) y (9). Sin embargo, para este trabajo de grado sí se cuenta con un equipo con las capacidades para calcular la TDD directamente.

$$TDD = THD_i \frac{I_1}{I_L} \quad (8)$$

Donde

$$THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} (U_h)^2}}{I_1} \quad (9)$$

- I_h = Magnitud de la componente armónica individual.
 I_1 = Magnitud de la componente fundamental de la corriente.
 h = A menos de una condición específica, será mínimo hasta 40.

Evaluación de corriente RMS

Para evaluar los armónicos de corriente, se necesita medir el valor eficaz de la corriente en cada fase durante el mismo periodo de medida.

1. Periodo de medida de una semana.
2. Periodo de agregación de diez minutos.

Factor de potencia (FP)

Es un factor que relaciona la potencia útil o activa (potencia activa trifásica) consumida por un circuito con la potencia aparente (potencia aparente trifásica) de este. Dependiendo de la naturaleza de la reactancia de la carga puede ser inductiva (positiva) o capacitiva (negativa) y se debe discriminar esta condición.

Metodología de evaluación:

1. Periodo de medida de 1 sem para evaluaciones contractuales y de por lo menos un ciclo de trabajo para diagnósticos y análisis estadísticos.
2. Periodo de agregación de 10 min con muestreo de 12 ciclos.
3. Durante el 95 % del tiempo debe permanecer entre los valores de referencia mostrados en la Tabla 13.

Tabla 13: Valores de referencia del Factor de Potencia.
Adaptado de [11]

Factor de potencia ¹	Valores de referencia
Inductivo o capacitivo	0,9 - 1 $-25 < \theta^2 < 25$

¹ FP = $\cos(\theta)$

² Ángulo en grados Celsius.

0.3. Definiciones de potencia en regimen no sinusoidal

Las definiciones de potencia en condiciones no sinusoidales se han venido discutiendo desde hace muchos años. Sin embargo, en las últimas décadas se vienen

logrando consensos a nivel internacional. Aunque existen varias tendencias, lo importante es hacer uso de las definiciones de manera apropiada. Estas definiciones son de gran utilidad cuando se va a realizar una evaluación de potencia eléctrica [1].

0.3.1. Modelamiento de cargas no lineales

El modelamiento permite representar de forma práctica características y comportamientos que se presentan en un sistema. Esta representación esquemática se convierte en una herramienta fundamental de estudio, como punto de partida de análisis y seguimiento del comportamiento futuro del estado de calidad del sistema y posibles cambios que se pretendan ensayar [1]. Para las circunstancias de este proyecto de grado, el modelamiento se centró en la carga eléctrica de una manera colectiva en su punto de conexión común (PCC) y describe los fenómenos de potencia más representativos de la carga obtenidos mediante los términos de potencia del estándar IEEE 1459. El concepto de ortogonalidad de las corrientes (CPC) propuesto por Czarnecki se adaptó a las definiciones propuestas por el grupo IEEE.

Metodologías de modelamiento para cargas no lineales

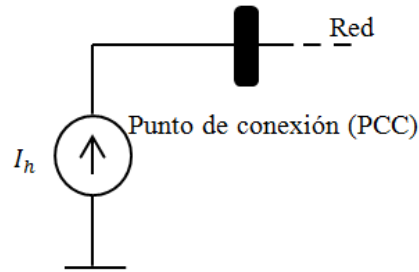
Las cargas no lineales son aquellas que introducen distorsiones armónicas a las señales de tensión y sobre todo de corriente. Estas cargas se pueden representar usando distintas metodologías y su elección depende principalmente del comportamiento de la carga en el tiempo (características de funcionamiento) [1]. En [1], [2], [15] y [16] se pueden encontrar distintos modelos que son aceptados ampliamente, dentro de los cuales se encuentran:

1. Fuente de corriente independiente o inyección de corrientes: Se busca representar cada uno de los armónicos que se inyectan al sistema en el punto de conexión de la carga, a partir de fuentes independientes de corriente [16]. Este primer modelo tiene la desventaja de que no tiene en cuenta la interacción de las perturbaciones con otros puntos del sistema ya que su punto de conexión es una impedancia infinita, desventaja que se hace irrelevante cuando solo se busca analizar el comportamiento de la propia carga, como es en este caso. Si las componentes de frecuencia de corriente son las mismas que las encontradas en la tensión, este modelo puede presentar buenos resultados, ya que las componentes de la tensión son relacionadas con fuentes de corriente [1]. En la Figura 1 se observa el modelo esquemático para la primera metodología de modelado.

Para obtener los valores de inyección de corriente se toma el porcentaje de las componentes armónicas respecto a la fundamental, es decir, los armónicos medidos [15], [16].

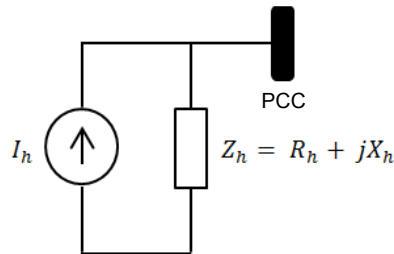
2. Fuente de corriente con impedancia en paralelo: Este modelo busca representar el equivalente de Norton de la carga teniendo en cuenta los armónicos de la

Figura 1: Modelo de carga no lineal mediante inyección de corrientes armónicas. Tomado de [1]



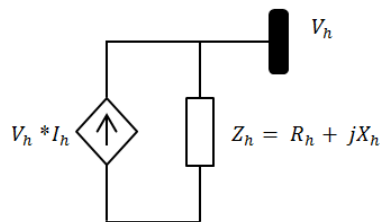
misma, pero ya no únicamente los propios, sino también, los que puedan aportar otros puntos del sistema, ya que la impedancia permite que en la tensión del nodo existan componentes de frecuencia distintos a los ya generados por la fuente de corriente. El consumo de potencia de la carga a frecuencia fundamental es el insumo para el cálculo de la impedancia (Z_h) [1]. En la Figura 2 se observa el modelo esquemático para la segunda metodología de modelado.

Figura 2: Modelo de carga no lineal mediante inyección de corrientes armónicas e impedancia equivalente en paralelo. Tomado de [1]



3. Fuente de corriente dependiente de la tensión con impedancia en paralelo: Este modelo parte del funcionamiento de los demás, pero aumenta su complejidad, ya que los armónicos inyectados dependen directamente de las componentes que se encuentren en la tensión del nodo, las cuales no necesariamente serían las mismas de la corriente [1]. En la Figura 3 se observa el modelo esquemático para la tercera metodología de modelado.

Figura 3: Modelo de carga no lineal mediante inyección de corrientes armónicas dependientes de tensión e impedancia equivalente en paralelo. Tomado de [1]

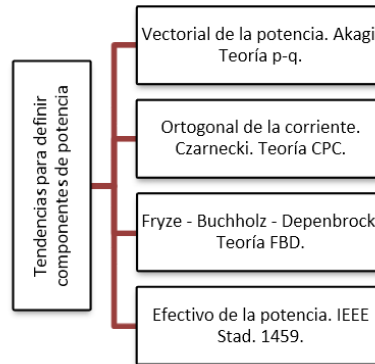


Estas metodologías son utilizadas explícitamente en modelos que buscan definir la potencia para casos con cargas no lineales, o formas de onda en régimen no sinusoidal: en especial busca representar las componentes armónicas presentes en la carga.

Modelos de potencia en régimen no sinusoidal

En la búsqueda de una definición para la potencia reactiva con sentido físico real y asociado a un modelo matemático que lo valide, se han planteado conceptos que buscaron definir las componentes de las potencias en sistemas trifásicos, dentro de los cuales se encuentran cuatro grandes tendencias mostradas en la Figura 4 [2].

Figura 4: Tendencias trifásicas de potencia. Adaptado de [2]



Teoría p-q: El concepto vectorial de la potencia cambia el marco de referencia de los vectores de tensión y corriente de fases r-s-t a $\alpha\beta$, componente ortogonales entre sí, buscando garantizar la ortogonalidad entre los vectores para el cálculo de potencia reactiva o parte imaginaria instantánea, como es llamada por su autor. Esta teoría busca precisar el cálculo de compensadores [2].

Teoría CPC (Currents physical components): Propuesta por Czarnecki [17] en 1988, basada en la descomposición ortogonal de la corriente instantánea total, dependiendo de los fenómenos de potencia presentados con tensiones no sinusoidales. Esta teoría consolida el sentido físico y permite caracterizar el consumo de carga [2][12].

Previo a la descomposición ortogonal, se realiza el cálculo de la admitancia por armónico [2]:

$$Y_h = G_h + jB_h = \frac{I_h}{U_h} \quad (10)$$

donde existe hasta el h-ésimo armónico.

Y donde G_e es la conductancia equivalente del sistema.

$$G_e = \frac{P}{U^2} \quad (11)$$

Siendo P y U los valores rms de la potencia y la tensión respectivamente.

El estudio de esta tendencia empezó con un sistema monofásico lineal que descompuso en las tres componentes convencionales. Luego agregó una nueva componente generada por armónicos debido a la no linealidad y por último elevó sus ecuaciones monofásicas a sistemas trifásicos, basado en que los resultados prácticos son los mismos, pero teniendo en cuenta la posible asimetría de la carga, por lo que añadió una última componente de desbalance [12]. En la Tabla 14 se muestra un compendio de las componentes de la corriente y a continuación el cálculo de cada una de las corrientes.

Tabla 14: Componentes de corriente propuestas en la teoría CPC. Adaptado de [12]

Corriente	Componente de la corriente instantánea que corresponde a:
Activa $i_a(t)$	Corriente en fase con la tensión asociada al transporte de potencia
Residual $i_s(t)$	Variación de la conductancia por armónico G_n , respecto a la equivalente G_e
Reactiva $i_m(t)$	El flujo de potencia magnetizante en los elementos reactivos de susceptancia B_n por armónico
Armónicos $i_g(t)$	Variación periódica de los parámetros del sistema por la aparición de armónicos
Desbalance $i_u(t)$	El desbalance que se presenta con cargas asimétricas

¹ También se le llama corriente magnetizante.

Corriente activa:

$$i_a(t) = G_e * u(t) = \frac{P}{U^2} * u(t) \quad (12)$$

Corriente residual:

$$i_s(t) = \sqrt{2} * Re \sum_h (G_h - G_e) U_h e^{j h \omega t} \quad (13)$$

Corriente reactiva:

$$i_m(t) = \sqrt{2} * Re \sum_h j B_h U_h e^{j h \omega t} \quad (14)$$

Corriente armónica:

$$i_g(t) = \sqrt{2} * Re \sum_{k \neq h} I_h e^{j h \omega t} \quad (15)$$

Corriente de desbalance:

$$i_u(t) = \sqrt{2} * Re \sum_h \left(\frac{I_h}{U_h} - Y_{eh} \right) U_h e^{j h \omega t} \quad (16)$$

Todas las componentes de corriente son ortogonales entre sí, luego la corriente total instantánea se puede calcular como en (17):

$$\|i(t)\|^2 = \|i_a(t)\|^2 + \|i_s(t)\|^2 + \|i_m(t)\|^2 + \|i_g(t)\|^2 + \|i_u(t)\|^2 \quad (17)$$

En valores rms:

$$I^2 = I_a^2 + I_s^2 + I_m^2 + I_g^2 + I_u^2 \quad (18)$$

Si se multiplica por el valor rms al cuadrado de la tensión (U^2) se obtiene la potencia aparente del sistema es:

$$S^2 = P_a^2 + D_s^2 + Q_m^2 + D_g^2 + D_u^2 \quad (19)$$

donde

P_a es la potencia activa

D_s :Potencia de residual

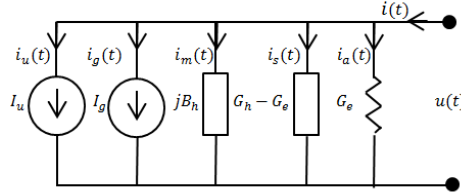
Q_m :Potencia reactiva

D_g :Potencia por armónicos

D_u :Potencia de desbalance

Este modelo planteado de forma esquemática se aprecia en la Figura 5.

Figura 5: Modelo general de carga para un sistema trifásico con armónicos y carga asimétrica. Tomado de [2]



Teoría FBD: También basado en la descomposición de la corriente en componentes ortogonales, pero de forma instantánea y con respecto a un punto virtual se encuentra el método FBD (Fryze- Buchholz-Depenbrock). Esta teoría se fundamenta en la idea de Fryze de modelar el sistema mediante un equivalente monofásico, donde la potencia activa se representa por una conductancia equivalente G_a , con la cuál se define la corriente activa o corriente activa instantánea proporcional a la tensión. Con esta, se transfiere la misma energía por periodo, pero con un valor rms mínimo de corriente⁸ [2], [3] y [12].

$$i_{a1} = G_a u_{12} \quad (20)$$

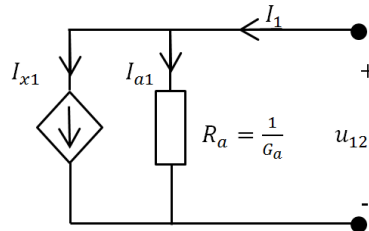
$$p_a = u_{12} i_{a1} = G_a u_{12}^2 \quad (21)$$

⁸Esta definición es valida para cualquier forma de onda de la tensión

Complementando esta corriente se encuentra la corriente no activa instantánea (i_{x1}), definida como todo aquello que no está dentro de la corriente activa y se modela mediante una fuente de corriente controlada (Ver Figura 6). Esta corriente se calcula como se muestra en (22).

$$\dot{i}_{x1} = \dot{i}_1 - \dot{i}_{a1} \quad (22)$$

Figura 6: Modelo equivalente de Fryze. Tomado de [3]



Donde la corriente i_{x1} y i_{a1} son ortogonales entre sí y además esta última, está en fase con la tensión u_{12} . Es visible que el modelo no se deriva de la estructura de la carga, ya que su finalidad es evaluar el intercambio de energía, por lo que este solo depende de la tensión y la corriente en los terminales de la carga [3].

Este concepto básico de descomposición fue extendido para múltiples conductores por Buchholz, y Depenbrock convirtió la conductancia equivalente G_a constante, en una conductancia colectiva $g_p(t)$ variante en el tiempo, a la cual se le atribuye todo el consumo de potencia activa, tal como le asignó Fryze [2], [12] y [18].

$$g_p(t) = \frac{p(t)}{u^2(t)} \quad (23)$$

El método FBD propuesto por Depenbrock [19] más adelante permite una mayor descomposición de componentes ortogonales [3].

Teoría EAP (Effective apparent power - IEEE Std. 1459): Propuesta por primera vez como estándar en el año 2000 por el grupo IEEE, está basado también en la descomposición de diferentes potencias relacionadas con los fenómenos encontrados en una red trifásica, tomando la definición de valores efectivos propuesto por Buchholz [12]. Determina los parámetros de un sistema trifásico equivalente con conductores de igual calibre, incluido el conductor neutro, en el que su sentido radica en separar la componente fundamental de las demás (componentes armónicas), buscando discriminar las diferentes causas de ineficiencia [2], [12].

A continuación se analizó en detalle la estructura de este modelo porque fue la herramienta más importante para la caracterización del comportamiento de la carga desde la óptica de potencia en este proyecto de grado.

0.3.2. IEEE 1459

El modelo de potencia IEEE 1459 es un instrumento que proporciona valores suficientemente discriminatorios y concretos en un sistema eléctrico de interés. Todos los resultados entregados fueron gestionados para poder tener una visión del comportamiento dinámico de la carga de dicho sistema. Este modelo se caracteriza por tener un buen comportamiento en sus resultados ante condiciones de sistemas desequilibrados y distorsionados, circunstancias que se esperaban para la carga del transformador de distribución.

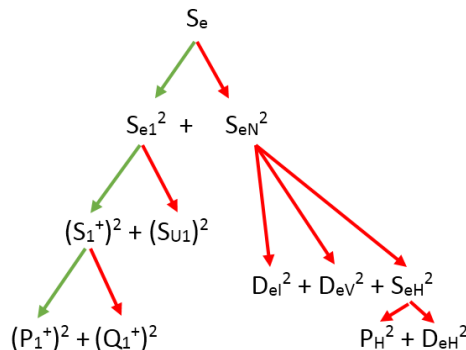
Este modelo de potencia ofrece dentro de sus ventajas la descomposición de potencia efectiva en activa, reactiva, de desequilibrio y de distorsión lo que permite ubicar el origen de las fallas y cuantificar las pérdidas de energía eléctrica del sistema. Para realizar un análisis de potencias, el modelo IEEE 1459 propone la siguiente metodología basada en la tensión e intensidad de corriente efectiva y una descomposición de la potencia aparente efectiva que tiene tres características útiles:

1. Separa convenientemente la potencia aparente fundamental y sus componentes activa y reactiva, de la potencia aparente no fundamental.
2. Suministra una medida útil del grado de "polución" armónica a través de la potencia aparente no fundamental.
3. Suministra una medida del grado de desequilibrio a partir de la introducción de la potencia aparente fundamental de desequilibrio [20].

Este modelo está siendo ampliamente aceptado por grupos académicos, expertos y actualmente está siendo vinculado a proyectos de analizadores de energía y de la calidad de la energía eléctrica [21] [22].

Para efectuar el cálculo en sistemas trifásicos⁹ de cada una de las componentes de potencia (árbol de potencias modelo IEEE 1459 mostrado en la Figura 7), el estándar define unas expresiones prácticas mostradas a continuación:

Figura 7: Descomposición de la potencias aparente efectiva. Tomado de [4]



La potencia aparente efectiva (S_e) es el resultado del producto entre la tensión efectiva (V_e) y la corriente efectiva (I_e).

⁹En condiciones no sinusoidales y desbalanceadas.

$$S_e = 3V_e * I_e \quad (24)$$

Donde en sistemas de cuatro hilos¹⁰

$$V_e = \sqrt{V_{e1}^2 + V_{eH}^2} \quad (25)$$

$$V_e = \sqrt{\frac{1}{18}[3(V_a^2 + V_b^2 + V_c^2) + V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2]} \quad (26)$$

Que se descompone en su fundamental (V_{e1})

$$V_{e1} = \sqrt{\frac{1}{18}[3(V_{a1}^2 + V_{b1}^2 + V_{c1}^2) + V_{ab1}^2 + V_{bc1}^2 + V_{ca1}^2]} \quad (27)$$

y en sus componentes armónicas (V_{eH})

$$V_{eH} = \sqrt{V_e^2 - V_{e1}^2} \quad (28)$$

Cálculos similares se efectúan con la corriente, como aparece en las ecuaciones de la (29) a la (33).

$$I_e = \sqrt{I_{e1}^2 + I_{eH}^2} \quad (29)$$

$$I_e = \sqrt{\frac{I_a^2 + I_b^2 + I_c^2 + I_n^2}{3}} \quad (30)$$

$$I_{e1} = \sqrt{\frac{1}{3}[(I_{a1}^2 + I_{b1}^2 + I_{c1}^2) + \rho_1 I_{n1}^2]} \quad (31)$$

$$I_{eH} = \sqrt{\frac{1}{3} \sum_{h \neq 0} [(I_{ah}^2 + I_{bh}^2 + I_{ch}^2) + \rho_h I_{nh}^2]} \quad (32)$$

$$\rho_1 = \frac{K_{sn1} r_{ndc}}{K_{s1} r_{dc}}; K_h = \frac{K_{sh}}{K_{s1}}; \rho_h = \frac{K_{snh} r_{ndc}}{K_{s1} r_{dc}} \quad (33)$$

Sin embargo, en este caso no se contaban con las herramientas necesarias para el cálculo adecuado de las variables mostradas en (33), luego la norma recomienda asumirlos como 1,0 ($\rho_1 = \rho_h = K_h = 1,0$).

La potencia aparente efectiva tambien se divide en su componente fundamental y sus armónicos.

$$S_e = \sqrt{S_{e1}^2 + S_{eN}^2} \quad (34)$$

¹⁰En sistemas trifilares se tienen en cuenta únicamente las tensiones de línea

donde la potencia aparente efectiva fundamental es:

$$S_{e1} = 3V_{e1}I_{e1} \quad (35)$$

Con la ayuda de la anterior ecuación se puede determinar la potencia aparente efectiva no fundamental en términos de las potencias de distorsión:

$$S_{eN}^2 = S_e^2 - S_{e1}^2 = D_{eI}^2 + D_{eV}^2 + S_{eH}^2 \quad (36)$$

La potencia de distorsión de corriente, potencia de distorsión de tensión y la potencia aparente por armónicos se definen respectivamente como:

$$D_{eI} = 3V_{e1}I_{eH} \quad (37)$$

$$D_{eV} = 3V_{eH}I_{e1} \quad (38)$$

$$S_{eH} = 3V_{eH}I_{eH} \quad (39)$$

Y

$$D_{eH} = \sqrt{S_{eH}^2 - P_{eH}^2} \quad (40)$$

La distorsión total armónica de tensión y corriente para este modelo es:

$$THD_{eV} = \frac{V_{eH}}{V_{e1}} \quad (41)$$

$$THD_{eI} = \frac{I_{eH}}{I_{e1}} \quad (42)$$

Con lo anterior se puede tener la definición de la potencia aparente efectiva no fundamental y sus componentes en otros términos:

$$S_{eN}^2 = (THD_{eI})^2 + (THD_{eV})^2 + (THD_{eI}THD_{eV})^2 \quad (43)$$

$$D_{eI} = S_{e1}THD_{eI} \quad (44)$$

$$D_{eV} = S_{e1}THD_{eV} \quad (45)$$

$$S_{eH} = S_{e1}THD_{eI}THD_{eV} \quad (46)$$

Ahora, el desbalance en la carga puede ser evaluado con la potencia aparente de desbalance fundamental.

$$S_{U1} = \sqrt{S_{e1}^2 - (S_1^+)^2} \quad (47)$$

donde S_1^+ es la potencia aparente fundamental de secuencia positiva y se integra por la potencia activa fundamental de secuencia positiva (P_1^+) y la potencia reactiva fundamental de secuencia positiva (Q_1^+).

$$S_1^+ = \sqrt{(P_1^+)^2 + (Q_1^+)^2} \quad (48)$$

Y el factor de potencia fundamental de secuencia positiva es:

$$FP_1^+ = \frac{P_1^+}{S_1^+} \quad (49)$$

Que desempeña la misma función importante del factor de potencia fundamental ($FP=P/S_e$) en sistemas monofásicos no sinusoidales.

Las definiciones más importantes se resumen en la Tabla 15.

Tabla 15: Agrupación de los indicadores para sistemas trifasicos con formas no sinusoidales. Tomado de [13]

Indicador o cantidad	Conjunto	Potencias Fundamentales	Potencias no fundamentales
Aparente	S_e (VA)	$S_{e1}; S_1^+; S_{1U}$ (VA)	$S_{eN}; S_{eH}$ (VA)
Activa	P (W)	P_1^+ (W)	P_H (W)
No activa	N (var)	Q_1^+ (var)	$D_{e1}; D_{eV}; D_{eH}$ (var)
Utilización de línea	$PF = \frac{P}{S_e}$	$PF_1^+ = \frac{P_1^+}{S_1^+}$,	–
Polución armónica	–	–	$\frac{S_{eN}}{S_{e1}}$
Desbalance	–	$\frac{S_{1U}}{S_1^+}$	–

0.4. Herramientas para la gestión de información

En esta sección se describen las dos herramientas utilizadas para obtener y gestionar la información. Cuando se habla de “obtener” se refiere al equipo que proporciona los datos, y “gestionar”, a un sistema de gestión de datos creado y detallado en la sección IV-B.

0.4.1. Equipo de monitorización de sistemas de potencia eléctrica - Medidor PQube

El “Medidor PQube” fue el equipo de monitorización empleado cuyo fabricante es *Power Standards Lab - PSL*. El equipo realiza un seguimiento continuo a múltiples

variables, por lo que es usado para el estudio de perturbaciones de tensión, corriente, energía y potencia asociadas a la evaluación de la calidad de la potencia. Además cuenta con la capacidad de almacenar datos para generar un registro histórico, permitiendo tener acceso a las eventualidades y comportamiento dinámico del sistema. Este registro facilita la aplicación y estudio de procesos estadísticos, ya que genera una base de datos que se pueden analizar.

En la Figura 8 se muestran las componentes principales (equipo de monitorización, módulo de transformadores de corriente y módulo de comunicación) del medidor instalado en el transformador.

Figura 8: Analizador de red PQube instalado en el transformador



Métodos de monitorización usado por el medidor

Existen diferentes parámetros de la calidad de la energía eléctrica (ya mencionados en la sección II, Tabla 2) que pueden ser monitorizados para cumplir dos finalidades, generalmente corresponde a la evaluación y a la caracterización del comportamiento de las variables de un sistema de energía eléctrica. Con base a estas dos finalidades se debe establecer que método de medición es apropiado.

El medidor PQube permite cambiar su configuración para conseguir un registro de las variables y así aplicarles un estudio estadístico. Este medidor realiza sus procesos de monitorización basándose en [7], específicamente, el método de clase A. De esta manera, la agregación de los intervalos de tiempo de medida para el análisis del comportamiento de la carga es de 10 minutos. Se escogió por dos razones: el intervalo intermedio tiene un equilibrio entre capacidad de almacenamiento y procesamiento de datos; y además es el intervalo avalado por la normatividad para la metodología de evaluación de la calidad de la energía eléctrica mediante procesos estadísticos.

Parámetros del medidor

Se tuvieron en cuenta los parámetros considerados en [7], con el fin de realizar un análisis del comportamiento dinámico del sistema:

1. Tensiones eficaces
2. Tensiones fundamentales
3. Tensiones armónicas
4. Corrientes eficaces
5. Corrientes fundamentales
6. Corrientes armónicas
7. Distorsiones de tensión
8. Distorsiones de corriente
9. Desbalances de tensión
10. Desbalances de corriente

En la tabla del Apéndice A se presentan comentarios y especificaciones sobre la normatividad con la cual se rige el equipo para realizar la medición de los parámetros mencionados anteriormente para la evaluación de la calidad de la energía eléctrica de la carga.

0.4.2. Sistema de gestión de datos

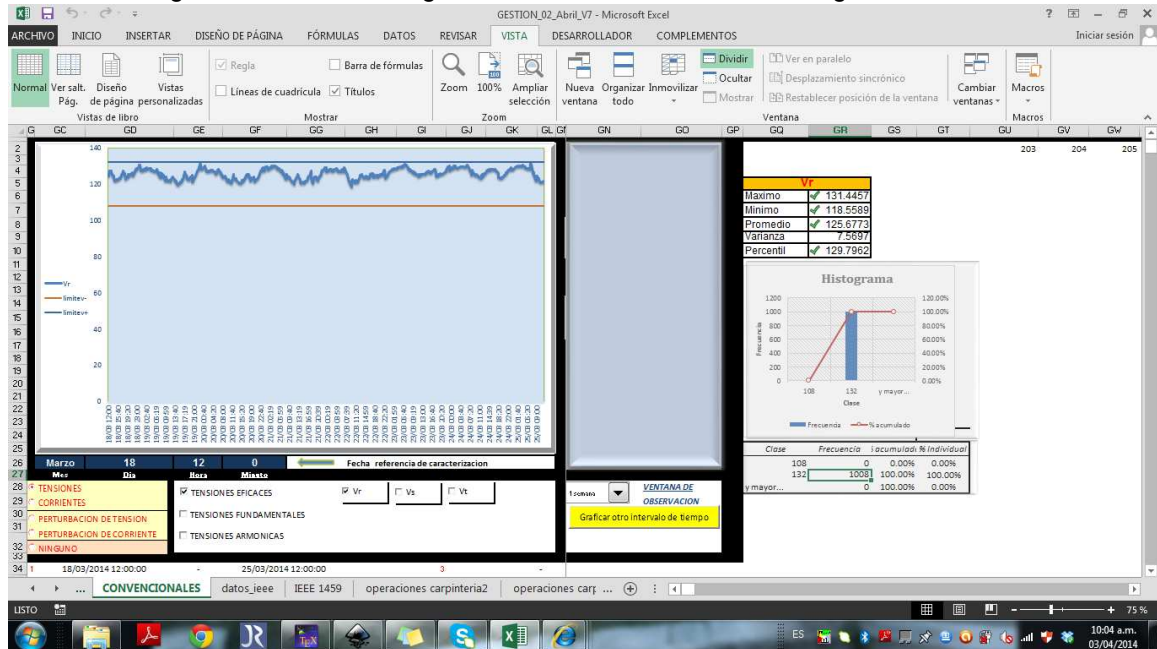
Para desarrollar la evaluación de la calidad de la energía eléctrica y la caracterización dinámica se implementó un sistema de gestión de datos. Este sistema se encarga de automatizar la organización, los cálculos y la visualización de la información más relevante proporcionada por el medidor. Se realizó en la plataforma Excel porque permite automatizar listas de datos. Dentro de este software existen complementos como macros y *Visual Basic for Applications - VBA* que potencian a Excel como una gran herramienta de procesamiento y presentación de información, razones por las cuales fue seleccionado para la gestión de datos.

Partes del sistema de gestión

Este sistema comprende una primera etapa de almacenamiento de datos o registro histórico de variables, el cual consiste en una hoja de cálculo donde se almacenan los valores de las variables de interés registradas por el medidor PQube. Cada una de las variables ocupan una columna y están organizadas cronológicamente, especificando hora y fecha de cada medida. La dinámica de entrada para el

ingreso de los datos es manual y consiste en tomar los archivos .csv arrojados por el medidor y ubicarlos en la hoja de cálculo ya asignada para el registro. Esta base de datos se utiliza de manera directa y de manera indirecta, es decir, en una nueva hoja de cálculo se genera una visualización y extracción de estadísticos de índices de calidad asociadas a la tensión, la corriente y sus propias perturbaciones, y otra visualización y extracción de estadísticos a indicadores de potencia calculadas con base en [13].

Figura 9: Visualización general del interfaz del sistema de gestión de datos



Las variables se organizaron mediante botones “Controles ActiveX” con los cuales se hacen aparecer las gráficas donde se muestra el seguimiento de la variable en un intervalo de tiempo o ventana de observación (siempre con intervalos de agregación de 10 minutos, ver Tabla 16). Esta ventana es de una semana para aplicaciones estadísticas en la evaluación de la calidad y ventanas más pequeñas para lograr una mejor caracterización del comportamiento de la carga. Los botones buscan categorizar la información: los botones primarios es una categoría general, los botones secundarios son perturbaciones asociadas a esa categoría primaria y los botones terciarios son las variables a graficar como tal. Estos botones se describen en las Tablas 17 y 18, y se muestran en la Figura 10. Las opciones para la realización de gráficas de variables con base en estos botones se muestran en la Tabla 19.

Tabla 16: Aplicaciones de las ventanas de observación

Aplicación	Ventanas
Caracterización	1 hora 2 horas 6 horas 12 horas 1 día
Evaluación de estadísticos y caracterización	1 semana

Tabla 17: Agrupación de variables de tensión y corriente para graficación y tabulación de los datos

Agrupación por botones¹		
Primarios	Secundarios	Terciarios
Tensiones	Tensiones eficaces	Vr Vs Vt
	Tensiones fundamentales	Vr1 Vs1 Vt1
	Tensiones armónicas	Vrh Vsh Vth
Corrientes	Corrientes eficaces	Ir Is It In
	Corrientes fundamentales	Ir1 Is1 It1 In1
	Corrientes armónicas	Irh Ish Ith Inh
Perturbaciones de tensión	Desbalances	ANSI-V V-/V+ V0/V+
	Distorsiones	THDvr THDvs THDvt THDv
Perturbaciones de corriente	Desbalances	ANSI-I I-/I+ I0/I+
	Distorsiones	TDDIr TDDIs TDDIt TDDI

¹ Para visualizar los botones ver Figura 10.

Tabla 18: Agrupación de variables de potencia IEEE 1459 para graficación y tabulación de los datos

Agrupación por botones		
Primarios	Secundarios	Terciarios
Potencias trifásicas	Potencias fundamentales Potencias no fundamentales Se W	P1+ Se1 S1+ S1U Q1+ VAR SeN SeH PH Del DeV DeH
Potencias activas	–	L1 L2 L3 W
Factores de potencia	–	FP FPe FPe1 FPe1+
Distorsiones	THDve THDie	–

Figura 10: Etapas que componen el sistema de gestión de datos

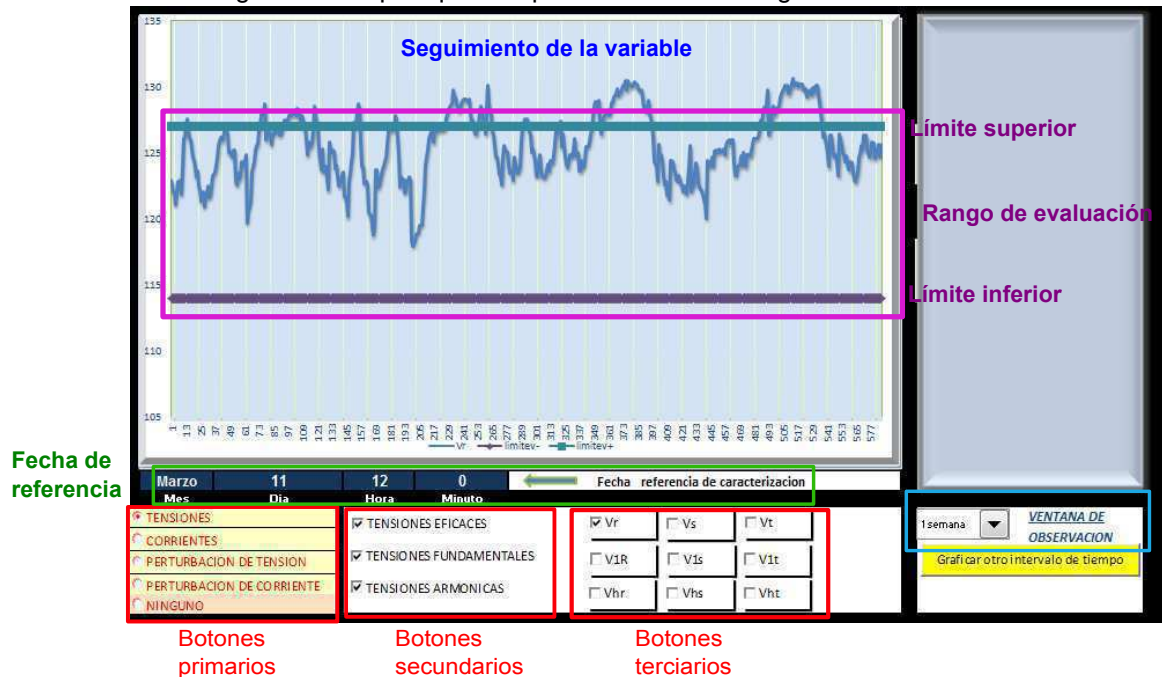


Tabla 19: Capacidad para generar gráficas de variables del sistema de gestión

Capacidades de gráficas del sistema de gestión		
En una ventana de observación	Hasta 4 variables de un mismo boton primario	Igual escala, igual límite
En ventanas de observación diferentes	Una única variable asignado a un boton terciario	

La extracción de estadísticos acompaña en pantalla la última variable graficada (ver Figura 9). Los estadísticos seleccionados representan las recomendaciones encontradas en la norma IEC 61000-4-30 como técnicas de evaluación, las cuales se generalizaron para todos los indicadores:

- a. Contar el número o el porcentaje que, durante el periodo de evaluación, sobrepasa los valores contractuales altos o bajos. Se logra mediante el histograma. En este se generan unos rangos de clase donde se muestra la frecuencia tanto en cantidad numérica como en porcentaje de cuáles valores están dentro, cuáles por encima y cuáles por debajo de los límites establecidos (Ver ejemplo en el Apéndice C).
- b. Comparar los valores más desfavorables con valores contractuales altos y/o bajos. Se logra con la diferencia entre el valor máximo y el límite superior, y la diferencia entre el valor mínimo y el límite inferior, en caso de que este exista, ya que por ejemplo, indicadores como el THD solo tienen límite superior. Si el máximo y/o mínimo están dentro del rango de evaluación no hace falta comparar porque no sería un valor desfavorable.
- c. Comparar uno o varios valores semanales de probabilidad del 95 % (u otro porcentaje), con valores contractuales altos y/o bajos. Esto se logra visualmente, ya que en el seguimiento de la variable se observa cuántas veces y en qué puntos la variable sale del rango de evaluación.

Además se tienen en cuenta estos otros estadísticos:

- Promedios y varianzas: Permiten obtener estimaciones de una tendencia a esperar y la variabilidad de la muestra de datos.
- Percentil (95 %): El 95 % de los valores de la muestra son menores que el percentil 95 y el restante 5 % son mayores.

La tabulación de este conjunto de estadísticos se visualiza en la Figura 11. Se usó en Excel la herramienta de formato condicional generando una nueva regla, donde de acuerdo a los límites establecidos se da una señal de aceptación o de rechazo, para cada uno de los estadísticos de la variable. En la Tabla 20 se muestra cuales variables tienen límite y cuales no; aquellas variables que sí tienen límites cuentan con histograma.

Tabla 20: Variables con estadísticos que tienen señales de aceptación, rechazo e histograma

Variables	Estadísticos con límites
Tensiones eficaces	Si (Superior e inferior)
Tensiones fundamentales	No
Tensiones armónicas	No
Corrientes eficaces	No
Corrientes fundamentales	No
Corrientes armónicas	No
Desbalances de tensión	Si (Superior)
Distorsiones de tensión	Si (Superior)
Desbalances de corriente	Si (Superior)
Distorsiones de corriente	Si (Superior)
Potencias IEEE 1459	No

Figura 11: Etapas que componen la tabulación de los estadísticos



Para profundizar en el uso de esta herramienta consultar el Apéndice E: “Guía para graficar en la herramienta Excel: Sistema de gestión de datos” creado con el objetivo de facilitar la utilización del sistema.

0.5. Información inicial de la carga

La caracterización del comportamiento dinámico se realizó a partir de mediciones eléctricas efectuadas en el secundario de un transformador de distribución. En

la Figura 12 se observa el transformador en sitio. A continuación se describen características del transformador y de su entorno.

0.5.1. Datos del transformador de distribución

Figura 12: Transformador de distribución 4148



Las Tablas 21 y 22 muestran la información de la ubicación y las características eléctricas del transformador de distribución respectivamente.

Tabla 21: Datos de ubicación del transformador de distribución

	Información
Código ESSA	4148
Dirección	CRA 3A No.9- 98, Barrio La Feria - Piedecuesta
Estrato socioeconómico	2
Apoyo	50771
Circuito	41501 Granja 1
Subestación alimentadora	SE Piedecuesta
Propietario	ESSA ESP

Tabla 22: Características eléctricas del transformador de distribución

Características	Valor
Fases	Trifásico
Potencia	75 [kVA]
Grupo de conexión	Dy5
Conexión MT	13,2 [kV]
Estado	En operación
Corriente nominal del secundario I_{n2}	197 [A]
Corriente de cortocircuito trifásica I_{sc}	5,73 [kA]

0.5.2. Cantidad de usuarios

A pesar de que el transformador alimenta principalmente a los hogares y alumbrado público del barrio La Feria, sus acometidas se extienden también a los barrios La Cantera, Monserrate y La Pesa (ver Figura 13).

Tabla 23: Cantidad de usuarios del transformador de distribución

Barrio	Cantidad de usuarios	Porcentaje de la carga [%]
La Feria	120	65
La Cantera	54	29,5
Monserrate	7	3,8
La Pesa	2	1,1
Total clientes	183	83,6
Luminarias de AP	36	16,4

Para seleccionar cuáles son los índices más pertinentes, primero se realizó un levantamiento de información con los aspectos más relevantes de la carga, los cuales se muestran en la Tabla 24.

Figura 13: Ubicación y cantidad de usuarios del transformador de distribución

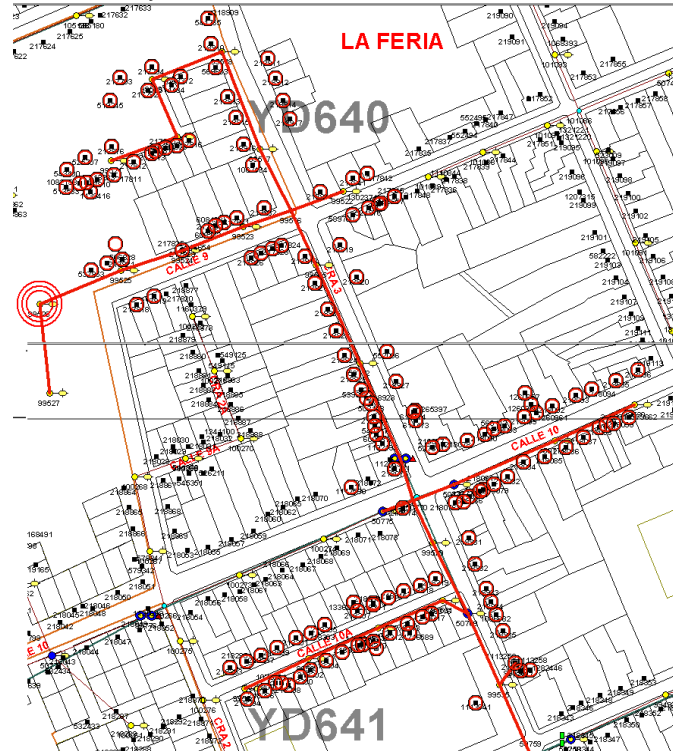


Tabla 24: Información inicial de la carga

Tipo de instalación	Residencial
Topología de instalación	Presencia de transformador de distribución de 75 kVA, trifásico, con red y acometidas aéreas (ver Figura 12).
Cargas existentes ¹	En principio se considera la carga de tipo residencial (electrodomésticos y alumbrado general), sin embargo, en los barrios se encuentran casas convertidas en locales comerciales y pequeños talleres industriales.
Diagnóstico de problemáticas	<ul style="list-style-type: none"> - Alto porcentaje de pérdidas asociadas a posibles problemas técnicos y sociales. - Bajo factor de potencia atribuido a grandes consumos de potencia reactiva.

¹ Si bien se menciona las cargas particulares que se encuentran asociadas al transformador, la caracterización se realiza para una única carga que abarca todas las particulares.

0.6. Caracterización y evaluación de la carga

En esta sección se muestra un análisis de los principales eventos y características observadas, a partir de las medidas efectuadas, los cálculos de las potencias de la norma IEEE 1459 y el cálculo de estadísticos de las variables establecidos en la sección IV-B. La finalidad no es solo una caracterización del comportamiento de la carga compuesta por la presentación de parámetros de potencia, identificación de comportamientos particulares de la carga en la dinámica del tiempo, sino también la evaluación de la calidad de la energía eléctrica.

0.6.1. Caracterización dinámica del comportamiento de la carga

Con las gráficas aportadas por el sistema de gestión de datos se observó que hay tendencias en la dinámica del consumo según la hora que se presenta en la carga, las perturbaciones no se establecen en un único valor, sino que varían en el transcurso de las condiciones cotidianas de los hogares. Estas poseen precisamente una dinámica que los hace variar por cambios permanentes en el consumo de la potencia (horas de mayor consumo), maniobras en la red, fenómenos naturales, entre otros [1]. Sin embargo, esta caracterización se basa en información de estado estable y se enfocará a los cambios en la carga producidos por alteraciones en los valores de consumo de potencia y perturbaciones por desbalance y por armónicos.

El sistema de gestión de datos permitió obtener una amplia variedad de gráficas y tablas en el tiempo (ver apéndices B, C y D), lo que hizo necesario reducir las posibilidades, omitiendo comportamientos repetitivos presentados en la carga. Teniendo en cuenta que dentro de una semana están todas las posibles condiciones del comportamiento de un hogar, se compara si hay variación de una semana a la siguiente, para lo cual se realizan gráficas semanales de las variables de tensión, corriente y potencia aparente efectiva, correspondientes a los intervalos del 17 de marzo - 23 de marzo (semana 1), 24 de marzo - 30 de marzo (semana 2) y del 31 de marzo - 06 de abril (semana 3); las cuales se muestran desde la Figura 14 a la Figura 17.

En la Figura 18 se observa que en realidad la variación de tensión entre el domingo de una semana y otra no es considerable, lo que sugiere observar periodos más pequeños en determinados casos para mayor claridad.

Ya que el comportamiento de una semana a la otra es muy similar, se prosigue a comparar días entre semana (lunes a viernes) y días entre semana con días del fin de semana (sábado y domingo). Primero se graficó la corriente en un intervalo de 24 horas, en cuatro días entre semana diferentes (lunes, martes, jueves y viernes, ver Figura 19) para verificar la variación que se presentaba de un día a otro. Posteriormente se realizaron las gráficas de dos días entre semana (miércoles y viernes) y dos días del fin de semana (sábado y domingo) en la Figura 20 para comparar si el comportamiento del fin de semana era diferente a los días entre semana¹¹.

¹¹Se seleccionó para graficar a diario la corriente, por ser una variable más relacionada al consumo y puede reflejar un comportamiento comparable a la curva de demanda diaria - CDD.

Figura 14: Tensión de la fase r. V_r : Semana 1, $V_{r,2}$: Semana 2 y $V_{r,3}$: Semana 3

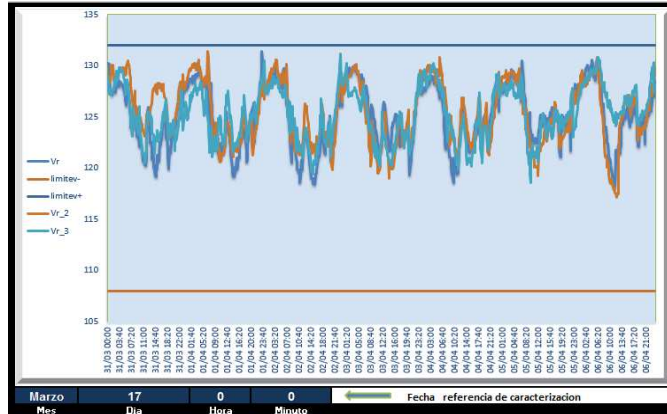
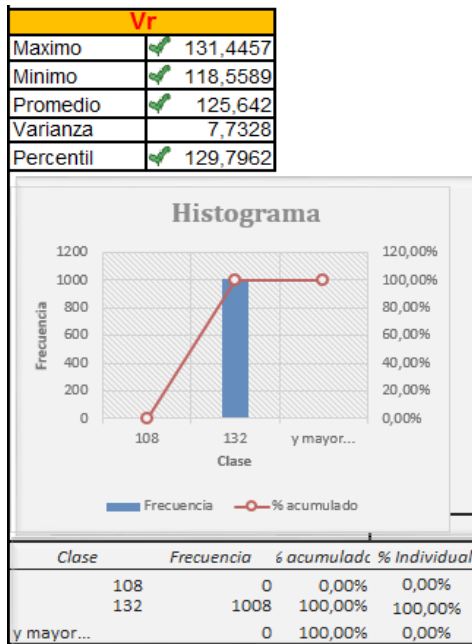


Figura 15: Estadísticos de la tensión de suministro durante la semana 1



Cabe señalar que a grandes rasgos el comportamiento de un día a otro es similar sin importar que día sea, es decir, no hay una variación considerable en el consumo de los hogares durante los días laborales y no laborales. En la Figura 21 se hace un zoom durante un intervalo de 6 horas a la Figura 20 donde se muestra que se presentan algunas sobrecorrientes, pero estas no tienen un comportamiento constante. Esto se le puede atribuir a que en las cargas existentes hay pequeños talleres industriales donde se pueden presentar arranques de motores, elevando la corriente momentáneamente en cualquier instante del día (en la Figura 47 del Apéndice B se hace un nuevo ejemplo pero en días diferentes).

Ahora si se lleva este comportamiento diario a valores un por unidad se puede comparar la forma y el valor de las curvas de consumo con la curva de demanda

Figura 16: Corriente de la fase r. I_r : semana 1, $I_{r,2}$: semana 2 y $I_{r,3}$: semana 3

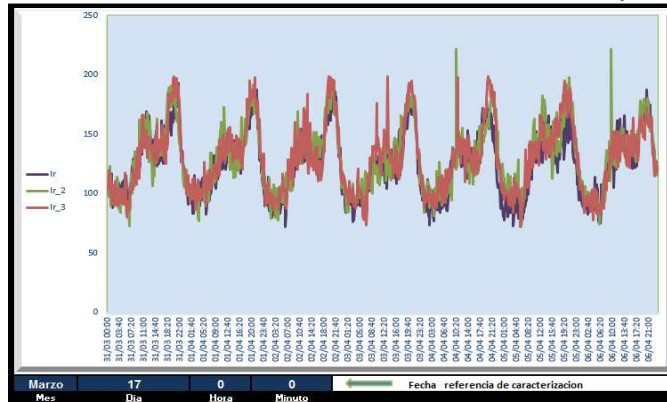


Figura 17: Potencia aparente efectiva. S_e : semana 1, $S_{e,2}$: semana 2 y $S_{e,3}$: semana 3

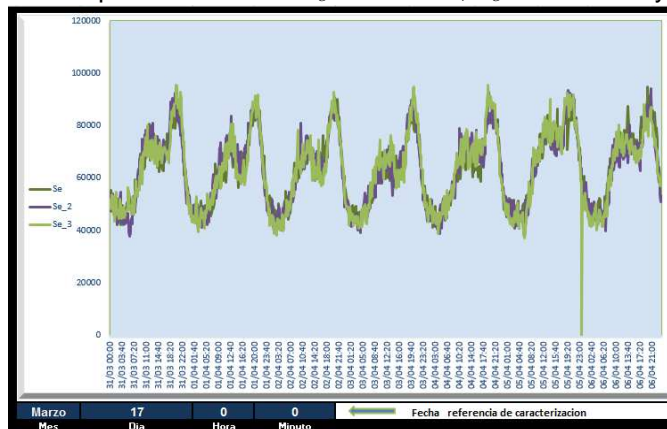


Figura 18: Comportamiento de la tensión en el día domingo. V_r : semana 1, $V_{r,2}$: semana 2, $V_{r,3}$: semana 3



diaria para el sector residencial, estrato 2, que se encuentra en uno de los anexos de la norma [5]. En la Figura 22 se observa la potencia aparente efectiva durante un

Figura 19: Corriente de fase r durante un día. Ir: día lunes, $I_{r,2}$: día martes, $I_{r,3}$: día jueves, $I_{r,4}$: día viernes

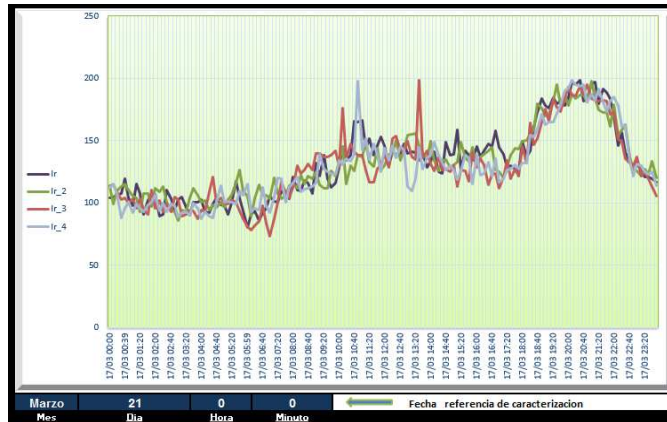


Figura 20: Corriente de dos días entre semana y dos del fin de semana. Ir: día martes, $I_{r,2}$: día viernes, $I_{r,3}$: día sábado y $I_{r,4}$: día domingo

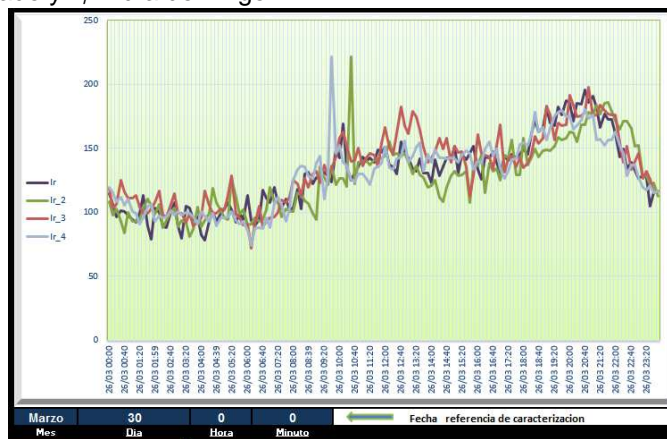


Figura 21: Corriente de dos días entre semana y el fin de semana en una ventana de 6 horas. Ir: día martes, $I_{r,2}$: día viernes, $I_{r,3}$: día sábado y $I_{r,4}$: día domingo



día y en la Figura 23 se observa la curva de la ESSA. La forma es similar, pero no los valores, eso quiere decir que las costumbres en el uso de alumbrado y electrodomésticos en los hogares se ha mantenido desde que se hizo el estudio para generar la CDD, pero debido a la creciente demanda de energía eléctrica en los hogares se está sobrecargando el transformador porque se presenta un mayor consumo.

Figura 22: Potencia aparente efectiva S_e en por unidad durante un día.

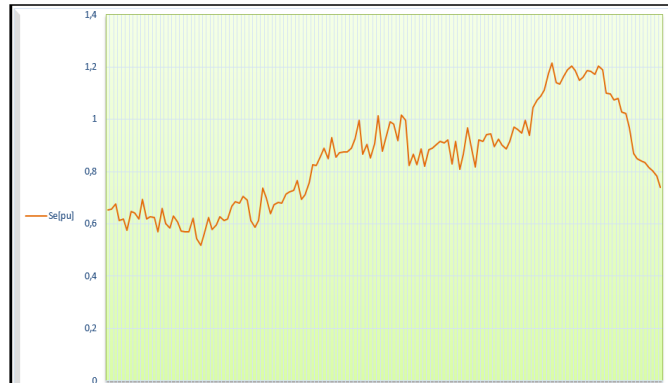
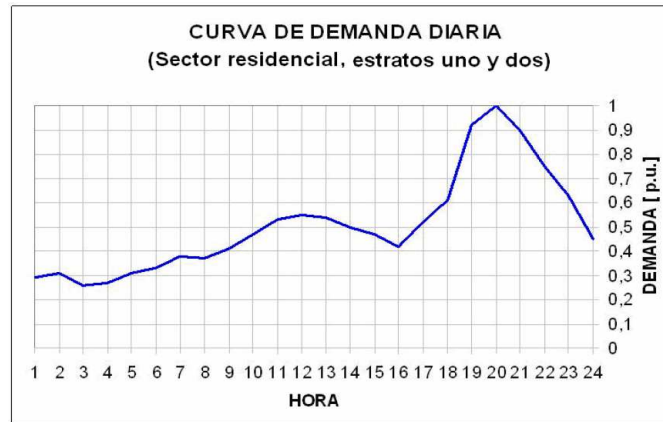


Figura 23: Tomado de [5]



De las variables que se graficaron hasta el momento, se infiere que:

- La calidad del suministro eléctrico es aceptable, ya que permanece estable durante toda la semana en valores cercanos a los 120 V y nunca supera los límites (ver estadísticos en la Figura 15).
- Tanto el comportamiento semanal, como el comportamiento diario son reiterativos, por ello es prioritario el análisis del comportamiento en el transcurso del día.
- El consumo se refleja tanto en la potencia como en la corriente, ya que sus comportamientos son similares (ver figuras 16 y 17). Los horarios para consumir energía se mantienen según la CDD propuesta por [5], pero con mayor

demanda debido al aumento de uso de los dispositivos electrónicos en los hogares.

Después se verificaron las perturbaciones de tensión y corriente. Para ello se realizaron las gráficas de la tensión en sus tres fases (Figura 24) para notar el grado de desbalance tanto en secuencia positiva como negativa y se extrajeron los estadísticos para cuantificar su estado (Figura 25). La norma UNE 50160 sugiere un valor límite del 2% para el desbalance de secuencia negativa, valor que no es alcanzado ni siquiera por los valores máximos. Asimismo el indicador de contenido armónico para la tensión (THD_v) se puede observar en la Figura 26.

Figura 24: Tensiones de fase r-s-t durante un día

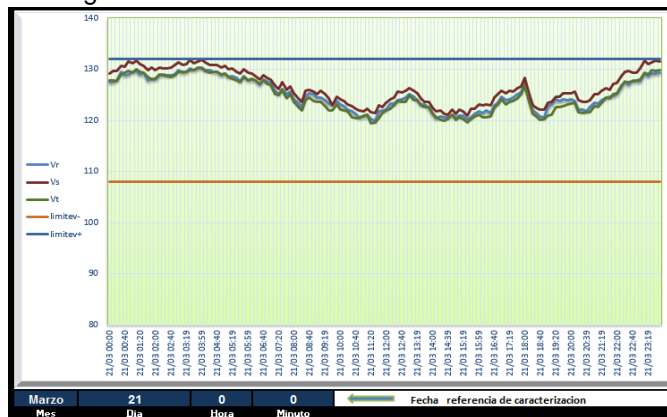
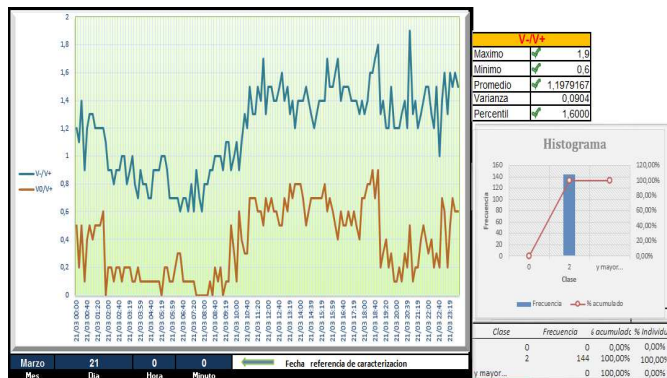


Figura 25: Desbalance de secuencia negativa (azul) y de secuencia cero (naranja) de una tensión de fase durante un día



Realizando el mismo procedimiento para la corriente (ver figuras 27 a 30) se puede observar que el grado de desbalance es mayor al de la tensión y el contenido de armónicos es similar cumpliendo con el comportamiento típico de cargas con características de no linealidad donde las perturbaciones de corriente tienen mayor impacto en la calidad de la energía eléctrica.

De los indicadores de perturbaciones de tensión y corriente se puede inferir que existen buenas condiciones de calidad de la energía eléctrica, ya que ninguno de

Figura 26: Distorsión armónica total - THD durante un día



Figura 27: Corrientes de fase r-s-t durante un día

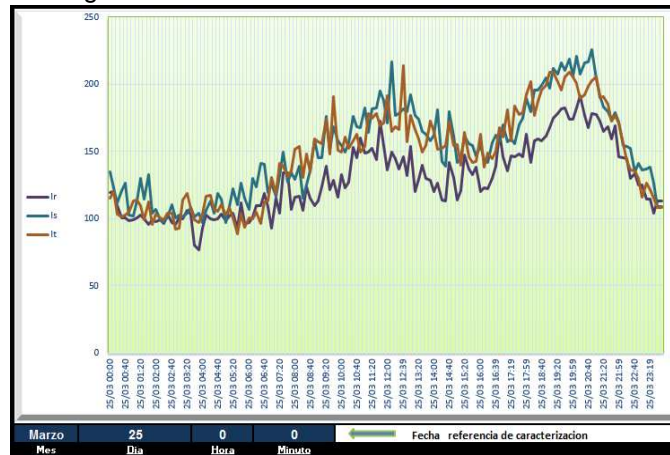
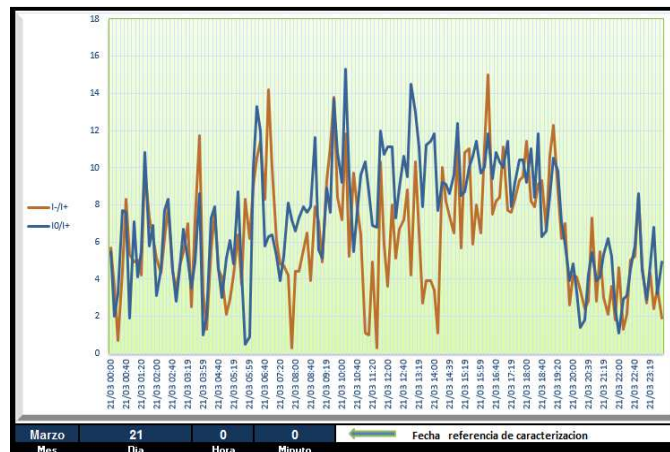


Figura 28: Desbalance de secuencia negativa y secuencia cero de una corriente de fase durante un día



los indicadores superan los límites sugeridos en la normatividad presumiendo un grado de desbalance y un contenido armónico bajo. El valor RMS de la corriente en

Figura 29: Estadísticos del desbalance de secuencia negativa y secuencia cero de una corriente de fase durante un día

I-/I+			IO/I+		
Máximo	✓	15	Máximo	✓	15,3
Mínimo	✓	0,3	Mínimo	✓	0,5
Promedio	✓	6,234722	Promedio	✓	7,29930556
Varianza	✓	9,5806	Varianza	✓	10,1725
Percentil	✓	11,3850	Percentil	✓	11,9700

Figura 30: Distorsión de demanda total - TDD durante un día



el conductor neutro puede ser interpretado como un indicador de calidad discriminando la componente fundamental de las componentes armónicas. El desbalance es un índice que se mide a partir de la componente fundamental de la corriente lo que permite cuantificar el grado desbalance a partir del valor RMS fundamental de la corriente por el neutro, ya que por análisis básico de circuitos, el conductor neutro corresponde a la suma vectorial de las corrientes de fase en un sistema trifásico¹². El valor RMS por armónicos se da de igual manera por la suma vectorial de las componentes armónicas de las corrientes de fase, llegando a aportar un gran porcentaje del valor total si los armónicos de un mismo orden (orden 3 para esta carga) están en fase. Es por todo esto que en la Figura 31 se puede decir que los armónicos efectivamente tienen este comportamiento y afectan en mayor medida que el desbalance al sistema trifásico de estudio. Además el conductor neutro alcanza valores amperimétricos similares a las corrientes de fase por la suma de los valores RMS de armónicos y de desbalance como se puede observar en la Figura 32.

Para complementar la caracterización se recurrió a los términos de potencia, sobre todo las definiciones del estándar IEEE 1459, las cuales tienen en cuenta los reactivos, el desbalance y el contenido armónico a través de la corriente efectiva (I_e), ya que esta corriente equivalente esta en función de las corrientes de fase y también del neutro (ver ecuación 29). Por todo lo que representa el conductor neutro mencionado en el párrafo anterior los términos convencionales (S, P, Q y FP) no tienen en cuenta ni el desbalance, ni el contenido armónico fallando en el dimensionamiento total de la carga. En las figuras 34 y 35 se puede observar la similitud

¹²También corriente de línea para conexión Y

Figura 31: Valor RMS total de una corriente de neutro (azul), junto con su componente fundamental (azul bajo) y su componente de armónicos (verde)

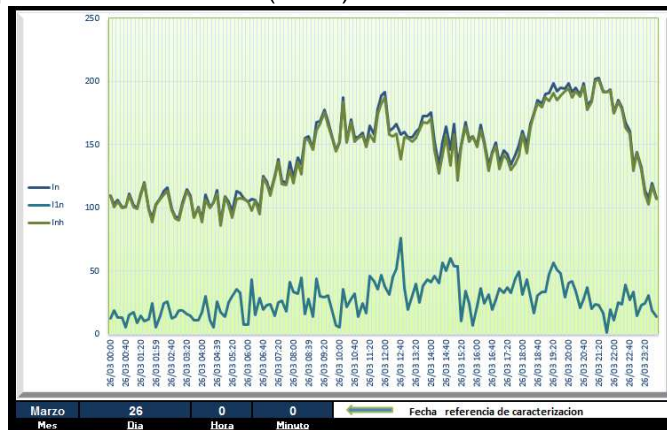
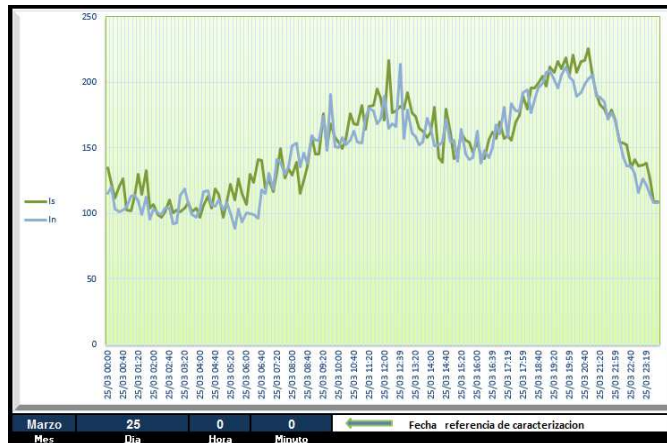


Figura 32: Valor RMS de la corriente de la fase s (verde) y corriente de neutro (celeste) durante un día



entre términos convencionales y del estándar.

en función de los principales términos del estándar [13]

. Estos dos últimos no son reflejados por los términos convencionales (S, P, Q y FP) como se demuestra en la comparación entre las figuras 34 y 35 que permite observar que la potencia aparente fundamental de secuencia positiva (S_1^+) es similar a la potencia aparente aritmética (S). Lo que confirma que el sistema no está correctamente dimensionado ya que la potencia aparente efectiva (S_e) tiene otros dos componentes, precisamente la potencia fundamental de desbalance (S_{1U}) y la potencia efectiva no fundamental (S_{eN}) como se observa en la Figura 33. La información se complementa con el esquema de dimensionamiento de términos de la Figura 36 y las gráficas auxiliares del Apéndice B, de las figuras 51 a 56.

Al aumentar la dimensión del sistema con un mismo consumo de potencia activa, claramente se desmejora el factor de potencia. Es por esto que en la Figura 37 el factor de potencia efectivo de la IEEE 1459 muestra una ineficiencia mayor del siste-

Figura 33: Terminos de potencia principales de la IEEE 1459 Se, S1+, S1U y SeN

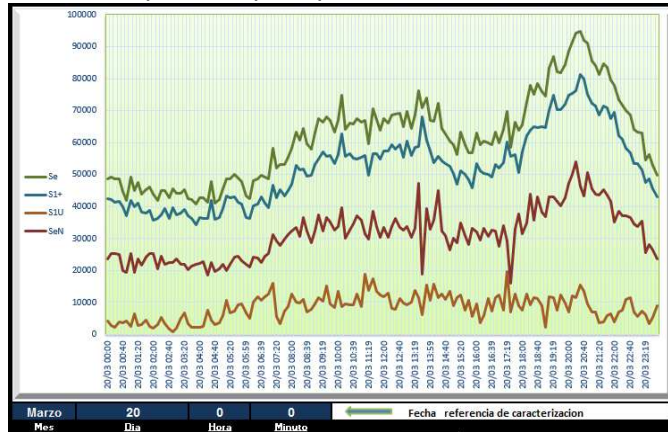


Figura 34: Términos de potencia convencionales S, P y Q

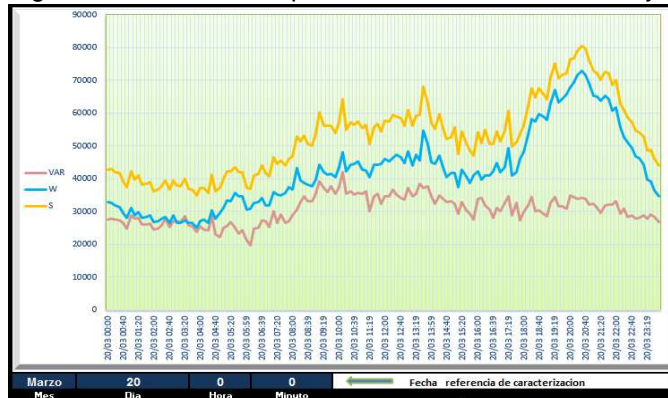


Figura 35: Componentes de la potencia aparente fundamental de secuencia positiva S1+, P1+ y Q1+



ma.

Los indicadores de distorsión armónica con los que cuenta la norma son la distorsión armónica total efectiva de tensión ($THDv_e$) y la distorsión armónica total

Figura 36: Dimensionamiento de términos de potencia principales de la IEEE 1459 S_e , S_1^+ , S_{1U} y S_{eN} y convencionales S, P y Q.

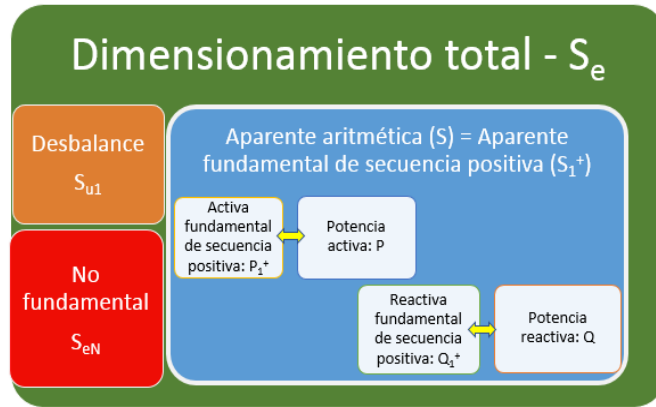
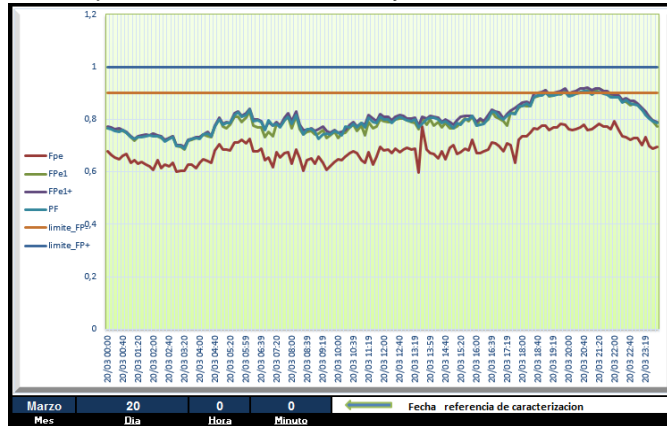


Figura 37: Factores de potencia convencionales y de la IEEE 1459 FP, FPe, FPe1, FPe1+



efectiva de corriente ($THDi_e$). En las gráficas de las figuras 38 y 39 se refuerzan varias ideas que se mostraron a lo largo de esta sección. El $THDv_e$ ratifica que la calidad de la tensión es buena y no tiene gran contenido de armónicos, contrario al $THDi_e$, que confirma que los indicadores convencionales no tienen en cuenta los armónicos y desbalances del sistema, donde el límite sugerido para la TDD es superado en gran porcentaje durante todo el tiempo.

El modelo 1459 permite cuantificar el grado de desbalance tanto en la asimetría de la carga y el desbalance de la tensión y la polución armónica a través de dos indicadores mencionados en la Tabla 15¹³. Además existe otra relación interesante (Q_1^+/P_1^+), que da un porcentaje del consumo de potencia reactiva respecto al consumo de potencia activa.

La Figura 40 muestra que las componentes no fundamentales tienen en promedio, el 60% de la componente fundamental, mientras que la potencia reactiva tiene en promedio el 73% de la potencia activa (Figura 44). Este último indicador disminu-

¹³Estos indicadores también se muestran en términos de la potencia activa fundamental de secuencia positiva.

Figura 38: Distorsión armónica total efectiva de tensión $THDv_e$

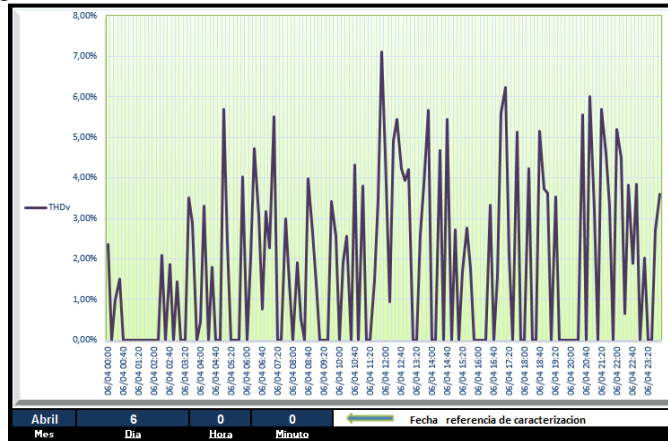


Figura 39: Distorsión armónica total efectiva de corriente $THDi_e$

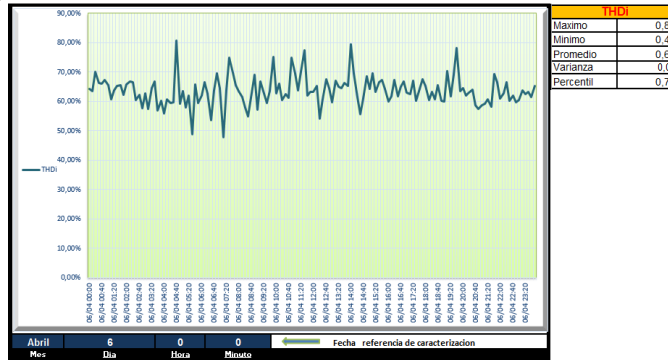
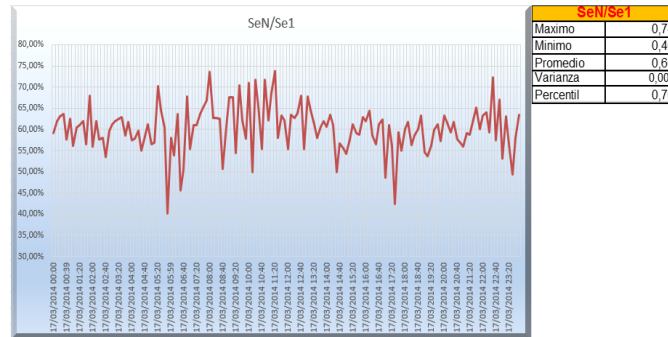


Figura 40: Relación de la potencia aparente efectiva no fundamental y potencia aparente efectiva fundamental



ye, en horas de mayor actividad en los hogares, eso quiere decir que el transformador podría tener un incremento moderado de cargas particulares durante las horas no pico, sin llegar a exagerar, ya que esto sobrecargaría el transformador, como le sucede en las horas pico. A partir de la gráfica de la Figura 41 a la Figura 43 se realiza una comparación de los porcentajes de los tres indicadores que tiene la IEEE 1459 y los indicadores asociados a la relación con la potencia activa fundamental

Figura 41: Relación de la potencia aparente efectiva no fundamental y potencia activa fundamental de secuencia positiva

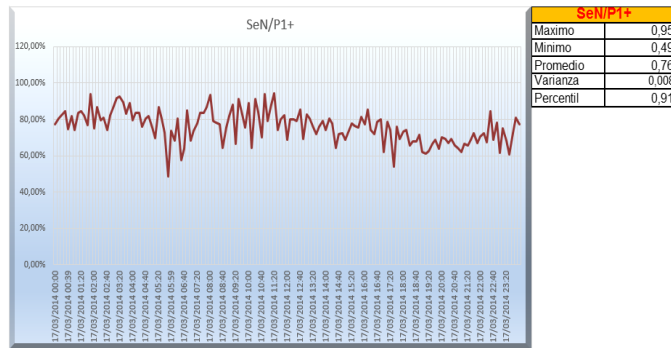


Figura 42: Relación de la potencia aparente efectiva de desbalance y potencia efectiva fundamental de secuencia positiva

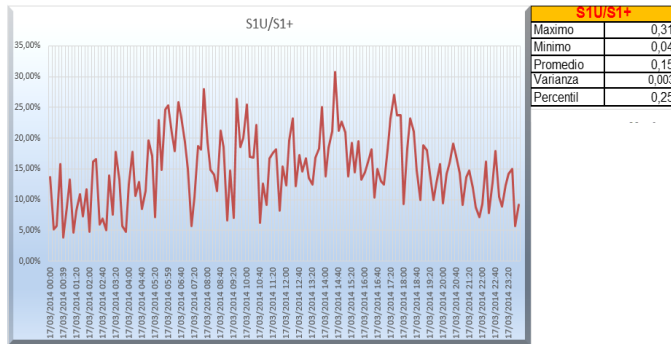
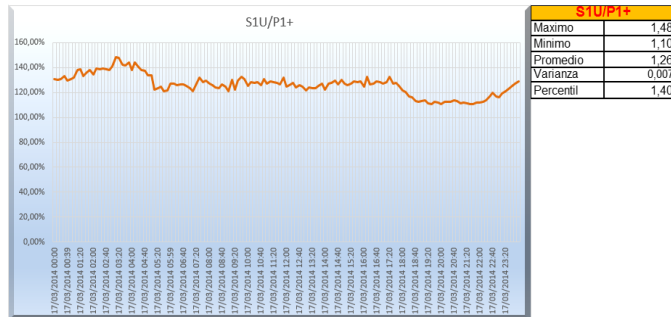
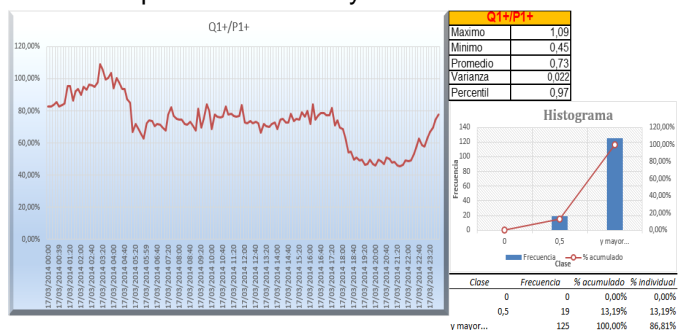


Figura 43: Relación de la potencia aparente efectiva de desbalance y potencia activa fundamental de secuencia positiva



de secuencia positiva donde se corrobora que la mayor causa de ineficiencia es la componente reactiva de la potencia, seguida de la potencia no fundamental (armónicos) y por último la potencia de desbalance.

Figura 44: Relación de la potencia reactiva y activa de secuencia positiva



0.6.2. Parámetros de caracterización del comportamiento dinámico de la carga

Con base en la temática presentada en en la sección III, se determinaron algunos parámetros de potencia en la carga teniendo en cuenta las definiciones del estándar IEEE 1459. No todas pudieron ser calculadas debido a que el medidor no proporcionó una diferenciación en el espectro de frecuencia, lo que hace imposible representar por separado las componentes armónicas, por lo menos, las más representativas.

Dentro de los parámetros evaluados se encuentra una impedancia de carga (Z_c) que representa el consumo de potencia activa y reactiva de la carga. Este consumo se ve expresado en la potencia aparente fundamental (S_1). El otro parámetro son dos fuentes de corriente independientes creadas a razón del desbalance (I_U^- e I_U^0) que representan la asimetría en la carga tanto por componente de secuencia negativa, como por componente de secuencia cero.

El modelo no se pudo integrar en un único esquema de tensión constante como sí lo hacen otras teorías de potencia ya mencionadas en la sección III-A2, debido a que el desbalance se presenta por la interacción de las corrientes de secuencia negativa y cero con la tensión de secuencia positiva, negativa y cero que están en planos ortogonales, lo que conllevó al modelo mostrado en la Figura 45.

Estos parámetros se determinaron mediante las siguientes expresiones:

$$P_1^+ = 3V_1^+ I_1^+ \cos\theta \quad (50)$$

$$Q_1^+ = 3V_1^+ I_1^+ \sen\theta \quad (51)$$

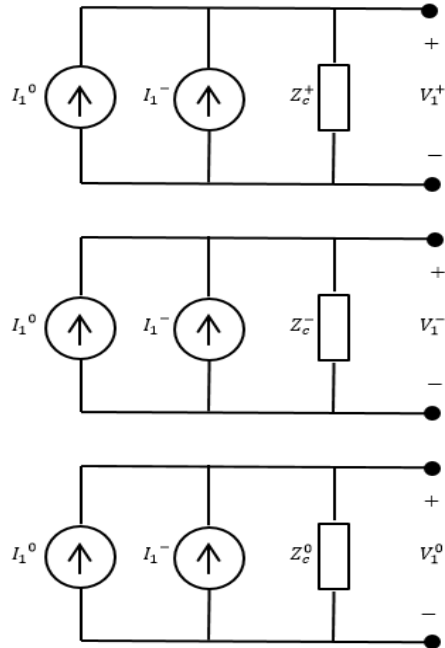
$$P_1^- = 3V_1^- I_1^- \cos\theta \quad (52)$$

$$Q_1^- = 3V_1^- I_1^- \sen\theta \quad (53)$$

$$P_1^0 = 3V_1^0 I_1^0 \cos\theta \quad (54)$$

$$Q_1^0 = 3V_1^0 I_1^0 \sen\theta \quad (55)$$

Figura 45: Modelo de la carga separados por cada secuencia (V_1^+ , V_1^- , V_1^0)



Estas potencias se llevaron al modelo mediante las impedancias de secuencia con las siguientes expresiones:

$$Z_c^+ = R_c^+ + jX_c^+ \quad (56)$$

$$Z_c^- = R_c^- + jX_c^- \quad (57)$$

$$Z_c^0 = R_c^0 + jX_c^0 \quad (58)$$

donde

$$R_c^+ = \frac{V_1^{+2}}{P_1^+} \quad (59)$$

$$X_c^+ = \frac{V_1^{+2}}{Q_1^+} \quad (60)$$

$$R_c^- = \frac{V_1^{-2}}{P_1^-} \quad (61)$$

$$X_c^- = \frac{V_1^{-2}}{Q_1^-} \quad (62)$$

$$R_c^0 = \frac{V_1^{02}}{P_1^0} \quad (63)$$

$$X_c^0 = \frac{V_1^{02}}{Q_1^0} \quad (64)$$

Los tres esquemas en planos ortogonales se suman cuadráticamente para obtener la potencia aparente fundamental de desbalance.

$$S_{u1d} = S_{1d}^+ + S_{1d}^- + S_{1d}^0 + S_1^- + S_1^0 \quad (65)$$

donde la tensión de secuencia negativa aporta:

$$S_{1d}^- = 3V_1^- * \sqrt{I_1^{+2} + I_1^{02}}$$

$$S_1^- = 3V_1^- I_1^-,$$

la tensión de secuencia cero aporta:

$$S_{1d}^0 = 3V_1^0 * \sqrt{I_1^{+2} + I_1^{-2}}$$

$$S_1^0 = 3V_1^0 I_1^0$$

y la tensión de secuencia positiva aporta para el desbalance:

$$S_{1d}^+ = 3V_1^+ * \sqrt{I_1^{-2} + I_1^{02}},$$

y esta misma secuencia aporta para la representación del consumo de activos y reactivos:

$$S_1^+ = 3V_1^+ I_1^+ \quad (66)$$

Así finalmente S_1^+ representa el consumo en la carga y S_{u1d} su desbalance.

Estos parámetros fueron calculados en ventanas donde el comportamiento no tiene cambios considerables, evitando que el valor promedio obtenido muestre un indicador erróneo del comportamiento de la potencia. Estas ventanas fueron seleccionadas con base en las gráficas de tensión, corriente y potencia que se muestran en la sección de VI-A.

Se seleccionaron dos días aleatoriamente, donde se obtuvieron los parámetros de las Tablas 25 y 26.

Tabla 25: Parámetros del modelo de carga para el día 1

Ventana 1: 00:00 - 04:00				
	V_1^+	V_1^-	V_1^0	S_{1ud}
$R_c[\Omega]$	0,55	0,25	0,12	2601,5
$X_c[\Omega]$	0,58	9,15	-0,17	
S_{1d} [VA]	2416,23	869,9	414,76	
S_1 [VA]		25,2	13,73	
Ventana 2: 12:00 - 18:00				
	V_1^+	V_1^-	V_1^0	S_{1ud}
$R_c[\Omega]$	0,32	0,13	0,03	5653,95
$X_c[\Omega]$	0,43	-0,075	-0,03	
S_{1d} [VA]	5583,65	817,52	344,35	
S_1 [VA]		49,99	25,21	
Ventana 3: 19:00 - 21:00				
	V_1^+	V_1^-	V_1^0	S_{1ud}
$R_c[\Omega]$	0,24	0,05	0,2	8312,88
$X_c[\Omega]$	0,5	-0,05	-0,02	
S_{1d} [VA]	8232,91	1046,1	468,24	
S_1 [VA]		90,14	35,93	

Tabla 26: Parámetros del modelo de carga para el día 2

Ventana 1: 00:00 - 04:00				
	V_1^+	V_1^-	V_1^0	S_{1ud}
$R_c[\Omega]$	0,56	0,23	0,06	2781,97
$X_c[\Omega]$	0,62	8,83	-0,09	
S_{1d} [VA]	2712,52	569,49	237,95	
S_1 [VA]		20,91	13,45	
Ventana 2: 12:00 - 18:00				
	V_1^+	V_1^-	V_1^0	S_{1ud}
$R_c[\Omega]$	0,32	0,12	0,03	6232,7
$X_c[\Omega]$	0,48	-0,07	-0,03	
S_{1d} [VA]	6159,12	862,26	404,24	
S_1 [VA]		59,81	34,58	
Ventana 3: 19:00 - 21:00				
	V_1^+	V_1^-	V_1^0	S_{1ud}
$R_c[\Omega]$	0,24	0,08	0,18	6536,06
$X_c[\Omega]$	0,53	-0,06	-0,02	
S_{1d} [VA]	6437,31	1064,05	378,17	
S_1 [VA]		73,13	21,96	

En Tabla 27 se presenta la relación entre el parámetro calculado y la potencia aparente fundamental de desbalance del modelo IEEE 1459, donde se observó que el parámetro calculado es aproximadamente el 60%. La potencia aumenta en la ventana 2 y 3 debido a que a esas horas del día se presenta un mayor consumo.

Tabla 27: Resultados de los parámetros del modelo para el día 1 y 2

Día 1	Día 2
Ventana 1	Ventana 2
$\frac{S_{1ud}}{S_{1W}} = 63,52\%$	$\frac{S_{1ud}}{S_{1W}} = 57,28\%$
$\frac{S_{1ud}}{S_{1W}} = 59,71\%$	$\frac{S_{1ud}}{S_{1W}} = 59,77\%$
$\frac{S_{1ud}}{S_{1W}} = 65,77\%$	$\frac{S_{1ud}}{S_{1W}} = 66,67\%$

0.6.3. Evaluación convencional de la calidad de la energía eléctrica

La evaluación de la calidad de la energía eléctrica se fundamenta en la comparación de las medidas de las variables de distorsión y desbalance para las señales de tensión y de corriente con los valores contractuales o valores límites sugeridos por la normatividad revisada en la sección II. La metodología de evaluación que se estableció es utilizada para los *check lists* mostrados en las tablas 29 y 29.

Metodología de evaluación

1. Periodo de evaluación o ventana de observación de una semana.
2. Intervalo de agregación corto o de 10 minutos (1008 datos evaluados en una semana).
3. Durante el 95 % del tiempo los valores registrados no deben superar los límites.

Tabla 28: Check list para la semana del 17 al 23 de Marzo

Variable	Cantidad de datos que superan los valores límite (%)	Diferencia entre los valores más desfavorables contra el límite	Límite
Vr	0 <input checked="" type="checkbox"/>	–	± 10 %
Vs	4 (0,4 %) <input checked="" type="checkbox"/>	1,044 V	
Vt	0 <input checked="" type="checkbox"/>	–	
$\frac{V^-}{V^+}$	0 <input checked="" type="checkbox"/>	–	2 %
$\frac{I^-}{I^+}$	0 <input checked="" type="checkbox"/>	–	20 %
THD_r	0 <input checked="" type="checkbox"/>	–	8 %
THD_s	0 <input checked="" type="checkbox"/>	–	
THD_t	0 <input checked="" type="checkbox"/>	–	
TDD_r	0 <input checked="" type="checkbox"/>	–	8 %
TDD_s	0 <input checked="" type="checkbox"/>	–	
TDD_t	0 <input checked="" type="checkbox"/>	–	
FP	975 (96,73 %) <input checked="" type="checkbox"/>	0,23 <input checked="" type="checkbox"/>	0,9 - 1

Tabla 29: Check list para la semana del 31 de Marzo al 06 de Abril

Variable	Cantidad de datos que superan los valores límite (%)	Diferencia entre los valores más desfavorables contra el límite	Límite
Vr	0 <input checked="" type="checkbox"/>	–	± 10 %
Vs	20 (1,98 %) <input checked="" type="checkbox"/>	1,353 V	
Vt	0 <input checked="" type="checkbox"/>	–	
$\frac{V^-}{V^+}$	1 (0,1 %) <input checked="" type="checkbox"/>	0,1	2 %
$\frac{I^-}{I^+}$	0 <input checked="" type="checkbox"/>	–	20 %
THD_r	0 <input checked="" type="checkbox"/>	–	8 %
THD_s	0 <input checked="" type="checkbox"/>	–	
THD_t	0 <input checked="" type="checkbox"/>	–	
TDD_r	0 <input checked="" type="checkbox"/>	–	8 %
TDD_s	0 <input checked="" type="checkbox"/>	–	
TDD_t	0 <input checked="" type="checkbox"/>	–	
FP	975 (96,73 %) <input checked="" type="checkbox"/>	0,23	0,9 - 1

NOTA: Los porcentajes y valores de los *check lists* fueron obtenidos de los estadísticos de las variables mostrados en los apéndices C y D.

Los *check list* revelaron, según los indicadores convencionales, que el factor de potencia se encuentra en una condición crítica.

Observaciones

- Los datos tenidos en cuenta para este estudio se empezaron a almacenar correctamente desde el día 11 de marzo a las 10:30; y finalizaron el 06 de abril a las 23:50. Antes de esta fecha ya se tenía un seguimiento de algunas variables de la carga, pero no se registraron las variables requeridas para este proyecto de grado. El medidor PQube continuará almacenando registros que permitirán análisis futuros.
- El medidor PQube se alimenta directamente del transformador de distribución, por esta razón, en caso de que el circuito pierda alimentación, no se registra ningún valor, como fue el caso del día 16 de Marzo desde las 7:30 hasta las 16:00.
- El registro de datos se vio afectado por mantenimiento y algunos cambios de medidores monofásicos en la instalación del barrio.

- El modelo IEEE 1459 no está avalado para evaluar la calidad de la energía eléctrica contractualmente ya que no tiene límites definidos que permitan comparaciones.

0.7. Conclusiones

- ⇒ La normatividad define unos indicadores para evaluar la calidad de la energía eléctrica además de establecer la metodología para realizar la evaluación. Estas normas tienen una tendencia hacia el suministro eléctrico por lo cual es necesario complementar esta evaluación desde la óptica del consumo.
- ⇒ Para la recolección de información tenida en cuenta se configuró el medidor PQube con intervalos de agregación cortos (10 minutos). Estos intervalos además de cumplir con la norma [7], son apropiados para la extracción de procesos estadísticos, ya que representan menor necesidad de almacenamiento que los intervalos muy cortos (3 segundos) y menor tiempo de procesamiento que los intervalos largos (10 minutos).
- ⇒ Este proyecto de grado está basado en mediciones que se pueden almacenar y observar en tiempo real. Esta dinámica permite conocer el estado de la red en tiempo real, lo que facilita efectuar acciones oportunas para el uso eficiente tanto de los recursos de las empresas distribuidoras (conductores, transformadores y demás elementos del sistema), como de las cargas conectadas a la red por parte de los usuarios. Es de gran importancia que el medidor utilizado como equipo de monitorización cuente con características que le permitan integrar los datos a un sistema global de medida o *smart grid* donde se pueda gestionar la información.
- ⇒ El sistema de gestión de datos diseñado permite una amplia cantidad de posibilidades para graficar variables en lapsos diferentes o comparar una variable contra otra.
- ⇒ La información inicial de la carga tiene como función definir características eléctricas generales y características sociales ya que se destaca la importancia de la ubicación y magnitud de la carga. De acuerdo a las gráficas de la corriente y de la potencia en un día se puede corroborar que el comportamiento de esta carga se ajusta a la curva de demanda diaria para el sector residencial, estrato uno y dos, establecida en [5].
- ⇒ Se observó similitud en las curvas obtenidas entre una semana y otra, y de igual forma entre un día y otro. Por consiguiente el análisis del comportamiento se redujo a la observación de eventos durante 24 horas, disminuyendo el tiempo de análisis para la carga.
- ⇒ La tensión se caracteriza por tener un comportamiento dentro de los límites establecidos en la norma [9], lo cual se ve reflejado en una buena calidad del suministro eléctrico.

- ⇒ El comportamiento del consumo de potencia de la carga hace enfrentar al transformador a niveles de cargabilidad altos (125 %) y bajos (45 %). Los niveles altos son perjudiciales para el aislamiento interno del transformador y sobrecalentamiento de los conductores. Por esta razón, una curva de demanda diaria más estable podría alargar la vida útil del equipo.
- ⇒ El estudio arrojó que para este tipo de cargas, se debe dimensionar el conductor neutro por lo menos, de la misma capacidad amperimétrica de las fases porque la corriente de neutro es similar a la corriente de fase. A pesar de que el sistema está balanceado, el alto valor RMS se le atribuye al contenido de componentes armónicas triples que están en fase, principalmente el tercer armónico.
- ⇒ El modelo IEEE 1459 permite cuantificar las causas de ineficiencia que generan mayor impacto en el sistema. Se corroboró que la mayor causa de ineficiencia es la componente reactiva de la potencia, seguida de la potencia no fundamental (armónicos) y por último la potencia de desbalance.
- ⇒ El dimensionamiento del sistema visto por la empresa operadora de la red, se basa en la potencia aritmética. Esta potencia es equivalente a la potencia aparente fundamental de secuencia positiva del modelo IEEE 1459. De esta forma el dimensionamiento es erróneo, ya que el verdadero valor de potencia aparente total incluye además la potencia de desbalance y la potencia efectiva no fundamental.
- ⇒ El seguimiento de las variables permite visualizar el comportamiento durante un lapso determinado, permitiendo interpretar de una mejor manera los estadísticos, ya que muchas veces contar solo con el promedio enmascara eventos como la sobrecarga del transformador.
- ⇒ El histograma de frecuencia permite categorizar el comportamiento mostrándolo en intervalos y cuantificando la regularidad con que se presentan tanto en cantidad como en porcentaje.
- ⇒ La realización de gráficas de los datos proporcionadas por el medidor PQube es una buena herramienta para realizar el seguimiento de variables eléctricas durante diferentes ventanas de observación. La tabulación de estadísticos extraídos durante la monitorización permite cuantificar particularidades de la carga (alto consumo de reactivos, bajo factor de potencia, contenido armónico, alta corriente de neutro, entre otras).
- ⇒ En este trabajo de grado se propusieron unos parámetros para un modelo de potencia. Sin embargo, este tema sigue abierto para su estudio y se debe establecer un modelo más completo basado en la discriminación de potencias del estándar IEEE 1459, ya que solo se pudo representar el consumo de activos y reactivos y aproximadamente el 60 % del desbalance.
- ⇒ Se propone como medida de mejoramiento aumentar la capacidad de potencia del transformador de distribución del caso estudio o transferir parte de la carga a otro transformador cercano.

0.8. Recomendaciones y trabajos futuros

- ↳ Profundizar en el comportamiento de las cargas residenciales actuales, para proponer acciones de gestión de demanda que mejoren la condición de la red.
- ↳ Establecer un protocolo de comunicación entre la base de almacenamiento de datos del medidor PQube y el sistema de gestión de datos de excel que automatize la dinámica de ingreso de las variables porque actualmente el ingreso es manual.
- ↳ Realizar un estudio que cuantifique el impacto económico en las empresas electrificadoras (para esta carga, ESSA ESP), que permita reevaluar la manera de facturar según el comportamiento del consumo energético.
- ↳ Es conveniente crear acciones conjuntas entre las empresas distribuidoras de energía y los usuarios para conservar la red eléctrica en una buena condición de operación. Entre ellas, se podría incentivar la baja inyección de armónicos a la red por parte del usuario y crear tarifas diferenciales.

Bibliografía

- [1] A. Pavas, "Método para cálculo de índices de calidad de potencia," Master's thesis, Universidad Nacional de Colombia, 2005.
- [2] A. Ustariz, "Formulación de una teoría tensorial de la potencia eléctrica: Aplicaciones al estudio de la calidad de la energía," Ph.D. dissertation, Universidad Nacional de Colombia sede Manizales, 2011.
- [3] V. Staudt, "Fryze - buchholz - depenbrock: A time-domain power theory," *International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation*, vol. ICFO 04/564., pp. 1–12, 2008.
- [4] G. Ordoñez, "Mediciones eléctricas iii. propuesta del estándar ieee 1459 para medición de potencias y energías," in *Curso: Mediciones eléctricas*, 2000.
- [5] *Normas para cálculo y diseño de sistemas de distribución - ESSA 2004 - 2005*.
- [6] *IEEE 1159. Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*, IEEE Power & Energy Society Std.
- [7] *IEC 61000 Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4-30: Testing and measurement techniques. Power quality measurement methods*, Norma Europea - NE Std.
- [8] *IEC 61000 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-4 Environment - Compatibility levels in Industrial plan for low-frequency conducted disturbances.*, International Electrotechnical Commission - IEC Std.
- [9] *UNE 50160 Características de la tensión suministrada por la redes generales de distribución*, Norma Europea - NE Std.
- [10] *IEEE 519. Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*, IEEE Power Engineering Society Std.
- [11] *NTC 5001 Calidad de la potencia eléctrica. Límites y metodología de evaluación en punto de conexión común*, Norma Técnica Colombiana Std.
- [12] G. Jimenez, "Armónicos: Cálculo de la potencia reactiva para la implementación de bancos de condensadores en cargas aisladas," Master's thesis, Universidad Nacional de Colombia sede Manizales, 2007.

- [13] *IEEE 1459 Standard Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Std.
- [14] M. M. J. B. L. P. L. N. O. B. B. D. J. G. J. U. C. F. R. C, H T, *Caracterización del sector eléctrico colombiano*, SENA, Ed. SENA, 2013.
- [15] P. Toledo, “Armónicos: Caracterización y modelamientos de cargas monofásicas no lineales,” Master’s thesis, Universidad Nacional de Colombia sede Manizales, 2011.
- [16] A. G. R. Gallego, J. Galvis, “Modelamiento de cargas no lineales para análisis armónico,” *Scientia et Technica Año X*, vol. No. 26, pp. 13–18, 2004.
- [17] L. Czarnecki, “Orthogonal decomposition of the currents in a 3-phase nonlinear asymmetrical circuit with a nonsinusoidal voltage source,” *IEEE Trans. Instrum. Meas.*, vol. 37, pp. 30–34, 1988.
- [18] J. Petit, “Control de filtros activos de potencia para la mitigación de armónicos y mejora del factor de potencia en sistemas desequilibrados,” Ph.D. dissertation, Universidad Carlos III de Madrid, 2007.
- [19] M. Depenbrock, “The fbd-method, a generally applicable tool for analysing power relations,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, pp. 381–386, 1993.
- [20] R. S. H. S. P. L. P. Salmerón, J. R. Vázquez, “Los términos de potencia en el marco del standard iee 1459-2000,” in *XVII Reunión de grupos de investigación de ingeniería eléctrica*, 2007.
- [21] *Manual de uso Fluke 434-II/435-II/437-II. Analizador trifásico de energía y calidad de la energía eléctrica*, 2012.
- [22] M. V. J. Cortes, J. Moncada, *Metodología de caracterización de los parámetros de una carga eléctrica de una edificación*. Universidad Industrial de Santander, 2014.

Apéndice A. Variables Medidor PQube

Tabla 30: Variables del medidor PQube

Variable	Comentario
Tensiones Eficaces	Proporciona las tensiones de línea y tensiones de fase dependiendo de la conexión de la carga ya sea en delta o Y.
Tensiones Fundamentales	Proporciona las tensiones de línea y tensiones de fase dependiendo de la conexión de la carga ya sea en delta o Y.
Tensiones Armónicas	Proporciona las tensiones de línea y tensiones de fase dependiendo de la conexión de la carga ya sea en delta o Y.
Corrientes Eficaces	Proporciona las Corrientes de línea y corriente de neutro siempre y cuando la conexión lo permita, es decir, si la conexión es delta no podremos medir la corriente de neutro. El PQube requiere de un modulo extra (CT4), el cual es un transformador de corriente conectado en su interior para relizar la medición de corrientes a niveles mas bajos. (Ver figura 8)
Corrientes Fundamentales	Proporciona las Corrientes de línea
Corrientes Armónicas	Proporciona las Corrientes de línea
Distorsiones	Muestra la medición de la distorsión armónica total de tensión, distorsión armónica total de corriente y distorsión de demanda total de corriente. El PQube utiliza una transformada de Fourier discreta de enganche de fase de 256 muestras por ciclo para calcular la distorsión armónica total.
Desbalances	Muestra la medición de los desbalances de tensión y desbalances de corriente. Incluye tanto las tensiones y corrientes fundamentales y armónicos.

Apéndice B. Gráficas secundarias

Estas gráficas son un soporte de los conceptos tratados en la sección VI.

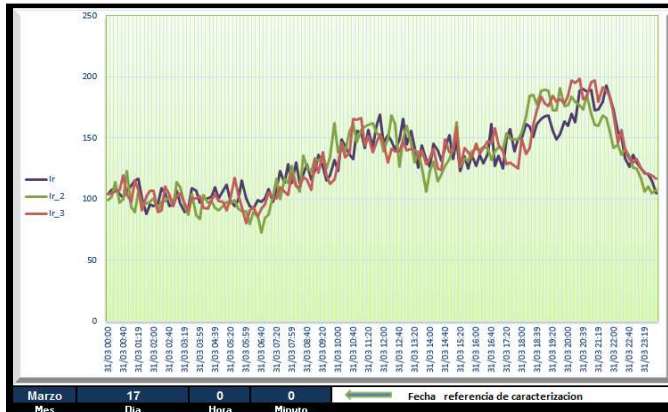


Figura 46: Comportamiento de la tensión el día lunes de varias semanas



Figura 47: Corriente de varios días durante 6 horas. Ir: día lunes, Ir_2 : día martes, Ir_3 : día jueves y Ir_4 : día viernes

Las figuras 49 y 50 muestran que el desbalance tanto por la norma ANSI como en la norma IEC obtienen resultados muy parecidos.

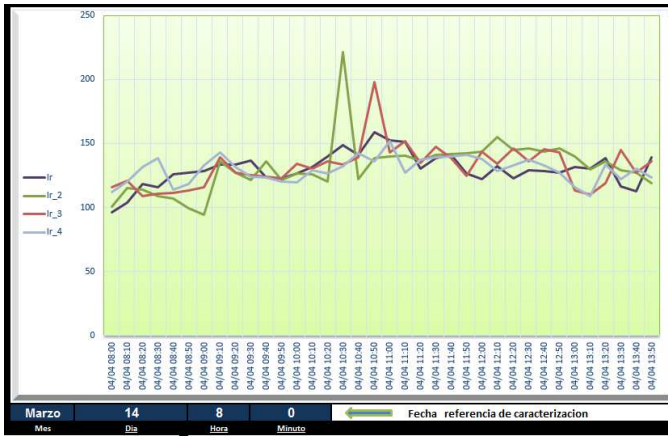


Figura 48: Corriente de fase del día viernes



Figura 49: Comparación de desbalance de tensión por Norma ANSI e IEC durante un día

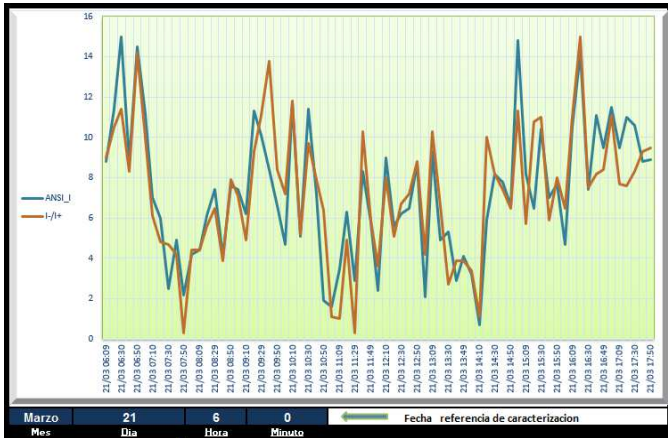


Figura 50: Comparación de desbalance de corriente por Norma ANSI e IEC durante un día

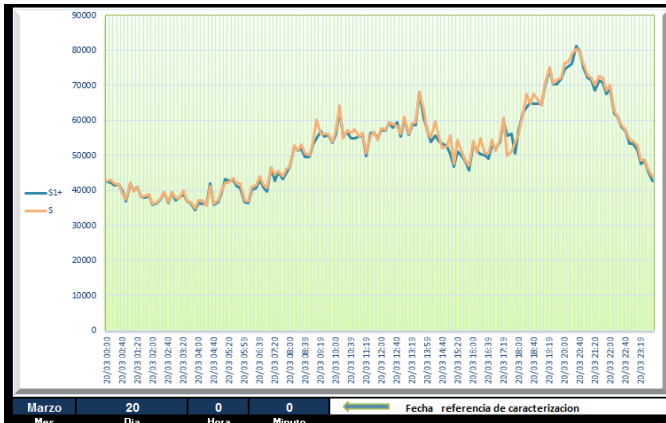


Figura 51: Comparación de potencia aritmética (S) contra potencia aparente fundamental de secuencia positiva (S1+) durante un día

S1+		S	
Maximo	81265.50	Maximo	80582.71
Minimo	34341.48	Minimo	35001.37
Promedio	52121.59	Promedio	52743.42
Varianza	129209467.36	Varianza	133029853.78
Percentil	72199.33	Percentil	72885.75

Figura 52: Comparación de los estadísticos de potencia aparente (S) contra potencia aparente fundamental de secuencia positiva (S1+) durante un día



Figura 53: Comparación de potencia activa (P) contra potencia activa fundamental de secuencia positiva (P1+) durante un día

W		P1+	
Maximo	72958.54	Maximo	74471.15
Minimo	24983.85	Minimo	25101.92
Promedio	42635.56	Promedio	42597.33
Varianza	143396697.77	Varianza	144053598.06
Percentil	65647.73	Percentil	65973.85

Figura 54: Comparación de los estadísticos de potencia activa (P) contra potencia activa fundamental de secuencia positiva P1+) durante un día

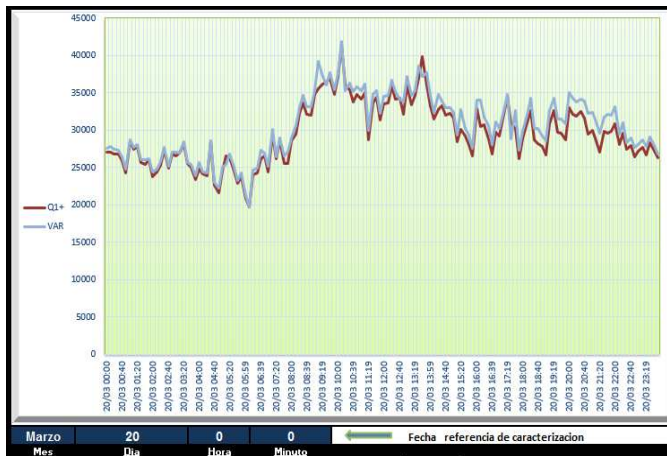


Figura 55: Comparación de potencia reactiva (Q) contra potencia reactiva fundamental de secuencia positiva (Q1+) durante un día

Q1+		VAR	
Maximo	41359.61	Maximo	41922.27
Minimo	19754.66	Minimo	19776.78
Promedio	29512.65	Promedio	30489.74
Varianza	16504404.99	Varianza	18069916.08
Percentil	36095.17	Percentil	37210.45

Figura 56: Comparación de los estadísticos de la potencia reactiva (Q) contra potencia reactiva fundamental de secuencia positiva (Q1+) durante un día

Apéndice C. Estadísticos para evaluación de la calidad de la energía

Debido a que la evaluación se realiza en periodos semanales, se tuvo en cuenta la primera semana con las que se contó con registros completos.

- Semana 1: Del 17 al 23 de Marzo

Tal como se mencionó en la sección IV-B1, se realiza un ejemplo donde se explica el contenido y las ventajas logradas mediante el histograma. En la Figura 57 se observa un gráfico de Histograma que cuenta con dos ejes verticales y uno horizontal. El eje vertical de la izquierda corresponde a la cantidad de datos considerados, el eje vertical de la derecha corresponde al porcentaje que acumulan los datos en todos los rangos de clase; y el eje horizontal muestra que rangos de clase fueron seleccionados para el gráfico. Debajo de este se encuentra la tabulación de esta información, adicionando el porcentaje individual de cada rango.

Entonces, para este ejemplo se tienen tres rangos de clase: 108, 132 y mayores.... El primer rango tiene una frecuencia de cero, es decir, que ninguno de los datos tienen valores entre cero y 108. El segundo rango tiene una frecuencia de 1008 y un porcentaje acumulado del 100%, es decir, que todos los datos tienen valores mayores a 108 y menores a 132. Y el tercer rango al igual que el primero, no tiene datos, luego tampoco existen valores mayores a 132.

La muestra de datos corresponde a la tensión de la fase r durante una semana.

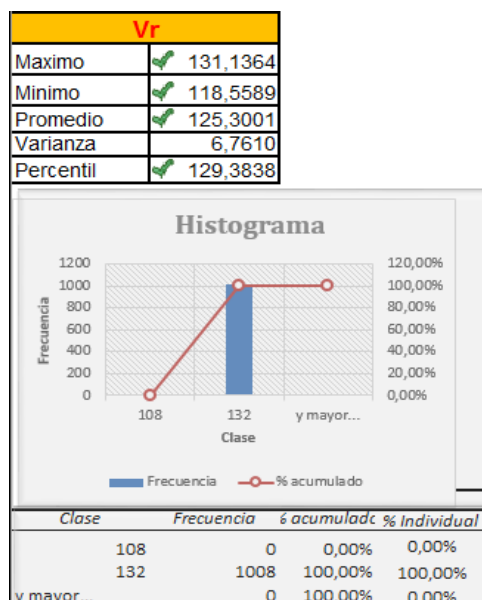


Figura 57: Estadísticos de la tensión de la fase r - Sem 1

Después se puede realizar el mismo análisis a cada gráfico.

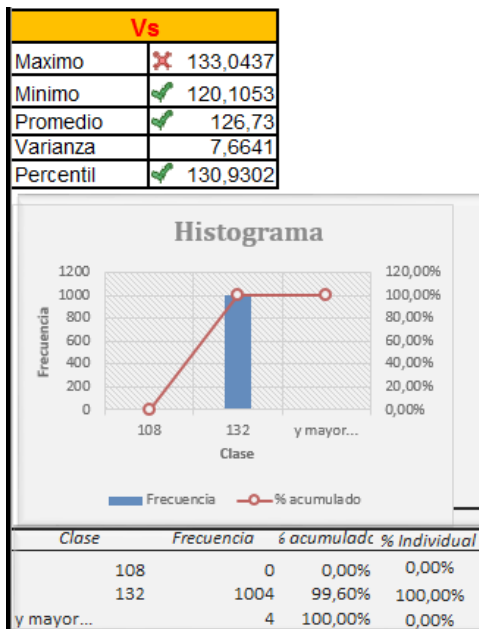


Figura 58: Estadísticos de la tensión de la fase s - Sem 1

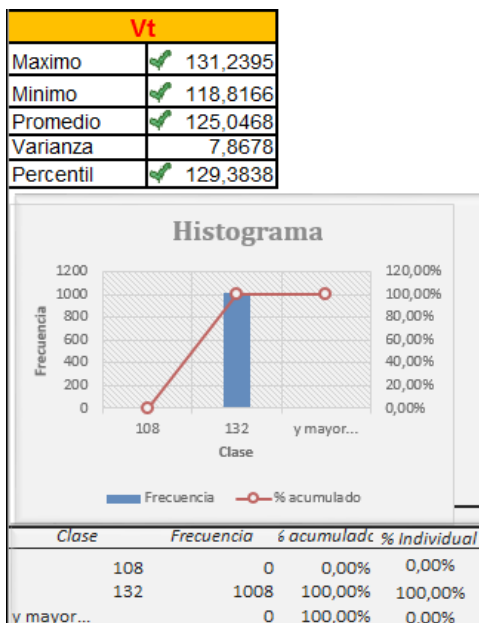


Figura 59: Estadísticos de la tensión de la fase t - Sem 1

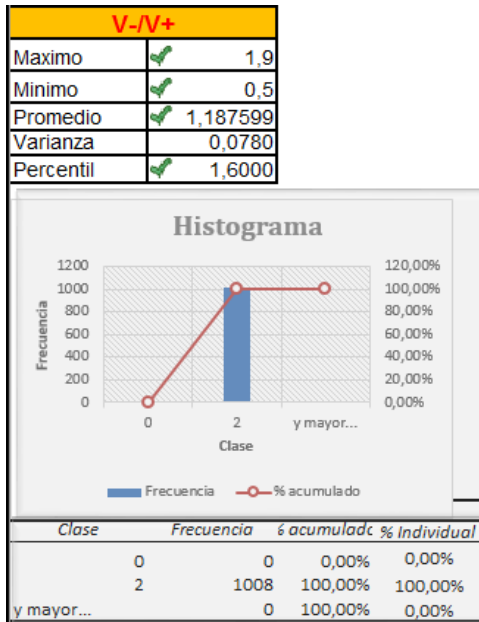


Figura 60: Estadísticos del desbalance de tensión - Sem 1

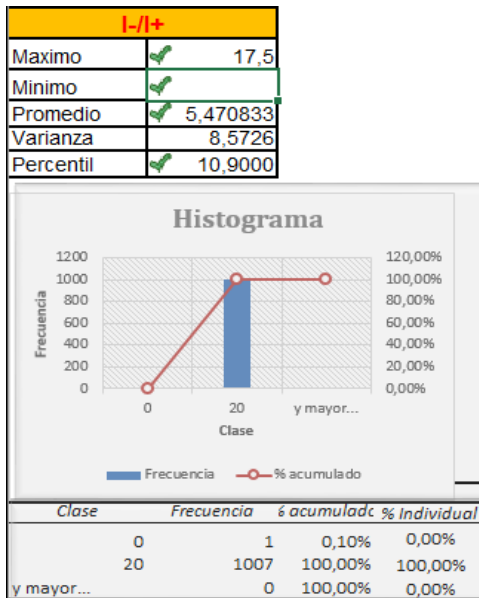


Figura 61: Estadísticos del desbalance de corriente - Sem 1

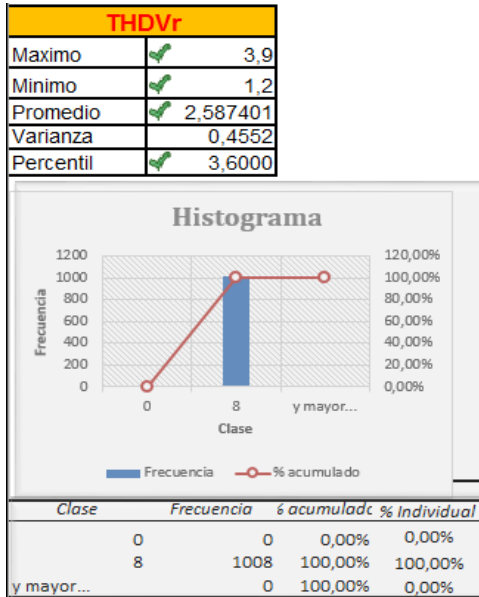


Figura 62: Estadísticos del THD de la fase r - Sem 1

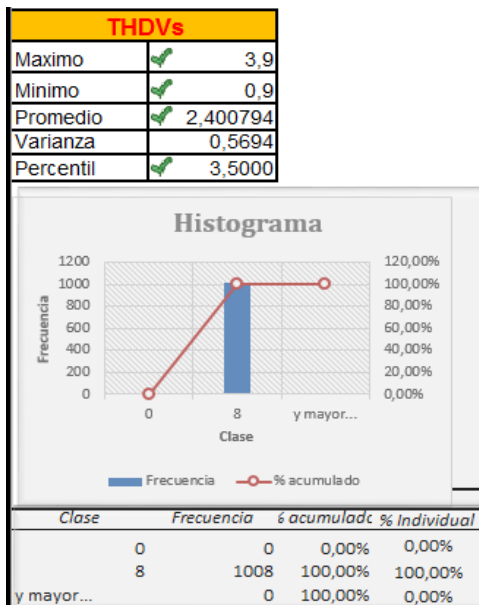


Figura 63: Estadísticos del THD de la fase s - Sem 1

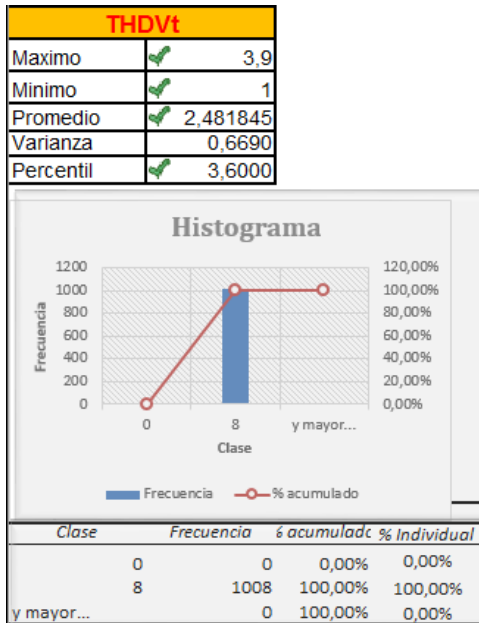


Figura 64: Estadísticos del THD de la fase t - Sem 1

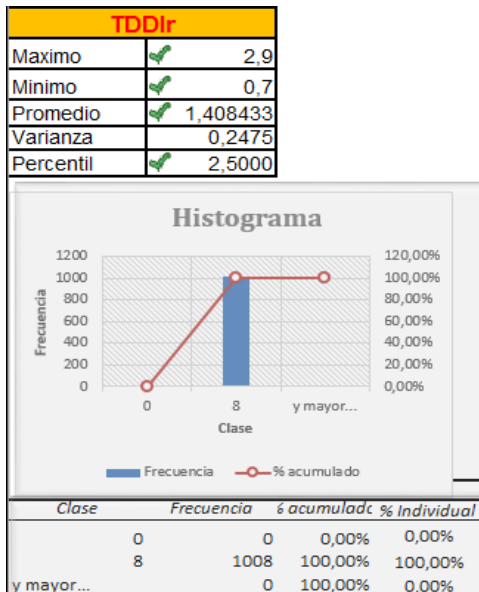


Figura 65: Estadísticos del TDD de la fase r - Sem 1

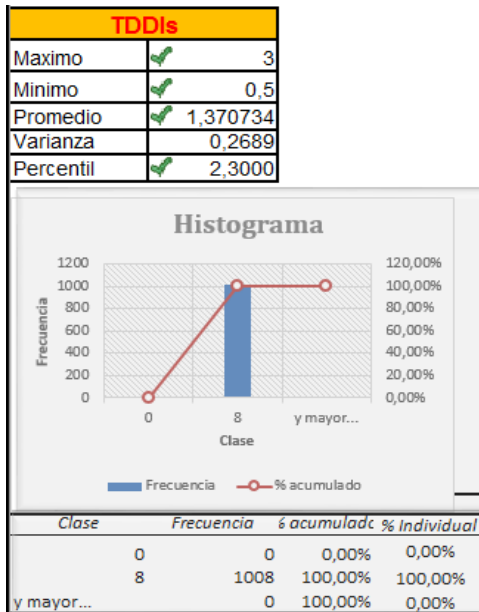


Figura 66: Estadísticos del TDD de la fase s - Sem 1

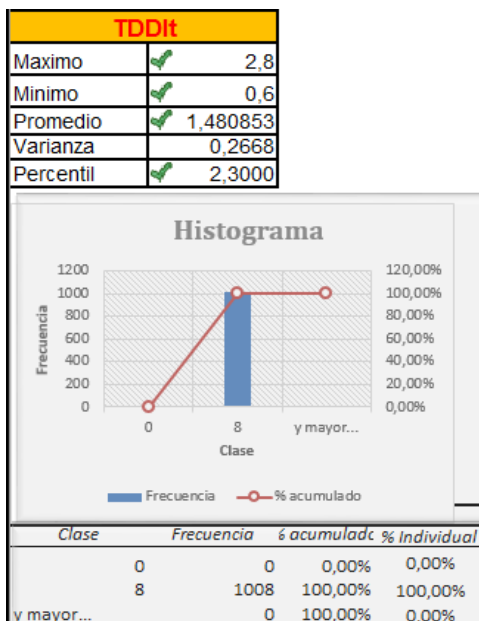


Figura 67: Estadísticos del TDD de la fase t - Sem 1

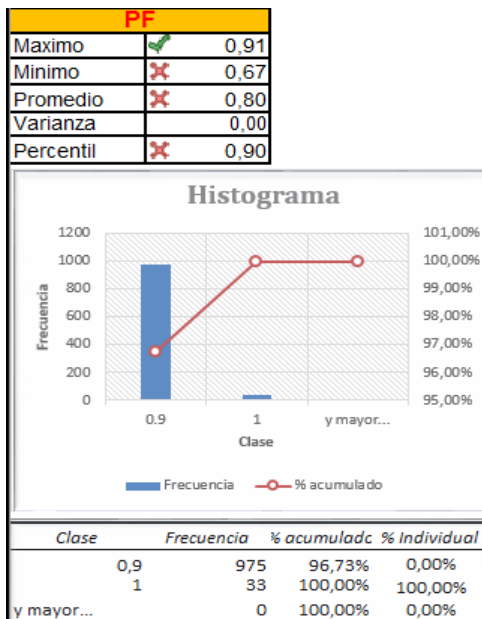


Figura 68: Estadísticos del FP - Sem 1

Apéndice D. Estadísticos para evaluación de la calidad de la energía Semana 3

Se realizó el mismo procedimiento que en el Apéndice C. Como el comportamiento entre una semana y otra es similar, no se realizará la evaluación de la segunda semana.

- Semana 3: Del 31 de Marzo al 06 de Abril

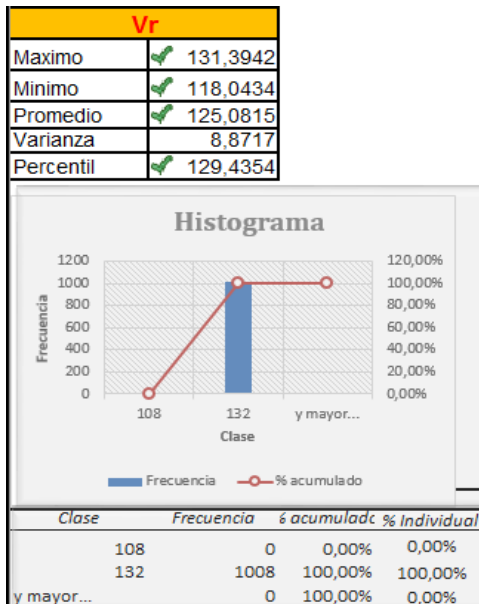


Figura 69: Estadísticos de la tensión de la fase r - Sem 3

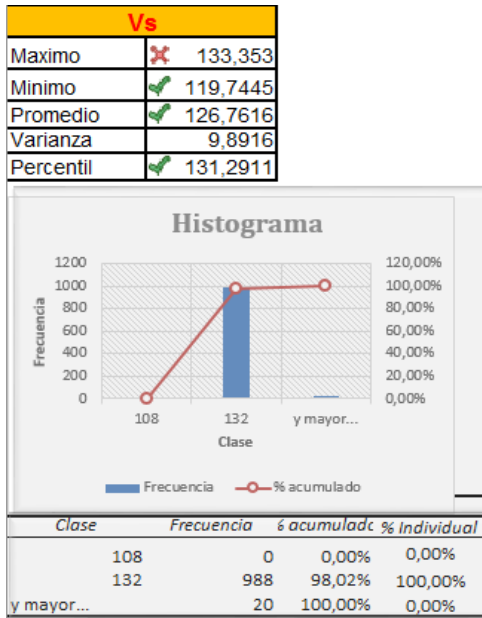


Figura 70: Estadísticos de la tensión de la fase s - Sem 3

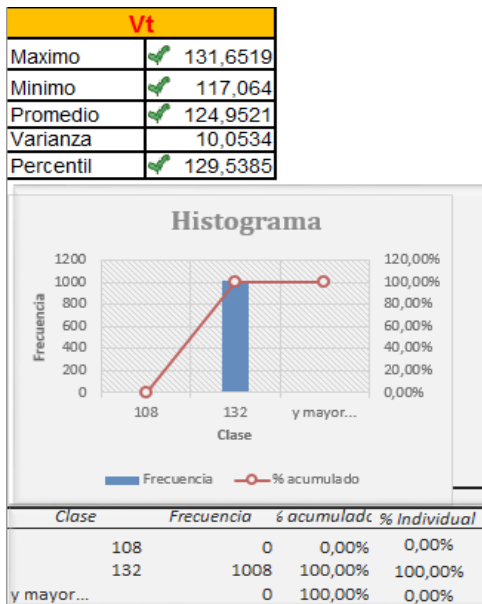


Figura 71: Estadísticos de la tensión de la fase t - Sem 3

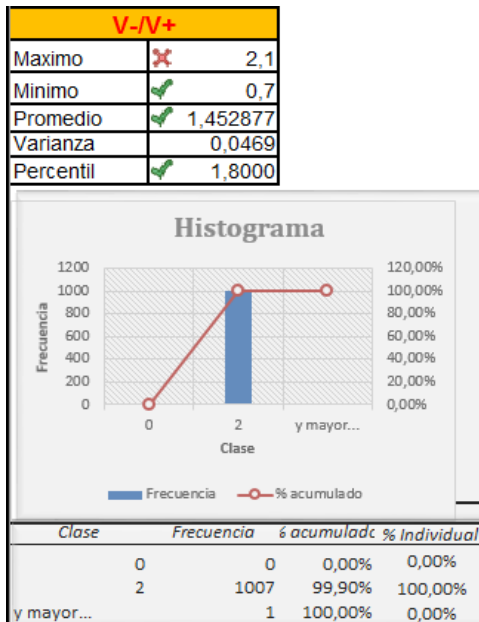


Figura 72: Estadísticos del desbalance de tensión - Sem 3

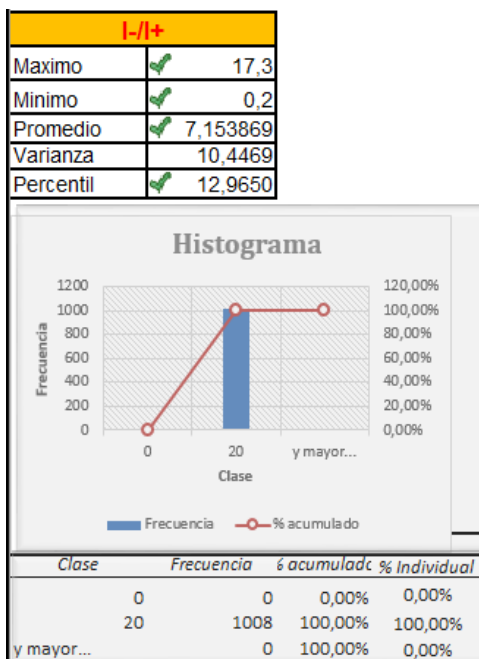


Figura 73: Estadísticos del desbalance de corriente - Sem 3

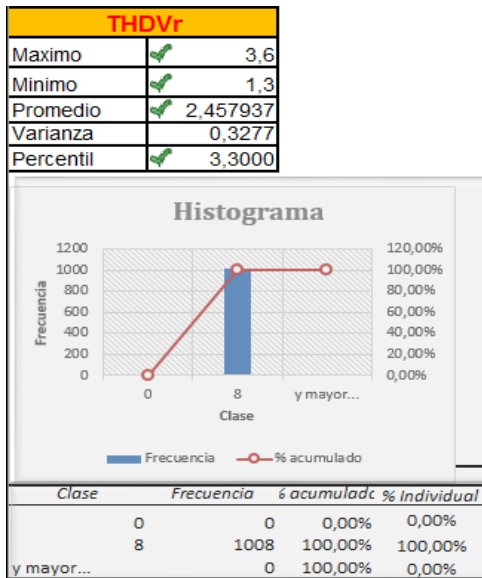


Figura 74: Estadísticos del THD de la fase r - Sem 3

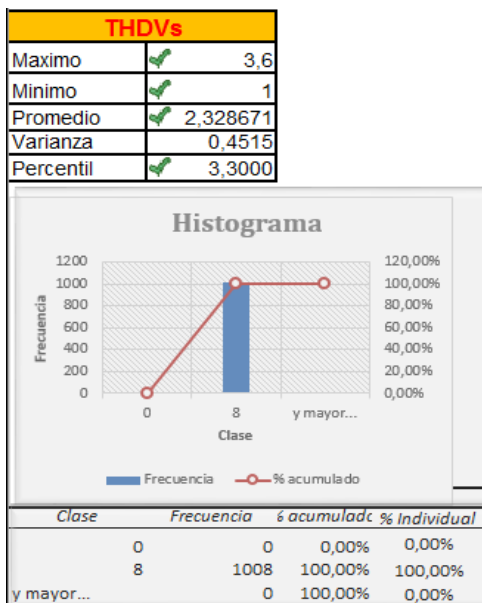


Figura 75: Estadísticos del THD de la fase s - Sem 3

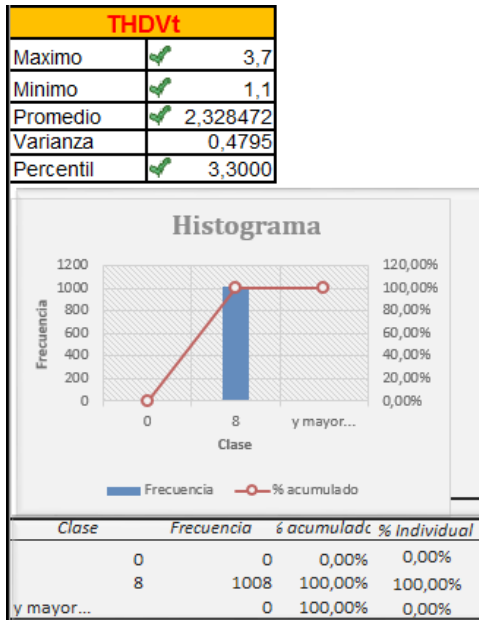


Figura 76: Estadísticos del THD de la fase t - Sem 3

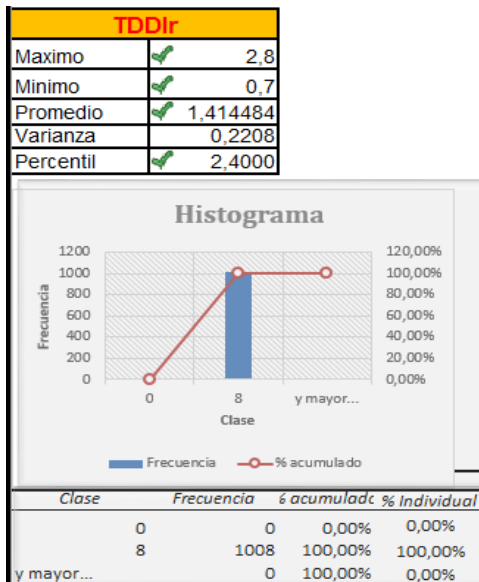


Figura 77: Estadísticos del TDD de la fase r - Sem 3

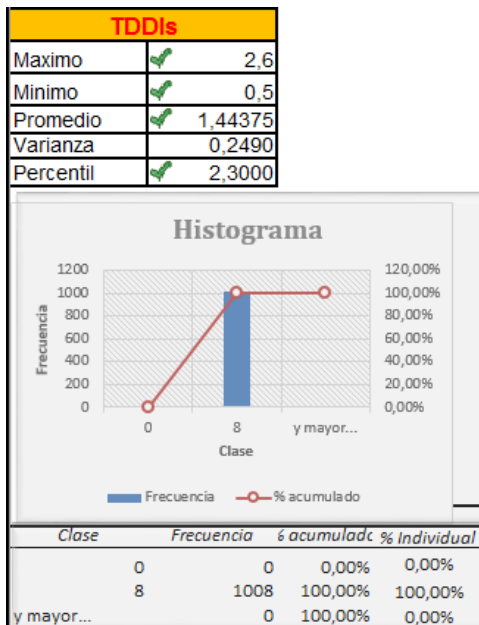


Figura 78: Estadísticos del TDD de la fase s - Sem 3

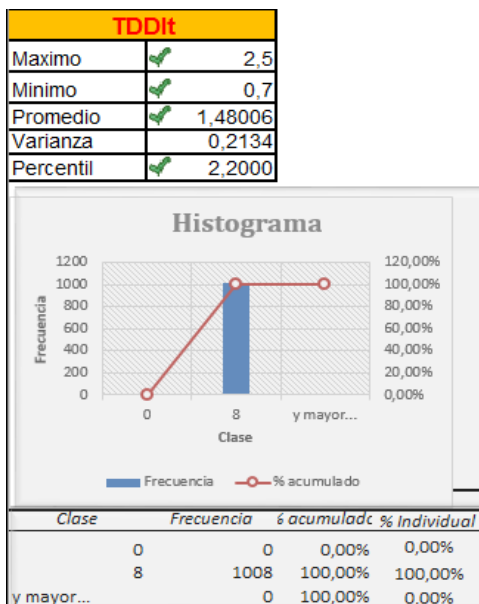


Figura 79: Estadísticos del TDD de la fase t - Sem 3

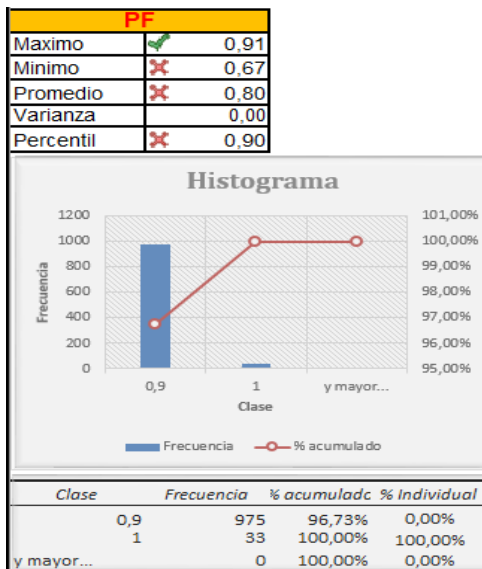


Figura 80: Estadísticos del FP - Sem 3

Apéndice E.

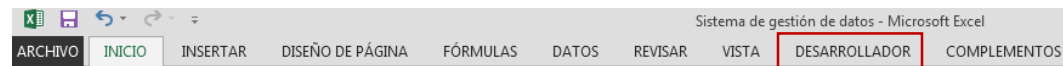
GUÍA PARA GRAFICAR EN LA HERRRAMIENTA DE EXCEL: SISTEMA DE GESTIÓN DE DATOS

Introducción

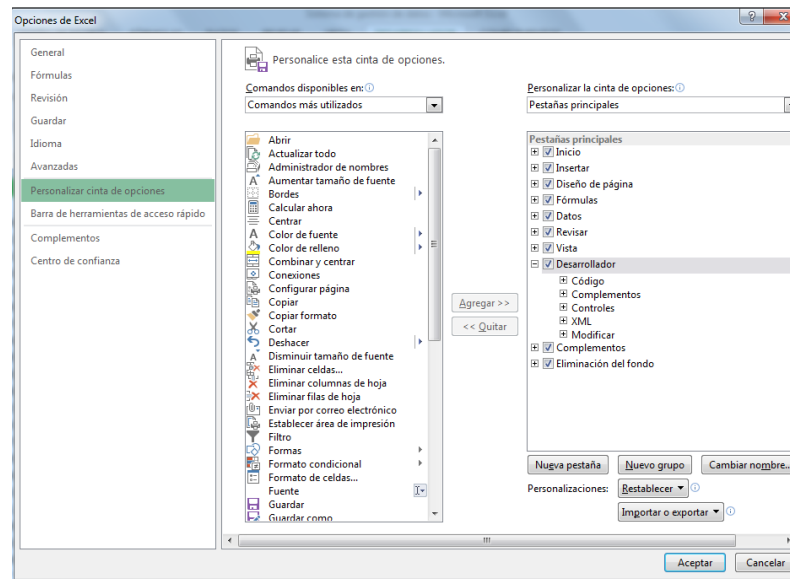
Este sistema de gestión de datos fue creado con la intención de automatizar gráficas y tablas para variables proporcionadas por un medidor digital en el software Excel, con el fin de mejorar el desarrollo del proyecto de grado “Caracterización del comportamiento dinámico de la carga eléctrica de un transformador de distribución del área metropolitana de Bucaramanga”.

El programa fue diseñado con funciones de la versión de Excel 2013, para versiones anteriores el sistema de gestión no ejecutará correctamente todas las gráficas.

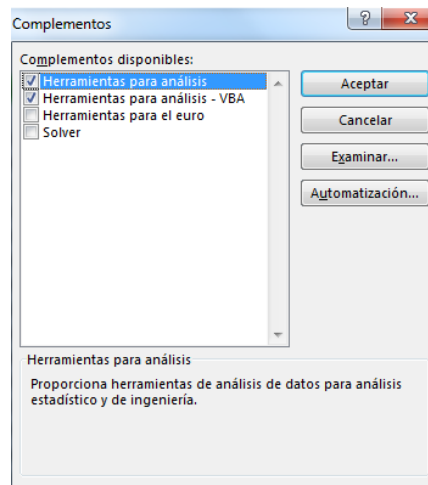
Antes de comenzar a realizar gráficas, asegúrese de activar la pestaña “DESARROLLADOR” y el complemento “Herramientas para el análisis” para poder ejecutar las macros y el código VBA con las que cuenta el programa.



Para activar el DESARROLLADOR siga la siguiente ruta: Archivo – Opciones – Personalizar cinta de opciones



Para activar los complementos siga la siguiente ruta: Archivo – Opciones - Complementos – Ir... -



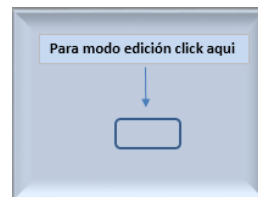
Inicialización

Después de abrir Excel y asegurarse de tener todas las herramientas activadas se debe colocar el programa en modo uso mediante el siguiente botón especial:



Oprimiendo *click* izquierdo dentro del recuadro azul se prepara el programa para realizar una gran cantidad de posibles gráficas y tablas. Tenga en cuenta que con este botón, se ocultarán títulos, hojas de cálculo, barra de fórmulas, encabezados de fila y columna, entre otros)

Si se quiere hacer algún cambio, entre ellos editar la base de datos llamado "Registro_histórico" se debe colocar el programa en modo edición con el siguiente botón especial:



Oprimiendo *click* izquierdo dentro del recuadro azul se tiene acceso a la hoja de cálculo "Registro_histórico" en la cual se pueden editar los valores de las variables que se pretenden graficar.



Registro histórico: Este sistema comprende una primera etapa de almacenamiento de datos o registro histórico de variables, que consiste en una hoja de cálculo donde se guardan los valores de las variables de interés registradas por el medidor PQube. Cada una de las variables ocupa una columna y están organizadas cronológicamente, especificando hora y fecha de las medidas. Las variables sombreadas en color verde fueron empleadas en el análisis, las resaltadas en color amarillo fueron variables calculadas para el modelo IEEE 1459 y las variables que se omitieron para el estudio están sombreadas con color rojo. El ingreso de los datos es manual y consiste en tomar los archivos .csv aportados por el medidor y ubicarlos en la hoja de cálculo asignada para el registro.

Para complementar los datos, se deben copiar en la fila posterior a la última con datos, como se indica en la siguiente figura.

The screenshot shows an Excel spreadsheet with the following data table:

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	
1			Vrms_r	Vrms_s	Vrms_t	F	Irms_r	Irms_s	Irms_t	Inrms	P_activa_3F	VA	Ipeak-1min	Wpeak-1min	Vapeak-1min	Wh	Varh	Vah	THD
3954	08/04/2014	14:50	122.0126	122.9404	120.9816	60.0245	119.978	141.0731	155.5759	155.5759	41041.75	50115.1367	277.3119	79492.2344	88342.7109	496697504	607180288	343956096	
3955	08/04/2014	15:00	122.2187	123.3528	121.2393	60.0125	120.857	141.952	158.6523	158.6523	43013.2813	51697.4766	277.3119	79492.2344	88342.7109	496705152	607189568	343961376	
3956	08/04/2014	15:10	121.9095	123.1466	120.9301	59.9415	122.1754	136.2388	176.6709	176.6709	43601.1094	52750.9766	277.3119	79492.2344	88342.7109	496712352	607198336	343966304	
3957	08/04/2014	15:20	122.6311	123.6621	121.7033	60.0496	117.3411	136.2388	156.0154	156.0154	42891.2188	51622.8984	277.3119	79492.2344	88342.7109	496719584	607207040	343971168	
3958	08/04/2014	15:30	122.7858	123.9713	122.0641	60.0125	134.0414	143.2705	175.3525	175.3525	46112.8945	55900.0664	277.3119	79492.2344	88342.7109	496726816	607215872	343976224	
3959	08/04/2014	15:40	122.1156	123.2497	121.4455	60.0059	134.0414	144.5889	147.6653	147.6653	41816.332	53713.9531	277.3119	79492.2344	88342.7109	496734016	607224512	343981120	
3960	08/04/2014	15:50	121.8064	123.2497	120.827	60.0157	132.7229	149.8627	175.792	175.792	45348.5508	57137.1563	277.3119	79492.2344	88342.7109	496741312	607233600	343986400	
3961	08/04/2014	16:00	121.6002	122.2703	120.5177	60.0059	125.6913	163.0471	174.4735	174.4735	46597.1484	56617.6563	277.3119	79492.2344	88342.7109	496748864	607242816	343991808	
3962	08/04/2014	16:10	121.9095	122.7858	121.0331	60.0059	127.4492	161.2891	156.8943	156.8943	44906.4336	54054.3984	277.3119	79492.2344	88342.7109	496756448	607251968	343996960	
3963	08/04/2014	16:20	121.9095	122.8373	121.0847	60.031	117.3411	163.4865	152.939	152.939	43950.4336	53040.7695	277.3119	79492.2344	88342.7109	496763808	607260864	344001856	
3964	08/04/2014	16:30	121.6517	122.6827	120.827	60.0463	120.4175	151.1811	153.3785	153.3785	41893.3555	51728.0117	277.3119	79492.2344	88342.7109	496770944	607269568	344006848	
3965																			
3966																			
3967																			
3968																			
3969																			
3970																			
3971																			
3972																			
3973																			
3974																			

The image shows a red box highlighting the empty row 3966, and a red arrow pointing downwards from the bottom of the data range, indicating the instruction to copy data into this row.

En caso de que se quieran reemplazar con datos nuevos, se deben ubicar desde la primera fila y eliminando los existentes.

The screenshot shows a Microsoft Excel spreadsheet titled "Sistema de gestión de datos - Microsoft Excel". The interface includes the ribbon with tabs like ARCHIVO, INICIO, INSERTAR, etc. The spreadsheet contains a table with the following columns: Fecha, Hora, Vr, Vs, Vt, F, Ir, Is, It, In, W, VA, lpeak-1min, Wpeak-1min, Vapeak-1min, Wh, Varh, Vah, and THD-V. The data starts from 11/03/2014 10:30 and continues down to 11/03/2014 13:50. A red box highlights the first row of data (row 3), and a red arrow points to the first cell of the data series (cell C3).

Fecha	Hora	Vr	Vs	Vt	F	Ir	Is	It	In	W	VA	lpeak-1min	Wpeak-1min	Vapeak-1min	Wh	Varh	Vah	THD-V
11/03/2014	10:30																	
11/03/2014	10:40																	
11/03/2014	10:50	122.0126	122.0641	121.2393	59.9568	121.7359	175.792	156.8943	156.8943	45272.793	54516.1797	277.3119	79492.2344	88342.7109	467435776	571168320	323245408	
11/03/2014	11:00	121.1362	122.8734	121.2393	60.0125	123.4939	151.6206	157.7733	155.1364	40967.1719	52346.1953	277.3119	79492.2344	88342.7109	467443232	571177600	323250848	
11/03/2014	11:10	122.0126	123.9198	122.2187	60.0005	128.3281	143.2705	154.6969	154.6969	40792.3711	52194.6836	277.3119	79492.2344	88342.7109	467450368	571186752	323256608	
11/03/2014	11:20	122.8889	124.7446	122.7858	59.9906	128.7676	138.8757	158.2128	158.2128	41707.5977	52945.2578	277.3119	79492.2344	88342.7109	467457408	571195840	323262336	
11/03/2014	11:30	122.4765	124.5899	122.8373	60.0157	150.3021	149.4232	172.2761	172.2761	46688.7578	58721.125	277.3119	79492.2344	88342.7109	467464800	571205184	323268096	
11/03/2014	11:40	122.9404	124.8837	122.4249	60.0157	138.4362	142.3915	172.2761	173.1551	44645.7305	55723.1836	277.3119	79492.2344	88342.7109	467472480	571214848	323273952	
11/03/2014	11:50	121.9095	124.0144	122.7858	59.9906	169.1998	158.2128	162.6076	162.6076	48796.0352	60863.1094	277.3119	79492.2344	88342.7109	467480000	571224384	323279776	
11/03/2014	12:00	123.7652	125.9301	124.0744	59.9666	148.9837	136.6783	166.1234	170.0787	45755.8672	57322.1055	277.3119	79492.2344	88342.7109	467487456	571233728	323285472	
11/03/2014	12:10	126.0848	127.8889	126.1363	60.043	143.7099	145.0284	167.8813	166.5629	45307.2266	59092.2031	277.3119	79492.2344	88342.7109	467495104	571243328	323291168	
11/03/2014	12:20	126.291	127.6828	125.827	59.9852	154.2575	152.939	180.6263	180.6263	48214.7383	61585.1406	277.3119	79492.2344	88342.7109	467503104	571253568	323297568	
11/03/2014	12:30	127.1673	127.7859	126.6003	59.9972	128.7676	170.0787	152.939	152.939	43458.4766	55791.0547	277.3119	79492.2344	88342.7109	467511136	571263872	323304128	
11/03/2014	12:40	127.5797	128.6622	127.1157	60.0157	129.6466	148.9837	161.2891	154.2575	45442.5156	56254.1055	277.3119	79492.2344	88342.7109	467518496	571273216	323309760	
11/03/2014	12:50	126.6003	127.6312	126.0848	59.9666	127.0097	137.9967	145.9073	143.7099	41821.5898	51584.8398	277.3119	79492.2344	88342.7109	467526016	571282560	323315424	
11/03/2014	13:00	126.0848	127.5797	125.9817	60.0037	138.4362	155.1364	164.805	164.805	46213.1172	58261.3398	277.3119	79492.2344	88342.7109	467532992	571291264	323320576	
11/03/2014	13:10	126.0332	127.2188	125.6724	60.0583	134.0414	150.3021	154.6969	154.6969	44799.5078	55500.6289	277.3119	79492.2344	88342.7109	467540512	571300800	323326464	
11/03/2014	13:20	125.26	126.0332	124.8992	59.9939	137.9967	151.6206	148.9837	150.3021	43188.1719	54475.2188	277.3119	79492.2344	88342.7109	467547904	571310208	323332224	
11/03/2014	13:30	124.5899	126.1363	124.3837	60.0212	129.6466	132.2835	149.8627	149.8627	41532.9766	51858.5898	277.3119	79492.2344	88342.7109	467554944	571318976	323337472	
11/03/2014	13:40	124.4353	125.6724	123.8167	59.9633	123.9333	141.0731	159.5312	158.2128	43573.2891	54431.7227	277.3119	79492.2344	88342.7109	467562240	571327872	323342656	
11/03/2014	13:50	123.2497	124.8476	123.6105	59.9568	130.0861	156.8943	153.3785	152.939	42791.9961	54083.5781	277.3119	79492.2344	88342.7109	467569504	571336832	323347808	

El programa tiene una visualización general donde se compone por las partes que se muestran en la siguiente figura.

Partes del sistema de gestión

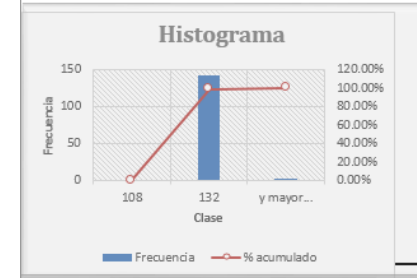
Seguimiento de variables estadísticas

Botones especiales

Zona de

Vs

Maximo	✗	132.3736
Minimo	✓	121.8579
Promedio	✓	126.5834
Varianza		9.9678
Percentil	✓	131.5849



Clase	Frecuencia	¿ acumulad	% Individual
108	0	0.00%	0.00%
132	142	98.61%	98.61%
y mayor...	2	100.00%	1.39%

<input type="radio"/> TENSIONES <input checked="" type="radio"/> CORRIENTES <input type="radio"/> PERTURBACION DE TENSION <input type="radio"/> PERTURBACION DE CORRIENTE <input type="radio"/> NINGUNO	<input checked="" type="checkbox"/> CORRIENTES EFICACES	<input type="checkbox"/> Ir	<input type="checkbox"/> Is	<input type="checkbox"/> It	<input type="checkbox"/> In
	<input checked="" type="checkbox"/> CORRIENTES FUNDAMENTALES	<input type="checkbox"/> I1r	<input type="checkbox"/> I1s	<input type="checkbox"/> I1t	<input type="checkbox"/> I1n
	<input checked="" type="checkbox"/> CORRIENTES ARMONICAS	<input type="checkbox"/> I1hr	<input type="checkbox"/> I1hs	<input type="checkbox"/> I1ht	<input type="checkbox"/> I1nH

Botones (primarios-secundarios-terciarios)

Botones especiales

El usuario puede utilizar estos botones para navegar entre las interfaz existentes.



Sirve para trasladarse de la interfaz IEEE 1459 hacia el interfaz CONVENCIONALES.



Sirve para trasladarse de la interfaz CONVENCIONALES hacia el interfaz IEEE 1459.

Interfaz “CONVENCIONALES”:

En la hoja de cálculo llamada CONVENCIONALES está la interfaz que permite realizar los gráficos de las variables asociadas a la tensión y corriente en diferentes intervalos.

El procedimiento para realizar una gráfica de cualquiera de estas variables es el siguiente:

1. Elegir la fecha referencia de caracterización (mes, día, hora y minutos) que se desea graficar y asimismo la ventana de observación. La fecha de referencia se selecciona de listados ubicados en las celdas mostradas en la figura.

IEEE 1459

Marzo 26 0 0 Fecha referencia de caracterización

TENSIONES
CORRIENTES
PERTURBACION DE TENSION
PERTURBACION DE CORRIENTE
NINGUNO

CORRIENTES EFICACES
 CORRIENTES FUNDAMENTALES
 CORRIENTES ARMONICAS

Ir Is It In
 I1r I1s I1t I1n
 I1hr I1hs I1ht I1nH

1 día VENTANA DE OBSERVACION

Graficar otro intervalo de tiempo

Fecha de referencia de caracterización: Es el punto de partida para graficar y tabular.

Ventanas de observación: Es el periodo de tiempo durante el cual se tienen en cuenta las mediciones de los diferentes parámetros de manera ininterrumpida para realizar las gráficas.

2. Se selecciona un botón primario que contiene las categorías generales. Este botón despliega una serie de opciones asociadas a las categorías generales llamados botones secundarios.

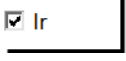


Los botones primarios son de selección única, es decir, que al escoger otro botón primario se desactiva el anterior. Luego solo se tendrá una categoría seleccionada.

El botón “NINGUNO” sirve para borrar las gráficas que se encuentren en la zona de seguimiento de variables y zona de estadísticos.

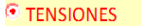
3. Escoger un botón secundario (CORRIENTES EFICACES), que contiene el parámetro asociado a la categoría seleccionada anteriormente. De igual forma este botón activa un tercer botón.

Los botones secundarios son de selección múltiple, es decir, que al escoger otro botón secundario permanecen activados ambos.

4. Por último se activa el botón terciario () Ir, que contiene la variable que se desea graficar.
5. La variable permite observar un seguimiento en el lapso de la ventana de observación seleccionada, junto con una tabla de estadísticos. Si la variable cuenta con un límite sugerido en la normatividad, aparece además un histograma de frecuencia. Sin embargo, estas propiedades se pierden cuando se grafica más de una variable.

En esta sección de las variables convencionales se pueden graficar hasta cuatro variables diferentes en la misma ventana de observación, siempre y cuando correspondan al mismo botón primario, con la desventaja que se pierde la opción de visualizar estadísticos e histogramas.

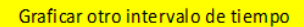
Ejemplo:

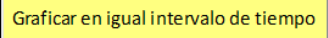
Para la categoría general:  se pueden seleccionar:



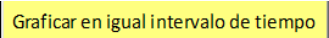
- TENSIONES EFICACES
- TENSIONES FUNDAMENTALES
- TENSIONES ARMONICAS

Si ahora se desean graficar , el botón se desactivará  automáticamente .

La herramienta también permite realizar graficas de la misma variable en diferentes ventanas de observación (1 hora, 2 horas, 6 horas, 1 día y 1 semana). Esto se puede lograr de la siguiente manera:

1. Elegir la fecha y hora que se desea graficar en la fecha de referencia y asimismo la ventana de observación.
2. Seleccionar el botón de color amarillo llamado “Graficar otro intervalo de tiempo” (). Una vez pulsado este botón no se puede cambiar la ventana de observación. En caso de que se desee cambiar la

ventana de observación, se oprime *click* izquierdo en el botón “Graficar en igual intervalo de tiempo” () y se empieza el proceso nuevamente.

3. Se selecciona un botón primario que contiene las categorías generales, el cuál activa un botón secundario.
4. Se selecciona un botón secundario que contiene el parámetro asociado a la categoría seleccionada anteriormente activando botón terciario.
5. Se activa el botón de la variable que se desea graficar.
6. Para graficar el segundo intervalo de tiempo de la misma variable, se elige la nueva fecha y hora y se da *click* en el botón de color rojo llamado “Graficar” ()
7. Se repite el paso anterior si se desea realizar una tercera o cuarta grafica en otro intervalo. La herramienta sólo permite hasta cuatro gráficas de la misma variable.
8. Junto al botón “Graficar”, está el botón “Reiniciar” () , este permite borrar las gráficas de la variable que se graficó en diferentes intervalos y así seleccionar una variable nueva.
9. En caso de que se desee volver a graficar varias variables al mismo tiempo, se oprime *click* izquierdo en el botón “Graficar en igual intervalo de tiempo” ()

Interfaz IEEE 1459:

Además de la interfaz de “CONVENCIONALES”, existe otra hoja de cálculo denominada “IEEE 1459”, en ella se encuentran las variables de potencia trifásica y los términos del estándar IEEE 1459. El procedimiento para realizar graficas es igual al explicado en la primera interfaz.

La visualización general tiene dos cambios:

1. Se adicionan tres indicadores de la IEEE 1459, graficados permanentemente con la fecha, hora y ventana de observación que estén seleccionados en el momento.
2. No se tienen graficas acompañadas con histogramas de frecuencia, ya que las variables ubicadas en esta interfaz no cuentan con límites sugeridos que permitan generar rangos de clase para un histograma.

Observaciones

- Los datos que se encuentran en el sistema de gestión de datos están correctamente almacenados desde el día 11 de marzo a las 10:30 y finalizaron el 06 de abril a las 23:50 del 2014. Por fuera de estas fechas la graficas están sujetas a errores.